

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Luis Morán Tamayo.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Regulación dinámica de voltaje en sistemas
industriales usando transformadores con
cambiadores de tap automáticos y compensadores
estáticos de reactivos.

Concepción, Agosto de 2022

Rodrigo Ignacio Miranda Torres

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Luis Morán Tamayo.

Regulación dinámica de voltaje en sistemas
industriales usando transformadores con
cambiadores de tap automáticos y compensadores
estáticos de reactivos.

Rodrigo Ignacio Miranda Torres

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Agosto 2022

Resumen

La continuidad del servicio eléctrico es primordial en el área productiva de una industria, puesto que la mayoría de los equipos en los procesos productivos involucran la energía eléctrica. A su vez, la calidad del suministro eléctrico también es un factor importante para el correcto funcionamiento de los sistemas de distribución y equipos respectivos. Una de las prioridades dentro de un sistema de distribución industrial de energía eléctrica es la confiabilidad de los principales equipos de la planta, como lo es el transformador de potencia con cambiador de tap automático, y la correcta regulación de tensión en las barras.

El objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento del cambiador de tap automático para la regulación dinámica de voltaje. Además, se estudia el comportamiento del cambiador de tap automático cuando se introducen equipos de compensación de reactivos para mejorar la regulación de tensión.

Para realizar este trabajo se analiza el funcionamiento de los cambiadores de tap automático y los equipos de compensación de reactivos, dentro de los cuales se revisan los STATCOM, TSC y TCR. Luego, se obtiene el comportamiento dinámico de los equipos considerados realizando simulaciones en la plataforma DIGSILENT en su versión 15.1, donde cada simulación presenta perturbaciones que pueden alterar el voltaje. Las variables a rescatar de las simulaciones son los voltajes de las barras, la potencia de los compensadores de reactivos y la posición de los tap. La respuesta dinámica de los equipos de regulación de voltaje se complementa con su incorporación a un modelo de un sistema de distribución minero que es energizado por transformadores de potencia con cambiadores de tap automático.

Se concluye a través de las simulaciones que, tanto el STATCOM como el SVC son compensadores efectivos para controlar el voltaje, ante perturbaciones externas, desconexión o conexión de cargas y en menor medida para cortocircuito. Además, su rápida respuesta permite que actúen antes que los transformadores de potencia con tap automático. Sin embargo, su punto de conexión y la potencia debe ser la indicada para conseguir un mayor impacto en el número de barras reguladas y un rango más amplio de compensación, especialmente para variaciones más bruscas de voltaje.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VI
LISTA DE FIGURAS	VII
ABREVIACIONES	X
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS	2
1.2.1 <i>Publicaciones y estudios</i>	2
1.2.2 <i>Estándares</i>	3
1.2.3 <i>Discusión</i>	4
1.2.4 <i>Hipótesis de Trabajo</i>	4
1.3. OBJETIVOS	4
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	4
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	4
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	5
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	5
CAPÍTULO 2. PRINCIPIOS DE OPERACIÓN Y AJUSTES DEL CAMBIADOR DE TAP AUTOMÁTICO....	6
2.1. INTRODUCCIÓN	6
2.2. TRANSFORMADORES CON CAMBIADOR DE TAP	6
2.2.1 <i>Modelo de un transformador en DIgSILENT.</i>	11
2.2.2 <i>Comportamiento dinámico de un transformador con tap automático en DIgSILENT.</i>	12
2.3. COMENTARIOS	15
CAPÍTULO 3. REGULACIÓN DINÁMICA DEL VOLTAJE	16
3.1. INTRODUCCIÓN	16
3.2. COMPENSADOR SÍNCRONO ESTÁTICO	16
3.2.1 <i>Modelo de un STATCOM en DIgSILENT.</i>	19
3.2.2 <i>Comportamiento dinámico del STATCOM en DIgSILENT.</i>	22
3.3. COMENTARIOS	25
3.4. COMPENSADOR ESTÁTICO	26
3.4.1 <i>Modelo de un compensador estático reactivo en DIgSILENT.</i>	30
3.4.2 <i>Comportamiento dinámico de los SVC en DIgSILENT.</i>	32
3.5. COMENTARIOS	39
CAPÍTULO 4. EJEMPLO DE COMPENSACIÓN DINÁMICA DE VOLTAJE EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN MINERO	40
4.1. INTRODUCCIÓN	40
4.2. MODELO DEL SISTEMA	40
4.3. ANÁLISIS ESTÁTICO	43
4.3.1 <i>Resultados de la Simulación Estática</i>	44
4.3.2 <i>Análisis de Resultados de la Simulación Estática</i>	45

4.3.3	Comentarios.....	47
4.4.	ANÁLISIS DINÁMICO.....	48
4.4.1	Resultados de la Simulación Dinámica	50
4.4.1	Comentarios.....	59
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES		60
5.1.	SUMARIO	60
5.2.	CONCLUSIONES.....	61
5.3.	TRABAJO FUTURO.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....		64
ANEXO A.	PARÁMETROS DEL SISTEMA: EJEMPLO CAPÍTULO 2.....	66
ANEXO B.	PARÁMETROS DEL SISTEMA: EJEMPLO CAPÍTULO 3.....	67
ANEXO C.	PARÁMETROS DEL SISTEMA: EJEMPLO CAPÍTULO 4.....	69
ANEXO D.	RESULTADO DE SIMULACIONES DEL EJEMPLO DEL CAPÍTULO 4 - GRÁFICOS	73
6.1.	SOLO CON TAP AUTOMÁTICO DE TRANSFORMADOR	73
6.2.	SVC EN 220 KV	76
6.3.	SVC EN BARRA 2 - 23 KV	80
6.4.	SVC EN BARRA 4 - 23 KV	83
6.5.	SVC EN 220 KV Y EN BARRA 4 - 23 KV.....	86
6.6.	STATCOM EN 220 KV	89
6.7.	STATCOM EN BARRA 2 - 23 KV	92
6.8.	STATCOM EN BARRA 4 - 23 KV	95
6.9.	STATCOM EN 220 KV Y EN BARRA 4 - 23 KV	98



Lista de Tablas

Tabla 3-1: Parámetros del controlador del STATCOM, modelo “STATCOM-Controller”.....	21
Tabla 3-2: Parámetros del controlador del TCR, modelo “svc_CSVGN1”.....	31
Tabla 4-1: Parámetros del transformador de potencia principal utilizado en el ejemplo del Capítulo 4.....	41
Tabla 4-2: Voltajes en las barras del modelo simulado para los distintos escenarios propuestos en el Análisis Estático.....	44
Tabla 4-3: Potencia reactiva compensada por los STATCOM o SVC y la posición de los tap automáticos de los transformadores para los distintos escenarios propuestos en el Análisis Estático.....	45
Tabla A-1: Parámetros del transformador de potencia principal utilizado en el ejemplo del Capítulo 2.....	66
Tabla A-2: Parámetros de la red externa utilizada en el ejemplo del Capítulo 2.....	66
Tabla A-3: Parámetros de carga utilizada en el ejemplo del Capítulo 2.....	66
Tabla B-1: Parámetros de la red externa utilizada en el ejemplo del Capítulo 3.....	67
Tabla B-2: Parámetros del STATCOM utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.....	67
Tabla B-3: Parámetros del controlador del STATCOM utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.....	67
Tabla B-4: Parámetros del TSC utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.....	67
Tabla B-5: Parámetros del TCR utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.....	67
Tabla B-6: Parámetros del controlador del TCR utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.....	68
Tabla B-7: Parámetros de las cargas utilizadas en el ejemplo del Capítulo 3.....	68
Tabla C-1: Parámetros del transformador de potencia principal utilizado en el ejemplo del Capítulo 4.....	69
Tabla C-2: Parámetros de la red externa utilizada en el ejemplo del Capítulo 4.....	69
Tabla C-3: Parámetros de las cargas utilizada en ejemplo del Capítulo 4.....	69
Tabla C-4: Parámetros de las líneas utilizadas en el ejemplo del Capítulo 4.....	69
Tabla C-5: Parámetros de los filtros utilizados en las barras 1, 2 y 3 en el ejemplo del Capítulo 4.....	70
Tabla C-6: Parámetros de los filtros utilizados en la barra 4 en el ejemplo del Capítulo 4.....	71
Tabla C-7: Parámetros de los filtros utilizados en la barra 5 y 6 en el ejemplo del Capítulo 4.....	72

Lista de Figuras

Figura 2.1 (a) Configuración para conexión de las bobinas en estrella. (b) Configuración para conexión de las bobinas en delta.	6
Figura 2.2 Esquemas de conexión de los bobinados en los cambiadores de tap automático.....	7
Figura 2.3 Secuencia de operación del cambiador de tap con impedancia de transición inductiva. La secuencia a-d y d-g corresponden a dos ciclos de operación.	8
Figura 2.4 Secuencia de operación del cambiador de tap con impedancias de transición resistivas... ..	8
Figura 2.5 Secuencia de operación del diverter switch con impedancias de transición resistivas.....	9
Figura 2.6 Puntos de medición de resistencia variable de un diverter switch.....	9
Figura 2.7 Corriente de cortocircuito aplicada para la medición de resistencia de un diverter switch, extraído de las mediciones realizadas en un análisis de pruebas de transformadores [11].	10
Figura 2.8 Voltaje medido al aplicar una corriente de cortocircuito para la medición de resistencia de un diverter switch, extraído de las mediciones realizadas en un análisis de pruebas de transformadores [11].	10
Figura 2.9 Diagrama de ejemplo para el comportamiento dinámico del transformador con cambiador de tap automático.	12
Figura 2.10 Voltajes nominales en p.u. en función del tiempo en las barras usadas en la simulación de ejemplo del transformador.....	13
Figura 2.11 Posición de los taps en el transformador 220/23 kV usado en la simulación de ejemplo del transformador.	13
Figura 2.12 Voltajes nominales en p.u. en las barras para la simulación de ejemplo del transformador en el instante que ocurre el primer cambio de tap.	14
Figura 3.1 Esquema de un STATCOM.....	16
Figura 3.2 Curva V-I característica de un STATCOM.	17
Figura 3.3 Curva V-Q característica de un STATCOM.....	18
Figura 3.4 Esquema de control de un STATCOM en DIgSILENT, modelo “STATCOM-Controller” en librería.....	19
Figura 3.5 Esquema de control del bloque PI del STATCOM en DIgSILENT, modelo “STATCOM-Controller” en librería.	20
Figura 3.6 Diagrama de ejemplo para el comportamiento dinámico del STATCOM.	22

Figura 3.7 Voltaje en la red externa y en la barra regulada por el STATCOM (a), Potencia reactiva proporcionada por el STATCOM (b). Para la simulación del caso 1.	23
Figura 3.8 Potencia reactiva demandada por las cargas (a), Voltaje en la red externa y en la barra regulada por el STATCOM (b) y potencia reactiva proporcionada por el STATCOM (c). Para la simulación del caso 2.	24
Figura 3.9 Esquema de los SVC. El TCR/TSC y TSC.	26
Figura 3.10 Curva V-I característica de un SVC.	27
Figura 3.11 Curva V-Q característica de un SVC.	28
Figura 3.12 Corriente del TCR en función del ángulo de disparo α y el voltaje de energización del TCR.	29
Figura 3.13 Esquema de control de un TCR en DIGSILENT, modelo “svc_CSVMN1” en librería..	31
Figura 3.14 Diagrama unilineal del ejemplo usado para el comportamiento dinámico del TCR y TSC.....	32
Figura 3.15 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 1. (a) Potencia reactiva demandada por las cargas. (b) Variación de voltaje en la barra “Bus_Regulado”. (c) Potencia reactiva proporcionada por el TCR.	34
Figura 3.16 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 2. (a) Potencia reactiva demandada por las cargas. (b) Variación de voltaje en la barra “Bus_Regulado”. (c) Potencia reactiva proporcionada por el TSR.	35
Figura 3.17 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 3. (a) Potencia reactiva demandada por las cargas. (b) Variación de voltaje en la barra “Bus_Regulado”. (d) Cantidad de condensadores conectados. (d) Potencia reactiva proporcionada por el TSR y TSC.	37
Figura 3.18 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 4. (a)Variación de voltaje en la barra “Bus_Regulado”. (b) Ángulo de disparo de los tiristores (c) Potencia reactiva proporcionada por el TSR.....	38
Figura 4.1 Diagrama unilineal simplificado del modelo de un sistema de distribución minero.....	42
Figura 4.2 Potencia del TSC y TCR al simular la perturbación N°1 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV.	51
Figura 4.3 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1. (a)Voltajes en las barras solo con el transformador con tap automático (b) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV y barra 4 (c) Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV y barra 4.	53

Figura 4.4 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2. (a)Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV. (b)Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV.	54
Figura 4.5 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2. (a)Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV. (b) Voltajes en las barras con el SVC en la barra 4 de 23 kV.	55
Figura 4.6 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3. (a)Voltajes en las barras solo con el transformador con tap automático. (b) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV y barra 4. (c) Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV y barra 4.	56
Figura 4.7 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5. (a)Potencia del STATCOM en la barra de 220 kV. (b)Potencia del TSC y TCR con el SVC en la barra de 220 kV.....	57
Figura 4.8 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5. (a)Voltajes en las barras solo con el transformador con tap automático (b) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV y barra 4 (c)Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV y barra 4.....	58



Abreviaciones

AT	: Alta tensión
BT	: Baja tensión
CIGRE	: Council on Large Electric System
FACTS	: Flexible AC transmission system
GTO	: Gate Turn-Off Thyristor
IEC	: International Electrotechnical Commission
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistor
MCC	: Motor Control Center
PI	: Proportional Integral
PWM	: Pulse Width Modulation
STATCOM	: Static synchronous compensator
SVS	: Static Var System
SVC	: Static Var Compensator
TCR	: Thyristor controlled reactor
TSC	: Thyristor switched capacitor
TSR	: Thyristor switched reactor
VSC	: Voltage source converter



Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

La demanda de energía a nivel industrial va en aumento, puesto que los procesos industriales se vuelven más complejos, se automatizan procesos y el incremento en las escalas de producción requiere de equipos con demandas energéticas mayores. Sistemas eléctricos de distribución industriales, tales como los mineros, utilizan equipos de molienda que individualmente pueden demandar potencias superiores a 14 MW [16], volviendo al sistema más propenso a sufrir variaciones de tensión por la sola detención de un proceso productivo asociado a una alta demanda de potencia.

Los transformadores de potencia tienen un papel importante en los sistemas de distribución industrial, ya que son el enlace directo con el sistema de transmisión y transforman el voltaje del sistema de transmisión al requerido por el sistema de distribución. Una falla en estos equipos puede significar un largo tiempo de espera por reparación, costo elevado por reposición o por la detención del proceso industrial a causa de la falta de suministro eléctrico. Dentro de las fallas más recurrentes en transformadores se destacan las fallas en los bushings, en los bobinados o en el cambiador de tap automático[1]. El cambiador de tap automático en transformadores es utilizado para modificar la relación en la transformación de voltaje de tal forma que se adapte a las variaciones de tensión propias de un sistema eléctrico. El uso constante de este mecanismo [5] y el efecto físico producido en el cambio de taps cuando hay corriente circulante, conocido como arco eléctrico, afecta la vida útil de los transformadores.

El desarrollo de la electrónica de potencia con la implementación de los transistores y tiristores trajo mejoras en los tiempos de respuestas de los accionamientos, sistemas de control y en los convertidores de potencia. Unos de los equipos inventados con el desarrollo de esta tecnología son los “Static synchronous compensator” (STATCOM) y los “Static Var Compensator” (SVC), equipos que controlan la inyección o absorción de potencia de reactiva para mejorar la regulación de tensión y corregir el factor de potencia.

En este trabajo se analiza el comportamiento del cambiador de tap automático en los transformadores y como se pueden utilizar STATCOM o SVC como alternativa de control dinámico de voltaje, con el fin de mejorar la confiabilidad de los transformadores, al reducir el número de operaciones del cambiador de tap.

1.2. Trabajos Previos

A continuación, se presentan las publicaciones y estudios realizados respecto al control dinámico de voltaje, ya sea por transformadores con cambiadores de tap automático o por control de reactivos. Además, se presentan estándares asociados al uso de cambiadores de tap.

1.2.1 Publicaciones y estudios

- ♣ J. Marks *et al.* “An Analysis of Australian Power Transformer Failure Modes, and Comparison with International Surveys” *Australasian Universities Power Engineering Conference 2016*[1]

En este estudio se realiza un análisis estadístico respecto al tipo de falla registrada en transformadores en Australia entre los años 2015 y 2016, la cual es comparada con un estudio publicado por CIGRE en 2012 en el cual se analizó el tipo de falla en transformadores en Canadá, Japón y Alemania. En ambos estudios se concluye que la principal falla en transformadores ocurre en los bobinados, seguido por los cambiadores de tap y los bornes. En transformadores se registró un 45% de fallas en bobinados para ambos estudios, un 15% y 26% en cambiadores de tap en los estudios de Australia y CIGRE respectivamente.

- ♣ E. Vidyasagar, N Ramu y A Prasad Raju. “Co-Ordination of SVC and on Load Tap Changing Transformer for Reactive Power Control in Power Systems” *Proceedings of the international MultiConference of Engineers and Computer Scientists Vol II, 2008.* [2]

En este estudio se realiza una propuesta de coordinación entre los SVC y los transformadores con cambiadores de tap automático, donde el principio de operación deseado es que los SVC actúen en primera instancia y luego los tap de los transformadores, pero limitando la capacidad del SVC para estados estacionarios y dejando el extra de capacidad para alteraciones bruscas de voltaje. De esta forma se asegura que, operan los transformadores solo en caso de que los SVC se vean excedidos su capacidad de compensar reactivos. Para ello los autores proponen asignar una banda de control de operación mayor en el SVC que la del cambiador de tap, ambos con el mismo voltaje de referencia y con una caída de la reactancia característica del SVC variable. Si bien, la reserva de capacidad es efectiva, el uso del cambiador de tap automático en los resultados aumenta con esta nueva propuesta de control.

- ♣ Bakhshideh Zad, Bashir & Lobry, Jacques & Vallee, François & Durieux, Olgan. (2013). “Improvement of on-load tap changer performance in voltage regulation of MV distribution systems with DG units using D-STATCOM”. *IET Conference Publications, 2013*. [3]

En este estudio se mejora el comportamiento del cambiador de tap automático del transformador con un método similar al propuesto en el estudio visto en [2] al basarse en las bandas permitidas por cada equipo. La configuración realizada consiste en asignar una banda de voltaje permitido del $\pm 3\%$, una banda de operación para el tap automático entre el $\pm 3\%$ y $\pm 5.5\%$, y una banda de voltaje permitido para el STATCOM de $\pm 5.5\%$. Si bien los resultados mostraron que se puede controlar el voltaje sin problemas, el uso del STATCOM está limitado a casos más extremos de perturbación en el voltaje y por tanto en su frecuencia de uso.

1.2.2 Estándares

- ♣ IEEE/IEC 60214-2 (2019). “IEEE/IEC International Standard for TAP-changers –Part 2: Application guidelines” [5]

En este estándar se revisa los distintos tipos de cambiadores de tap, destacando los principios de operación para cada tipo de cambiador de tap, y especialmente en los cambiadores de tap automático en transformadores.

- ♣ IEEE Std C57.15 (2017). “IEEE/IEC International Standard- Power transformers – Part 21: Standard requirements, terminology, and test code for step-voltage regulators” IEEE. [6]

Este estándar presenta una revisión técnica referente al mantenimiento que requieren los transformadores de potencia, pero además muestra los parámetros estándares de las características eléctricas de los transformadores, como la potencia nominal, voltaje nominal, razones de transformación y porcentaje de regulación sugeridos para la construcción de transformadores.

1.2.3 Discusión

La revisión bibliográfica muestra que el control de voltaje se puede realizar de forma coordinada entre equipos de compensación de reactivos y el transformador con cambiador de tap automático a través de las asignaciones de distintas bandas de control permitidas para cada equipo [2][3]. Sin embargo, estas propuestas no consideran que el cambiador de tap es uno de los elementos del transformador con mayor probabilidad de falla [1] y que el uso constante del cambiador de tap afecta su vida útil. En este trabajo se propone reducir el número de operaciones del cambiador de tap estableciendo como prioridad en el control de voltaje los equipos de compensación de reactivos. Esto se logra dando prioridad a la respuesta rápida de los compensadores de potencia reactiva, antes que pueda responder el cambiador de tap del transformador.

1.2.4 Hipótesis de Trabajo

El uso de compensadores estáticos de potencia reactiva permite mejorar la compensación dinámica de voltaje y reduce la cantidad de operaciones en los cambiadores de tap automáticos de los transformadores debido a su rápido tiempo de respuesta.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar el comportamiento dinámico de los cambiadores de tap automático de los transformadores de potencia utilizados para compensar las variaciones de voltajes en los sistemas eléctricos industriales, y evaluar el efecto que tiene el uso de compensadores estáticos de potencia reactiva en la compensación dinámica del voltaje y en la reducción en el número de operaciones del cambiador de tap.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar las características de operación de los cambiadores de tap automático, tales como banda de voltaje, tiempo de respuesta y ajustes.
- Simular el comportamiento dinámico del cambiador de tap frente a variaciones bruscas en el voltaje.
- Comparar el comportamiento dinámico de un sistema de distribución energizado solo con un transformador, y con compensadores estáticos de reactivos.

- Ejemplo de operación con compensadores estáticos reactivos y cambiadores de tap automáticos.

1.4. Alcances y Limitaciones

El trabajo de esta memoria está enfocado al análisis del comportamiento dinámico de los equipos encargados de la regulación de voltaje en sistemas industriales. Para ello se modelan transformadores y compensadores estáticos de reactivos en la plataforma DIgSILENT. La simulación en la plataforma DIgSILENT se realiza a través del módulo “RMS simulation”, el cual permite incorporar perturbaciones y obtener la respuesta transitoria.

Para estudiar el comportamiento de los transformadores, se implementa el modelo de un sistema de distribución minero que solo contempla barras y equipos hasta los 23 kV, las cargas de voltajes inferiores se ven representadas como cargas equivalentes del tipo P-Q.

El modelo y las simulaciones se realizan en la versión 15.1 de DIgSILENT.

1.5. Temario y Metodología

El informe consta de 2 capítulos en los que se hace una revisión de los equipos de control de voltaje. El primero describe el funcionamiento del cambiador de tap automático de un transformador, las distintas topologías que se pueden implementar para diseñar un tap, el modelo y funcionamiento dinámico del transformador con tap automático en DIgSILENT. El segundo explica el funcionamiento de los STATCOM y SVC destacando sus límites de operación, y para obtener el comportamiento dinámico se modelan en DIgSILENT el STATCOM y el SVC (TSC y TCR) a través de las librerías incorporada en la plataforma, que contienen los controladores con esquemas de control de bloques.

El siguiente capítulo presenta el modelo de un sistema de distribución minero en 23 kV. En el sistema de distribución se implementan los transformadores, STATCOM y SVC presentados en el capítulo anterior. Para el análisis del comportamiento del cambiador de tap se realizan simulaciones con distintas combinaciones de los transformadores, STATCOM y SVC. Las simulaciones consisten en un análisis estático en DIgSILENT para distintas condiciones de operación, y para obtener la respuesta dinámica durante las perturbaciones transitorias se realizan simulaciones.

Los principales resultados obtenidos en las simulaciones se analizan y discuten en el capítulo de conclusiones.

Capítulo 2. Principios de operación y ajustes del cambiador de tap automático

2.1. Introducción

En este capítulo se explica el funcionamiento de los transformadores que incorporan cambiadores de tap automáticos. Se describen los diseños y configuraciones que se implementan en los cambiadores de tap que operan en forma automática. Además, se explica el modelo desarrollado por DIGSILENT para simulación de flujos de potencias y comportamiento dinámico.

2.2. Transformadores con cambiador de tap

El principio de funcionamiento típico de un transformador con cambiador de tap automático para conexiones en estrella y delta se muestra en la Figura 2.1. Se observa que tanto para la conexión delta como la estrella, se tiene que el número de espiras energizadas es modificado en cada una de las fases de forma simultánea a medida que se realiza el cambio de tap.

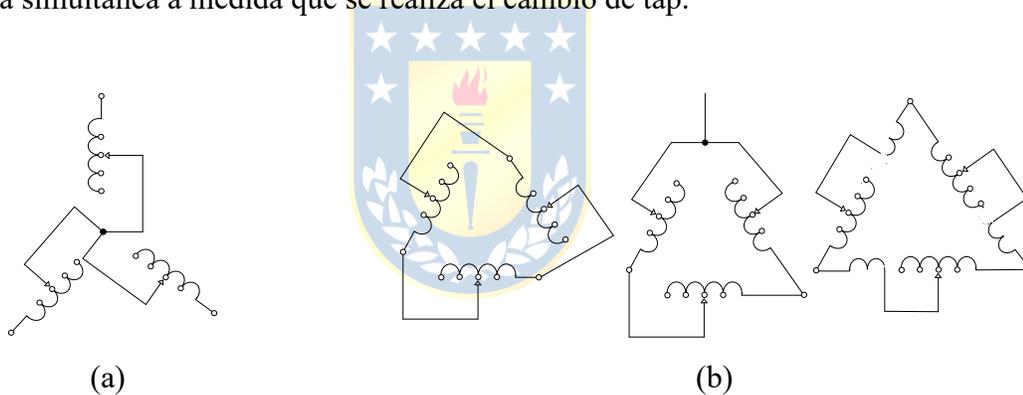


Figura 2.1 (a) Configuración para conexión de las bobinas en estrella. (b) Configuración para conexión de las bobinas en delta.

Existen diferentes formas de conectar los cambiadores de tap para las conexiones delta o estrella. Las tres formas básicas de estos arreglos se muestran en la Figura 2.1. Dependiendo de la aplicación, el diseño del arreglo puede variar desde un esquema lineal (Figura 2.2, esquema a) a otros que permitan la suma o resta vectorial (Figura 2.2, esquema b) para así modificar el voltaje.

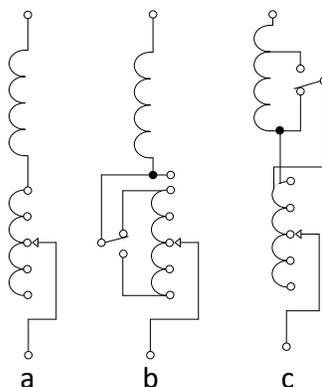


Figura 2.2 Esquemas de conexión de los bobinados en los cambiadores de tap automático.

Realizar un cambio de tap produce un arco eléctrico por la apertura del circuito durante la desconexión. Este efecto se reduce ubicando el cambiador de tap en el lado de alta tensión del transformador de tal forma de reducir la magnitud de la corriente de arco, además se utilizan impedancias de transición para reducir el tiempo en el cual la carga ve una desconexión durante el cambio de tap y por tanto el arco eléctrico.

Las impedancias de transición se implementan utilizando una resistencia o reactor. La principal diferencia entre los dos diseños radica en el flujo de la corriente que circula a través de las ramas de los cambiadores de tap. En los cambiadores de tap con resistencia solo una de las ramas tiene circulación de corriente, en cambio para los taps con reactores la corriente circula por ambas ramas. En la Figura 2.3 se observa como la reactancia de transición al operar con las dos ramas da la posibilidad de generar etapas intermedias entre cada selector de tap del bobinado. Las posiciones a, d y g de la Figura 2.3 representan las tres etapas posibles, donde la etapa d es la etapa adicional generada al utilizar reactancias de transición.

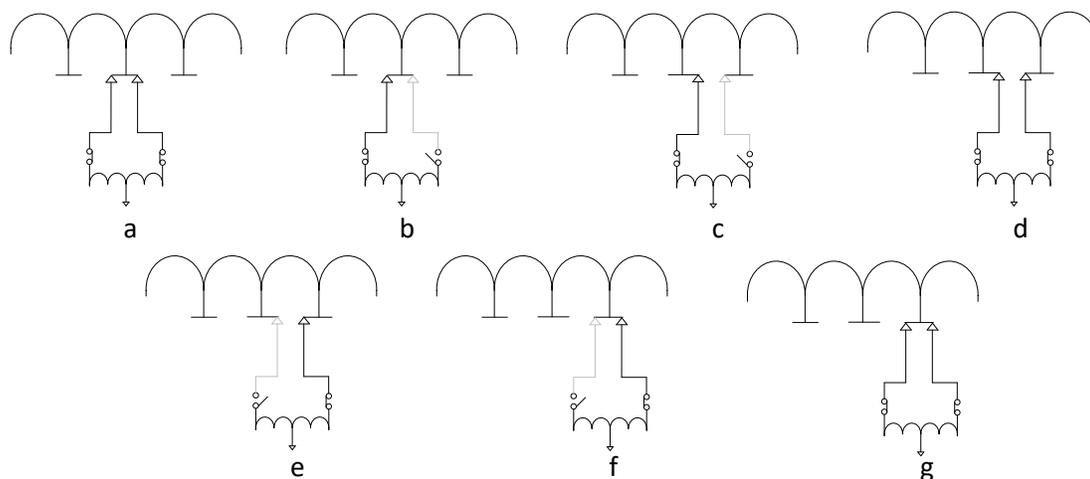


Figura 2.3 Secuencia de operación del cambiador de tap con impedancia de transición inductiva. La secuencia a-d y d-g corresponden a dos ciclos de operación.

La Figura 2.4 y Figura 2.5 muestran la secuencia de operación del cambiador de tap, pero con impedancias de transición resistivas. En estas figuras se destacan los dos movimientos mecánicos necesarios para realizar el cambio de tap. El primero consta de la transición de uno de los taps del bobinado que no se encuentra con circulación de corriente. Esto se realiza girando un contactor con un motor hasta detenerse en el tap deseado (Figura 2.4). Luego entra en operación el diverter switch, el cual realiza un movimiento del selector ubicado en la parte inferior. Este permite cambiar el tap que se encuentra en servicio por el que previamente realizó el desplazamiento en el bobinado. Esta transición consta de una etapa intermedia donde circula corriente por resistencias de transición. (Figura 2.5)

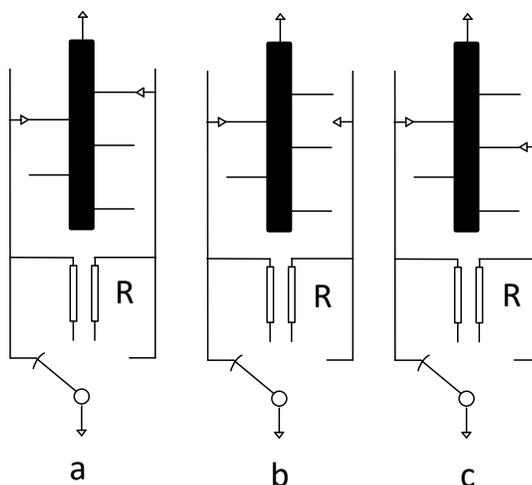


Figura 2.4 Secuencia de operación del cambiador de tap con impedancias de transición resistivas.

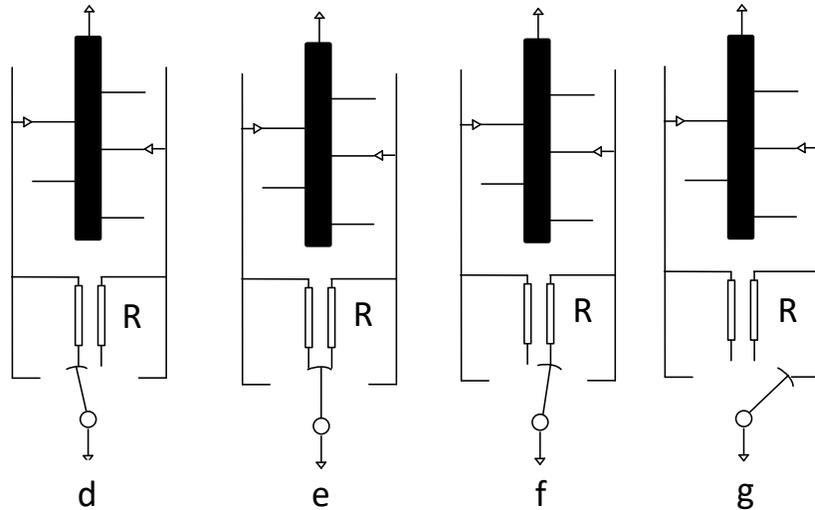


Figura 2.5 Secuencia de operación del diverter switch con impedancias de transición resistivas.

El diverter switch es un mecanismo que debe operar de forma obligatoria si el transformador requiere cambiar el tap que se encuentra con circulación de corriente y por lo tanto es una de las partes del transformador con mayor tasa de falla [10]. Debido a esto se realizan pruebas para corroborar el correcto funcionamiento de este mecanismo. Una de ellas consiste en la medición dinámica de la resistencia, en la cual se aplica un cortocircuito con una corriente entre 3-5 A, de tal forma de obtener una medición correcta del proceso [11]. Gráficamente el cortocircuito es aplicado en los extremos superior e inferior de la Figura 2.6.

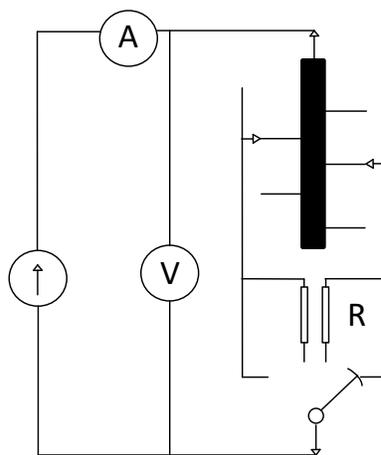


Figura 2.6 Puntos de medición de resistencia variable de un diverter switch.

La prueba de la respuesta dinámica del diverter switch tiene por objetivo comprobar el tiempo de operación que según los fabricantes puede ser entre los 40-60 ms para el diverter switch [14][15]. En la Figura 2.7 y Figura 2.8 se muestran los resultados de la corriente y voltaje para las mediciones de un diverter switch del análisis realizado por OMICRON [11]. En la gráfica se tiene que las 4 etapas enumeradas (1-2, 2-3 y 3-4 de la Figura 2.7 y Figura 2.8) corresponden a la secuencia de posiciones mostrada en la Figura 2.5, de aquí se destaca que el proceso puede ser medido hasta alcanzar el paso 4. Desde el paso 4 en adelante se percibe el efecto de cortocircuitar la inductancia cuyo transiente en corriente está determinado por la constante de tiempo de un circuito resistivo-inductivo. Por otra parte, en la Figura 2.8 se tiene como cae inmediatamente el voltaje luego de llegar a la última etapa, alcanzando el valor inicial.

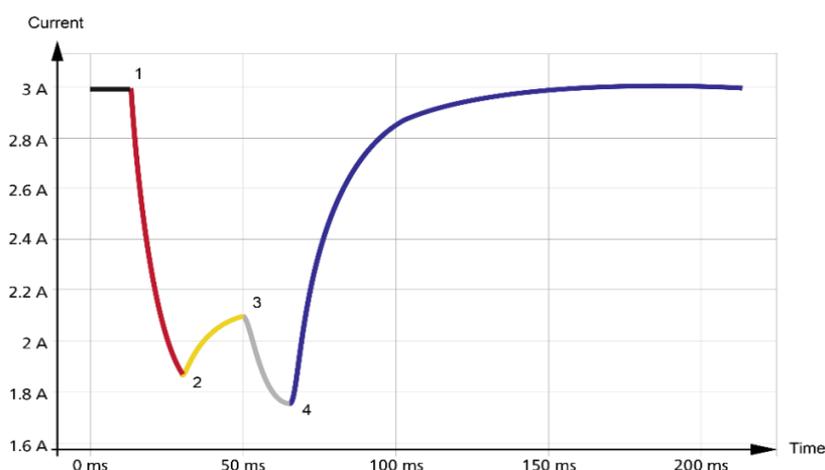


Figura 2.7 Corriente de cortocircuito aplicada para la medición de resistencia de un diverter switch, extraído de las mediciones realizadas en un análisis de pruebas de transformadores [11].

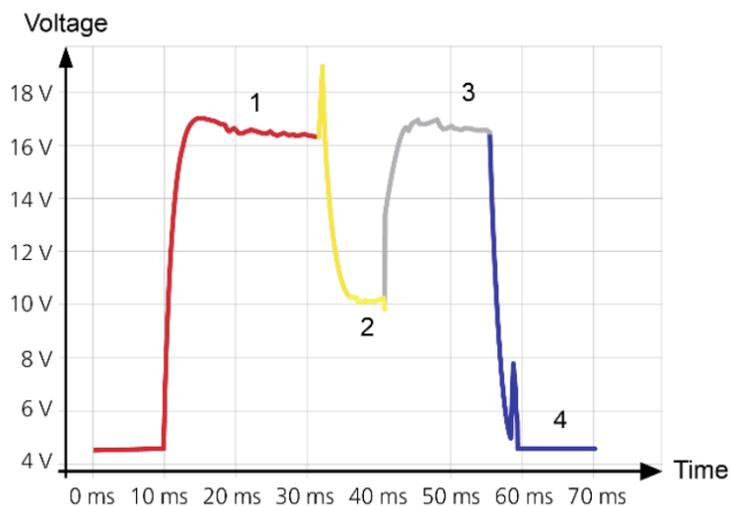
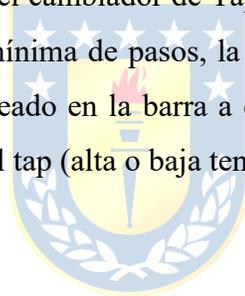


Figura 2.8 Voltaje medido al aplicar una corriente de cortocircuito para la medición de resistencia de un diverter switch, extraído de las mediciones realizadas en un análisis de pruebas de transformadores [11].

Si bien el tiempo en moverse el diverter switch es suficiente para actuar ante perturbaciones como cortocircuitos, considerando que pueden llegar a ser despejadas algunas fallas en 500 ms, no lo es para el mecanismo completo, ya que el tiempo total de operación del tap automático según el diseño pueden durar entre 3 a 10 s [15]. El tiempo total del proceso del cambio de tap se ve afectado en mayor medida por el motor que hace girar el selector de tap, el cual por sí solo tiene tiempos de duración de 3 s en diseños más nuevos [12] y 5 s para algunos del año 97 [13].

2.2.1 Modelo de un transformador en DIgSILENT.

El modelo del transformador incorporado en la plataforma de DIgSILENT permite definir los equipos a través de tipos de transformadores, es decir, se crea un modelo base que se puede repetir en varios transformadores de la misma simulación y se especifican los datos técnicos, tales como la potencia nominal, cantidad de fases, voltajes nominales en el lado de bajo y alto voltaje, impedancia del transformador y las características del cambiador de Tap. La configuración del cambiador de tap permite definir la cantidad máxima y mínima de pasos, la variación porcentual de voltaje por cada paso, la posición neutral, el voltaje deseado en la barra a controlar, el límite superior e inferior de voltaje aceptado y la ubicación física del tap (alta o baja tensión).



