



**UNIVERSIDAD DE CHILE**

**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE  
COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REACTIVOS EN TRANSMISIÓN**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELECTRICISTA**

**ALEX IVÁN ALEGRÍA MEZA**

**PROFESOR GUÍA:  
ÓSCAR MOYA ARAVENA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ**

**SANTIAGO DE CHILE  
MARZO 2007**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: ALEX IVÁN ALEGRÍA MEZA  
FECHA: 19/03/2007  
PROF. GUÍA: DR. OSCAR MOYA

## **EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL USO DE COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REACTIVOS EN TRANSMISIÓN**

El objetivo de este trabajo es determinar el efecto producido por un compensador estático de reactivos (SVC), en la estabilización de perturbaciones en el sistema eléctrico y en la descongestión de la red de transmisión, evaluando los efectos económicos derivados de su utilización. Adicionalmente, se propone una alternativa para valorar su aporte al sistema como un elemento que provee un Servicio Complementario de Control de Tensión.

Para comprobar el aporte del SVC a la estabilidad de las tensiones, se simula un conjunto de contingencias en un modelo simplificado del Sistema Interconectado Central (SIC), a partir de lo cual se comprueba el desempeño dinámico del dispositivo, cotejando los valores de las tensiones obtenidas con aquellos que define la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS) para una operación segura del sistema. Posteriormente, se analiza el efecto económico producido por las contingencias en régimen permanente en los casos con SVC y sin SVC, comprobando la variación de las pérdidas, los redespachos de generación y los montos de potencia no servida. A partir de estos valores y de los flujos de potencia resultantes, obtenidos mediante un OPF de minimización de pérdidas, se verifican los efectos del SVC en la descongestión de las líneas de transmisión, y por ende, en la capacidad de transmisión de potencia activa de dichos elementos

Por su parte, la propuesta de valorización del Servicio Complementario entregado por el SVC, se basa en las componentes habituales de inversión y operación, más los beneficios provocados por el dispositivo, tales como reducción de pérdidas o potencia activa, calculados para distintas condiciones de demanda e hidrologías. Producto de las dimensiones del problema, esta propuesta no es evaluada numéricamente en la etapa de simulaciones.

Los resultados de las simulaciones muestran que el SVC permite una eficaz atenuación de las oscilaciones de tensión, evitando las violaciones a los límites de operación indicados en la NTSCS. Además, los resultados obtenidos en el OPF indican que su uso produce un enorme ahorro en los costos operacionales del sistema.

Con respecto a la descongestión de la red de transmisión, se logran favorables resultados, obteniéndose importantes aumentos de la transmisión de potencia activa por las líneas circundantes al punto de conexión del SVC, alcanzándose como máximo valor un aumento de un 36% en la transmisión de en la línea Concepción-San Vicente 154 con un SVC instalado en esta última barra. Otro resultado a considerar es el obtenido al simular la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel-Ancoa 500, en donde gracias a un SVC de  $\pm 200$  [MVar], se logra descartar la limitación de transmisión de potencia por motivos de estabilidad, lográndose el cumplimiento del criterio N-1.

Por lo tanto, se concluye que el SVC es un dispositivo que permite un adecuado control de las oscilaciones de tensión, y que gracias a su efecto sobre la descongestión de las líneas de transmisión, permite un ahorro importante de costos de operación.

Finalmente, como trabajos futuros, se sugieren la determinación óptima de la ubicación de un SVC para aumentar los márgenes de la seguridad del sistema y resolver problemas de congestión, y la proposición de un esquema que refleje en un OPF el desempeño dinámico del SVC.

*A mis padres Carlos y Corina*

## **Agradecimientos**

En primer lugar, agradezco a don Óscar Moya por la confianza depositada en mi trabajo y permitirme ser su memorista; a Rodrigo Palma por sus valiosos consejos, su paciencia y la constante disposición a ayudar; a Guillermo Jiménez, a quien considero un amigo, por su ayuda en estos últimos semestres de carrera, y a Luis Vargas por su apoyo constante y confianza en mis capacidades.

Agradezco a mis amigos Cristián Palma, José Esparza, Christian Thomsen, Jaime Herrera, Wolnays Naudy, Antonio Bardelli y una larga lista de personas que han sabido aguantarme durante estos largos años de vida universitaria.

Finalmente, quiero agradecer a mi familia, por apoyarme en los momentos difíciles y haberme entregado muchos de los valores de los que me enorgullezco. Ustedes saben que para mí siempre van a ser lo más importante.

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación .....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.2.1. Objetivos generales .....	2
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Metodología de trabajo.....	3
1.4. Alcances .....	3
1.5. Estructura del trabajo .....	4
<b>II. COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS .....</b>	<b>5</b>
2.1. Principios de transmisión de potencia .....	5
2.2. Descripción del SVC.....	7
2.2.1. Aspectos generales .....	7
2.2.2. Tipos de configuración .....	7
2.2.2.1. FC-TCR (Capacitor Fijo – Reactor Controlado por Tiristores).....	7
2.2.2.2. TSC-TCR (Condensador con Switches Tiristorizados – Reactor Controlado por Tiristores) .....	8
2.2.2.3. MSC-TCR (Condensador con Interruptores Mecánicos – Reactor Controlado por Tiristores) .....	9
2.2.3. Control de tensión ejercido por el SVC.....	10
2.2.3.1. Características dinámicas.....	10
2.2.3.2. Característica de régimen permanente .....	14
2.2.4. Limitaciones y problemas asociados a la operación.....	14
2.2.4.1. Efecto de la resonancia de la red en la respuesta del SVC .....	14
2.2.4.2. Interacción SVC-SVC.....	14
<b>III. PRINCIPALES APLICACIONES DEL SVC EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA .....</b>	<b>16</b>
3.1. Aumento de la capacidad de transferencia de potencia en estado estacionario.....	16
3.2. Aumento de la estabilidad transitoria.....	19
3.2.1. Curvas P- $\delta$ .....	19
3.2.2. Torque sincronizante .....	20
3.2.3. Modulación de la tensión del SVC.....	22
3.3. Incremento de la amortiguación de las oscilaciones de potencia.....	24
3.4. Prevención de colapso de tensiones .....	26
3.5. Mejoras en el desempeño de un enlace HVDC.....	27
<b>IV. VALORIZACIÓN DEL SERVICIO PROVISTO POR UN SVC .....</b>	<b>28</b>
4.1. Aspectos generales del servicio de control de tensión .....	28
4.1.1. Experiencia internacional .....	29
4.1.2. Situación nacional .....	32
4.1.2.1. Penalizaciones por factor de potencia .....	32
4.1.2.2. Servicio provisto por generadores .....	33
4.3. Metodología de valorización del servicio provisto por el SVC como SSCC.....	34
4.3.1. Fundamentación .....	34
4.3.2. Método propuesto.....	35
4.3.2.1. Componente variable .....	35
4.3.2.2. Componente fija.....	36
4.4. Valorización del SVC como activo de la red de transmisión.....	38
4.4.1. Compensadores estáticos de reactivos en el SIC .....	38
4.4.2. Valorización del SVC como un activo de la red de transmisión .....	39
4.5. Comparación de las metodologías de valorización .....	39

<b>V. APLICACIONES DEL SVC EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL .....</b>	<b>40</b>
5.1. Consideraciones iniciales .....	40
5.1.1. Descripción.....	40
5.1.2. Modelo del SIC .....	40
5.1.3. Escenarios de simulación .....	41
5.1.4. Alcances de las simulaciones .....	41
5.2. Simulaciones .....	42
5.2.1. Metodología .....	42
5.2.2. Salida de la central Taltal 1 .....	44
5.2.2.1. Comportamiento dinámico.....	44
5.2.2.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente.....	47
5.2.3. Salida de un circuito de la línea Cardones Maitencillo 220 .....	49
5.2.3.1. Comportamiento dinámico.....	49
5.2.3.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente.....	50
5.2.4. Salida de una unidad de la central Guacolda .....	52
5.2.4.1. Comportamiento dinámico.....	52
5.2.4.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente.....	54
5.2.5. Salida de la central Nueva Renca .....	56
5.2.5.1. Comportamiento dinámico.....	56
5.2.5.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente.....	57
5.2.6. Salida de un circuito de la línea Alto Jahuel-Ancoa 500 .....	59
5.2.6.1. Comportamiento dinámico.....	59
5.2.6.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente.....	61
5.2.7. Salida de la central Bocamina .....	63
5.2.7.1. Comportamiento dinámico.....	63
5.2.7.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente.....	65
5.2.8. Otras simulaciones .....	67
5.3. Análisis de los resultados .....	68
5.3.1. Estabilización de las oscilaciones de tensión.....	68
5.3.2. Efectos económicos en el sistema .....	68
5.3.3. Efectos sobre la capacidad de transmisión de las líneas .....	69
<b>VI. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES .....</b>	<b>70</b>
6.1. Conclusiones generales .....	70
6.2. Conclusiones sobre las simulaciones en un modelo reducido del SIC.....	71
6.3. Conclusiones finales.....	72
6.4. Trabajo Futuro.....	72
<b>VII. REFERENCIAS.....</b>	<b>73</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>76</b>
<b>ANEXO A: PRINCIPALES EQUIPOS FACTS.....</b>	<b>77</b>
A.1. Antecedentes .....	77
A.2. TCR .....	77
A.3. TSC .....	78
A.4. TCSC.....	78
A.5. STATCOM.....	78
A.6. UPFC.....	79
<b>ANEXO B: ASPECTOS OPERACIONALES DEL SVC .....</b>	<b>80</b>
B.1. Influencia de la impedancia de un transformador en la respuesta del SVC .....	80
B.2. Diagrama de operación de un CER de configuración TSC-TCR .....	82
<b>ANEXO C: PRINCIPIOS BÁSICOS DE CONTROL DE UN SVC .....</b>	<b>85</b>
<b>ANEXO D: PARÁMETROS DEL MODELO REDUCIDO DEL SIC.....</b>	<b>88</b>

<b>ANEXO E: SIMULACIONES ADICIONALES.....</b>	<b>93</b>
E.1. Salida de la central Nehuenco I.....	93
E.1.1. Comportamiento dinámico .....	93
E.1.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente .....	95
E.2. Salida de la central Ventanas 2 .....	96
E.2.1. Comportamiento dinámico .....	96
E.2.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente .....	98
E.3. Salida de un circuito de la línea Ancoa-Charrúa 500.....	99
E.3.1. Comportamiento dinámico .....	99
E.3.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente .....	100
E.4. Salida de una unidad de la central Canutillar.....	102
E.4.1. Comportamiento dinámico .....	102
6.2.10.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente .....	103
E.5. Salida de las centrales Nehuenco I y Ventanas 2.....	105
E.5.1. Comportamiento dinámico .....	105
E.5.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente .....	107
<b>ANEXO F: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LAS TENSIONES EN DEMANDA BAJA .....</b>	<b>109</b>
F.1. Salida de un circuito de la línea Cardones-Maitencillo.....	109
F.2. Salida de una unidad de Guacolda .....	111
F.3. Salida de Nehuenco I .....	112
F.4. Salida de Ventanas 2 .....	113
F.5. Salida de Nueva Renca.....	114
F.6. Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500 .....	115
F.7. Salida de un circuito de Ancoa-Charrúa 500.....	116
F.8. Salida de Bocamina.....	117
F.9. Salida de una unidad de Canutillar.....	118
F.10. Salida de Nehuenco I y Ventanas 2.....	119

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 – Aspectos técnicos del servicio de control de tensión. ....	30
Tabla 4.2 – Aspectos económicos del servicio de control de tensión. ....	31
Tabla 4.3 – Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de punto de compra. ....	32
Tabla 4.4 – Costos de inversión de un SVC en la subestación Diego de Almagro. ....	38
Tabla 5.1 – Despachos iniciales para un escenario de demanda alta sin contingencias. ....	43
Tabla 5.2 - Efectos económicos derivados de la salida de Taltal 1. ....	47
Tabla 5.3 - Principales redespachos tras la salida de Taltal 1. ....	47
Tabla 5.4 - Efectos económicos derivados de la salida de Taltal 1, considerando un SVC. ....	48
Tabla 5.5 - Principales redespachos tras la salida de Taltal 1 considerando un SVC. ....	48
Tabla 5.6 – Efecto del SVC en la capacidad de transmisión ante la salida de Taltal 1. ....	48
Tabla 5.7 - Efectos económicos derivados de la salida un circuito de la línea Cardones Maitencillo 220. ....	50
Tabla 5.8 - Principales redespachos tras la salida de la línea Cardones Maitencillo. ....	51
Tabla 5.9 - Efectos económicos de la salida un circuito de la línea Cardones Maitencillo 220 con un SVC. ....	51
Tabla 5.10 - Principales redespachos tras la salida de la línea Cardones Maitencillo con un SVC. ....	51
Tabla 5.11 – Aumento de la transmisión de potencia activa en la línea Maitencillo-Cardones 220. ....	52
Tabla 5.12 - Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Guacolda. ....	54
Tabla 5.13 - Principales redespachos tras la salida de una unidad de Guacolda. ....	55
Tabla 5.14 - Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Guacolda, con un SVC. ....	55
Tabla 5.15 - Principales redespachos tras la salida de una unidad de Guacolda con un SVC en Cardones. ....	55
Tabla 5.16 – Efecto en la capacidad de transmisión ante la salida de un circuito de Cardones -Maitencillo 220. ....	56
Tabla 5.17 – Efectos económicos derivados de la salida de Nueva Renca. ....	58
Tabla 5.18 – Redespachos tras la salida de servicio de Nueva Renca. ....	58
Tabla 5.19 – Efectos económicos derivados de la salida de Nueva Renca con SVC. ....	58
Tabla 5.20 – Redespachos tras la salida de servicio de Nueva Renca con SVC. ....	59
Tabla 5.21 – Efecto del SVC en la capacidad de transmisión ante la salida de Nueva Renca. ....	59
Tabla 5.22 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500. ....	61
Tabla 5.23 – Redespachos tras la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500. ....	61
Tabla 5.24 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500 con un SVC. ....	62
Tabla 5.25 – Redespachos tras la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500 con SVC. ....	62
Tabla 5.26 – Efecto en la capacidad de transmisión ante la salida de un circuito de Alto Jahuel –Ancoa 500. ....	62
Tabla 5.27 – Efectos económicos derivados de la salida de Bocamina. ....	65
Tabla 5.28 – Redespachos tras la salida de Bocamina. ....	65
Tabla 5.29 – Efectos económicos derivados de la salida de Bocamina con SVC. ....	66
Tabla 5.30 – Redespachos tras la salida de Bocamina con SVC. ....	66
Tabla 5.31 - Efecto del SVC en la capacidad de transmisión ante la salida de Bocamina. ....	66
Tabla 5.32 – Efectos económicos derivados de la instalación de un SVC en San Vicente 154 sin contingencias. ....	67
Tabla 5.33 – Redespachos producto de la conexión de un SVC en San Vicente 154 sin contingencias. ....	67
Tabla 5.34 – Resumen de los resultados dinámicos y económicos. ....	68
Tabla D.1 – Barras del modelo. ....	88
Tabla D.2 – Detalle de los consumos. ....	89
Tabla D.3 – Transformadores. ....	89
Tabla D.4 – Líneas de transmisión. ....	90
Tabla D.5 – Generadores. ....	91
Tabla E.1 - Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I. ....	95
Tabla E.2 - Principales redespachos tras la salida de Nehuenco I. ....	95
Tabla E.3 - Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I con un SVC. ....	96
Tabla E.4 - Principales redespachos tras la salida de Nehuenco I. ....	96
Tabla E.5 - Efectos económicos derivados de la salida de Ventanas 2. ....	98
Tabla E.6 – Redespachos tras la salida de Ventanas 2. ....	98
Tabla E.7 – Efectos económicos derivados de la salida de Ventanas 2 con SVC. ....	99
Tabla E.8 – Redespachos tras la salida de Ventanas 2 con SVC. ....	99
Tabla E.9 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500. ....	100
Tabla E.10 – Redespachos tras la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500. ....	101
Tabla E.11 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500 con SVC. ....	101



Tabla E.12 – Redespachos tras la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500 con SVC. ....	101
Tabla E.13 – Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Canutillar. ....	103
Tabla E.14 – Redespachos tras la salida de una unidad de Canutillar. ....	104
Tabla E.15 – Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Canutillar con SVC. ....	104
Tabla E.16 – Redespachos tras la salida de una unidad de Canutillar con SVC. ....	104
Tabla E.17 – Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2. ....	107
Tabla E.18 – Redespachos tras la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2. ....	108
Tabla E.19 – Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2 con SVC. ....	108
Tabla E.20 – Redespachos tras la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2 con SVC. ....	108

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Sistema de potencia de dos barras. ....	5
Figura 2.2 - Transferencia de potencia en función del desfase entre los extremos emisor y receptor. ....	6
Figura 2.3 – SVC tipo FC-TCR. ....	7
Figura 2.4 – SVC tipo TSC-TCR con dos ramas TSC. ....	8
Figura 2.5 – Configuraciones típicas de un SVC del tipo MSC-TCR. ....	9
Figura 2.6 – Característica voltaje-corriente del SVC. ....	10
Figura 2.7 – Característica voltaje-potencia reactiva del SVC. ....	11
Figura 2.8 – Diagrama de bloques simplificado de un sistema de potencia y el sistema de control del SVC. ....	12
Figura 2.9 – Característica del sistema de potencia y el SVC. ....	13
Figura 2.10 – Reducción del rango de potencia reactiva producto de la pendiente en la característica del SVC. ....	13
Figura 3.1 – Sistema de un generador y una barra infinita: (a) sin compensación y (b) con un SVC. ....	16
Figura 3.2 – Variación del flujo de potencia real y de potencia reactiva en el SVC. ....	17
Figura 3.3 – Curva $P - \delta$ de un sistema de un generador y una barra infinita. ....	18
Figura 3.4 – Márgenes de estabilidad transitoria: (a) caso no compensado y (b) caso compensado. ....	19
Figura 3.5 – Efectos de una adecuada variación de la tensión del SVC. ....	23
Figura 3.6 – Perfil de tensiones en una carga con un factor de potencia variable. ....	26
Figura 5.1 – Tensiones en las barras Diego de Almagro 220 y Cardones 220 ante la salida de la central Taltal 1. ....	44
Figura 5.2 – Evolución de las tensiones ante la salida de Taltal 1 con un SVC. ....	45
Figura 5.3 - Tensiones en Diego de Almagro 220 y Cardones 220 ante la salida de Taltal 1 en demanda baja. ....	46
Figura 5.4 – Evolución de las tensiones ante la salida de Taltal 1 con un SVC en demanda baja. ....	46
Figura 5.5 –Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Cardones-Maitencillo 220. ....	49
Figura 5.6 – Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 con un SVC. ....	50
Figura 5.7 – Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Guacolda. ....	52
Figura 5.8 – Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Guacolda con un SVC. ....	53
Figura 5.9 – Respuesta ante la perturbación de un SVC de +100 -100 [MVar]. ....	54
Figura 5.10 - Evolución de las tensiones ante la salida de Nueva Renca. ....	56
Figura 5.11 - Evolución de las tensiones ante la salida de Nueva Renca con SVC. ....	57
Figura 5.12 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel Ancoa 500. ....	60
Figura 5.13 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel Ancoa 500 con SVC. ....	60
Figura 5.14 - Evolución de las tensiones ante la salida de Bocamina. ....	63
Figura 5.15 - Evolución de las tensiones ante la salida de Bocamina con SVC. ....	64
Figura A.1 – TCR (izquierda) y TSC (derecha). ....	77
Figura A.2 – Esquemas básicos de un (a) TCSC y un (b) STATCOM. ....	78
Figura A.3 – UPFC. ....	79
Figura B.1 – Característica V-I de un SVC del tipo FC-TCR sin transformador de bajada. ....	82
Figura B.2 – Característica V-I de un SVC del tipo FC-TCR con transformador de bajada. ....	82
Figura B.3 – SVC con arreglo de tres TSC y un TCR. ....	83
Figura B.4 – Característica V-I de un SVC tipo TSC-TCR de tres TSC. ....	84
Figura C.1 –Controlador basado en la realimentación de la pendiente de corriente. ....	85
Figura C.2 – Control de tipo integral con realimentación de susceptancia. ....	86
Figura C.3 – Esquema de control basado en una ganancia de tiempo constante. ....	87
Figura E.1 - Evolución de las tensiones ante la salida de Nehuenco I. ....	93
Figura E.2 – Evolución de las tensiones ante la salida de Nehuenco I con SVC instalado en Quillota 220. ....	94
Figura E.3 – Evolución de las tensiones ante la salida de Nehuenco I con un SVC de +200 -300 [MVar]. ....	95
Figura E.4 - Evolución de las tensiones ante la salida Ventanas 2. ....	97
Figura E.5 - Evolución de las tensiones ante la salida Ventanas 2 con SVC. ....	97
Figura E.6 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Ancoa Charrúa 500. ....	99
Figura E.7 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Ancoa Charrúa 500 con SVC. ....	100
Figura E.8 - Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Canutillar. ....	102
Figura E.9 - Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Canutillar con SVC. ....	103
Figura E.10 – Comportamiento de las tensiones ante la salida de Nehuenco I y posteriormente de Ventanas 2. ....	105
Figura E.11 – Tensiones tras la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2 con un SVC de $\pm 100$ [MVar]. ....	106
Figura E.12 – Tensiones tras la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2 con un SVC de +100 -300 [MVar]. ....	107
Figura F.1 –Salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 en demanda baja y sin compensación. ....	109

Figura F.2 - Salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 en demanda baja, con un SVC. ....	110
Figura F.3 - Salida de una unidad de Guacolda en demanda baja, sin compensación. ....	111
Figura F.4 - Salida de una unidad de Guacolda en demanda baja, con SVC.....	111
Figura F.5 - Salida de Nehuenco I en demanda baja, sin compensación. ....	112
Figura F.6 - Salida de Nehuenco I en demanda baja, con SVC. ....	112
Figura F.7 - Salida de Ventanas 2 en demanda baja, sin compensación. ....	113
Figura F.8 Salida de Ventanas 2 en demanda baja, con SVC. ....	113
Figura F.9 - Salida de Nueva Renca en demanda baja, sin compensación. ....	114
Figura F.10 - Salida de Nueva Renca en demanda baja, con SVC. ....	114
Figura F.11 - Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500 en demanda baja, sin compensación. ....	115
Figura F.12 - Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500 en demanda baja, con SVC. ....	115
Figura F.13 - Salida de un circuito de Ancoa-Charrúa 500 en demanda baja, sin compensación.....	116
Figura F.14 - Salida de un circuito de Ancoa-Charrúa 500 en demanda baja, con SVC. ....	116
Figura F.15 – Salida de Bocamina en demanda baja, sin compensación. ....	117
Figura F.16 – Salida de Bocamina en demanda baja, con SVC. ....	117
Figura F.17 – Salida de una unidad de Canutillar en demanda baja, sin compensación. ....	118
Figura F.18 – Salida de una unidad de Canutillar en demanda baja, con SVC. ....	118
Figura F.19 – Salida de Nehuenco I y Ventanas 2 en demanda baja, sin compensación. ....	119
Figura F.20 – Salida de Nehuenco I y Ventanas 2 en demanda baja, con SVC. ....	119

# I. INTRODUCCIÓN

## 1.1. Motivación

El crecimiento económico que ha experimentado el país en los últimos años, se ha visto reflejado en un aumento significativo de la demanda por energía eléctrica. Como respuesta ante tal situación, el sector eléctrico ha debido encarar nuevos desafíos de modernización y expansión, a fin de satisfacer los exigentes requerimientos actuales de energía y responder de forma adecuada a aquellos proyectados en el futuro cercano. Todo este proceso involucra una serie de grandes inversiones, que requieren de varios años para su construcción y posterior utilización. Producto de aquello, ha adquirido cada vez mayor importancia el uso eficiente de las instalaciones de transmisión ya existentes.

La característica longitudinal del SIC (Sistema Interconectado Central), y en particular, la separación geográfica existente entre los grandes centros de consumo y las principales zonas de generación, ha traído consigo la existencia de líneas de transmisión de longitud considerable. Esta característica origina una serie de problemas que perjudican la operación eficiente del sistema, como son los elevados montos de pérdidas de potencia activa, el transporte de reactivos entre distintas zonas y las limitaciones de la transmisión debido a criterios de estabilidad. Las alternativas tradicionales para solucionar estos problemas están dadas por la instalación de nuevas líneas de transmisión (lo que involucra una gran inversión monetaria), o bien, la instalación de bancos estáticos de condensadores, que sólo proporcionan beneficios limitados ante problemas de seguridad dinámica del sistema [1].

Los Compensadores Estáticos de Reactivos (CER, o en su abreviatura en inglés, SVC<sup>1</sup>) corresponden a dispositivos FACTS<sup>2</sup>, que proporcionan una solución adecuada a los problemas de estabilidad de tensiones y de descongestión de la red de transmisión [1-3], constituyendo a su vez, una alternativa económicamente eficiente frente a las inversiones en nuevas líneas de transmisión.

En Chile, la utilización del SVC se ha limitado a unidades de poca capacidad, destinadas a solucionar problemas de oscilaciones de tensiones que podrían provocar la salida de unidades de generación en los extremos del sistema (en donde predominan las líneas de gran longitud). No obstante, esta situación podría cambiar en un futuro próximo, debido a que las exigencias establecidas por la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSCS)<sup>3</sup> no pueden ser cumplidas en su totalidad sin la inversión en dispositivos flexibles, que permitan una adecuada respuesta ante problemas de inestabilidad y, a su vez, faciliten la recuperación post-falla. Adicionalmente, la definición de los Servicios Complementarios (SSCC), en particular aquellos de Control de Tensión, y la consecuente remuneración económica por su provisión, podría facilitar la entrada de otros agentes del sistema interesados en realizar los estudios y las inversiones necesarias para la instalación de compensadores estáticos de reactivos. De este modo, la utilización de estos dispositivos dejaría de ser una decisión del propietario del sistema de transmisión, como actualmente ocurre.

---

<sup>1</sup> Static VAr Compensator.

<sup>2</sup> Flexible AC Transmisión Systems.

<sup>3</sup> Publicada en marzo de 2005.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivos generales**

El objetivo principal de este trabajo consiste en evaluar, desde el punto de vista técnico y económico, la utilización de un equipo SVC en el SIC. Para tales fines, se comprueba su desempeño en la estabilización de tensiones, y a su vez, se determina el efecto que produce en la descongestión del sistema de transmisión. Por su parte, la cuantificación del efecto del SVC en los costos de operación del sistema, es obtenida mediante el uso de un Flujo de Potencia Óptimo (OPF<sup>4</sup>).

### **1.2.2. Objetivos específicos**

En este trabajo se definen los siguientes objetivos específicos:

- Establecer una metodología de valoración económica del servicio provisto por un CER.
- Detallar las principales características de funcionamiento de los compensadores estáticos de reactivos, identificando sus aplicaciones principales para la operación de los sistemas de potencia.
- Comprobar los efectos del compensador estático de reactivos en la estabilización de las tensiones de un sistema sometido a un conjunto de perturbaciones típicas.
- Evaluar los efectos sobre los costos operacionales del sistema que produce la utilización de un SVC en el régimen permanente.
- Determinar el efecto de un SVC en el aumento de la capacidad de transmisión.

---

<sup>4</sup> OPF: Optimal Power Flow.

### **1.3. Metodología de trabajo**

Se propone una metodología para la valorización del servicio provisto por un SVC basada en los costos incurridos en inversión y operación, y los beneficios obtenidos en comparación con una situación en que no existe dicha compensación.

Para comprobar el aporte del SVC a la estabilidad de las tensiones, se simula un conjunto de contingencias seleccionadas. A partir de esto, se comprueba el efecto del dispositivo para atenuar las oscilaciones de tensión, considerando los valores mínimos que alcanzan dichas oscilaciones, los valores finales de estabilización y el lapso de tiempo en que se alcanza este estado, cotejando los valores obtenidos con aquellos que define la normativa para una operación segura del sistema.

Posteriormente, se analiza el efecto económico en régimen permanente de dichas contingencias, comprobando la variación de las pérdidas, despachos de centrales caras y potencia no servida en los casos sin compensación y con un SVC de capacidad adecuada. A partir de estos valores y de los flujos de potencia resultantes, obtenidos mediante un OPF de minimización de pérdidas, se verifican los efectos del SVC en la descongestión de las líneas de transmisión, y por ende, en la capacidad de transmisión de potencia activa de dichos elementos.

### **1.4. Alcances**

El presente trabajo no contempla el análisis de localización óptima de un SVC, ni de cualquier otro tipo de compensación reactiva en un sistema eléctrico. La ubicación de los compensadores es definida en función de las contingencias seleccionadas.

Por otra parte, este trabajo de memoria de título no contempla el diseño ni implementación de controladores de tensión para los modelos de SVC, optándose por utilizar aquellos existentes en las librerías del software utilizado para las simulaciones dinámicas. Las nociones sobre control del dispositivo que son vertidas en este trabajo no profundizan en aspectos tales como implementación física, accionamientos necesarios ni sintonización de parámetros, ya que sólo tienen como objetivo el mejor entendimiento de las características operativas del SVC.

## **1.5. Estructura del trabajo**

El presente trabajo se divide en 6 capítulos, más uno de referencias y otro destinado a anexos.

El primer capítulo corresponde a una introducción al tema tratado, definiendo su contexto y motivación; a su vez, se señalan los objetivos, metodologías y los alcances del mismo.

En el segundo capítulo se plantea la problemática de la transmisión de potencia reactiva, para luego presentar una descripción de las características constructivas y de funcionamiento del SVC.

El capítulo 3 describe las principales aplicaciones de un SVC en un sistema eléctrico de potencia.

El capítulo 4, por su parte, comienza con un resumen de los métodos de valorización de reactivos alrededor del mundo, incluyendo la situación nacional. Posteriormente, se formula una metodología para la valorización del servicio complementario de control de tensión entregado por un SVC, y se la compara con la alternativa de considerarlo como un activo de la red de transmisión.

El quinto capítulo presenta las simulaciones dinámicas y estáticas de un conjunto de contingencias seleccionadas, en un modelo reducido del SIC. Se establece el comportamiento del SVC ante tales perturbaciones y se analizan los efectos económicos que produce la instalación del dispositivo.

Finalmente, el sexto capítulo presenta la discusión y las conclusiones de este trabajo de título. Adicionalmente, se proponen futuros desarrollos en esta línea de trabajo.

## II. COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS

### 2.1. Principios de transmisión de potencia

Los principios básicos de la transmisión de potencia a través de una red pueden ser expuestos mediante un sistema simple que consta de una barra de generación (extremo emisor), una línea caracterizada por su reactancia  $X$  y una barra infinita (extremo receptor), tal como indica la Figura 2.1.

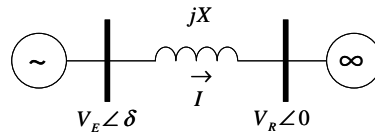


Figura 2.1 – Sistema de potencia de dos barras.

La potencia aparente transmitida al extremo receptor es

$$S_R = \overline{V}_R \cdot \overline{I}^* \quad (2.1)$$

Considerando que  $\overline{I} = \frac{(\overline{V}_E - \overline{V}_R)}{jX}$ , se llega a que

$$\overline{S}_R = \overline{V}_R \cdot \frac{(\overline{V}_E^* - \overline{V}_R^*)}{-jX} = \frac{V_R \cdot V_E \angle(90^\circ - \delta) - V_R^2 \angle 90^\circ}{X} \quad (2.2)$$

Luego, las potencias activa y reactiva en el extremo receptor corresponden a

$$P_R = \text{Re}\{\overline{S}_R\} = \frac{V_R V_E \sin \delta}{X} \quad (2.3)$$

$$Q_R = \text{Im}\{\overline{S}_R\} = \frac{V_R V_E \cos \delta - V_R^2}{X} \quad (2.4)$$

Análogamente, en el extremo emisor las potencias tienen la forma

$$P_E = \frac{V_R V_E \sin \delta}{X} = P_R \quad (2.5)$$



$$Q_E = \frac{V_R^2 - V_R V_E \cos \delta}{X} \quad (2.6)$$

Por lo tanto, la potencia puede ser transmitida a través de la línea en función de los desfases angulares existentes entre los extremos emisor y receptor. Para el caso  $V_E = V_R$ , se obtiene la curva de la Figura 2.2.

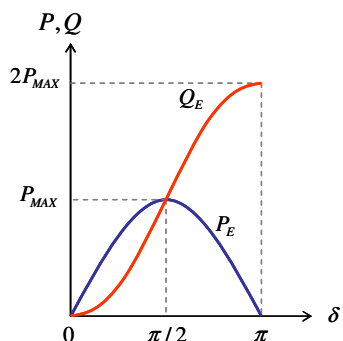


Figura 2.2 - Transferencia de potencia en función del desfase entre los extremos emisor y receptor.

De la formulación anterior, es posible concluir que la magnitud de la potencia transmitida depende de:

- i) los voltajes en los extremos de la línea,
- ii) la impedancia característica de ésta, y
- iii) la diferencia angular existente entre dichos extremos.

Los métodos de compensación de reactivos permiten el control (total o parcial) de alguno(s) de estos 3 parámetros. En particular, los compensadores estáticos de reactivos permiten modificar los módulos de las tensiones en los extremos de las líneas, lo que define que una de las principales aplicaciones de este dispositivo sea el de aumentar la capacidad de transmisión del sistema de transmisión, tal como se detalla en el resto del siguiente trabajo.

## 2.2. Descripción del SVC

### 2.2.1. Aspectos generales

El compensador estático de reactivos es el primer dispositivo FACTS utilizado masivamente en los sistemas de transmisión alrededor del mundo desde la década de los 70's [4]. Su principal aplicación ha sido la de proveer control de tensión, ya sea a través de la mantención de los perfiles de tensión dentro de las bandas permitidas, o bien, a través de la provisión de una reserva rápida en caso de contingencias y fenómenos transitorios [1-4]; su utilización repercute, de esta forma, en una mejora en la seguridad de todo el sistema.

### 2.2.2. Tipos de configuración

Un CER corresponde básicamente a un arreglo de reactores y capacitores dispuestos en configuración shunt, que actúan proporcionando potencia reactiva inductiva o capacitiva, de manera de mantener una consigna de tensión dada [4][6]. La forma en que son dispuestos estos arreglos de elementos de compensación define los tres tipos principales de CER detallados a continuación.

#### 2.2.2.1. FC-TCR (Capacitor Fijo – Reactor Controlado por Tiristores)

Corresponde a un arreglo de condensadores (o banco de condensadores) de valor fijo, en paralelo con reactores controlados por tiristores dispuestos a modo de switch, tal como indica la Figura 2.3. El TCR<sup>5</sup> 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.

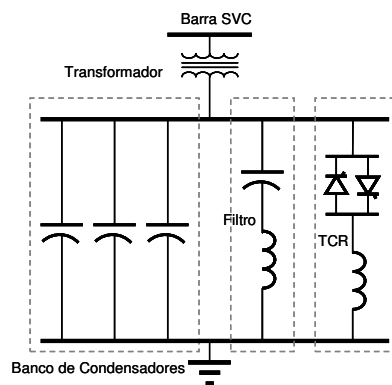


Figura 2.3 – SVC tipo FC-TCR.

<sup>5</sup> Ver Anexo A.

Cabe notar la presencia de una rama destinada a soportar un filtro pasaaltos, necesario para disminuir la inyección de armónicas al sistema, provenientes de la operación de los TCR.

Un inconveniente de este tipo de SVC es que dado que circulan enormes corrientes dentro del circuito FC-TCR, necesarias para la cancelación de los MVARs capacitivos, se producen pérdidas significativas (de 0,5 a 0,7 % de la capacidad del equipo en MVA), aún en estado estacionario y sin inyección de reactivos al sistema por parte del SVC.

### 2.2.2.2. TSC-TCR (Condensador con Switches Tiristorizados – Reactor Controlado por Tiristores)

Un SVC del tipo TSC-TCR se compone generalmente de  $n$  ramas TSC<sup>6</sup> y una que consta de un TCR, cuya capacidad corresponde a  $1/n$  del total de capacidad de las ramas compensadoras capacitivas (Figura 2.4). De esta forma, se tiene un rango discreto de condensadores en servicio, pero gracias al TCR es posible hacer que el rango de variación sea continuo en todo el espectro [4][7].

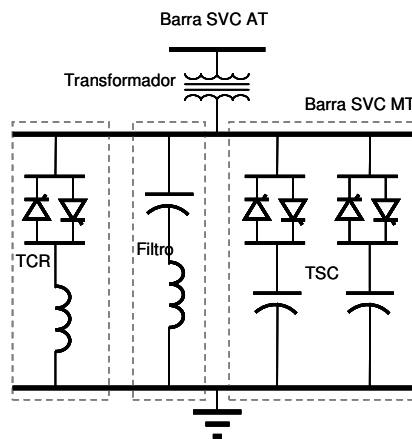


Figura 2.4 – SVC tipo TSC-TCR con dos ramas TSC.

Dado que la capacidad del TCR es pequeña, la generación armónica se reduce de manera considerable; aun así, se incluye un filtro pasaaltos para compensar en caso de que todas las ramas TSC estén en OFF y sólo actúe el TCR.

La principal motivación para el desarrollo de este tipo de SVC fue la de mejorar la flexibilidad de la operación del compensador ante grandes perturbaciones y la de reducir las pérdidas de régimen permanente. Un FC-TCR se comporta como un circuito LC paralelo que tiende a entrar en resonancia con la impedancia del sistema ante la presencia de grandes perturbaciones. Ante esta situación, un TSC-TCR puede operar rápidamente desconectando los capacitores (lo que no es posible en el FC-TCR), evitando la posibilidad de la resonancia [4].

<sup>6</sup> Ver Anexo A.

### 2.2.2.3. MSC-TCR (Condensador con Interruptores Mecánicos – Reactor Controlado por Tiristores)

Este tipo de SVC puede ser ubicado en la barra de AT, aunque en algunos casos es necesario ubicar el filtro pasaltos en paralelo con las ramas TCR en el secundario del transformador, para así reducir la carga de armónicas en éste. Las configuraciones típicas se presentan en la Figura 2.5.

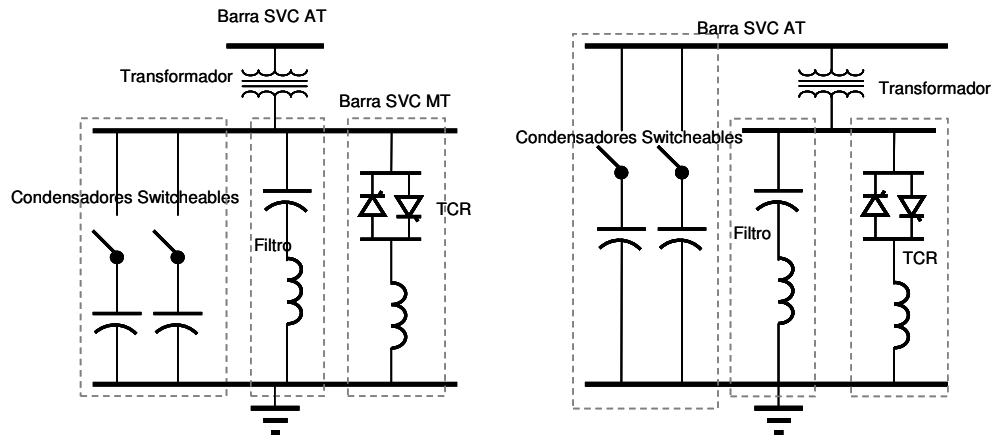


Figura 2.5 – Configuraciones típicas de un SVC del tipo MSC-TCR.

Una de las ventajas del esquema MSC-TCR radica en la disminución del capital por VAr instalado, producto de la eliminación de los interruptores tiristorizados en las ramas capacitivas; otra ventaja es la relacionada con el reducido rango de pérdidas, lo que influye directamente en los costos operativos [4][8].

Una desventaja importante de esta configuración, la constituye la relativa lentitud en la respuesta en comparación a la de los interruptores tiristorizados; mientras estos últimos actúan entre en el lapso de medio a un ciclo entero, los switches mecánicos demoran del orden de dos ciclos en el cierre y ocho para la apertura.

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, cada unidad MSC posee resistencias de descarga, que permiten la disipación total de la carga a los pocos minutos. Conviene señalar que las unidades MSC pueden ser accionadas solamente una vez que los capacitores están descargados.

Finalmente, se debe mencionar que los interruptores mecánicos poseen una vida útil de 2000 a 5000 operaciones, mientras que los tiristores pueden realizar las mismas operaciones (teóricamente) infinitas veces [4].

## 2.2.3. Control de tensión ejercido por el SVC

### 2.2.3.1. Características dinámicas

Para efectos de describir la variación de la tensión en la barra de un SVC, tanto en estado estacionario como en régimen transitorio, se recurre a las características V-I de corriente o de potencia reactiva (Figuras 2.6 y 2.7).

El voltaje  $V_{REFERENCIA}$  corresponde a la tensión en los terminales del SVC durante la operación flotante<sup>7</sup>, que puede variar entre los límites  $V_{REF\ max}$  y  $V_{REF\ min}$  cuyos valores típicos son de 1,05 y 0,95 [pu] respectivamente [4].

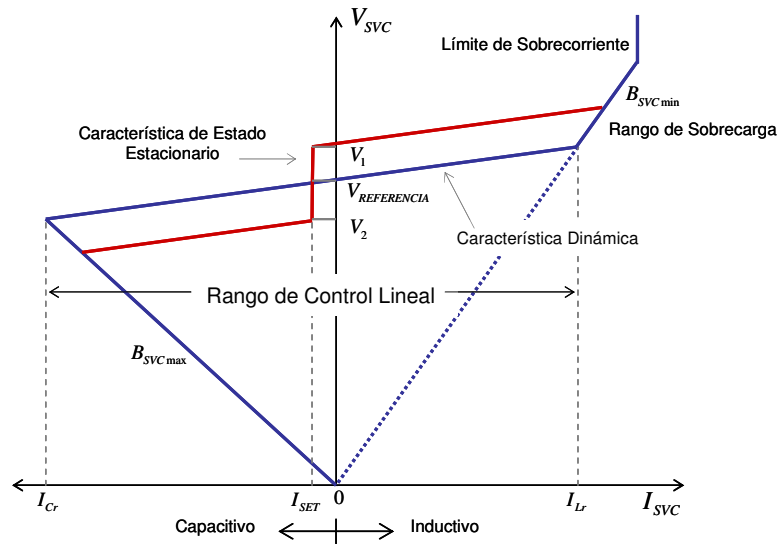


Figura 2.6 – Característica voltaje-corriente del SVC.

La pendiente o *slope* en la característica V-I (y V-Q) se define como el cociente entre el cambio en magnitud del voltaje sobre el rango de control lineal de la corriente. Es decir,

$$K_{SL} = \frac{\Delta V / V_r}{\Delta I / I_r} \text{ [pu]} \quad (2.7)$$

, en donde  $V_r$  e  $I_r$  corresponden a los valores de operación del SVC para un estado cualquiera.

Para el caso  $\Delta I = I_r$  se tiene que

<sup>7</sup> Operación en la cual el SVC no absorbe ni genera potencia reactiva.

$$K_{SL} = \frac{\Delta V(Q_r \text{ o } I_r)}{V_r} \text{ [pu]} \quad (2.8)$$

, donde  $Q_r$  representa el valor de operación de potencia reactiva.

La pendiente  $K_{SL}$  puede ser definida igualmente como la variación de la tensión en porcentaje de la magnitud de la tensión operando en el límite máximo de potencia reactiva (capacitiva o inductiva). La pendiente, a su vez, suele ser expresada como:

$$K_{SL} = X_{SL} \text{ [pu]} \quad (2.9)$$

El rango de sobrecarga se alcanza una vez que se sobrepasa el rango linealmente controlable en el lado inductivo de la característica V-I (o V-Q), y se caracteriza porque el TCR se comporta como un reactor de valor fijo.

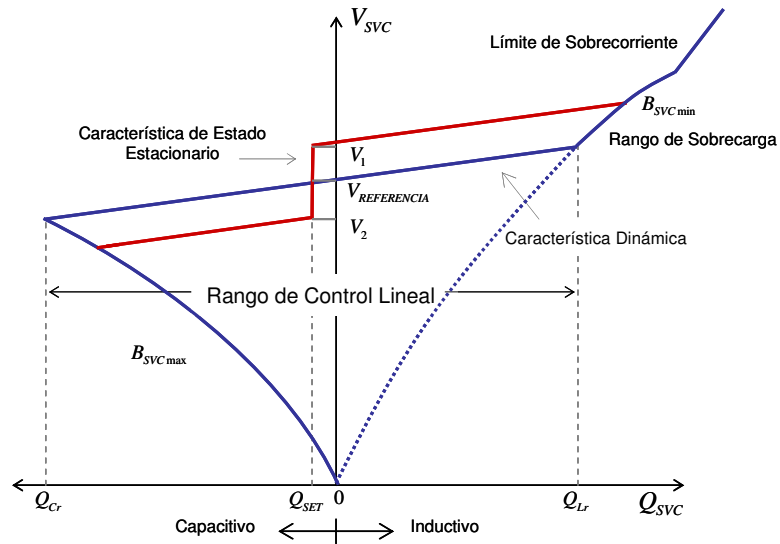


Figura 2.7 – Característica voltaje-potencia reactiva del SVC.

Por su parte, el límite de sobrecorriente aleja el riesgo de que los tiristores estén sometidos a exigencias térmicas excesivas.

El control de tensión ejercido por el SVC puede ser descrito mediante la representación simplificada de la Figura 2.8, en donde el sistema de potencia es modelado como una fuente de tensión  $V_s$  y una impedancia equivalente  $X_s$  vista desde los terminales del SVC. Esta impedancia corresponde a

$$X_s = \frac{V_b^2}{S_c} \cdot S_b \text{ [pu]} \quad (2.10)$$

, en donde  $S_C$  corresponde a la potencia aparente (MVA) en un cortocircuito trifásico en la barra del SVC,  $V_b$  es la tensión base fase-fase y  $S_b$  es la potencia base.

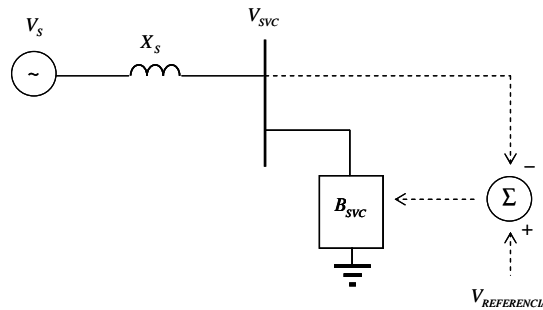


Figura 2.8 – Diagrama de bloques simplificado de un sistema de potencia y el sistema de control del SVC.

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

$$V_S = V_{SVC} \angle 0^\circ + (I_{SVC} \angle -90^\circ)(X_S \angle 90^\circ) \quad (2.11)$$

, lo que implica que

$$V_S = V_{SVC} + I_{SVC} X_S \quad (2.12)$$

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 tensiones en sistemas “débiles” (alta impedancia  $X_S$ ) y menos en sistemas “fuertes” (bajo  $X_S$ ).

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 2.9.

La acción del control de voltaje en el rango lineal puede ser descrita como

$$V_{SVC} = V_{REFERENCIA} + X_{SL} I_{SVC} \quad (2.13)$$

, donde  $I_{SVC}$  es positiva si es inductiva y negativa si es capacitiva.

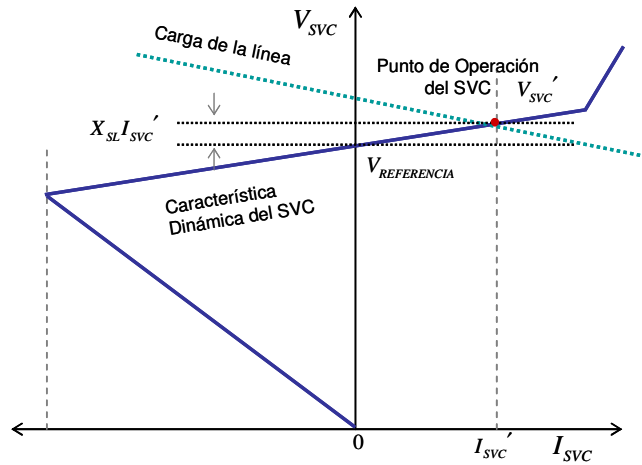


Figura 2.9 – Característica del sistema de potencia y el SVC.

Un aspecto interesante para destacar, corresponde a las ventajas que acarrea el seteo (típicamente entre 3% y 5%) de una pendiente o slope. La Figura 2.10 muestra dos características de un SVC: la primera ( $OA'B'C'$ ) incorpora una slope finita, mientras que la segunda ( $OABC$ ) 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), como se aprecia en la característica  $OABC$ . 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 tensión [4].

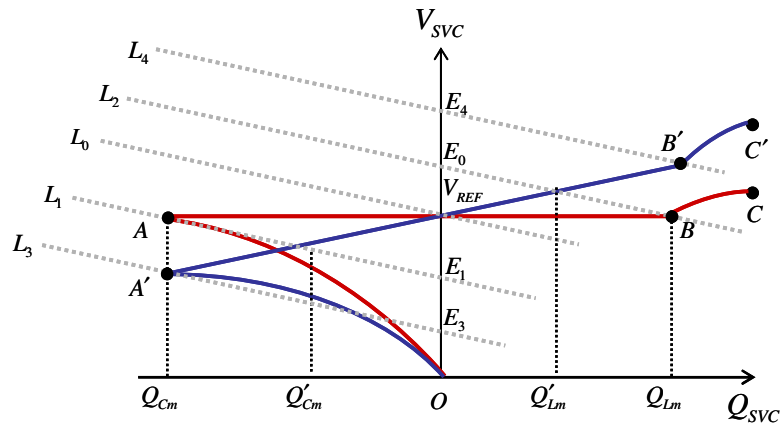


Figura 2.10 – Reducción del rango de potencia reactiva producto de la pendiente en la característica del SVC.

Otras ventajas asociadas al seteo de la pendiente son la de prevenir que el SVC alcance sus límites de capacidad frecuentemente y la de facilitar la distribución de potencia reactiva entre múltiples compensadores operando en paralelo [4].



### **2.2.3.2. Característica de régimen permanente**

La característica V-I (o V-Q) de régimen permanente es muy similar a la dinámica tal como se aprecia en las Figuras 2.6 y 2.7, excepto por una banda muerta de voltaje. En caso de no existir esta banda, el SVC tiende a moverse hacia los límites de su potencia reactiva para proveer regulación de voltaje, lo que no es deseable dado los márgenes restrictivos de potencia reactiva con los que quedaría el SVC para la estabilización de la tensión a causa de una eventual perturbación en el sistema [4]. La banda muerta alrededor del voltaje de referencia mantiene la corriente en torno a cero; además, la potencia reactiva se mantiene constante en un *setpoint* dado por la capacidad de los filtros destinados a la eliminación de la contaminación armónica proveniente de la operación del TCR.

### **2.2.4. Limitaciones y problemas asociados a la operación**

#### **2.2.4.1. Efecto de la resonancia de la red en la respuesta del SVC**

En sistemas de transmisión reales, la impedancia equivalente del mismo puede exhibir una fuerte componente resonante, resultante de la interacción entre la reactancia serie y la susceptancia capacitiva de las líneas, especialmente cuando la longitud de ellas es considerable. Esta frecuencia resonante (que puede ser menor a 2 veces la frecuencia nominal) puede ser excitada durante alguna perturbación en el sistema, causando una componente de tensión de la misma frecuencia en toda la red.

Los efectos de la resonancia de la red se traducen en retrasos en la acción del controlador de tensión y en el circuito de disparo de los tiristores del SVC. Si el retraso se acerca a  $180^\circ$ , el control provisto por el SVC puede aumentar la inestabilidad del sistema al provocar una amplificación de las oscilaciones derivadas de la perturbación en el caso de que la ganancia del dispositivo sea alta [4].

Para solucionar este inconveniente, se asume una estrategia basada en la variación de la ganancia del lazo del control según las condiciones de operación del sistema, o bien, se ajustan filtros para aislar la componente de voltaje con frecuencia resonante, o en un caso más general, cualquier componente que produzca inestabilidad del control del SVC.

#### **2.2.4.2. Interacción SVC-SVC**

La interacción SVC-SVC puede resultar beneficiosa o perjudicial para la operación del sistema, según sea el grado de acoplamiento entre las barras a las que estén conectados (es decir, la impedancia existente entre dichas barras). En el caso desacoplado, es decir, cuando la impedancia entre ambos dispositivos es alta, la interacción entre los dispositivos es favorable; incrementar la ganancia de un SVC no afecta en el comportamiento de otro SVC, por lo que el diseño del control de cada equipo puede ser creado en forma independiente.

Si la impedancia entre las barras es baja, se presentan dos casos dependiendo de las capacidades de cortocircuito de las zonas a las que pertenecen los SVCs. En el caso de que esta capacidad sea alta, aumentar la ganancia proporcional de un SVC afecta sólo ligeramente el comportamiento de otro SVC. Por el contrario, si esta capacidad es baja, variar la ganancia de un SVC influye fuertemente en el control provisto por otro SVC [2], por lo que el diseño de dicho mecanismo debe ser creado en coordinación con el de sus contrapartes.

### III. PRINCIPALES APLICACIONES DEL SVC EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA

#### 3.1. Aumento de la capacidad de transferencia de potencia en estado estacionario

Un SVC puede ser utilizado para mejorar la capacidad de transferencia de potencia de una línea de transmisión, la que a su vez corresponde al límite de potencia de estado estacionario [2][4]. Considérese un sistema de una máquina síncrona y una barra infinita, unidas a través de una línea caracterizada por una reactancia  $X$ , con tensiones en las barras de  $V_1 \angle \delta$  y  $V_2 \angle 0^\circ$  respectivamente; la potencia activa transferida desde el generador a la barra infinita se puede expresar como

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = \frac{V^2}{X} \sin \delta \quad (3.1)$$

La potencia varía como una función sinusoidal de la diferencia angular de los voltajes entre las barras (Figura 3.1). La máxima potencia en estado estacionario que puede ser transmitida a través de la línea sin la compensación de un SVC corresponde a aquella en que  $\delta = 90^\circ$ , es decir

$$P_{\max} = \frac{V^2}{X} \quad (3.2)$$

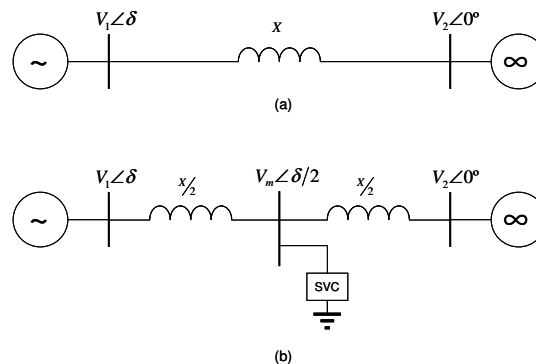


Figura 3.1 – Sistema de un generador y una barra infinita: (a) sin compensación y (b) con un SVC.

Si la línea es compensada mediante un SVC ideal (es decir, con un rango ilimitado de potencia reactiva) conectado en su punto medio, se tiene que

$$V_{SVC} = V_m \angle \delta/2 \quad (3.3)$$

Asumiendo que  $V = V_m$ , se llega a que

$$P_C = \frac{2V^2}{X} \sin \frac{\delta}{2} \quad (3.4)$$

, función que es representada gráficamente en la Figura 3.2.

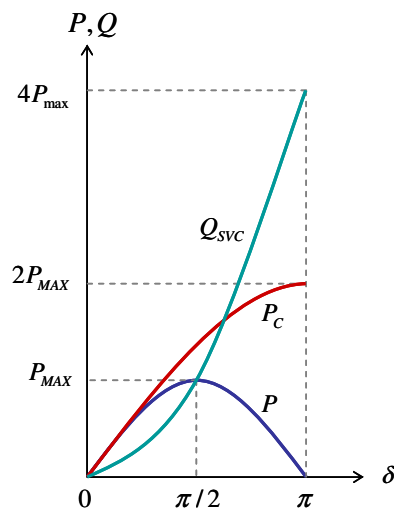


Figura 3.2 – Variación del flujo de potencia real y de potencia reactiva en el SVC.

La potencia máxima transmisible a través de la línea está dada por

$$P_{C_{\max}} = \frac{2V^2}{X} \quad (3.5)$$

, que corresponde al doble de la potencia que en el caso no compensado y ocurre en  $\delta/2 = 90^\circ$ . Es decir, la localización en un punto medio de la línea de un SVC duplica el límite de potencia activa en estado estacionario y a su vez, incrementa el rango de diferencias angulares entre la máquina y la barra infinita de  $90^\circ$  a  $180^\circ$ .

Se demuestra que los requerimientos de potencia reactiva  $Q_{SVC}$  en el punto medio provistos por el SVC para la estabilización de los voltajes están dados por la ecuación

$$Q_{SVC} = \frac{4V^2}{X} \left(1 - \cos \frac{\delta}{2}\right) \quad (3.6)$$

Para cumplir con los rangos expuestos en la Figura 3.2, se debe contar con un SVC capaz de proveer una potencia reactiva tan alta que su uso no es económicamente factible [4].

La Figura 3.3 presenta una curva que se ajusta a valores de  $Q_{SVC}$  mucho más realistas. A pesar de eso, los efectos del SVC conectado en la mitad de la línea son evidentes.

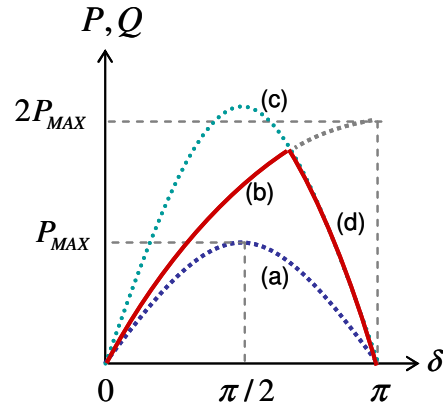


Figura 3.3 – Curva  $P-\delta$  de un sistema de un generador y una barra infinita.

La curva (a) representa el caso no compensado; la (b) corresponde al caso con un SVC de capacidad ilimitada conectado a la mitad de la línea ( $Q_{SVC} > 4P_{\max}$ ); la curva (c) presenta el comportamiento para un condensador fijo con la misma capacidad del SVC ideal; y finalmente, la curva (d) representa a un SVC con capacidad limitada ( $Q_{SVC} \approx 2P_{\max}$ ).

El límite de operación de una línea impuesto por la máxima capacidad de transmisión de potencia activa (límite térmico), puede no ser el aplicado en la operación real, debido a limitaciones ligadas a la estabilidad. Esta limitación está impuesta por la incapacidad de la línea de cumplir con el criterio N-1, razón por la cual, para preservar la estabilidad del sistema, o bien, evitar excursiones de tensión bajo los límites permitidos en una situación post-falla, se impone un límite para el transporte de energía, que es menor al señalado por la capacidad térmica de los conductores de la línea.

## 3.2. Aumento de la estabilidad transitoria

### 3.2.1. Curvas $P-\delta$

Considérese un sistema similar al de la Figura 3.1, que contempla el caso sin compensación y con un SVC conectado en la mitad de la línea. Se asume que ambos sistemas transmiten la misma potencia y que ambos están sometidos a la misma falla en los terminales del generador por el mismo lapso de tiempo. Las curvas  $P-\delta$  resultantes son las siguientes:

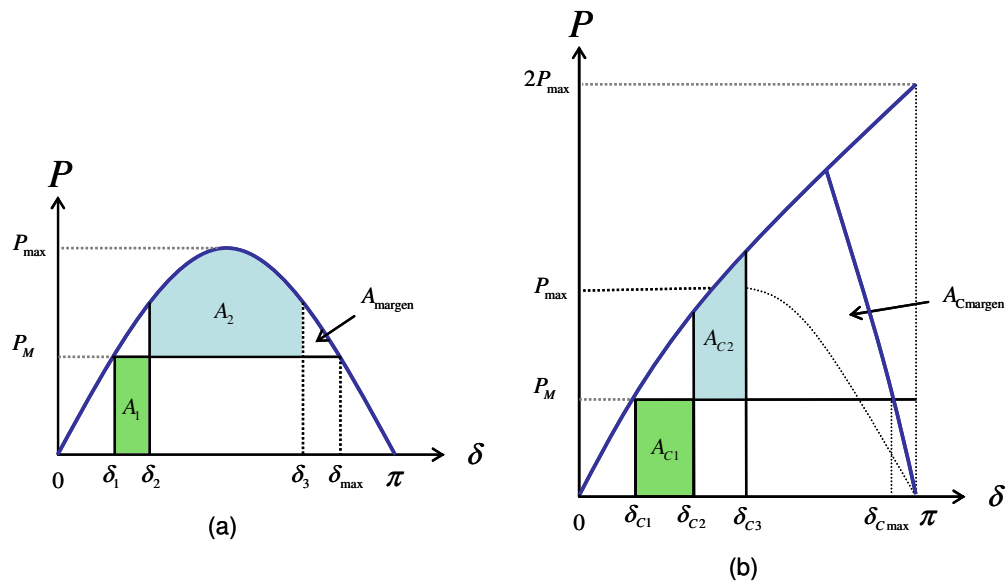


Figura 3.4 – Márgenes de estabilidad transitoria: (a) caso no compensado y (b) caso compensado.

El punto de operación inicial en ambos casos en estudio corresponde a  $\delta_1 = \delta_{C1}$ , que define la intersección con la potencia mecánica  $P_M$ . En el caso de una falla trifásica a tierra en los terminales del generador, a pesar de que la corriente de cortocircuito aumenta enormemente, la potencia activa entregada por el generador se reduce a cero. Dado que la potencia mecánica es invariante, el generador acelera hasta que se produce el despeje de la falla, es decir, cuando el ángulo de rotor alcanza los valores  $\delta_2$  y  $\delta_{C2}$ , y se ha acumulado la energía acelerante  $A_1$  y  $A_{C1}$  en los sistemas sin compensación y compensado respectivamente. Una vez aislada la falla, la potencia eléctrica excede a la mecánica, por lo que la máquina tiende a desacelerar. Sin embargo, el ángulo de rotor continúa aumentando hasta  $\delta_3$  y  $\delta_{C3}$ , dada la energía cinética presente aún en el rotor. Este proceso continúa hasta que las áreas  $A_2$  y  $A_{C2}$  (que representan la energía desacelerante) sean iguales a  $A_1$  y  $A_{C1}$ .

En ambos casos se alcanza a una operación estable si los ángulos  $\delta_3$  y  $\delta_{C3}$  no sobrepasan los límites dados por  $\delta_{max}$  y  $\delta_{Cmax}$  respectivamente. Mientras mayor sea la diferencia con respecto a los límites, mayor será el *margen de estabilidad transitoria* del sistema (definido en este caso como  $A_{margen}$  y

$A_{\text{Cmargen}}$  ). Claramente,  $A_{\text{Cmargen}}$  es mayor que  $A_{\text{margen}}$ , por lo que se constata el aumento de dicho margen con un sistema compensado mediante un SVC, dada la capacidad de este dispositivo para aumentar la capacidad máxima de transferencia de potencia por una línea [4].

### 3.2.2. Torque sincronizante

Para analizar el aumento de la estabilidad transitoria provisto por el SVC, se considera el mismo sistema utilizado anteriormente, es decir, un generador y una barra infinita unidos por una línea de transmisión. Si el generador sincrónico es accionado mediante una potencia mecánica de entrada  $P_M$  y se considera que la línea de transmisión no tiene pérdidas, se llega a que la potencia eléctrica  $P_E$  que fluye del generador es la misma que la en la barra infinita. La ecuación oscilatoria del sistema puede ser definida como

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_M - P_E \quad (3.7)$$

, donde  $M$  corresponde al momento angular del generador sincrónico, y  $\delta$  corresponde al ángulo del rotor del mismo.

Para un análisis de señal pequeña, la ecuación puede ser linealizada como

$$M \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_M - \Delta P_E \quad (3.8)$$

Se asume que la potencia mecánica se mantiene constante durante el análisis, por lo que la ecuación oscilatoria linealizada se convierte en

$$M \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = -\Delta P_E \quad (3.9)$$

, o bien,

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = -\frac{1}{M} \left( \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \right) \Delta \delta = -\frac{K_S}{M} \Delta \delta \quad (3.10)$$

, donde  $K_S$  corresponde a la pendiente de la curva  $P-\delta$  (o también conocida como *torque sincronizante*), o en notación de ecuación diferencial

$$\frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + \frac{K_S}{M} \Delta\delta = 0 \quad (3.11)$$

Las raíces de esta ecuación corresponden a

$$\lambda_1, \lambda_2 = \pm\sqrt{K_S/M} \quad (3.12)$$

Si el torque sincronizante es positivo, el resultado es un sistema oscilante con raíces imaginarias de la forma  $\lambda_1, \lambda_2 = \pm j\omega_s$ , en donde  $\omega_s = \sqrt{K_S/M}$ .

Por otro lado, si  $K_S$  es negativo, las raíces son reales. En el caso de que las raíces sean positivas y reales se alcanza la estabilidad del sistema.

Considerando el caso sin compensación, se obtiene a partir de la ecuación (3.1) la siguiente expresión para el torque sincronizante.

$$K_S^{(nc)} = \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{V_1 V_2}{X} \cos \delta \quad (3.13)$$

Para el caso compensado, es decir, con un SVC instalado en el punto medio de la línea de transmisión que une al generador con la barra infinita, se puede expresar la potencia transmitida de la siguiente forma:

$$P_C = \frac{V_1 V_2}{X_T} \sin \delta \quad (3.14)$$

, donde

$$X_T = X - \frac{X^2}{4} B_S \quad (3.15)$$

La susceptancia  $B_S$  del SVC está dada por



$$B_s = \frac{\alpha_c}{X_c} - \frac{\alpha_l}{X_l} \quad (3.16)$$

, donde  $X_l = V_{nom}^2 / Q_l$  corresponde a la reactancia inductiva total del SVC y  $X_c = V_{nom}^2 / Q_c$  a la reactancia capacitiva total. Por su parte,  $\alpha_l$  y  $\alpha_c$  corresponden a las fracciones de conducción tanto del TCR como del TSC (o bien el condensador fijo, en cuyo caso  $\alpha_c = 1$ ). El SVC ajusta estos  $\alpha_l$  y  $\alpha_c$  de manera de mantener un voltaje  $V_m$  en su barra.

La expresión para el torque sincronizante en el caso compensado corresponde a [4]

$$K_s^{(c)} = \frac{\partial P_E}{\partial \delta} = \frac{V_1 V_2}{X_T} \cos \delta + \left( \frac{V_1 V_2}{V_m X_T} \sin \delta \right)^2 \frac{X^2}{4X_T} \quad (3.17)$$

El control de tensión provisto por el SVC incrementa el torque sincronizante en un monto  $\Delta K_s = K_s^{(c)} - K_s^{(nc)}$ , es decir

$$\Delta K_s = \frac{V_1 V_2 \cos \delta}{X X_T} (X - X_T) + \left( \frac{P}{V_m} \right)^2 \frac{X^2}{4X_T} \quad (3.18)$$

Por su parte, la frecuencia de oscilación del sistema decrece en un factor  $\sqrt{1 + \Delta K_s / K_s^{(c)}}$ .

Por lo tanto, el aumento del torque sincronizante producto de la conexión del SVC en la parte media de la línea de transmisión trae consigo un aumento del margen de estabilidad transitoria del sistema.

### 3.2.3. Modulación de la tensión del SVC

Hasta el momento se ha comprobado que un SVC puede mejorar la estabilidad transitoria del sistema al mantener el voltaje constante en la mitad de la línea. Sin embargo, es posible aumentar sustancialmente este efecto a través de una adecuada variación de la tensión impuesta por el SVC.

Para visualizar de mejor forma la aseveración anterior se presenta el siguiente conjunto de curvas  $P - \delta$  reunido en la Figura 3.5.

A medida que la potencia activa entregada por el generador sobrepasa la carga natural de la línea, el SVC comienza a operar en el rango capacitivo. Mientras se mantenga en esta zona, la curva  $P - \delta$  se comporta de forma similar a la curva (b), hasta alcanzar el punto A, que señala el límite de la potencia

reactiva capacitiva. Más allá de este punto, la curva pasa a comportarse como (c), es decir, representa a un condensador de valor fijo igual al máximo de la potencia capacitiva del SVC. Sin embargo, cuando la potencia entregada por la máquina síncrona es menor a la carga natural, el SVC se comporta inductivamente. Si se fija el valor de la potencia reactiva del SVC dentro de este rango, la operación es similar a la de la curva (d).

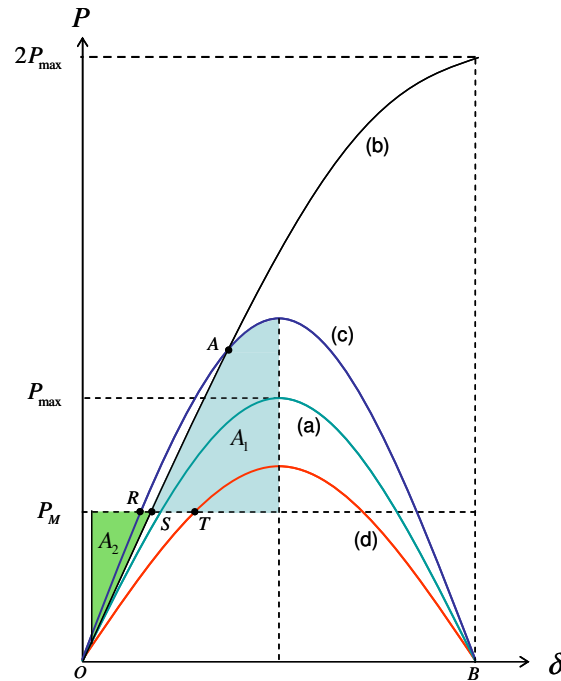


Figura 3.5 – Efectos de una adecuada variación de la tensión del SVC..

El área  $A_1$  representa la energía descelerante producto de una estrategia basada en mantener constante la tensión en los bornes del SVC. Si se opta por aumentar temporalmente el valor de la tensión, es decir, hacer más capacitivo el SVC, se dispone de una energía descelerante adicional dada por el área  $ARS$ . Aumentar la tensión temporalmente contribuye a restringir las sobreoscilaciones y a su vez, permite un menor tiempo de despeje de falla [4].

Una vez que  $\delta$  alcanza su valor máximo, el rotor tiende a suboscilar, lo que debe ser solucionado para asegurar la estabilidad transitoria. La estrategia basada en  $V_{SVC}$  constante permite desarrollar una energía acelerante  $A_2$ . Sin embargo, si rápidamente se disminuye el valor de la tensión en forma temporal en el instante de máxima sobreoscilación, se puede contar con un torque acelerante adicional dado por el área  $OST$ .

### 3.3. Incremento de la amortiguación de las oscilaciones de potencia

Una limitación importante a la transferencia de potencia dentro de un sistema, la constituye la capacidad del mismo para amortiguar las oscilaciones de potencia causadas por algún tipo de perturbación. En ciertas ocasiones, un sistema de potencia puede tener un inadecuado, inclusive, negativo factor de amortiguación, por lo que surge la necesidad imperativa de mejorar estas condiciones, a fin de asegurar una transferencia de potencia estable y libre de oscilaciones [4,5].

El comportamiento de las oscilaciones de un generador es determinado por dos componentes de torque: el *torque sincronizante* y el *torque de amortiguación*. La componente sincronizante asegura que el ángulo del rotor de las máquinas del sistema no aumente de forma prohibitiva durante una perturbación severa; tal como lo dice su nombre, esta componente tiende a llevar a los generadores hacia ángulos de rotor que aseguren el sincronismo. Por otro lado, la magnitud del torque sincronizante determina la frecuencia de la oscilación. Por su parte, la componente de amortiguación influye en el tiempo de extinción de las oscilaciones. Aun si un sistema de potencia es estable, las oscilaciones pueden mantenerse durante un largo periodo de tiempo sin el adecuado torque de amortiguación.

Considérese el sistema definido en la Figura 3.1. El SVC impone la tensión  $V_m$  en el punto medio de la línea. Se tiene entonces que

$$V_1 = |V_1| \sin (\omega t + \delta) \quad (3.19)$$

$$V_m = |V_m| \sin \left( \omega t + \frac{\delta}{2} \right) \quad (3.20)$$

$$V_2 = |V_2| \sin (\omega t) \quad (3.21)$$

, donde por simplicidad se considera  $|V_1| = |V_2| = V$ .

La ecuación de oscilación linealizada de un sistema alimentado con potencia mecánica  $P_M$  está dada por la expresión (3.8). La potencia eléctrica transmitida a través de la línea (la misma en ambos extremos; no hay pérdidas de potencia activa) puede ser reescrita como

$$P_E = \frac{VV_m}{X/2} \sin \frac{\delta}{2} \quad (3.22)$$

Una expresión para el cambio incremental en la potencia eléctrica puede ser obtenida mediante la linealización de la ecuación anterior, resultando

$$\Delta P_E = \frac{\partial P_E}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \Delta V_m + \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \Delta \delta \quad (3.23)$$

Dado que el voltaje en los extremos es constante, se cumple que  $\Delta V = 0$ . Sustituyendo  $\Delta P_E$  en la ecuación de oscilación linealizada se llega a

$$M \frac{\partial^2(\Delta \delta)}{\partial t^2} + \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \Delta V_m + \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \Delta \delta = 0 \quad (3.24)$$

Esta ecuación representa el comportamiento dinámico del sistema para señal pequeña, en la cual el efecto del SVC es representado por el término  $\frac{\partial P_E}{\partial V_m} \Delta V_m$ .

Si el SVC es operado bajo la consigna de un voltaje constante, entonces dicho término se hace nulo y la ecuación se reduce a

$$M \frac{\partial^2(\Delta \delta)}{\partial t^2} + \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \Delta \delta = 0 \Rightarrow s^2 + \frac{1}{M} \left. \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \right|_0 = 0 \quad (3.25)$$

, cuyas raíces son imaginarias puras, lo que implica un sistema con oscilaciones no amortiguadas de frecuencia

$$\omega_n = \sqrt{\frac{1}{M} \left. \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \right|_0} \quad (3.26)$$

Es evidente que si el SVC opera bajo una consigna de tensión variable puede contribuir a eliminar el carácter oscilatorio del sistema. En particular, la tensión en los bornes del SVC puede ser modulada como función de  $d(\Delta \delta)/dt$ , por lo que

$$\Delta V_m = K \frac{d(\Delta \delta)}{dt} \quad (3.27)$$

, donde  $K$  representa una constante. Sustituyendo en la ecuación (3.24) se obtiene

$$M \frac{\partial^2(\Delta \delta)}{\partial t^2} + \left. \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \right|_0 K \frac{d(\Delta \delta)}{dt} + \left. \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \right|_0 \Delta \delta = 0 \quad (3.28)$$

La ecuación característica queda determinada entonces por

$$s^2 + 2\xi s + \omega_n^2 = 0 \quad (3.29)$$

, donde

$$2\xi = \frac{K}{M} \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \quad (3.30)$$

Por lo tanto, la introducción de una consigna de tensión variable en el SVC transforma el sistema en uno con un factor de amortiguación positivo; las raíces de la ecuación característica ahora se ubican en la mitad izquierda del plano  $s$ , por lo que cualquier oscilación del ángulo del rotor disminuirá con el tiempo [4].

### 3.4. Prevención de colapso de tensiones

El colapso de tensiones es causado por la incapacidad del sistema para suplir la demanda por potencia reactiva en ciertas cargas. Una caída en el voltaje de la carga trae consigo un aumento de la demanda por reactivo, la que de no ser provista por el sistema, repercute en una sucesiva caída de la tensión, lo que involucra nuevamente la necesidad de proveer mayor cantidad de potencia reactiva. Bajo esta dinámica, la tensión de la barra decae rápidamente, pudiendo extenderse hacia zonas eléctricas aledañas formando un efecto en cadena que puede incluso provocar un *black-out* en el sistema [9].

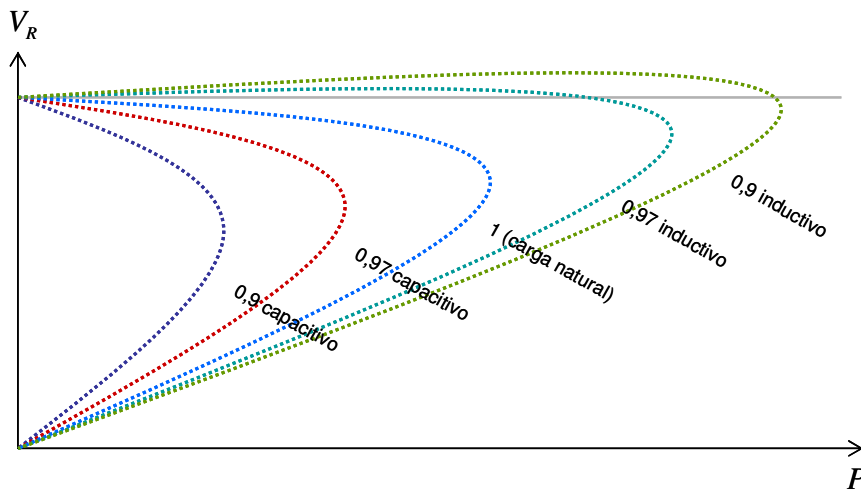


Figura 3.6 – Perfil de tensiones en una carga con un factor de potencia variable.

La tensión en una barra de carga suministrada por una línea de transmisión depende de la magnitud de dicha carga, su factor de potencia y la impedancia de la línea (Figura 3.6).

Una situación que puede provocar un colapso de tensiones ocurre ante la caída de un circuito de una línea de transmisión que une a un sistema de potencia con una carga industrial (es decir, con una participación considerable de motores de inducción en el total del consumo). Al ocurrir dicha contingencia, ocurre una caída de la tensión, lo que repercute en el aumento del consumo de reactivos por parte de los motores. Esta situación puede ser corregida si la carga requerida por los motores es provista por compensaciones estáticas de la misma magnitud. No obstante, los transientes ocurridos durante la contingencia implican una acción rápida por parte de dichas compensaciones, lo que no es posible con un banco de condensadores de pasos discretos operado con interruptores mecánicos. Un SVC puede proporcionar dicha compensación con la suficiente rapidez, siendo el voltaje final de estabilización una función de su máxima potencia reactiva capacitiva [4][9].

### **3.5. Mejoras en el desempeño de un enlace HVDC**

Un terminal HVDC consume grandes cantidades de potencia reactiva, la que en parte es suministrada por los filtros necesarios para evitar la inyección de armónicas provenientes del proceso de rectificación; el resto debe ser provisto por el propio sistema AC.

Un enlace HVDC conectado a un sistema sin la capacidad adecuada para suplir los reactivos necesarios para su operación (sistema *débil*) presenta problemas de estabilidad, sobrevoltajes temporales y de recuperación post-falla. El suministro de compensación reactiva dinámica permite aliviar alguno de estos problemas, utilizándose tradicionalmente para este fin condensadores sincrónicos. Un SVC ofrece igualmente una capacidad de respuesta rápida, pero con un menor costo de mantención, instalación más sencilla y con una menor contribución a la corriente de falla [4].

## **IV. VALORIZACIÓN DEL SERVICIO PROVISTO POR UN SVC**

### **4.1. Aspectos generales del servicio de control de tensión**

La transición que han sufrido los sistemas eléctricos alrededor del mundo, desde una concepción regulada e integrada verticalmente, hacia un esquema basado en mercados competitivos, ha fomentado la discusión y cuantificación de los costos asociados a la producción de los servicios complementarios de electricidad proporcionados por los agentes del sistema, así como la determinación de los responsables de asumir dichas compensaciones [10-13].

En los mercados eléctricos competitivos, la administración y remuneración de los servicios complementarios juega un rol importante, ya que estos son esenciales para la operación adecuada de todo el sistema eléctrico. En ese sentido, los servicios complementarios de potencia reactiva (asociados al control de tensión), presentan dificultades intrínsecas para su valorización, lo que explica la abundancia y diversidad de metodologías de valorización de este tipo de recursos en los mercados alrededor del mundo, conservando como objetivo común la necesidad de encontrar sistemas de tarificación eficientes y transparentes [11][13].

Para el funcionamiento exitoso de un esquema de valorización económica y administración de los recursos reactivos, se deben afrontar dos aspectos en forma eficiente [13]:

1. Incentivar la inversión en la infraestructura necesaria para mantener los niveles de seguridad del sistema de transmisión.
2. Generar incentivos para la producción y consumo de potencia reactiva de la infraestructura disponible, tomando en cuenta los costos de oportunidad asociados.

Adicionalmente, es importante que cualquier método de tarificación permita al operador del sistema un control en tiempo real sobre estos recursos, pudiendo, además, contar con la libertad de ajustarlos fuera del despacho bajo ciertos escenarios de emergencia.

#### 4.1.1. Experiencia internacional

La realidad internacional señala que los servicios de control de tensión son obligatorios en la mayoría de los mercados eléctricos internacionales, siendo entregados mayormente por los generadores. Sin embargo, producto del carácter fuertemente zonal del suministro de potencia reactiva<sup>8</sup>, se hace necesario que participen en esta tarea otros agentes del mercado [12].

Para asegurar los perfiles de tensión deseados dentro de cada sistema, se suelen estipular bandas de operación del factor de potencia obligatorias, tanto para generadores, transmisores y distribuidores. En algunos casos, se obliga a los generadores a ejercer el control de tensiones hasta una fracción de los límites del Diagrama PQ, como es el caso de Argentina, en donde este límite es de un 90% de la capacidad máxima en forma permanente, o un 100% durante 20% en casos de emergencia, manteniendo las tensiones en bornes en un  $\pm 5\%$  del valor nominal [14].

En cuanto los aspectos económicos, se reconocen similitudes en los mecanismos de transacción, siendo común la utilización de contratos bilaterales para asegurar la provisión del servicio. Igualmente, en la componente de pagos se suelen distinguir una componente correspondiente a capacidad y otra que da cuenta de la utilización de los recursos [12, 13][15].