2.2.2 Comportamiento dinámico de un transformador con tap automático en DIgSILENT.

En la Figura 2.9 se muestra el diagrama unilineal simplificado de una red externa en 220 kV que a través de un transformador con cambiador de tap automático energiza la carga de prueba en 23 kV.

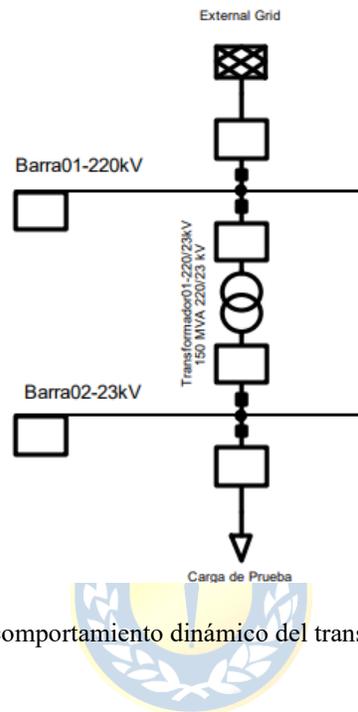


Figura 2.9 Diagrama de ejemplo para el comportamiento dinámico del transformador con cambiador de tap automático.

Se simula el sistema mostrado en la Figura 2.9 con los siguientes ajustes: el transformador con una constante de tiempo del controlador en 3 s, es decir, el cambio tap dentro de la simulación se efectuará 3 s después de que el controlador detecte que el voltaje permitido está fuera de banda; la banda de voltaje del controlador del cambiador de tap en $\pm 3\%$ con referencia al voltaje en 1 p.u. y controlando la barra de 23 kV; el cambiador de tap ubicado físicamente en el lado de alta tensión; y una caída de tensión desde la red externa del 10% que ocurre a los 10 s de simulación. Los parámetros de la red externa, carga y transformador se adjuntan en las tablas del Anexo A.

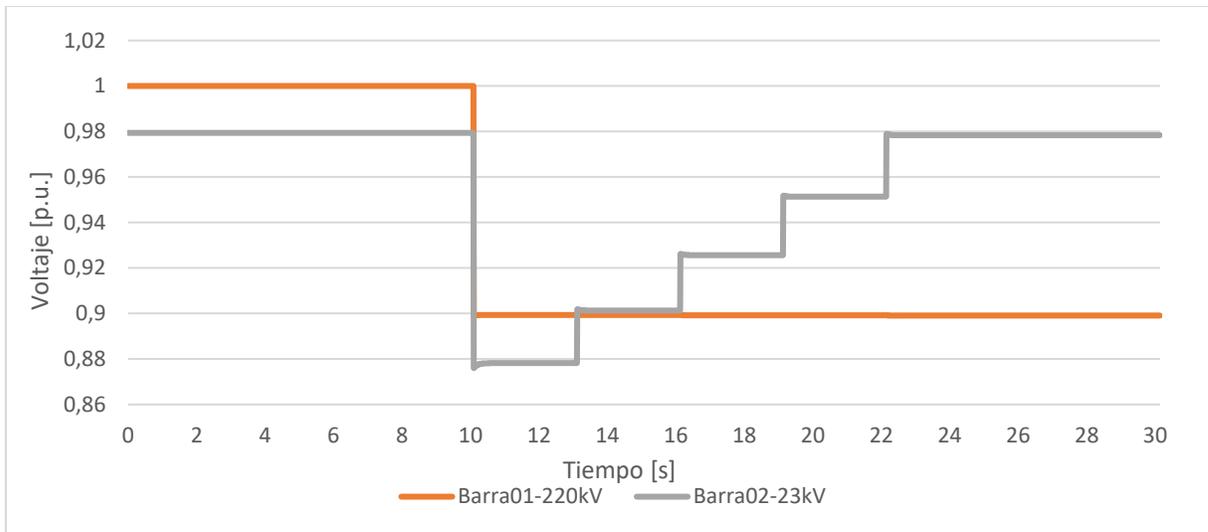


Figura 2.10 Voltajes nominales en p.u. en función del tiempo en las barras usadas en la simulación de ejemplo del transformador

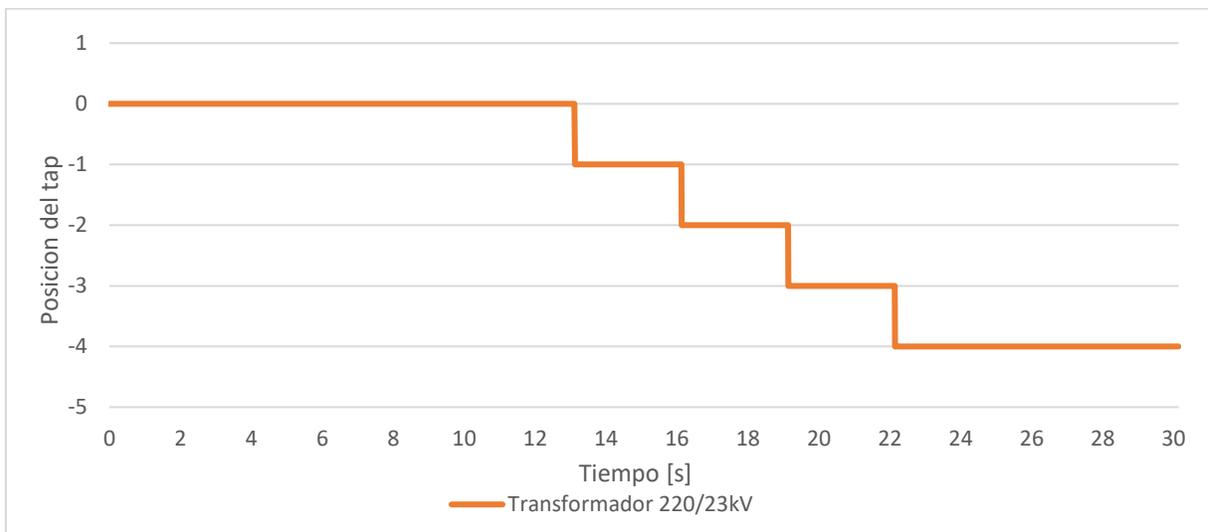


Figura 2.11 Posición de los taps en el transformador 220/23 kV usado en la simulación de ejemplo del transformador.

Los resultados de la simulación se muestran en Figura 2.10 y Figura 2.11. En la primera figura se muestra que la caída del 10% del voltaje en la barra de 220 kV provoca una caída en la barra de 23 kV de un 12%, por consiguiente, en el segundo 13 el cambiador de tap desciende una etapa (Figura 2.11) aumentando la tensión en la barra de 23 kV. Este proceso se repite hasta que la tensión se regulariza dentro de la banda permitida.

Se destaca que el transiente en voltaje que se tiene al simular en DIGSILENT el cambiador de tap, se ve reflejado en un cambio escalonado en el voltaje. En la Figura 2.12 se tiene que la duración del cambio transitorio del voltaje durante el primer cambio de tap de la simulación es de 5 ms.

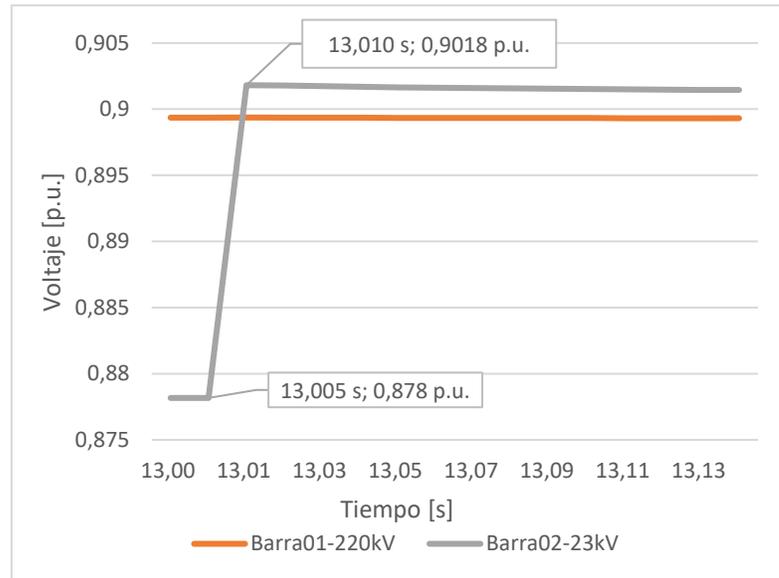


Figura 2.12 Voltajes nominales en p.u. en las barras para la simulación de ejemplo del transformador en el instante que ocurre el primer cambio de tap.

2.3. Comentarios

Al configurar un transformador con cambiador de tap automático se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- i. Además de regular la propia barra en la que se conecta el transformador, el controlador del cambiador de tap automático del transformador que se puede configurar en DIgSILENT permite ajustar un nodo de control externo, e incluso se puede definir otro controlador previamente diseñado que controle los transformadores seleccionados.
- ii. Si bien la ubicación del cambiador de tap automático en un transformador puede ser elegida (alta o baja tensión) en DIgSILENT, se recomienda situarla en el lado de alta tensión, ya que en la práctica el proceso de cambio de posición del tap produce arcos eléctricos en la desconexión y conexión de los taps y la corriente circulante en el lado de alta tensión es menor.
- iii. Al diseñar la banda de voltaje permitida para un controlador del cambiador de tap se debe tener en cuenta los porcentajes en los que escala el voltaje por cada posición del tap, puesto que si la variación porcentual por etapa es superior al ancho de banda permitido puede darse el caso en el que el tap provoque un sobre y bajo voltaje sucesivamente, evitando que se logre el estado estacionario. En otras palabras, el voltaje nunca estará dentro de la banda de voltaje permitida.
- iv. El transiente en voltaje medido en la simulación es de 5 ms (Figura 2.12), valor distinto al de diseño y al empíricamente medido 40-60 ms [11][14][15]. Por otra parte, en la simulación solo se representa la transición del cambio de tap como un cambio instantáneo de voltaje, evitando así representar correctamente el transiente real del diverter switch.
- v. Se recomienda para el modelo del cambiador de tap automático de transformadores utilizar un tiempo mínimo en la constante de tiempo de 3 s, debido principalmente al retardo producido por el motor que realiza el movimiento de los contactos de los taps.

Capítulo 3. Regulación Dinámica del voltaje

3.1. Introducción

En este capítulo se describen los equipos que más se usan para compensar potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia. El principal beneficio de los equipos descritos es que están diseñados para responder rápidamente y ajustar la potencia reactiva que necesita el sistema mejorando la regulación de voltaje.

3.2. Compensador síncrono estático

La estructura básica de un compensador síncrono estático o STATCOM se puede clasificar en dos tipos dependiendo del inversor, las del tipo de fuente de voltaje y fuente de corriente. En general es más utilizada la fuente de voltaje [8]. En la Figura 3.1 se muestra un STATCOM con la estructura de fuente de voltaje. Esta consta de la fuente de voltaje (un condensador electrolítico en la barra dc); el inversor (implementado con IGBT o GTO) que permiten operar a la frecuencia deseada de tal forma de realizar una modulación PWM y un transformador de acoplamiento.

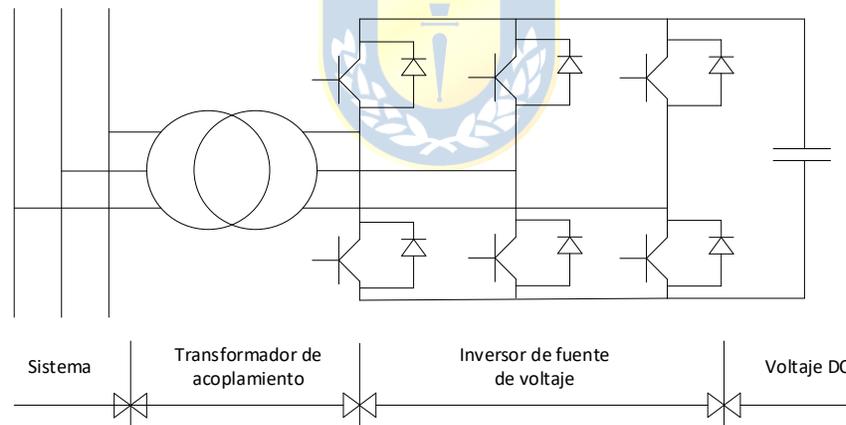


Figura 3.1 Esquema de un STATCOM.

El comportamiento de un STATCOM operando en el modo de regulación de voltaje responde a la curva característica V-I (ver Figura 3.2). El límite de corriente que puede inyectar un STATCOM para la compensación de potencia reactiva depende de la corriente máxima permitida por los semiconductores.

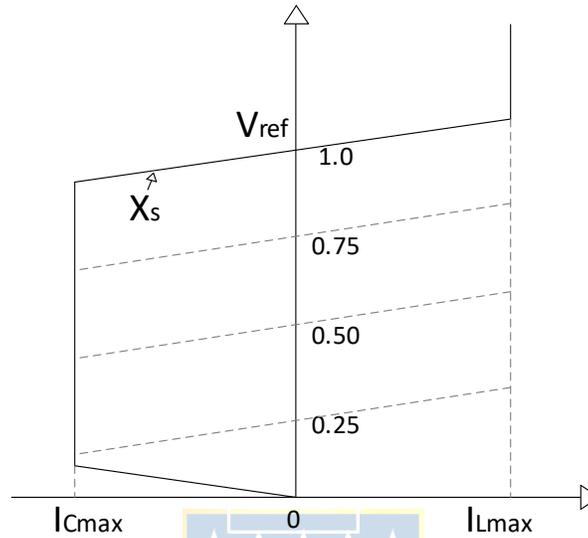


Figura 3.2 Curva V-I característica de un STATCOM.

Donde, el voltaje de la barra regulada está dado por la ecuación (1):

$$V = V_{ref} + X_s I \quad (1)$$

V : Voltaje de secuencia positiva (p.u.).

V_{ref} : Voltaje de referencia (p.u.).

I : Corriente reactiva (p.u./ P_{base}). ($I > 0$ corriente reactiva, $I < 0$ corriente capacitiva)

X_s : Pendiente o caída de reactancia (p.u./ P_{base}).

P_{base} : Potencia nominal trifásica.

Si bien la corriente que puede entregar un STATCOM se puede mantener pese a la caída de tensión en la barra de conexión, la potencia reactiva del STATCOM no tendrá el mismo comportamiento, ya que la potencia del STATCOM es directamente proporcional al voltaje de la barra, puesto que la corriente es la única variable que el STATCOM mantiene constante. Así entonces, la caída de potencia reactiva que puede entregar un STATCOM respecto al voltaje será lineal, de acuerdo con la ecuación (2) (Ver Figura 3.3).

$$Q_{STATCOM} = VI_{STATCOM} \quad (2)$$

donde,

$Q_{STATCOM}$: Potencia reactiva del STATCOM.

V : Voltaje de la barra.

$I_{STATCOM}$: Corriente del STATCOM.

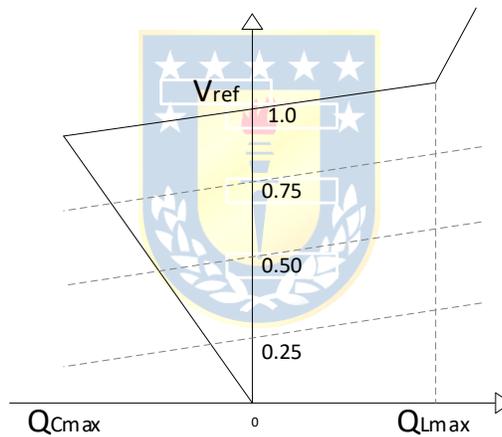


Figura 3.3 Curva V-Q característica de un STATCOM.

3.2.1 Modelo de un STATCOM en DIgSILENT.

Para modelar un STATCOM en DIgSILENT es necesario crear una barra en DC con un condensador y conectarlos al sistema a través de un inversor trifásico PWM. El control del inversor es configurado con el modelo “STATCOM-Controller” (ver Figura 3.4), que es parte de las librerías de DIgSILENT. Para la asociación del inversor, elementos de medición y el control se debe crear un “Frame” que permite agrupar estos elementos de tal forma de que el control actúe sobre el inversor seleccionado, los voltajes medidos y la potencia nominal actúen como entradas del controlador. El Frame además asocia las corrientes de salida del controlador con el inversor para que genere la corriente necesaria y un PLL con el cual se busca el sincronismo entre las tensiones de la barra y la generada por el inversor.

Los parámetros del esquema de control son los previamente utilizados por DIgSILENT en las librerías (Tabla 3-1). El correcto funcionamiento del modelo es revisado en el punto-3.2.2.

El modelo de control consta de dos reguladores de tensión. El primer regulador está dedicado a controlar el voltaje en DC a través del capacitor, y el segundo regulador tiene la función de controlar el voltaje en el lado AC.

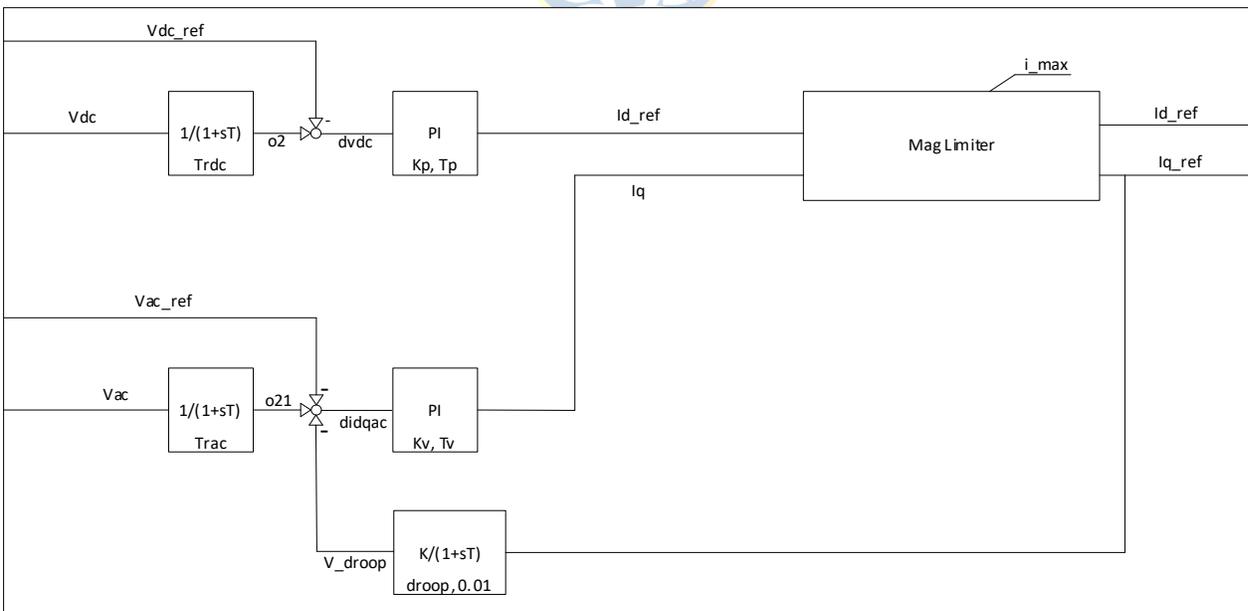


Figura 3.4 Esquema de control de un STATCOM en DIgSILENT, modelo “STATCOM-Controller” en librería.

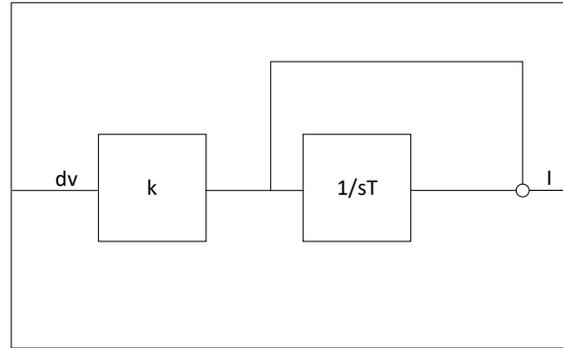


Figura 3.5 Esquema de control del bloque PI del STATCOM en DIgSILENT, modelo “STATCOM-Controller” en librería.

El modelo del control tiene dos filtros asociados a las mediciones de los voltajes V_{ac} y V_{dc} de las barras en las que se conecta el inversor. Estos son representados a través de un sistema de primer orden, donde el tiempo que se demora en alcanzar el valor estacionario en la medición está dado por los parámetros T_{rdc} y T_{rac} . El objetivo del filtro es reducir el ruido de una medición real.

El control de la corriente producida por el inversor para el control del voltaje del lado DC y AC se realiza con controladores proporcionales-integradores (bloques PI de la Figura 3.4). Estos bloques PI constan de un integrador que tienen un tiempo de asentamiento determinado por los parámetros T_p y T_v , y una ganancia K_p o K_v que reduce el error cuando se logra el estado estacionario para el control de las barras DC y AC respectivamente. El diagrama de bloques del control PI se muestra en la Figura 3.5.

La variación o transición con la que se inyecta corriente reactiva capacitiva o inductiva respecto el voltaje se refleja con una ganancia determinada por el parámetro “droop”. Este parámetro se puede visualizar como la pendiente de la curva V-I de la Figura 3.2 o como la impedancia reactiva de la ecuación (1). Además, la medición de la corriente reactiva posee un retardo con una función de transferencia de primer orden el cual posee una constante de tiempo de 0,01.

Tabla 3-1: Parámetros del controlador del STATCOM, modelo “STATCOM-Controller”.

Parámetro	Valor
Kp Ganancia del controlador de potencia activa	10,
Tp Constante de tiempo del controlador de potencia activa	0,002
Kv Ganancia del controlador de potencia reactiva	4,
Tv Constante de tiempo del controlador de potencia reactiva	0,002
Droop Ganancia de la pendiente de la caída de reactancia	0,05
Trdc Constante de tiempo de la medición de tensión DC	0,001
Trac Constante de tiempo de la medición de tensión AC	0,01
i_min Límite inferior de corriente	-2,67
i_max Límite superior de corriente	2,67



3.2.2 Comportamiento dinámico del STATCOM en DIgSILENT.

En la Figura 3.6 se muestra el diagrama unilineal simplificado de una red en 23 kV. El modelo posee una red externa que a través de una línea de 15 km energiza una barra (Bus_Grid) con cargas inductivas y capacitivas de 15 MVA_r y -15 MVA_r, además desde esta barra sale una segunda línea que energiza a una última barra (Bus_Regulado) en la que se conectan otras dos cargas 5 MVA_r y -5 MVA_r, y un STATCOM de 25 MVA_r controla el voltaje de la barra en 1 p.u.

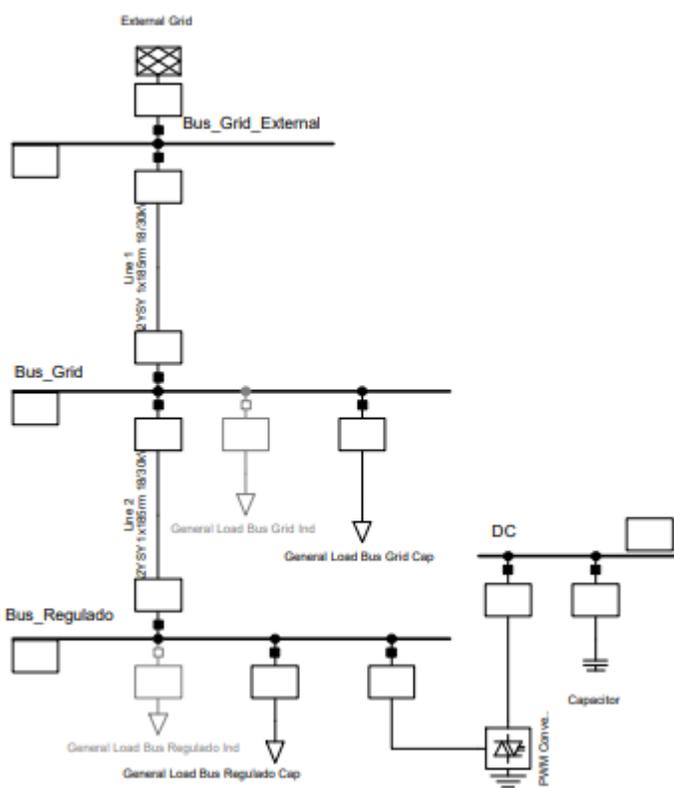


Figura 3.6 Diagrama de ejemplo para el comportamiento dinámico del STATCOM.

Se simulan 2 casos para comprobar el funcionamiento de los modelos del STATCOM sobre el modelo presentado en la Figura 3.6:

1. Inicialmente solo con cargas capacitivas. Luego, en el segundo 1 aumenta el voltaje de la red externa al 110%, y en el segundo 2 la tensión de la red externa cae al 90%.
2. Inicialmente solo con cargas capacitivas conectadas. Luego, en el segundo 1 se desconectan ambas cargas. En el segundo 2 se conectan cargas inductivas para ser desconectadas en el segundo 3.

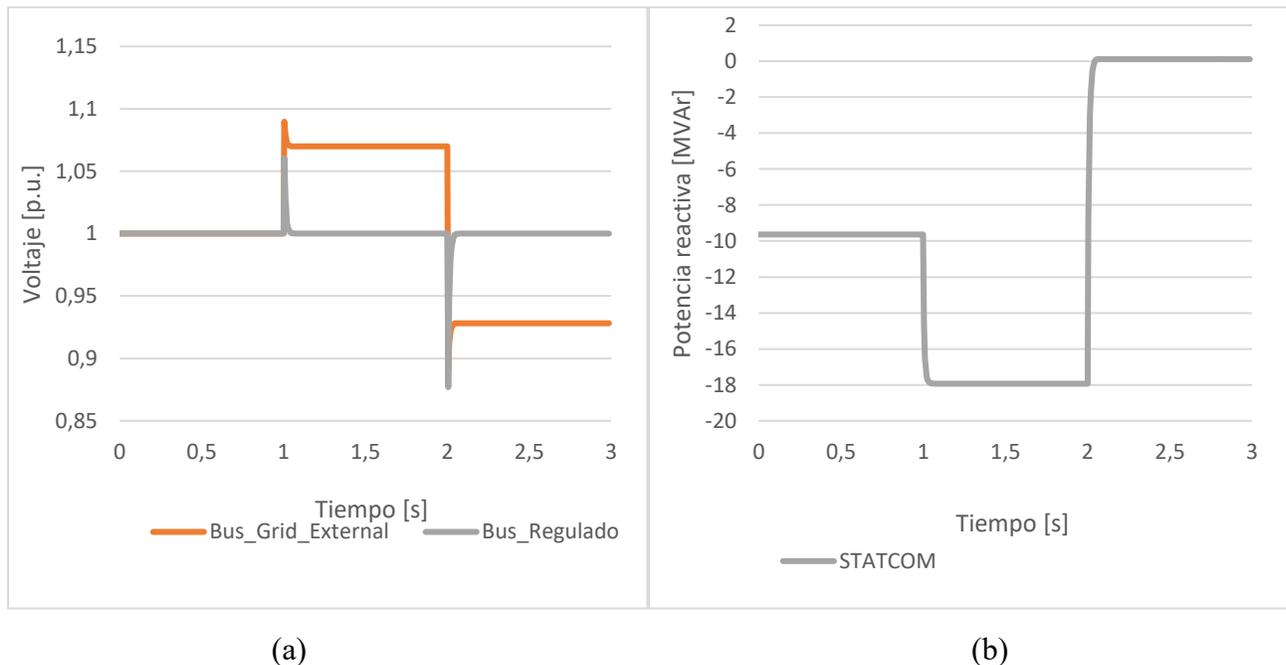
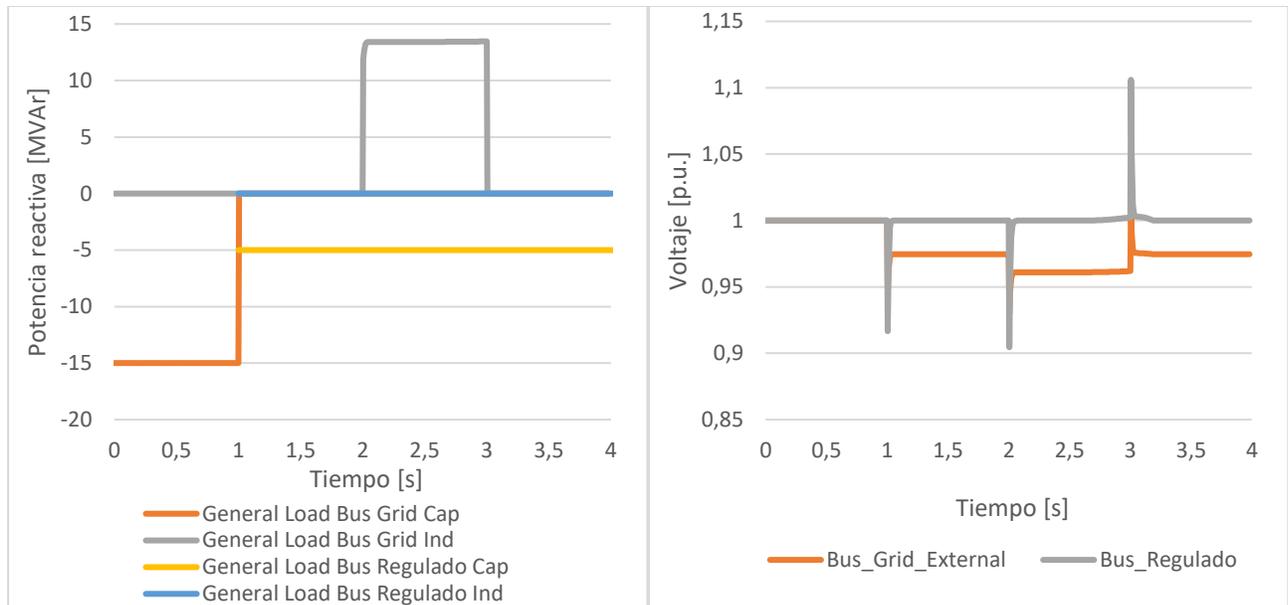
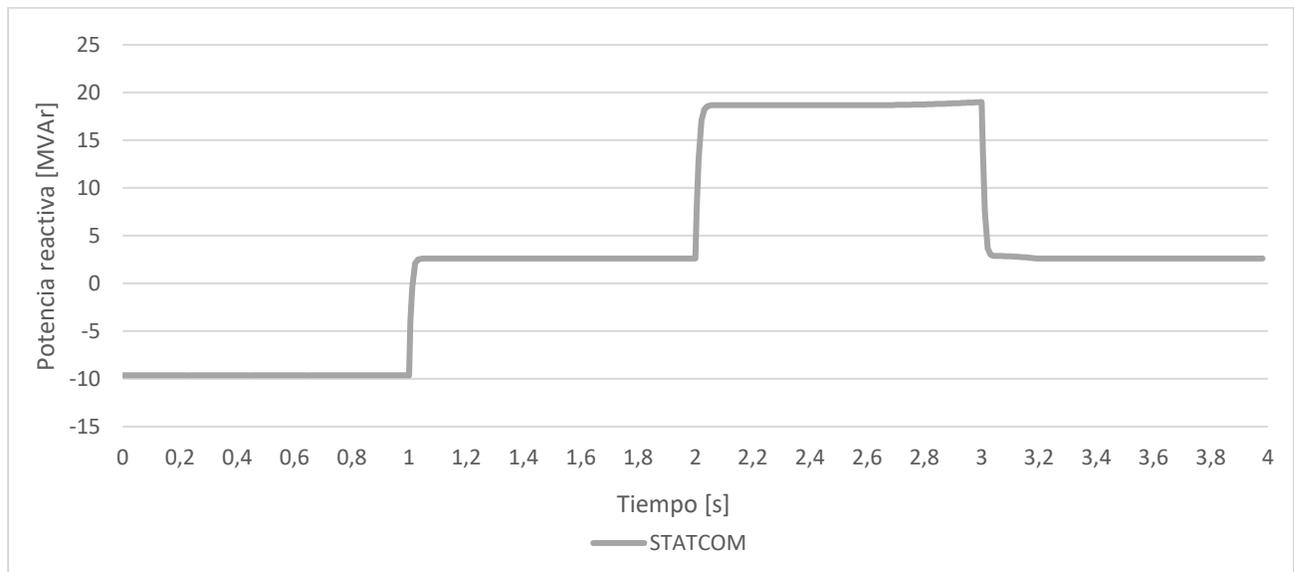


Figura 3.7 Voltaje en la red externa y en la barra regulada por el STATCOM (a), Potencia reactiva proporcionada por el STATCOM (b). Para la simulación del caso 1.



(a)

(b)



(c)

Figura 3.8 Potencia reactiva demandada por las cargas (a), Voltaje en la red externa y en la barra regulada por el STATCOM (b) y potencia reactiva proporcionada por el STATCOM (c). Para la simulación del caso 2.

De los resultados obtenidos del caso 1 y 2 que son presentados en la Figura 3.7 y Figura 3.8, se tiene que:

- i. En ambos casos el estado estacionario se alcanza a los 0,2 s luego de ocurrir la perturbación en el voltaje.
- ii. El STATCOM puede regular el voltaje correctamente en 1 p.u. para variaciones de voltaje externas a la red.
- iii. Si se realizan variaciones en el tipo de carga, en el caso de la Figura 3.8 de cargas capacitivas e inductivas, el STATCOM funciona correctamente regulando la tensión en la barra en la cual se encuentra conectado, pero no es capaz de regular la tensión en la barra de la red externa.

3.3. Comentarios

Al configurar un STATCOM en DigSILENT se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- i. Se debe tener en cuenta que los resultados en potencia reactiva del comportamiento del STATCOM tienen la referencia de medición cambiada respecto a la configuración de los SVC, por lo tanto, las potencias reactivas capacitivas entregadas por el programa serán de magnitudes positivas y no negativas como en el SVC. En las gráficas actuales del presente informe se considera como potencia reactiva capacitiva las potencias con valores negativos, en el caso de los STATCOM el resultado es arreglado multiplicando por -1 para conservar el estándar.
- ii. El STATCOM tiene la capacidad de entregar potencia activa y reactiva dependiendo del almacenamiento de energía, pero con la actual configuración utilizada solo se realiza compensación mediante la inyección o absorción de potencia reactiva

3.4. Compensador estático

El compensador estático de reactivos o SVC es una impedancia inductiva o capacitiva que mediante la conexión o desconexión preestablecida puede mantener o controlar algún parámetro de la red, este último generalmente es el voltaje de la barra. El control se realiza con el aporte o absorción de potencia reactiva, el cual depende de si el SVC está constituido por reactores o capacitores. La conexión y desconexión se realiza a través de tiristores que actúan como interruptores. (Ver Figura 3.9)

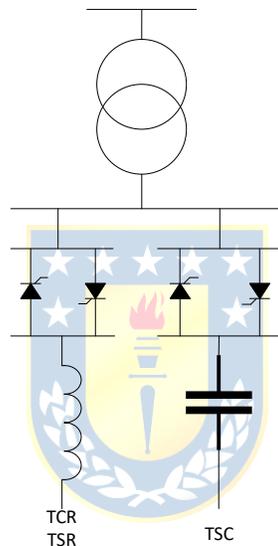


Figura 3.9 Esquema de los SVC. El TCR/TSC y TSC.

A los SVC que poseen un capacitor o un reactor se les conoce como TSC o TSR/TCR respectivamente. Los TSC y los TSR constan de dos tiristores conectados en antiparalelo que cumplen la función de interruptor, poseen una velocidad de respuesta más rápida que un interruptor mecánico tradicional. Una variante de los SVC con reactores son los TCR, el cual al igual que los TSR posee un par de tiristores antiparalelo, pero con un control de disparo en los tiristores que produce que la susceptancia vista por la red sea variable de tal forma de controlar la corriente que aporta el SVC, logrando así la compensación de reactivos deseada.

En general el comportamiento del control de voltaje calcula la diferencia entre el voltaje medido y el voltaje de referencia, esto con el fin de determinar la susceptancia necesaria para mantener el voltaje del sistema constante. La variación de la susceptancia y la corriente reactiva que aporta el SVC en función del voltaje se puede visualizar a través de la curva V-I de la Figura 3.10[9]

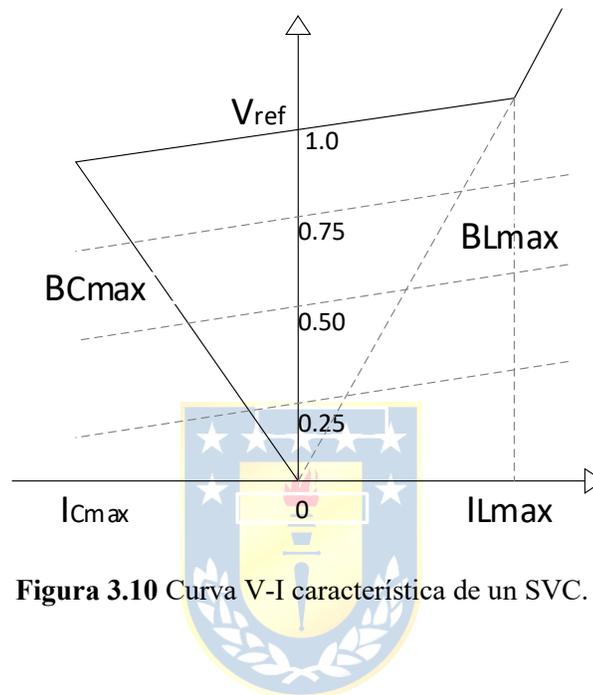


Figura 3.10 Curva V-I característica de un SVC.

La curva característica V-I es descrita por la misma ecuación que rige el comportamiento de un STATCOM operando con control de voltaje (ecuación (1)), pero con la particularidad de que los límites de compensación en corriente están dados por la impedancia máxima que se puede conectar (ecuaciones (3) y (4)) y el voltaje en el nodo de conexión.

Si el SVC es completamente capacitivo

$$V = \frac{I}{B_{Cmax}} \quad (3)$$

Si el SVC es completamente inductivo

$$V = \frac{I}{B_{Lmax}} \quad (4)$$

donde,

V : Voltaje de secuencia positiva (p.u.).

V_{ref} : Voltaje de referencia (p.u.).

I : Corriente reactiva (p.u./ P_{base}). ($I > 0$ corriente reactiva, $I < 0$ corriente capacitiva)

X_s : Pendiente o caída de reactancia (p.u./ P_{base}).