A continuación, se presentan dos tablas que resumen aspectos técnicos y económicos relevantes del servicio de control de tensión en algunos mercados internacionales [12].

---

<sup>8</sup> El transporte de potencia reactiva es totalmente ineficiente con respecto al de potencia activa, ya que la componente resistiva de la impedancia de una línea de transmisión es menor en casi un orden de magnitud a la componente inductiva. Producto de aquello, el suministro de potencia reactiva debe ser efectuado localmente.



Aspectos Técnicos	Inglaterra	Países Nórdicos	California, USA	Argentina	Australia	España
Tiempo de respuesta	Instantáneo	5 segundos	1 minuto	Instantáneo	Instantáneo	Instantáneo
Tiempo de mantención	No especificado	No especificado	Sin límite	Permanente	No especificado	No especificado
Proveedor	Generadores de más de 30 [MW]	Todos los generadores	Generadores, transmisores y distribuidores	Todos los agentes del mercado	Generadores y compensadores sincrónicos	Todos los generadores
Monitoreo	El rango de voltaje debe mantenerse en $V_{nom} \pm 10\%$ para 400, 275 y 132 [kV]	No existe fiscalización	Las líneas de Tx deben operar dentro de los límites establecidos por la CAISO	El rango de voltaje debe mantenerse en $V_{nom} \pm 3\%$ para 500 [kV] y $V_{nom} \pm 5\%$ para 220 y 132 [kV]	Monitoreo permanente a generadores y plantas de reactivos	Generadores deben declarar su máxima capacidad de absorción y generación de reactivos
Monto necesario	Basado en niveles históricos, asignado en MVar para cada hora	Cuanto sea necesario para mantener voltajes y estabilidad del sistema	Determinado por el Operador según sean los niveles de tensión y reactivos	90% de la capacidad reactiva en forma permanente. En forma transitoria un 100% por 20 minutos, cada 40 minutos	Según demanda de reactivos y consumo de energía	Lo necesario para mantener voltajes dentro del rango
Obligatoriedad	Mantener FP entre 0,85 capacitivo y 0,95 inductivo	Mantener FP según $-0,2 < \text{tg}(\phi) < 0,4$	Mantener FP entre 0,9 capacitivo y 0,95 inductivo	Control de tensión en transmisores. Control de FP en generadores, distribuidores y grandes clientes	Mantener FP entre 0,9 capacitivo y 0,93 inductivo	Obligatorio para todos los agentes del mercado

Tabla 4.1 – Aspectos técnicos del servicio de control de tensión.

<b>Aspectos Económicos</b>	<b>Inglaterra</b>	<b>Países Nórdicos</b>	<b>California, USA</b>	<b>Argentina</b>	<b>Australia</b>	<b>España</b>
Principales costos considerados	Capacidad y utilización	Muy bajos, provisión a cargo de centrales hidráulicas	Operación, mantenimiento y menor vida útil	Diversos sobrecostos y multas	Inversión y operación	Inversión, operación y oportunidad
Mecanismo de transacción	Pago base por capacidad y licitaciones semestrales	Contratos anuales a precio fijo	Contratos bilaterales anuales	Cargos fijos mensuales	Contratos bilaterales anuales	Contratos bilaterales anuales
Pago a Proveedores	Por capacidad y por utilización	Por utilización, sólo montos fuera del rango obligatorio	Pagos según capacidad y utilización, sólo por despachos fuera del rango exigido de FP	Según lo declarado por cada generador o transmisor	Pagos por disponibilidad, habilitación y compensación	Pago según banda de absorción/generación y según el tiempo de actuación
Pago de consumidores	A través de un aumento en su tarifa de electricidad o uplift	Incorporado en la tarifa de transmisión	Según la demanda pronosticada por CAISO	Según demanda reactiva declarada	Costos pagados por clientes finales y clientes del Pool de energía según consumo	
Precios (para marzo de 2004)	Capacidad, entre US\$0 y US\$0,58/MVAr/h. Utilización, US\$1,31/MVArh	US\$2,7/MVArh			US\$0,2/MWh	

Tabla 4.2 – Aspectos económicos del servicio de control de tensión.

## 4.1.2. Situación nacional

La definición existente en la normativa vigente [16], señala como Servicios Complementarios (SSCC) a aquellos

*“Recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 81<sup>9</sup>. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias”*

Los servicios ligados a la potencia reactiva son denominados Servicios Complementarios de Control de Tensión. Tal y como su nombre indica, son necesarios para mantener los niveles de tensión en el régimen permanente, y a su vez, deben ser capaces de auxiliar al sistema en caso de perturbaciones, suministrando la potencia reactiva requerida para estabilizar las tensiones dentro de los rangos establecidos por la NTSCS.

### 4.1.2.1. Penalizaciones por factor de potencia

La metodología de tarificación de los consumos reactivos [17], se basa en la consideración de la magnitud del factor de potencia, para lo cual se fijan dos tipos de penalizaciones: el factor de potencia en función de la relación horaria Q/P y el factor de potencia medio mensual.

El primer método es el de tarificación por tramos de la razón de consumo Q/P, para el cual se mide en cada punto de conexión el consumo de energía activa y reactiva inductiva, dependiendo a que tensión se está conectado (Tabla 4.3).

Cuociente %	Cargo para tensión superior a 100 [kV] [\$/kVAr]	Cargo para tensión entre 100 [kV] y 30 [kV] [\$/kVAr]	Cargo para tensión inferior a 30 [kV] [\$/kVAr]
Desde 0 hasta 10	0	0	0
Sobre 10 y hasta 20	0	0	0
Sobre 20 y hasta 30	3.861	0	0
Sobre 30 y hasta 40	6.952	6.952	0
Sobre 40 y hasta 50	6.952	6.952	6.952
sobre 50 y hasta 80	6.952	6.952	6.952
Sobre 80	11.577	11.577	11.577

(Fuente: Fijación de precio de nudo de abril de 2006, Comisión Nacional de Energía)

Tabla 4.3 – Cargos por energía reactiva inductiva según nivel de punto de compra.

<sup>9</sup> El artículo 81 del mismo documento establece básicamente que todas las instalaciones conectadas al sistema deben coordinarse de manera de preservar la seguridad del servicio en el sistema, garantizar la operación más económica para el mismo y garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.

Cabe señalar que los recargos no son aplicables entre las 00:00 y 08:00 ni durante los días domingos y festivos. Los cargos asociados a cada tramo dependen de las inversiones realizadas por cada kVAr de bancos de condensadores estáticos, el factor de recuperación de capital asociado y el número de horas de su utilización.

El segundo método considerado obliga a los clientes de las distribuidoras a mantener su factor de potencia medio mensual bajo los 0,93 inductivos. Por cada 0,01 bajo esta cifra se recargará en un 1% la facturación por consumos.

El recargo por energía reactiva que se aplique a la facturación de un mes cualquiera será el mayor de los calculados según los dos métodos expuestos.

#### **4.1.2.2. Servicio provisto por generadores**

La mayor parte del reactivo requerido por la demanda proviene de los generadores, los cuales no son remunerados por su suministro. La razón principal es que generar reactivos constituye un subproducto derivado de la generación de energía activa, que no implica costos adicionales, salvo en el caso de que se sacrifique P para producir un mayor Q (lo cual es remunerado por el costo de oportunidad de aquella energía no generada).

Según la NTSCS, en el Estado Normal<sup>10</sup> los generadores deben realizar el control de tensión según su diagrama PQ, hasta un límite de un 90% de su capacidad máxima de reactivo en forma permanente (Artículo 5-23). En el caso de Estado de Emergencia<sup>11</sup>, este límite puede alcanzar hasta un 100%, por un tiempo no superior a 30 minutos, siempre que se encuentre en la banda de tensiones definida por 0,95 y 1,05 por unidad.

---

<sup>10</sup> Estado Normal: Estado del SI caracterizado por suficiente disponibilidad de instalaciones de transmisión y compensación de potencia reactiva para realizar el Control de Tensión y suficientes reservas de generación para realizar el Control de Frecuencia, conforme a las exigencias de la establecidas en el Capítulo N° 5 de la presente NT.

<sup>11</sup> Estado de Emergencia: Estado que el SI alcanza cuando ocurre una Contingencia Severa y que como consecuencia de ésta una o varias barras y/o instalaciones queden operando fuera de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicios definidos en la presente NT, por lo que de no mediar acciones correctivas en el corto plazo, podrán ocurrir desconexiones de instalaciones que conduzcan a un Apagón Total o Apagón Parcial del SI.

## 4.3. Metodología de valorización del servicio provisto por el SVC como SSCC

### 4.3.1. Fundamentación

Un primer acercamiento a la valorización del recurso reactivo, corresponde a la utilización de señales en tiempo real que reflejen los costos marginales reactivos en cada barra del sistema [10, 11]. Para obtener dichos valores es necesario resolver un OPF de minimización de pérdidas, que incluya dentro de sus restricciones aquellas relacionadas con la seguridad del sistema, expresadas, por ejemplo, en montos de potencia reactiva de reserva para afrontar eventuales perturbaciones [10]. Mientras mayor es el costo marginal reactivo de una barra, mayor es el efecto económico que produce inyectar un MVAr. De este modo, se obtiene una señal de corto plazo, que permite discriminar lugares en donde la inversión en equipos de compensación proporciona una mayor rentabilidad para los agentes del sistema [11].

El gran obstáculo que enfrenta la realización práctica de un esquema de valorización de este tipo, es la dificultad que constituye para un Operador de Sistema implementar un OPF que represente de manera precisa la operación real del sistema, dado el volumen de la información necesaria, las dimensiones del problema de optimización afrontado y la gran dispersión de puntos infactibles entre dos resultados estacionarios [11].

Por otro lado, si se considera una zona en donde se han realizado todas las inversiones necesarias para mantener los márgenes de seguridad requeridos, no es improbable que el costo marginal sea nulo durante la mayoría del tiempo. Como resultado, mercados competitivos basados en la valorización en tiempo real de la potencia reactiva pueden arrojar señales de precios mayoritariamente bajos, lo que puede no ser suficiente para cubrir los costos de inversión incurridos, salvo que se asuma una estrategia compensatoria que fije un valor mínimo que asegure cubrirlos [13].

La forma más directa de afrontar el problema de valorización de reactivos, consiste en evaluar los costos incurridos por los generadores para su provisión [18, 19]. Ya que la generación de reactivos es un subproducto de la producción de potencia activa, sólo existen costos adicionales cada vez que se sacrifica producción de MW para suministrar una mayor cantidad de potencia reactiva, respetando los límites del Diagrama PQ del generador. Adicionalmente, en la formulación de los costos se suelen incluir costos de las instalaciones de transmisión que realizan compensación, los cuales están basados en los costos de capital de dichos y la depreciación por su uso, en especial de aquellos equipos switchables, como es el caso de los bancos de condensadores [19].

Los costos de oportunidad de los generadores suelen ser despreciables en comparación con los otros costos de operación de los sistemas eléctricos, adquiriendo importancia solo en casos extremos, como son los episodios de alta demanda, en donde los generadores se encuentran operando muy cerca de su límite y deben dejar de producir potencia activa para proveer los reactivos necesarios al sistema [12].

La reglamentación chilena sobre Servicios Complementarios [20] (en proceso de revisión y aprobación) considera como tales a aquellos capaces de proveer Control de Frecuencia, Control de Tensión<sup>12</sup> y Plan de Recuperación de Servicio. Del mismo, fija los lineamientos básicos para la

---

<sup>12</sup> Se considera que los servicios complementarios de control de tensión sólo pueden ser provistos por unidades generadoras, bancos de condensadores shunt y SVCs.

valorización económica de estos servicios. En particular, para el caso del Control de Tensión se estipula que dicha valorización debe asegurar a lo menos los costos variables de operación del equipo que provee el servicio, la anualidad de la inversión y otros ítems tales como el costo de oportunidad y los costos derivados de la operación forzada de una unidad fuera del despacho económico (estas dos últimas aplicables al caso de los generadores).

Dado que las consideraciones anteriores sólo estipulan remuneraciones mínimas, existe la libertad para añadir otros ítems que permitan valorizar el resto de servicios provistos por un SVC (los cuales fueron detallados en forma extensa en los capítulos 2 y 3).

### 4.3.2. Método propuesto

El método propuesto considera un pago por el servicio provisto por el SVC basado en la disminución de costos que trae consigo su instalación (lo que implica cuantificar los beneficios entregados al sistema) y los costos de operación y de inversión del dispositivo. La expresión resultante puede ser dividida en una parte variable y una fija.

#### 4.3.2.1. Componente variable

La parte variable considera tres componentes. La primera, refleja la disminución de pérdidas de potencia activa producto de la inyección de 1 [MVar] de compensación en una barra  $i$ . La expresión es de la forma

$$CPerd_{t,i} = -\lambda \left. \frac{\partial P_L}{\partial Q} \right|_t \cdot q_{t,i} \quad (4.1)$$

, donde  $q_{t,i}$  corresponde a la potencia reactiva entregada por el SVC durante el tiempo el tiempo  $t$  (cuya unidad es la hora) en la barra  $i$ ,  $\partial P_L / \partial Q$  es la sensibilidad de las pérdidas del sistema con respecto al suministro de potencia reactiva proporcionado por el SVC según sea su consigna de tensión y  $\lambda$  es el costo marginal del sistema. El signo negativo da cuenta de que las pérdidas se reducen a medida que los reactivos inyectados aumentan [10][21].

La siguiente componente variable da cuenta de los costos operacionales propios del funcionamiento del SVC, que corresponden a consumos necesarios para alimentar los dispositivos de control, los accionamientos y servicios auxiliares disponibles en el paño de la subestación  $i$ . A pesar de que los consumos son muy menores con respecto a la capacidad en MVar del dispositivo, no deben ser omitidos en la formulación ya que ponen en evidencia su conveniencia en este aspecto a otras alternativas como son un generador o un condensador sincrónico. La expresión para el costo es entonces

$$COP_{t,i} = P_{SVC} \cdot CMg_{t,i} \quad (4.2)$$

, en donde  $P_{SVC}$  corresponde al consumo propio del SVC y  $CM_{g_{t,i}}$  corresponde al costo de la energía en la barra  $i$ .

La tercera componente variable la constituye el costo de mantenimiento del SVC, representada por  $CM_{t,i}$ .

Por lo tanto, la componente variable tiene la forma

$$CV_{t,i} = CPerd_{t,i} + COP_{t,i} + CM_{t,i} \quad (4.3)$$

#### 4.3.2.2. Componente fija

Como primer término se considera la anualidad por la inversión requerida para la adquisición e instalación del SVC, que incluye los costos propios del paño de la subestación que utiliza. La expresión para esta componente es de la forma

$$CA_i = \frac{CI_i}{8760} \left( \frac{k(k+1)^\alpha}{(k+1)^\alpha - 1} \right) \quad (4.4)$$

, donde  $CI_i$  es el costo de inversión de un SVC instalado en la barra  $i$ ,  $k$  es la tasa de interés y  $\alpha$  es el número de años que señala el periodo de recuperación del capital.

La segunda componente fija da cuenta de los efectos dinámicos del SVC, es decir, valoriza la reserva rápida de potencia reactiva que éste provee. Para tales propósitos, y dada la dificultad que conlleva valorizar la regulación provista por el SVC ante una contingencia, se propone evaluar los efectos del SVC en una situación post-contingencia, asumiendo que la acción del SVC permite el cumplimiento de los márgenes de operación establecidos por la NTSCS. Los siguientes puntos presentan los pasos a seguir para determinar esta componente variable del pago por el servicio del SVC:

- a) Es necesario estimar los efectos posteriores a una contingencia simple asociada a la salida de algún elemento del sistema, evaluando aspectos tales como la potencia no servida, los redespachos de centrales más caras u otros costos adicionales a los presentes en una condición de operación normal. Dicha estimación debe hacerse para distintas condiciones de demanda e hidrología en el sistema.
- b) Para la misma contingencia se deben estimar los montos adicionales de reserva de potencia reactiva necesarios para afrontarla. Este monto corresponde a la capacidad de un probable SVC instalado en una barra afectada directamente con dicha contingencia.

- c) Con la capacidad y la ubicación del SVC determinadas, se procede a estimar los costos adicionales post-contingencia en los que incurre el sistema en comparación al caso en operación normal. Al igual que en el punto a), esta estimación debe considerar distintas condiciones de demanda e hidrología.

Por lo tanto, la componente tiene la forma

$$CRES_{t,i} = \frac{1}{\sum_{t=1}^T t} \left( \frac{\sum_{n=1}^N (\Delta C_{PNS_n} + \Delta C_{REDESPACHO_n} + \Delta C_{O_n})}{N} \right) \cdot \left( 1 - \prod_{r=1}^R (1 - \lambda_r) \right) \quad (4.5)$$

, donde la expresión  $\Delta C_{PNS_n}$  es la disminución del costo por potencia no servida (valorizada a costo de falla),  $\Delta C_{REDESPACHO_n}$  corresponde a la variación de los costos derivados del redespacho de centrales y  $\Delta C_{O_n}$  corresponde a la variación de otros costos surgidos durante la situación post-contingencia. Por su parte,  $N$  es el número de escenarios dado por las distintas condiciones de demanda e hidrología,  $R$  es el conjunto de elementos cuya falla da lugar la ocurrencia de una contingencia y finalmente,  $\lambda_r$  es la tasa de falla del elemento  $r$ , expresada en horas/año. Es importante señalar, que dado que la unidad de tiempo adoptada es la hora, la expresión  $\sum_{t=1}^N t$  puede ser sustituida por las 8760 horas del año, por lo que  $CRES_{t,i} = CRES_i$ .

La expresión (4.5) corresponde a una adaptación de la utilizada en [22] para la determinación de una curva de demanda por potencia reactiva por barra. La expresión original contenida en la referencia considera, además, una componente que refleja las penalizaciones por violación de los límites de tensión permitidos, la cual es omitida en la ecuación (4.5) dado que no existe en la normativa chilena una sanción de ese tipo. Igualmente, se incluye una componente que refleja la evolución de los costos en el caso sin contingencias.

La expresión para el costo total fijo es entonces

$$CF_i = \frac{CI_i}{8760} \left( \frac{k(k+1)^\alpha}{k(k+1)^\alpha - 1} \right) + CRES_i \quad (4.6)$$

Finalmente, la expresión del valor del servicio complementario provisto por el SVC, correspondiente a la suma de las componentes variable y fija, es de la forma

$$C^{SVC}_{t,i} = CPerd_{t,i} + COP_{t,i} + CF_i \quad (4.7)$$



## 4.4. Valorización del SVC como activo de la red de transmisión

### 4.4.1. Compensadores estáticos de reactivos en el SIC

Actualmente, en el SIC existen compensadores estáticos de reactivos funcionando en las subestaciones Maitencillo y Pan de Azúcar. Las unidades existentes tienen una capacidad de  $\pm 40$  [MVar] a una tensión nominal de 13,2 [kV], por lo que se conectan al enrollado terciario de los transformadores principales de las subestaciones ya mencionadas (de razones de transformación 220/115/13,8 [kV]); esto trae consigo una disminución en los costos de inversión y de instalación de los equipos, sin embargo, el efecto en el sistema es de menor magnitud que el producido por un compensador conectado a una barra de 220 [kV].

Se contempla para mayo de 2007 la puesta en servicio de un compensador estático de reactivos en la subestación Puerto Montt. Este se compone de un reactor de 40 [MVar] y bancos de condensadores con capacidad de 70 [MVar], con una tensión nominal de 220 [kV]. Mediante este dispositivo se pretende aumentar la seguridad del extremo sur del SIC, posibilitando la disminución de la sensibilidad de tensión a las variaciones de la carga, pérdida de unidades generadoras o líneas de transmisión en esa zona. La inversión requerida por la empresa de transmisión propietaria de las instalaciones es de US\$ 7,3 millones [23].

Finalmente, como parte del “Estudio de Transmisión Troncal para Escenarios de Expansión de la Generación y de Interconexiones con otros Sistemas Eléctricos” de agosto de 2006, se explora la posibilidad de instalar un SVC en la subestación Diego de Almagro, cuyo principal fin es el de estabilizar las oscilaciones de tensión que se producen por contingencias graves en el SIC, evitando con ello la salida de la central Taltal por oscilaciones de potencia [24]. La capacidad del SVC estimada para estos fines es de 40 [MVar] inductivos y 60 [MVar] capacitivos. Los costos estimados en el estudio, asociados a la instalación y puesta en marcha del SVC, se presentan en la Tabla 4.4.

Ítem de Costo	MUS\$
SVC +40 -60 [MVar]	5.502
Instalaciones comunes de patio de 220 [kV]	393
Paño del SVC	608
<b>Total Costo Directo SVC</b>	<b>6.503</b>

Tabla 4.4 – Costos de inversión de un SVC en la subestación Diego de Almagro.

#### **4.4.2. Valorización del SVC como un activo de la red de transmisión**

En el Artículo 71-9 de la Ley N° 19940, se establece que para cada tramo del sistema de transmisión troncal<sup>13</sup> se debe determinar un *valor anual de transmisión por tramo*, que considera la anualidad del valor de la inversión *VI* más los costos de operación, mantenimiento y administración *COMA* del mismo. La anualidad del *VI*, denominada *AVI*, se calcula considerando la vida útil económica de cada instalación que componga el tramo, considerando una tasa de descuento de un 10% [25].

Para que el SVC sea considerado como un activo de la red de transmisión, y por lo tanto, estar contenido dentro de un tramo, debe constituir una alternativa económicamente eficiente y necesaria para el desarrollo del sistema eléctrico para cada una de las alternativas de expansión (Artículo 71-12). Para fines de determinar las alternativas de expansión óptimas se debe realizar un estudio cada cuatro años (la referencia [24] constituye el primero de este tipo en el país). Para comprobar la pertinencia de utilizar un SVC, dicho estudio debe realizar un análisis que asegure la conformidad con los criterios establecidos por [26], y a su vez, detallar valores referenciales para el *AVI* y el *COMA* de dicho dispositivo, y las fórmulas de indexación para actualizar el valor real de los valores durante los cuatro años que transcurren entre cada estudio.

#### **4.5. Comparación de las metodologías de valorización**

La metodología presentada en el punto 4.3 del presente capítulo, considera en su formulación componentes de anualidad de inversión, mantenimiento y costos operativos del SVC, basados en criterios establecidos por [20]. De lo anterior es posible extraer como conclusión que tanto el *AVI* como el *COMA* están consideradas dentro de la expresión propuesta, salvo la componente ligada a los costos de administración que no son cubiertos por ésta, los que, sin embargo, son menores al resto de componentes de la expresión (4.7).

La metodología propuesta para valorizar el servicio provisto por el SVC como servicio complementario, entrega un mayor retorno económico que la simple consideración como un activo de la red de transmisión, lo que favorece las inversiones en este tipo de dispositivos de otros agentes del mercado eléctrico.

---

<sup>13</sup> El Artículo 71-2 de la Ley N° 19940 establece básicamente que el sistema de transmisión troncal abarca todas aquellas instalaciones con tensión mayores o iguales a 220 [kV] en las cuales los flujos de potencia cambian de sentido durante la operación anual, y a su vez, la magnitud de estos flujos no debe estar determinada por el consumo de un número reducido de clientes.

## **V. APLICACIONES DEL SVC EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL**

### **5.1. Consideraciones iniciales**

#### **5.1.1. Descripción**

Mediante simulaciones en un modelo reducido del SIC, se demuestran las cualidades de un SVC para proveer control dinámico de tensiones y resolver problemas de congestión en el sistema de transmisión. Paralelamente, por medio de un OPF de minimización de pérdidas, se obtiene el efecto económico provocado por la utilización del SVC en el régimen permanente.

Si bien es cierto, existe una numerosa literatura que expone los efectos dinámicos y de descongestión de la red de transmisión introducidos por el SVC [1, 2], y además, ya se han realizado estudios sobre el efecto en régimen permanente de los equipos FACTS en el sistema chileno [27, 28], este trabajo pretende innovar por medio de la unificación de ambas líneas de estudio. De esta forma, se pretende obtener una visión que englobe tanto lo técnico como lo económico, de manera que se establezca la conveniencia de utilizar un equipo SVC, bajo ambos puntos de vista.

#### **5.1.2. Modelo del SIC**

Para realizar las simulaciones se utiliza un modelo reducido del SIC de 49 barras, que incorpora 64 unidades generadoras, las principales líneas de transmisión hasta una tensión de 110 [kV] y los principales transformadores y compensaciones reactivas.

El modelo fue ideado inicialmente en el software Digsilent Power Factory 13.1 ©, utilizando la información proveniente de la base de datos del CDEC-SIC [29]. Se dispuso de la versión estudiantil de dicho software, que tiene por limitación un máximo de 50 barras, razón por la cual se hizo necesario representar un modelo del SIC reducido. Mediante DigSilent es posible simular eventos dinámicos, permitiendo representar un conjunto de contingencias representativas de la operación habitual del SIC. Para tales efectos, se deben cargar controladores de tensión, velocidad y potencia activa en las principales máquinas generadoras; para mayor simplicidad se utilizan los controladores de tipo genérico incorporados a la librería dinámica del software [30].

A continuación, el modelo creado en DigSilent fue incorporado a DeepEdit ©, conservando la topología y los parámetros de los elementos. Este software dispone de herramientas para efectuar flujos de potencia, despachos económicos de generación y un OPF de reducción de pérdidas. Al utilizar conjuntamente ambos programas, es posible comprobar la respuesta dinámica del sistema ante una

contingencia, y a su vez, determinar el efecto económico, traducido en redespachos, variación de las pérdidas de potencia activa y de potencia no servida, que éstas acarrearán en el régimen permanente.

Ambos programas cuentan con modelos incorporados para representar un SVC. DeepEdit modela dicho dispositivo como una fuente de potencia reactiva que varía su salida de acuerdo a la consigna de tensión empleada [27][31]. En el caso de DigSilent, el modelo adquiere mayor complejidad, ya que es posible configurar las características del SVC tales como uso de reactores o TCR y consignas de control de tensión o de potencia reactiva. Adicionalmente, es posible cargar controladores para que el dispositivo posea una respuesta en el rango dinámico durante una contingencia [30].

### **5.1.3. Escenarios de simulación**

Se consideran dos escenarios típicos de operación del sistema, dados por una demanda de 5765 [MW] que representa una demanda alta, y de 3460 [MW] que representa una demanda baja, valores cercanos a los registrados durante la operación del sistema en el año 2005 [32]. Los despachos de cada central generadora se efectúan con la ayuda del OPF de DeepEdit, para lo cual se utiliza la información sobre el despacho de las centrales hidroeléctricas de pasada de un día de abril de 2006, que representa una hidrología normal-húmeda. Los costos de las centrales térmicas se obtienen de la información contenida en [33]. Por su parte, los costos asociados a las centrales hidroeléctricas de embalse fueron asignados en forma arbitraria, de forma que los despachos obtenidos mediante el OPF se ajustaran a escenarios factibles de operación del SIC (lo que se verifica contrastando los resultados obtenidos con despachos reales [34]).

### **5.1.4. Alcances de las simulaciones**

Dado que se trabaja con un modelo reducido del SIC, no es posible asegurar que los resultados sean completamente fieles a la operación real del mismo, por lo que las simulaciones efectuadas en este capítulo constituyen sólo una estimación sobre los probables efectos producidos por la incorporación de compensadores estáticos de reactivos.

Se consideran fuera de los alcances de estas simulaciones, la determinación de los efectos del SVC en el incremento de la amortiguación de las oscilaciones de potencia y en el aumento del torque sincronizante. Del mismo modo, no se estudia la interacción SVC-SVC, dado que para la simulación de cada contingencia se considera sólo la presencia de un equipo a la vez.

El cálculo del valor del servicio complementario entregado por el SVC, determinado según la metodología presentada en el capítulo anterior, escapa de los objetivos propuestos de este trabajo. La razón es que dicha labor involucra la consideración de distintos escenarios de demanda e hidrología, idealmente un número mayor al utilizado en esta etapa de simulaciones (demanda alta y demanda baja, una sola hidrología), lo que representa afrontar un problema de una magnitud considerable.

## 5.2. Simulaciones

### 5.2.1. Metodología

Se elige un conjunto de contingencias, extraídas de [35], para su simulación en dos pasos:

- i) Comprobar el comportamiento de las tensiones ante la perturbación ocasionada por la contingencia, considerando el caso sin compensación y con un SVC instalado en una barra cercana al lugar donde se ubica el elemento que sale intempestivamente de servicio. Estas simulaciones consideran escenarios de demanda alta de 5765 [MW] y de demanda baja de 3459,7 [MW]. El software a utilizar es DigSilent.
- ii) Verificar los efectos económicos de la contingencia, considerando el sistema ya estabilizado. Para este análisis de régimen permanente se comprueba la evolución de las pérdidas, la potencia no servida y los redespachos para los casos sin compensación y con un SVC de las mismas características del utilizado en el paso i). Se considera un escenario de demanda alta de 5765 [MW]. El software utilizado es DeepEdit, específicamente, el OPF de minimización de pérdidas.

Cabe señalar que para todas las comparaciones económicas del punto ii), así como los despachos introducidos en DigSilent para las simulaciones dinámicas del punto i), se utiliza el siguiente despacho base mostrado en la Tabla 5.1, obtenido mediante el OPF de DeepEdit, que corresponde a la situación del modelo del SIC sin contingencias.

Central	Pdespacho [MW]	Tipo	Pmax [MW]	Costo Variable [US\$/MWh]
ABANICO	42,0	Pasada	42	0,0
ACONCAGUA	29,0	Pasada	29	0,0
ALFALFAL	116,0	Pasada	116	0,0
ANTILHUE	0,0	Térmica	52	151,7
ANTUCO	262,0	Embalse	262	28,0
ARAUCO	31,5	Térmica	36,304	52,1
BALALITA	1,0	Pasada	1	0,0
BOCAMINA	120,3	Térmica	120,292	31,8
CANDELARIA	0,0	Térmica	270,6	174,7
CANUTILLAR	161,0	Embalse	161	28,0
CAPULLO	12,0	Pasada	12	0,0
CELCO_VALDIVIA	0,0	Térmica	70	68,0
CHACABUQUITO	20,0	Pasada	20	0,0
CHOLGUAN	29,0	Térmica	29	9,9
CIPRESES	30,0	Pasada	101	27,0
COLBUN	336,7	Embalse	478	28,0
CONSTITUCION	20,0	Térmica	20	0,0
CURILLINQUE	89,0	Pasada	89	0,0
D_ALMAGRO	0,0	Térmica	47,4	214,8
EL_TORO	380,0	Embalse	380	28,0
EV_CONSTITUCION	7,7	Térmica	7,704	0,0
EV25	25,0	Térmica	25	22,0
FLORIDA	26,0	Pasada	26	0,0
GUACOLDA	303,0	Térmica	303	21,6
HORCONES	0,0	Térmica	25	74,4
HUASCO_TG	0,0	Térmica	71,1	176,6
HUASCO_TV	0,0	Térmica	15	111,6
ISLA	33,5	Pasada	69	27,0
LAGUNA_VERDE	0,0	Térmica	64,29	75,6
LAJA	7,7	Térmica	7,7	0,0
LICANTEN	27,0	Térmica	27	22,0
LOMA_ALTA	39,0	Pasada	39	0,0
LOS_MOLLES	18,0	Pasada	18	0,0
LOS QUILOS	32,0	Pasada	32	0,0
LOS_VIENTOS	0,0	Térmica	120,8	68,0
MACHICURA	71,6	Embalse	72	28,0
MAITENES	14,0	Pasada	14	0,0
MAMPIL	19,0	Pasada	19	0,0
NEHUENCO_1	340,0	Térmica	340	18,3
NEHUENCO_2	382,5	Térmica	382,5	15,6
NEHUENCO_9B	0,0	Térmica	102	182,8
NUEVA_ALDEA_1	29,3	Térmica	29,304	14,0
NUEVA_ALDEA_2	0,0	Térmica	12	60,0
NUEVA_ALDEA_3	0,0	Térmica	20	9,8
NUEVA_RENCA	367,0	Térmica	367	22,7
PANGUE	342,0	Pasada	342	0,0
PEHUENCHE	414,0	Embalse	414	28,0
PETROPOWER	61,8	Térmica	61,8035	3,9
PEUCHEN	28,0	Pasada	28	0,0
PILMAIQUEN	18,0	Pasada	18	0,0
PSEG	0,0	Térmica	45,696	132,1
PULLINQUE	30,0	Pasada	30	0,0
PUNTILLA	14,0	Pasada	14	0,0
QUELTEHUES	49,0	Pasada	49	0,0
RALCO	532,0	Embalse	532	28,0
RAPEL	302,0	Embalse	302	28,0
RENCA	0,0	Térmica	92	218,8
RUCUE	119,0	Pasada	119	0,0
SAN_IGNACIO	36,0	Pasada	36	0,0
SAN_ISIDRO	125,0	Térmica	125	19,7
SAUZAL	50,0	Pasada	50	0,0
TALTAL_1	120,0	Térmica	120	26,1
TALTAL_2	0,0	Térmica	120	179,9
VENTANAS 1	60,0	Térmica	112	32,6
VENTANAS 2	192,2	Térmica	220	30,5
VOLCAN	13,0	Pasada	13	0,0

Tabla 5.1 – Despachos iniciales para un escenario de demanda alta sin contingencias.

## 5.2.2. Salida de la central Taltal 1

### 5.2.2.1. Comportamiento dinámico

El primer escenario simulado contempla la salida de la central térmica Taltal 1 en demanda alta, condición en la cual su despacho es de 120 [MW]. Para comprobar los efectos en el sistema se mide la tensión en las barras Diego de Almagro 220 y Cardones 220. A fin de evaluar la información entregada en el [Estudio de Transmisión Troncal para Escenarios de Expansión de la Generación y de Interconexiones con otros Sistemas Eléctricos], se utiliza un SVC de +40 -60 [MVar], tal como se proyecta en dicho informe en la barra Diego de Almagro 220.

Los resultados de la simulación se presentan en las Figuras 5.1 y 5.2, que detallan respectivamente la evolución de las tensiones en los casos sin y con SVC.

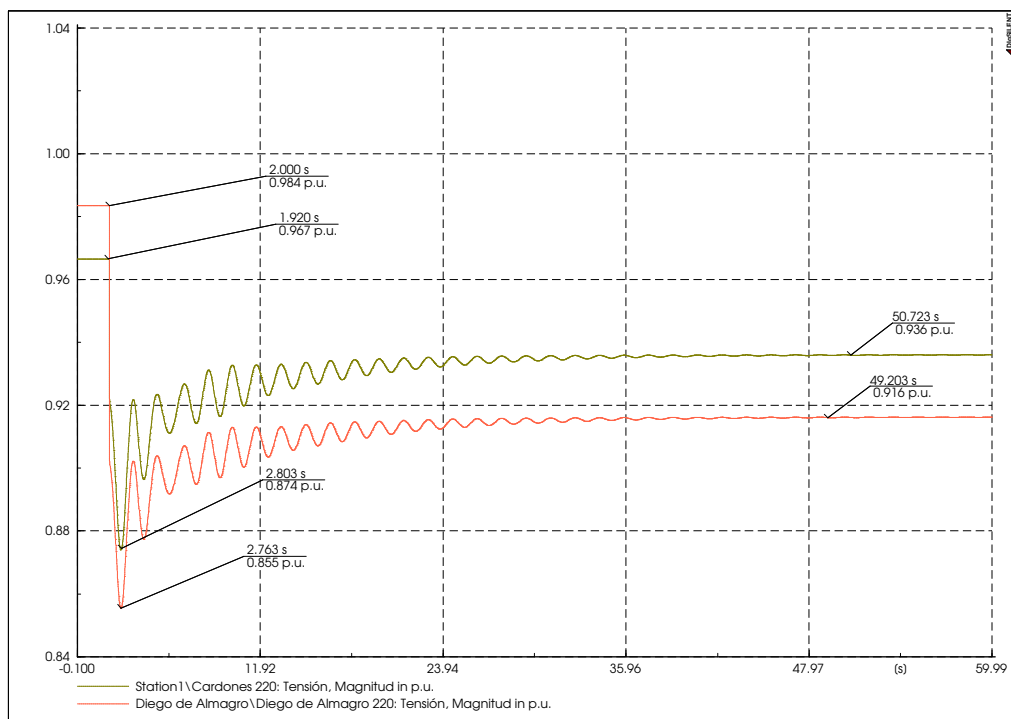


Figura 5.1 – Tensiones en las barras Diego de Almagro 220 y Cardones 220 ante la salida de la central Taltal 1.

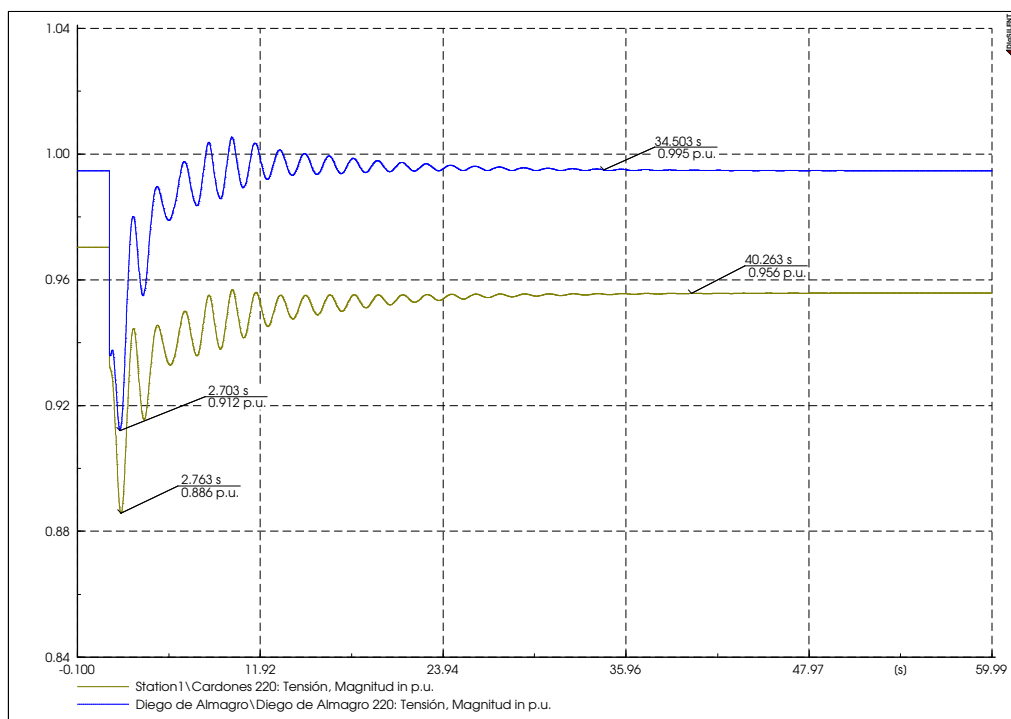


Figura 5.2 – Evolución de las tensiones ante la salida de Taltal 1 con un SVC.

En el caso sin compensación se produce una violación de la tensión mínima para estado de emergencia en ambas barras, alcanzándose tensiones mínimas de 0,855 [pu] en Diego de Almagro y 0,874 [pu] en Cardones. Además, las tensiones se estabilizan en torno a 0,916 y 0,936 [pu] respectivamente. La ubicación de un SVC permite mejorar los perfiles de tensión, sin embargo, se continúa produciendo una violación en la barra Cardones, cuya tensión llega a 0,886 [pu] a pesar de estabilizarse en torno a 0,956 [pu]. Por su parte, la tensión en Diego de Almagro tiene como mínimo 0,912 [pu], estabilizándose en 0,995 [pu].

El comportamiento de las tensiones ante la perturbación descrita por la salida de Taltal 1 en demanda baja (es decir, la salida de 65 [MW]) se presenta en las Figuras 5.3 y 5.4.



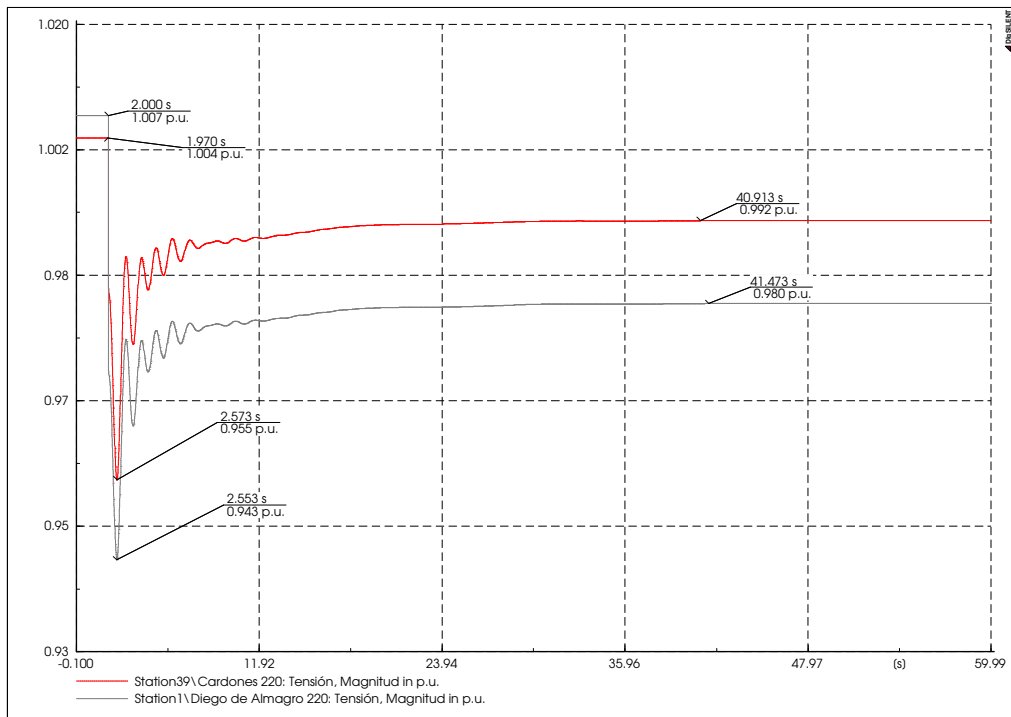


Figura 5.3 - Tensiones en Diego de Almagro 220 y Cardones 220 ante la salida de Taltal 1 en demanda baja.

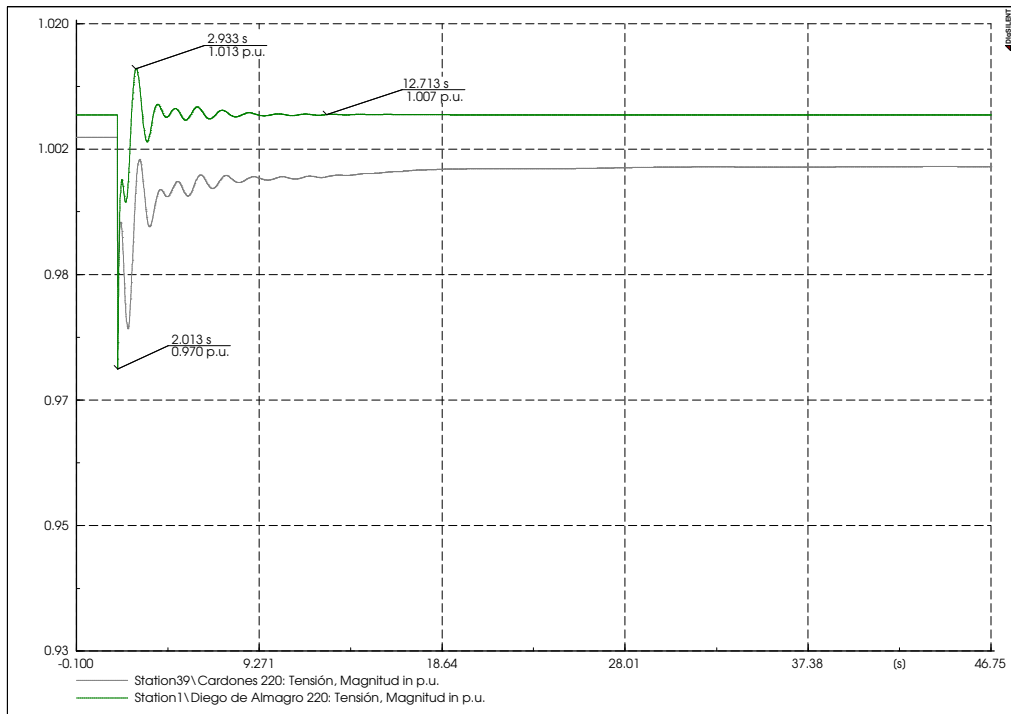


Figura 5.4 – Evolución de las tensiones ante la salida de Taltal 1 con un SVC en demanda baja.

La utilización del SVC en la barra Diego de Almagro 220 permite la rápida estabilización de las tensiones; se produce una disminución del número y magnitud de las oscilaciones y una estabilización en

torno al valor pre-falla en el caso de Diego de Almagro. Cabe señalar que en el caso sin compensación y por consiguiente en el con SVC, no se producen violaciones de los márgenes de operación en estado de emergencia y de operación normal. Esta situación se repite en el resto de las simulaciones en demanda baja, por lo que los resultados obtenidos serán desplazados al respectivo anexo.

### 5.2.2.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente

Al correr un OPF considerando a Taltal 1 fuera de servicio, se obtuvo el siguiente resultado condensado en la Tabla 5.2.

Total Generación [MW]	<b>5893,2</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>128,2</b>
P no servida [MW]	<b>58,84</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>137258,3</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>18641,2</b>

Tabla 5.2 - Efectos económicos derivados de la salida de Taltal 1.

Para satisfacer los 120 [MW] de potencia que se dejan de inyectar, se produjeron redespachos de las centrales, siendo los más significativos los detallados en la Tabla 5.3.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	378,3	41,6
ISLA	33,5	49,2	15,7
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.3 - Principales redespachos tras la salida de Taltal 1.

La suma de los redespachos es inferior a 120 [MW], por lo que no es posible satisfacer toda la demanda. La razón fundamental por la que no circula mayor potencia hacia los consumos es que esto implica aumentar la carga de la línea Cardones-Maitencillo 220, lo que provoca la disminución de las tensiones bajo el umbral de operación normal (0,95 [pu] para barras de 220 [kV]). Producto de aquello, el costo sistémico aumenta en 18641,2 [USD\$/h] con respecto al costo del sistema en la situación sin contingencia (denominado costo total original en la Tabla 5.2).

Por su parte, si se considera un SVC conectado a la barra Diego de Almagro, el OPF entrega los siguientes resultados.

Total Generación [MW]	<b>5946,6</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>181,6</b>
P no servida [MW]	<b>29,63</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>129146,9</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>10529,8</b>

Tabla 5.4 - Efectos económicos derivados de la salida de Taltal 1, considerando un SVC.

Para este escenario, la consigna de reactivos entregada por el OPF es de -60 [MVar], es decir, inyectar a la red toda su capacidad de reactivos. Los principales redespachos se presentan a continuación.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	419,2	82,5
ISLA	33,5	61,6	28,1
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.5 - Principales redespachos tras la salida de Taltal 1 considerando un SVC.

Al aumentar la tensión en las barras Diego de Almagro y Cardones, producto de la acción del SVC, disminuye en más de un 50% la potencia no servida, ya que es posible aumentar los flujos proveniente del centro a través de la línea Cardones-Maitencillo 220. Los redespachos en su conjunto superan los 120 [MW], no obstante, dado que las pérdidas aumentan, sigue existiendo carga no servida. La instalación del SVC trae consigo una disminución importante del costo sistémico de operación, disminuyendo en más de 40% la diferencia con respecto al caso base que en la situación sin compensación.

Cabe señalar que los redespachos en ambos casos no involucraron la entrada en servicio de unidades térmicas caras, por lo que la variación se produjo en unidades de embalse como Colbún e Isla, y en una central térmica de bajo costo como Ventanas 2.

El aumento de la capacidad de transmisión por la línea de doble circuito Cardones-Maitencillo 220 alcanza un 11,5%, como se puede observar en la Tabla 5.6.

Barra i Barra j	Maitencillo 220 Cardones 220		
	P <sub>ij</sub> [MW]	Q <sub>ij</sub> [MVar]	δ <sub>ij</sub> [°]
Sin SVC	329,2	29,9	9,6
Con SVC	367,1	17,5	11,9
ΔT [MW]	<b>37,9</b>		
ΔT [%]	<b>11,5</b>		
Δδ <sub>ij</sub> [°]	<b>2,4</b>		

Tabla 5.6 – Efecto del SVC en la capacidad de transmisión ante la salida de Taltal 1.

### 5.2.3. Salida de un circuito de la línea Cardones Maitencillo 220

#### 5.2.3.1. Comportamiento dinámico

Para la visualización de resultados de esta contingencia se registran las variaciones de tensión en las barras Cardones 220 y Maitencillo 220. El escenario simulado corresponde al de demanda alta, es decir, 5765 [MW]. Se considera un SVC de +60 -60 [MVar] conectado en la barra Cardones. Los resultados para los casos con y sin SVC se detallan en las Figuras 5.5 y 5.6.

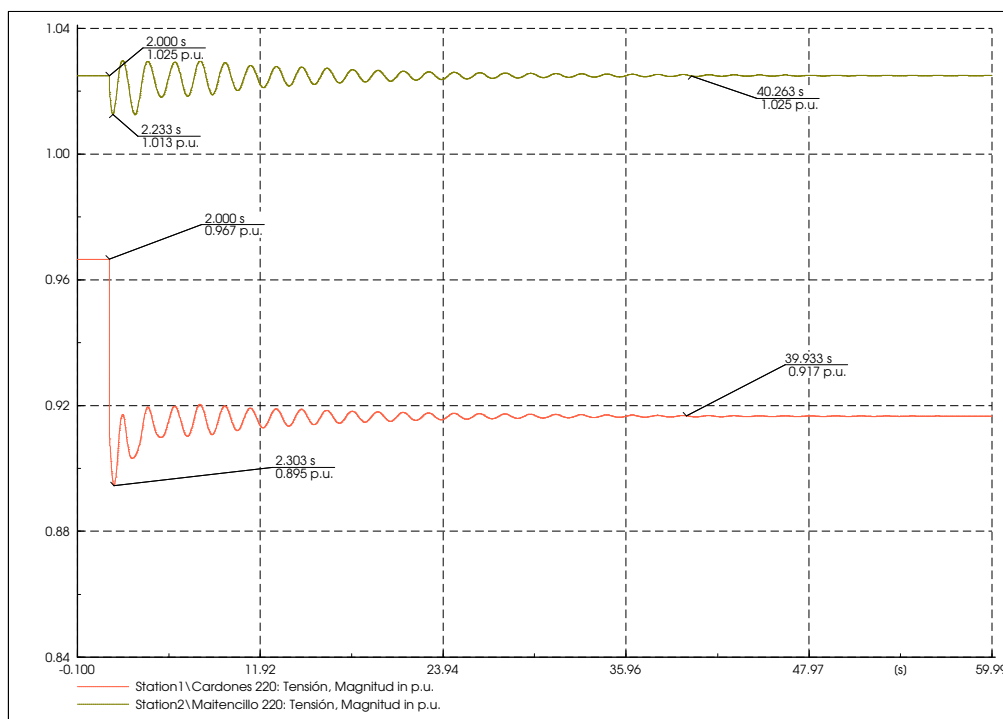


Figura 5.5 –Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Cardones-Maitencillo 220.

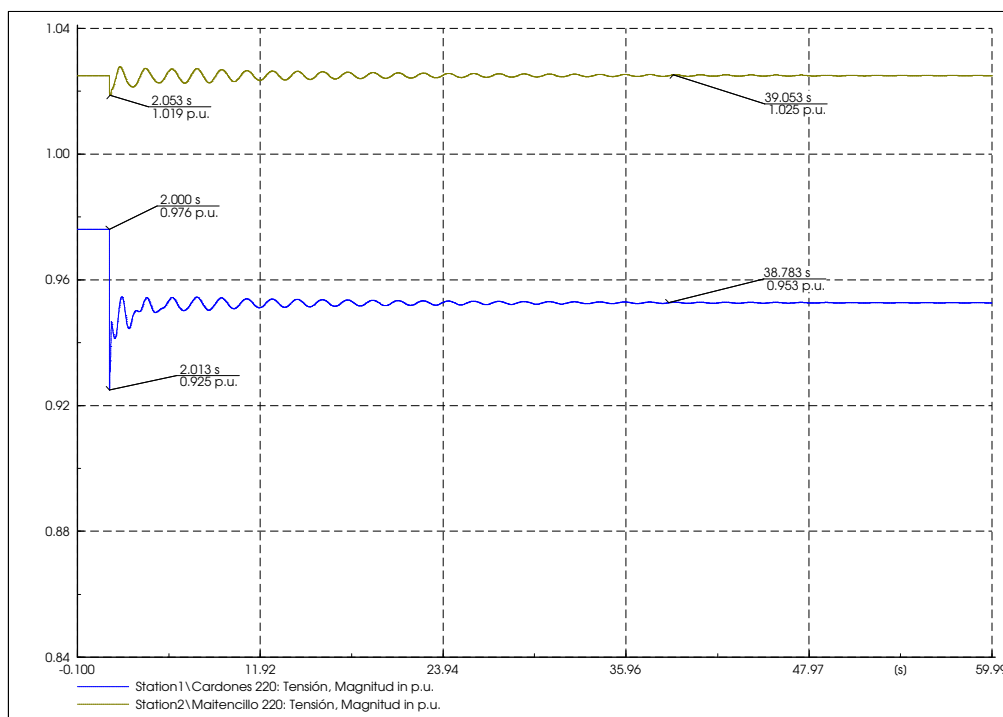


Figura 5.6 – Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 con un SVC.

En la Figura 5.5 se aprecia que la tensión de la barra Cardones cae bajo el umbral de operación en estado de emergencia y se estabiliza en torno a un valor de 0,917 [pu]. Al utilizar un SVC en dicha barra se logra cumplir con la condición antes violada, produciéndose la estabilización en torno a un valor dentro del límite de operación en estado normal (0,953 [pu]). Además, tal como se aprecia en la Figura 5.6, las oscilaciones de tensión son menos marcadas que en el caso sin compensación.

### 5.2.3.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente

El resultado del OPF considerando uno de los circuitos de la línea Cardones Maitencillo 220 arroja los siguientes resultados.

Total Generación [MW]	<b>5924,7</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>159,7</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>128916,8</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> <b>[USD\$/h]</b>	<b>10299,7</b>

Tabla 5.7 - Efectos económicos derivados de la salida un circuito de la línea Cardones Maitencillo 220.

Los redespachos necesarios para afrontar esta contingencia se resumen en la Tabla 5.8.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	329,5	-7,2
TALTAL_2	0,0	69,4	69,4
VENTANAS 2	192,2	128,4	-63,8

Tabla 5.8 - Principales redespachos tras la salida de la línea Cardones Maitencillo.

La principal variación en el despacho es la entrada en operación de la unidad Taltal 2, cuyo costo variable es significativamente mayor al de Ventanas 2, que por problemas de capacidad del circuito restante de la línea Cardones Maitencillo no puede fluir hacia las cargas de las barras Diego de Almagro y Cardones. Esta es la razón por la que los costos sistémicos aumentan casi un 9% con respecto al caso base a pesar de que no existe potencia no servida.

En el caso con un SVC incorporado en la barra Cardones se obtiene el siguiente resultado

Total Generación [MW]	<b>5924,3</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>159,3</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>127403,7</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>8786,6</b>

Tabla 5.9 - Efectos económicos de la salida un circuito de la línea Cardones Maitencillo 220 con un SVC.

Los redespachos obtenidos bajo este nuevo escenario de simulación se presentan a continuación.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	330,6	-6,1
TALTAL_2	0,0	59,4	59,4
VENTANAS 2	192,2	136,7	-55,5

Tabla 5.10 - Principales redespachos tras la salida de la línea Cardones Maitencillo con un SVC.

La principal variación es la disminución de la generación de Taltal 2, lo que produce una disminución de 1500 [USD\$/h] en el costo del sistema. Esto se debe a que la el SVC entrega 60 [MVar] de reactivos, lo que sube las tensiones de las barras circundantes, y por lo tanto, permite que pueda circular mayor potencia por el circuito en funcionamiento. Esto se aprecia claramente en la Tabla 5.11, en donde el aumento de la capacidad de transmisión alcanza un 4,7 %.

Barra i Barra j	Maitencillo 220 Cardones 220		
	Pij [MW]	Qij [MVar]	$\delta_{ij}$ [°]
Sin SVC	197,1	53,5	11,5
Con SVC	206,3	10,2	12,2
$\Delta T$ [MW]	9,2		
$\Delta T$ [%]	4,7		
$\Delta \delta_{ij}$ [°]	0,7		

Tabla 5.11 – Aumento de la transmisión de potencia activa en la línea Maitencillo-Cardones 220.

## 5.2.4. Salida de una unidad de la central Guacolda

### 5.2.4.1. Comportamiento dinámico

La salida de una unidad de la central Guacolda es equivalente a considerar que ésta disminuye su generación hasta los 151,5 [MW], que representan el 50% de su capacidad. Para el análisis se considera la evolución de las tensiones en las barras Cardones 220 y Maitencillo 220. Fue utilizado el mismo SVC que en la simulación de la contingencia anterior, incluyendo la conexión en la misma barra. Los resultados obtenidos se presentan en las Figuras 5.7 y 5.8.

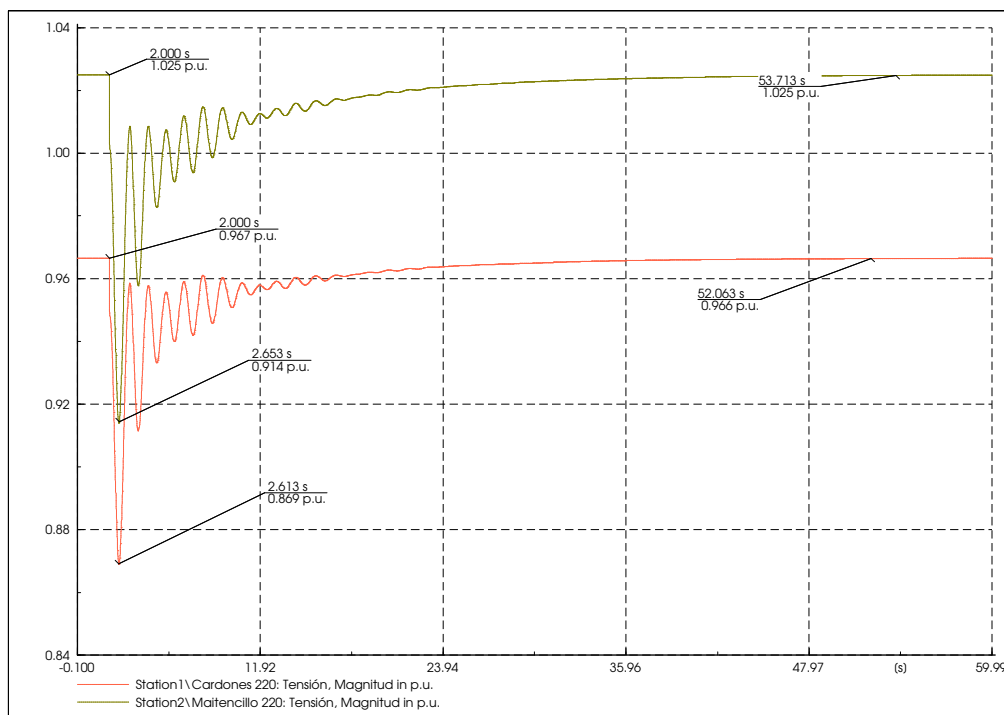


Figura 5.7 – Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Guacolda.

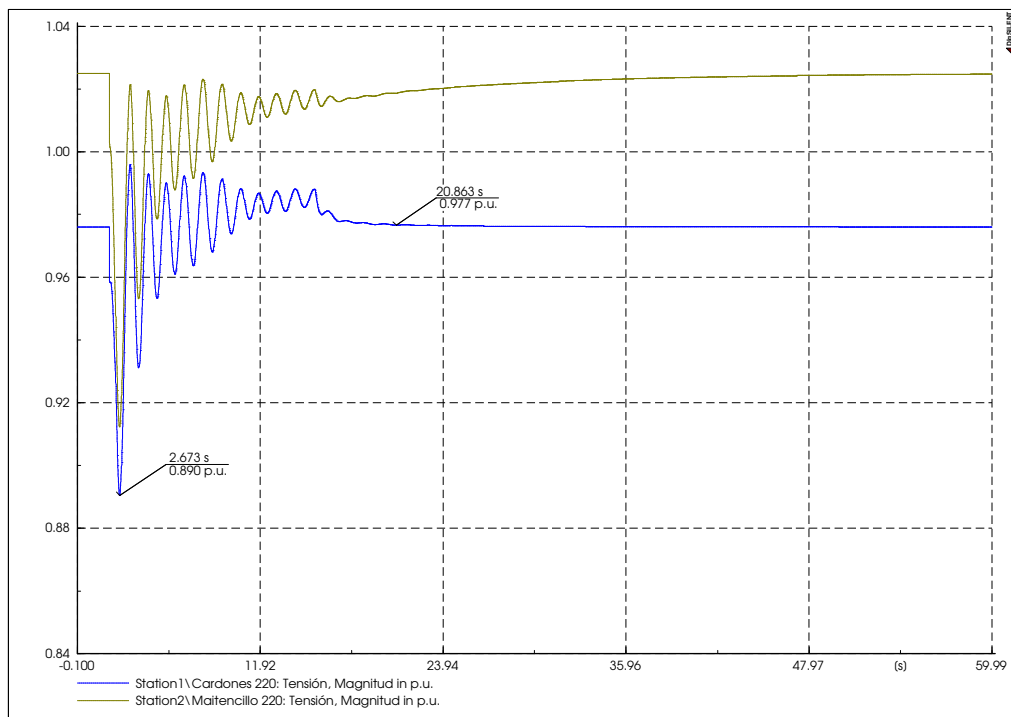


Figura 5.8 – Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Guacolda con un SVC.

En la Figura 5.7 se puede apreciar que la tensión en Cardones 220 alcanza un valor mínimo de 0.869 [pu], lo que constituye una violación de los límites impuestos por la norma para el estado de emergencia. Al utilizar el SVC, este valor llega hasta a un valor mínimo de 0,89 [pu], lo que se encuentra bajo la norma por sólo 0,01 [pu]. Si se considera un SVC de capacidad +100 -100 [MVar], instalado en la misma barra Cardones, se obtiene el resultado de la Figura 5.9, que muestra una estabilización en un tiempo menor, y en torno al mismo valor pre-falla.



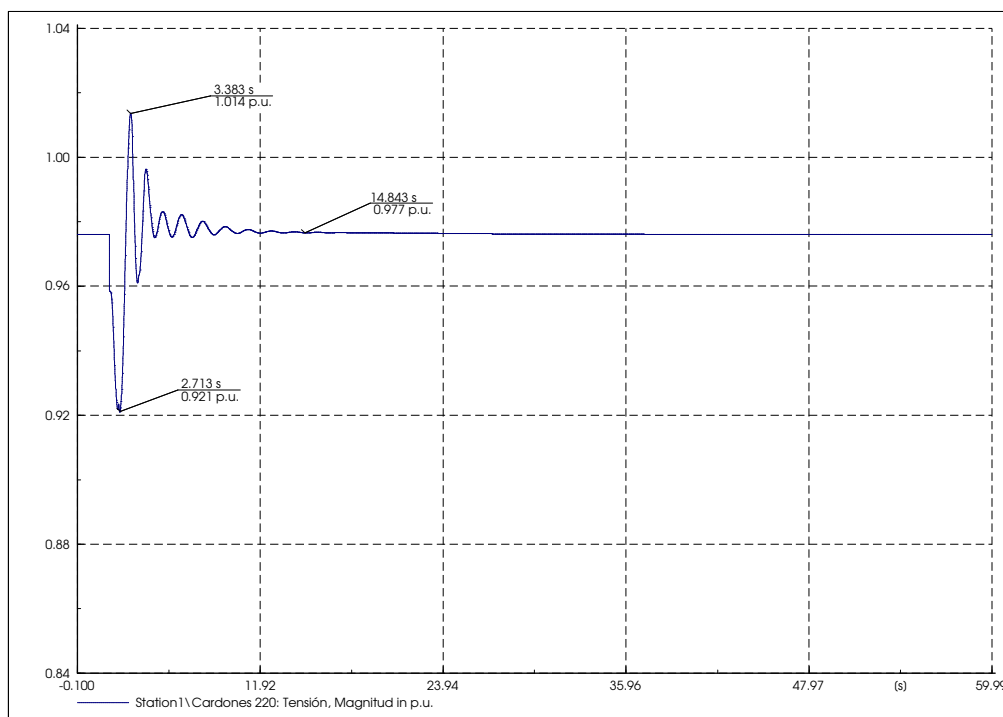


Figura 5.9 – Respuesta ante la perturbación de un SVC de +100 -100 [MVAr].

#### 5.2.4.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente

Al restringir sólo a la mitad de la generación posible en la central Guacolda, se produce el siguiente resultado tras correr el OPF.

Total Generación [MW]	<b>5940,2</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>175,2</b>
P no servida [MW]	<b>28,19</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>129279,6</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>10662,5</b>

Tabla 5.12 - Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Guacolda.

La salida de la mitad de la generación de Guacolda (cuyo despacho original es de 303 [MW]) produce problemas de tensión en las barras aledañas, por lo que es necesario dejar cargas sin suministro, lo que acrecienta notoriamente el costo del sistema.

Los redespachos entregados por el OPF indican nuevamente una variación sólo en centrales de la zona central del sistema, tal como lo indica la Tabla 5.13.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	437,6	100,8
ISLA	33,5	59,4	25,8
VENTANAS 1	60,0	69,0	9,0
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.13 - Principales redespachos tras la salida de una unidad de Guacolda.

Considerando la misma contingencia e incorporando un SVC de +60 -60 [MVar] en la barra Cardones 220, el OPF entrega el siguiente resultado.

Total Generación [MW]	<b>5974,2</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>209,2</b>
P no servida [MW]	<b>4,52</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>122577,1</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>3960,0</b>

Tabla 5.14 - Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Guacolda, con un SVC.

Por su parte, los redespachos más importante para esta nueva condición de operación son

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	443,5	106,8
ISLA	33,5	61,2	27,7
VENTANAS 1	60,0	96,4	36,4
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.15 - Principales redespachos tras la salida de una unidad de Guacolda con un SVC en Cardones.

La presencia del SVC en Cardones permite mejorar el perfil de tensiones, lo repercute en la disminución de gran parte de la potencia no servida. Además, existe un importante aumento del transporte de potencia por la línea Cardones-Maitencillo 220, proveniente desde el centro del sistema, como se aprecia en la Tabla 5.16. Todo lo anterior se confirma al registrarse una disminución del costo del sistema de 6702,5 [USD\$/h], a pesar del aumento de las pérdidas de potencia activa.

Barra i Barra j	Maitencillo 220 Cardones 220		
	Pij [MW]	Qij [MVar]	$\delta_{ij}$ [°]
Sin SVC	233,5	2,6	7,5
Con SVC	257,5	30,4	8,1
$\Delta T$ [MW]	24,0		
$\Delta T$ [%]	10,3		
$\Delta \delta_{ij}$ [°]	0,6		

Tabla 5.16 – Efecto en la capacidad de transmisión ante la salida de un circuito de Cardones -Maitencillo 220.

## 5.2.5. Salida de la central Nueva Renca

### 5.2.5.1. Comportamiento dinámico

La central Nueva Renca entrega 367 [MW] al sistema. Para la simulación de su salida se considera un SVC de +100 -200 [MVar] ubicado en la barra Cerro Navia 110. La evolución de las tensiones en las barras Cerro Navia 110 y San Cristóbal 110, para los casos sin y con SVC, se presentan a continuación.

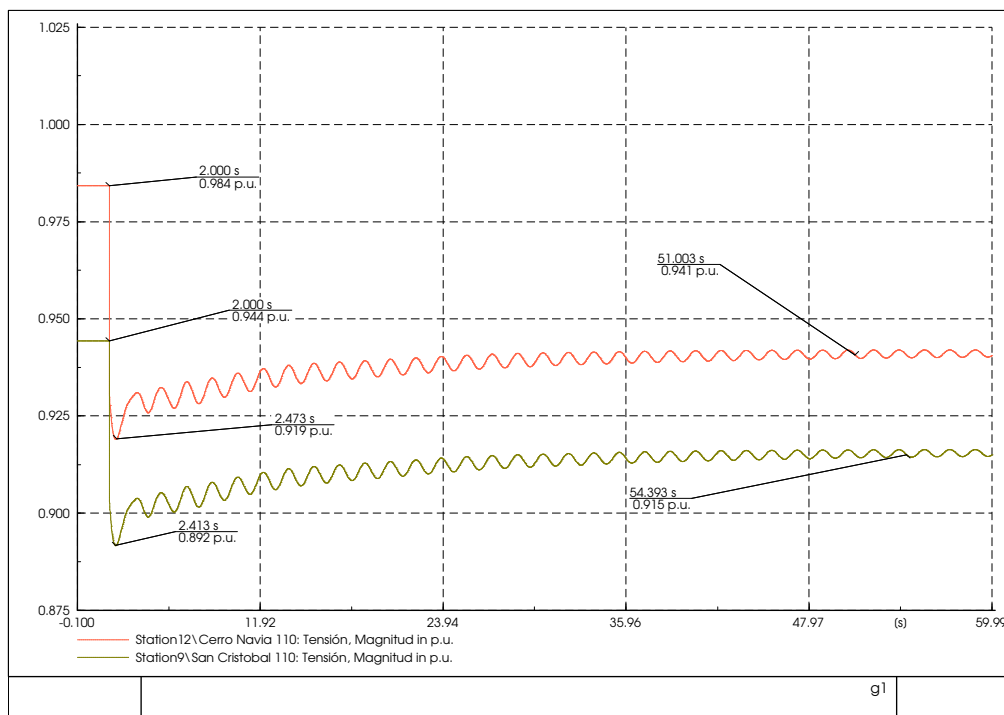


Figura 5.10 - Evolución de las tensiones ante la salida de Nueva Renca.

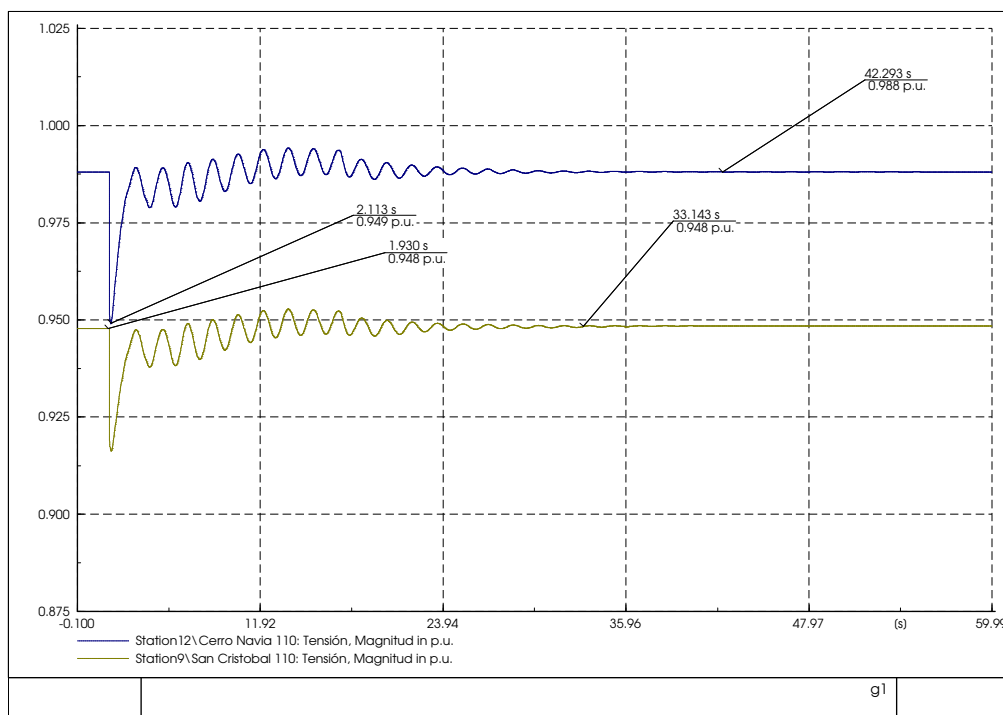


Figura 5.11 - Evolución de las tensiones ante la salida de Nueva Renca con SVC.

En la Figura 5.10 se aprecia que ambas tensiones caen fuertemente, sin embargo no alcanzan valores fuera de los aceptables para el estado de emergencia. La tensión en Cerro Navia se estabiliza en torno a un valor que está dentro de los límites aceptables de operación (en el caso de barras de menos 220 [kV] este límite es de 0,93 [pu]). No obstante, en el caso de San Cristóbal la tensión se estabiliza en torno a los 0,915 [pu], lo que constituye una violación de los valores permitidos para el estado normal. La acción del SVC permite que dichas tensiones se estabilicen en menor tiempo y en torno a los mismos valores iniciales, eliminando la característica oscilatoria que presentan en el caso sin compensación.

Cabe señalar que la salida de Nueva Renca repercute en la caída de las tensiones de todas las barras circundantes, lo que podría configurar una situación de colapso de tensiones. Producto de que la modelación del sistema considera cargas estáticas (es decir, que no dependen de la tensión), no es posible apreciar la caída cada vez más acentuada en las gráficas. No obstante, la capacidad de proveer una rápida reserva de reactivo del SVC permite recuperar el sistema en un par de segundos.

### 5.2.5.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente

Los resultados entregados por el OPF de DeepEdit, considerando Nueva Renca fuera de servicio, se presentan en las siguientes en las Tablas 5.17 y 5.18.

Total Generación [MW]	<b>5892,0</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>127,0</b>
P no servida [MW]	<b>47,97</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>153994,5</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>35377,4</b>

Tabla 5.17 – Efectos económicos derivados de la salida de Nueva Renca.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	478,0	141,3
HUASCO_TV	0,0	15,0	15,0
LAGUNA_VERDE	0,0	64,3	64,3
RENCA	0,0	73,6	73,6
VENTANAS 1	60,0	112,0	52,0
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.18 – Redespachos tras la salida de servicio de Nueva Renca.

La salida de Nueva Renca repercute en la entrada en servicio de unidades caras como Huasco TV, Laguna Verde y Renca, lo que unido a los casi 48 [MW] de potencia no servida, hacen que el costo del sistema se incremente en casi un 30% con respecto a la operación normal.

Por su parte, la simulación del caso con un SVC de 200 [MVar] en la subestación Cerro Navia 110 entrega los siguientes resultados.

Total Generación [MW]	<b>5942,3</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>177,3</b>
P no servida [MW]	<b>2,20</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>143815,4</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>25198,3</b>

Tabla 5.19 – Efectos económicos derivados de la salida de Nueva Renca con SVC.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	411,4	74,7
HUASCO_TV	0,0	15,0	15,0
LAGUNA_VERDE	0,0	64,3	64,3
RENCA	0,0	92,0	92,0
VENTANAS 1	60,0	112,0	52,0
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.20 – Redespachos tras la salida de servicio de Nueva Renca con SVC.

La presencia del SVC (despachado en 200 [MVar]), permite que las tensiones se mantengan dentro de los límites permitidos, por lo que Renca puede entregar una mayor potencia a la línea Renca-Cerro Navia 110, que de esta manera aumenta su capacidad de transmisión en un 25%, como se aprecia en la Tabla 5.21. Esto trae consigo la disminución significativa de la potencia no servida desde los 48 hasta los 2,2 [MW], lo que conlleva una disminución de más de 10000 [USD\$/h] en los costos del sistema a pesar de haber aumentado la generación de una central cara como Renca en desmedro de una de embalse como Colbún (de menor costo).

Barra i Barra j	Renca 110 Cerro Navia 110		
	P <sub>ij</sub> [MW]	Q <sub>ij</sub> [MVar]	δ <sub>ij</sub> [°]
Sin SVC	73,5	83,5	0,5
Con SVC	91,9	83,4	0,5
ΔT [MW]	<b>18,4</b>		
ΔT [%]	<b>25,0</b>		
Δδ <sub>ij</sub> [°]	<b>0,1</b>		

Tabla 5.21 – Efecto del SVC en la capacidad de transmisión ante la salida de Nueva Renca.

## 5.2.6. Salida de un circuito de la línea Alto Jahuel-Ancoa 500

### 5.2.6.1. Comportamiento dinámico

La simulación de la salida de uno de los circuitos de la línea Alto Jahuel – Ancoa 500 considera la presencia de un SVC conectado a la barra Alto Jahuel 500, con una capacidad de +200 -200 [MVar]. La evolución de las tensiones en las barras Alto Jahuel 500 y Ancoa 500 se presentan en las Figuras 5.12 y 5.13.

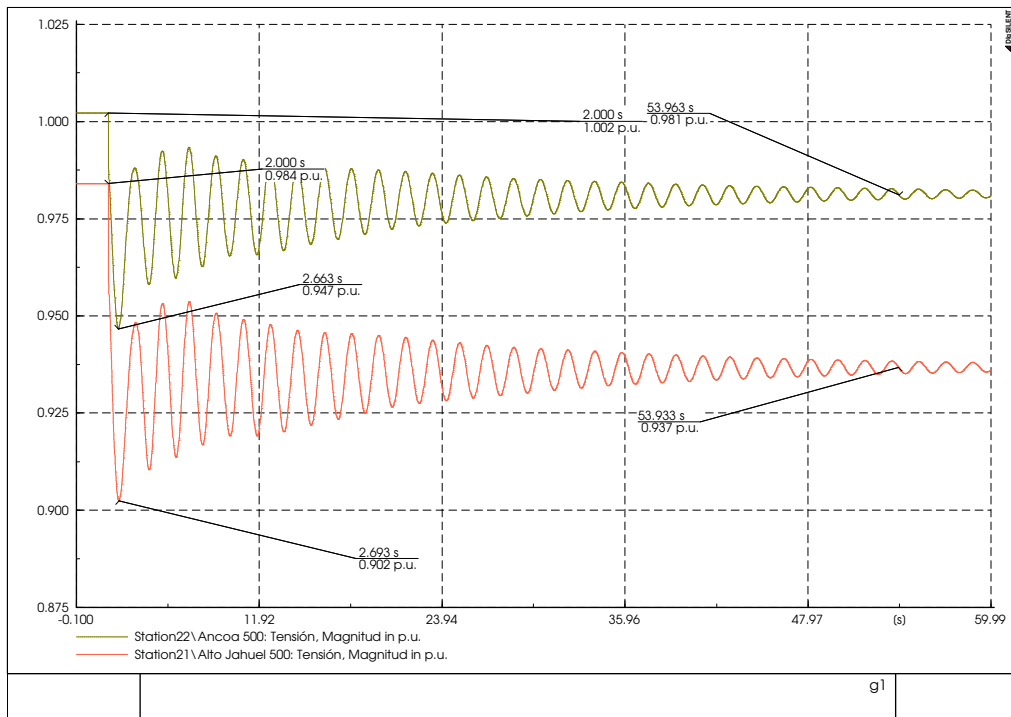


Figura 5.12 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel Ancoa 500.

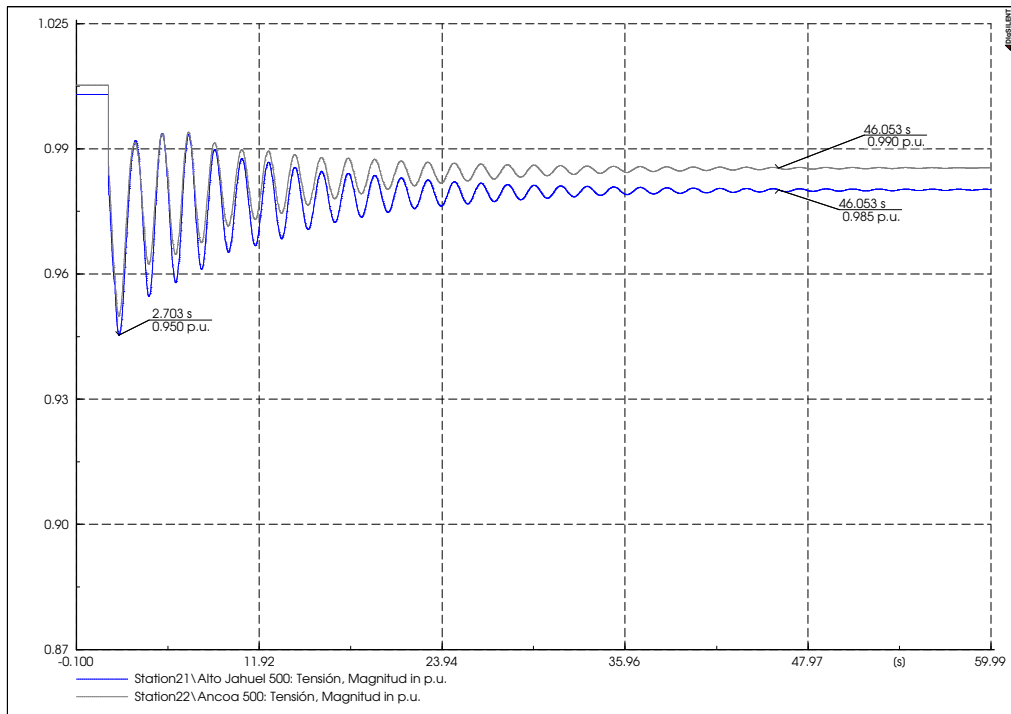


Figura 5.13 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel Ancoa 500 con SVC.

La salida del circuito provoca que la tensión de la barra Alto Jahuel 500 caiga hasta 0,902 [pu], lo que está muy por debajo del margen mínimo de operación en estado de emergencia, dado por 0,95 [pu]. Además, la estabilización se produce en torno a 0,937 [pu], que a su vez, está bajo el margen de operación

en estado normal, dado por 0,97 – 1,03 [pu]. Por su parte, la tensión en Ancoa 500 cae hasta 0,947 [pu], valor por debajo de la norma para estado de emergencia. Al simular la contingencia considerando la presencia de un SVC de +200 -200 [MVar] se logra subir la tensión mínima dada por la primera oscilación hasta 0,950 [pu]. Además, la estabilización es más rápida y ocurre en torno a 0,985 [pu].