B_{Cmax} : Máxima susceptancia capacitiva (p.u./ P_{base}).

B_{Lmax} : Máxima susceptancia reactiva (p.u./ P_{base}).

P_{base} : Potencia nominal trifásica.

A diferencia de un STATCOM, en el SVC la caída de potencia reactiva respecto al voltaje en la barra de conexión cae cuadráticamente (Ver Figura 3.11), esto debido a que la susceptancia del SVC es la variable controlada y definida por el SVC. Luego, la potencia del SVC responde a la ecuación (5).

$$Q_{SVC} = V^2 B_{SVC} \quad (5)$$

donde,

Q_{SVC} : Potencia reactiva del SVC.

V : Voltaje de la barra.

B_{SVC} : Susceptancia conectada por el SVC.

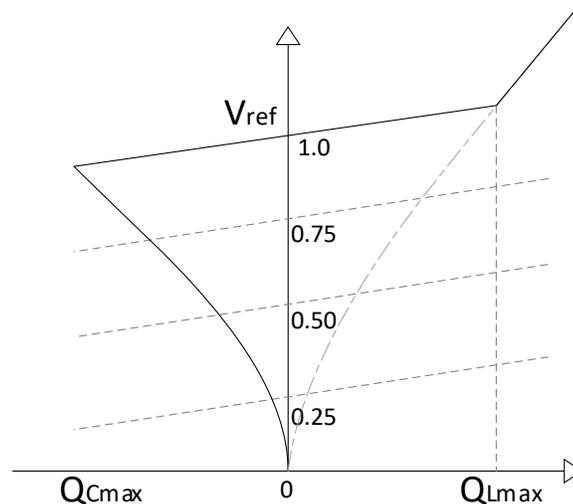


Figura 3.11 Curva V-Q característica de un SVC.

El control de disparo de los TCR se ejecuta con los tiristores conectados en antiparalelo, donde el ángulo de disparo determina cuando y por cuanto tiempo permanecerá conectada la reactancia. En la Figura 3.12 se grafica la corriente de un TCR para 3 ángulos de disparos distintos. En 90° la conducción es continua y a medida que aumenta disminuye la corriente aportada por el TCR hasta llegar a ser nula a los 180° .

Si el ángulo de disparo del tiristor es menor a 90° el primer tiristor en disparar seguirá activo en instantes que el segundo tiristor en antiparalelo se encienda, provocando así una forma de onda con periodos de ciclos positivos mayores a los negativos o viceversa dependiendo de que tiristor actúe primero.

Si el ángulo de disparo es mayor a 180° el tiristor no conducirá al estar polarizado por un voltaje negativo. Así, el ángulo de disparo permitido y el desfase de disparo entre tiristores para el TCR es:

$$90^\circ \leq \alpha \leq 180^\circ \quad (6)$$

$$\alpha_{TCR2} = \alpha_{TCR1} + \pi \quad (7)$$

donde,

α : Ángulo de disparo del tiristor [$^\circ$].

α_{TCR2} : Ángulo de disparo del tiristor [rad].

α_{TCR1} : Ángulo de disparo del tiristor [rad].

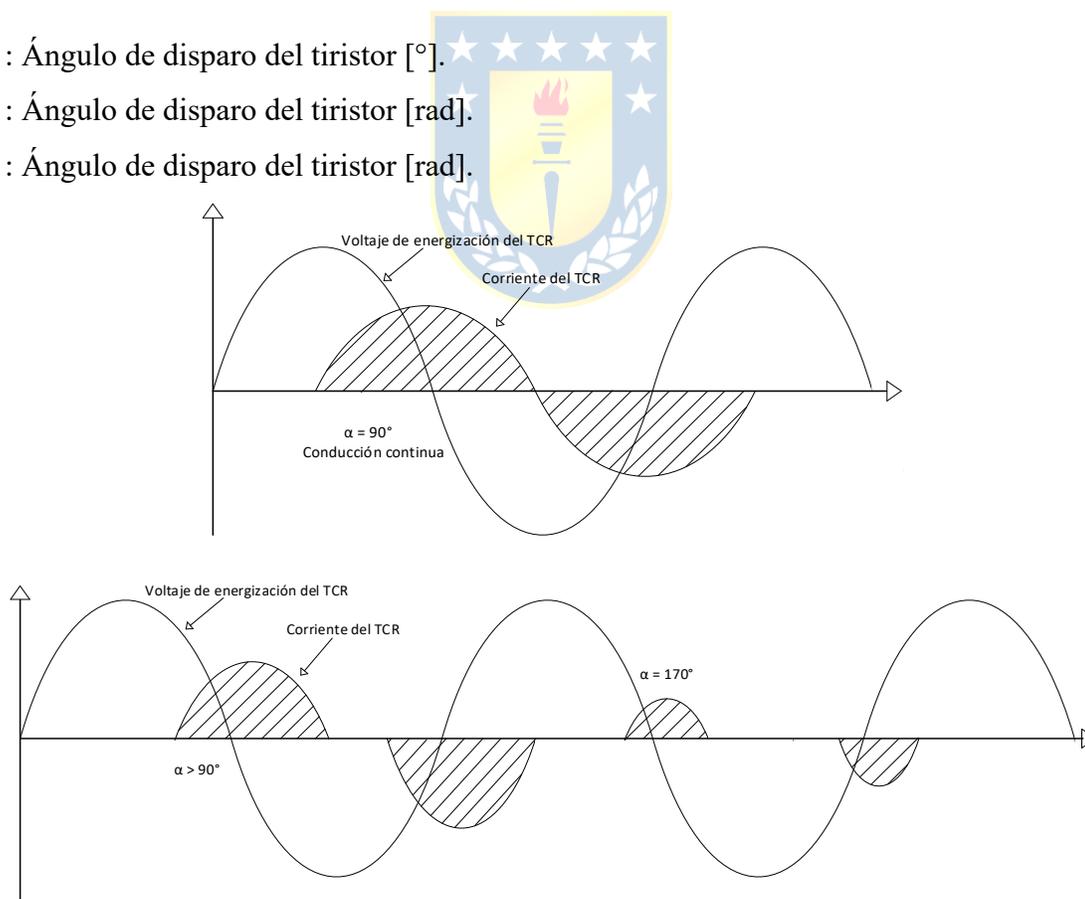


Figura 3.12 Corriente del TCR en función del ángulo de disparo α y el voltaje de energización del TCR.

3.4.1 Modelo de un compensador estático reactivo en DIgSILENT.

El modelo utilizado para los SVC corresponde al incorporado en la biblioteca de DIgSILENT, el cual posee la opción de utilizar TCR y TSC dentro del elemento “Static Var System” (SVS). En los ajustes se permite elegir para los TCR la potencia máxima de reactivos que puede compensar y para los TSC se puede seleccionar la cantidad máxima de capacitores que pueden conectarse y la potencia reactiva de cada capacitor. Además, para ambos modelos se puede seleccionar entre el modo de control de voltaje o reactivos eligiendo el valor de referencia.

Para asociar un método de control al TCR se debe crear un “Frame” en DIgSILENT. El Frame creado para las simulaciones contiene el SVS, el esquema de control a implementar y las variables que se miden. Así entonces, se configura un medidor de voltaje en la barra de conexión del TCR y se le asigna como entrada al esquema de control. Luego, la salida del esquema de control que es el ángulo de disparo del tiristor es asignada al SVS.

Otra alternativa para configurar el TSC es utilizar el elemento “Shunt/Filter”, el cual permite configurar bancos de condensadores con un cambiador de tap automático que actúa con el fin de controlar el voltaje, factor de potencia o potencia reactiva para el nodo de referencia deseado. El tiempo de operación puede ajustarse definiendo una constante de tiempo, que puede ser del orden de los milisegundos permitiendo simular la operación de un tiristor.

Controlador del TCR en DIgSILENT

Para el funcionamiento del TCR es necesario definir un controlador. El modelo del controlador utilizado viene incorporado en la librería de DIgSILENT y se muestra en la Figura 3.13. Tiene un medidor de voltaje en la barra de referencia que se está controlando y que sirve como entrada (variable “uin”) al esquema de control. Es calculada la diferencia del voltaje medido y la referencia para luego pasar por un filtro de primer orden (primer bloque de Figura 3.13). Luego, el esquema presenta un control PI con una constante de tiempo del integrador T_a y un proporcional K_a , donde la constante de tiempo determina la velocidad del transiente y la constante proporcional ayuda a disminuir y reducir el tiempo en alcanzar el error 0. La salida de este último bloque es “gate” y representa el ángulo de disparo con el cual actuarán los tiristores del TCR. Para evitar errores de sobrepaso en el control este valor está limitado en la salida del bloque PI con las variables “alpha_min” y alpha_max” en 90° y 180° , que corresponden a los límites angulares de operación de los tiristores para los TCR definidos anteriormente.

El valor de parámetros de ganancia y constante de tiempo “son los recomendados por la librería (ver Tabla 3-2) y se comprueba el funcionamiento en el punto 3.4.2.

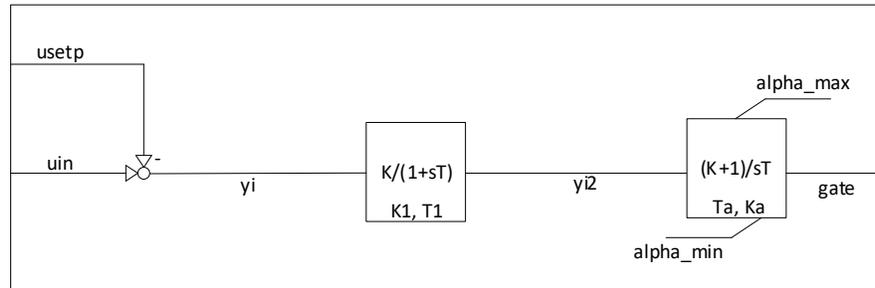


Figura 3.13 Esquema de control de un TCR en DIgSILENT, modelo “svc_CSVGN1” en librería.

Tabla 3-2: Parámetros del controlador del TCR, modelo “svc_CSVGN1”.

Parámetro	Valor
K1 Ganancia del controlador	200
T1 Constante de tiempo del filtro	0.02
Ka Ganancia del controlador	2
Ta Constante de tiempo de la salida del filtro	0.02
alpha_min Angulo de disparo mínimo	90°
alpha_max Angulo de disparo máximo	180°

3.4.2 Comportamiento dinámico de los SVC en DIgSILENT.

En la Figura 3.14 se muestra el diagrama unilineal simplificado de una red en 23 kV. El modelo posee una red externa que a través de dos líneas de 15 km energiza al sistema. La primera línea energiza la barra (Bus_Grid) con cargas inductiva y capacitiva de 5 MVA_r y -5 MVA_r, desde esta barra sale la segunda línea que alimenta a una última barra (Bus_Regulado) en la que se conectan otras dos cargas 15 MVA_r y -15 MVA_r, un TSC y TCR de 20 MVA_r cada uno que controlan el voltaje de la barra en 1 p.u.

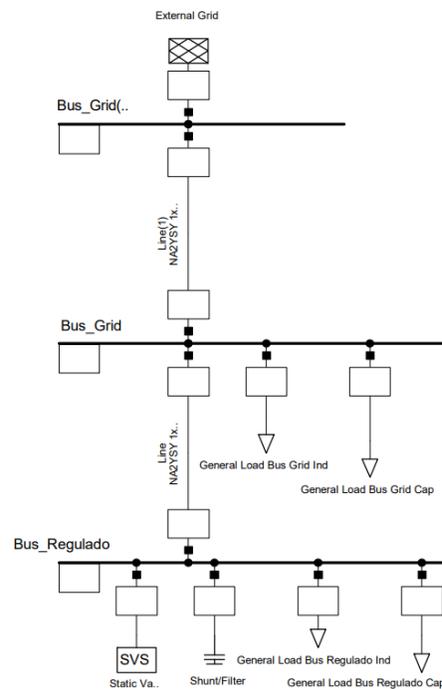


Figura 3.14 Diagrama unilineal del ejemplo usado para el comportamiento dinámico del TCR y TSC.

Se simulan 3 casos para comprobar el funcionamiento de los modelos del TSC y TCR presentados en la Figura 3.14.:

1. Inicialmente solo con cargas capacitivas. Luego, en el segundo 1 se desconectan ambas cargas.
2. Inicialmente solo con cargas inductivas. Luego, en el segundo 1 se desconectan ambas cargas.
3. Inicialmente solo con cargas inductivas. Luego, en el segundo 1 ocurre un cortocircuito que es despejado a los 1,05 s.
4. Para este caso se aumenta la potencia capacitiva de las cargas al triple del valor de los casos anteriores. La secuencia de las perturbaciones sigue el siguiente esquema: Inicialmente solo con las cargas capacitivas. Luego, en el segundo 0,8 se disminuye a $\frac{2}{3}$ la potencia capacitiva de las cargas. Después en el segundo 1,2 se desconectan todas las cargas capacitivas. Finalmente, en el segundo 2 se conectan las cargas inductivas. Se destaca que para este caso el TSC se encuentra desactivado.



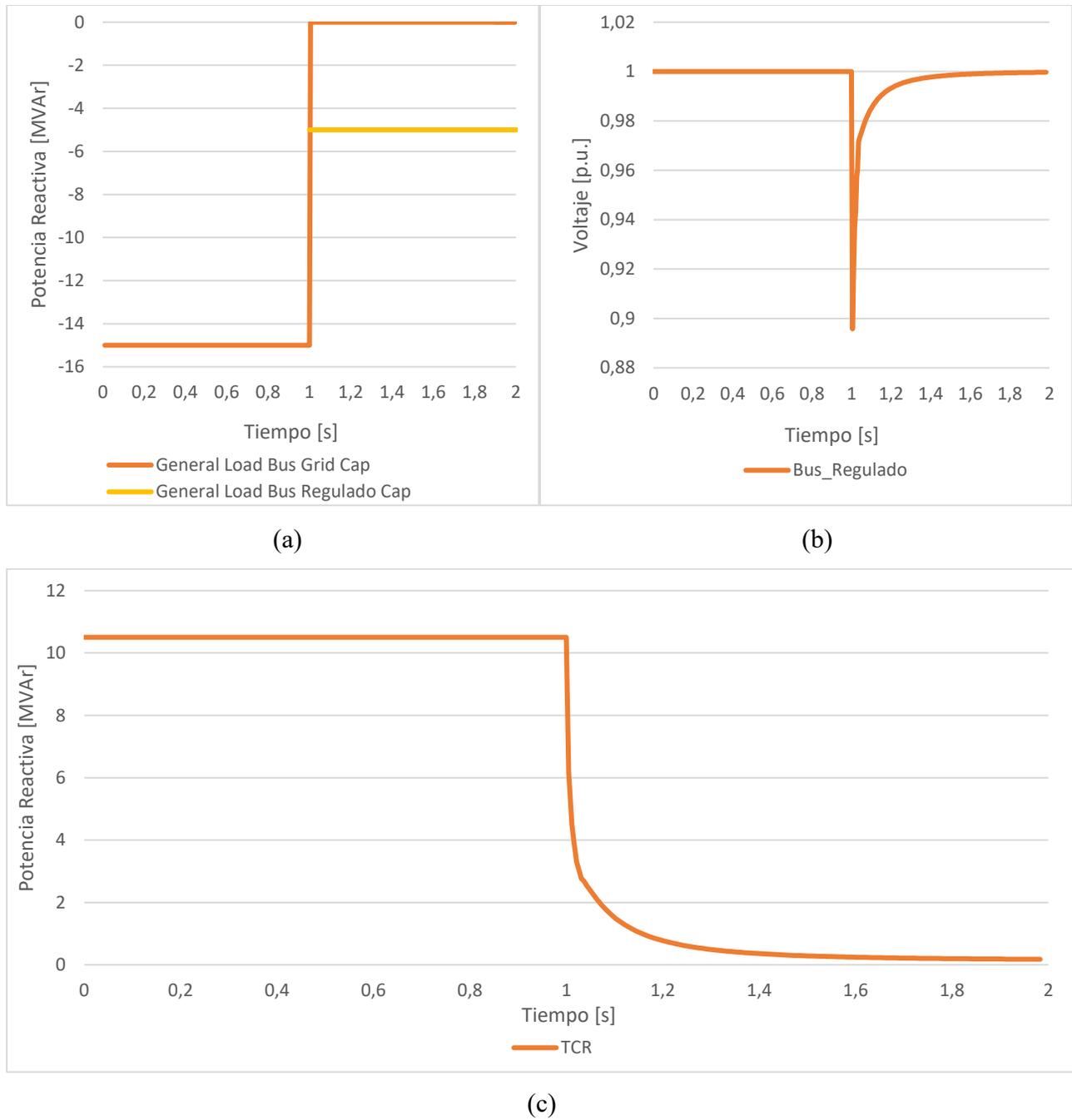
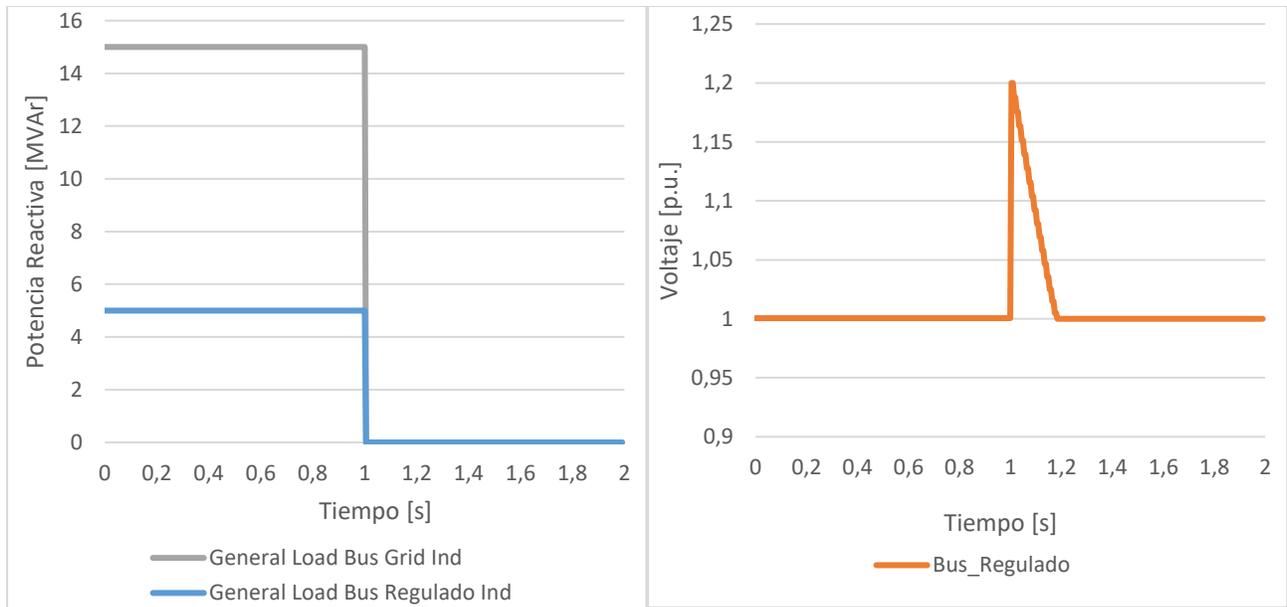
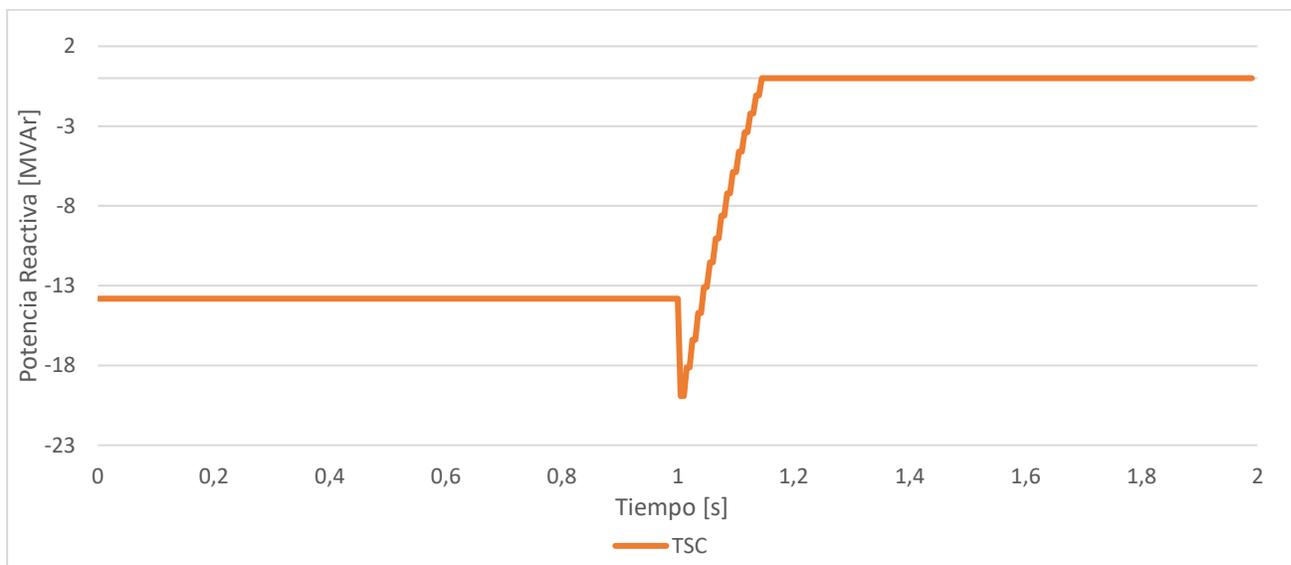


Figura 3.15 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 1. (a) Potencia reactiva demandada por las cargas. (b) Variación de voltaje en la barra "Bus_Regulado". (c) Potencia reactiva proporcionada por el TCR.



(a)

(b)



(c)

Figura 3.16 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 2. (a) Potencia reactiva demandada por las cargas. (b) Variación de voltaje en la barra “Bus_Regulado”. (c) Potencia reactiva proporcionada por el TSR.

De los resultados obtenidos del caso 1 y 2 (Figura 3.15 y Figura 3.16), se tiene que:

- i. En ambos casos el estado estacionario se alcanza a los 0,5 s después de ocurrir la perturbación en el voltaje.
- ii. En la Figura 3.15.(c) se muestra que la potencia reactiva aportada por el TCR no llega a 0 en estado estacionario, si no que aproximadamente 0,2 MVar, debido a la compensación del efecto capacitivo de las líneas.
- iii. Se destaca la diferencia entre las curvas de la Figura 3.15.(c) y Figura 3.16.(c) donde la transición en el TSC presenta un comportamiento más escalonado en comparación al TCR. Esto se debe por la desconexión secuencial de los condensadores en el TSC, a diferencia de los TCR que tienen un control sobre la conexión y desconexión de los reactores para producir una susceptancia deseada y no actúa simplemente como un interruptor que desconecta permanentemente una etapa.



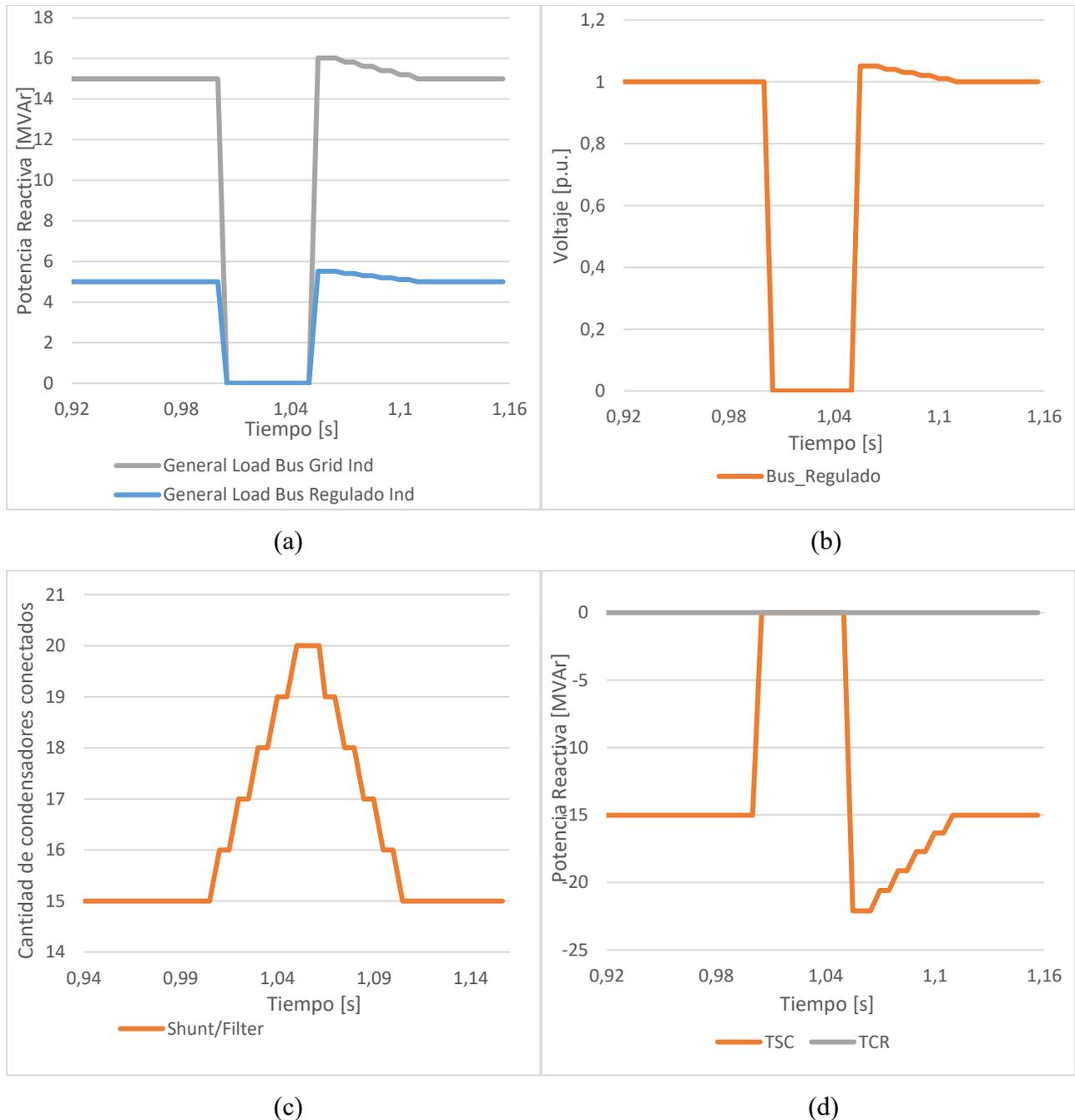


Figura 3.17 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 3. (a) Potencia reactiva demandada por las cargas. (b) Variación de voltaje en la barra "Bus_Regulado". (c) Cantidad de condensadores conectados. (d) Potencia reactiva proporcionada por el TSR y TSC.

La Figura 3.17 muestra un cortocircuito, perturbación que produce una caída de voltaje en las barras, especialmente en el Bus_Regulado. No tener tensión en el Bus_Regulado evita que pueda compensar el TCR, puesto que la corriente producida por el TCR es dependiente del voltaje del nodo o barra al cual se encuentra conectado. Un segundo efecto se encuentra en el comportamiento del TCR

durante el cortocircuito, la cantidad de condensadores conectados aumenta de 15 a 20 (Ver Figura 3.17.(c)), puesto que el control del banco de condensadores entiende que para aumentar el voltaje debe aumentar los condensadores conectados a pesar de no tener voltaje.

Luego de la restauración del suministro en el segundo 1,05, la cantidad de condensadores es 20 y por tanto se produce una sobre tensión que es regulada por la desconexión de los 5 condensadores que actuaron durante el cortocircuito.

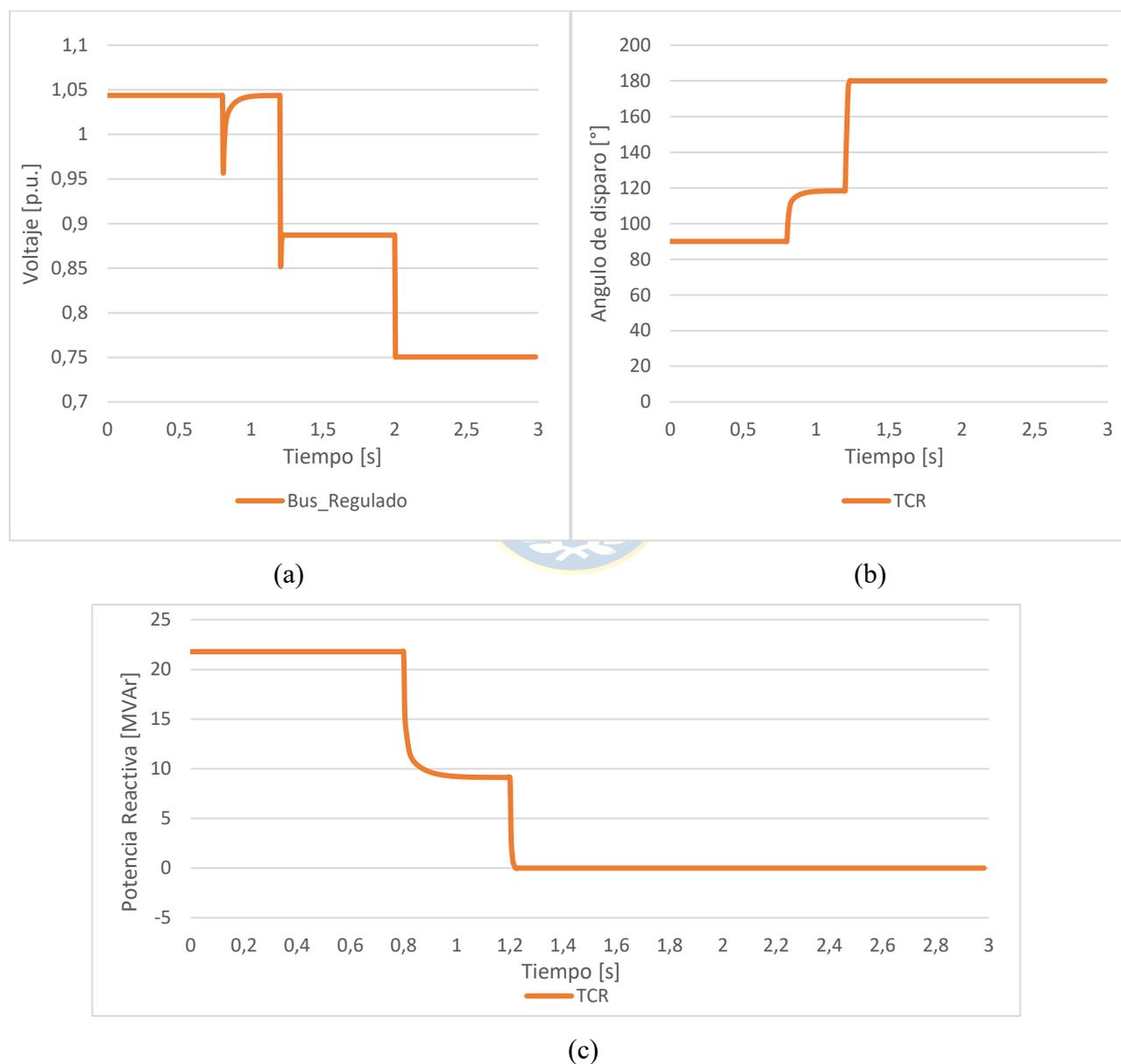


Figura 3.18 Resultados simulados de las variaciones dinámicas para la simulación del caso 4. (a)Variación de voltaje en la barra "Bus_Regulado". (b) Ángulo de disparo de los tiristores (c) Potencia reactiva proporcionada por el TSR

La Figura 3.18 muestra una variación de las cargas, las que hasta el segundo 1,2 son capacitivas. El objetivo de esta simulación es rescatar el comportamiento del ángulo de disparo de los tiristores, el cual es controlado a través del esquema presentado en el punto (3.4.1). Los resultados muestran que el ángulo de disparo de los tiristores varía entre 90° y 180° , donde en 90° se tiene la conexión total de la reactancia y en 180° la reactancia no se conecta con el sistema. Los ángulos intermedios se alcanzan para requerimientos menores de potencia como el que ocurre en el segundo 0,8, donde se desconecta 2/3 de la potencia capacitiva y el TCR disminuye su potencia a 9 MVAR con un ángulo de disparo de 118° .

3.5. Comentarios

Al configurar un SVC en DIgSILENT, en específico los TSC o TCR se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- i. Al configurar en el SVS un TSC se debe elegir el número máximo de capacitores que se pueden conectar y la potencia reactiva en MVAR, donde se debe ingresar un valor inferior a 0, si no el programa devolverá un error y no podrá ejecutar la simulación.
- ii. El modelo del TSC incorporado dentro del elemento SVS no responde correctamente en el control de los condensadores conectados. La plataforma aumenta correctamente la cantidad de condensadores para controlar el voltaje, pero si luego disminuye la tensión por una segunda perturbación en la misma simulación, el programa no reduce la cantidad de condensadores, provocando una sobretensión aún mayor.
- iii. El elemento “Shunt/filter” es una alternativa que funciona correctamente en reemplazo del SVS para modelar un TSC. El control responde correctamente en los casos que el SVS no lo hacía, como el mencionado en el punto (ii).
- iv. El comportamiento de los ángulos de disparo de los tiristores del TCR es el correcto, ya que actúa entre 90° y 180° de acuerdo con la teoría.

Capítulo 4. Ejemplo de compensación dinámica de voltaje en un sistema de distribución minero

4.1. Introducción

En este capítulo se presentan y analizan los resultados de la simulación dinámica de un sistema de distribución minero. Se analiza el comportamiento dinámico del cambiador de tap automático del transformador principal de la planta y la comparación de su capacidad de compensación con STATCOM y SVC. Para los casos analizados se proponen distintas perturbaciones que alteran el voltaje, tales como un cortocircuito o una variación importante de carga.

4.2. Modelo del Sistema

La característica principal de la planta minera considerada en este estudio es la presencia de cargas de alta potencia en las barras de 23 kV, específicamente los molinos (denominados SAG MILL en el diagrama). Los molinos se alimentan con variadores de frecuencia de 12 pulsos, esto debido a la necesidad de mantener una velocidad de giro controlada durante el proceso de molienda. Además de los molinos se destaca la conexión de filtros de 5^a, 9^a, y 11^a armónicas, los que se justifican para reducir el contenido armónico al tener variadores de frecuencia de potencia relevante conectadas al sistema eléctrico. El sistema minero se energiza a través de 3 transformadores de 100 MVA cada uno conectados a las barras 1, 2 y 3 de 23 kV, las cuales están acopladas. Las principales características técnicas de los transformadores se muestran en la Tabla 4-1. De las barras 1 y 2 se energiza las barras 5 y 6 a través de líneas, las barras 1 y 2 energizan la barra 4, la que posee la conexión de los equipos de perforación y palas.

Tabla 4-1: Parámetros del transformador de potencia principal utilizado en el ejemplo del Capítulo 4.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal	100	MVA
Voltaje nominal AT	220	kV
Voltaje nominal BT	23	kV
Reactancia de secuencia cero	0,03	p.u.
Reactancia de secuencia positiva	0,1453	p.u.
Ubicación del cambiador de tap	HV	----
Posición neutral	17	----
Mínima y máxima posición del tap	1/33	----
Variación de voltaje por tap	0,6%	----
Grupo Vectorial	Dyn1	----
Constante de tiempo del tap automático	3	s

Se modela una carga representativa de un relave ubicado afuera de la planta antes de los transformadores principales de potencia de 5,5 MVA y factor de potencia 0,9 (i). Otras cargas en el interior de la planta como, relaves conectados a la red interna, MCC y cargas de voltaje inferior a 23 kV son representadas en cada barra con el nombre de “Otras Cargas”, donde la potencia instalada para las barras 1, 2 y 3 es de 48,4 MW, 26,4 MW y 21,4 MW respectivamente. Todos los SAG MILL modelados tienen una misma demanda de 14,4 MW con un factor de potencia de 0,75 (i). Para el área de la mina se modela una carga de 7,4 MW con un factor de potencia de 0,96 (i). Las potencias se modelan en referencia al estudio de calidad de suministro [16], donde se realizan mediciones en las celdas de la barra principal de distribución de una mina y se obtienen las potencias de operación de las cargas típicas.

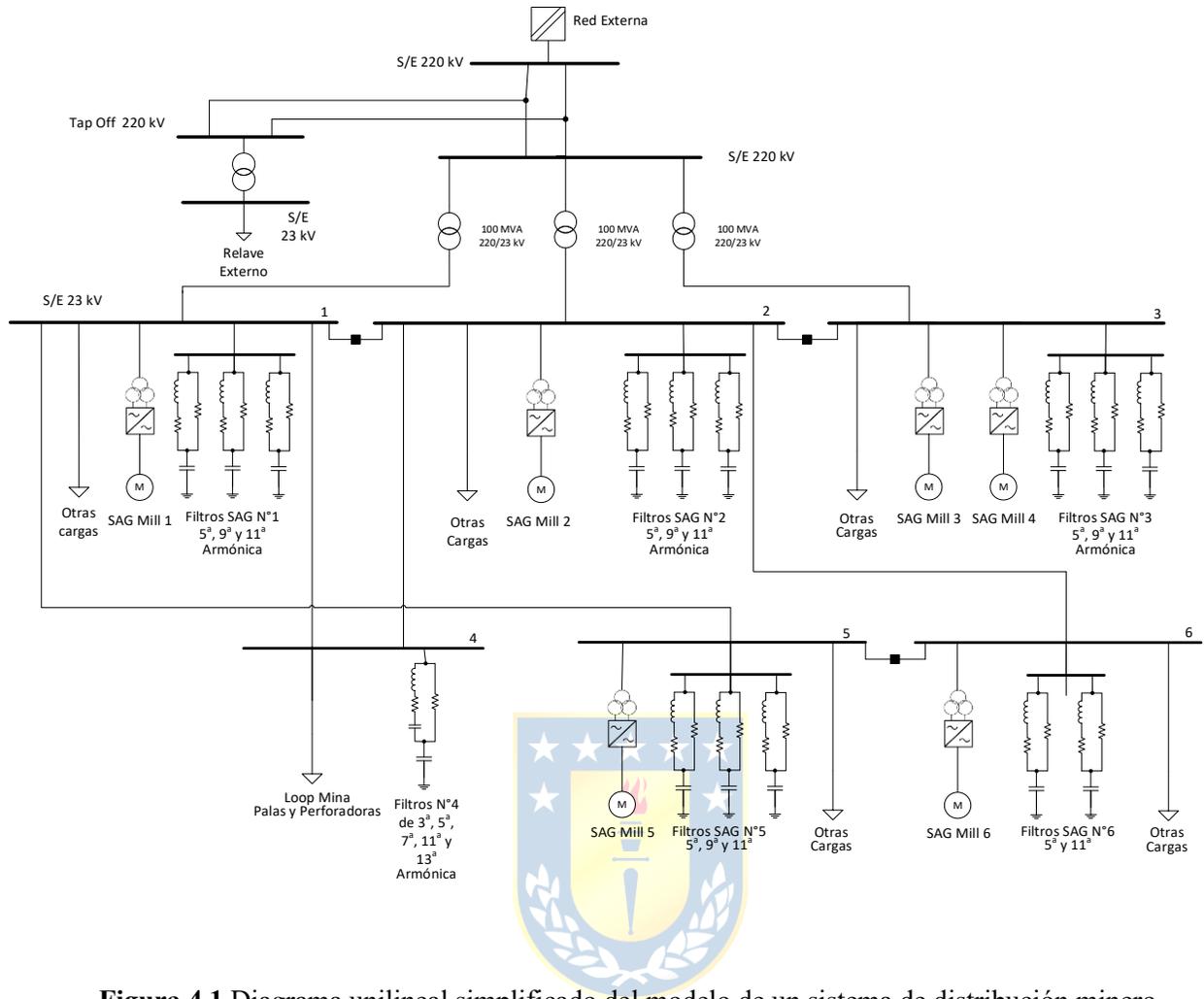


Figura 4.1 Diagrama unilineal simplificado del modelo de un sistema de distribución minero.