Es importante mencionar que en la operación real del sistema, esta línea opera a una fracción de su capacidad nominal (cerca del 75%), debido a una restricción de estabilidad, lo que concuerda con la simulación presentada en la Figura 5.12, en donde se aprecia que la línea no cumple el criterio N-1 funcionando a plena capacidad. La acción del SVC, por lo tanto permite, aumentar ese límite de estabilidad hasta hacerlo coincidir con la capacidad máxima de la línea (definida por el límite térmico de los conductores).

### 5.2.6.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente

El efecto económico que origina la salida de la línea Alto Jahuel–Ancoa 500 se presenta a continuación en las Tablas 5.22 y 5.23.

Total Generación [MW]	<b>5900,5</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>135,5</b>
P no servida [MW]	<b>38,93</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>130983,8</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>12366,7</b>

Tabla 5.22 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ANTUCO	262,0	165,4	-96,6
ARAUCO	31,5	24,1	-7,4
COLBUN	336,7	444,5	107,8
NUEVA_ALDEA_1	29,3	16,9	-12,4
PEHUENCHE	414,0	315,2	-98,8
VENTANAS 1	60,0	112,0	52,0
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.23 – Redespachos tras la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500.

La línea Alto Jahuel Ancoa 500 es la encargada de transportar la mayor parte de la potencia generada en el sur del sistema hacia los consumos más importantes, ubicados en la zona central. La salida de un circuito, por lo tanto, repercute en la disminución de la generación del sur y un aumento de la ubicada en el centro, mayoritariamente térmica, y por ende, más cara. La necesidad de cumplir con los rangos



permitidos de las tensiones obliga a dejar cargas sin suministro, lo que sumado a lo anterior provoca un aumento del costo sistémico de un 10,4 %.

Considerando la presencia de un SVC de capacidad +200 -200 [MVar] conectado a la barra Alto Jahuel 500, se produce el siguiente resultado

Total Generación [MW]	<b>5944,3</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>179,3</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>119150,2</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>533,1</b>

Tabla 5.24 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500 con un SVC.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ANTUCO	262,0	135,0	-127,0
COLBUN	336,7	465,0	128,2
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.25 – Redespachos tras la salida de un circuito de Alto Jahuel – Ancoa 500 con SVC.

La incorporación del SVC (despachado por el OPF en 200 [MVar]), produce una disminución completa de la potencia no servida y reduce el despacho de las centrales térmicas del centro del sistema (en particular Ventanas 1), lo que origina una disminución del costo sistémico de 11833,6 [USD\$/h].

El efecto del SVC permite que el circuito en funcionamiento de la línea Alto Jahuel - Ancoa 500 aumente su capacidad de transmisión en un 8,1%, tal como se muestra en la Tabla 5.26.

Barra i Barra j	Ancoa 500 Alto Jahuel 500		
	P <sub>ij</sub> [MW]	Q <sub>ij</sub> [MVar]	δ <sub>ij</sub> [°]
Sin SVC	1194,9	142,0	19,1
Con SVC	1292,2	99,4	21,1
ΔT [MW]	<b>97,3</b>		
ΔT [%]	<b>8,1</b>		
Δδ <sub>ij</sub> [°]	<b>2,0</b>		

Tabla 5.26 – Efecto en la capacidad de transmisión ante la salida de un circuito de Alto Jahuel –Ancoa 500.

## 5.2.7. Salida de la central Bocamina

### 5.2.7.1. Comportamiento dinámico

La salida de Bocamina en demanda alta representa una disminución de la generación en 120,3 [MW]. Para afrontar dicha contingencia, se instala un SVC en la barra San Vicente 154 de +100 -100 [MVar] de capacidad. La evolución de las tensiones en San Vicente 154 y Concepción 154 se aprecia en las Figuras 5.14 y 5.15, para los casos sin compensación y con SVC.

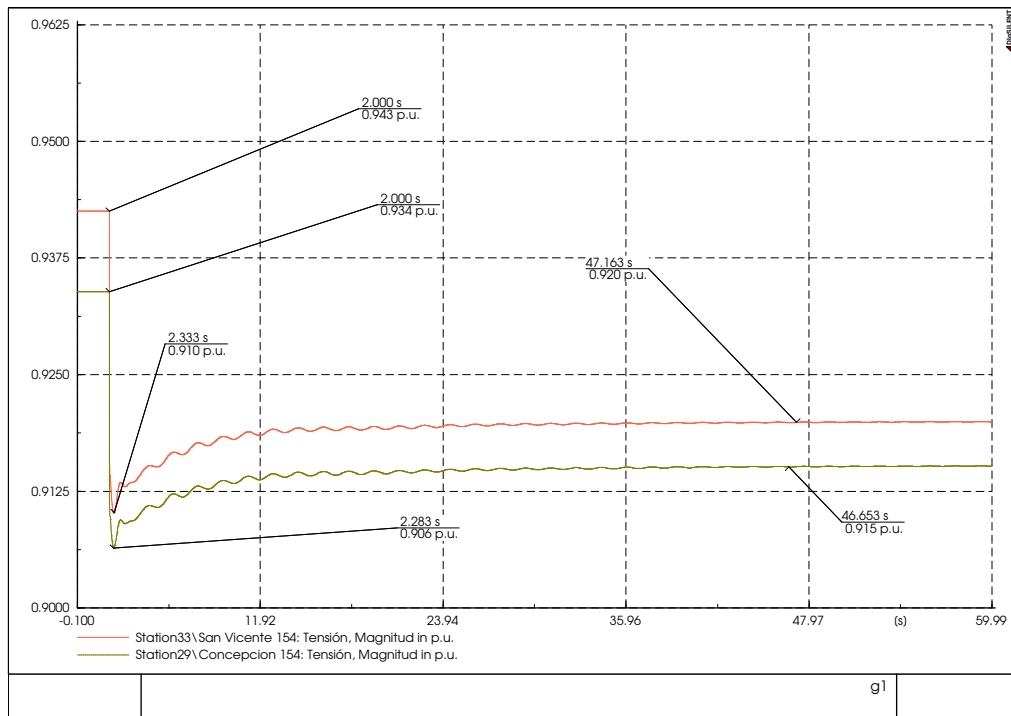


Figura 5.14 - Evolución de las tensiones ante la salida de Bocamina.

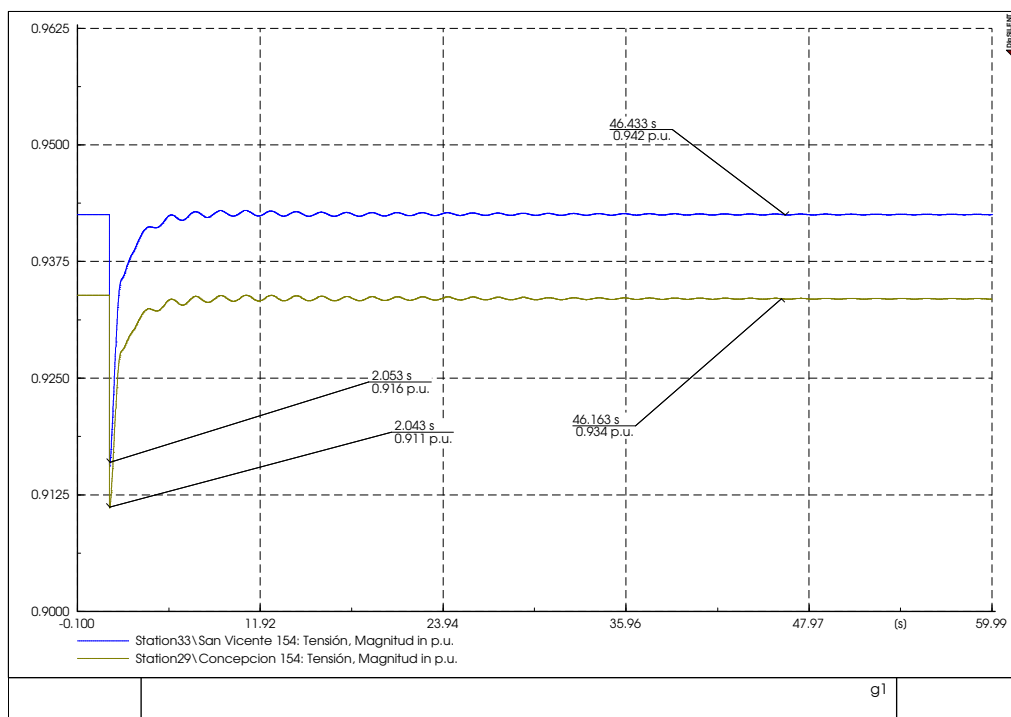


Figura 5.15 - Evolución de las tensiones ante la salida de Bocamina con SVC.

La salida de la central Bocamina produce una considerable caída de las tensiones en las barras circundantes, registrándose, en el caso de San Vicente y Concepción, valores de 0,910 y 0.905 [pu], los cuales a pesar de todo, se ajustan a la norma para el estado de emergencia (que tiene como mínimo 0,85 [pu]). Sin embargo, las tensiones se estabilizan en torno a 0,920 y 0,915 [pu] respectivamente, lo que constituye una violación de los márgenes de operación en estado normal.

Tal como se apreció en el caso de la salida de la central Nueva Renca, se produce una caída de las tensiones de todas las barras circundantes, lo que eventualmente podría conllevar un problema de colapso de tensiones. Nuevamente, la acción del SVC permite recuperar en un lapso de pocos segundos la estabilidad del sistema, sin admitir oscilaciones de importancia, tal como se aprecia en la Figura 5.15. Los valores finales de estabilización son similares a los de la condición pre-falla, por lo que se asegura el cumplimiento de los márgenes de operación en estado normal (definidos para barras de menos de 220 [kV] entre 0,93 y 1,07 [pu]).

### 5.2.7.2. Evaluación de los efectos en régimen permanente

Los efectos económicos derivados de la salida de Bocamina se detallan en las Tablas 5.27 y 5.28.

Total Generación [MW]	<b>5916,6</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>151,6</b>
P no servida [MW]	<b>25,66</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>133731,8</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>15114,7</b>

Tabla 5.27 – Efectos económicos derivados de la salida de Bocamina.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ABANICO	42,0	0,0	-42,0
ARAUCO	31,5	36,3	4,8
CIPRESES	30,0	82,9	52,9
COLBUN	336,7	358,9	22,1
HORCONES	0,0	25,0	25,0
ISLA	33,5	69,0	35,5
NUEVA_ALDEA_1	29,3	4,0	-25,3
PSEG	0,0	45,7	45,7
VENTANAS 2	192,2	183,2	-8,9

Tabla 5.28 – Redespachos tras la salida de Bocamina.

La salida de Bocamina produce una serie de efectos que encarecen el costo del sistema. Dado que las tensiones de las barras de la zona circundante están cercanas a su mínimo técnico, se produce una caída general de las mismas al ocurrir la contingencia. La optimización realizada por el OPF señala que es necesario dejar consumos sin abastecer, lo que se traduce en los 25,66 [MW] de potencia no servida en la barra Concepción 154. Además, se restringe la generación de la central hidroeléctrica de pasada Abanico (de costo nulo), ya que de entregar potencia se produce inmediatamente la violación de la tensión mínima permitida en la barra Concepción 154, debido al aumento de los reactivos consumidos por la línea que une ambos elementos; en caso contrario, es decir, que Abanico entregue sus 42 [MW] de potencia, se produce un ahorro en generación, pero un sobre costo derivado del aumento de la potencia no servida en dicha barra. Los redespachos entregados por el OPF para la operación sin Bocamina, implican la entrada de centrales térmicas como Horcones y PSEG, y el aumento de centrales hidroeléctricas Colbún, Cipreses e Isla.

Al considerar la operación del SVC de +100 -100 [MVar] en la barra San Vicente 154, se logra el siguiente resultado.

Total Generación [MW]	<b>5938,0</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>173,0</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>122821,1</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>4204,0</b>

Tabla 5.29 – Efectos económicos derivados de la salida de Bocamina con SVC.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ABANICO	42,0	0,0	-42,0
ARAUCO	31,5	36,3	4,8
CIPRESES	30,0	30,6	0,6
COLBUN	336,7	425,7	88,9
HORCONES	0,0	25,0	25,0
ISLA	33,5	69,0	35,5
NUEVA_ALDEA_1	29,3	4,0	-25,3
PSEG	0,0	14,7	14,7
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla 5.30 – Redespachos tras la salida de Bocamina con SVC.

El aumento de las tensiones introducido por el SVC descarta la necesidad de dejar cargas sin suministro. Del mismo modo, se produce un aumento de la transmisión de potencia activa en las líneas Charrúa-Concepción 220 y Concepción-San Vicente 154 de 18,2% y 36,3% respectivamente, como se aprecia en la Tabla 5.31. La reorganización de los despachos produce la disminución de la potencia inyectada por la central térmica PSEG y el aumento de la generación de Ventanas 2, igualmente térmica, pero de menor costo. Todos estos efectos repercuten en la disminución del costo total del sistema desde 15114,7 hasta 4204,0 [USD\$/h], lo que implica un ahorro de casi 11000 [USD\$/h] con respecto al caso sin compensación.

Barra i Barra j	Charrúa 220 Concepción 220			Concepción 154 San Vicente 154		
	Pij [MW]	Qij [MVar]	$\delta_{ij}$ [°]	Pij [MW]	Qij [MVar]	$\delta_{ij}$ [°]
Sin SVC	174,9	61,3	5,2	27,6	65,2	0,3
Con SVC	206,6	62,8	0,8	37,6	149,6	0,6
$\Delta T$ [MW]	<b>31,8</b>			<b>10,0</b>		
$\Delta T$ [%]	<b>18,2</b>			<b>36,3</b>		
$\Delta \delta_{ij}$ [°]	<b>-4,4</b>			<b>0,3</b>		

Tabla 5.31 - Efecto del SVC en la capacidad de transmisión ante la salida de Bocamina.

Para apreciar de mejor manera la necesidad de contar con compensación reactiva en la barra San Vicente 154, conviene simular un caso que considere el SVC instalado en dicho lugar, pero sin la salida de Bocamina. El resultado obtenido del OPF se presenta en las siguientes Tablas 5.32 y 5.33.

Total Generación [MW]	<b>5929,3</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>164,3</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>117986,0</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia</b> [USD\$/h]	<b>-631,1</b>

Tabla 5.32 – Efectos económicos derivados de la instalación de un SVC en San Vicente 154 sin contingencias.

Central	P despacho [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ARAUCO	31,5	2,5	-29,0
BOCAMINA	120,3	115,5	-4,8
COLBUN	336,7	346,8	10,1
ISLA	33,5	38,6	5,1
VENTANAS 2	192,2	212,2	20,0

Tabla 5.33 – Redespachos producto de la conexión de un SVC en San Vicente 154 sin contingencias.

La introducción de un SVC, aun sin considerar la ocurrencia de la salida de Bocamina u alguna otra central cercana, produce un ahorro no despreciable con respecto al caso base, lo que ratifica la importancia de elevar el perfil de tensiones de esa zona del sistema.

### 5.2.8. Otras simulaciones

Originalmente, se realizaron simulaciones para las siguientes contingencias

- Salida de Nehuenco I.
- Salida de Ventanas 2.
- Salida de un circuito de la línea Ancoa-Charrúa 500.
- Salida de una unidad de Canutillar.
- Salida de Nehuenco I y Ventanas 2.

Los resultados obtenidos en dichas simulaciones establecen que el SVC no es estrictamente necesario para mantener la seguridad del sistema. Adicionalmente, los efectos económicos introducidos por el dispositivo son muchísimo menores a los obtenidos en las simulaciones presentadas en este capítulo. En vista de aquello, el detalle de las simulaciones descartadas se desplaza al Anexo E.

### 5.3. Análisis de los resultados

#### 5.3.1. Estabilización de las oscilaciones de tensión

La capacidad del SVC para estabilizar las oscilaciones de tensión, dentro de los rangos permitidos por la norma, queda claramente expuesta en la mayor parte de las simulaciones presentadas en este capítulo. La excepción la constituye el caso de la salida de una unidad de la central Guacolda, en donde la tensión de la barra Cardones 220 cae apenas 0,01 [pu] bajo el límite mínimo permitido en el estado de emergencia.

#### 5.3.2. Efectos económicos en el sistema

La inclusión de un SVC permite disminuir notoriamente los costos totales del sistema ante la ocurrencia de una contingencia. Los efectos principales están dados por la disminución de la potencia no servida, la redistribución de los despachos y la descongestión de líneas saturadas producto del excesivo transporte de reactivos. El principal ahorro en el costo sistémico se obtuvo en la simulación de la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel-Ancoa 500, en donde este valor alcanzó los 11833,6 [USD\$/h].

A continuación, se presenta un resumen de los efectos dinámicos y económicos introducidos por el uso de un SVC.

Contingencia	Compensación [MVar]	Cumplimiento de la Norma Técnica		Costo del Sistema [USD\$/h]	Ahorro [USD\$/h]
		Estado de Emergencia	Estado Normal		
Salida de Taltal 1	0	X	X	137258,3	8111,4
	-60	✓	✓	129146,9	
Salida de 1 circuito de Cardones-Maitencillo 220	0	✓	✓	128916,8	1513,1
	-60	✓	✓	127403,7	
Salida de 1 unidad de Guacolda	0	X	✓	129279,6	6702,5
	-60	X	✓	122577,1	
Salida de Nueva Renca	0	✓	X	153994,5	10179,1
	-200	✓	✓	143815,4	
Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500	0	X	X	130983,8	11833,6
	-200	✓	✓	119150,2	
Salida de Bocamina	0	✓	X	133731,8	10910,7
	-100	✓	✓	122821,1	

Tabla 5.34 – Resumen de los resultados dinámicos y económicos.

### **5.3.3. Efectos sobre la capacidad de transmisión de las líneas**

La utilización de un SVC en la barra Diego de Almagro 220 (para la simulación de la salida de Taltal 1) y en Cardones 220 (salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 y de una unidad de Guacolda), proporciona enormes beneficios a la transmisión de potencia a través de la línea Cardones-Maitencillo 220, obteniéndose hasta un 11,5% de aumento con respecto a la situación sin compensación. Este resultado se tradujo en el aumento de la generación proveniente del centro del sistema y la consecuente disminución de la potencia no servida.

Los resultados obtenidos en las simulaciones de las salidas de Nueva Renca y Bocamina son similares a los obtenidos en las contingencias del norte del sistema, registrándose un aumento máximo de un 36,3% en la transmisión de potencia de la línea Concepción-San Vicente 154.

Finalmente, el resultado de la simulación de la salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500, permite concluir que mediante la utilización del SVC es posible aumentar la transmisión por dicha línea hasta su máxima capacidad, dejando de lado la limitación de estabilidad con la que suele operar en la práctica. Esto se debe a que el SVC provee el control de tensión necesario para que dicha línea cumpla el criterio N-1. Adicionalmente, se produce un aumento de la transmisión de potencia en régimen permanente de un 8,1% con respecto a la situación sin compensación.



## VI. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

### 6.1. Conclusiones generales

Un SVC permite el control de tensiones al proveer al sistema una reserva de potencia reactiva de rápida acción, lo que lo convierte en un dispositivo ideal para afrontar problemas de inestabilidad de tensiones ante perturbaciones en el sistema.

Mediante una adecuada consigna de tensión es posible extender estos efectos a otros aspectos tales como la amortiguación de oscilaciones de potencia, el aumento de los márgenes de estabilidad o bien, el incremento del torque de sincronización.

En Chile, la utilización de compensadores estáticos de reactivos se ha limitado al control de tensiones en puntos extremos del sistema, unidos a éste mediante líneas de transmisión de longitud considerable, lo que los hace particularmente sensibles a las perturbaciones ocurridas en cualquier punto del mismo. La capacidad de los equipos existentes es reducida, lo que no permite asegurar el cumplimiento cabal de sus objetivos de operación.

La aparición de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio ha repercutido en la necesidad de estudiar alternativas de compensación y control de tensión que aseguren el cumplimiento de sus indicaciones. El SVC constituye una alternativa viable para afrontar tales tareas, lo que queda de manifiesto en su amplia utilización en gran parte de los sistemas eléctricos de importancia en el mundo.

Los beneficios introducidos a la operación del sistema justifican la utilización del SVC, por lo que se hace necesario establecer los mecanismos que permitan fomentar la inversión en este tipo de dispositivos. Una forma posible de lograr dicho propósito es incentivar la entrada de otros agentes del sistema, para lo cual es imprescindible entregar señales económicas que justifiquen las inversiones realizadas. De este modo, la formulación de un mercado de Servicios Complementarios de Control de Tensión provistos por compensadores estáticos de reactivos surge como una alternativa plenamente justificable, y que va de la mano con la evolución del sector eléctrico hacia esquemas descentralizados.

La formulación para la valorización del servicio complementario provisto por el SVC, presentada en este trabajo, establece una relación entre los beneficios que trae consigo la utilización del SVC durante la operación en régimen permanente post-falla, con aquellos derivados del control de tensión ante perturbaciones durante la ocurrencia de la contingencia. Dicha formulación se ajusta a los requerimientos estipulados en la reglamentación de Servicios Complementarios actualmente en discusión, a la vez que incorpora componentes como la disminución de pérdidas de potencia activa, la variación de la potencia no servida y el redespacho de generadores. Esta formulación no es utilizada en este estudio para calcular el pago por el servicio complementario entregado por el SVC, ya que las simulaciones realizadas en el capítulo 6 sólo contemplaban dos escenarios de demanda, necesitándose una suma mayor, de manera que

el resultado obtenido tuviese la suficiente validez, y reflejara las condiciones lo más parecidas a la operación real posible.

## **6.2. Conclusiones sobre las simulaciones en un modelo reducido del SIC**

Existe una clara relación entre los resultados dinámicos y los económicos, dados por la magnitud del efecto que introduce el SVC en el sistema. Aquellas contingencias cuya simulación dinámica entrega los mejores resultados producto de la acción del SVC, son a su vez, aquellas en las que la utilización de un SVC permite los mayores ahorros en cuanto a costos del sistema. Esto se debe a que en estos casos existe una mayor sensibilidad ante variaciones en la provisión de potencia reactiva, ya sea de reserva rápida como de respaldo de los perfiles de tensión. Las barras donde se ubican los equipos de compensación presentan bajas tensiones, o bien, existen barras cercanas que se encuentran cerca del límite de operación normal, como es el caso de Cardones 220, San Cristóbal 220 y San Vicente 154.

La provisión de reactivos necesarios para restablecer el funcionamiento del sistema, provoca un aumento de la tensión que trae consigo la disminución de la potencia reactiva transportada (y consumida) por las líneas de transmisión para proveer soporte de las tensiones y por ende, un aumento del transporte de potencia activa por dichas líneas. Este efecto permite descongestionar la red de transmisión y favorecer el transporte de potencia activa, por lo que disminuye la potencia no servida, y se facilita el redespacho de unidades más baratas.

Si bien es cierto, los mayores efectos sobre la capacidad de transmisión se obtienen al instalar un SVC en la mitad una línea, las simulaciones en régimen permanente arrojan resultados que permiten apreciar claramente el efecto del SVC, obteniéndose aumentos de la transmisión de potencia de hasta un 36% con respecto a una situación sin compensación

Las contingencias seleccionadas producían oscilaciones de tensión que infringían los límites impuestos por la norma, ya sea para el estado de emergencia o el estado normal. Al utilizar un SVC, se produjo una atenuación importante de dichas oscilaciones, lo que repercutió en que los valores finales cumplieran los requerimientos establecidos en la NTSCS.

Las situaciones en las que la acción del SVC fue más notoria, correspondieron a aquellas que involucraban una caída en las tensiones de toda una zona eléctrica, como fue el caso de la salida de Nueva Renca y Bocamina, en donde una vez ocurrida la contingencia, se produjo un rápido descenso de las tensiones y una igualmente rápida estabilización en torno a los valores mínimos alcanzados. Esta situación, se cree, pudo originar un fenómeno de colapso de tensiones, lo que no fue posible de comprobar dado que las cargas utilizadas para la modelación no dependían de la tensión. Aun así, la rápida acción del SVC recuperaba la caída casi instantáneamente, alcanzándose la estabilización en torno a los valores pre-falla.

La simulación que mejores conclusiones permite obtener, es la de la salida de un circuito de la línea Alto Jahuel-Ancoa 220, en donde por efecto del SVC se lograba eliminar la limitación de transmisión de potencia por estabilidad, ya que una vez en funcionamiento el dispositivo, se lograba el cumplimiento de las tensiones exigidas la norma, cumpliéndose el criterio N-1. Además, la utilización del SVC provocó el

mayor ahorro en costos operativos del sistema tras la contingencia, en comparación con una situación sin compensación.

### **6.3. Conclusiones finales**

El presente trabajo expuso los efectos del SVC en la estabilización de las oscilaciones de tensión, el aumento de la transferencia de potencia activa en las líneas y la reducción de costos de operación con ejemplos concretos y perfectamente cuantificables. Además, el hecho de que se haya encontrado una correlación entre los mayores efectos dinámicos y los mayores beneficios económicos en régimen permanente provocado por la instalación de un SVC en una barra determinada, reafirma la validez del enfoque técnico-económico empleado en este trabajo de título.

### **6.4. Trabajo Futuro**

Se sugieren como líneas de trabajo futuro en este tema:

- Diseño de controladores en DigSilent capaces de ejercer control sobre las oscilaciones de potencia o bien, creación en otra plataforma de un modelo de SVC capaz de sostener distintas consignas de control, tal que se exploten todas las potencialidades de este equipo.
- Localización óptima de equipos FACTS para aumentar los márgenes de seguridad del sistema y a la vez, resolver problemas de descongestión en las líneas de transmisión.
- Realización de experiencias prácticas de los distintos esquemas de control del SVC. Utilización del prototipo con el cual cuenta el Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Proposición de un esquema que una definitivamente el desempeño dinámico del SVC, con su efecto sobre los costos de operación del sistema. Para tales fines, se sugiere como línea de trabajo, la búsqueda de expresiones que puedan ser incorporadas en un OPF y que reflejen el efecto en la estabilización de las tensiones introducidas por el dispositivo.

## VII. REFERENCIAS

- [1] **Sullivan D.**, "Improvements in Control Voltage and Dynamic Performance of Power Transmission Systems using Static VAR Compensators (SVC)", BSEET Pennsylvania State University, 1995.
- [2] **Glanzmann G., Andersson G.**, "Using FACTS to Resolve Congestions in Transmission Grids", CIGRE/IEEE PES International Symposium, San Antonio, Estados Unidos, octubre de 2005.
- [3] **Alabduljabbar A., Milanovic J.**, "Placement and Tuning of SVCs for the Improvement of Techno-economic Performance of the Network Based on Sequential Number Theoretic Optimization Algorithm", IEEE Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, Estados Unidos, octubre-noviembre de 2006.
- [4] **Mathur M., Varma R.**, "Thyristored-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems", IEEE Press, ISBN 0-471-20643-1, 2002.
- [5] **Lerch E., Povh D., Xu L.**, "Advanced SVC Control for Damping Power System Oscillations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N° 2, mayo de 1991.
- [6] **Ambriz-Pérez H., Acha E., Fuerte-Esquivel C.R.**, "Advanced SVC Models for Newton-Raphson Load Flow and Newton Optimal Power Flow Studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N°1, febrero de 2000.
- [7] **Pourbeik P., Bostrom A., John E., Basu M.**, "Operational Experiences with SVCs for Local and Remote Disturbances", IEEE Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, Estados Unidos, octubre-noviembre de 2006.
- [8] **Kowalski J., Vancers I., Reynolds M., Tyll H.**, "Application of Static VAR Compensation on the Southern California Edison System to Improve Transmisión System Capacity and Address Voltage Stability Issues – Part 1. Planning, Design and Performance Criteria Considerations", IEEE Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, Estados Unidos, octubre-noviembre de 2006.
- [9] **Sakis Meliopoulos A. P., Cokkinides G., Stefopoulos G.**, "Voltage Stability and Voltage Recovery: Load Dynamics and Dynamic VAR Sources", IEEE Power Systems Conference and Exposition, Atlanta, Estados Unidos, octubre-noviembre de 2006.

- [10] **Barquín J., Gómez T., Alba J., Sánchez P.**, “Reactive Power Pricing: A Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N°2, mayo de 2000.
- [11] **Cortez V.**, "Señal de Precios para la Potencia Reactiva en Mercados Descentralizados y Competitivos", Trabajo de Memoria de Título en Ingeniería Industrial mención Eléctrica, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2003.
- [12] **Schiele D.**, “Tarificación de Servicios Complementarios en la Industria Eléctrica Chilena”, Tesis de Magísteres Ciencias de la Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 2004.
- [13] **Federal Energy Regulatory Comission (FERC)**, “Principles for Efficient and Reliable Reactive Power Supply and Consumption”, 4 de febrero de 2005.
- [14] **CAMMESA**, “Los Procedimientos, Anexo 4: Control de Tensión y Despacho de Potencia Reactiva”, 6 de julio de 2006.
- [15] **NEMMCO**, “Guide to Ancillary Services in the National Electrical Market” ABN 94-072-010-327, agosto de 2001.
- [16] **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**, “Ley General de Servicios Eléctricos DFL 1”, marzo de 2004.
- [17] **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**, “Decreto N° 283 que fija precios de nudo para suministros de electricidad”, abril de 2006.
- [18] **Bhattacharya K., Zhong J.**, "Reactive Power as an Ancillary Service", IEEE Transactions on Power systems, Vol. 16, N°2, mayo de 2001.
- [19] **Lamont J., Fu J.**, “Cost Analysis of Reactive Power Support”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N° 3, agosto de 1999.
- [20] **Comisión Nacional de Energía**, “Proyecto de Reglamento para Seguridad y Calidad de Servicio, y Servicios Complementarios”, diciembre de 2005.
- [21] **Momoh J., Zhu J.**, “A New Approach to VAr Pricing and Control in the Competitive Environment”, Proceedings of the 31th Hawaii International Conference on Systems Sciences, Hawaii, Estados Unidos, 1998.
- [22] **Frías P., Soler D., Gómez T.**, “Valuation of Reactive Power Zonal Capacity Payments”, 15th Power Systems Computation Conference (PSCC'05), Lieja, Bélgica, agosto de 2005.

- [23] **Sitio Web Oficial Transelec S.A.**, <http://www.transelec.cl>
- [24] **Comisión Nacional de Energía**, “Estudio de Transmisión Troncal para Escenarios de Expansión de la Generación y de Interconexiones con otros Sistemas Eléctricos”, agosto de 2006.
- [25] **Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción**, “Ley N° 19.940 - Regula Sistemas de Transporte de Energía Eléctrica, Establece un Nuevo Régimen de Tarifas para Sistemas Eléctrico Medianos e Introduce las Adecuaciones que Indica a la Ley General de Servicios Eléctricos”, Diario Oficial de la República de Chile, Sábado 13 de marzo de 2004.
- [26] **Comisión Nacional de Energía**, “Norma Técnica de Calidad y Seguridad de Servicio”, marzo de 2005.
- [27] **Núñez J.**, “Incorporación y Evaluación del Impacto de los Equipos FACTS en el Sistema Eléctrico Chileno”, Trabajo de Memoria de Título en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2002.
- [28] **Cerda S.**, "Modelación e Incorporación del Controlador Unificado de Flujo de Potencia en el Flujo de Potencia Óptimo", Trabajo de Memoria de Título en Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2005.
- [29] **CDEC-SIC**, “Información Técnica del SIC (Base de Datos)”, 2006.
- [30] **Getting Started DigSilent Power Factory Version 13.1**, DigSilent GmbH, 2005.
- [31] **Palma R., Vargas L., Pérez J., Núñez J., Torres R.**, “OPF with SVC and UPFC Modeling for Longitudinal Systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, N° 4, 2004.
- [32] **CDEC-SIC**, “Estadísticas de Operación 1996 – 2005”, 2006.
- [33] **Comisión Nacional de Energía**, “Fijación de Precios de Nudo abril de 2006 Sistema Interconectado Central (SIC) Informe Técnico Definitivo”, abril de 2006.
- [34] **CDEC-SIC**, “Información de la operación diaria”, 18 de abril de 2006.
- [35] **CDEC-SIC**, “Informe Preliminar Estudio de control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva”, junio de 2006.

## **ANEXOS**

# ANEXO A: PRINCIPALES EQUIPOS FACTS

## A.1. Antecedentes

Los equipos FACTS representan una tecnología eficaz de compensación en un sistema de potencia, pudiendo ejercer control tanto serie, shunt como de de ángulo de fase, o bien, en el caso de dispositivos de mayor sofisticación, la combinación de ellos. Estos equipos se desarrollan a partir de una combinación de equipos convencionales (transformadores y condensadores), elementos de electrónica de potencia, microelectrónica y equipos de telecomunicaciones, lo que posibilita una operación coordinada y de mayor flexibilidad de los distintos dispositivos presentes en el sistema.

A continuación, se detallan los principales equipos FACTS, analizando sus características y limitaciones.

## A.2. TCR

Un TCR (*Thyristor-Controlled Reactor*, es decir, reactor controlado por tiristores) consiste en un reactor paralelo cuya inductancia posee un valor fijo. Dicho elemento se encuentra en serie con un puente de tiristores que actúan a modo de interruptor bidireccional (Figura A.1). El ángulo de disparo (que controla la activación de la conducción de los tiristores) permite modificar la impedancia del dispositivo, lo que permite controlar la corriente de compensación.

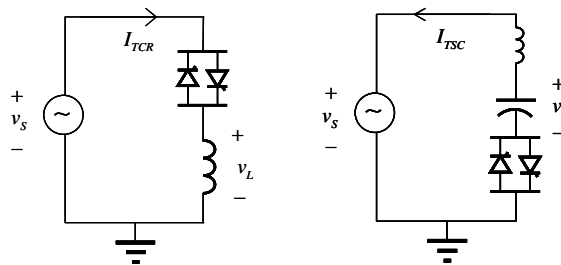


Figura A.1 – TCR (izquierda) y TSC (derecha).



### A.3. TSC

El TSC (*Thyristor-Switched Capacitor*) se basa en el mismo principio que el TCR, utilizando esta vez un condensador; mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores es posible modificar la susceptancia capacitiva del dispositivo, variando de esta forma la corriente inyectada en la línea (Figura A.1). La limitación fundamental del TSC radica en la necesidad de utilizar en serie una inductancia para limitar las sobrecorrientes que surgen una vez que el dispositivo se enciende. Al igual que el TCR, su uso en forma individual es restringido, sin embargo ambos elementos constituyen la base de un SVC.

### A.4. TCSC

El *Thyristor-Controlled Series Capacitor* consiste en un arreglo en serie con la línea de un condensador de capacidad fija, que a su vez, está en paralelo con un TCR (Figura A.2.a). De esta forma se obtiene un rango de variación continuo de la impedancia de compensación, permitiendo disminuir la impedancia  $X$  de la línea. Este dispositivo necesita una menor capacidad de generación de reactivos para efectuar las mismas tareas que sus contrapartes shunt, dado que la modificación de la impedancia permite una acción mucho más directa que el control de las tensiones en las barras que une la línea. Entre sus efectos se cuentan la disminución de las pérdidas en la línea, un aumento de la capacidad de transmisión, y producto de lo anterior, una mejora de los flujos de potencia en el caso de salida de otras líneas en el sistema [4].

### A.5. STATCOM

El *Static Synchronous Compensator* tiene como principio de funcionamiento la inyección de una corriente obtenida de un condensador DC, conectado a la línea mediante un convertidor de fuente de voltaje (VSC) y un transformador en paralelo (Figura A.2.b) [28]. De esta manera, la corriente inyectada puede ser controlada de forma independiente al voltaje AC del sistema. El STATCOM puede proporcionar compensación capacitiva o inductiva, según sea la necesidad, controlando la magnitud relativa entre el voltaje de línea y el voltaje de salida del inversor. Su nombre deriva de que su funcionamiento es similar al de un condensador sincrónico ideal, ya que permite control continuo de la potencia reactiva, y posee muy bajos tiempos de respuesta.

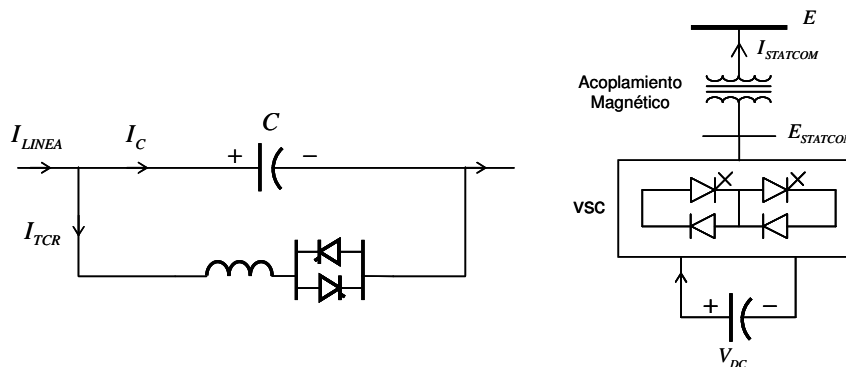


Figura A.2 – Esquemas básicos de un (a) TCSC y un (b) STATCOM.

## A.6. UPFC

Se conoce por *Unified Power Flow Controller* al más versátil de los equipos FACTS, capaz de proporcionar compensación tanto serie, paralela o de ángulo de fase. Su estructura consta de dos convertidores AC/DC bidireccionales basados en fuentes de voltaje, ambos conectados entre sí mediante un condensador en corriente continua (que proporciona voltaje DC y funciona como elemento de almacenamiento de energía), y conectados al sistema a través de sendos transformadores de acoplamiento, uno en paralelo con la línea de transmisión y el otro en serie con ella (Figura A.3).

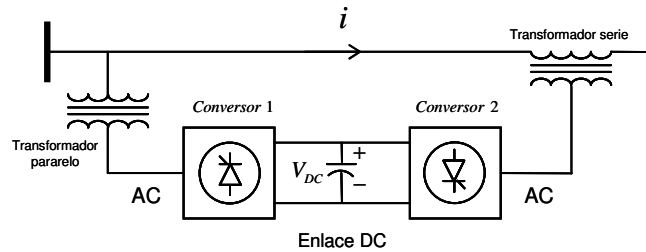


Figura A.3 – UPFC.

El enlace DC permite que fluya solamente la potencia activa; la potencia reactiva, por lo tanto, es generada o absorbida localmente por cada convertidor. El segundo convertidor inyecta una tensión de magnitud y ángulo controlable a través del transformador acoplado en serie con la línea de transmisión. Por su parte, el primer convertidor conectado en paralelo con la línea de transmisión a través de un transformador, inyecta o absorbe una corriente de magnitud y ángulo controlables; además, está encargado de absorber la potencia activa que será transmitida al segundo convertidor mediante el enlace DC [28].

## ANEXO B: ASPECTOS OPERACIONALES DEL SVC

### B.1. Influencia de la impedancia de un transformador en la respuesta del SVC

Un CER del tipo FC-TCR está usualmente conectado a una barra en Alta Tensión mediante un transformador de bajada. Dicho elemento influye en los rangos de variación dinámica en la zona capacitiva producto de su impedancia propia.

Para el caso sin el transformador se tiene que la susceptancia del SVC es de la forma

$$B_{SVC} = B_C + B_{TCR} \quad (\text{B.1})$$

, donde  $B_C$  corresponde a la susceptancia equivalente del banco de condensadores y  $B_{TCR}$  es la impedancia del reactor controlado por Tiristores. A su vez, la corriente inyectada por el SVC es

$$\bar{I}_{SVC} = j \cdot \bar{V} B_{SVC} \quad (\text{B.2})$$

A su vez, si se considera un transformador como nexo entre el SVC y el sistema, se cuenta con la siguiente susceptancia equivalente

$$B_{SVC} = \frac{B_{Trafo} (B_C + B_{TCR})}{B_{Trafo} + B_C + B_{TCR}} = \frac{1}{1 + \frac{B_C + B_{TCR}}{B_{Trafo}}} (B_C + B_{TCR}) \quad (\text{B.3})$$

, donde  $B_{Trafo}$  corresponde a la impedancia del transformador.