4.3. Análisis Estático

Para analizar el comportamiento de los compensadores estáticos de reactivos en conjunto a los cambiadores de taps automáticos de los transformadores, se analizan escenarios de operación del modelo en de la mina con simulaciones de flujos de carga, ya que las simulaciones con flujo de carga en DIgSILENT permiten ver los valores en estado estacionario de las variables a analizar. Se considera dentro de los ajustes de la simulación en DIgSILENT la posición del cambiador de tap automático como una variable a calcular, de tal forma de que en el flujo de carga se obtenga el valor del tap necesario para obtener un voltaje regulado dentro del $\pm 3\%$.

Los casos a evaluar son:

1. Condiciones normales y sin cambiador de tap en el transformador.
2. Condiciones normales.
3. SAG MILL desconectados.
4. SAG MILL desconectados, con STATCOM en la subestación principal de 220 kV.
5. SAG MILL desconectados, con STATCOM en barra 2.
6. SAG MILL desconectados, con STATCOM en barra 4.
7. SAG MILL desconectados, con SVC en la subestación principal de 220 kV.
8. SAG MILL desconectados, con SVC en la barra 2.
9. SAG MILL desconectados, con SVC en la barra 4.
10. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados.
11. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados, con STATCOM en la subestación principal de 220 kV.
12. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados, con STATCOM en la barra 2.
13. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados, con STATCOM en la barra 4.
14. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados, con SVC en la subestación principal de 220 kV.
15. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados, con SVC en la barra 2.
16. Filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica desconectados, con SVC en la barra 4.
17. Desconexión de SAG MILL 3 y 4.
18. Desconexión de SAG MILL 2, 3 y 4.
19. Desconexión de filtro de 5^a correspondiente al SAG MILL 3 y 4.

La desconexión total de los SAG MILL considera 78,2 MW que se dejan de demandar, con un factor de potencia de 0,75 (i). Esta desconexión provoca un aumento de voltaje en las barras del sistema de distribución al disminuir la corriente y tener una sobre compensación por el aporte de reactivos de los filtros. La desconexión total de los filtros representa 60,5 MVA_r que dejan de aportar al sistema de distribución interno, y que por lo tanto conllevará una caída de tensión importante en todas las barras.

4.3.1 Resultados de la Simulación Estática

Las tablas Tabla 4-2 y Tabla 4-3 muestran los voltajes en p.u. de las barras del modelo, la potencia reactiva aportada por el STATCOM o SVC y la posición del tap de los transformadores como resultado del flujo de potencia en DIGSILENT, que considera el ajuste automático de los taps y el efecto de la tensión en la barra sobre el aporte máximo de reactivos que pueden realizar los SVC.

Tabla 4-2: Voltajes en las barras del modelo simulado para los distintos escenarios propuestos en el Análisis Estático.

Escenario	Barra 220 kV	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
1	0,95	0,94	0,94	0,94	0,97	0,94	0,94
2	0,96	0,98	0,98	0,98	1,01	0,98	0,98
3	1,06	1,00	1,00	1,00	1,03	1,01	1,01
4	1,00	1,00	1,00	1,00	1,03	1,00	1,00
5	1,00	1,00	1,00	1,00	1,03	1,00	1,00
6	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
7	1,00	1,00	1,00	1,00	1,03	1,00	1,00
8	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
9	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10	0,90	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
11	1,00	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97
12	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99
13	0,91	0,97	0,97	0,97	1,00	0,97	0,97
14	1,00	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,96
15	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99
16	0,91	0,97	0,97	0,97	1,00	0,97	0,97
17	0,99	1,00	1,00	1,00	1,02	0,99	0,99
18	1,01	1,01	1,01	1,01	1,03	1,01	1,01
19	0,95	0,97	0,97	0,97	1,00	0,97	0,97

Tabla 4-3: Potencia reactiva compensada por los STATCOM o SVC y la posición de los tap automáticos de los transformadores para los distintos escenarios propuestos en el Análisis Estático.

Escenario	STATCOM	SVC	TAP del transformador
1	-	-	17
2	-	-	15
3	-	-	33
4	78,8	-	23
5	77,9	-	17
6	11,2	-	31
7	-	78,8	23
8	-	77,9	17
9	-	11,2	31
10	-	-	1
11	-110,8	-	14
12	-98,57	-	17
13	-10,2	-	1
14	-	-110	15
15	-	-93	17
16	-	-10	1
17	-	-	17
18	-	-	19
19	-	-	11

Notar que la posición neutral del cambiador de tap del transformador es la 17. Si la posición aumenta entonces disminuye el voltaje en el lado de baja tensión del transformador, de igual forma si la posición disminuye entonces aumenta el voltaje en el lado de baja tensión.

4.3.2 Análisis de Resultados de la Simulación Estática

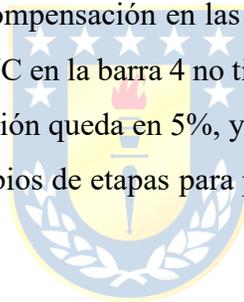
Los principales resultados entregados por el flujo de potencia son:

a. Condición de operación normal (escenario 1-2)

- El transformador con cambiador de tap automático en condiciones normales de operación es capaz de controlar el voltaje en la barra 1, 2 y 3 sin problemas, además las barras 4, 5 y 6 conservan una regulación de tensión inferior al $\pm 3\%$.
- En condiciones normales de operación el cambiador de tap automático solo debe bajar 2 etapas para elevar la tensión en las barras de 23 kV.
- El transformador solo controla el lado de baja tensión, por lo tanto, en la barra de 220 kV la regulación de tensión no se puede mejorar en estos escenarios.

b. Condición de operación sin SAG MILL (escenario 3-9)

- La desconexión de los SAG MILL y mantener en servicio los filtros sin tener STATCOM o SVC conectados provoca un sobre voltaje en las barras, donde se destaca la barra de 220 kV con una sobretensión del 6%. Esta situación puede ser regulada por el transformador, pero aumentando 13 etapas.
- Si se utiliza un STATCOM o un SVC en la barra de 220 kV o en la barra de 23 kV (escenarios 4-5-7-8), se regula el voltaje en 1 p.u. en las barras de 220 kV, 1, 2 y 3, pero no así en la barra 4 que está ubicada en la mina, donde el voltaje permanece en 1.03 p.u. Se destaca que la potencia aportada por los STATCOM y los SVC es similar para regular la tensión y que el cambiador de tap no realiza cambio de posición cuando el STATCOM o SVC se ubica en la barra de 23 kV.
- Si se instala el STATCOM o un SVC en la barra 4 la regulación de tensión se mejora al 1 p.u. y el aporte de reactivos es significativamente menor al aporte necesario que cuando se instalan los equipos de compensación en las barras de 220 kV o 23 kV. Sin embargo, instalar un STATCOM o SVC en la barra 4 no tiene efectos significativos en las barras de 220 kV, ya que la sobre tensión queda en 5%, y además, el transformador con cambiador de tap debe realizar 13 cambios de etapas para poder regular la tensión en la barra 1, 2 y 3 de 23 kV.



c. Condición de operación sin filtros de 9^a, 11^a y 13^a armónica (escenario 10-16).

- La desconexión de los filtros de 9^a, 11^a y 13^a sin tener STATCOM o SVC conectado provoca una caída de tensión en las barras del sistema de distribución. La barra de 220 kV tiene una caída de tensión del 10 % y para regular los niveles de tensión dentro del sistema de distribución de la mina los transformadores con cambiador de tap deben reducir la cantidad de etapas al nivel más bajo (reducir 17 etapas desde valor neutro).
- Compensar con un STATCOM o SVC en las barras de 220 kV o la barra 1, 2 y 3 reduce la operación del cambiador de tap de los transformadores y logra mejorar la regulación de tensión en las barras del sistema de distribución de la mina.
- Ubicar un STATCOM o SVC en la barra 4 mejora la regulación de tensión en la barra 4, pero no así en la barra de 220 kV donde la tensión cae un 9%, además, las barras 1,2 y 3 son reguladas por el transformador reduciendo la cantidad de etapas al mínimo.

d. Condición de operación sin filtros o SAG MILL y solo con cambiador de tap automático (escenario 17-19).

- La desconexión de dos SAG MILL no genera problema de sobre tensiones superiores al 3% para que el tap automático actúe. Considerar un tercer SAG MILL si provoca sobre tensiones para que actúe el tap dejando dos posiciones más que la neutra.
- La solo desconexión de un filtro de 5^a armónica provoca caídas de voltaje superiores al 3% para que el tap automático actúe, o el equivalente a desconectar 4 MVAR capacitivos.

4.3.3 Comentarios

En general los resultados del flujo de potencia muestran que:

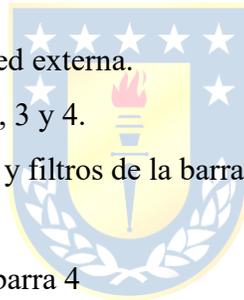
- La desconexión total de los SAG MILL provoca un sobre voltaje en todas las barras del sistema de distribución. Esta perturbación puede ser regulada por el transformador, pero debe subir a la posición máxima de taps.
- La desconexión total de los filtros de 9^a, 11^a y 13^a provoca una caída de voltaje en todas las barras del sistema de distribución. Esta perturbación puede ser regulada por el transformador, pero debe bajar a la posición mínima de taps.
- Los equipos de compensación de reactivos conectados en la barra principal 1, 2 y 3 o en 220 kV pueden regular la tensión ante las perturbaciones de la desconexión total de los SAG MILL o de los filtros 9^a, 11^a y 13^a.
- Conectar equipos de compensación de reactivos en la barra 4 solo mejora la regulación en la misma barra. Las barras principales 1, 2 y 3 no logran ser reguladas, y por tanto los transformadores deben operar los cambiadores de tap.
- El cambiador de tap automático del transformador opera en los casos en los que se utiliza compensación de reactivos en la barra de 220 kV, a pesar de poseer una respuesta dinámica más rápida. De lo que se concluye que el programa DIgSILENT no entiende de prioridades en cuanto a constantes de tiempo cuando realiza flujos de carga. Por lo que para demostrar mediante simulación la operación o no del cambiador de tap en combinación con los compensadores de reactivos es necesario realizar simulaciones dinámicas de tal forma de que consideren la constante de tiempo de los equipos.

4.4. Análisis Dinámico

Para realizar el análisis dinámico se simulan diferentes contingencias que alteran el voltaje del sistema de distribución. Para compensar estas variaciones se utiliza un STATCOM, SVC o el control de tap automático de los transformadores. El objetivo de este capítulo es determinar la eficacia en la recuperación de la tensión frente a las posibles perturbaciones propuestas, identificar qué equipo logra controlar el voltaje más rápido y si el cambiador de tap del transformador actúa a pesar de utilizar compensadores estáticos de reactivos como fue visto en algunos casos del análisis estático.

El comportamiento del sistema de distribución se evalúa en base a perturbaciones de variación de carga, específicamente por la desconexión de cargas de potencia relevante como los molinos; cortocircuitos que desconecten zonas del sistema de distribución interno; alteraciones externas al sistema que se reflejen en una variación del voltaje en la red de 220 kV. Las perturbaciones a considerar son:

1. Caída de tensión del 10% en la red externa.
2. Desconexión de SAG MILL 1, 2, 3 y 4.
3. Desconexión de SAG MILL 3, 4 y filtros de la barra 3 (filtros correspondientes al SAG MILL 3 y 4)
4. Desconexión de los filtros de la barra 4
5. Cortocircuito en carga de Loop Mina con un tiempo de despeje de 350 ms.
6. Cortocircuito en la línea desde barra 1 a barra 4, ubicada en el 80% del largo de la línea con un tiempo de despeje de 450 ms

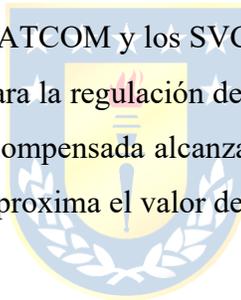


La desconexión de los filtros se programa 500 ms después de la desconexión de los SAG MILL. Se configura el tiempo de 500 ms para diferenciar la desconexión con una perturbación ajena. Los cortocircuitos internos del sistema de distribución están localizados en puntos más cercanos a las cargas, ya que se ubican cercanos a las barras principales 1, 2 y 3 el voltaje caería a 0 al ser la única fuente de energía de todas las barras del sistema de distribución. Para el despeje de las fallas operan los interruptores aislando el problema y el voltaje se restablezca en el resto de las barras del sistema de distribución.

Para cada perturbación indicada se analiza con cada una de las siguientes configuraciones para controlar el voltaje.

- a. Condición normal, es decir solo se regula a través del transformador con cambiador de tap automático.
- b. Con SVC de ± 160 MVA en la barra de 220 kV.
- c. Con SVC de ± 160 MVA en la barra 2 en 23 kV
- d. Con SVC de ± 20 MVA en la barra 4 en 23 kV
- e. Con SVC de ± 160 MVA en la barra de 220 kV y de ± 20 MVA en la barra 4 de 23 kV
- f. Con STATCOM de ± 160 MVA en la barra de 220 kV.
- g. Con STATCOM de ± 160 MVA en la barra 2 en 23 kV
- h. Con STATCOM de ± 20 MVA en la barra 4 en 23 kV
- i. Con STATCOM de ± 160 MVA en la barra de 220 kV y de ± 20 MVA en la barra 4 de 23 kV

La potencia definida para los STATCOM y los SVC se obtiene de los resultados del Análisis Estático. Los resultados muestran que para la regulación de tensión desde la barra de 220 kV o barra 1, 2 y 3 en 23 kV la potencia reactiva compensada alcanza los 110 MVA y en la barra 4 en 23 kV alcanza los 12 MVA, a partir de ahí se aproxima el valor de los equipos sobredimensionándolos.

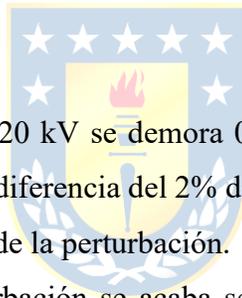


4.4.1 Resultados de la Simulación Dinámica

Se simulan las 6 perturbaciones con las 9 configuraciones posibles para la planta modelo de la Figura 4.1. Se realizan las simulaciones con una duración de 2 segundos, y todos los gráficos resultantes de voltaje, cambio de posición de taps, potencia reactiva de los STATCOM, TSC y TCR, y cantidad de capacitores conectados se muestran en el Anexo D. A continuación, se destacan los resultados y se muestran los gráficos más relevantes de las simulaciones realizadas.

1. Caída de tensión del 10% en la red externa.

a. Cuando solo actúa el transformador con tap automático como regulador de tensión, la caída de tensión del 10 % en la red externa provoca caídas en las barras del sistema de distribución de la mina de un 14,5 % y de un 13% en el lado de alta tensión de la mina. Además, como el tiempo de operación del transformador está configurado en 3 s, tiempo mayor a los otros equipos al ser mecánico, el transformador no alcanza a percibir la perturbación que dura 500 ms. (ver Figura 4.3.A)



b. Cuando se conecta el SVC en 220 kV se demora 0,16 s en alcanzar el estado estacionario, momento en el cual alcanza una diferencia del 2% de voltaje en las barras de la mina respecto al valor normal de tensión antes de la perturbación.

Se destaca que cuando la perturbación se acaba se produce una sobre tensión debido a la sobrecompensación momentánea ocurrida en el instante en que los condensadores del SVC siguen conectados y el voltaje de la red externa se recupera. Este efecto es reducido por el control del SVC, que empieza a desconectar condensadores hasta volver al estado inicial. Este comportamiento se produce en todas las perturbaciones, tal como se muestra en la Figura 4.3.C.

c. Cuando se conecta el SVC en la barra 2 de 23 kV al igual que en el caso anterior, se demora 0,16 s en alcanzar el estado estacionario. La diferencia radica en la cantidad de potencia reactiva demandada para realizar la regulación de tensión, en donde se inyectan potencias de 40 MVar y 120 MVar para el estado de operación normal y de perturbación respectivamente, en cambio para el SVC instalado en 220 kV las potencias requeridas son 50 MVar y 120 MVar, además la tensión en la barra de 220 kV es un 2% más baja cuando se instala el SVC en la barra 2 de 23 kV que cuando se instala en la barra de 220 kV durante la perturbación.

- d. Cuando el SVC está en la barra 4 de 23 kV se logra recuperar la tensión a 0,89 p.u. durante la perturbación, lo que se traduce en un 5% respecto al caso sin SVC. El resto de las barras del sistema de distribución no logran mejorar el 1% en voltaje respecto al caso sin SVC.
- e. Cuando el SVC está instalado en la barra 4 de 23 kV y en la barra de 220 kV en estado estacionario alcanzan el valor 1 en p.u. en tensión las barras respectivas, a diferencia de los otros casos en que se regula la barra 2 de 23 kV o la de 220 kV en donde el voltaje de la barra 4 queda en 1.03 en p.u. (ver Figura 4.3.C)

Se destaca que a pesar de que el tiempo en alcanzar el estado estacionario es 0,16 s (igual que en las otras configuraciones de SVC), en el momento que ocurre la perturbación la barra 4 recupera el voltaje más rápido que en las otras configuraciones de SVC e incluso debe reducir su voltaje por quedar sobre compensado. Esto último puede verse en la Figura 4.2, donde se muestra como la potencia reactiva cambia de signo y pasa de actuar el TSC al TCR.

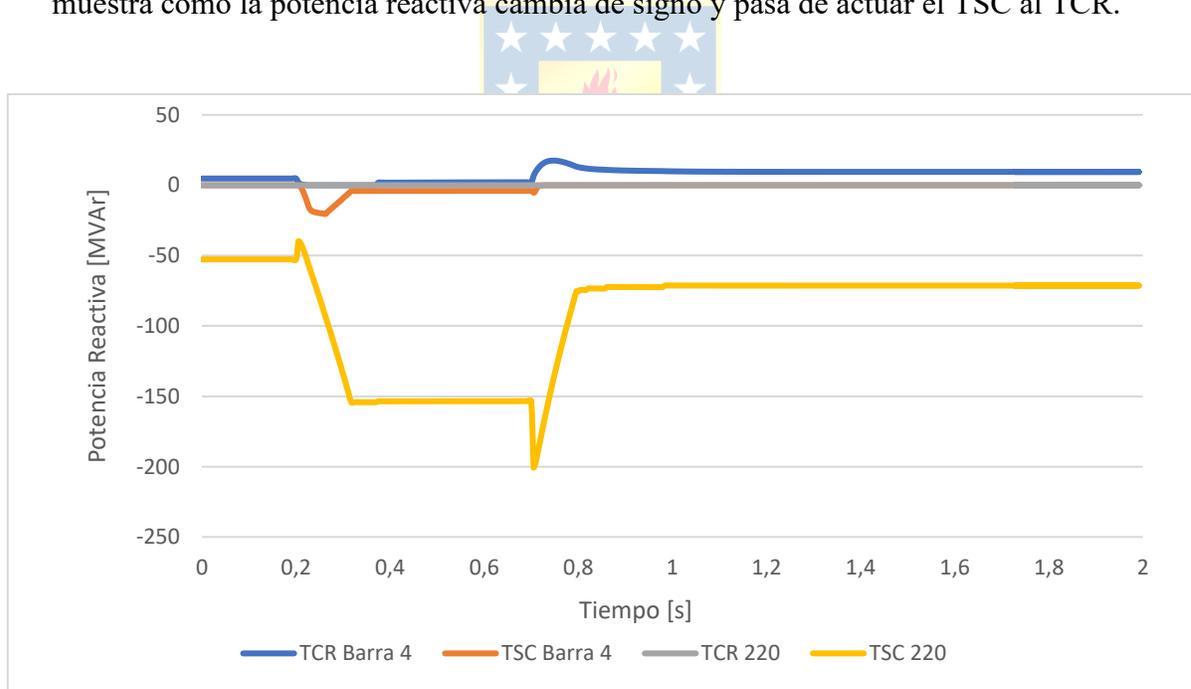
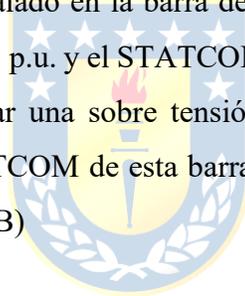
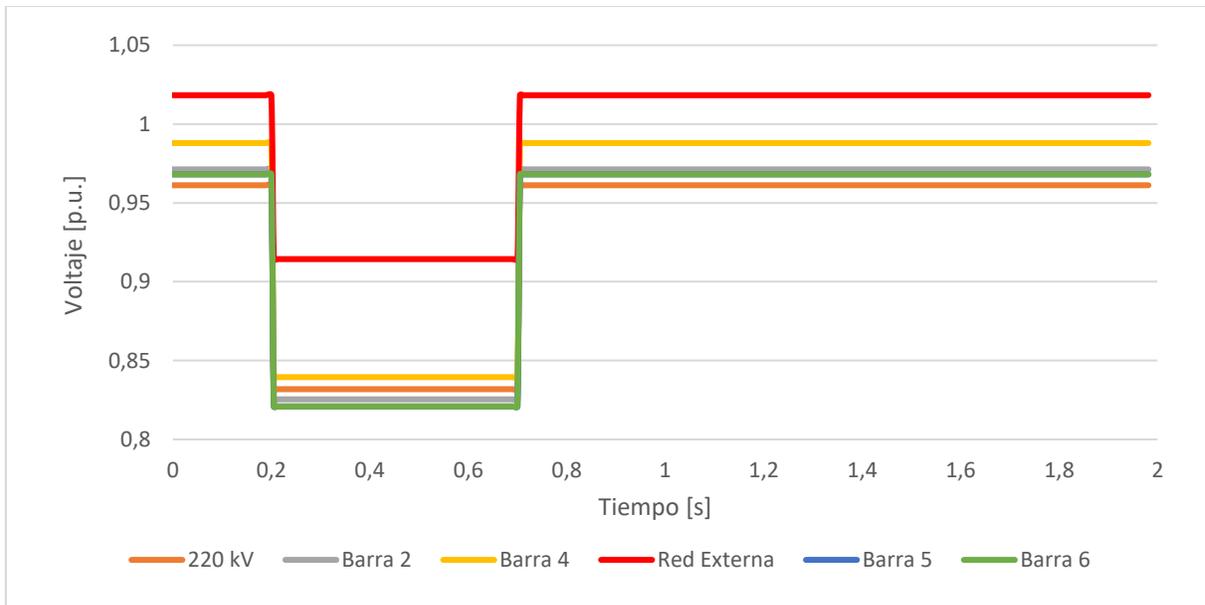


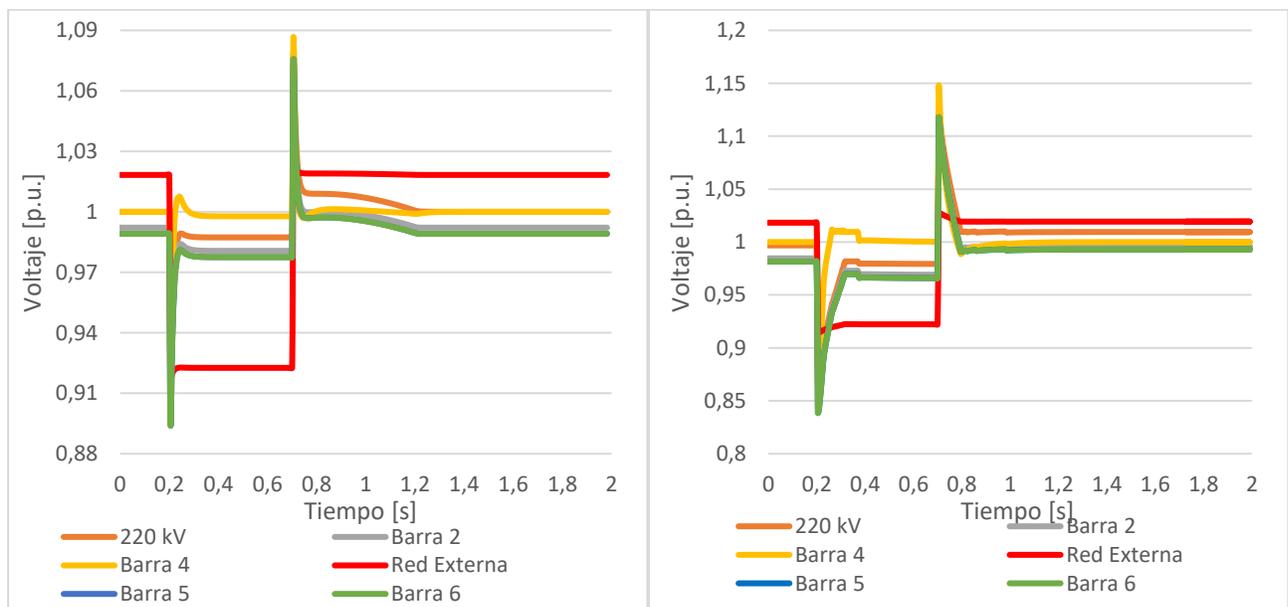
Figura 4.2 Potencia del TSC y TCR al simular la perturbación N°1 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV.

- f. Cuando se conecta el STATCOM en 220 kV, el transiente dura 0,04 s y consigue el 1 p.u., 0,99 p.u. y 0,98 p.u. en la barra 4, 220 kV y 2, 5 y 6 respectivamente.
- g. Cuando se conecta el STATCOM en la barra 2 de 23 kV, el transiente tiene una duración similar al mencionado en el punto (f), pero al igual que en el caso del SVC instalado en la barra 2, la tensión es un 3% más baja en la barra de 220 kV que cuando se instala el STATCOM en la barra de 220 kV.
- h. Cuando el STATCOM está instalado en la barra 4 se logra recuperar la tensión a 0.91 p.u. durante la perturbación, pero al igual que cuando se instala un SVC en la barra 4 la mejora de tensión en el resto de las barras del sistema de distribución no logra superar el 3% respecto al caso sin STATCOM.
- i. Cuando el STATCOM está instalado en la barra de 220 kV y en la barra 4, la tensión en la barra 4 se mantiene regulada en 1 p.u. y el STATCOM ubicado en la barra 4 cumple la función de absorber reactivos para evitar una sobre tensión. En la barra de 220 kV la tensión se mantiene en 0,99 p.u. y el STATCOM de esta barra cumple la función de inyectar reactivos constantemente. (ver Figura 4.3.B)

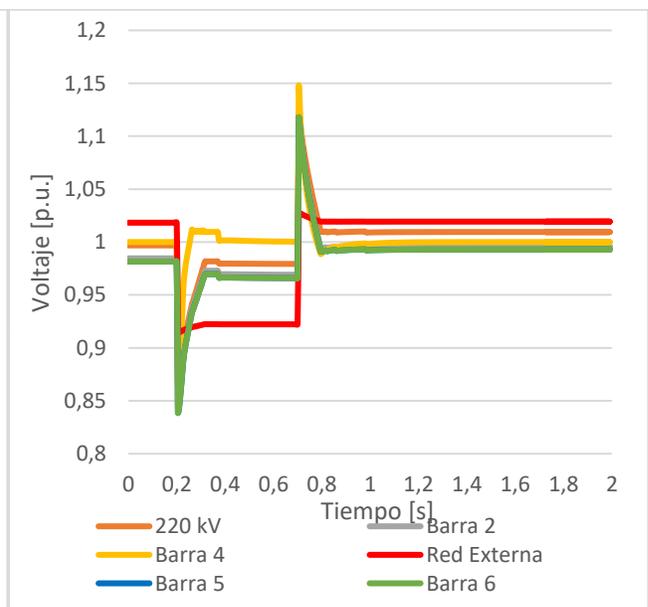




(a)



(b)



(c)

Figura 4.3 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1. (a) Voltajes en las barras solo con el transformador con tap automático (b) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV y barra 4 (c) Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV y barra 4.

2. Desconexión de SAG MILL y desconexión de filtros. Perturbación 2, 3 y 4.

- a. La desconexión de los SAG MILL genera un aumento de tensión debido a la disminución de corriente y a la sobrecompensación de potencia provocada por los filtros que están asociados a los SAG MILL y permanecen conectados. La posterior desconexión de los filtros produce una caída de tensión, pero no la suficiente para recuperar la tensión inicial. Esto es visible en la perturbación 3 (Ver Figura 4.6.A).

- b. Instalar un STATCOM o SVC en la barra de 220 kV permite mejorar la regulación de tensión en la barra, lo cual trae consigo una mejora en la regulación del resto de las barras del sistema de distribución de la mina, pero no así en la barra 4, donde se producen sobrerregulaciones en los instantes que los SAG MILL se encuentran desconectados y los filtros aún energizados. Esto es visible en la Figura 4.4, donde se desconectan los SAG MILL 1, 2, 3 y 4

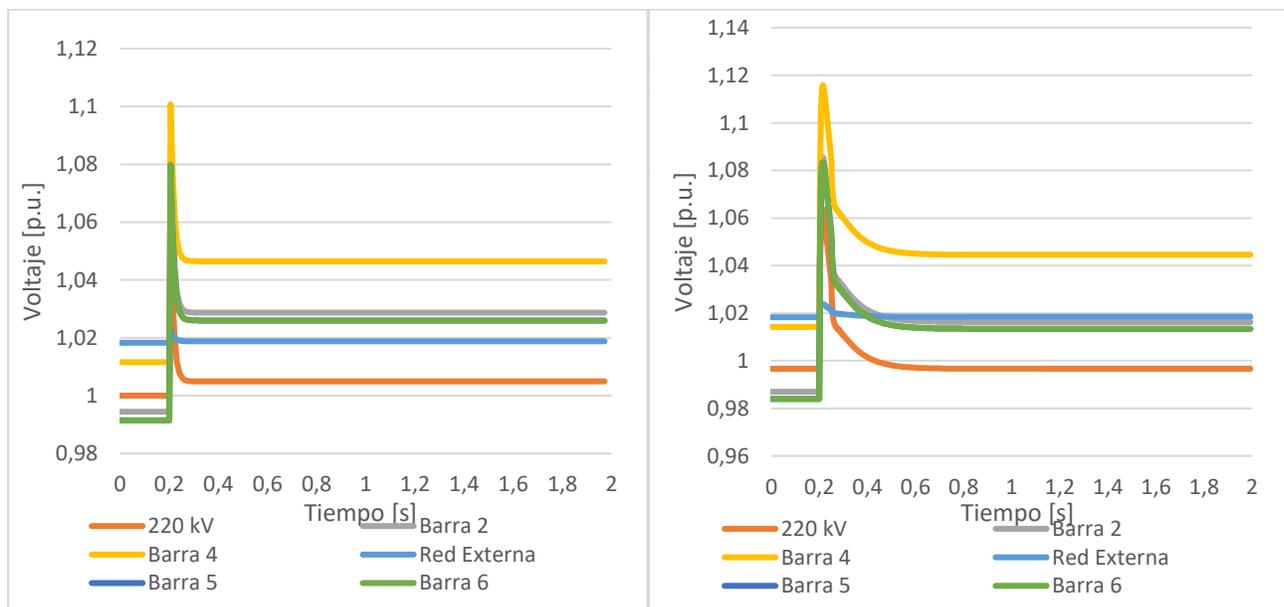


Figura 4.4 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2. (a) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV. (b) Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV.

- c. El comportamiento de los STATCOM o SVC en la barra de 23 kV es similar a cuando son conectados en la barra de 220 kV, ya que se logra regular la tensión en 1 p.u., pero la barra 4 queda con sobretensiones en los instantes que el SAG MILL se encuentra desconectado.
- d. El SVC o STATCOM en la barra 4 consiguen mejorar la tensión en esta barra, pero no tiene efectos significativos en el resto de las barras del sistema de distribución, puesto que el tap del transformador debe actuar para regular la tensión en las barras 1, 2 y 3 de 23 kV (Figura 4.5).

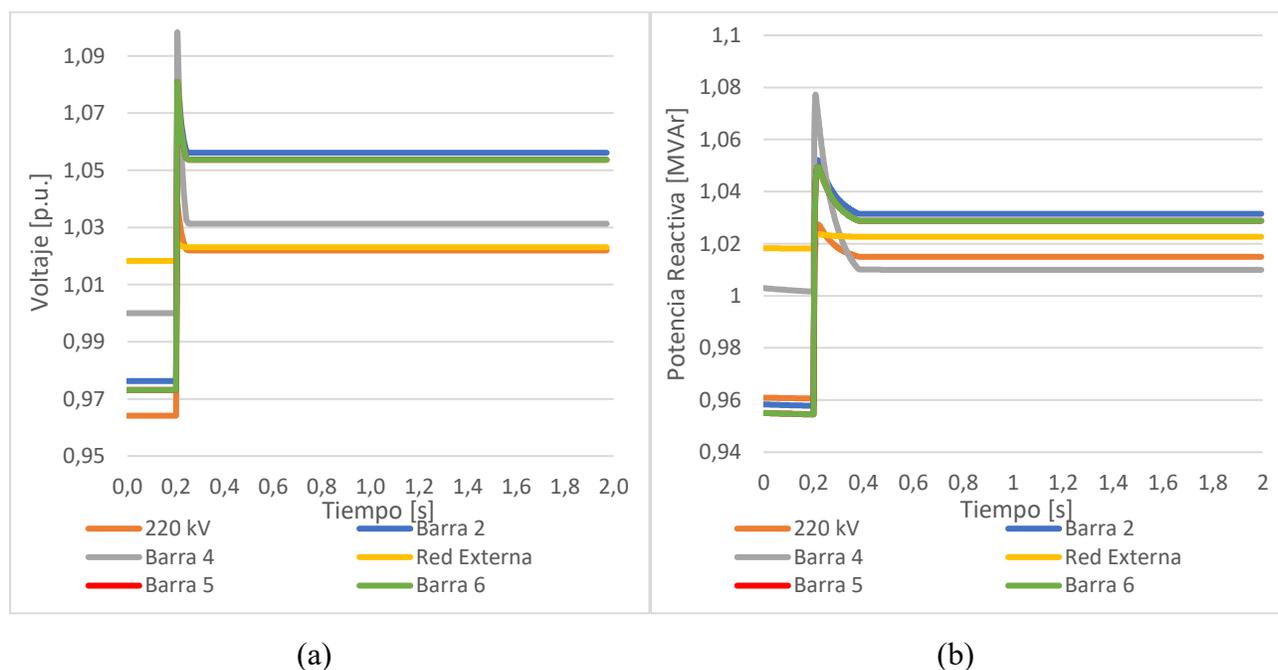
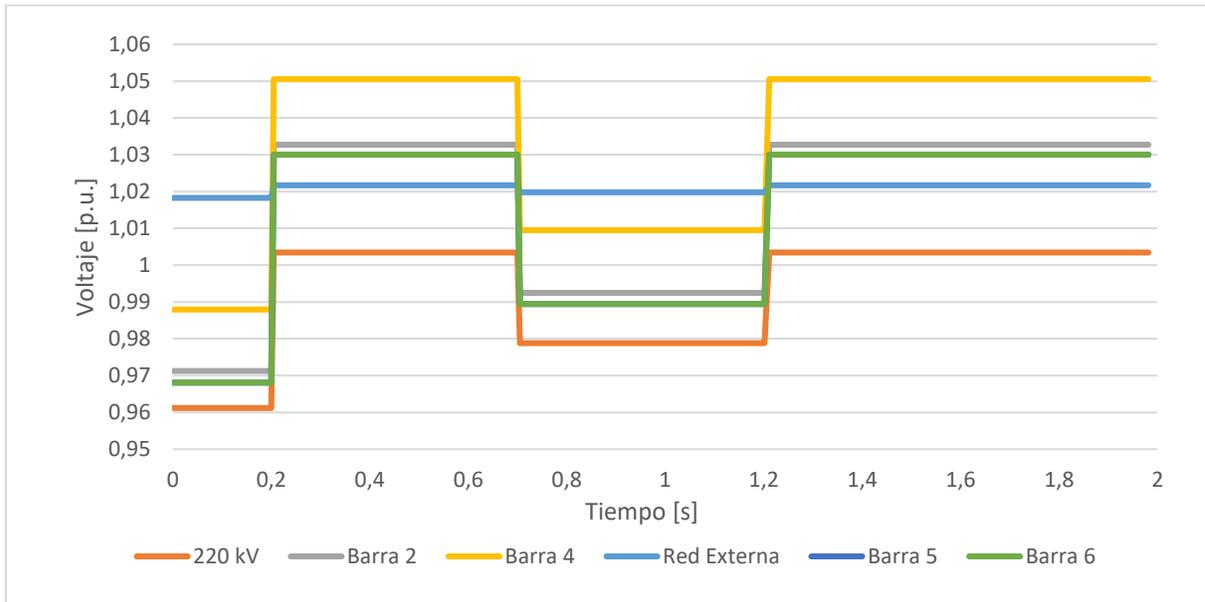
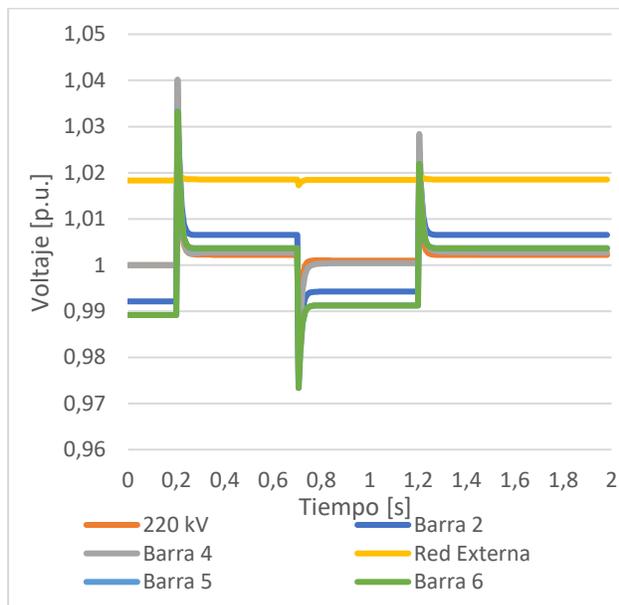


Figura 4.5 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2. (a) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV. (b) Voltajes en las barras con el SVC en la barra 4 de 23 kV.