La susceptancia del TCR varía entre 0 y  $B_L$  (valor negativo) de acuerdo al ángulo de disparo de los tiristores (en este caso, 180° y 90° respectivamente), por lo que los valores máximos de variación de la susceptancia equivalente del SVC son:

*Sin transformador*

$$B_{SVC \max} = B_C$$

$$B_{SVC \min} = B_C + B_L$$

Con transformador

$$B_{SVC\max} = \frac{B_{Trafo} B_C}{B_{Trafo} + B_C}$$

$$B_{SVC\min} = \frac{B_{Trafo} (B_C + B_L)}{B_{Trafo} + B_C + B_L}$$

Como generalmente  $B_C/B_{Trafo} \ll 1$  y  $B_L/B_{Trafo} \ll 1$ , la expresión para el caso con transformador se convierte en

$$B_{SVC\max} = \left(1 - \frac{B_C}{B_{Trafo}}\right) \cdot B_C \quad (B.4)$$

$$B_{SVC\min} = \left(1 - \frac{B_C + B_L}{B_{Trafo}}\right) \cdot (B_C + B_L) \quad (B.5)$$

Por otro lado, la existencia de un transformador implica que se distingan una tensión del sistema ( $\bar{V}$ ) y una tensión en el enrollado secundario ( $\bar{V}_2$ ). La formulación algebraica es la siguiente:

$$\bar{V}_2 = \bar{I}_{SVC} \frac{1}{j(B_C + B_{TCR})} \quad (B.6)$$

La corriente  $\bar{I}_{SVC}$  puede ser expresada en función de la tensión del sistema (en fase con la tensión en el enrollado secundario) y la susceptancia  $B_{SVC}$ , resultando

$$V_2 = V \frac{B_{Trafo}}{B_{Trafo} + B_C + B_{TCR}} \quad (B.7)$$

Luego, en los límites operativos del dispositivo, se tienen los siguientes voltajes en el secundario

$$V_2^{CAP} = V \frac{B_{Trafo}}{B_{Trafo} + B_C} \approx V \left(1 - \frac{B_C}{B_{Trafo}}\right) \quad (B.8)$$

$$V_2^{IND} = V \frac{B_{Trafo}}{B_{Trafo} + B_C + B_L} \approx V \cdot \left(1 - \frac{B_C + B_L}{B_{Trafo}}\right) \quad (B.9)$$

Las Figuras B.1 y B.2 presentan las curvas de operación V-I del FC-TCR para el caso sin y con transformador.

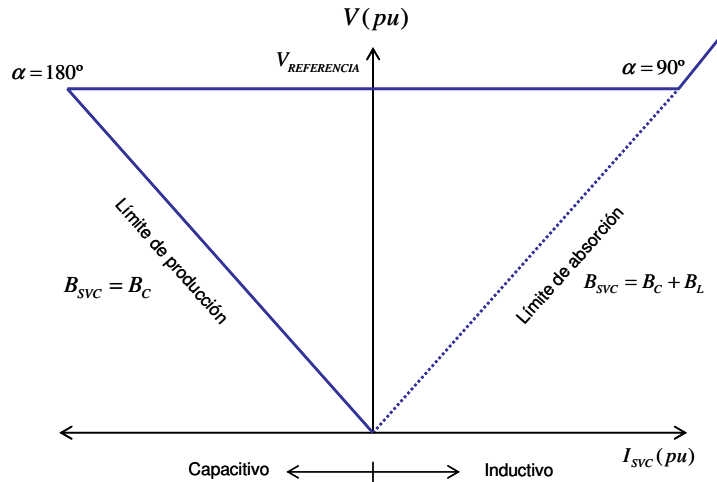


Figura B.1 – Característica V-I de un SVC del tipo FC-TCR sin transformador de bajada.

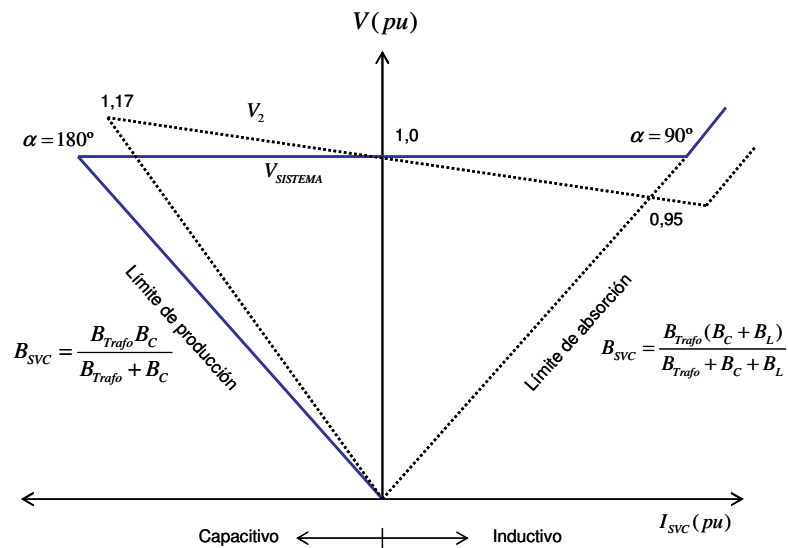


Figura B.2 – Característica V-I de un SVC del tipo FC-TCR con transformador de bajada.

## B.2. Diagrama de operación de un CER de configuración TSC-TCR

Para comprobar las características operativas del TSC-TCR se considera una configuración que consta de tres ramas TCS y una rama TCR (con la capacidad de un condensador de una rama TSC), tal como se muestra en la Figura B.3. En ella, se designa por  $B_{Trafo}$  a la susceptancia del transformador,  $B_{Ld}$  es la susceptancia reactiva necesaria para amortiguar los transientes de corriente producidos durante la activación de los tiristores,  $B_C$  corresponde a la susceptancia del capacitor de cada rama del TSC (las tres son iguales), y finalmente,  $B_L$  corresponde a la susceptancia del TCR.

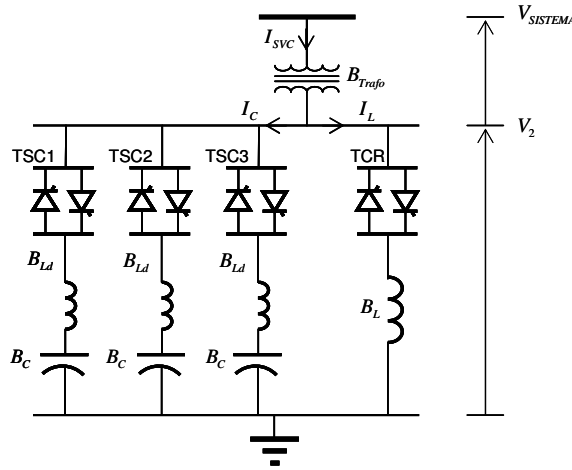


Figura B.3 – SVC con un arreglo de tres TSC y un TCR.

A cada rama TSC le corresponde una impedancia equivalente de  $B_{TSC} = \frac{B_C B_{Ld}}{B_C + B_{Ld}}$ . Entonces, la susceptancia equivalente de todas las ramas capacitivas es de  $B_{CAP} = 3 \cdot B_{TSC} = 3 \cdot \frac{B_C B_{Ld}}{B_C + B_{Ld}}$  (en forma más general, para  $n$  ramas se tiene que  $B_{CAP} = n \cdot B_{TSC}$ ). Luego, los límites operativos, en términos de susceptancia equivalente del SVC, están dados por:

*Susceptancia en el límite de inyección*

$$B_{SVC \max} = \frac{3 \cdot B_{Trafo} B_C B_{Ld} (B_C + B_{Ld})}{3 \cdot B_C B_{Ld} + B_{Trafo} (B_C + B_{Ld})}$$

*Susceptancia en el límite de absorción*

$$B_{SVC \min} = \frac{B_{Trafo} B_L}{B_{Trafo} + B_L}$$

La Figura B.4 muestra la característica V-I para el caso en estudio, considerando la operación de 0, 1, 2 y 3 TSCs.

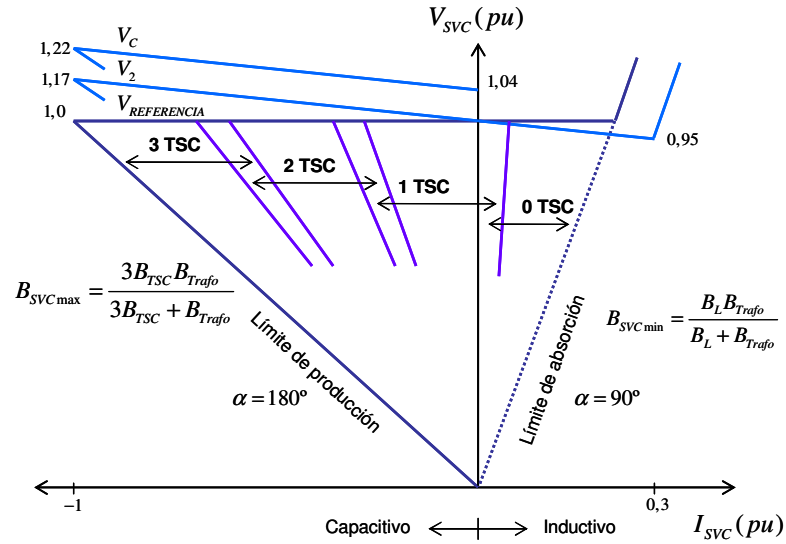


Figura B.4 – Característica V-I de un SVC tipo TSC-TCR de tres TSC.

La corriente del SVC será la suma de las componentes  $I_C$  e  $I_L$ . Para una formulación general de  $n$  ramas TSC se tiene que

$$I_C = -V \frac{n B_{TSC} B_{Trafo}}{n B_{TSC} + B_{Trafo} + B_L} \quad (B.10)$$

$$I_L = -V \frac{B_L B_{Trafo}}{n B_{TSC} + B_{Trafo} + B_L} \quad (B.11)$$

Entonces, se tiene que

$$I_{SVC} = -V \left( \frac{n B_{TSC} B_{Trafo}}{n B_{TSC} + B_{Trafo} + B_L} + \frac{B_L B_{Trafo}}{n B_{TSC} + B_{Trafo} + B_L} \right) \quad (B.12)$$

Reemplazando  $B_L = 0$  y  $B_L = B_{Lmax}$  se obtienen las corrientes para los límites de producción y absorción de reactivos, para la combinación de 0 a  $n$  ramas TSC en estado ON.

Finalmente, es posible encontrar una formulación similar (en términos de  $n$  ramas TSC) para la susceptancia equivalente del SVC de la forma [4]

$$B_{SVC} = \frac{B_{Trafo} (n B_{TSC} + B_L)}{n B_{TSC} + B_{Trafo} + B_L} \approx n \left( 1 - \frac{n B_{TSC}}{B_{Trafo}} \right) B_{TSC} + \left( 1 - \frac{2n B_{TSC} + B_{Lmax}}{B_{Trafo}} \right) B_{TSC} \quad (B.13)$$

## ANEXO C: PRINCIPIOS BÁSICOS DE CONTROL DE UN SVC

El controlador de tensión del SVC procesa la información proveniente de los instrumentos de medida y genera una señal de salida proporcional a la compensación reactiva deseada. La medición de la variable de control es comparada con una señal de referencia, usualmente  $V_{REF}$ , y una señal de error es añadida a la función de transferencia del controlador. La salida de éste es una señal de susceptancia  $B_{REF}$  que se encarga de reducir la señal de error a cero en régimen permanente. Esta señal es subsecuentemente transmitida al circuito generador de pulsos de disparo.

La incorporación de la slope, representada por la reactancia  $X_{SL}$ , al esquema de control determina 3 tipos de configuraciones básicas para el controlador de tensión.

**i) Integrador con realimentación de pendiente de corriente:** La corriente  $I_{SVC}$  es medida y multiplicada por el factor  $K_{SL}$ , representando la caída de tensión  $V_{SL}$  antes de incorporarse al sumador (Figura C.1). El signo de  $V_{SL}$  es tal que produce un aumento de tensión para corrientes capacitivas del SVC.

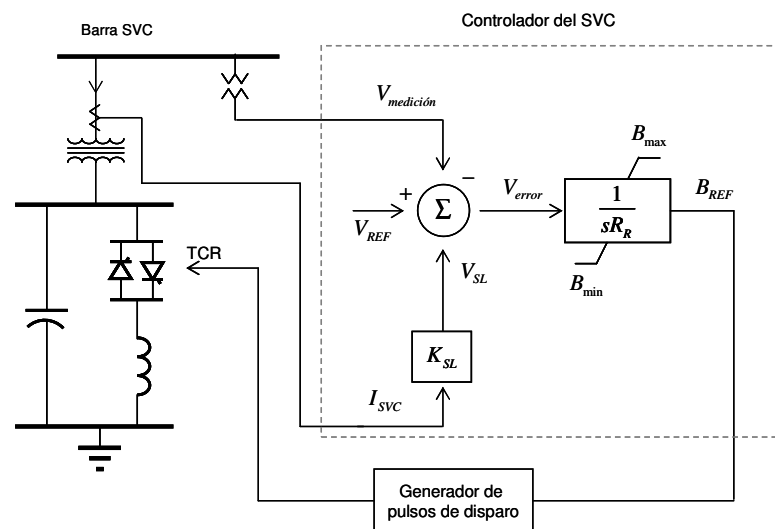


Figura C.1 –Controlador basado en la realimentación de la pendiente de corriente.

El control de tipo integral es usualmente el más utilizado en controladores de voltaje. El término  $R_R$  es denominado *tasa de respuesta* e indica el tiempo tomado por el SVC para moverse a través de todo su rango de potencia reactiva en respuesta a un escalón de voltaje de error de 1 [pu].



En ciertos casos, puede ser difícil obtener la medición precisa de la señal de corriente. Esto ocurre cuando el SVC opera cerca de su estado flotante (es decir, en 0 [MVar]), ya que predominan las componentes armónicas y una fundamental de naturaleza resistiva, debida a las pérdidas reales del SVC. Para solucionar este problema, en ciertos controladores de SVC se utiliza la señal de potencia reactiva en desmedro de la corriente, la cual es calculada multiplicando las corrientes de fase del SVC por un voltaje de frecuencia fundamental atrasada en 90° [4].

**ii) Integrador con realimentación de pendiente de susceptancia:** Este esquema asume implícitamente que la tensión en la barra del SVC se mantiene cercana a 1 [pu]; la corriente entonces es estrictamente igual a  $B_{REF}$  (Figura C.2).

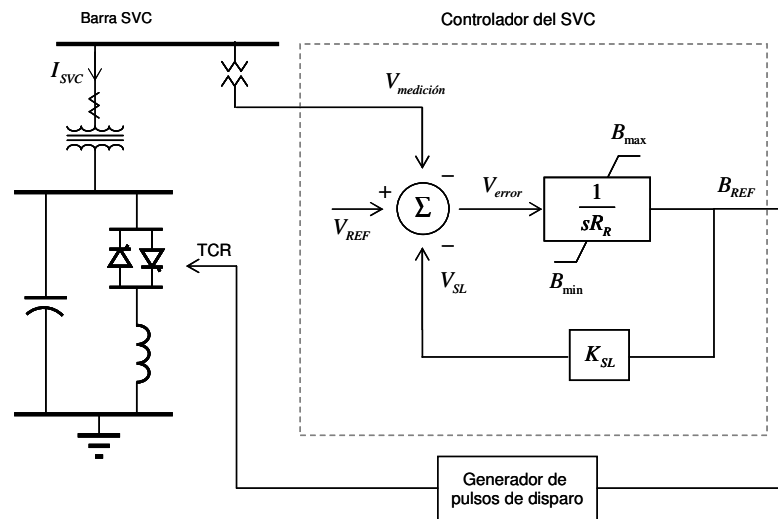


Figura C.2 – Control de tipo integral con realimentación de susceptancia.

**iii) Ganancia de tiempo constante:** El lazo cerrado del esquema anterior puede ser simplificado en la forma de una ganancia de tiempo constante (Figura C.3). La ganancia  $K_R$  se denomina *ganancia estática* y se define como el inverso del slope.

$$K_R = \frac{1}{K_{SL}} \quad (C.1)$$

Además,

$$T_R = \frac{R_R}{K_{SL}} \quad (C.2)$$

El término *ganancia transitoria*  $K_T$ , que da cuenta de la naturaleza dinámica del controlador de tensión, se define como:

$$K_T = \frac{K_R}{T_R} \quad (C.3)$$

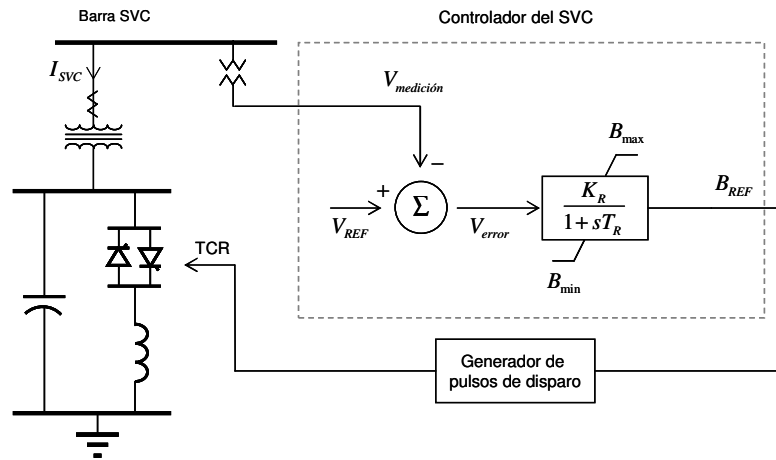


Figura C.3 – Esquema de control basado en una ganancia de tiempo constante.

De los tres esquemas analizados, aquel basado en la pendiente de corriente posee la ventaja de que tanto la característica de estado estacionario (descrita por  $K_R$ ), como la característica dinámica (relacionada con  $R_R$ ) pueden ser especificadas en forma independiente. Por su parte, el modelo de ganancia de tiempo constante involucra la interdependencia entre los parámetros  $K_R$  y  $T_R$ . El modelo de ganancia de tiempo constante ha sido utilizado ampliamente para la modelación en estudios sobre SVCs. Sin embargo, el modelo de integrador con la pendiente de corriente representa la realización física de la mayoría de los SVCs instalados en la actualidad.

## ANEXO D: PARÁMETROS DEL MODELO REDUCIDO DEL SIC

Nombre	Tensión nominal [kV]
Alto Jahuel 110	110
Alto Jahuel 154	154
Alto Jahuel 220	220
Alto Jahuel 500	500
Ancoa 220	220
Ancoa 500	500
Antuco 220	220
Canutillar 220	220
Cardones 220	220
Cerro Navia 110	110
Cerro Navia 220	220
Charrua 154	154
Charrua 220	220
Charrua 500	500
Chena 110	110
Chena 220	220
Cipreses 154	154
Colbun 220	220
Concepcion 154	154
Concepcion 220	220
Curillinque 154	154
Diego de Almagro 220	220
Esperanza 220	220
Hualpen 154	154
Hualpen 220	220
Itahue 154	154
Itahue 220	220
Las Vegas 110	110
Los Almendros 110	110
Los Almendros 220	220
Maitencillo 220	220
Pan de Azucar 220	220
Pangue 220	220
Paposo 220	220
Polpaico 220	220
Puerto Montt 220	220
Quillota 110	110
Quillota 220	220
Rancagua 154	154
Rapel 220	220
Renca 110	110
San Cristobal 110	110
San Luis 220	220
San Pedro 110	110
San Vicente 154	154
Sauzal 110	110
Temuco 220	220
Trupan 220	220
Valdivia 220	220

Tabla D.1 – Barras del modelo.

Nombre	Tensión nominal [kV]	P [MW]	Q [MVAr]
Alto Jahuel 110	110	208,9	62,7
Alto Jahuel 154	154	224,1	67,2
Alto Jahuel 220	220	609,1	174,6
Cardones 220	220	236,1	70,8
Cerro Navia 110	110	436,5	130,9
Cerro Navia 220	220	154,2	31,3
Charrua 220	220	134,9	30,8
Chena 110	110	351,7	105,5
Diego de Almagro 220	220	135,5	40,7
Hualpen 154	154	94,6	27,7
San Vicente 154	154	181,3	29,5
Itahue 154	154	296,8	89,0
Las Vegas 110	110	143,3	43,0
Los Almendros 110	110	341,8	124,5
Maitencillo 220	220	75,7	22,7
Pan de Azucar 220	220	148,6	44,6
Polpaico 220	220	330,1	99,0
Puerto Montt 220	220	83,4	25,0
Quillota 110	110	198,3	59,5
Quillota 220	220	135,8	40,7
Agua Santa 110	110	241,3	67,4
Concepcion 154	154	316,0	148,4
Puerto Montt 220	220	83,4	25,0
Valdivia 220	220	52,5	31,5
San Cristobal 110	110	367,5	98,3
Temuco 220	220	131,1	39,3
Valdivia 220	220	52,5	15,7

Tabla D.2 – Detalle de los consumos.

Nombre	Snom [MVA]
Alto Jahuel 220/110	390
Alto Jahuel 220/154	300
Alto Jahuel 500/220	1500
Ancoa 500/220	1500
Cerro Navia 220/110	400
Charrua 220/154	390
Charrua 500/220	1500
Chena 220/110	400
Concepcion 220/154	300
Hualpen 220/154	300
Itahue 220/154	300
Los Almendros 220/110	400
Quillota 220/110	441
Sauzal 154/110	50

Tabla D.3 – Transformadores.

Nombre	Longitud [km]	Inom [kA]	R [Ohm]	X [Ohm]
A. Jahuel-Chena 1 220kV	26,86	0,68	2,28	9,15
A. Jahuel-Chena 2 220kV	26,86	0,68	2,28	9,15
Alto Jahuel-Los Almendros 220kV L1	40,70	1,02	2,44	16,69
Alto Jahuel-Los Almendros 220kV L2	40,70	1,02	2,44	16,69
Alto Jahuel - Polpaico 220kV L1	72,00	1,50	1,44	19,44
Alto Jahuel - Polpaico 220kV L2	72,00	1,50	1,44	19,44
Alto Jahuel - Rancagua 154kV	60,60	0,74	4,99	23,35
Ancoa - Alto Jahuel 1 500 kV	240,30	1,78	7,21	76,90
Ancoa - Alto Jahuel 2 500 kV	257,50	2,08	5,15	69,53
Ancoa - Itahue 220kV L1	65,00	1,24	3,25	24,70
Ancoa - Itahue 220kV L2	65,00	1,24	3,25	24,70
Antuco - Charrúa 220kV L1	67,50	1,36	2,70	25,65
Antuco - Charrúa 220kV L2	67,50	1,36	2,70	25,65
Antuco - Tap Trupán	23,39	1,36	0,94	8,89
Canutillar - Puerto Montt 220kV 1	59,60	0,52	5,96	24,44
Canutillar - Puerto Montt 220kV 2	59,60	0,52	5,96	24,44
Cardones - Maitencillo L1 220kV	133,30	0,52	13,33	53,32
Cardones - Maitencillo L2 220kV	132,60	0,52	13,26	53,04
Cerro Navia - Las Vegas 110kV L1	76,90	1,10	6,92	29,99
Cerro Navia - Las Vegas 110kV L2	76,90	1,10	6,92	29,99
Cerro Navia - Polpaico 220kV L1	29,80	0,81	2,98	12,22
Cerro Navia - Polpaico 220kV L2	29,80	0,81	2,98	12,22
Cerro Navia - Renca 220kV L1	4,76	2,04	0,14	1,09
Cerro Navia - Renca 220kV L2	4,76	2,04	0,14	1,09
Cerro Navia - San Cristóbal L1 110kV	22,40	1,50	2,07	6,76
Cerro Navia - San Cristóbal L2 110kV	22,40	1,50	2,07	6,76
Cerro Navia-Chena L1 110kV	11,75	0,52	1,06	4,58
Cerro Navia-Chena L2 110kV	11,75	0,52	1,06	4,58
Charrúa - Ancoa 1 500 kV	182,84	2,04	5,49	60,34
Charrúa - Ancoa 2 500 kV	196,50	2,06	5,90	64,85
Charrúa - Concepción 154kV	72,00	0,63	9,36	29,52
Charrúa - Concepción 220kV	71,80	0,68	7,18	28,00
Charrúa - Hualpén 220kV	165,60	0,60	13,25	66,24
Charrúa - La Esperanza 154kV	91,50	0,69	7,32	36,60
Cipreses - Itahue 1 154kV	111,20	0,57	12,75	46,52
Cipreses-Curillinque 154kV	12,80	0,54	1,54	5,38
Colbun-A. Jahuel 220kV	261,20	1,93	4,75	40,46
Concepción - San Vicente L1 y 2 154kV	10,90	1,12	0,87	2,34
Curillinque - Itahue 154kV	98,40	0,57	11,27	41,11
D. Almagro Cardones 220	147,45	0,52	14,75	58,24
Hualpén - San Vicente 1 154kV	5,23	0,81	0,58	2,09
Hualpén - San Vicente 2 154kV	5,23	0,81	0,58	2,09
Itahue - Alto Jahuel 154kV	184,00	0,48	19,58	75,71
Itahue - Rancagua 154kV	134,62	0,48	15,76	56,84
La Esperanza - Temuco 220kV	104,20	0,69	8,34	41,68
Pan de Azúcar - Quillota 220kV L1	352,50	0,59	35,04	137,94
Pan de Azúcar - Quillota 220kV L2	352,50	0,59	35,04	137,94
Pan de Azúcar - Maitencillo 220kV L1	196,60	0,52	19,66	76,67
Pan de Azúcar - Maitencillo 220kV L2	196,60	0,52	19,66	76,67
Pangue Charrúa 220kV	54,00	0,64	0,54	51,59
Pangue-Trupán 220kV	54,00	0,64	3,56	34,41
Paposo - Diego de Almagro 220kV L1	185,00	0,75	9,25	72,15
Paposo - Diego de Almagro 220kV L2	185,00	0,75	9,25	72,15
Polpaico - Quillota 220kV L1	49,58	2,88	0,99	11,90
Polpaico - Quillota 220kV L2	49,58	2,88	0,99	11,90
Rapel-Cerro Navia 220kV L1	115,20	0,52	11,35	44,41
Rapel-Cerro Navia 220kV L2	115,20	0,52	11,35	44,41
San Cristobal-Los Almendros 110kV L1	29,09	0,80	2,76	10,30
San Cristobal-Los Almendros 110kV L2	29,09	0,80	2,76	10,30
San Luis - Quillota 200 kV L1	7,97	1,18	0,16	2,07
San Luis - Quillota 220kV L2	7,97	1,18	0,16	2,07
San Pedro - Las Vegas 110 kV L2	30,00	1,12	1,80	11,40
San Pedro - Las Vegas 110kV L1	30,00	1,12	1,80	11,40
San Pedro - Quillota 110kV	2,20	0,99	0,11	0,46
Sauzal - Alto Jahuel 110kV L1	60,70	0,40	9,11	25,49
Sauzal - Alto Jahuel 110kV L2	60,70	0,40	9,11	25,49
Tap Chena - Cerro Navia 220kV L1	11,75	0,52	1,06	4,58
Tap Chena - Cerro Navia 220kV L2	11,75	0,52	1,06	4,58
Tap Trupán - Charrúa 220kV	44,45	1,36	1,78	16,89
Temuco - Puerto Montt 220 kV	359,05	0,38	46,68	147,21
Temuco-Valdivia 220kV	152,03	0,51	15,28	60,42
Valdivia - Puerto Montt 220kV	105,82	0,51	10,58	42,33

Tabla D.4 – Líneas de transmisión.

Nombre	Pmin [MW]	Pmax [MW]	Qmin [pu]	Qmax [pu]
Abanico	0,0	135,2	-1,0	0,4
Aconcagua	2,0	89,1	-0,5	0,8
Alfalfal	40,0	177,6	-0,9	0,7
Antilhue	25,0	50,3	-0,2	0,8
Antuco	0,0	304,0	-0,9	0,7
Balalita	0,0	1,1	-0,5	0,8
Bocamina	70,0	120,3	-0,4	0,7
CELCO Arauco	2,5	36,3	-0,5	0,9
CELCO Valdivia	1,0	70,0	-0,3	0,9
Candelaria	120,0	270,6	-0,4	0,8
Canutillar1	40,0	80,5	-0,9	0,5
Canutillar2	80,0	90,5	-0,9	0,5
Capullo	3,0	12,0	-0,6	0,7
Chacabuquito	10,0	28,4	-0,5	0,7
Cholguán	2,0	29,0	-0,4	0,9
Cipreses	0,0	101,0	-0,7	0,6
Colbun	100,0	478,0	-0,8	0,6
Constitución	2,0	20,0	-0,5	0,8
Curillín	55,0	89,0	-0,7	0,5
EV Constitución	5,6	7,7	-0,5	0,9
EV25	0,0	25,0	-0,5	0,9
El Toro	0,0	440,0	-0,8	0,7
Florida	9,3	29,0	-0,7	0,5
Guacolda U1	150,0	303,0	-0,3	0,8
Guacolda U2	150,0	303,0	-0,3	0,8
Horcones	8,0	25,0	-0,4	0,8
Huasco TG	18,0	71,1	-0,5	0,8
Huasco TV	8,0	15,0	-0,5	0,7
Isla	4,0	72,0	-1,0	0,6
Laguna Verde	14,0	64,3	-0,5	0,8
Laja	3,0	7,7	-0,3	0,7
Licantén	1,0	27,0	-0,5	0,8
Loma Alta	1,0	39,0	-0,9	0,7
Los Molles	0,0	18,0	-0,7	0,8
Los Quilios	0,0	39,9	-0,9	0,7
Los Vientos	40,0	120,8	-0,4	0,8
Machicura	24,0	93,6	-0,8	0,6
Maitenes	7,0	30,9	-0,4	0,8
Mampil	18,0	49,2	-0,4	0,8
Nehuenco I	250,0	373,5	-0,2	0,5
Nehuenco II	260,0	382,5	-0,3	0,5
Nehuenco III 9B	40,0	102,0	-0,4	0,8
Nueva Aldea 1	4,0	29,3	-0,5	0,9
Nueva Aldea 2	4,0	12,0	-0,4	0,8
Nueva Aldea 3	0,0	20,0	-0,5	0,8
Nueva Renca	240,0	370,0	-0,3	0,4
PSEG	15,0	45,7	-0,3	0,8
Pangue	90,0	456,0	-1,0	0,6
Pehuenche	120,0	551,0	-0,8	0,6
Petropower	25,0	61,8	-0,4	0,8
Peuchén	14,0	79,8	-0,7	0,8
Pilmaiquén	0,0	39,0	-1,0	0,8
Pullín	0,0	48,3	-1,0	0,7
Puntilla	0,7	14,0	-1,0	0,8
Queltehues	5,0	49,0	-0,6	0,4
Ralco	90,0	756,0	-0,6	0,7
Rapel	40,0	361,0	-1,0	0,6
Renca	25,0	92,0	-0,5	0,8
Rucue	30,0	177,2	-1,0	0,7
S. Ignacio	5,0	36,0	-1,0	0,3
San Isidro	65,0	367,0	-0,4	0,8
Sauzal	0,0	76,8	-0,9	0,8
Taltal I	65,0	120,0	-0,3	0,8
Taltal II	65,0	120,0	-0,3	0,8
Ventanas 1	60,0	118,0	-0,4	0,5
Ventanas 2	100,0	220,0	-0,6	0,7
Volcán	5,0	13,0	-0,8	0,8

Tabla D.5 – Generadores.

Nombre	Qmax [MVar]
CCEE Alto Jahuel 220	437,0
CCEE Alto Jahuel110	30,0
CCEE Ancoa	165,0
CCEE Cardones	10,0
CCEE Cerro Navia	54,0
CCEE Charrua	106,8
CCEE Chena	25,8
CCEE Coronel	42,7
CCEE Diego de Almagro	20,0
CCEE Diego de Almagro	20,0
CCEE Esperanza	5,3
CCEE Itahue	20,0
CCEE Polpaico	20,0
CCEE Puerto Montt	15,4
CCEE Rancagua	16,5
CCEE San Cristobal	38,4
CCEE San Luis	9,3
CCEE San Pedro	9,3
CCEE Valdivia	5,1
CER Maitencillo	±40
CER Pan de Azucar	±40
Reactor Alto Jahuel	168,0
Reactor Ancoa	206,0
Reactor Ancoa	150,0
Reactor Charrua	158,3
Reactor Diego de Almagro	24,0
Reactor Puerto Montt	32,0

Tabla D.6 – Equipos de compensación.

# ANEXO E: SIMULACIONES ADICIONALES

## E.1. Salida de la central Nehuenco I

### E.1.1. Comportamiento dinámico

Simulando la salida de la central Nehuenco I, en un escenario de demanda alta (340 [MW] generados) y considerando un SVC de capacidad +100 -100 [MVar] instalado en la barra Quillota 220, se obtienen los siguientes resultados.

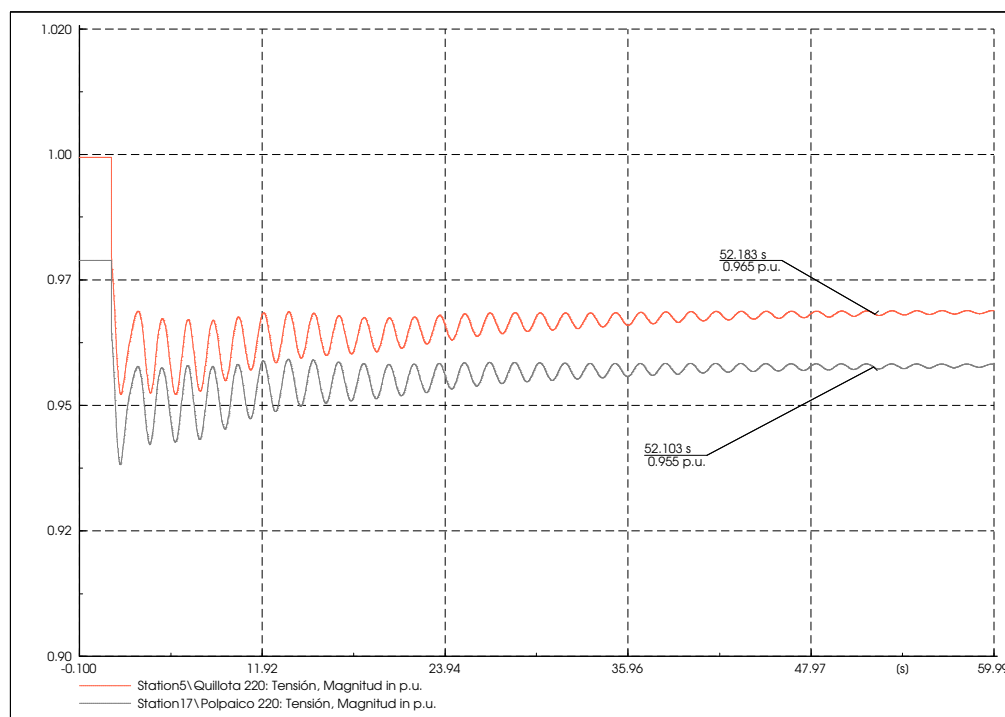


Figura E.1 - Evolución de las tensiones ante la salida de Nehuenco I.



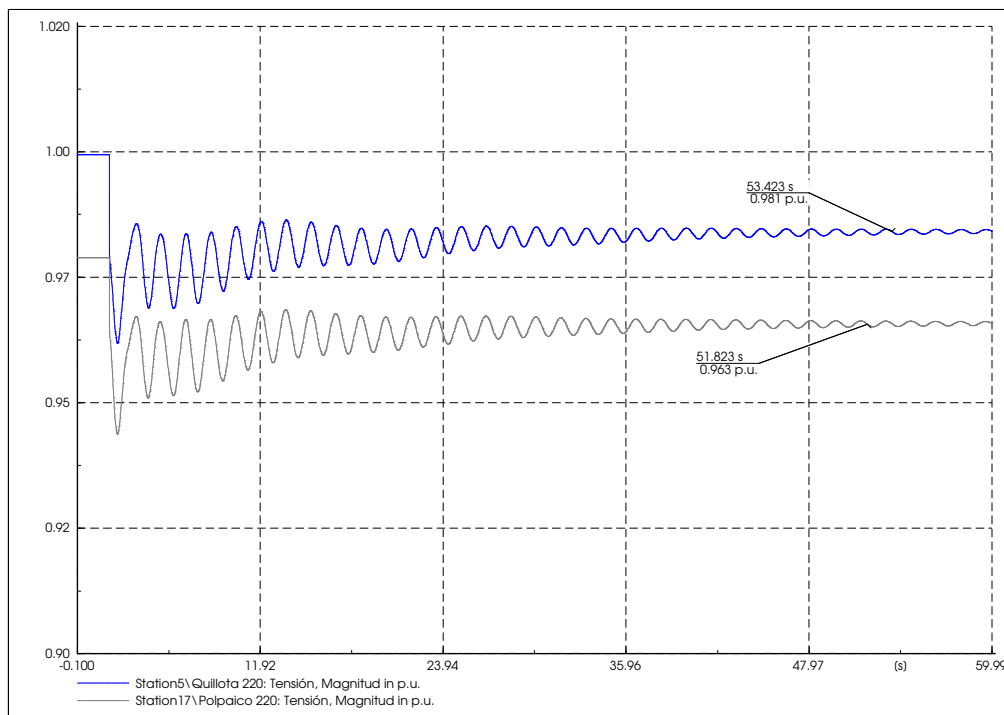


Figura E.2 – Evolución de las tensiones ante la salida de Nehuenco I con SVC instalado en Quillota 220.

Los gráficos anteriores reproducen el comportamiento de las tensiones de las barras Quillota 220 y Polpaico 220, el cual es marcadamente oscilatorio en el caso sin compensación y en el caso con SVC. Estas oscilaciones tienden a estabilizarse pasado el minuto de simulación en torno a valores dentro del rango permitido, sin haber llegado ninguna a mínimos que no cumplan la norma para el estado de emergencia. El efecto del SVC sólo es apreciable en el hecho de que las tensiones se estabilizan en torno a valores más altos que en el caso sin compensación. Para asegurar una rápida convergencia se requiere de un SVC de mayor capacidad. En el caso de usar un SVC de capacidad +200 -300 [MVar] se obtiene el siguiente gráfico que corrobora la aseveración anterior.

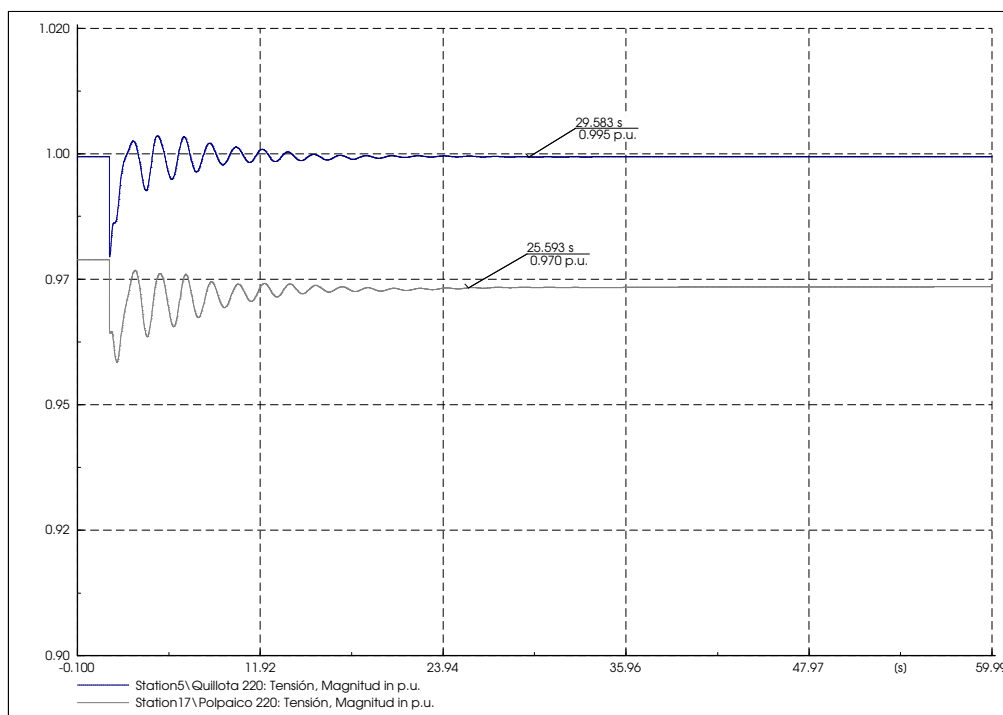


Figura E.3 – Evolución de las tensiones ante la salida de Nehuenco I con un SVC de +200 -300 [MVar].

### E.1.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente

Al simular en el OPF de minimización de pérdidas de DeepEdit la salida de 340 [MW] de la central Nehuenco I, sin considerar el SVC de capacidad +100 -100 [MVar] conectado en Quillota, se obtienen los siguientes resultados.

Tabla E.1 - Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I.

Los redespachos necesarios para mitigar la salida de los 340 [MW] se presentan a continuación.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	395,5	58,8
ISLA	33,5	51,7	18,1
SAN ISIDRO	125,0	367,7	242,7
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla E.2 - Principales redespachos tras la salida de Nehuenco I.

A continuación, se detalla el resultado del OPF para el caso con SVC de +100 -100 [MVar] conectado a la barra Quillota.

Total Generación [MW]	<b>5934,8</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>169,8</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>120127,8</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>1510,7</b>

Tabla E.3 - Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I con un SVC.

El SVC, despachado con una potencia reactiva de 49,9 [MVar], no afecta mayormente los costos del sistema, ya que sólo se logra una disminución de 20 [USD\$/h] en la diferencia con la situación sin contingencia. El efecto del SVC se aprecia solamente en la leve disminución de las pérdidas. En vista de ello, los nuevos despachos no registran variaciones significativas con respecto al caso sin SVC tal como lo indica la Tabla E.4.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	395,9	59,2
ISLA	33,5	50,9	17,3
SAN ISIDRO	125,0	367,7	242,7
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla E.4 - Principales redespachos tras la salida de Nehuenco I.