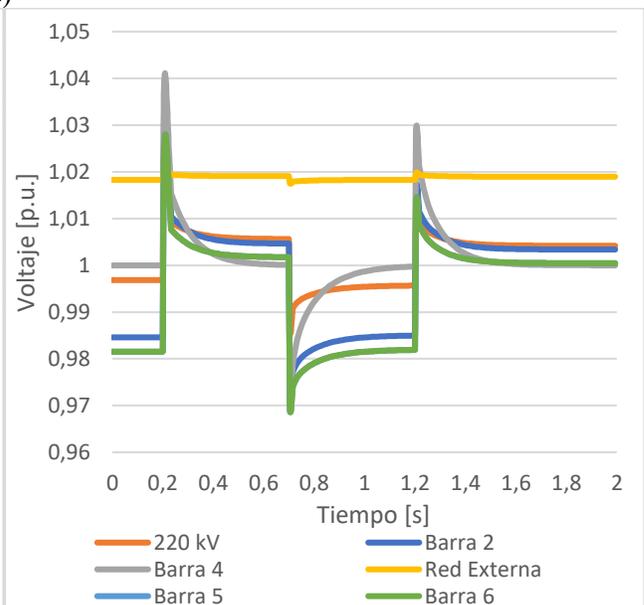
- e. El uso de STATCOM y SVC en la barra de 220 kV y barra 4 permite controlar ambas barras a la vez mejorando la regulación de tensión. Los transientes de los STATCOM tienden a ser más rápidos que los de los SVC, al igual que en el caso de la variación de tensión de la red externa, pero su duración depende de la potencia reactiva que se requiera inyectar o absorber. Además, se destaca que el error alcanzado con el voltaje de referencia de 1 p.u. es mayor en los SVC. Esto es visible en la Figura 4.6.b y Figura 4.6.c



(a)



(b)



(c)

Figura 4.6 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3. (a) Voltajes en las barras solo con el transformador con tap automático. (b) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV y barra 4. (c) Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV y barra 4.

3. Cortocircuitos trifásicos de las perturbaciones 5 y 6.

- Un cortocircuito provoca una fuerte caída de tensión en el punto que ocurre. En las Figura D.5 y Figura D.6 del Anexo D se observa como la tensión cae al simular un cortocircuito en tres lugares distintos.
- Instalar STATCOM o SVC en la barra de 220 kV logra mejorar un 10 % en todas las barras del sistema de distribución, excepto en la barra 4 que se encuentra más próxima a las fallas.
- Instalar un STATCOM o SVC en la barra 4 no consigue mejorar los voltajes en las barras del sistema de distribución.
- Si se compara directamente la potencia reactiva que inyecta el STATCOM con la del TSC cuando se presenta un cortocircuito, como la perturbación 5. (Ver Figura 4.7). Se tiene que a pesar de que ambos compensadores tengan una potencia de diseño de 160 MVA, el STATCOM entrega 11 MVAR más que el SVC cuando ambos están entregando la máxima potencia reactiva para esa perturbación. Esto demuestra que la potencia inyectada por un STATCOM disminuye menos que los SVC al caer la tensión en la barra de conexión.

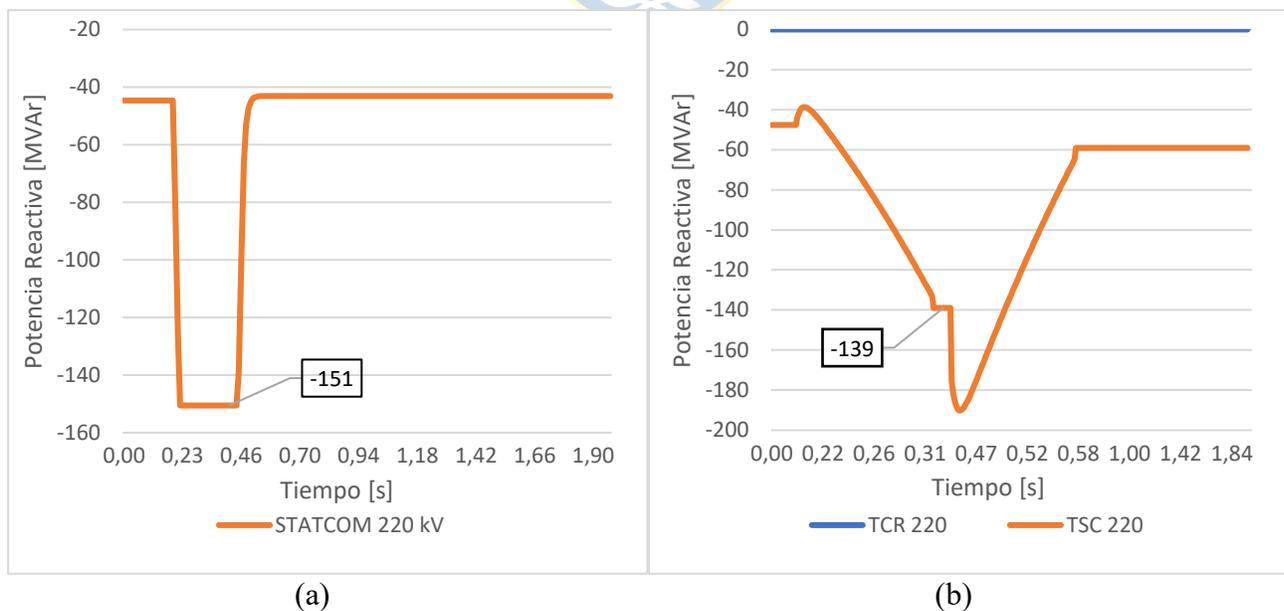
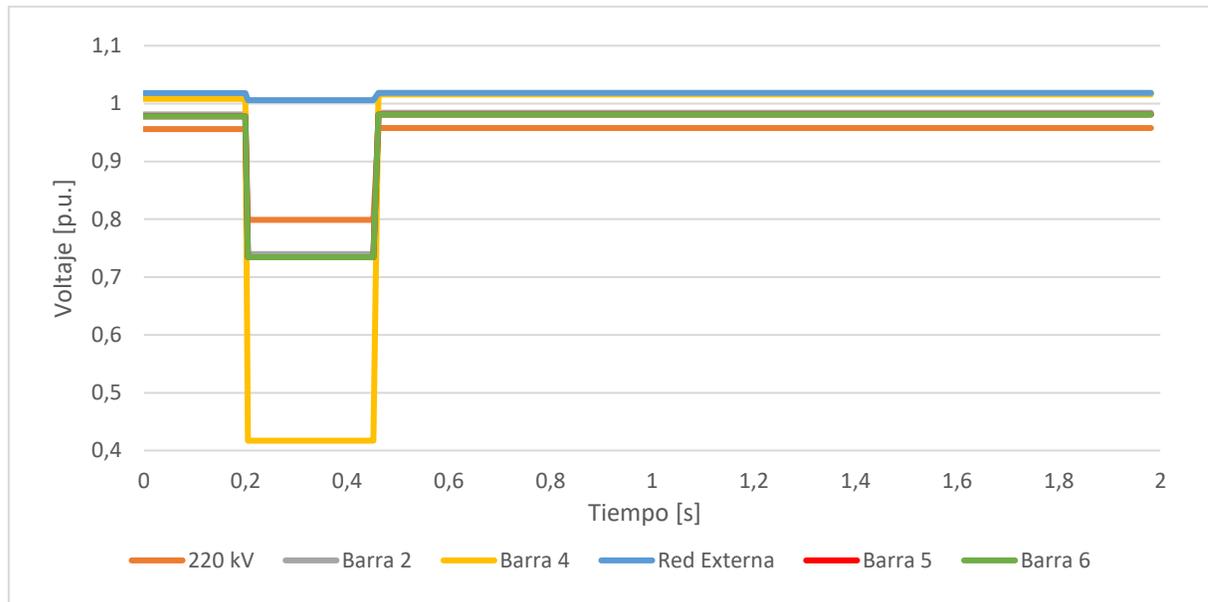
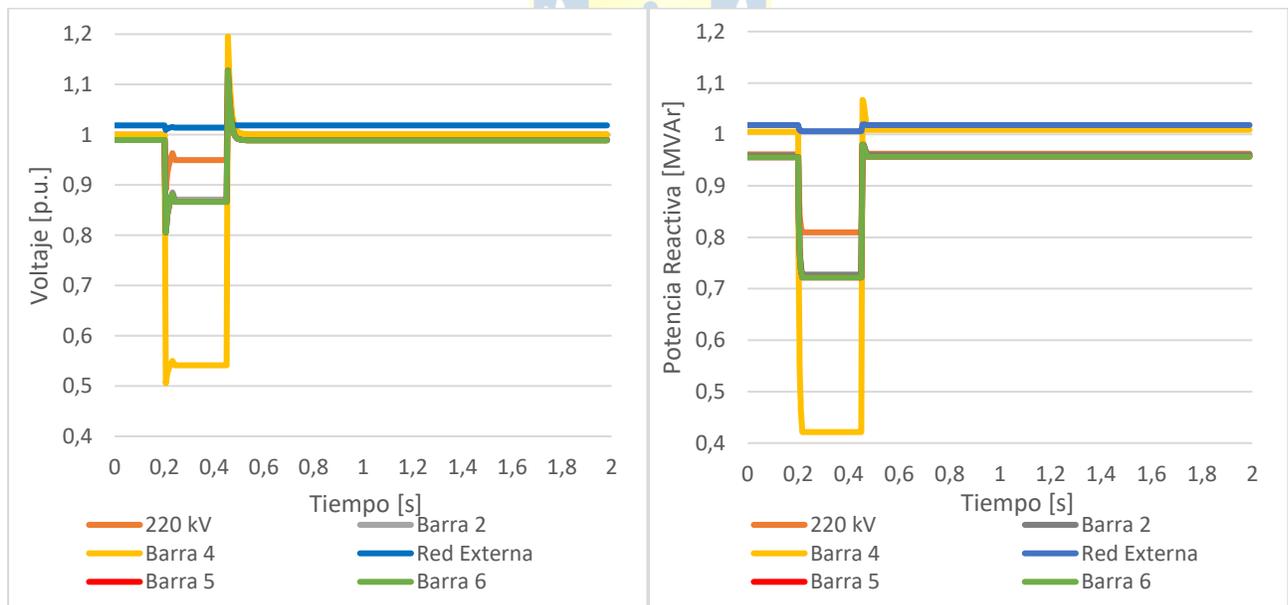


Figura 4.7 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5. (a)Potencia del STATCOM en la barra de 220 kV. (b)Potencia del TSC y TCR con el SVC en la barra de 220 kV.

- e. Al instalar un STATCOM o SVC en la barra de 220 kV y barra 4 se lograr mejorar hasta en un 14% las barras del sistema de distribución durante la perturbación. Este efecto solo ocurre cuando la falla que se produce no afecte lugares que aíslen el STATCOM o SVC instalado en la barra 4, como lo es la perturbación 5. (Ver Figura 4.8)



(a)



(b)

(c)

Figura 4.8 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5. (a) Voltajes en las barras solo con el transformador con tap automático (b) Voltajes en las barras con el STATCOM en la barra de 220 kV y barra 4 (c) Voltajes en las barras con el SVC en la barra de 220 kV y barra 4.

4.4.1 Comentarios

En general los resultados de las simulaciones dinámicas muestran que:

- Se comprueba que el cambiador automático de tap no actúa para perturbaciones de corta duración. Además, se muestra que si se utiliza un STATCOM o SVC el cambiador de tap no actuara en primera instancia tal como se obtuvo en un caso del flujo de carga.
- Se demuestra la rápida respuesta en el control de voltaje del STATCOM y SVC para perturbaciones de corta duración o variaciones de carga importantes.
- Si bien la simulación dinámica no muestra cambio de posición de los taps al no usar compensadores estáticos de reactivos, no significa que no actuara para variaciones de carga permanentes en el sistema. Por lo que para ver la posición final de los taps se recomienda realizar simulaciones de mayor duración o flujos de carga para obtener la respuesta estacionaria.
- Se comprueba el comportamiento teórico de la capacidad de compensación de potencia reactiva respecto al voltaje de conexión para los STATCOM y SVC, donde el decrecimiento de potencia reactiva aportada por el STATCOM disminuye linealmente en el SVC disminuirá de forma cuadrática.

Capítulo 5. Conclusiones

5.1. Sumario

En este trabajo se analizó el principio de operación y el tiempo de respuesta de los transformadores con cambiador de tap automático para la regulación de voltaje y su modelación en la plataforma DIgSILENT, con la finalidad de obtener el comportamiento dinámico durante perturbaciones.

También se analizó el comportamiento de equipos de compensación de reactivos con control de voltaje, tales como los STATCOM y SVC, dentro de los cuales en este último se implementó el TSC y TCR. El análisis dinámico realizado contempla una simulación de los equipos de compensación de forma independiente en DIgSILENT para distintas perturbaciones.

Luego, se realiza el modelo de un sistema de distribución minero en el cual se configuran distintas perturbaciones, donde cada una de ellas es simulada obteniendo su respuesta en voltaje.

Una vez modelado y corroborado el correcto funcionamiento del sistema de distribución minero, transformadores, STATCOM y SVC, se proceden a implementar en distintas configuraciones los equipos de compensación de reactivos en el sistema de distribución. Se simulan los diferentes casos considerados con flujos de carga para obtener resultados en estado estacionario y otros con respuesta dinámica, de los cuales se obtiene el voltaje de las barras, posición de los taps y la potencia reactiva proporcionada por los STATCOM y SVC.

Para concluir, se comparan los resultados con fin de analizar el comportamiento simultáneo de los equipos de compensación de reactivos, donde se destaca que el uso de STATCOM o SVC reducen efectivamente el actuar del tap automático del transformador, además de responder con rápidos tiempos durante perturbaciones en las que el control del transformador no es capaz de actuar.

5.2. Conclusiones

El estudio y análisis de los cambiadores de tap automático de los transformadores muestra que el tiempo en efectuarse el cambio de tap luego de percibir una alteración fuera de la banda de voltaje permitida es de por lo menos de 3 s a 5 s debido al movimiento de un motor interno del transformador que cambia los contactores de los taps, donde se debe considerar el tiempo de la perturbación eléctrica percibida de desconexión y conexión de un tap a otro tap tiene una duración de 40-60 ms. Por lo tanto, si bien el transformador puede controlar adecuadamente la tensión según lo visto en las simulaciones, no es capaz de regular ante perturbaciones rápidas en el voltaje.

Si bien la plataforma DIgSILENT permite simular el comportamiento de un transformador con cambiador de tap automático que actúa correctamente antes variaciones de voltaje y con una constante de tiempo ajustable, no genera una respuesta dinámica que represente el instante en que se realiza el cambio de tap. Esto se concluye por la respuesta escalonada e instantánea en el voltaje que se visualiza al realizar un cambio de tap en las simulaciones. Esta respuesta debería tener una duración mínima de 40 ms de acuerdo a los catálogos, mediciones y análisis del comportamiento mecánico de los cambiadores de tap.

Los modelos utilizados para los STATCOM y SVC en DIgSILENT muestran su rápido comportamiento dinámico, donde los tiempos de respuesta permiten operar en perturbaciones que involucran desde variaciones de cargas hasta cortocircuitos antes de que los cambiadores automáticos de tap de los transformadores actúen. En particular, el control aplicado en el SVS en DIgSILENT para el TSC no responde correctamente en simulaciones dinámicas y por lo tanto se comprueba el correcto uso del TSC con el elemento “Shunt/filter”, el cual controla el voltaje con condensadores con una constante de tiempo ajustable.

Los resultados obtenidos de las simulaciones estáticas muestran que:

El transformador en condiciones normales de operación puede mejorar la regulación de tensión dentro del sistema de distribución de la mina reduciendo solo dos pasos, pero ante perturbaciones como la desconexión de cargas de más de un molino u operación con menos filtros para los molinos, el transformador debe realizar más cambios en sus taps, y si la desconexión es total de los filtros o los molinos el transformador debe cambiar casi la totalidad de sus taps para tener una regulación de tensión menor al $\pm 3\%$, especialmente si la desconexión es de todos los molinos o todos los filtros.

Para analizar el correcto comportamiento simultáneo de STATCOM o SVC en conjunto al cambiador de tap automático es necesario realizar simulaciones dinámicas, puesto que realizar flujos de carga en DIgSILENT no establece prioridades en las dinámicas, las que son definidas por las constantes de tiempo.

De las simulaciones dinámicas realizadas se tiene que:

Las variaciones de carga por desconexión o conexión de SAG MILL o filtros logran ser compensadas correctamente por el STATCOM o SVC antes que el transformador realice cambios en el tap. Situación contraria a la vista en la simulación estática y que es corregida en las simulaciones dinámicas. A su vez, los cortocircuitos no son percibidos por el control del tap del transformador debido al tiempo de duración de estas perturbaciones, pero si logran ser compensadas por los STATCOM y SVC, donde por lo menos la tensión se recupera en un 10% respecto a los casos en los que no hay equipos de regulación de tensión.

La incidencia del STATCOM o SVC en la regulación de tensión depende del punto de conexión de estos equipos, puesto que no todas las barras se verán afectadas de la misma forma. Para el caso propuesto, donde se ubican los equipos de compensación en la barra principal trae consigo una mejora general de las barras del sistema de distribución, a diferencia de ubicarlos en barras más cerca a la carga, donde no se evitará actuar el transformador con tap automático al no poder regular la tensión en la barra principal con los compensadores estáticos de reactivos.

La utilización de un segundo compensador estático de reactivo de menor tamaño ubicado en otras barras del sistema de distribución con mayor sensibilidad de voltaje provoca un correcto arreglo a la sobre regulación de tensión, la que es provocada por el control de voltaje en la barra principal del sistema de distribución.

Se demuestra el efecto de la reducción de potencia reactiva inyectada en función del voltaje en las simulaciones dinámicas de cortocircuito, donde se obtiene que la máxima potencia que puede ser aportada para aumentar la tensión de una barra por un SVC disminuye más que la de un STATCOM.

Los cambiadores de tap automático no permite responder a perturbaciones rápidas (perturbaciones menores a 5 s) debido a las limitaciones de diseño [12][13], pero si pueden ser controladas por los STATCOM o SVC. Además, el cambiador de tap automático tampoco asegura que se regule el voltaje con solo un cambio de tap retardando aun mas el control.

5.3. Trabajo Futuro

En investigaciones futuras se puede investigar el efecto estadístico en la probabilidad de falla del tap automático de un transformador principal, al implementar otros equipos que controlen el voltaje en un sistema de distribución; la optimización de la ubicación de los STATCOM o SVC para diversas topologías de sistemas de distribución, ya sea para redes con fuente de energización de la red externa de diversas barras o redes con generación propia o la optimización de los parámetros de control de un STATCOM o SVC.

La plataforma DIgSILENT permite crear y modificar esquemas de control, una alternativa de estudio interesante es explorar otros esquemas de control para los STATCOM o SVC aparte del modelo proporcionado por el propio DIgSILENT.

Existen otras plataformas para la modelación de sistemas eléctricos con la posibilidad de realizar análisis dinámicos es MATLAB, el cual ya posee en sus librerías los modelos de los transformadores con tap automático, STATCOM y SVC:



Bibliografía

- [1] J. Marks *et al.* (2016). “An Analysis of Australian Power Transformer Failure Modes, and Comparison with International Surveys” *Australasian Universities Power Engineering Conference 2016*.
- [2] E. Vidyasagar, N Ramu y A Prasad Raju (2008). “Co-Ordination of SVC and on Load Tap Changing Transformer for Reactive Power Control in Power Systems” *Proceedings of the international MultiConference of Engineers and Computer Scientists Vol II, 2008*.
- [3] Bakhshideh Zad, Bashir & Lobry, Jacques & Vallee, François & Durieux, Olgan. (2013). “Improvement of on-load tap changer performance in voltage regulation of MV distribution systems with DG units using D-STATCOM”. *IET Conference Publications, 2013*.
- [4] Tenbohlen, Stefan & Jagers *et al* (2012). “Transformer reliability survey: Interim report” *Electra*, pp 46-49.
- [5] IEEE/IEC 60214-2 (2019). “IEEE/IEC International Standard for TAP-changers –Part 2: Application guidelines”.
- [6] IEEE Std C57.15 (2017). “IEEE/IEC International Standard- Power transformers – Part 21: Standard requirements, terminology, and test code for step-voltage regulators”.
- [7] Z. Xi y S. Bhattacharya (2007). "STATCOM Operation Strategy with Saturable Transformer Under Three-Phase Power System Faults," *IECON 2007 - 33rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1720-1725.
- [8] Y. Ma, A. Huang y X. Zhou (2015). "A review of STATCOM on the electric power system," *2015 IEEE International Conference on Mechatronics and Automation (ICMA)*, pp. 162-167.
- [9] N. Sabai, H. Nandar y T. Win (2008). “Voltage Control and Dynamic Performance of Power Transmission System Using Static Var Compensator”.
- [10] CIGRE (2015) “Transformer Reliability”. CIGRE Working Group A2.3, TB 642.
- [11] Plath C y Pütter M. (2016). “Dynamic analysis and testing of On-Load Tap Changer with dynamic resistance measurement”. *Transformers Magazine*, Vol 3, Issue 3, pp. 104-109.
- [12] ABB (1997) “On-load tap-changers, type UC” Technical guide.

- [13] MR- Maschinenfabrik Reinhausen (2018) “Cambiador de bajo carga VACUTAP”.
- [14] Shanghai Huaming – Manufactura de equipos eléctricos “Conmutador de Tomas Bajo Carga - Instrucciones de operación”.
- [15] Dohnal D. (2013) “On-Load Tap-Changers for Power Transformers” Publication de Maschinenfabrik.
- [16] Morán L., Weldt N., San Martin J., Hoffmann D. y Bancalari A. (2021) “Registros de Variables eléctricas en Sistema Eléctrico de Distribución – Minera Los Pelambres”.



Anexo A. Parámetros del Sistema: Ejemplo Capítulo 2

Tabla A-1: Parámetros del transformador de potencia principal utilizado en el ejemplo del Capítulo 2

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal	150	MVA
Voltaje nominal AT	220	kV
Voltaje nominal BT	23	kV
Reactancia de secuencia cero	0,1451	p.u.
Reactancia de secuencia positiva	0,049	p.u.
Ubicación del cambiador de tap	HV	----
Posición neutral	0	----
Mínima y máxima posición del tap	-5/+5	----
Variación de voltaje por tap	2,5%	----
Grupo Vectorial	Dyn1	----

Tabla A-2: Parámetros de la red externa utilizada en el ejemplo del Capítulo 2

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia de cortocircuito trifásica máxima	12600	MVA
Corriente de cortocircuito trifásica máxima	33	kA
Voltaje nominal	220	kV
Relación X/R	0,8	Ω/Ω

Tabla A-3: Parámetros de carga utilizada en el ejemplo del Capítulo 2

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia	115	MVA
Factor de potencia	0,9	Inductivo
Voltaje nominal	1	p.u.

Anexo B. Parámetros del Sistema: Ejemplo Capítulo 3

Tabla B-1: Parámetros de la red externa utilizada en el ejemplo del Capítulo 3.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia de cortocircuito trifásica máxima	12600	MVA
Corriente de cortocircuito trifásica máxima	33	kA
Voltaje nominal	220	kV
Relación X/R	0,8	Ω/Ω

Tabla B-2: Parámetros del STATCOM utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia	20	MVA
Factor de potencia	0,9	Inductivo
Voltaje nominal	1	p.u.

Tabla B-3: Parámetros del controlador del STATCOM utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.

Parámetro	Valor
Kp Ganancia del controlador de potencia activa	10,
Tp Constante de tiempo del controlador de potencia activa	0,002
Kv Ganancia del controlador de potencia reactiva	4,
Tv Constante de tiempo del controlador de potencia reactiva	0,002
Droop Ganancia de la pendiente de la caída de reactancia	0,05
Trdc Constante de tiempo de la medición de tensión DC	0,001
Trac Constante de tiempo de la medición de tensión AC	0,01
i_min Límite inferior de corriente	-2,67
i_max Límite superior de corriente	2,67

Tabla B-4: Parámetros del TSC utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia	20	MVA
Cantidad de capacitores	20	---
Banda de control del voltaje	1,01/0,99	p.u.
Constante de tiempo de control	0,01	s

Tabla B-5: Parámetros del TCR utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia	20	MVA
Voltaje de referencia	1	p.u.

Tabla B-6: Parámetros del controlador del TCR utilizado en el ejemplo del Capítulo 3.

Parámetro	Valor
K1 Ganancia del controlador	200
T1 Constante de tiempo del filtro	0.02
Ka Ganancia del controlador	2
Ta Constante de tiempo de la salida del filtro	0.02

Tabla B-7: Parámetros de las cargas utilizadas en el ejemplo del Capítulo 3.

Nombre	Parámetro	Valor	Unidad
General Load Bus Grid Ind	Potencia Activa	1	MW
	Potencia Reactiva	15	MVAr
General Load Bus Grid Cap	Potencia Activa	1	MW
	Potencia Reactiva	-15	MVAr
General Load Bus Regulado Ind	Potencia Activa	1	MW
	Potencia Reactiva	5	MVAr
General Load Bus Regulado Cap	Potencia Activa	1	MW
	Potencia Reactiva	-5	MVAr



Anexo C. Parámetros del Sistema: Ejemplo Capítulo 4

Tabla C-1: Parámetros del transformador de potencia principal utilizado en el ejemplo del Capítulo 4.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal	100	MVA
Voltaje nominal AT	220	kV
Voltaje nominal BT	23	kV
Reactancia de secuencia cero	0,14	p.u.
Reactancia de secuencia positiva	0,03	p.u.
Grupo Vectorial	Dyn1	----

Tabla C-2: Parámetros de la red externa utilizada en el ejemplo del Capítulo 4.

Parámetro	Valor	Unidad
Potencia de cortocircuito trifásica máxima	15800	MVA
Corriente de cortocircuito trifásica máxima	41,45	kA
Voltaje nominal	224	kV
Relación X/R	14,26	Ω/Ω

Tabla C-3: Parámetros de las cargas utilizada en ejemplo del Capítulo 4.

Nombre	Parámetro	Valor	Unidad
Carga Barra 1	Potencia Activa	48,4	MW
	Potencia Reactiva	8,6	MVAr
Carga Barra 2	Potencia Activa	26,4	MW
	Potencia Reactiva	2	MVAr
Carga Barra 3	Potencia Activa	21,4	MW
	Potencia Reactiva	3,1	MVAr
Carga Barra 4	Potencia Activa	10	MW
	Potencia Reactiva	3,2	MVAr
Carga Barra 5	Potencia Activa	3,1	MW
	Potencia Reactiva	0	MVAr
Carga Barra 6	Potencia Activa	2,7	MW
	Potencia Reactiva	0,8	MVAr
Relave Externo	Potencia Activa	5,5	MW
	Potencia Reactiva	0,3	MVAr

Tabla C-4: Parámetros de las líneas utilizadas en el ejemplo del Capítulo 4.

Elemento	Parámetro	Valor	Unidad
Línea entre Barra 1 y 4	Longitud	11,4	km
	Resistencia por unidad de longitud	0,096	Ω/km
	Inductancia por unidad de longitud	0,55	mH /km
	Capacitancia por unidad de longitud	0,3	$\mu\text{F} /\text{km}$
	Tipo	500 MCM 25 kV	

Tabla C-5: Parámetros de los filtros utilizados en las barras 1, 2 y 3 en el ejemplo del Capítulo 4.

Elemento	Parámetro	Valor	Unidad
Filtros 5 ^a armónica SAG N°1 y N° 2	Potencia nominal	5	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	5	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtros 9 ^a armónica SAG N°1 y N° 2	Potencia nominal	4	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	9	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtros 11 ^a armónica SAG N°1 y N° 2	Potencia nominal	3	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	11	---
	Factor de calidad Q	1	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtros 5 ^a armónica SAG N°3	Potencia nominal	8	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	5	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtros 9 ^a armónica SAG N°3	Potencia nominal	4	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	9	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtros 11 ^a armónica SAG N°3	Potencia nominal	14	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	11	---
	Factor de calidad Q	0,2	---
	Tipo	R-L-C	---

Tabla C-6: Parámetros de los filtros utilizados en la barra 4 en el ejemplo del Capítulo 4.

Elemento	Parámetro	Valor	Unidad
Filtro 3 ^a armónica	Potencia nominal	2,2	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	3	---
	Factor de calidad Q	1	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 5 ^a armónica	Potencia nominal	3,5	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	5	---
	Factor de calidad Q	1	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 7 ^a armónica	Potencia nominal	2	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	7	---
	Factor de calidad Q	1	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 11 ^a armónica	Potencia nominal	5,5	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	11	---
	Factor de calidad Q	1	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 13 ^a armónica	Potencia nominal	4	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	13	---
	Factor de calidad Q	1	---
	Tipo	R-L-C	---

Tabla C-7: Parámetros de los filtros utilizados en la barra 5 y 6 en el ejemplo del Capítulo 4.

Elemento	Parámetro	Valor	Unidad
Filtro 5 ^a armónica Barra 5	Potencia nominal	4	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	5	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 9 ^a armónica Barra 5	Potencia nominal	4	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	9	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 11 ^a armónica Barra 5	Potencia nominal	6,5	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	11	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 5 ^a armónica Barra 6	Potencia nominal	4	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	5	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---
Filtro 11 ^a armónica Barra 6	Potencia nominal	8,5	MVAr
	Voltaje nominal	23	kV
	Orden de sintonización	11	---
	Factor de calidad Q	0	---
	Tipo	R-L-C	---

Anexo D. Resultado de Simulaciones del ejemplo del Capítulo 4 - Gráficos

6.1. Solo con tap automático de transformador

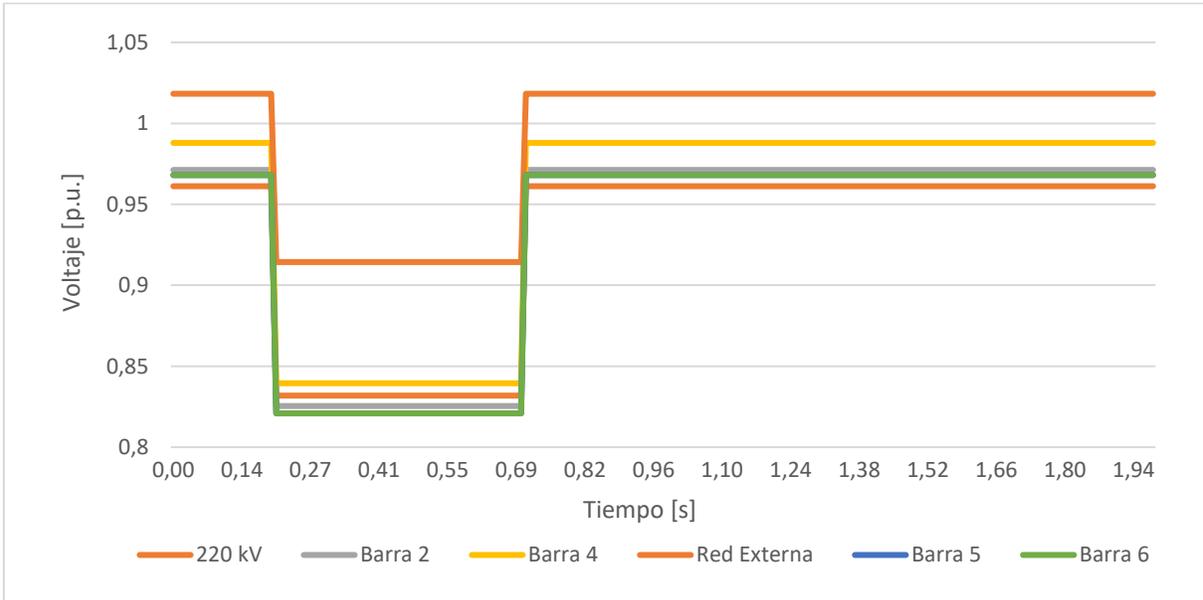


Figura D.1 Voltajes en las barras al simular la perturbación N°1 solo con el cambiador de tap automático.

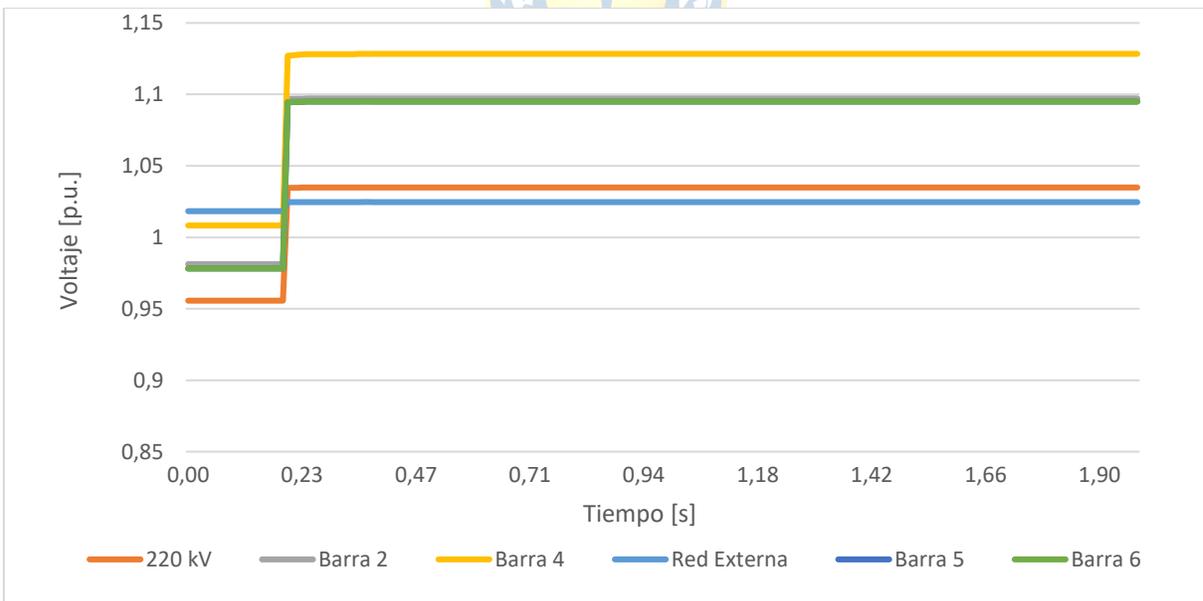


Figura D.2 Voltajes en las barras al simular la perturbación N°2 solo con el cambiador de tap automático.

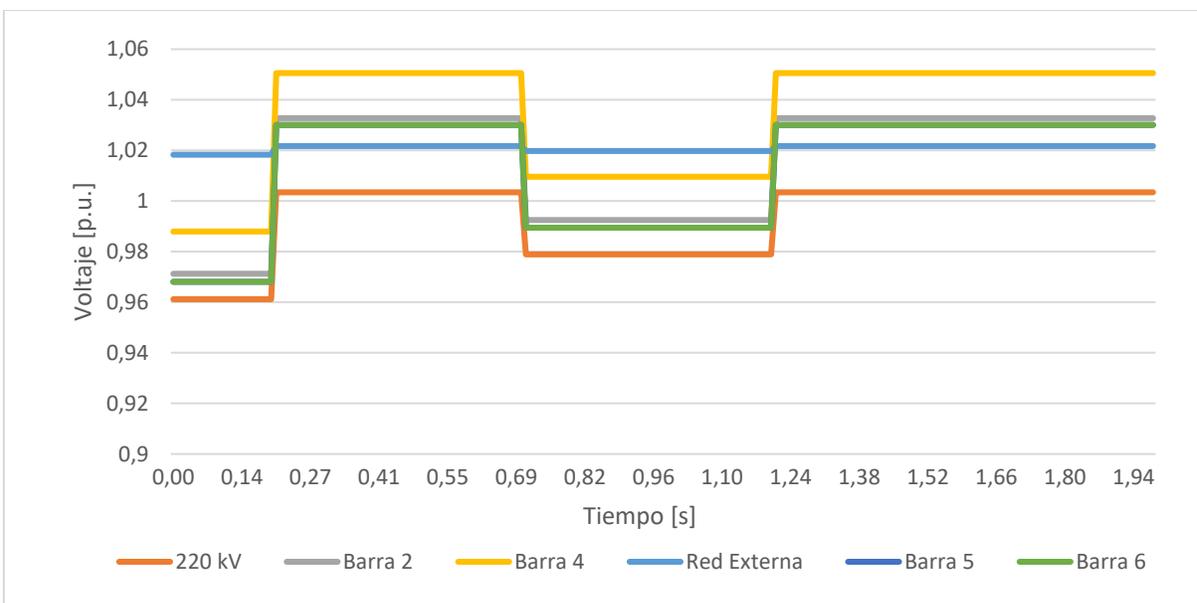


Figura D.3 Voltajes en las barras al simular la perturbación N°3 solo con el cambiador de tap automático.