## E.2. Salida de la central Ventanas 2

### E.2.1. Comportamiento dinámico

Considerando demanda alta y un SVC de +100 -100 [MVar] conectado en Quillota 220, se registra la variación en las tensión de las barras Quillota 220 y San Luis 110. Los resultados sin SVC y con SVC se detallan en los siguientes gráficos.

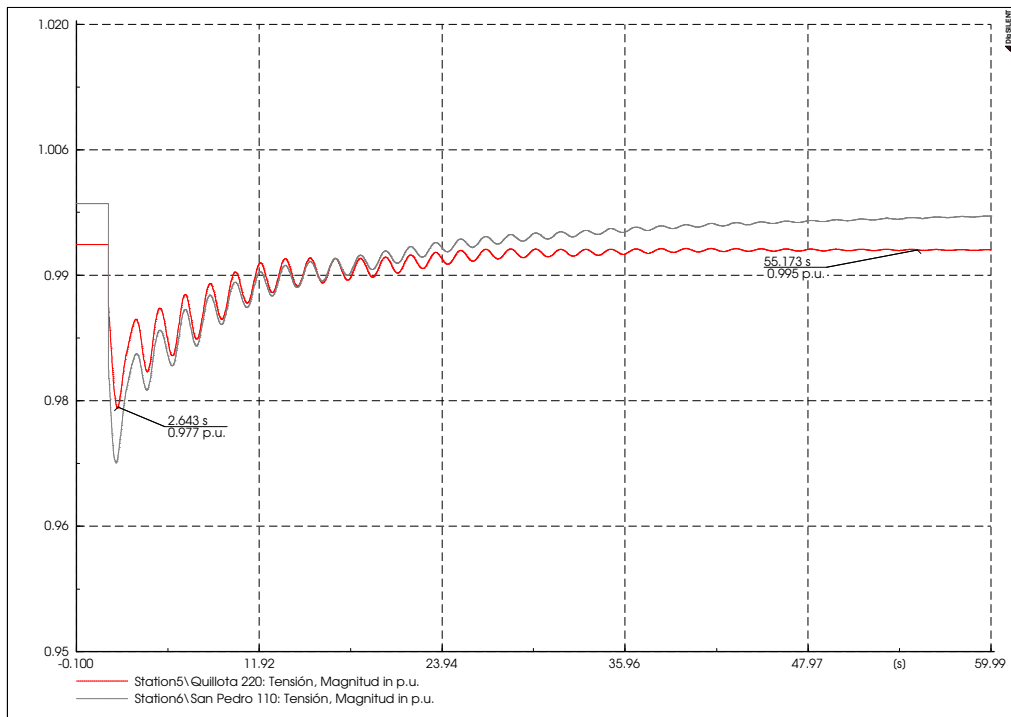


Figura E.4 - Evolución de las tensiones ante la salida Ventanas 2.

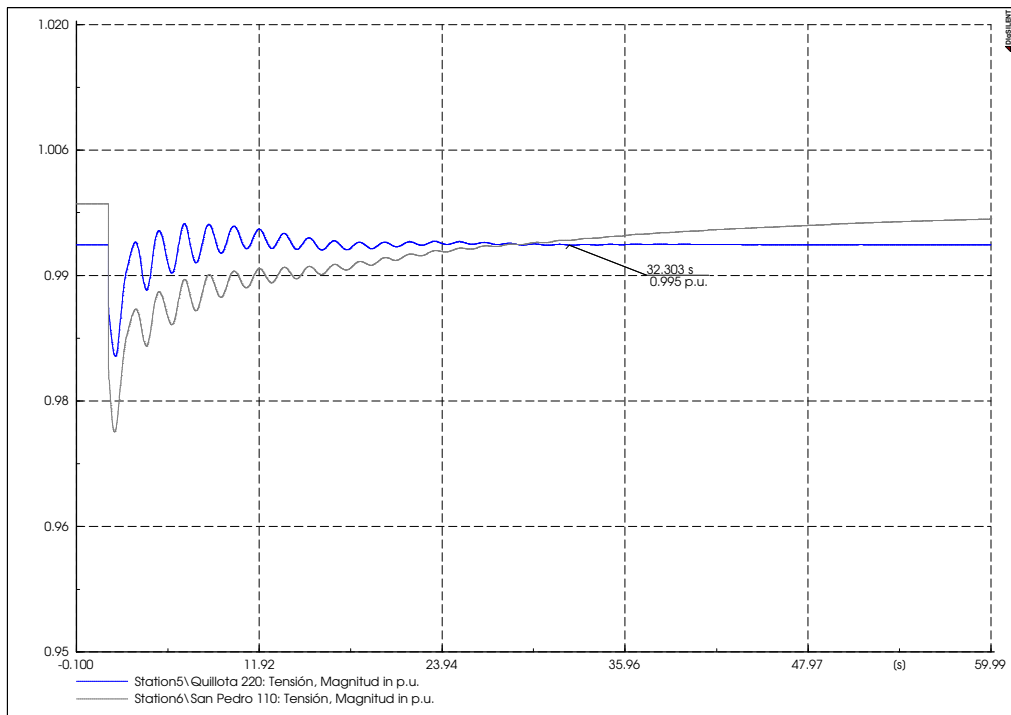


Figura E.5 - Evolución de las tensiones ante la salida Ventanas 2 con SVC.

La salida de 220 [MW] de la central Ventanas 2 no origina variaciones que hagan que las tensiones en las barras circundantes se salgan de los valores permitidos de operación. En el caso con SVC, se

aprecia una estabilización total de las tensiones en un tiempo menor. Además, la magnitud de las primeras oscilaciones es menor que en el caso sin compensación.

### E.2.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente

Al ejecutar el OPF considerando la salida de servicio de la central Ventanas 2, se obtiene el siguiente resultados económicos y redespachos.

Total Generación [MW]	<b>5947,0</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>182,0</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>118818,7</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>201,6</b>

Tabla E.5 - Efectos económicos derivados de la salida de Ventanas 2.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	470,7	133,9
ISLA	33,5	69,0	35,5
VENTANAS 1	60,0	100,9	40,9

Tabla E.6 – Redespachos tras la salida de Ventanas 2.

La diferencia en el costo total del sistema, con respecto al caso sin contingencia, es menor en comparación a los casos simulados en el capítulo 5, lo que implica que las alternativas de generación requeridas para satisfacer la potencia que ha dejado de suministrar Ventanas 2, poseen costos muy similares o sólo algo mayores.

Al ejecutar el OPF en el caso con SVC se obtiene como consigna de potencia reactiva óptima 46,9 [MVar], registrándose los siguientes resultados.

Total Generación [MW]	<b>5947,1</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>182,1</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>118810,7</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>193,6</b>

Tabla E.7 – Efectos económicos derivados de la salida de Ventanas 2 con SVC.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
COLBUN	336,7	468,8	132,0
ISLA	33,5	69,0	35,5
VENTANAS 1	60,0	99,5	39,5

Tabla E.8 – Redespachos tras la salida de Ventanas 2 con SVC.

La variación del costo sistémico con respecto a la situación sin compensación es sólo de 8 [USD\$/h], siendo los redespachos casi idénticos en ambos casos. Con esto es posible deducir la casi nula sensibilidad del sistema ante la variación de la tensión en Quillota 220 producto de la salida de servicio de la central Ventanas 2.

### E.3. Salida de un circuito de la línea Ancoa-Charrúa 500

#### E.3.1. Comportamiento dinámico

Para la simulación de esta contingencia se utiliza un SVC de capacidad +100 -100 [MVar], conectado a la barra Ancoa 500. La evolución de las tensiones en las barras Ancoa 500 y Charrúa 500 para demanda alta se muestra a continuación.

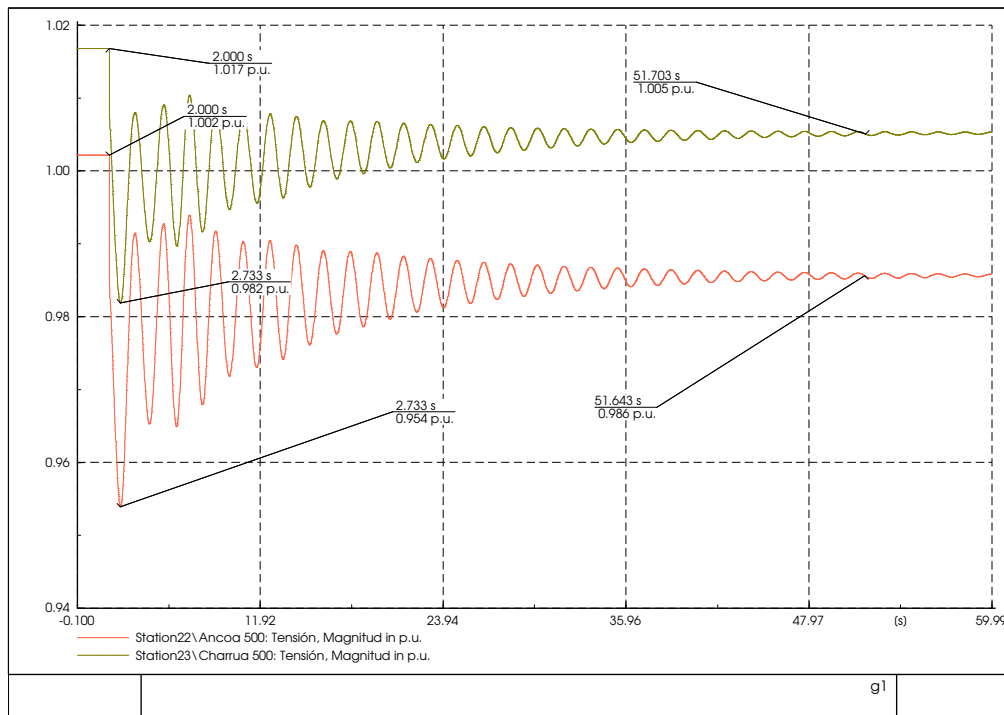


Figura E.6 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Ancoa Charrúa 500.

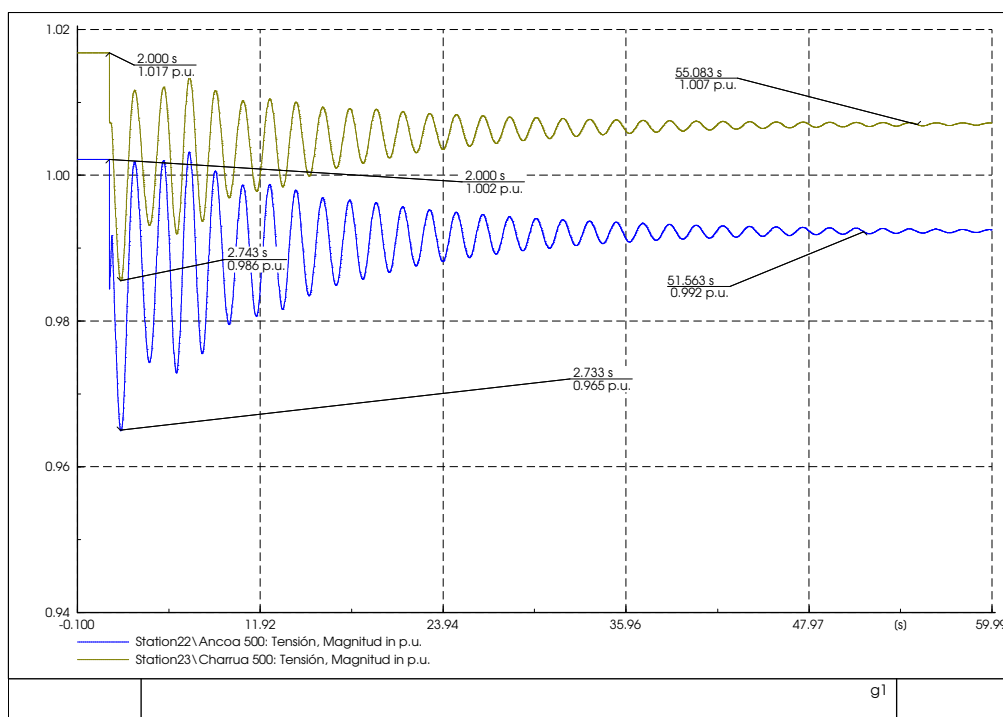


Figura E.7 - Evolución de las tensiones ante la salida de un circuito de la línea Ancoa Charrúa 500 con SVC.

Los efectos de la salida del circuito no repercutieron en la violación de las tensiones permitidas. La estabilización se produce alrededor del minuto y en torno a valores igualmente en norma. La situación con SVC no varía mayormente con respecto a la situación sin compensación, ya que sólo introduce un aumento de las tensiones mínimas durante las primeras oscilaciones y de los valores finales de estabilización.

### E.3.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente

Los efectos económicos producidos por la salida del circuito de la línea Ancoa – Charrúa 500 se presentan en las siguientes tablas.

Total Generación [MW]	<b>5936,9</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>171,9</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>118912,2</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>295,1</b>

Tabla E.9 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ANTUCO	262,0	133,6	-128,4
COLBUN	336,7	429,1	92,4
ISLA	33,5	50,8	17,2
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla E.10 – Redespachos tras la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500.

El aumento de los costos con respecto a la situación base, es considerablemente menor al producido por la salida de la línea Alto Jahuel – Ancoa 500. En el presente caso, no es necesario sacrificar potencia no servida y los redespachos indican que la generación disminuida del sur (Antuco) es reemplazada por centrales hidráulicas como Isla y Colbún, y una central térmica relativamente barata como es Ventanas 2.

Al considerar el SVC instalado en Ancoa 500, se producen los efectos registrados en las Tablas E.11 y E.12..

Total Generación [MW]	<b>5935,9</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>170,9</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>118883,5</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>266,4</b>

Tabla E.11 – Efectos económicos derivados de la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500 con SVC.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
ANTUCO	262,0	155,5	-106,5
CIPRESES	30,0	49,4	19,4
COLBUN	336,7	404,5	67,8
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla E.12 – Redespachos tras la salida de un circuito de Ancoa – Charrúa 500 con SVC.

Considerando un SVC con un despacho óptimo entregado por el OPF de 74,26 [MVar], se registra una muy leve disminución del costo total del sistema con respecto al caso sin compensación de 28,7 [USD\$/h], debida a la reducción de las pérdidas.



## E.4. Salida de una unidad de la central Canutillar

### E.4.1. Comportamiento dinámico

La salida de una unidad de la central de embalse Canutillar implica la disminución en un 50% de su potencia de generación. En el caso de demanda alta, esto implica la reducción de 80,5 [MW] inyectados al sistema. Para la atenuación de los efectos dinámicos producidos por esta contingencia se considera un SVC en la barra Puerto Montt 220, con la misma capacidad de +40 -70 [MVar] de aquel previsto para entrar en funcionamiento en mayo de 2007. La evolución de las tensiones en las barras Puerto Montt 220 y Valdivia 220 ante la ocurrencia de la contingencia descrita se presenta en los siguientes gráficos.

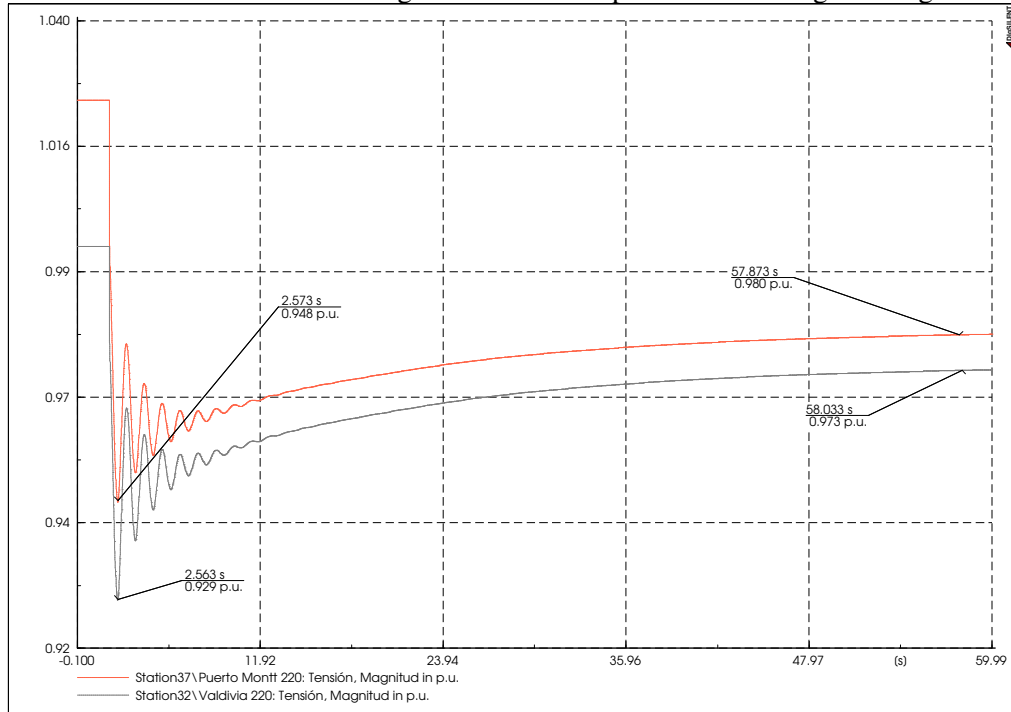


Figura E.8 - Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Canutillar.

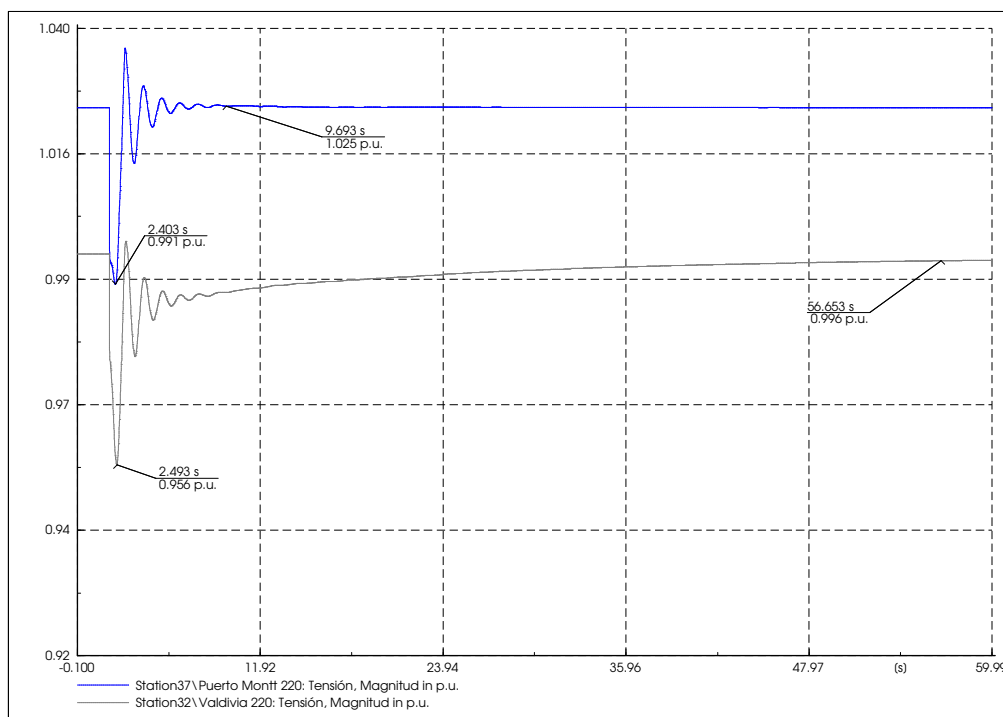


Figura E.9 - Evolución de las tensiones ante la salida de una unidad de Canutillar con SVC.

En el caso sin compensaciones, no se registran violaciones de las tensiones permitidas para el estado de emergencia, lográndose la estabilización en valores permitidos en estado normal, aunque menores a los originales. En el caso con SVC, se produce una estabilización más rápida, con oscilaciones de menor amplitud y en torno a las tensiones de operación pre-falla.

### 6.2.10.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente

La salida de una unidad de Canutillar en demanda alta, es decir 80,5 [MW], provoca los siguientes efectos económicos.

Total Generación [MW]	<b>5942,3</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>177,3</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>119838,3</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>1221,2</b>

Tabla E.13 – Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Canutillar.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
CELCO VALDIVIA	0,0	19,1	19,1
COLBUN	336,7	369,0	32,3
ISLA	33,5	49,2	15,7
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla E.14 – Redespachos tras la salida de una unidad de Canutillar.

Para restituir los megawatts que dejan de ser entregados por Canutillar, se requiere que parte de los flujos de la zona de Charrúa dejen de fluir hacia el centro y lo hagan hacia el extremo sur del sistema. Producto de aquello, las centrales Ventanas 2 y Colbún aumentan su generación para aliviar la falta de generación en el centro. Dado que la redistribución de flujos no es suficiente, se requiere que entre en funcionamiento Celco Valdivia, que corresponde a una central térmica de alto costo.

Si se considera el funcionamiento del SVC en la situación post contingencia, se obtiene el siguiente efecto económico.

Total Generación [MW]	<b>5942,2</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>177,2</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>119831,8</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>1214,7</b>

Tabla E.15 – Efectos económicos derivados de la salida de una unidad de Canutillar con SVC.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
CELCO VALDIVIA	0,0	19,0	19,0
COLBUN	336,7	369,0	32,2
ISLA	33,5	49,2	15,7
VENTANAS 2	192,2	220,0	27,8

Tabla E.16 – Redespachos tras la salida de una unidad de Canutillar con SVC.

El OPF entrega como resultado un despacho del SVC de 51,41 [MVar]. Los efectos económicos son prácticamente inexistente, ya que la diferencia con respecto a la situación sin compensación alcanza sólo a los 6,5 [USD\$/h]. Como se aprecia al comparar las tablas para ambos escenarios, las diferencias en cuanto a pérdidas y despachos son despreciables.

## E.5. Salida de las centrales Nehuenco I y Ventanas 2

### E.5.1. Comportamiento dinámico

Como último caso de simulación se considera la salida de la central Nehuenco I y posteriormente la de Ventanas 2, lo que constituiría una perturbación severa en el sistema. Como la ocurrencia simultánea de ambas contingencias es prácticamente imposible, se simula considerando que la perturbación de Nehuenco I provoca 2 segundos después la salida de Ventanas 2. Para mitigar la perturbación se usa el SVC de Quillota 220 utilizado en las simulaciones de la salida de ambas centrales por separado. En un escenario de demanda alta, la salida de ambas unidades representa el retiro de 560 [MW] del sistema. El comportamiento de las tensiones considerando demanda alta se presenta en las Figuras E.10 y E.11.

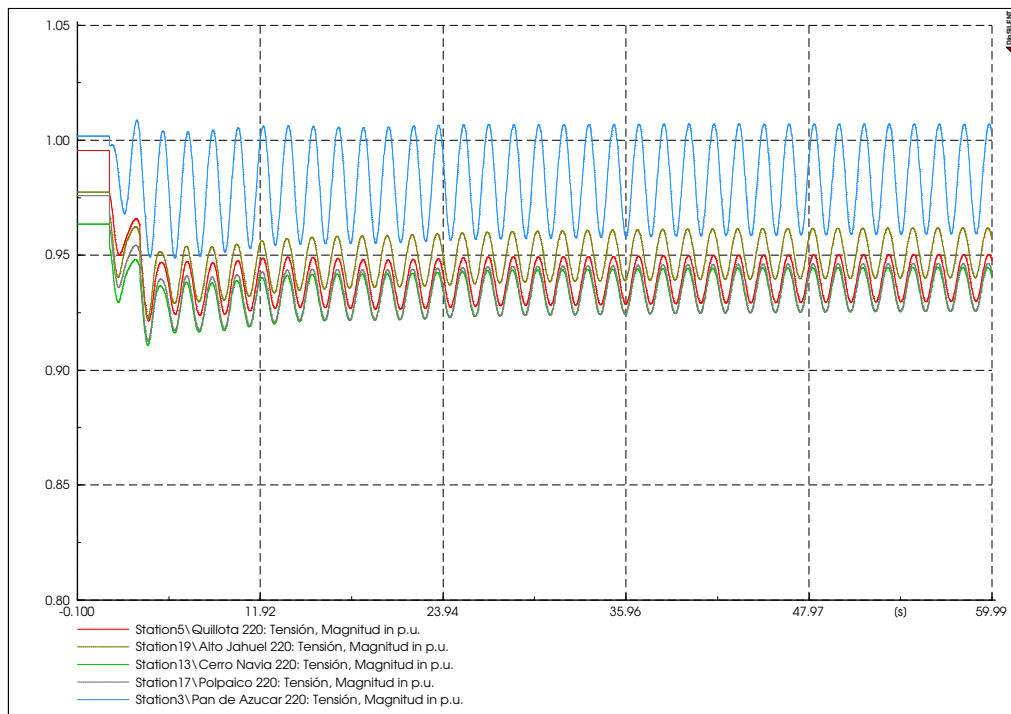


Figura E.10 – Comportamiento de las tensiones ante la salida de Nehuenco I y posteriormente de Ventanas 2.

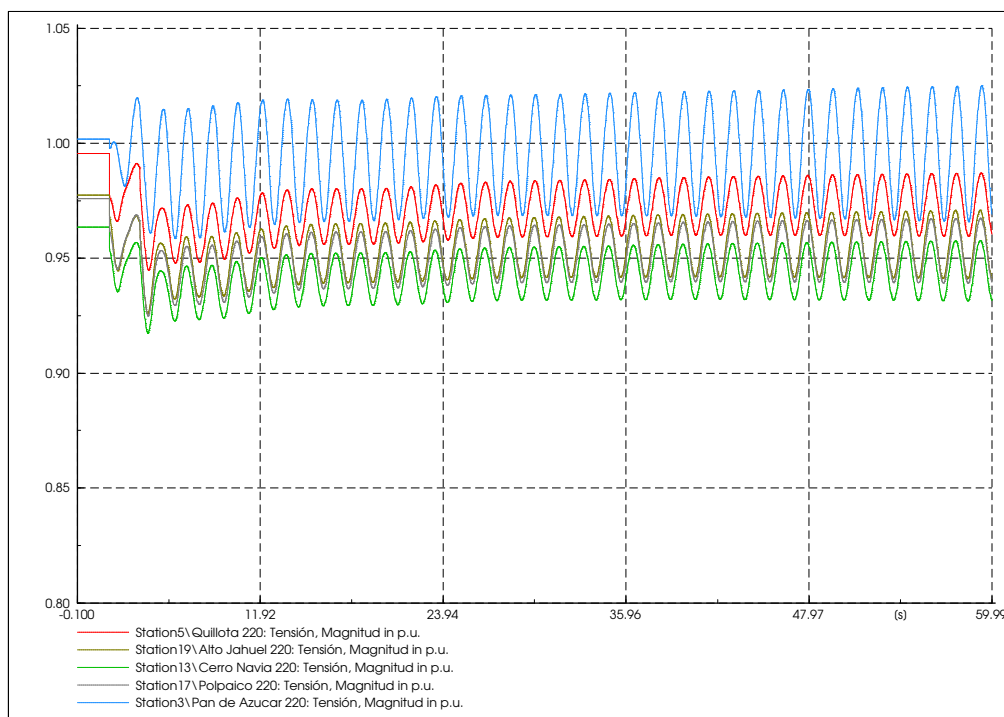


Figura E.11 – Tensiones tras la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2 con un SVC de  $\pm 100$  [MVar].

El efecto conjunto de ambas contingencias provoca que las tensiones en todo el sistema oscilen en forma incontrolable y con amplitud considerable. Si bien es cierto, no se producen violaciones en cuanto a tensiones mínimas en estado de emergencia, al no producirse la estabilización se pone el riesgo el sistema, llegándose probablemente a un colapso parcial o total del mismo. El efecto del SVC en la barra Quillota 220 no es suficiente para asegurar la atenuación de las oscilaciones y la posterior recuperación del sistema. Por tal motivo se considera a modo de prueba un SVC de capacidad  $+100 -300$  [MVar] para comprobar que un SVC con la capacidad adecuada (aunque ésta sea prohibitivamente alta), se puede lograr la estabilización.

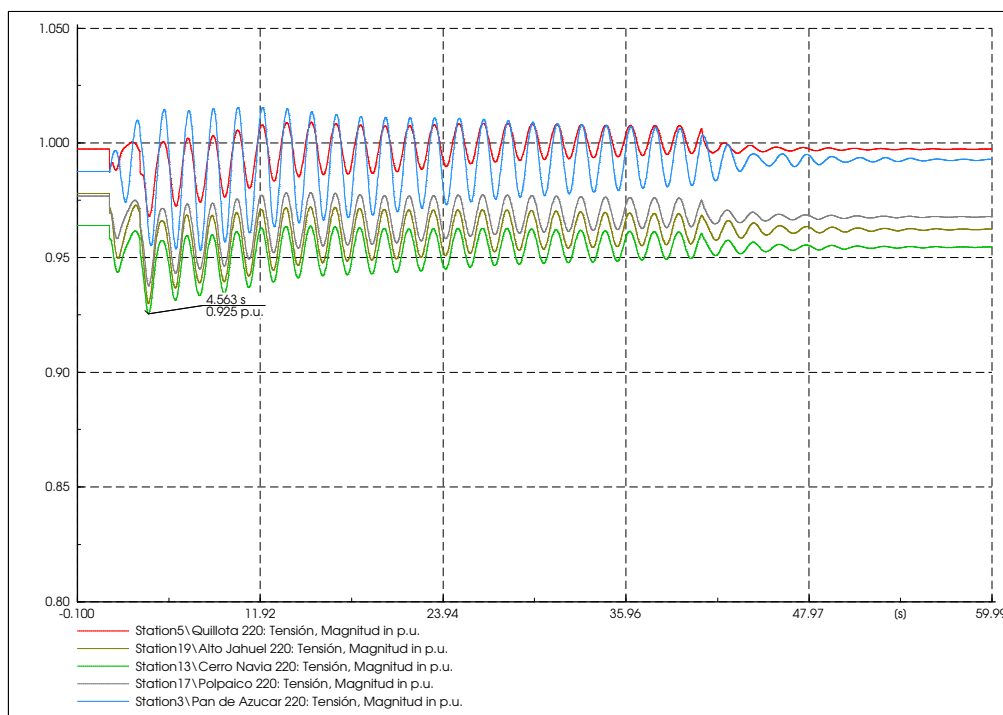


Figura E.12 – Tensiones tras la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2 con un SVC de +100 -300 [MVar].

La acción del SVC de capacidad aumentada permite atenuar lentamente las oscilaciones, lográndose la estabilización cerca de los 45 segundos, y en torno a valores dentro de los rangos permitidos para estado normal.

### E.5.2. Evaluación de los efectos económicos en régimen permanente

Análogamente a las simulaciones anteriores, se realiza una evaluación económica de los efectos provocados por la salida de los elementos en estudio utilizando el OPF de DeepEdit. Para un caso sin compensación se obtienen los siguientes resultados.

Total Generación [MW]	<b>5955,2</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>192,3</b>
P no servida [MW]	<b>2,15</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>124226,1</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
<b>Diferencia [USD\$/h]</b>	<b>5609,0</b>

Tabla E.17 – Efectos económicos derivados de la salida de Nehuenco I y de Ventanas 2.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
CIPRESES	30,0	81,7	51,7
COLBUN	336,7	478,0	141,3
ISLA	33,5	69,0	35,4
LAGUNA VERDE	0,0	64,3	64,3
NUEVA ALDEA 1	29,3	22,8	-6,5
SAN ISIDRO	125,0	350,0	225,0
VENTANA 1	60,0	112,0	52,0

Tabla E.18 – Redespachos tras la salida de Nehueno I y de Ventanas 2.

La contingencia doble provoca un aumento del despacho de los generadores hidráulicos de embalse Colbún, Cipreses e Isla, y de las térmicas Laguna Verde, Ventanas 1 y San Isidro. Éstas últimas son unidades no muy caras en comparación a Laguna Verde. Esto, sumado a que las centrales de embalse no poseen costos de generación muy altos, influye en que el aumento de los costos sistémicos no sea tan dramático.

El caso con un SVC de +100 -100 [MVar] en Quillota 220 presenta los siguientes resultados.

Total Generación [MW]	<b>5959,6</b>
Total Demanda [MW]	<b>5765,0</b>
Pérdidas [MW]	<b>194,6</b>
P no servida [MW]	<b>0,00</b>
Costo Total sistémico [USD\$/h]	<b>122529,3</b>
Costo Total original [USD\$/h]	<b>118617,1</b>
Diferencia [USD\$/h]	<b>3912,2</b>

Tabla E.19 – Efectos económicos derivados de la salida de Nehueno I y de Ventanas 2 con SVC.

Central	P original [MW]	P redespacho [MW]	Diferencia [MW]
CIPRESES	30,0	101,0	71,0
COLBUN	336,7	478,0	141,3
ISLA	33,5	66,9	33,3
LAGUNA VERDE	0,0	41,3	41,3
SAN ISIDRO	125,0	350,0	225,0
VENTANA 1	60,0	112,0	52,0

Tabla E.20 – Redespachos tras la salida de Nehueno I y de Ventanas 2 con SVC.

La incorporación del SVC (despachado en 46,9 [MVar]) repercute en la eliminación de la potencia no servida y la disminución de la generación de la central Laguna Verde. Esto permite disminuir los costos del sistema en cerca de 1700 [USD\$/h].

# ANEXO F: COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LAS TENSIONES EN DEMANDA BAJA

## F.1. Salida de un circuito de la línea Cardones-Maitencillo 220

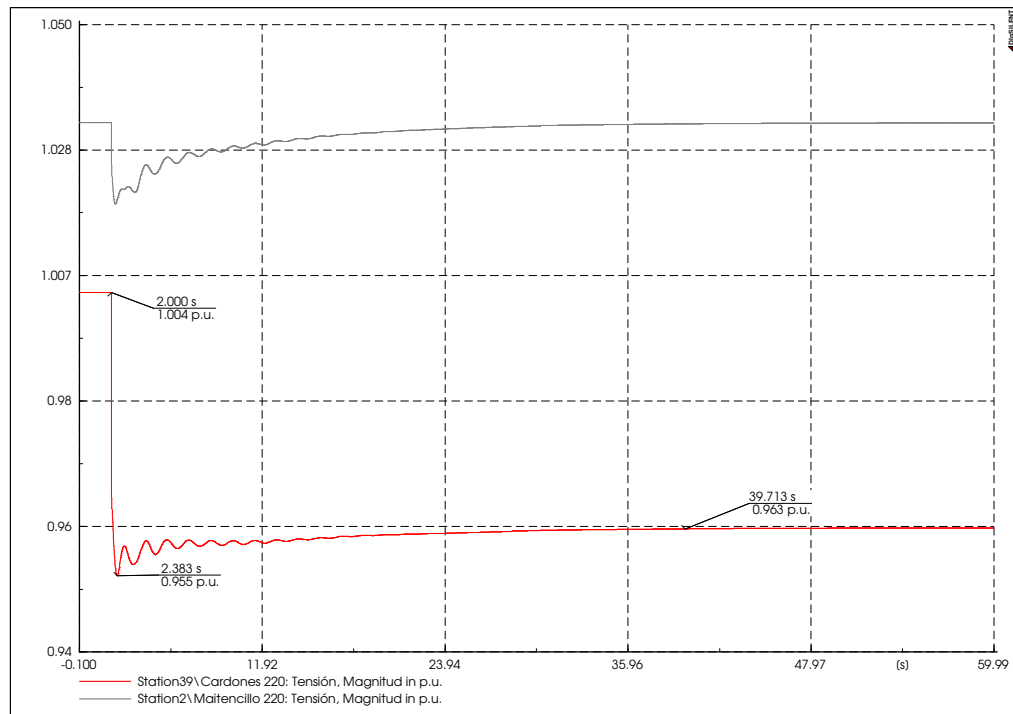


Figura F.1 –Salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 en demanda baja y sin compensación.



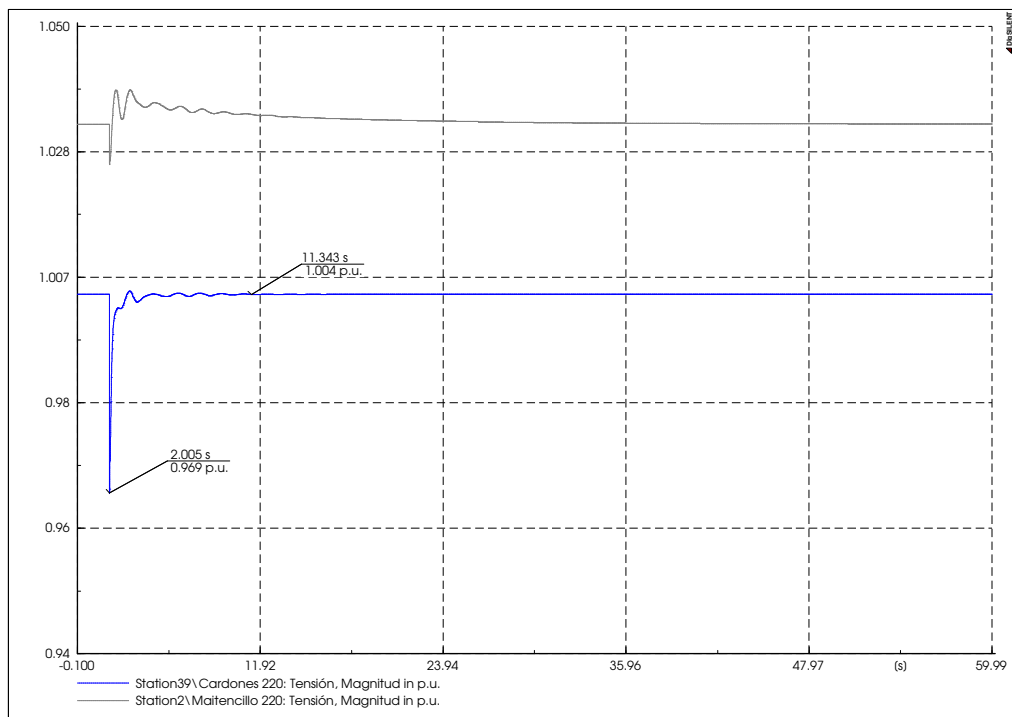


Figura F.2 - Salida de un circuito de Cardones-Maitencillo 220 en demanda baja, con un SVC.

## F.2. Salida de una unidad de Guacolda

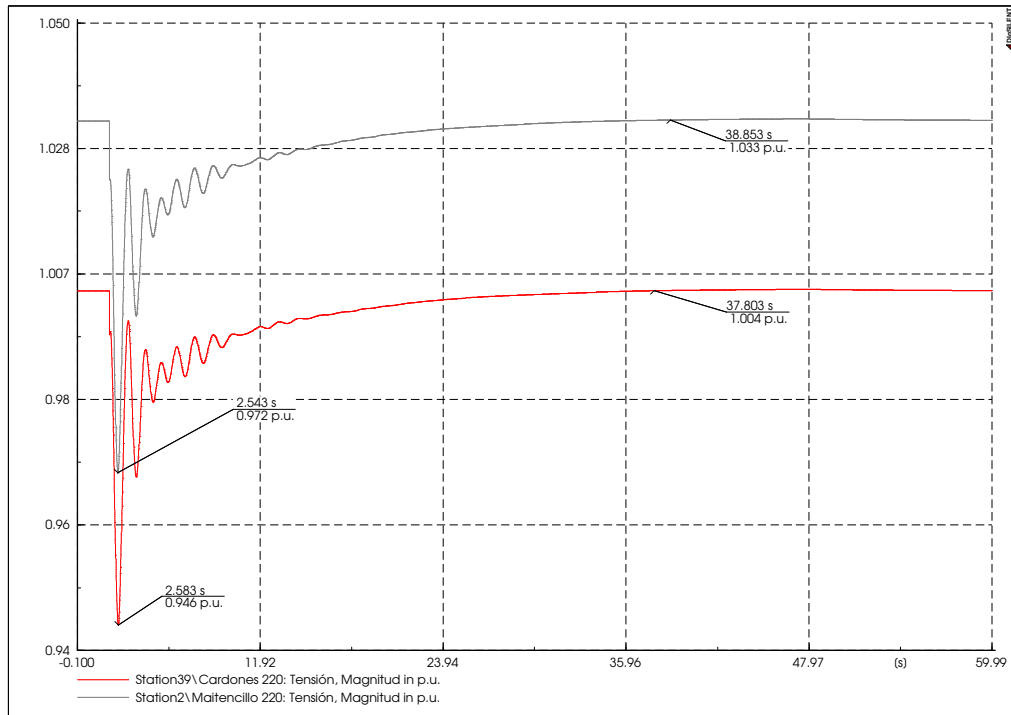


Figura F.3 - Salida de una unidad de Guacolda en demanda baja, sin compensación.

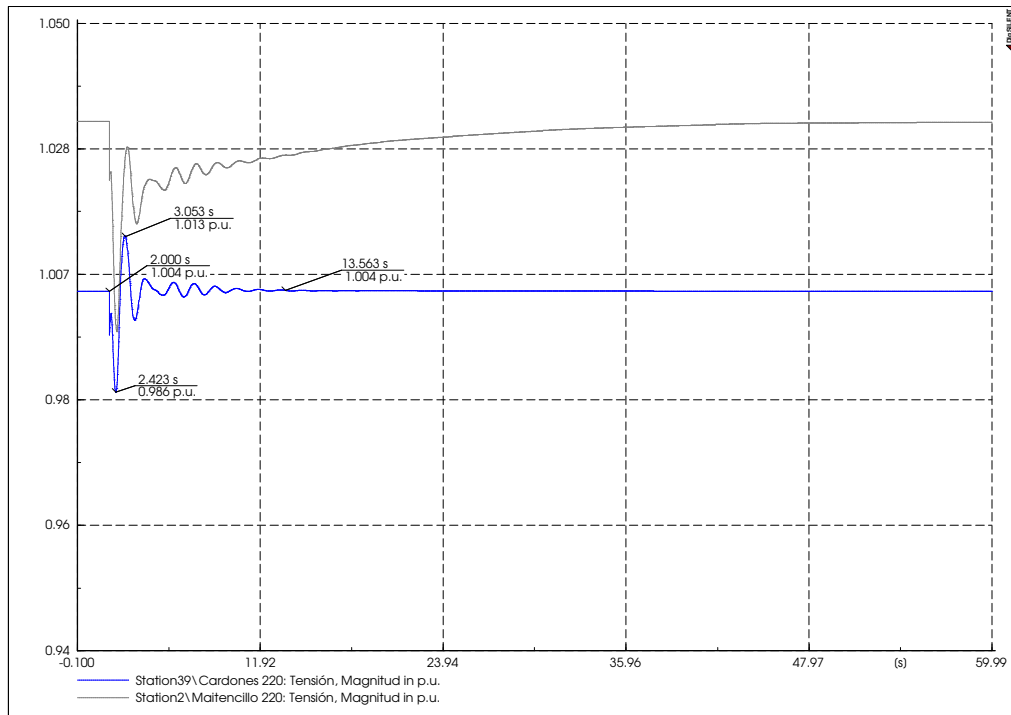


Figura F.4 - Salida de una unidad de Guacolda en demanda baja, con SVC.

### F.3. Salida de Nehuenco I

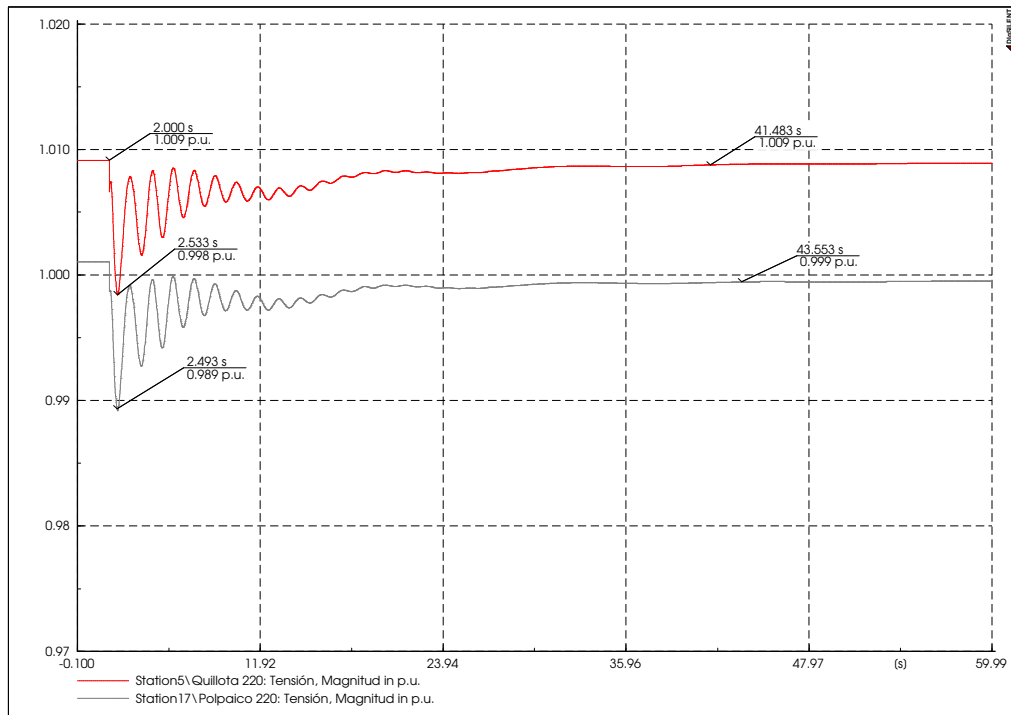


Figura F.5 - Salida de Nehuenco I en demanda baja, sin compensación.

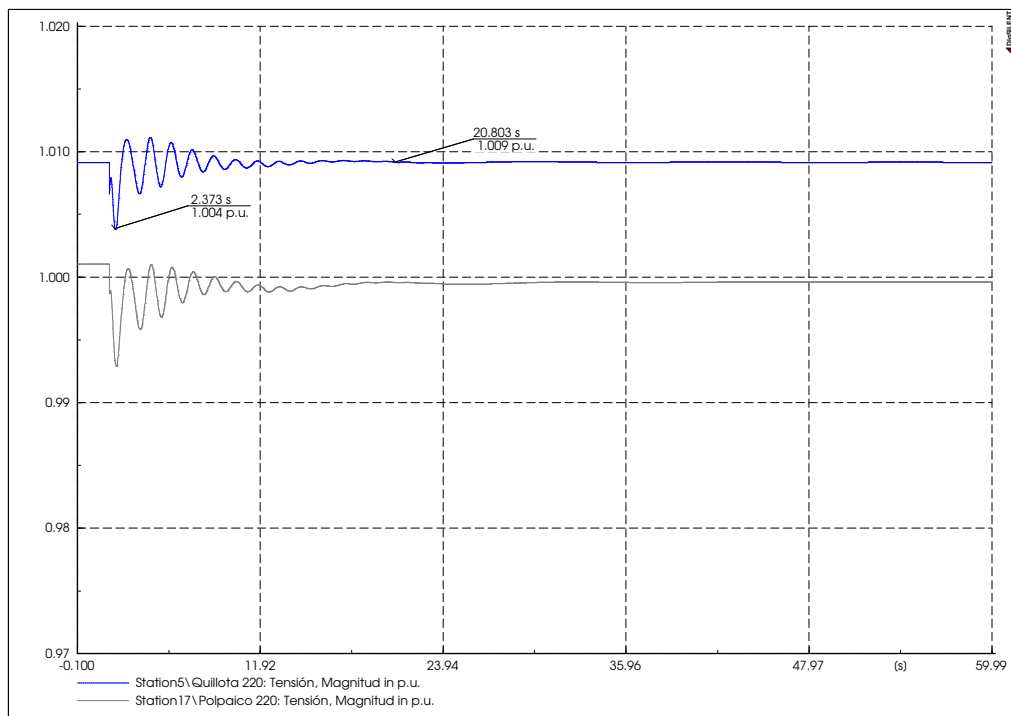


Figura F.6 - Salida de Nehuenco I en demanda baja, con SVC.

## F.4. Salida de Ventanas 2

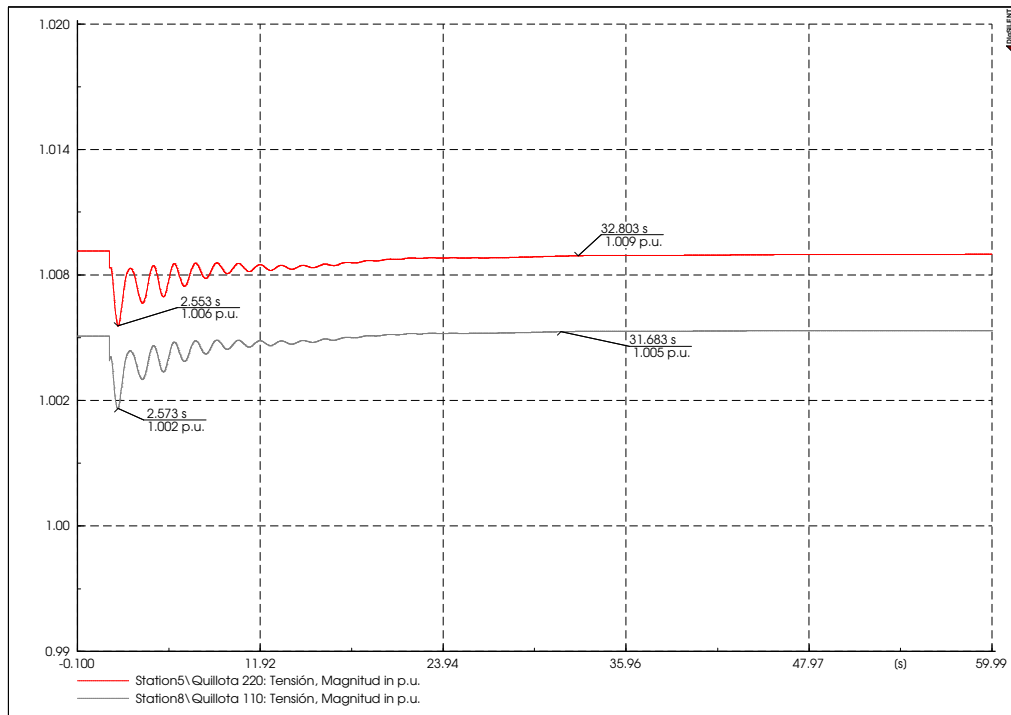


Figura F.7 - Salida de Ventanas 2 en demanda baja, sin compensación.

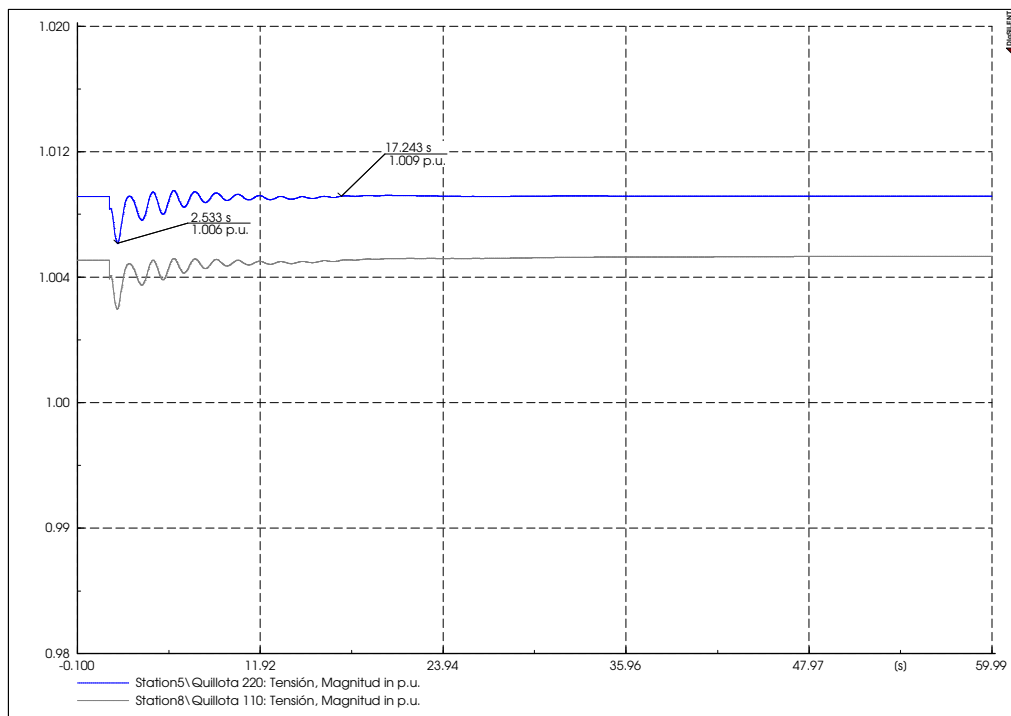


Figura F.8 Salida de Ventanas 2 en demanda baja, con SVC.

## F.5. Salida de Nueva Renca

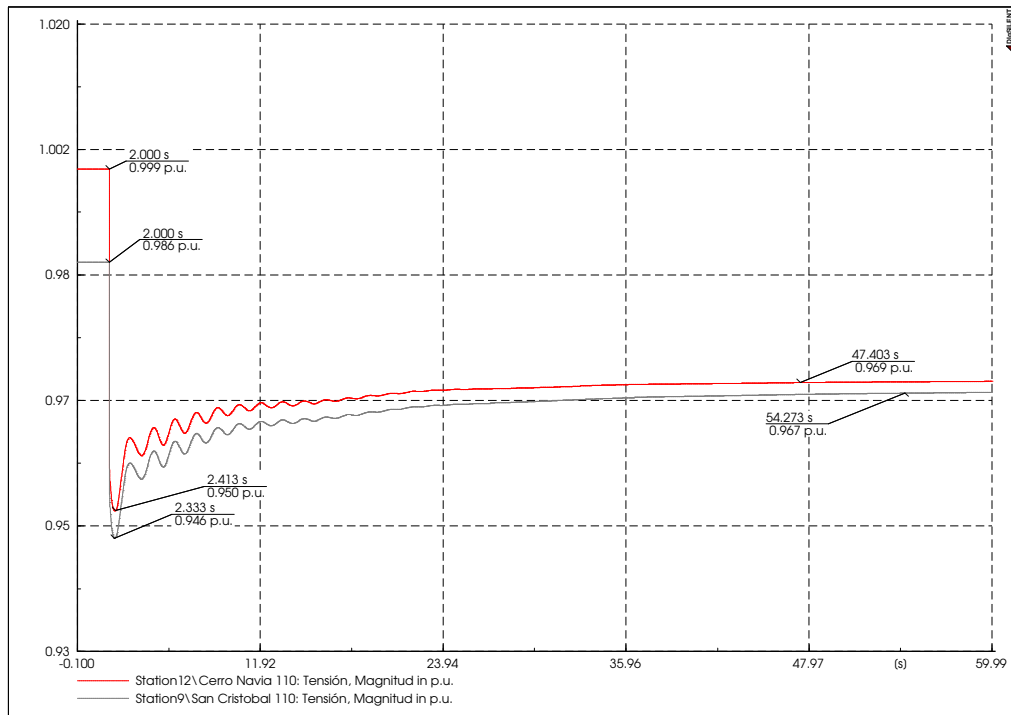


Figura F.9 - Salida de Nueva Renca en demanda baja, sin compensación.

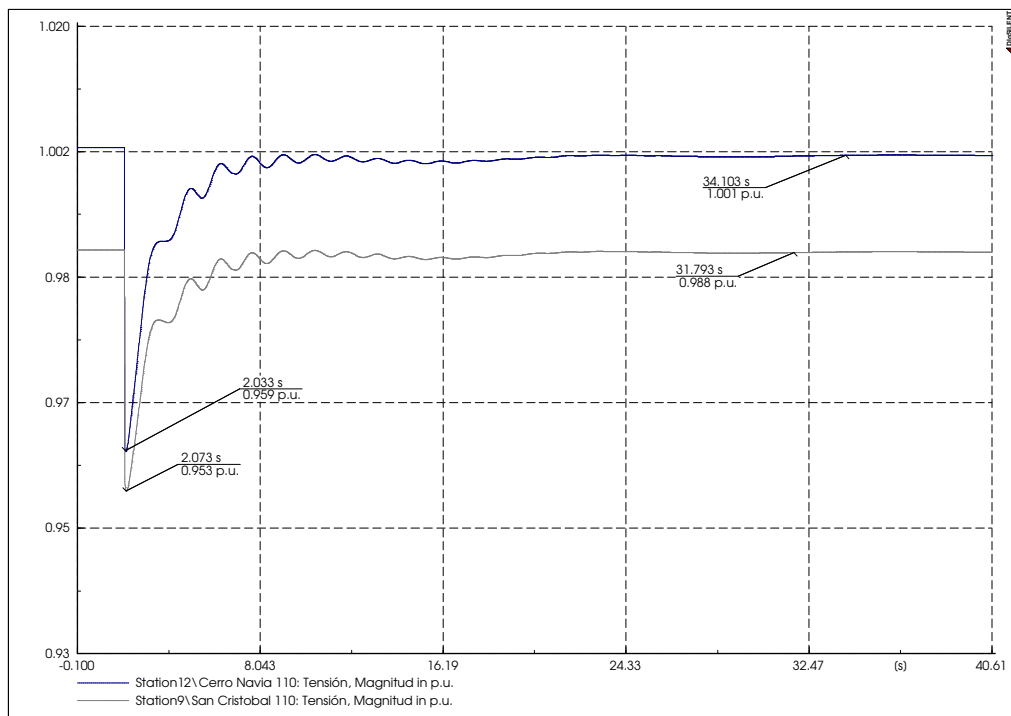


Figura F.10 - Salida de Nueva Renca en demanda baja, con SVC.

## F.6. Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500

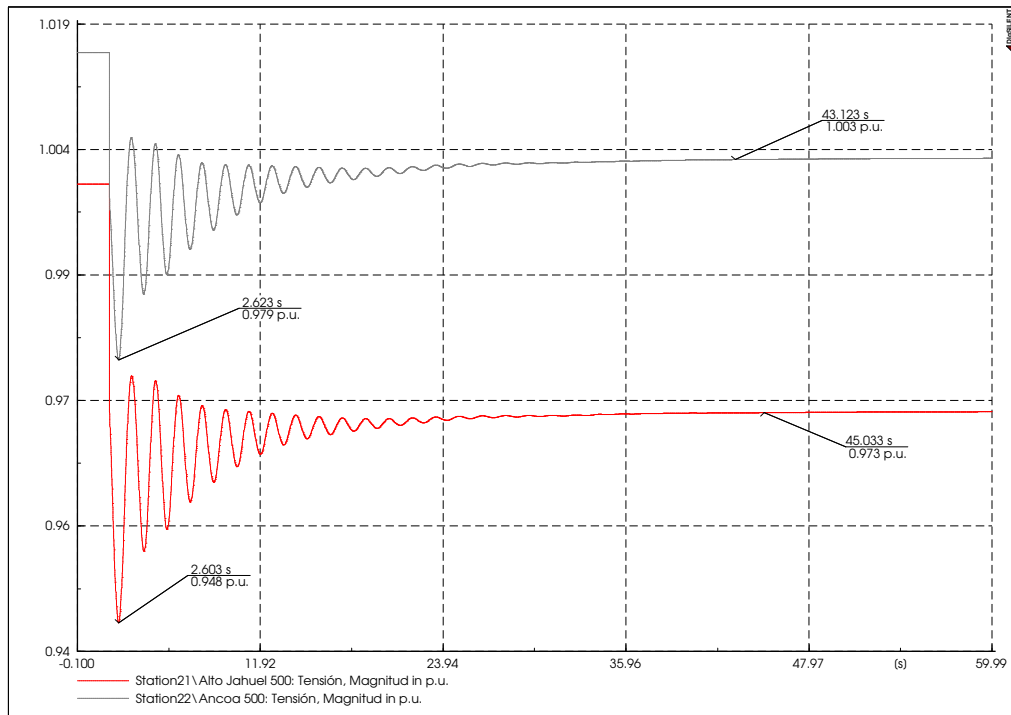


Figura F.11 - Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500 en demanda baja, sin compensación.

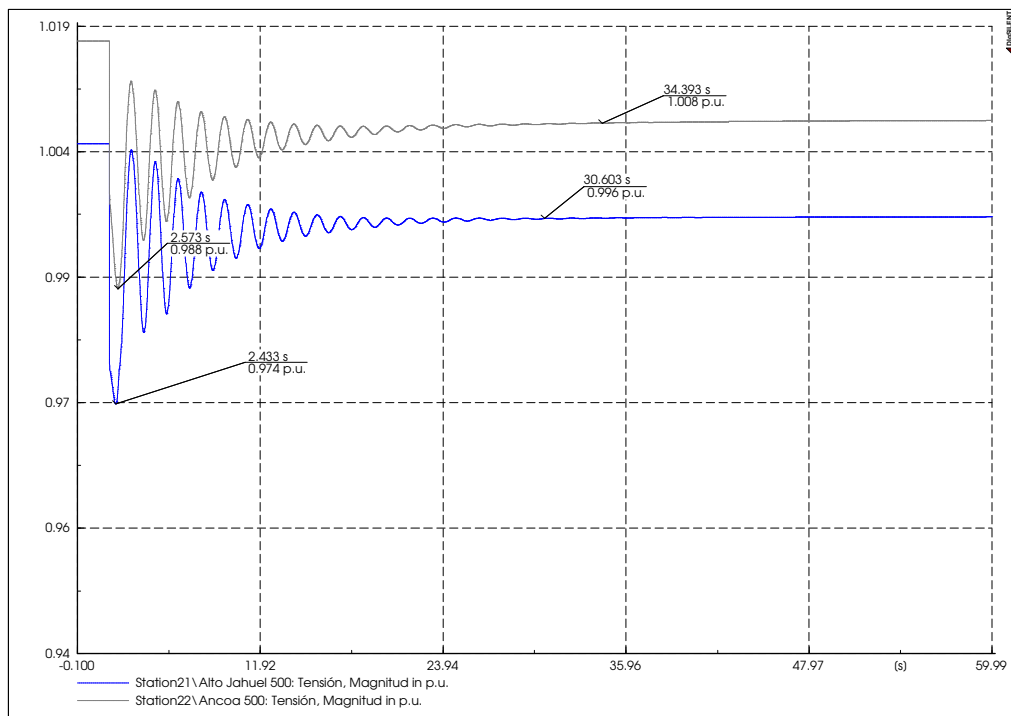


Figura F.12 - Salida de un circuito de Alto Jahuel-Ancoa 500 en demanda baja, con SVC.

## F.7. Salida de un circuito de Ancoa-Charrúa 500

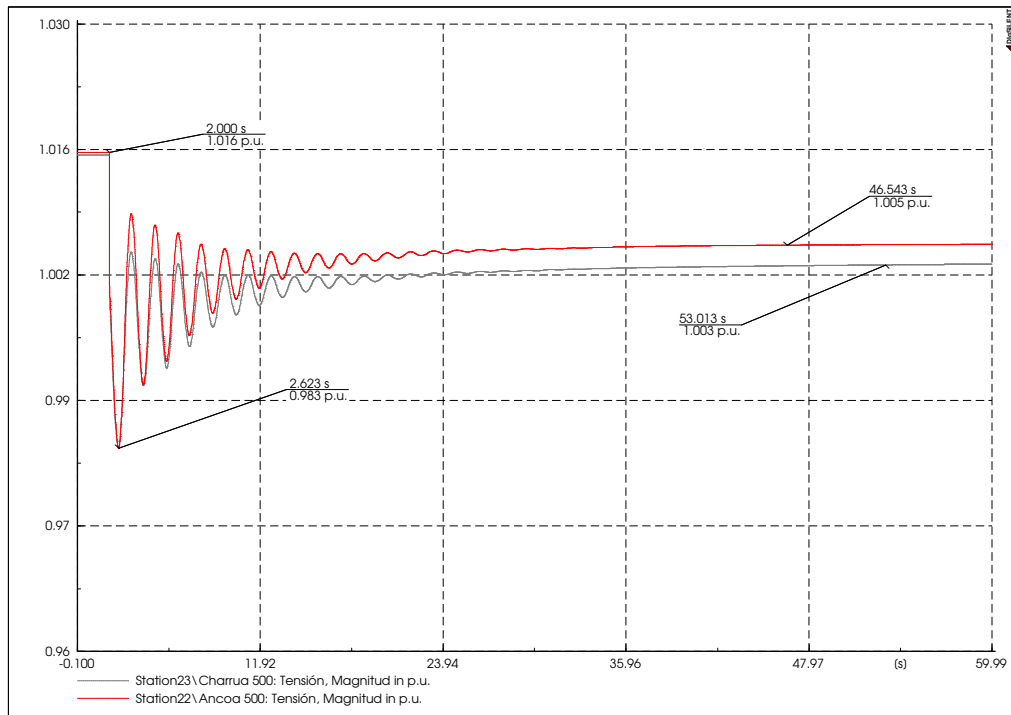


Figura F.13 - Salida de un circuito de Ancoa-Charrúa 500 en demanda baja, sin compensación.

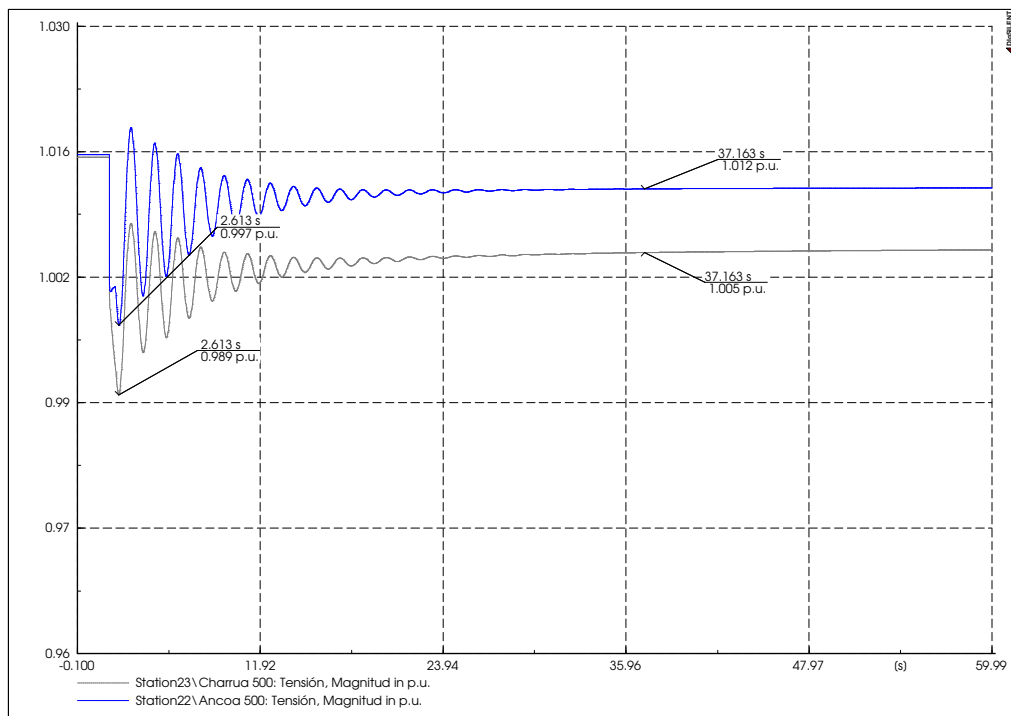


Figura F.14 - Salida de un circuito de Ancoa-Charrúa 500 en demanda baja, con SVC.

## F.8. Salida de Bocamina

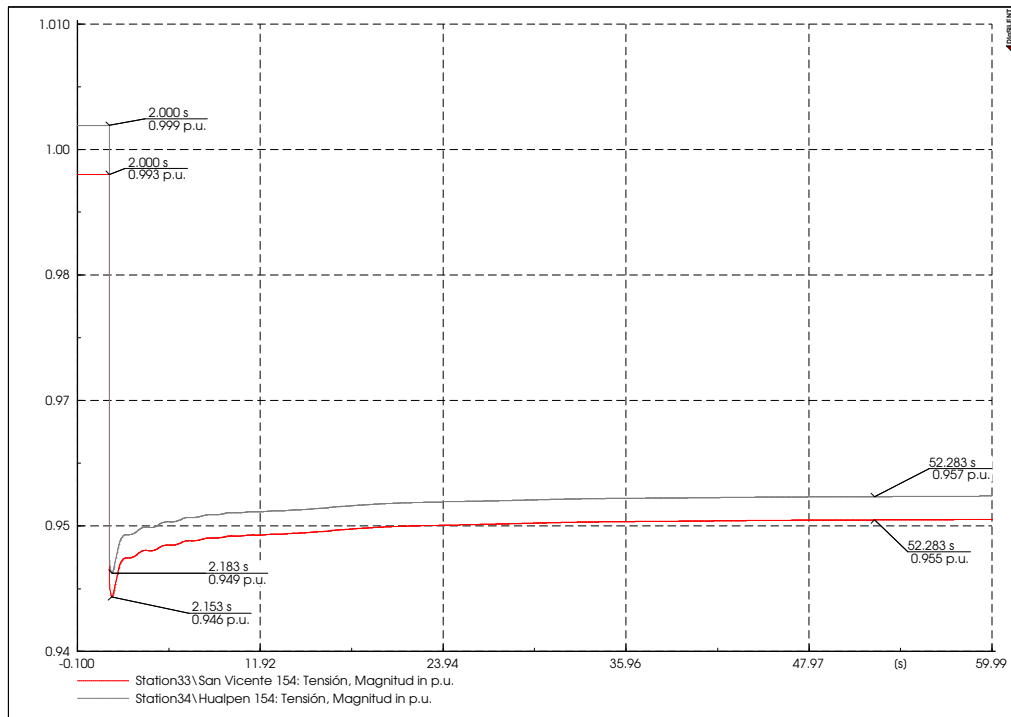


Figura F.15 – Salida de Bocamina en demanda baja, sin compensación.

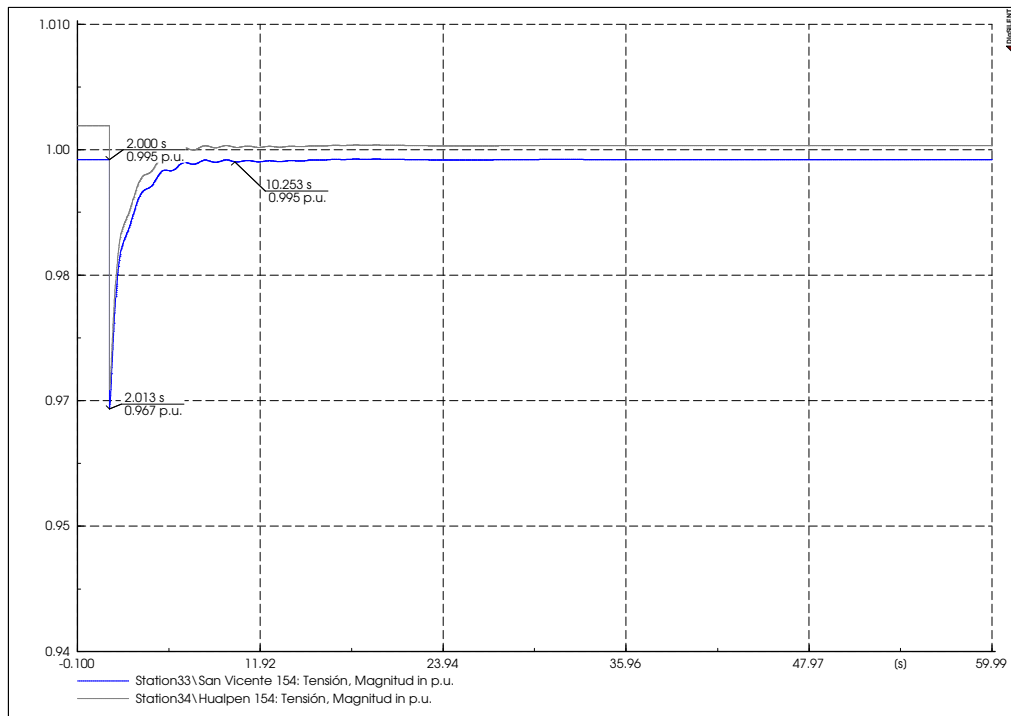


Figura F.16 – Salida de Bocamina en demanda baja, con SVC.



## F.9. Salida de una unidad de Canutillar

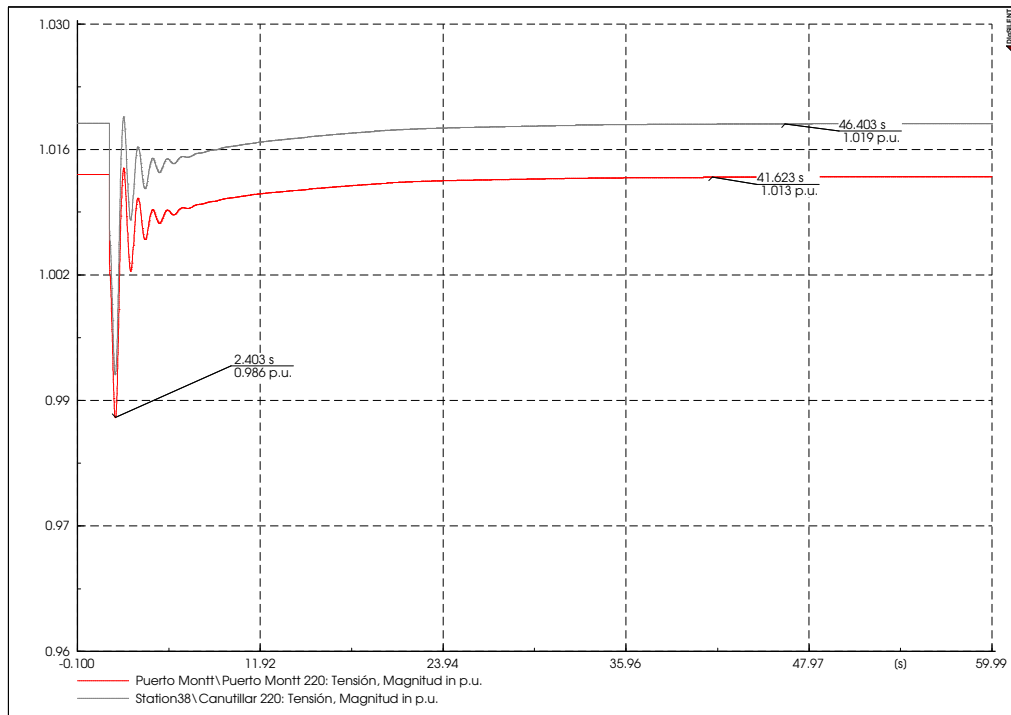


Figura F.17 – Salida de una unidad de Canutillar en demanda baja, sin compensación.

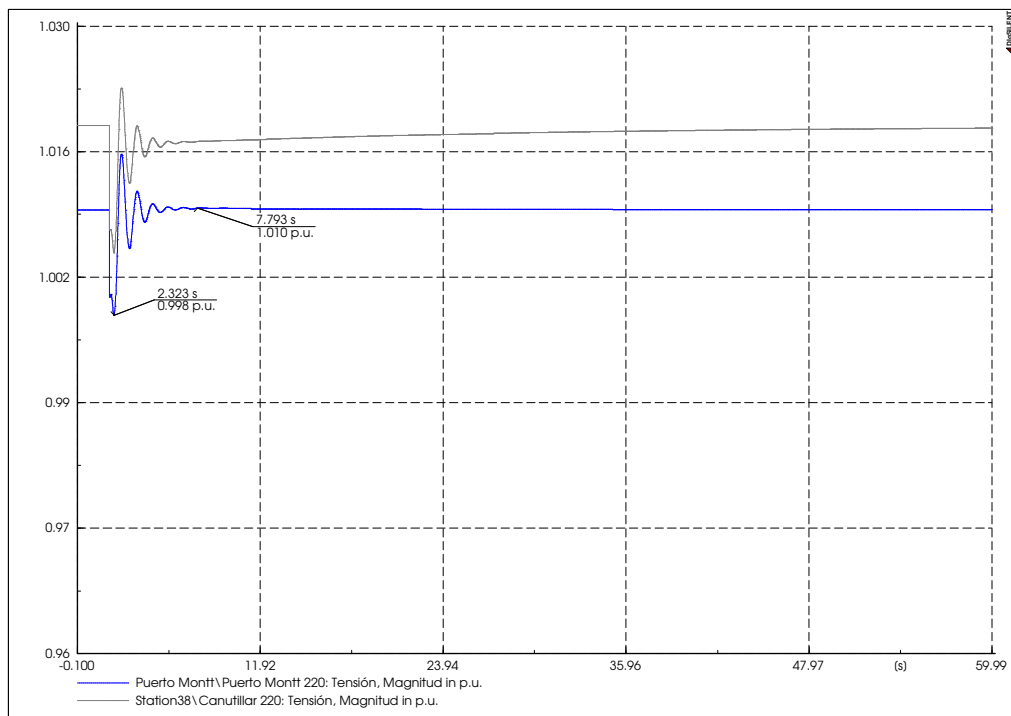


Figura F.18 – Salida de una unidad de Canutillar en demanda baja, con SVC.

## F.10. Salida de Nehuenco I y Ventanas 2

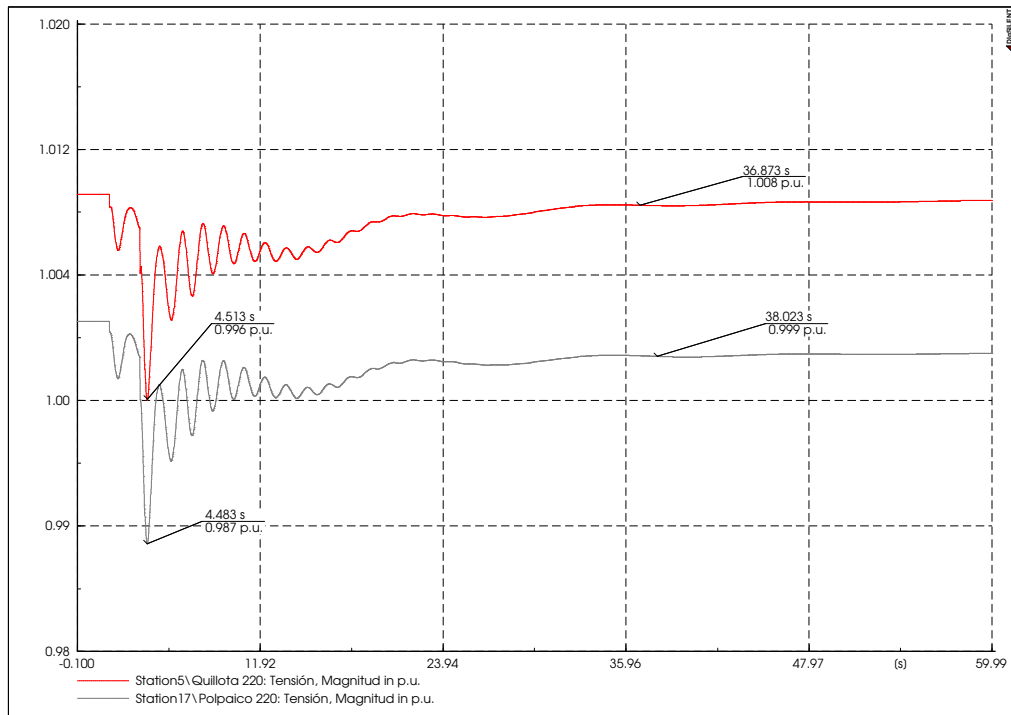


Figura F.19 – Salida de Nehuenco I y Ventanas 2 en demanda baja, sin compensación.

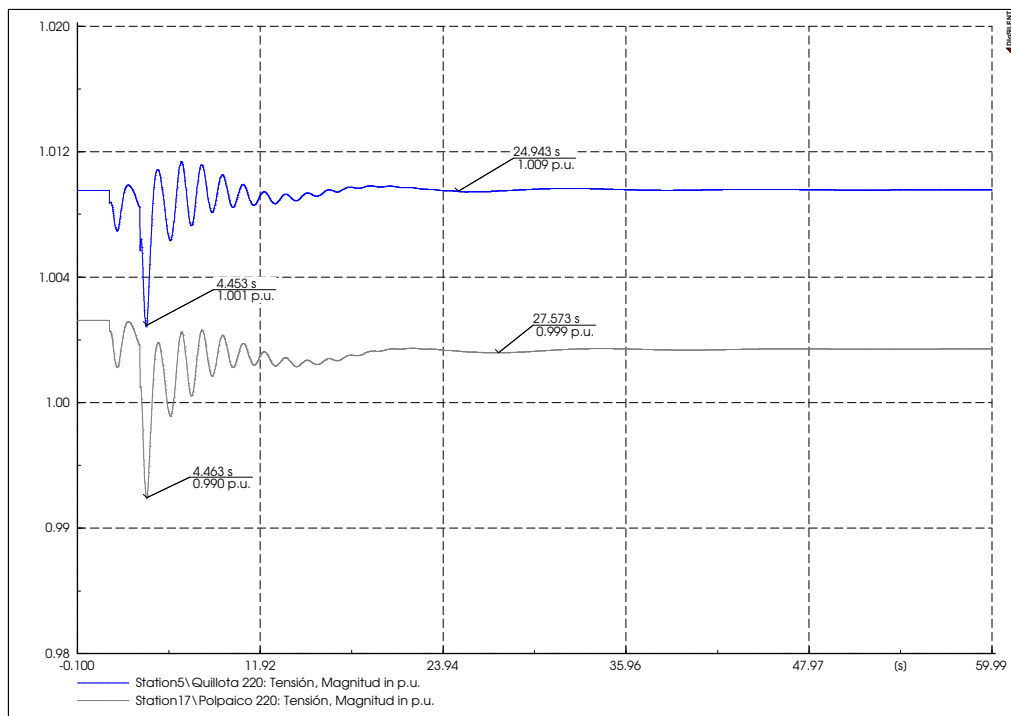


Figura F.20 – Salida de Nehuenco I y Ventanas 2 en demanda baja, con SVC.