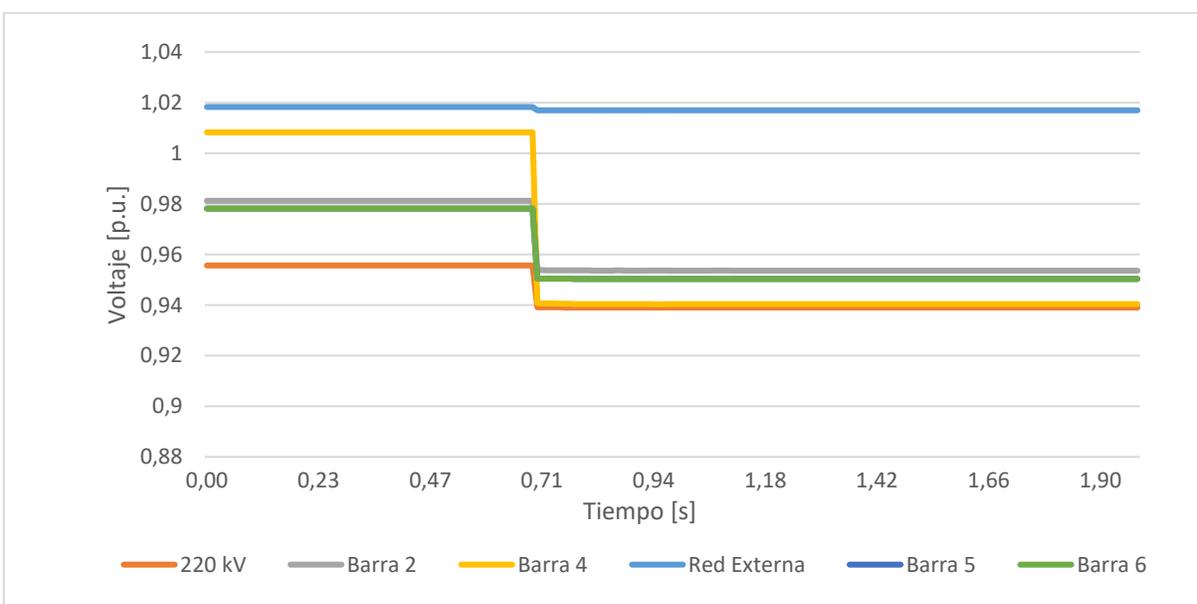


Figura D.4 Voltajes en las barras al simular la perturbación N°4 solo con el cambiador de tap automático.

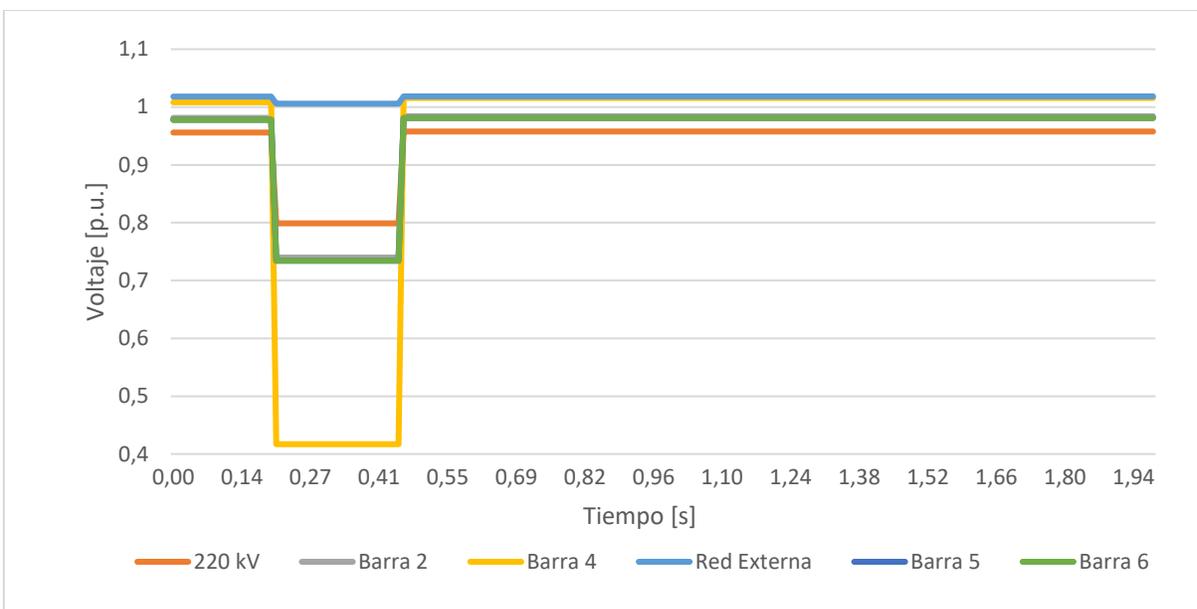


Figura D.5 Voltajes en las barras al simular la perturbación N°5 solo con el cambiador de tap automático.

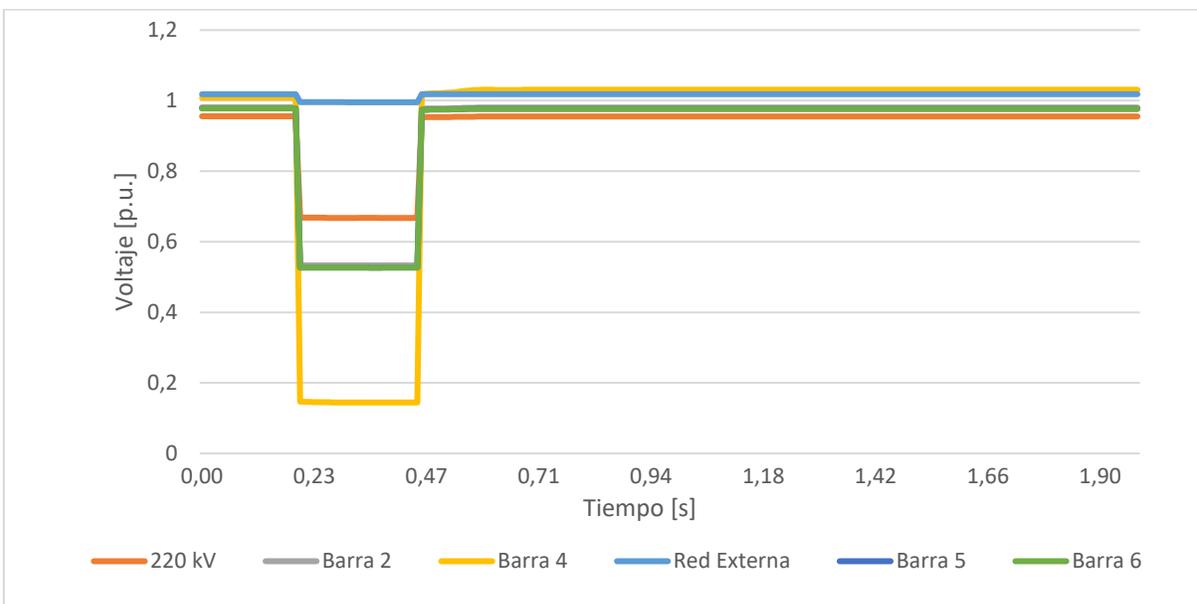


Figura D.6 Voltajes en las barras al simular la perturbación N°6 solo con el cambiador de tap automático.

6.2. SVC en 220 kV

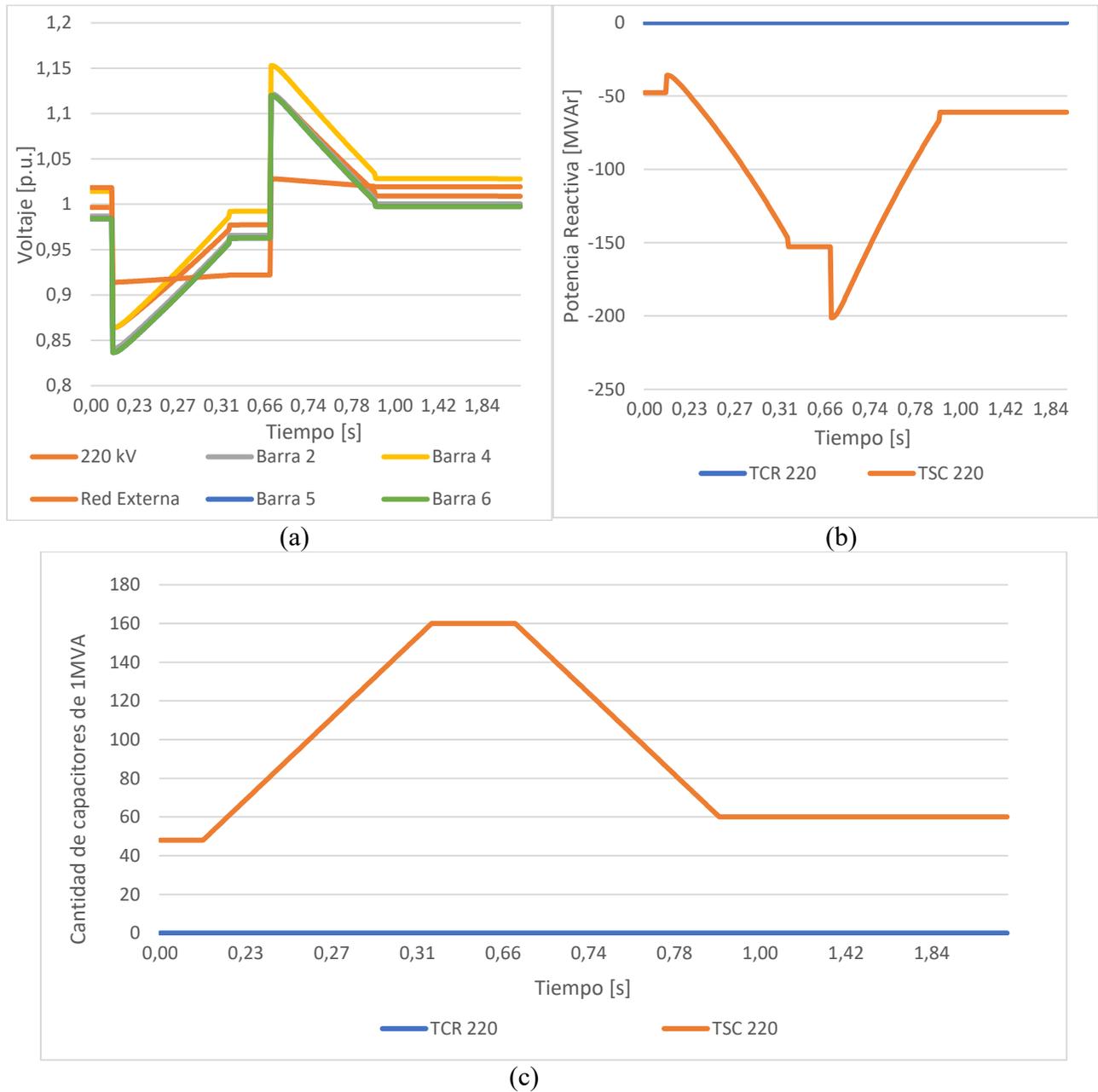


Figura D.7 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el SVC en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR (c) Cantidad de capacitores activos del TSC.

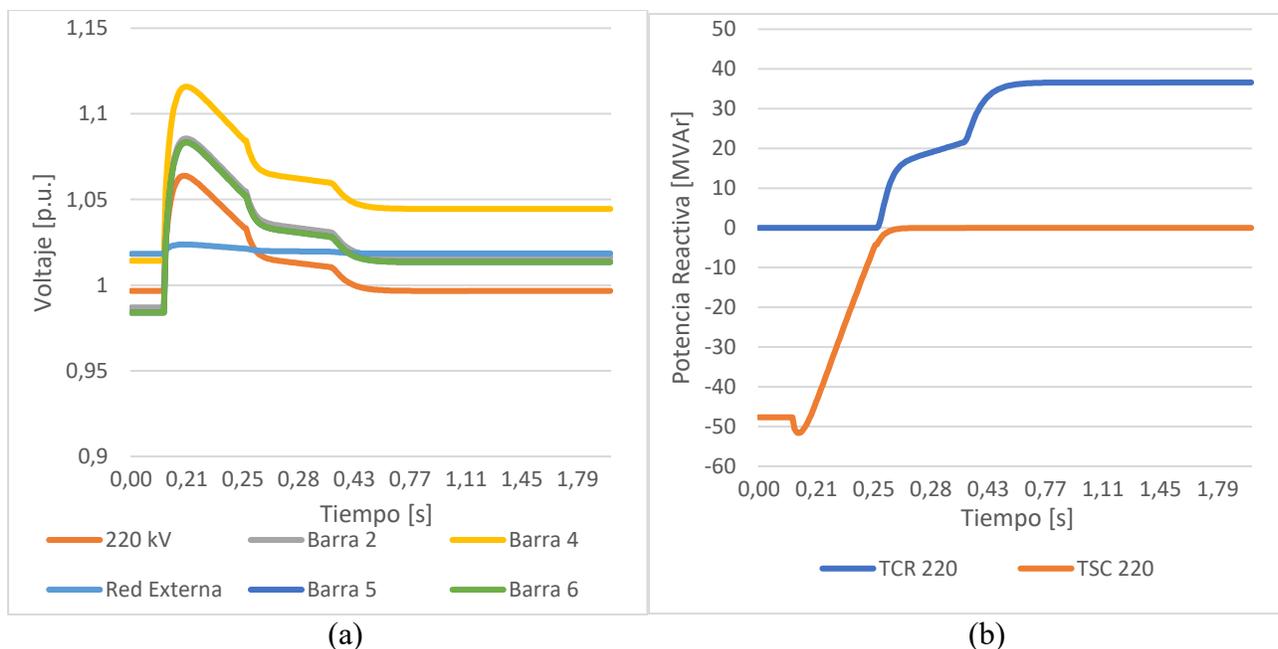


Figura D.8 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el SVC en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

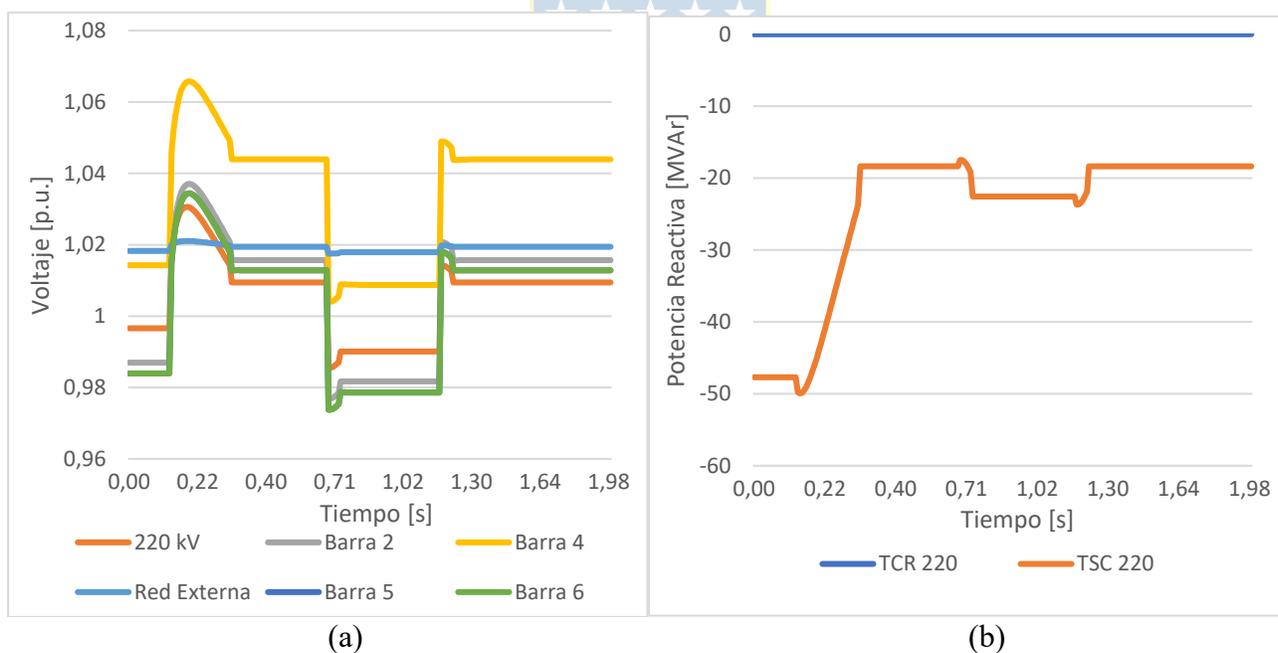


Figura D.9 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el SVC en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

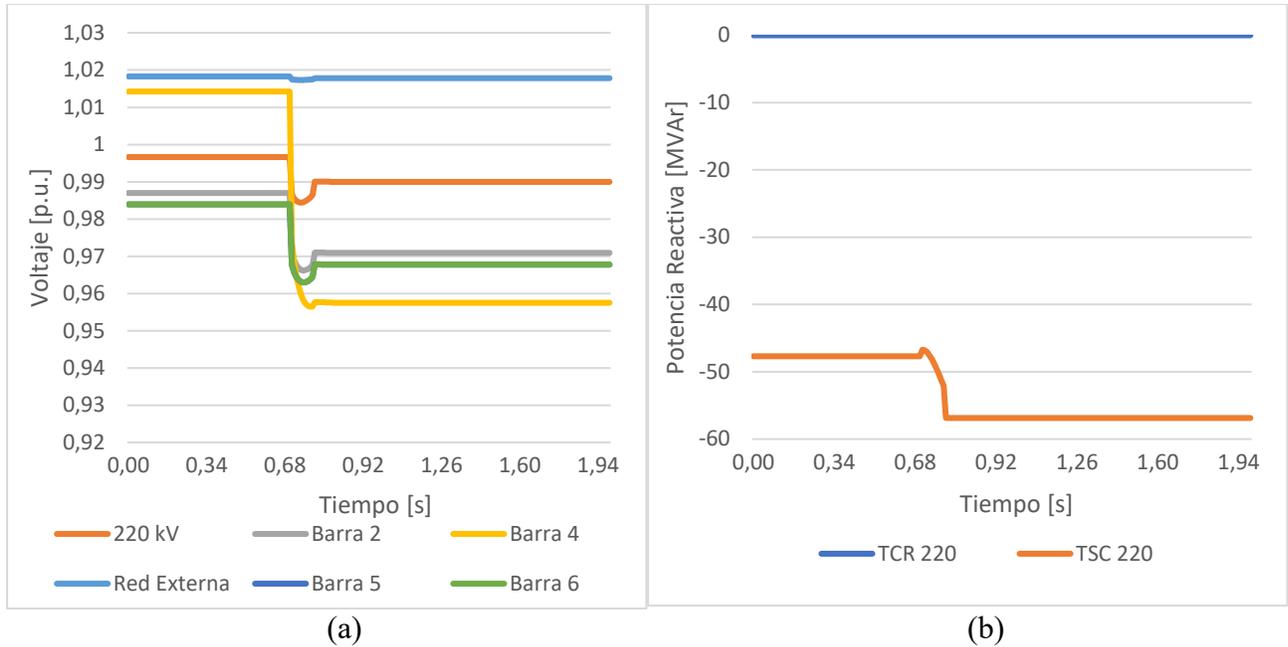
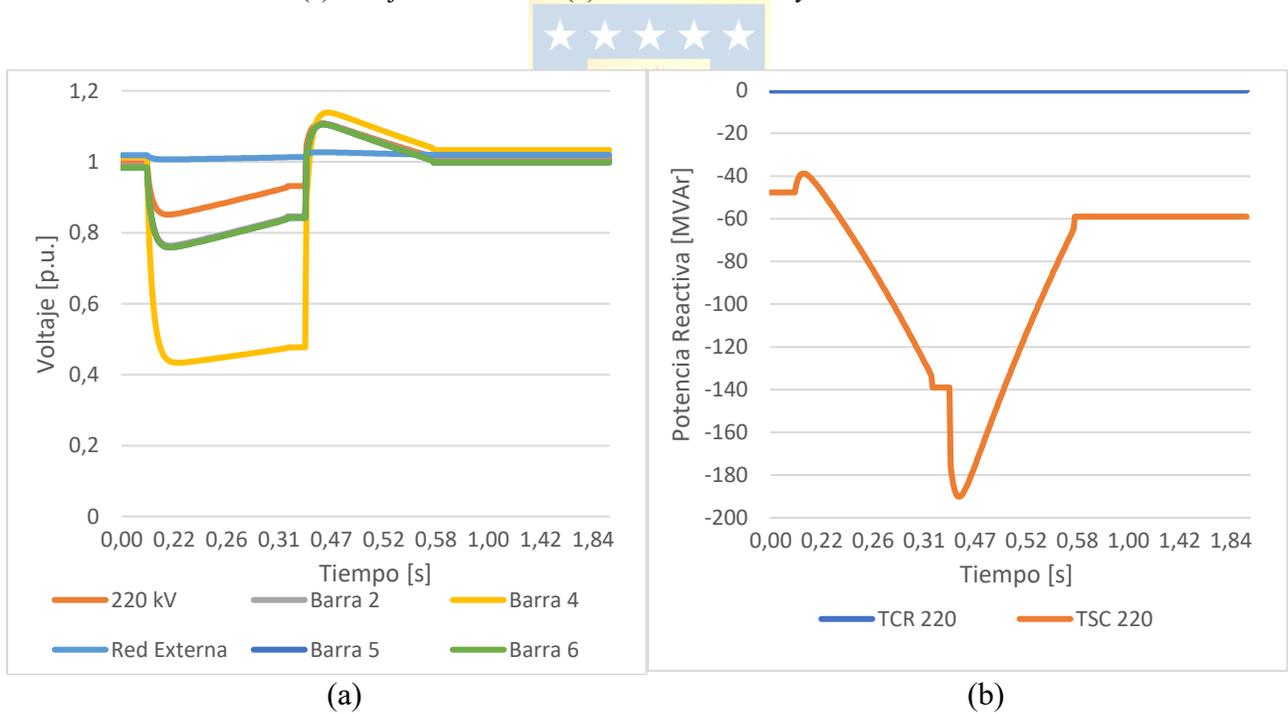
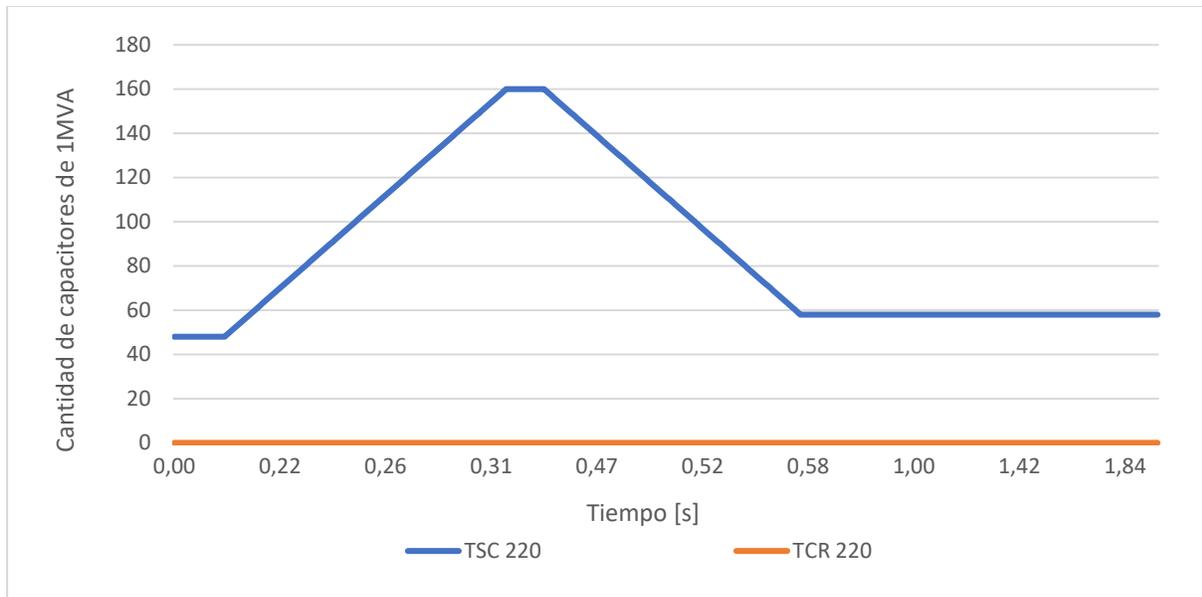


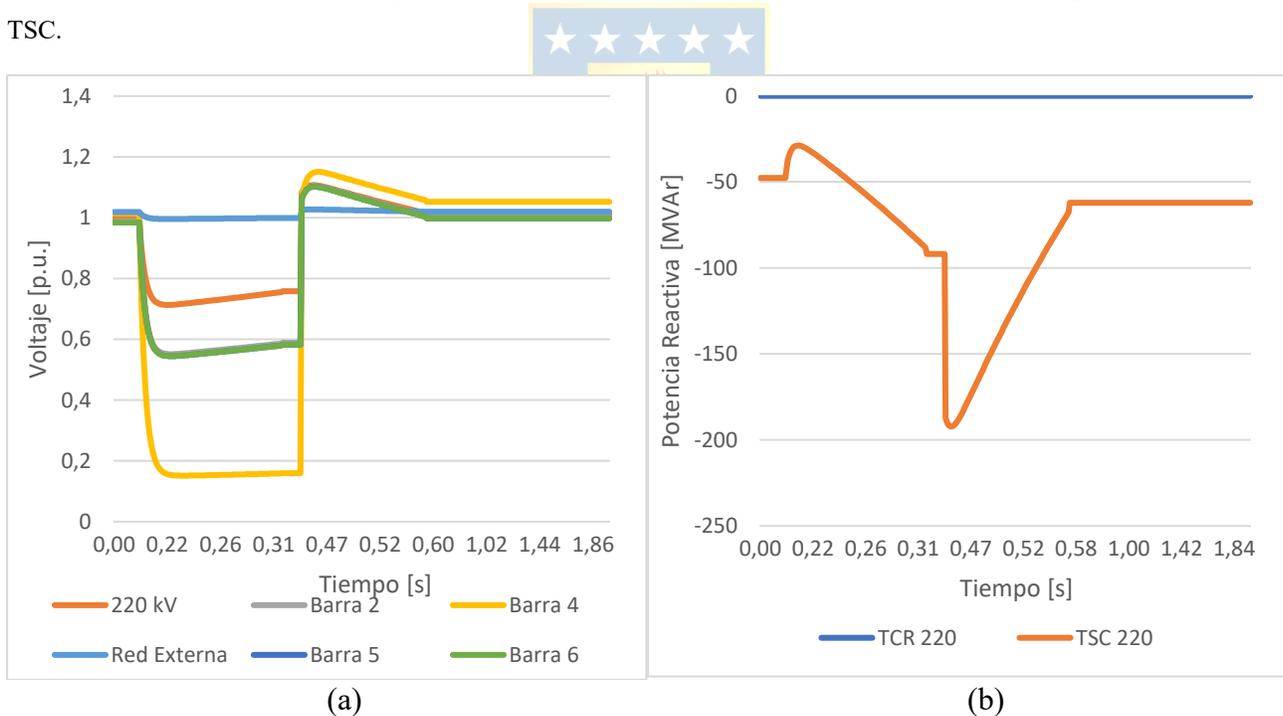
Figura D.10 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el SVC en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.



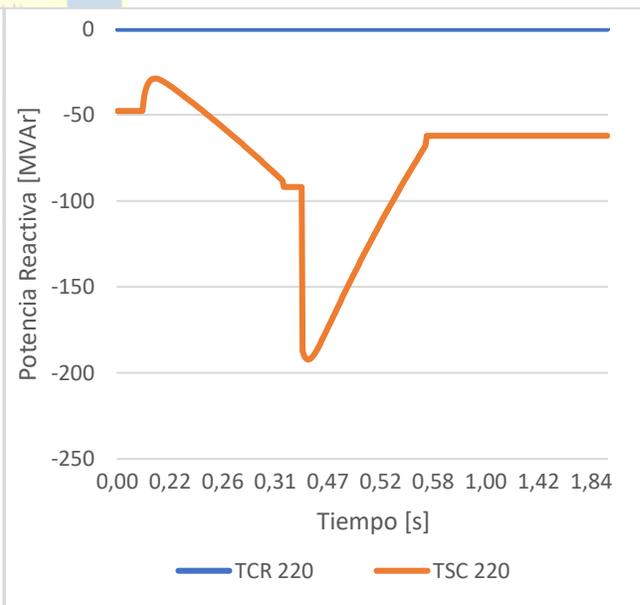


(c)

Figura D.11 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el SVC en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR (c) Cantidad de capacitores activos del TSC.



(a)



(b)

Figura D.12 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el SVC en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

6.3. SVC en barra 2 - 23 kV

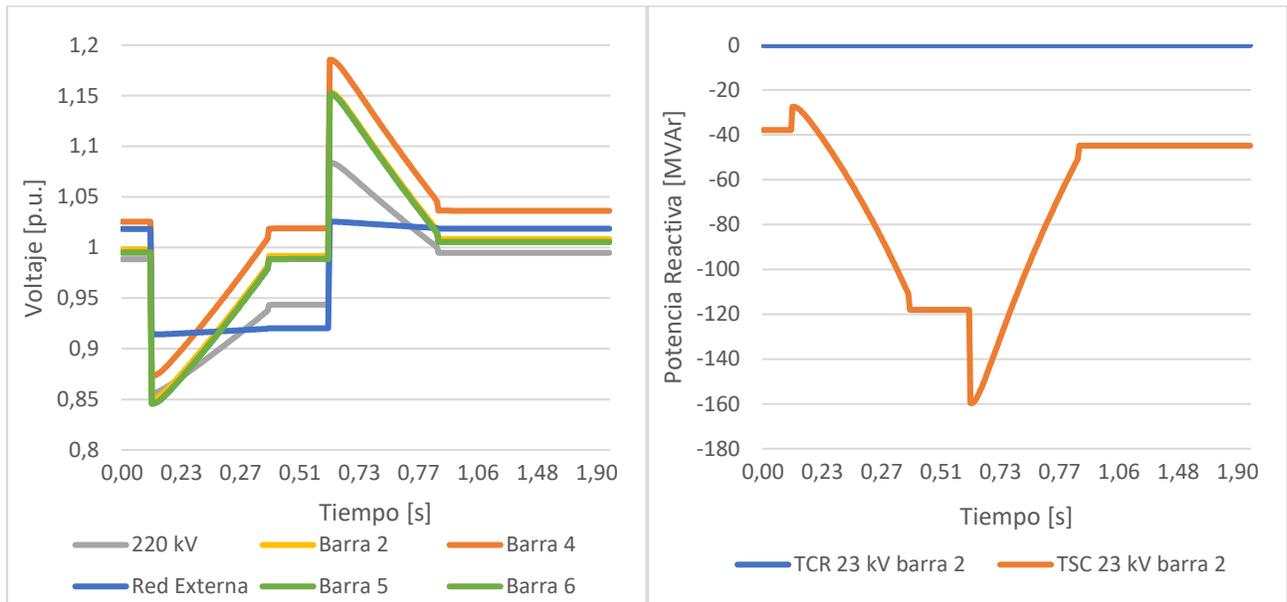


Figura D.13 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el SVC en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

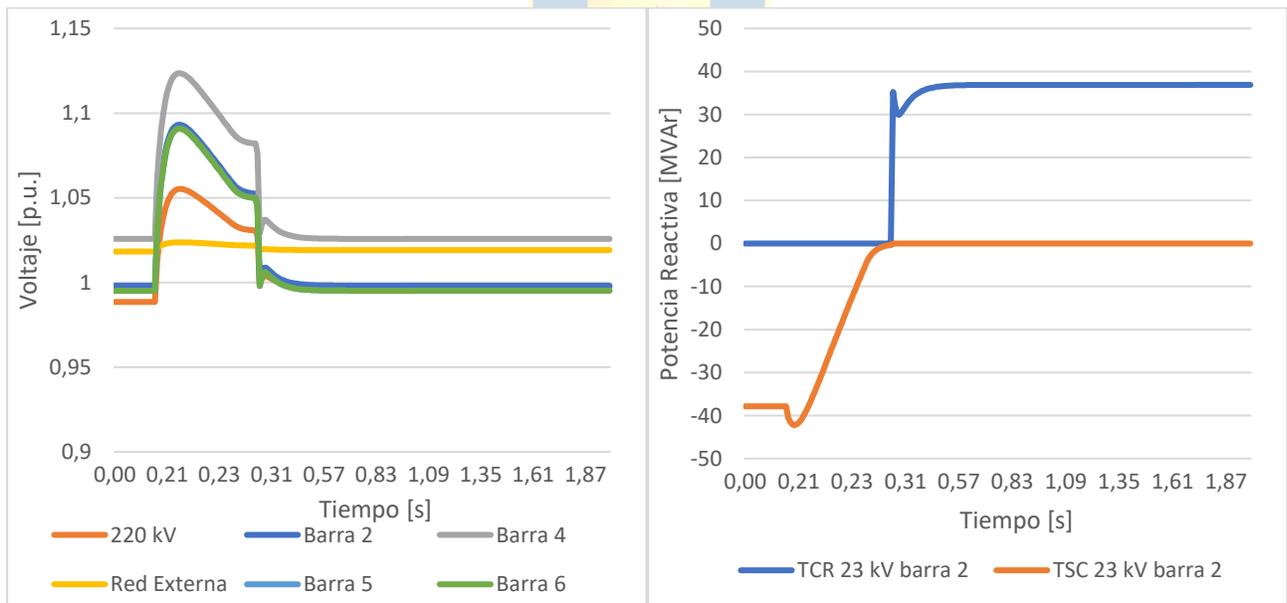


Figura D.14 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el SVC en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

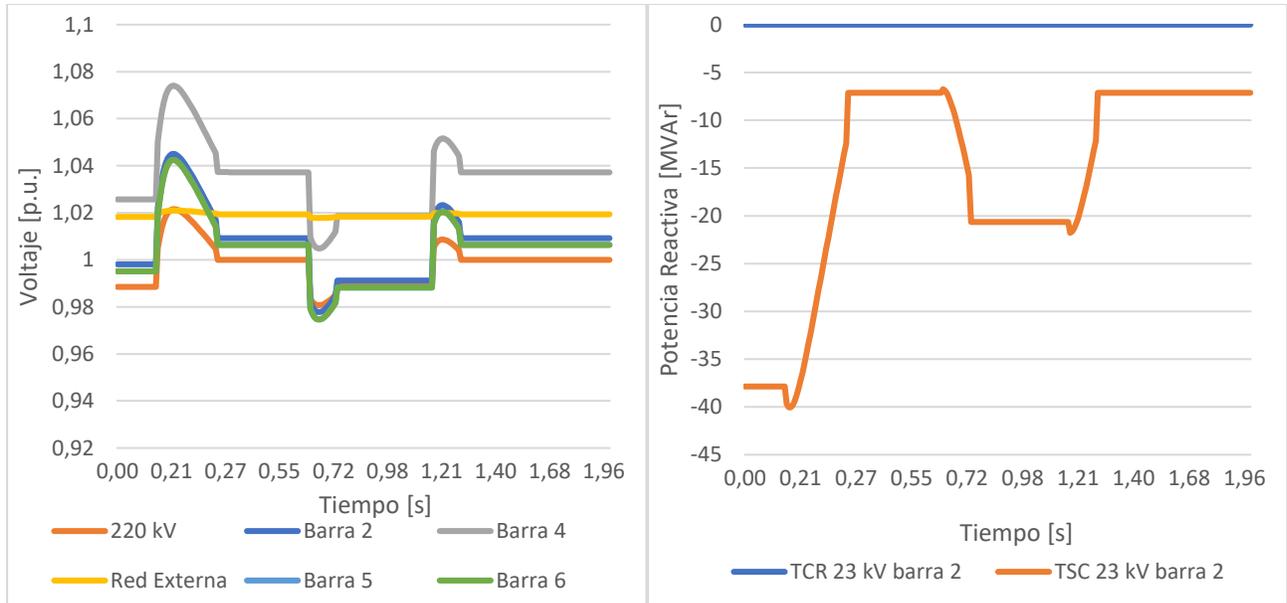


Figura D.15 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el SVC en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

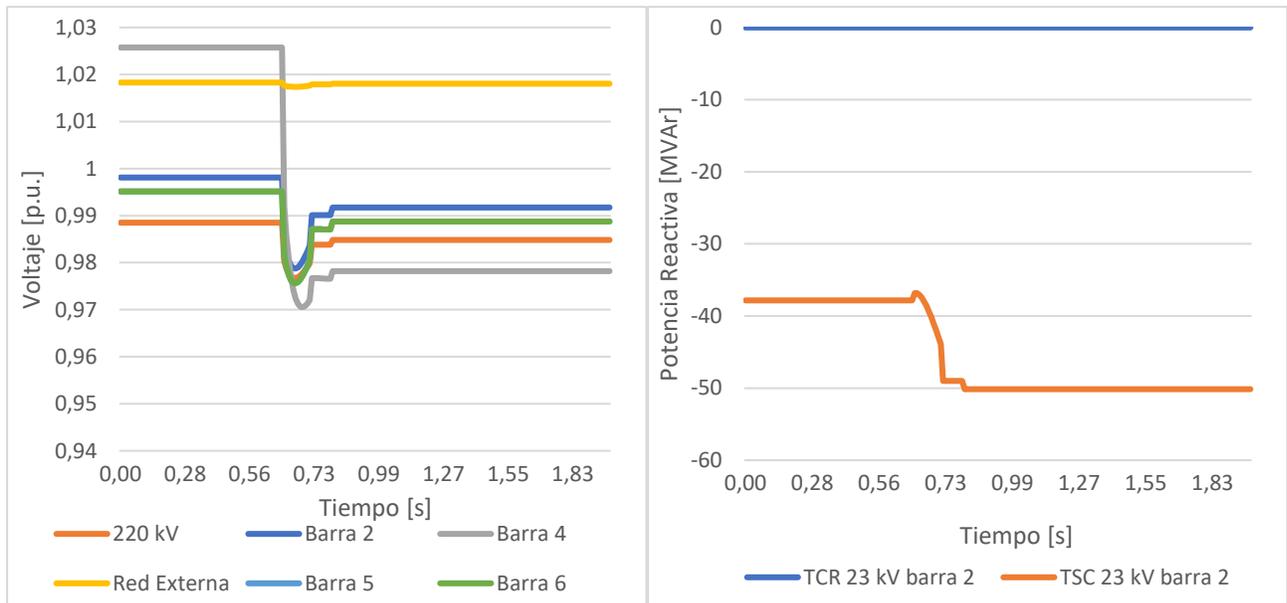


Figura D.16 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el SVC en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

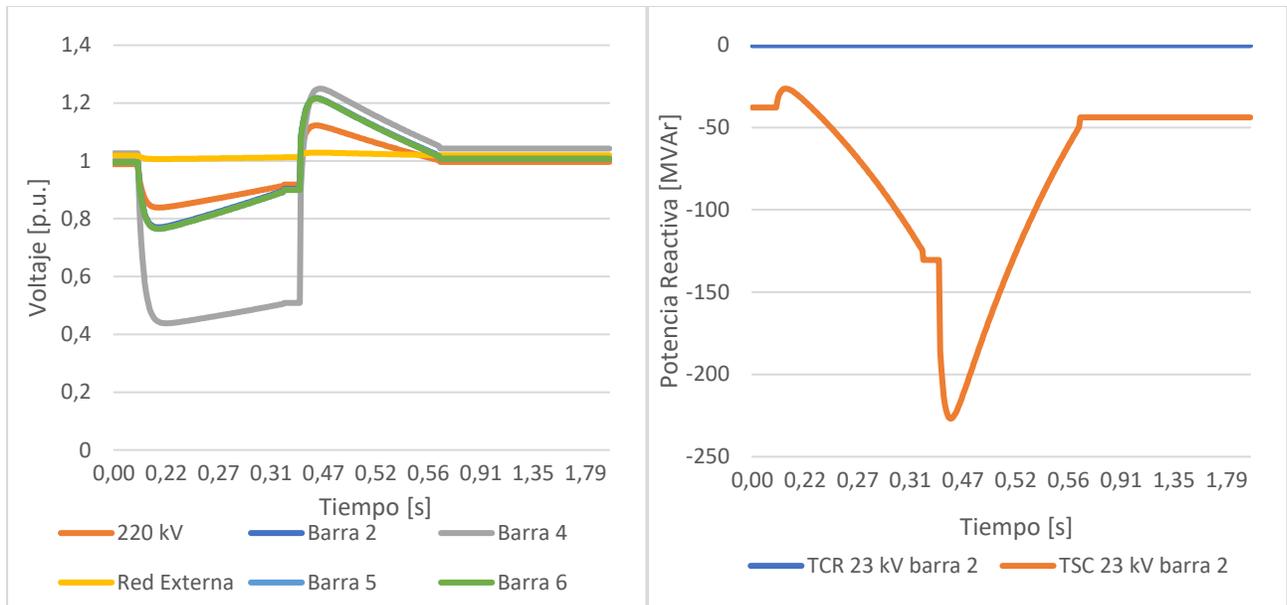


Figura D.17 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el SVC en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

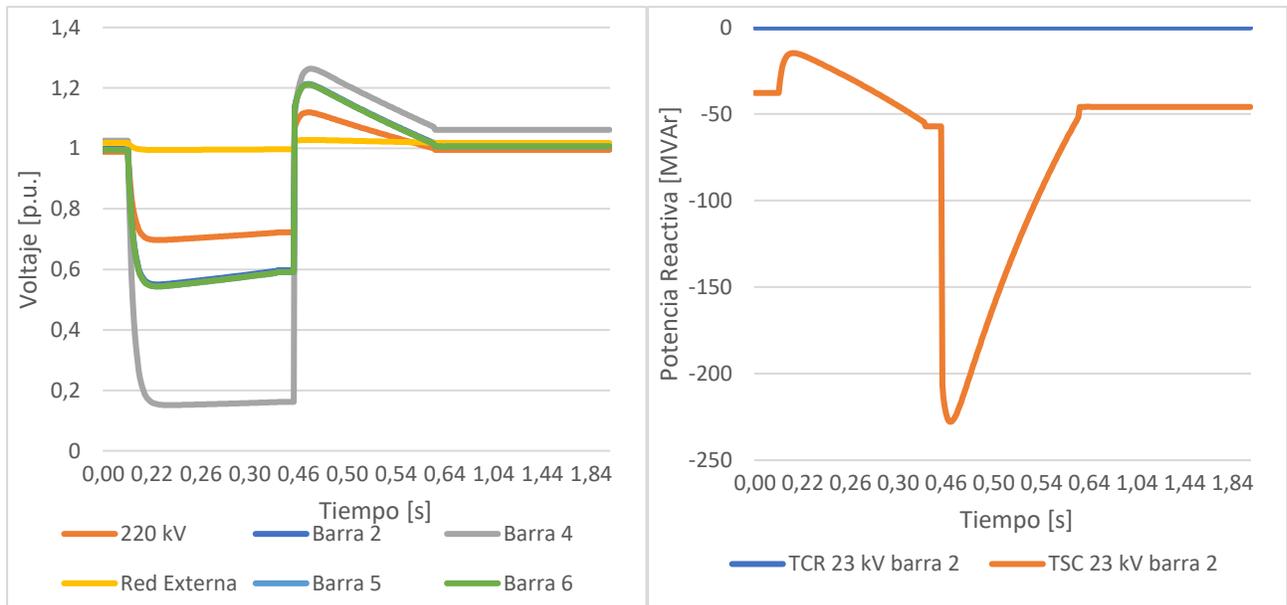


Figura D.18 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el SVC en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

6.4. SVC en barra 4 - 23 kV

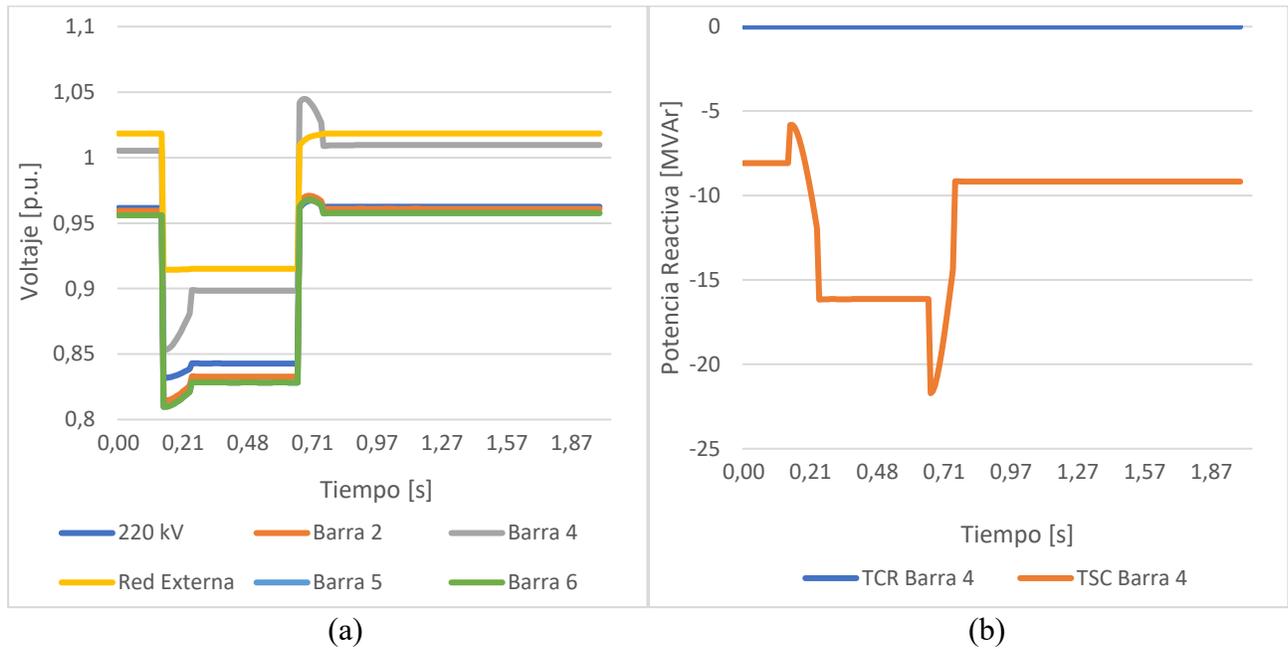


Figura D.19 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el SVC en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

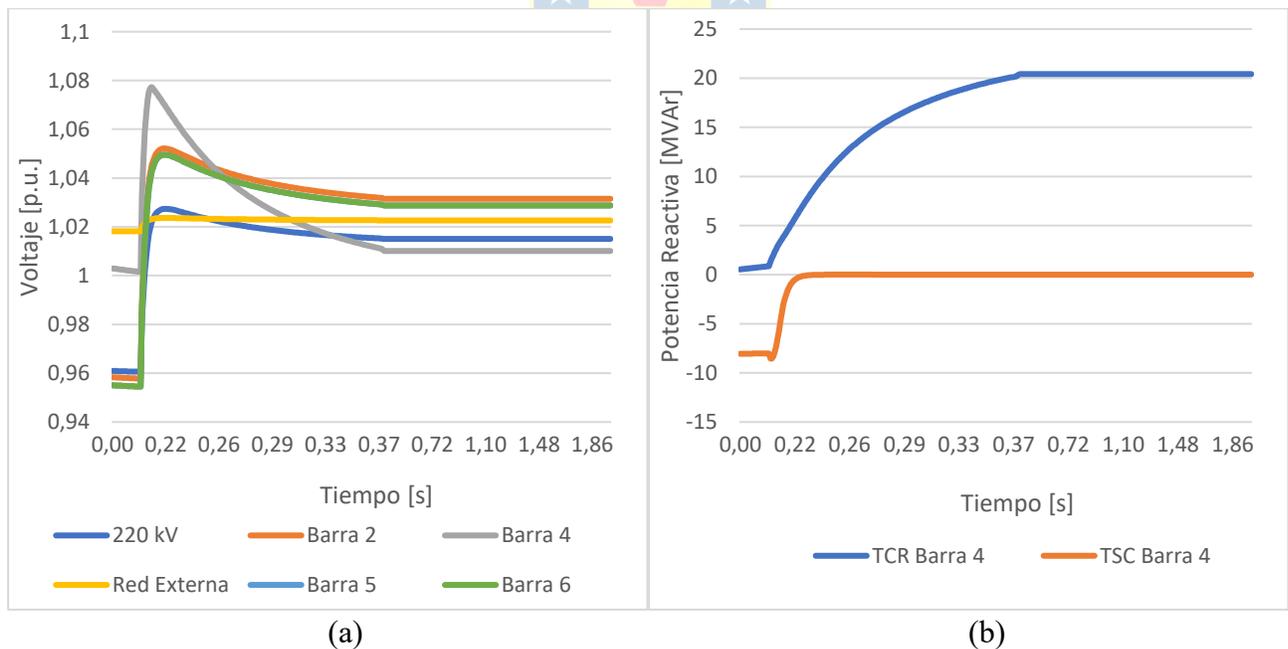


Figura D.20 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el SVC en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

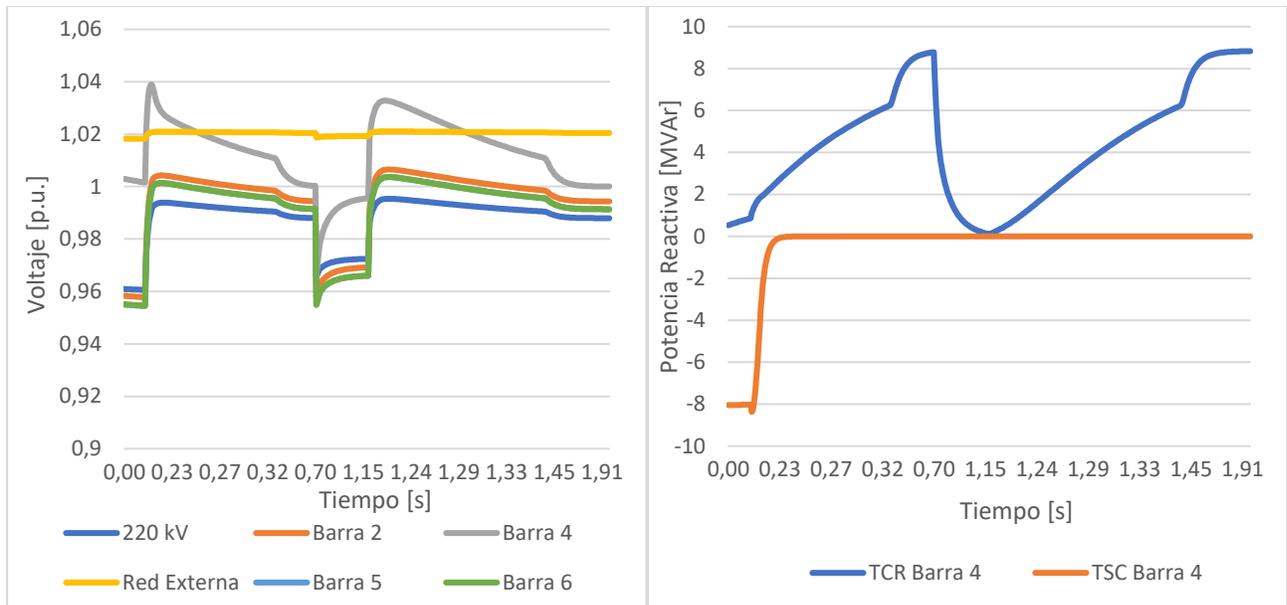


Figura D.21 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el SVC en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

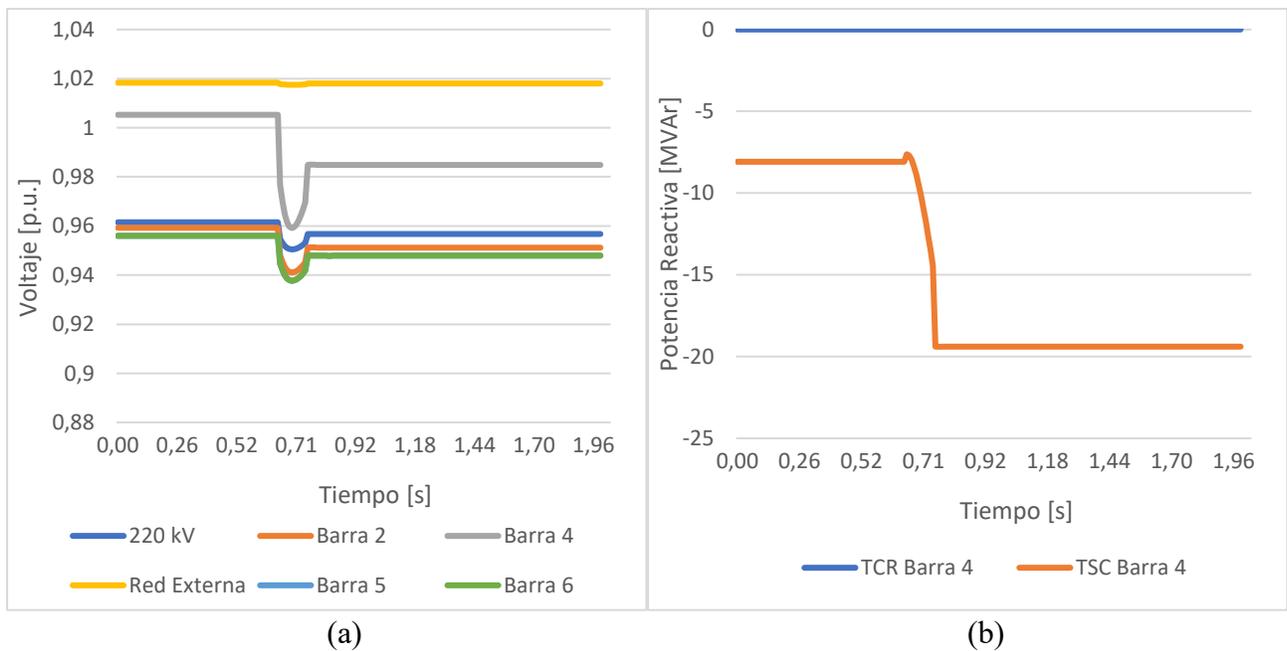
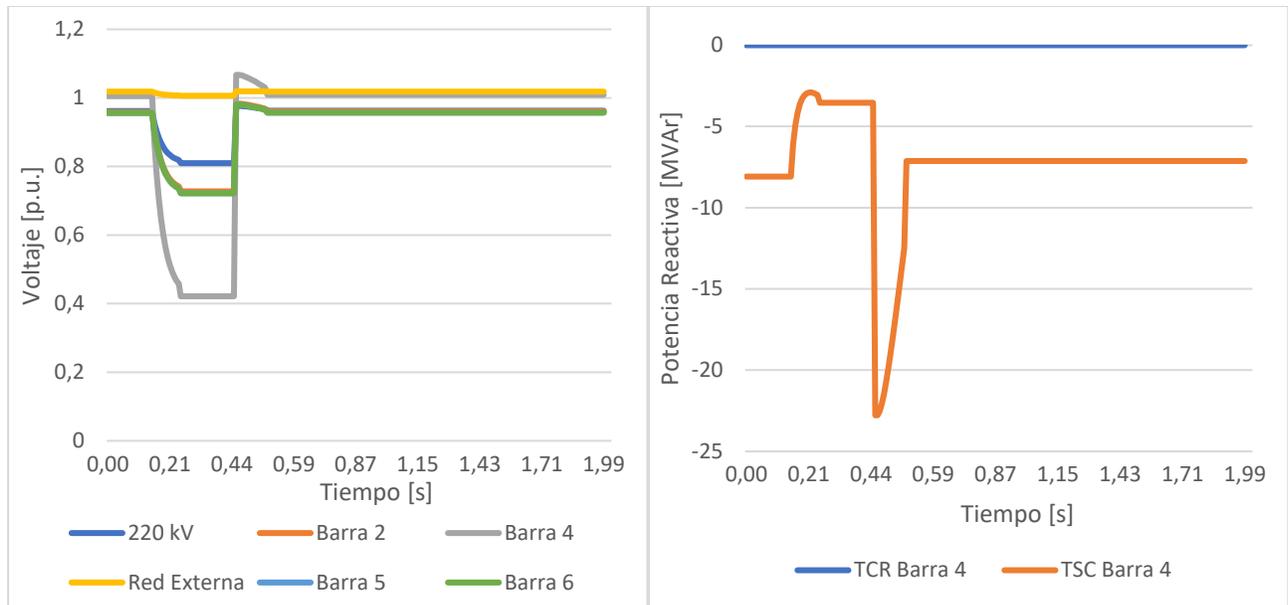
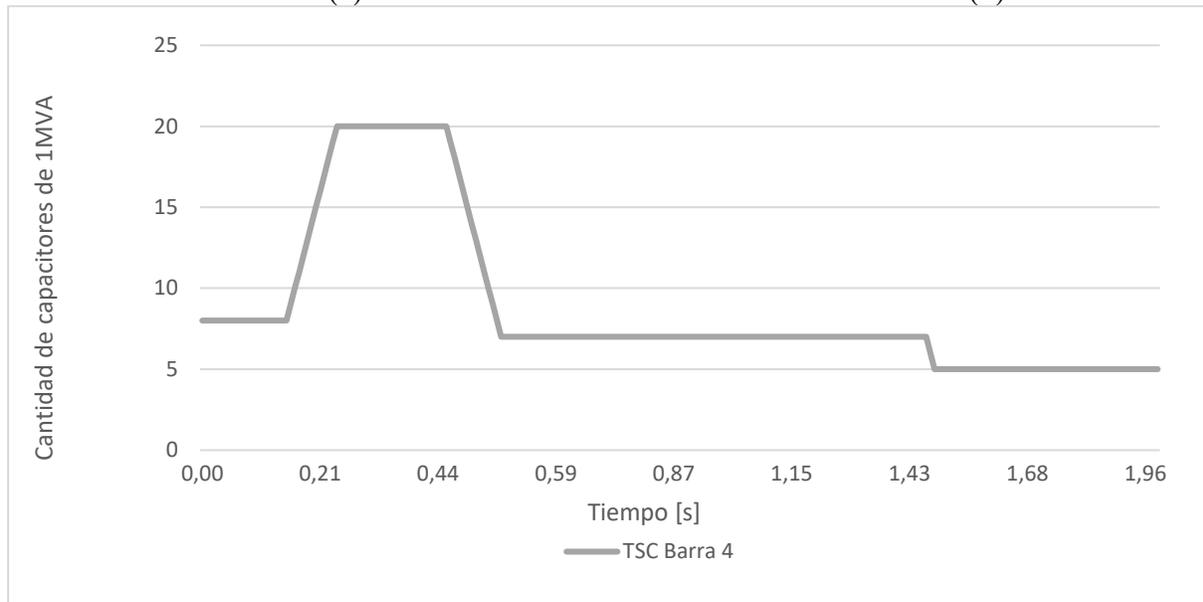


Figura D.22 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el SVC en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.



(a)

(b)



(c)

Figura D.23 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el SVC en la barra 4 de 23 kV (a)Voltajes en las barras (b)Potencia del TSC y TCR (c)Cantidad de capacitores conectados en el TSC.

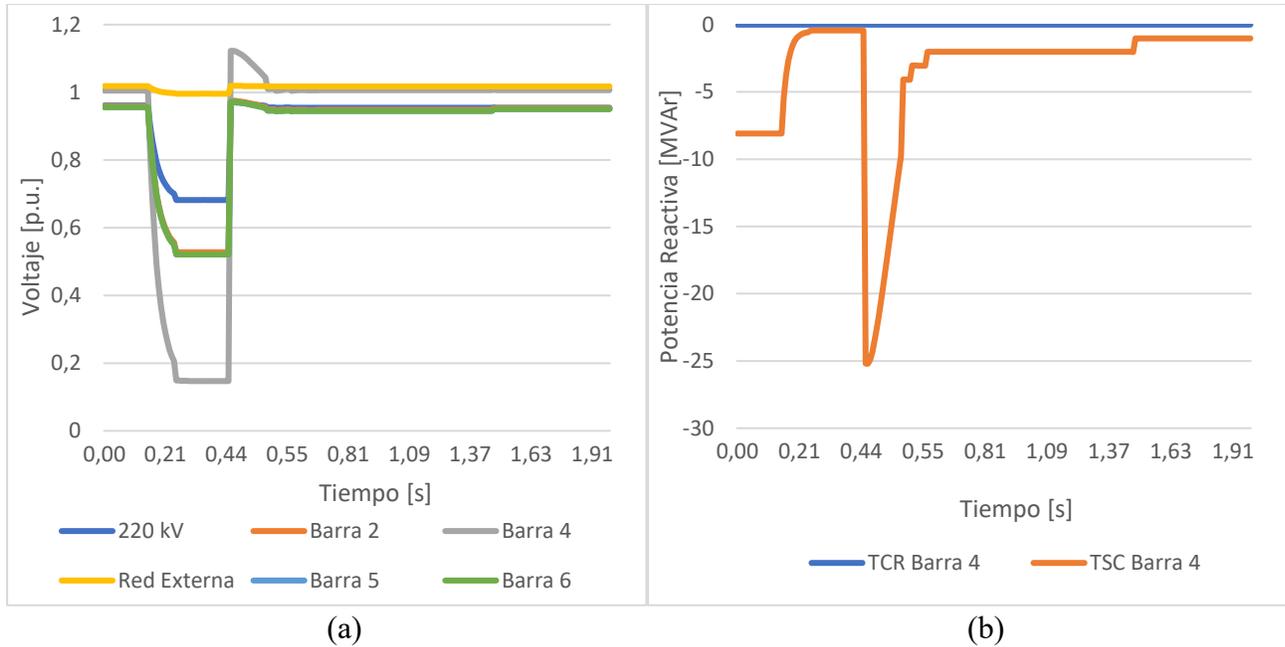


Figura D.24 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el SVC en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

6.5. SVC en 220 kV y en barra 4 - 23 kV

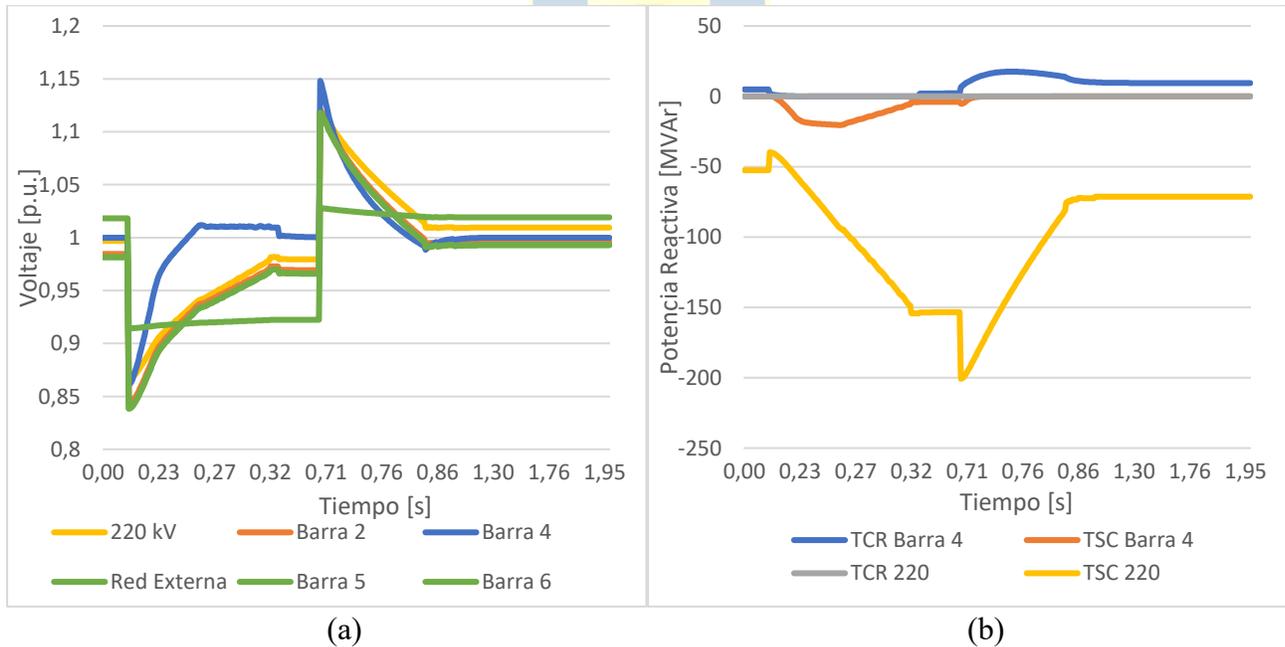


Figura D.25 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

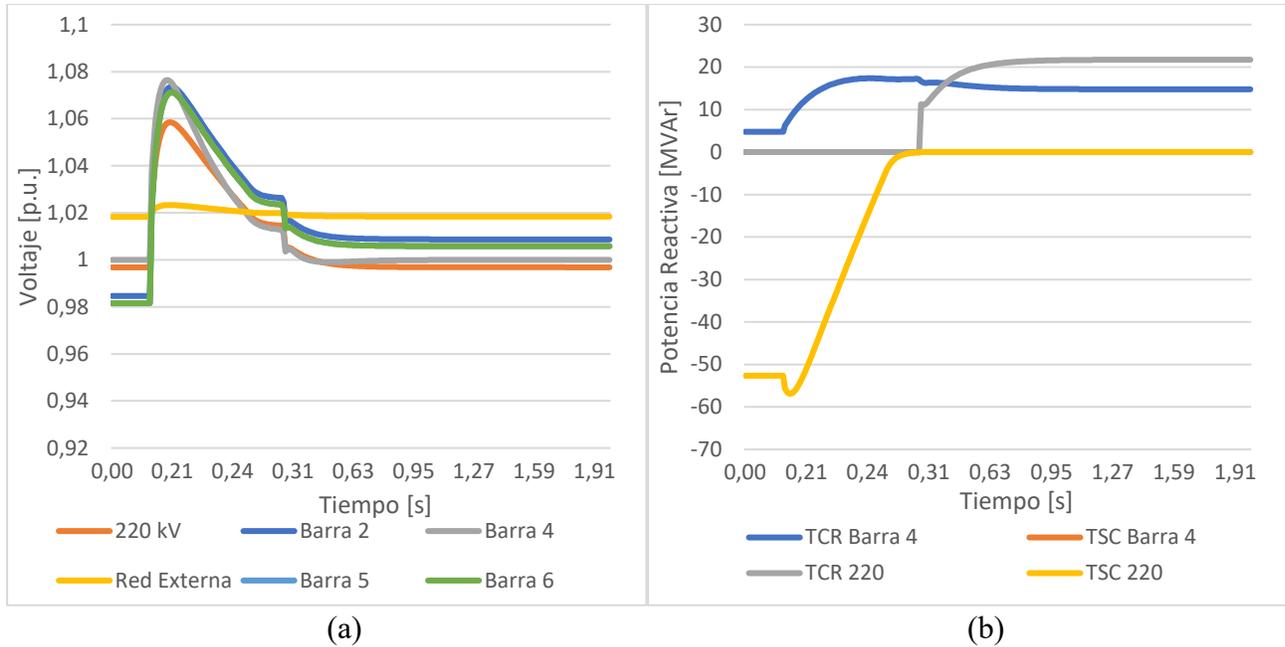


Figura D.26 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

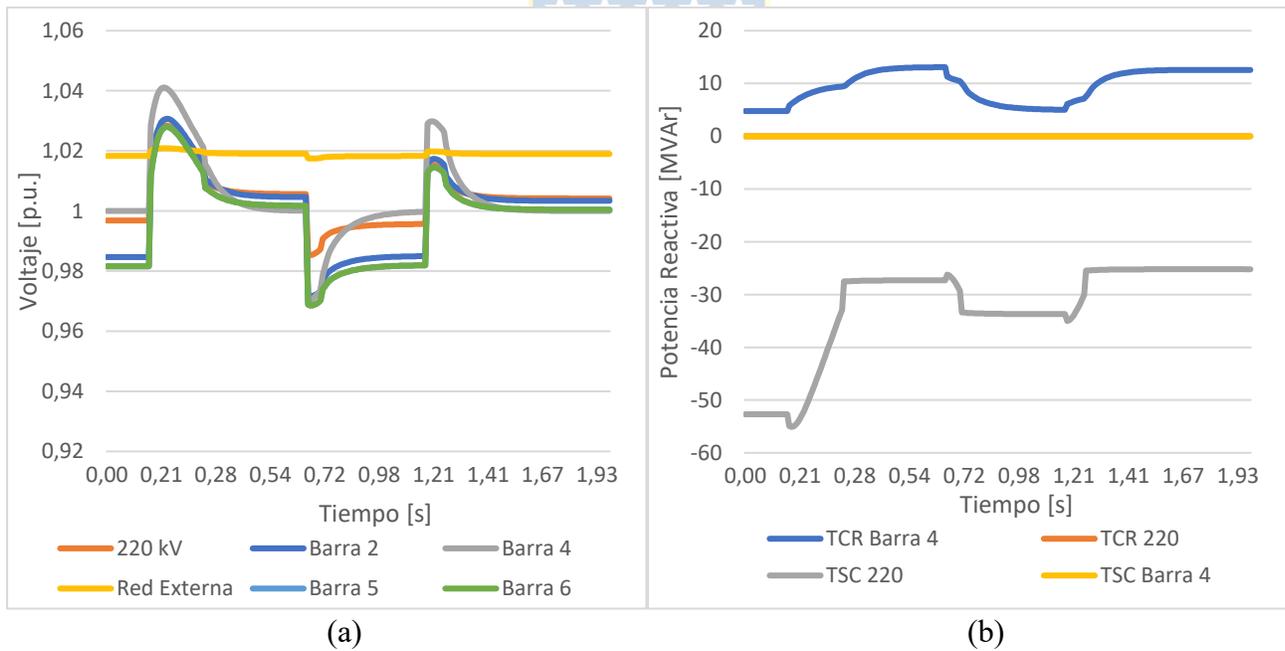


Figura D.27 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

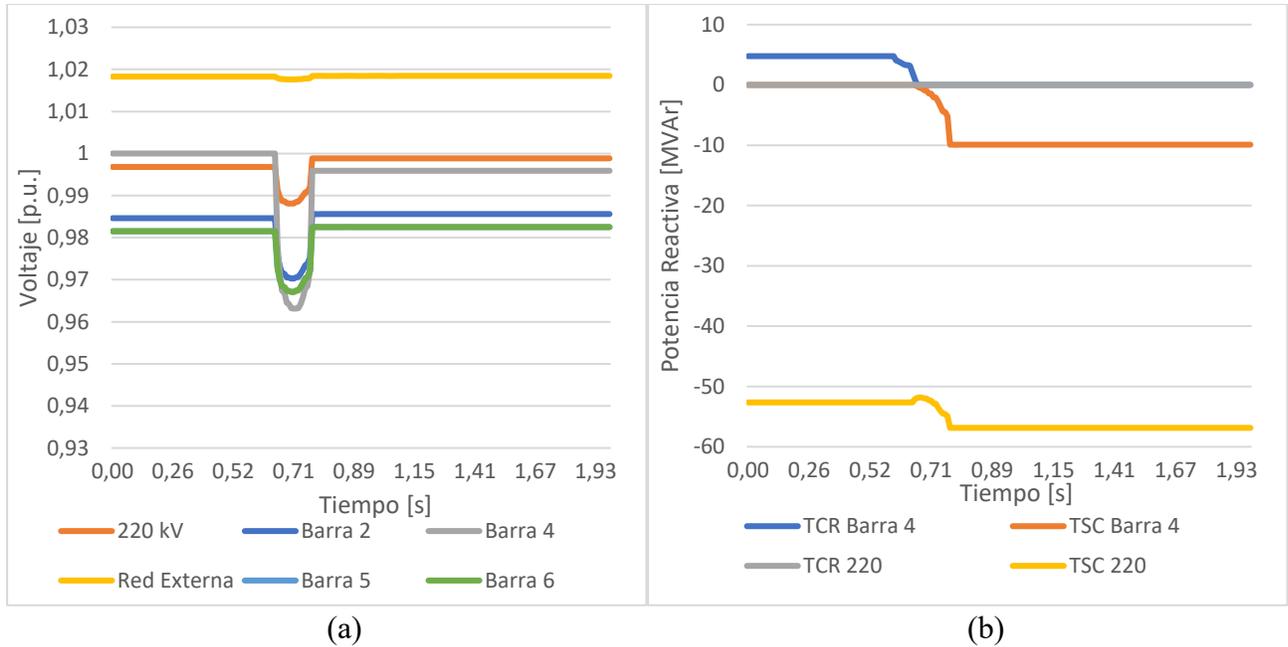


Figura D.28 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

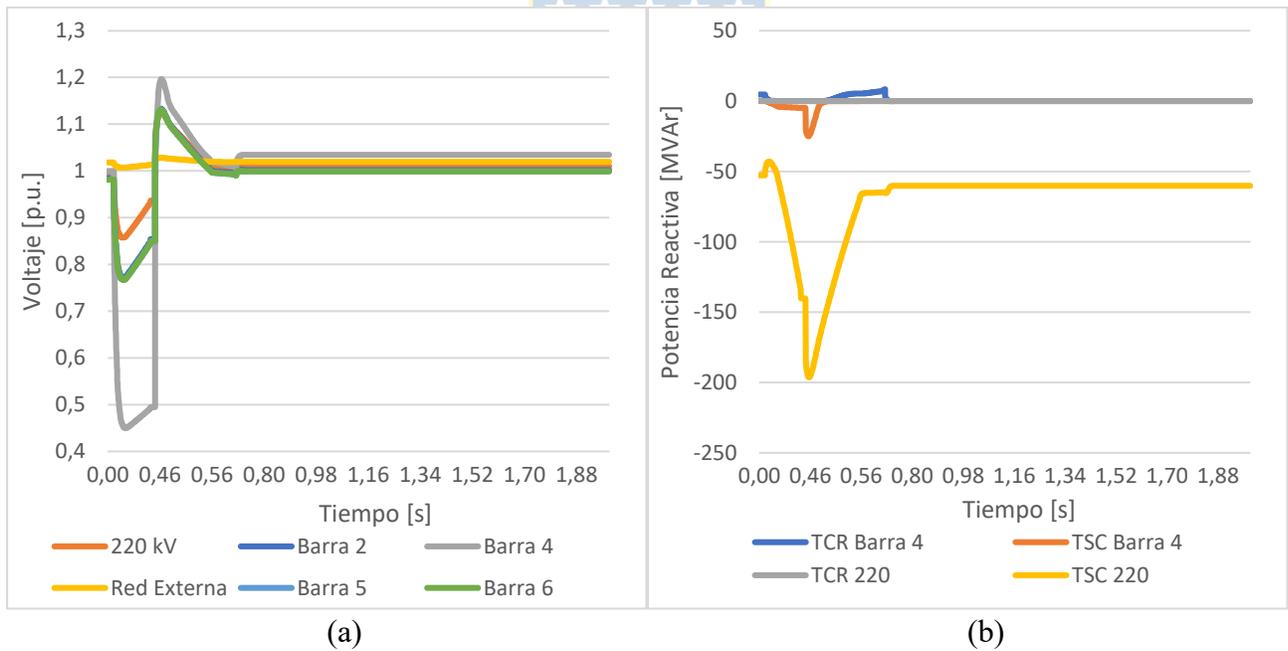


Figura D.29 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

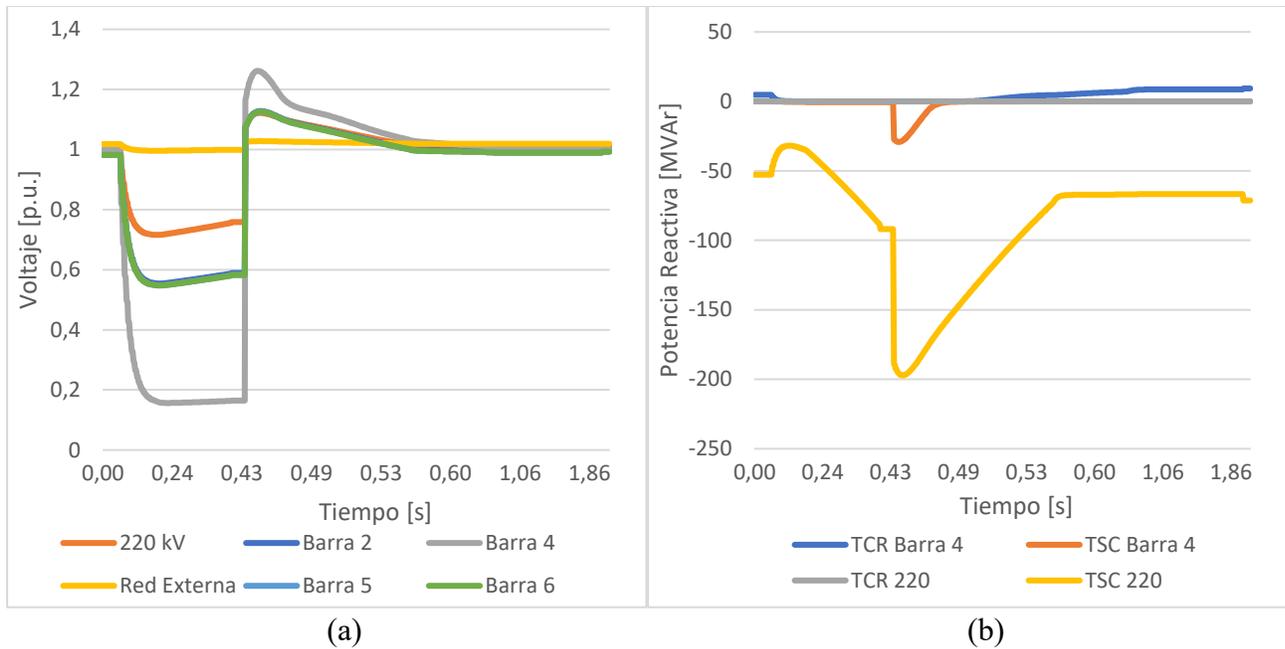


Figura D.30 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el SVC en la barra de 220 kV y en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del TSC y TCR.

6.6. STATCOM en 220 kV

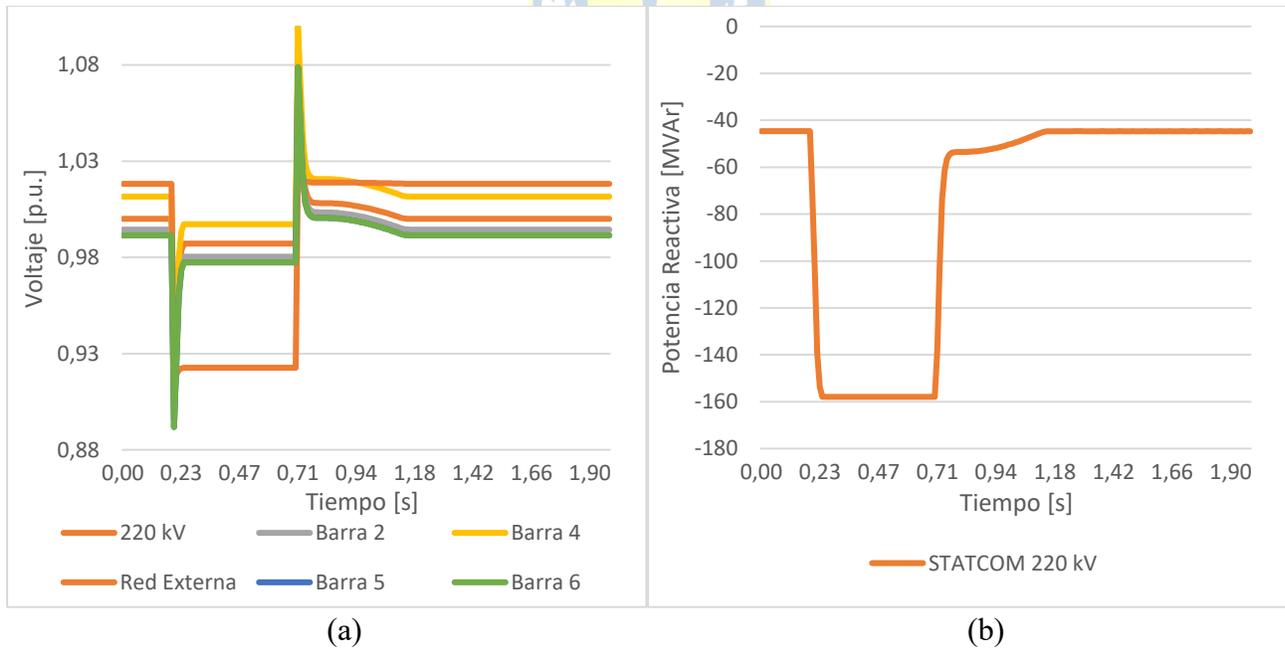


Figura D.31 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el STATCOM en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM

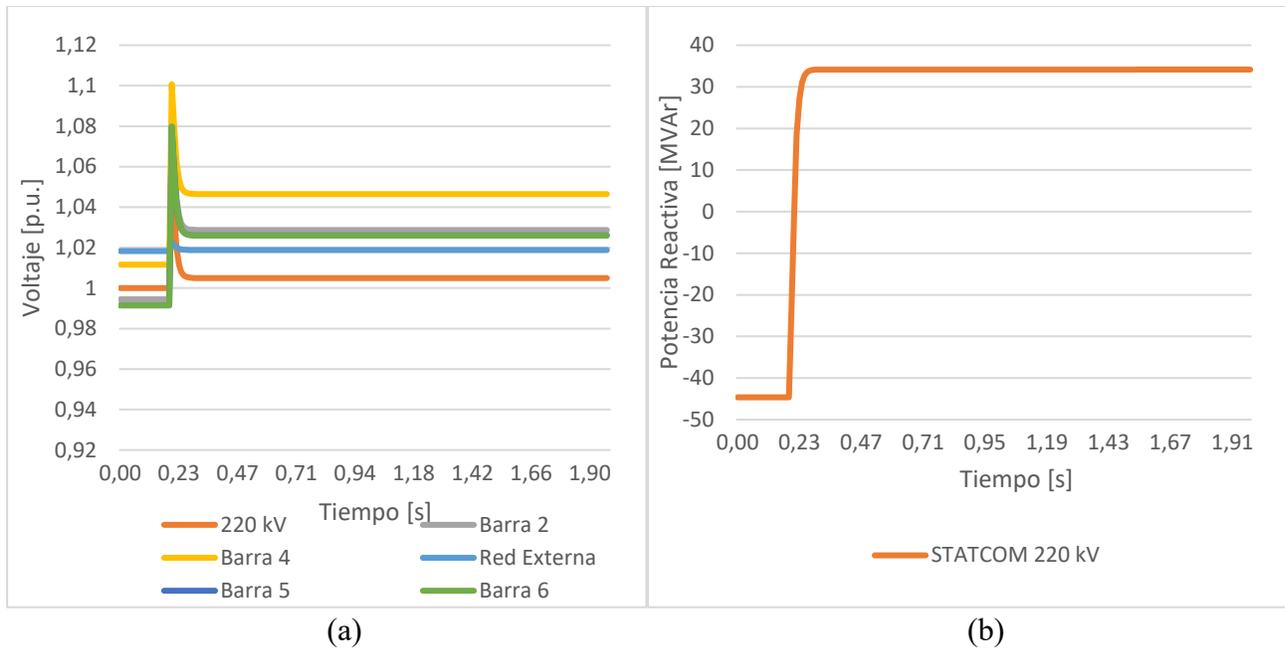


Figura D.32 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el STATCOM en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

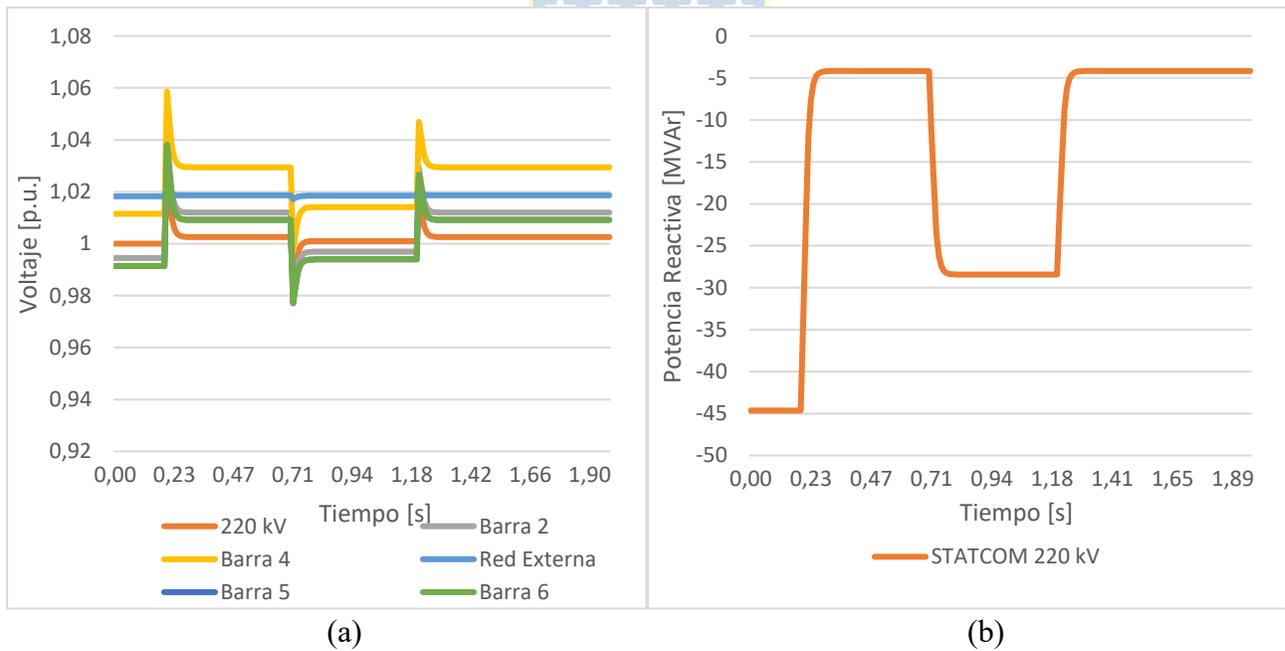


Figura D.33 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el STATCOM en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

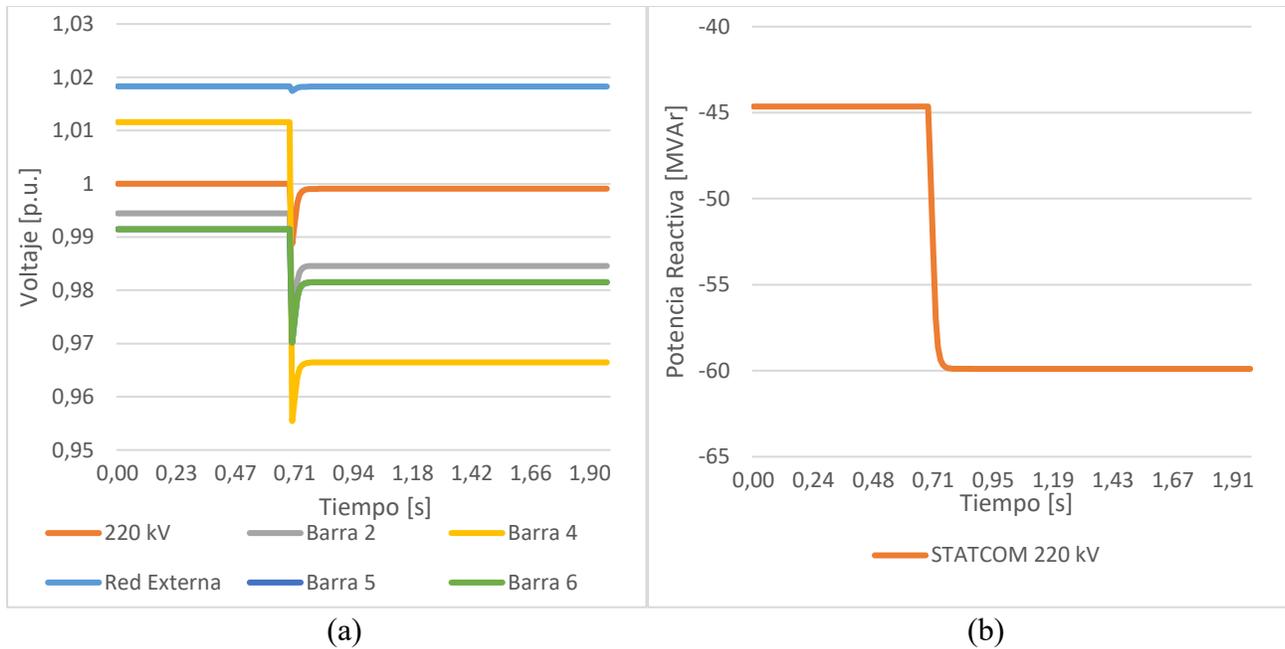


Figura D.34 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el STATCOM en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

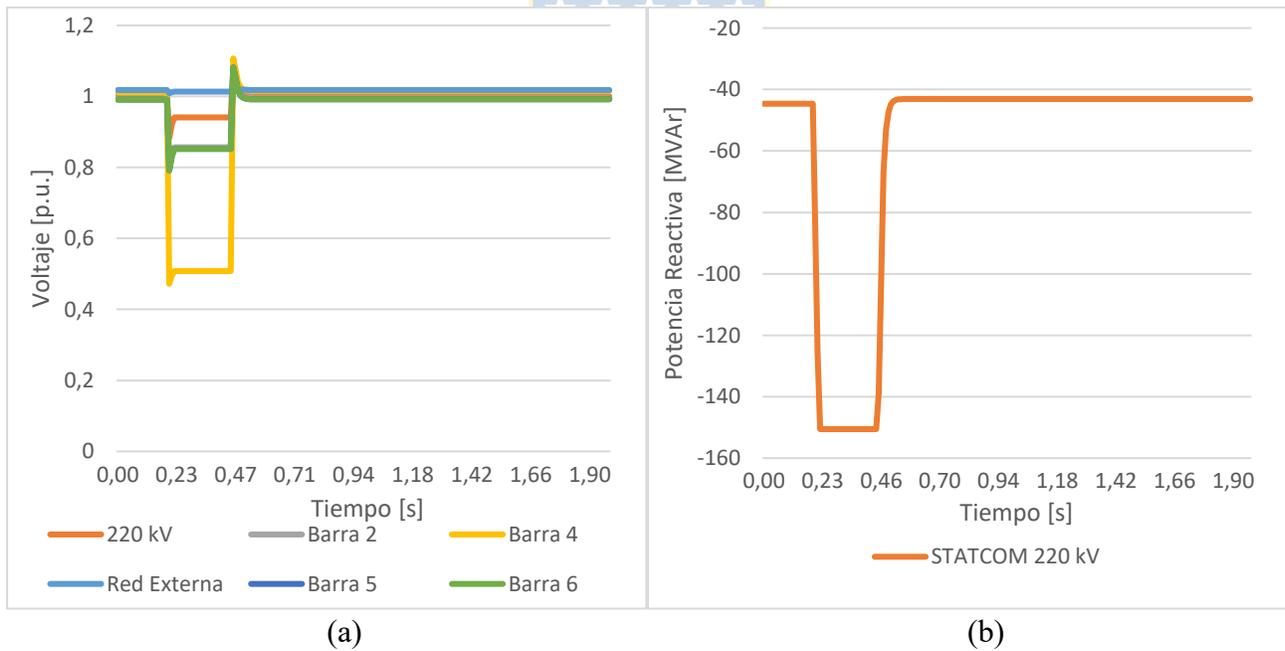


Figura D.35 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el STATCOM en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

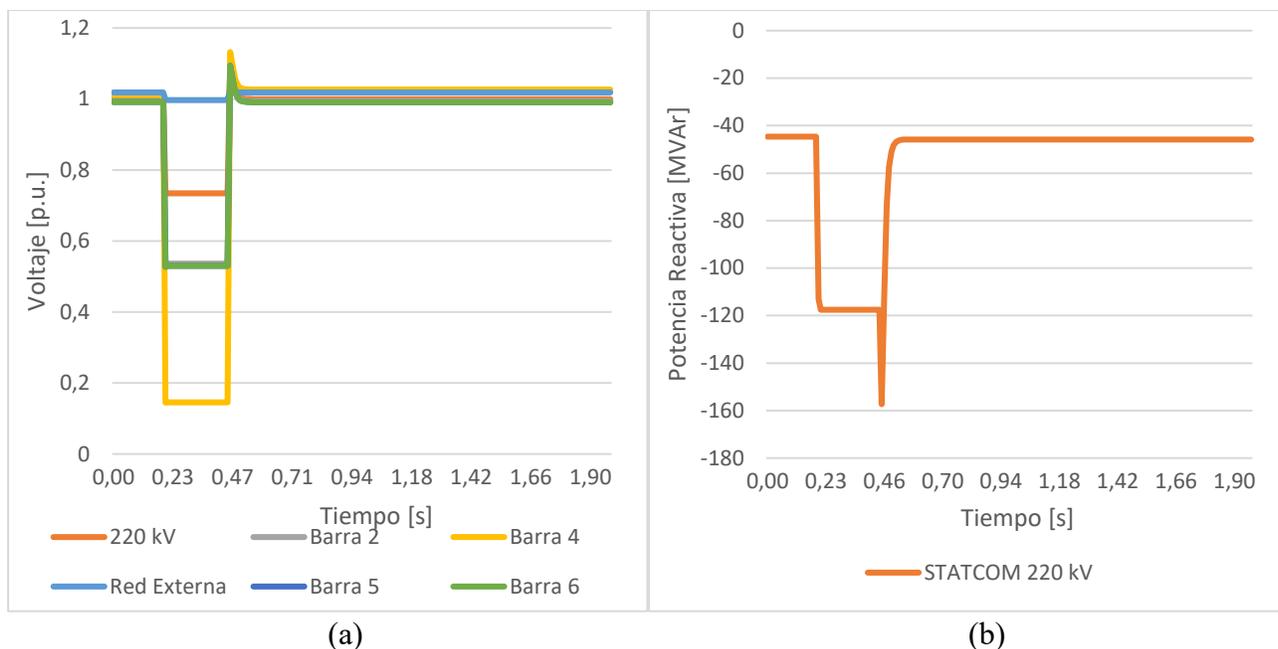


Figura D.36 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el STATCOM en la barra de 220 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

6.7. STATCOM en barra 2 - 23 kV

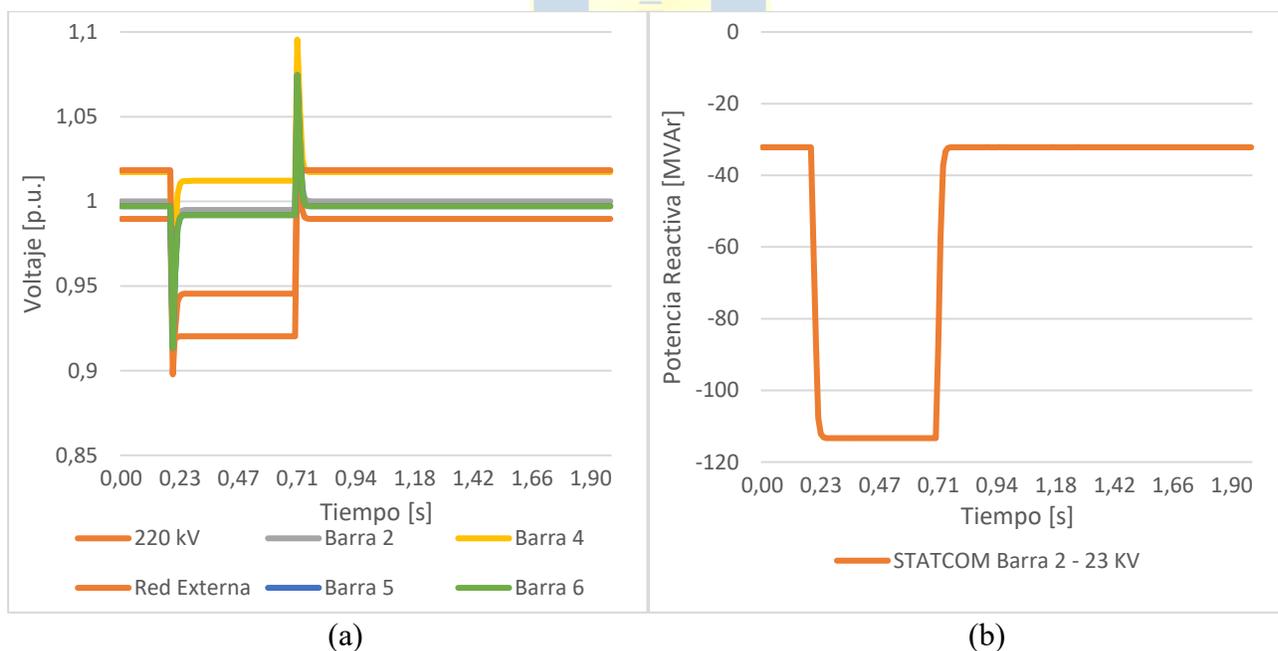


Figura D.37 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el STATCOM en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

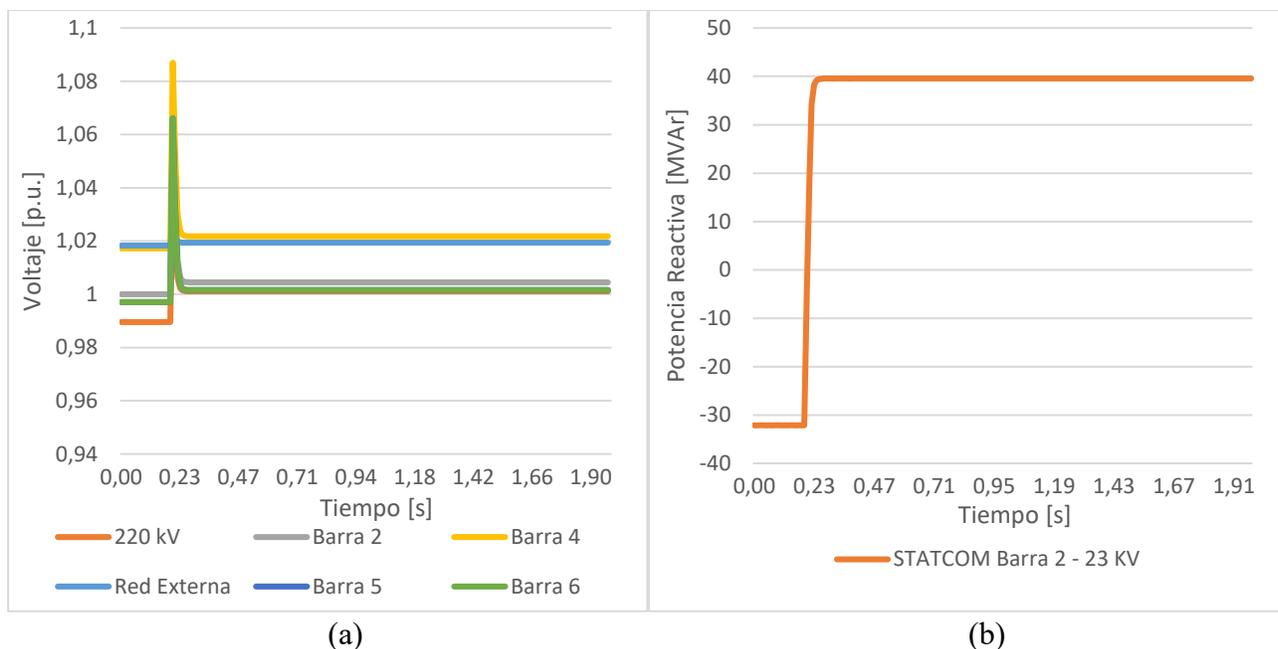


Figura D.38 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el STATCOM en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

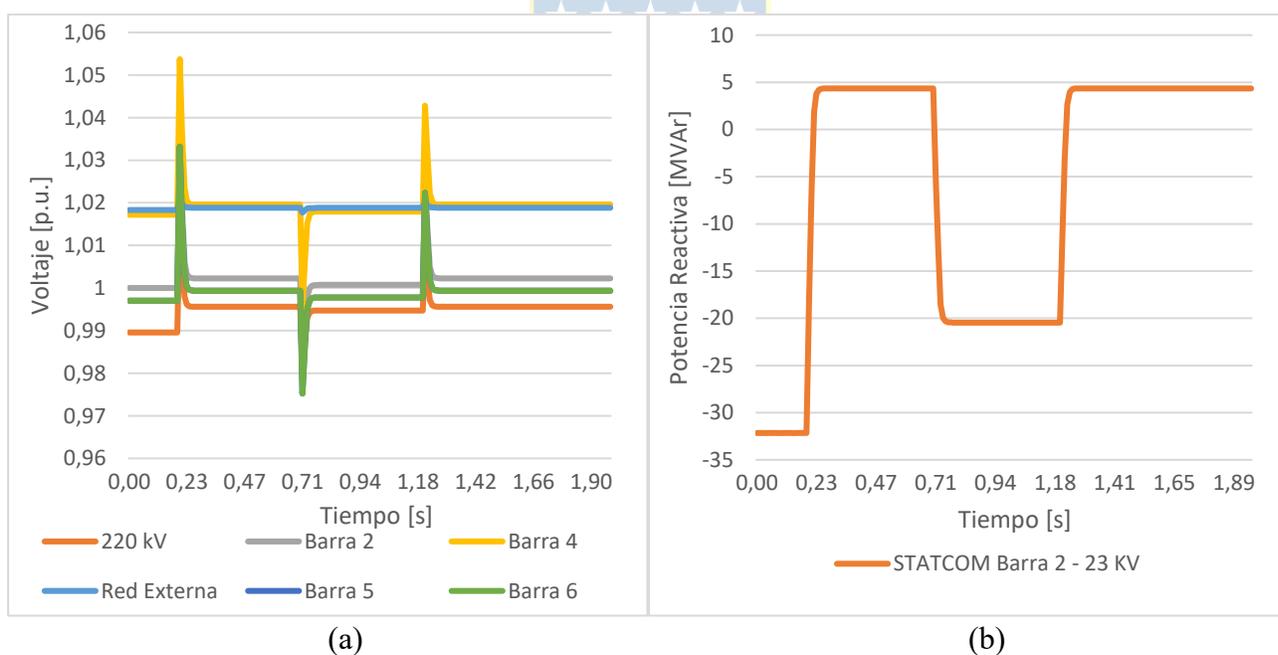


Figura D.39 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el STATCOM en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

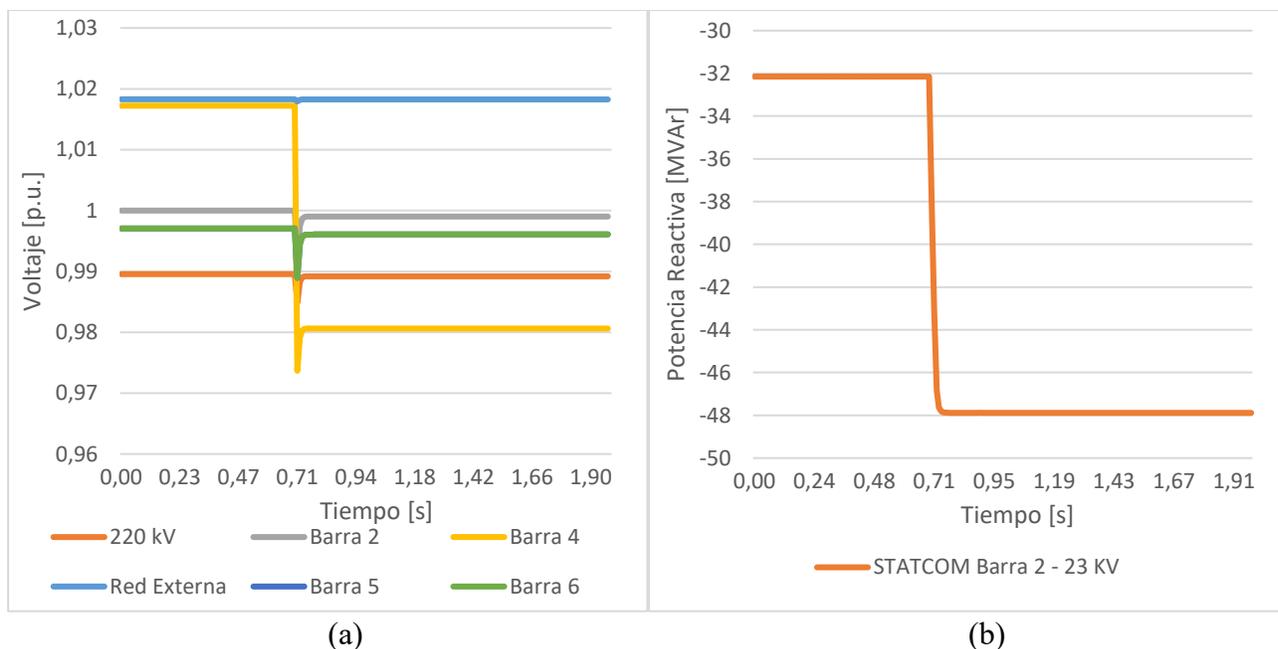


Figura D.40 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el STATCOM en la barra 2 de 23 kV (a)Voltajes en las barras (b)Potencia del STATCOM.

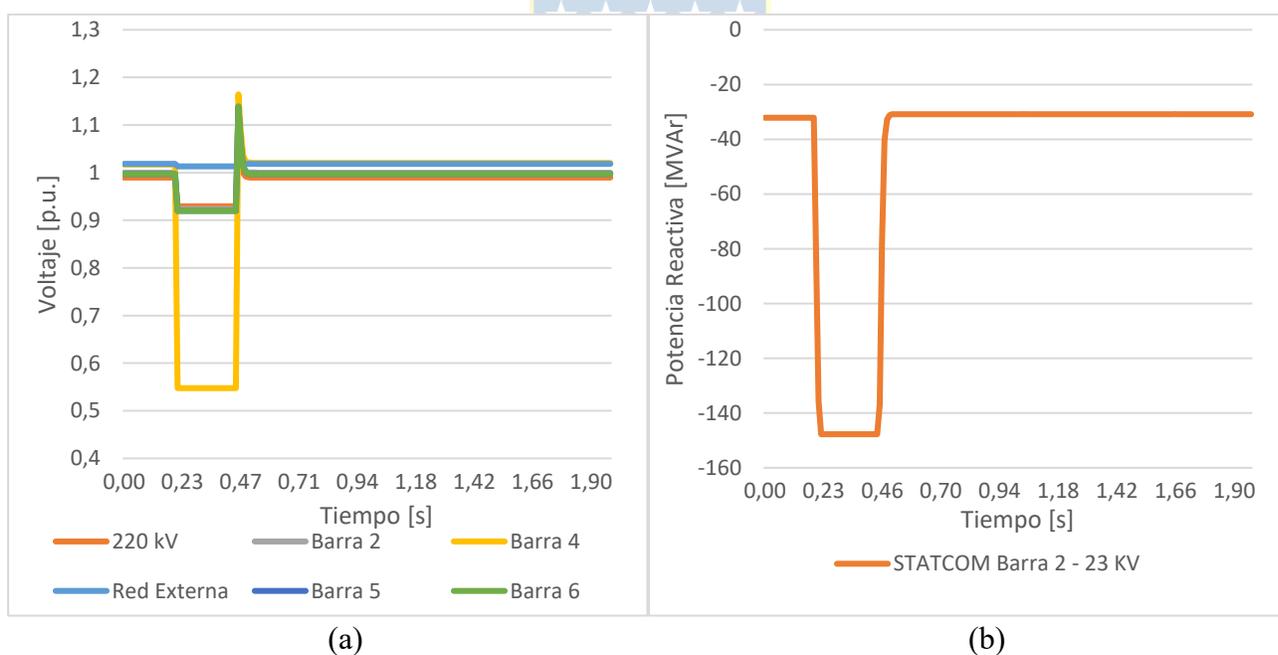


Figura D.41 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el STATCOM en la barra 2 de 23 kV (a)Voltajes en las barras (b)Potencia del STATCOM.

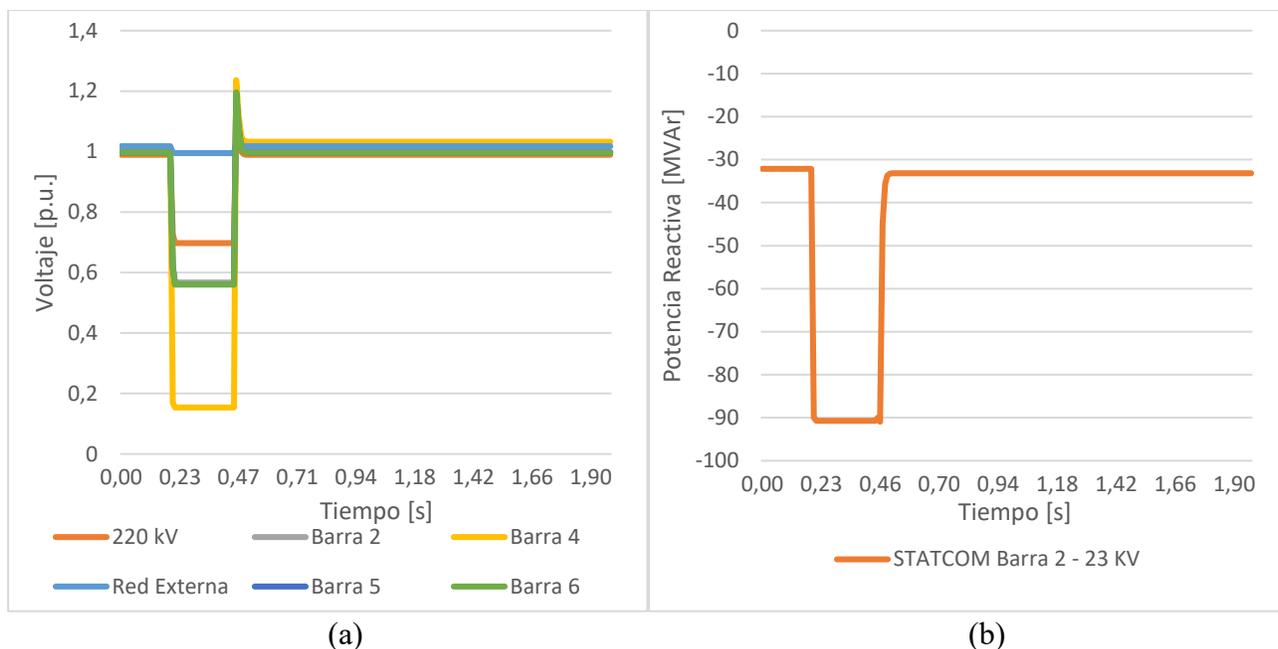


Figura D.42 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el STATCOM en la barra 2 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) y Potencia del STATCOM.

6.8. STATCOM en barra 4 - 23 kV

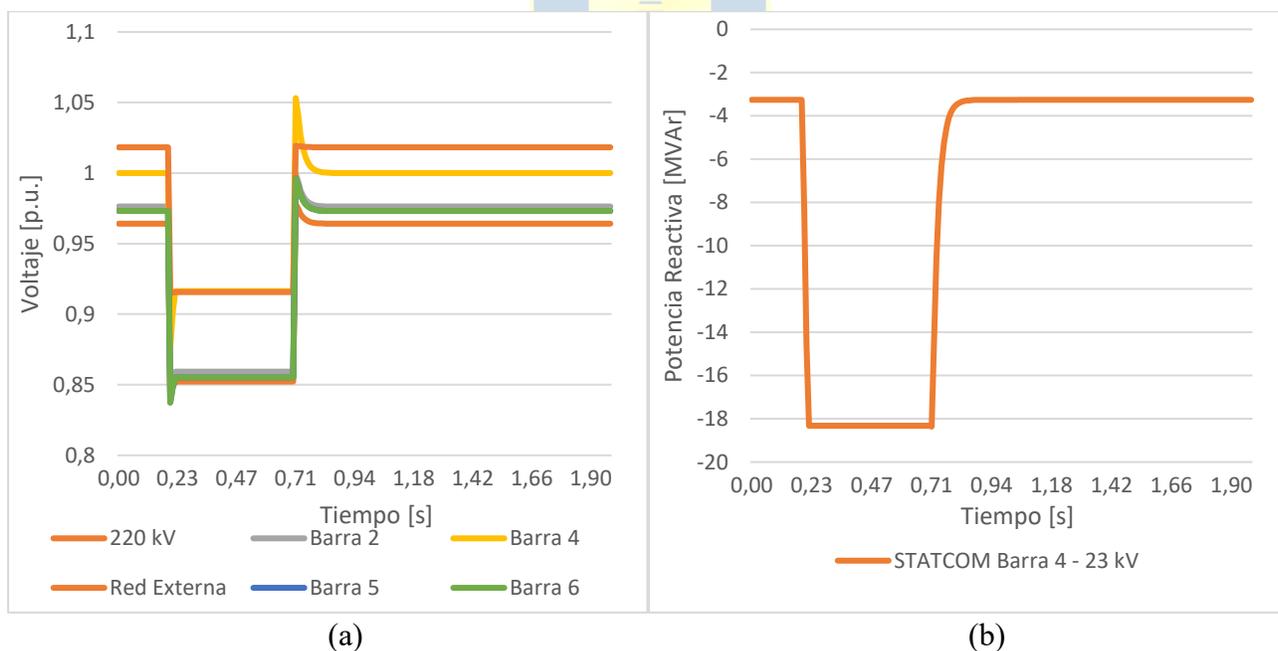


Figura D.43 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (a) y Potencia del STATCOM (b).

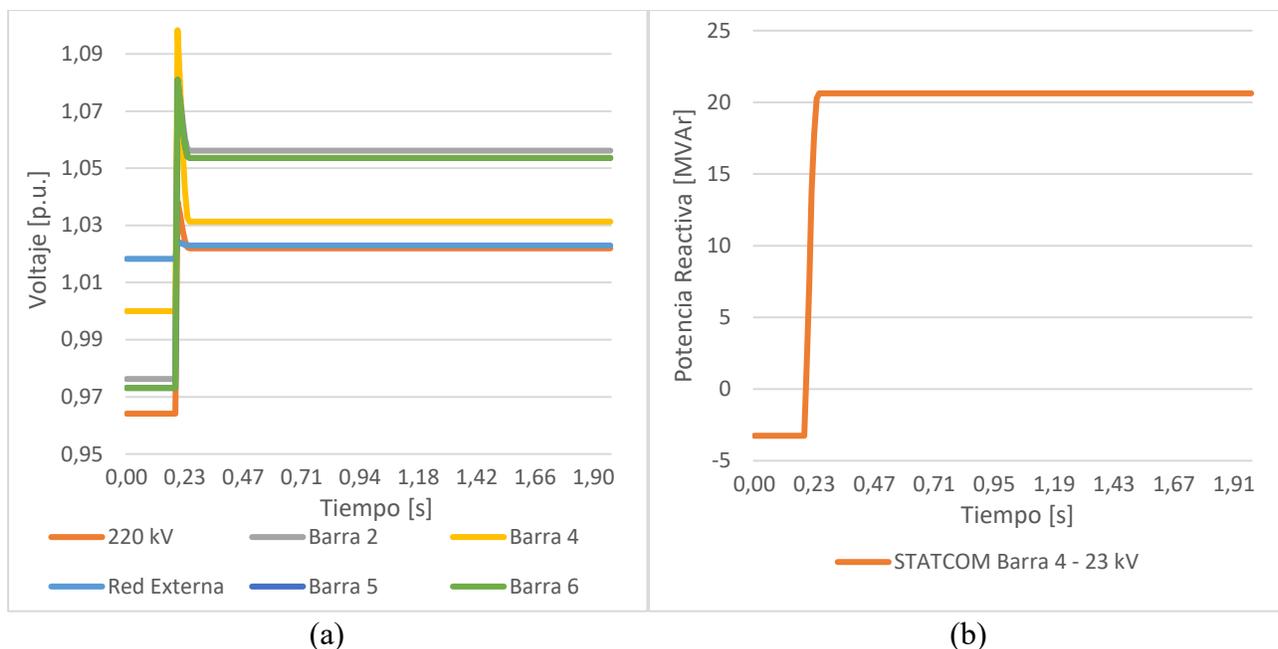


Figura D.44 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°2 con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

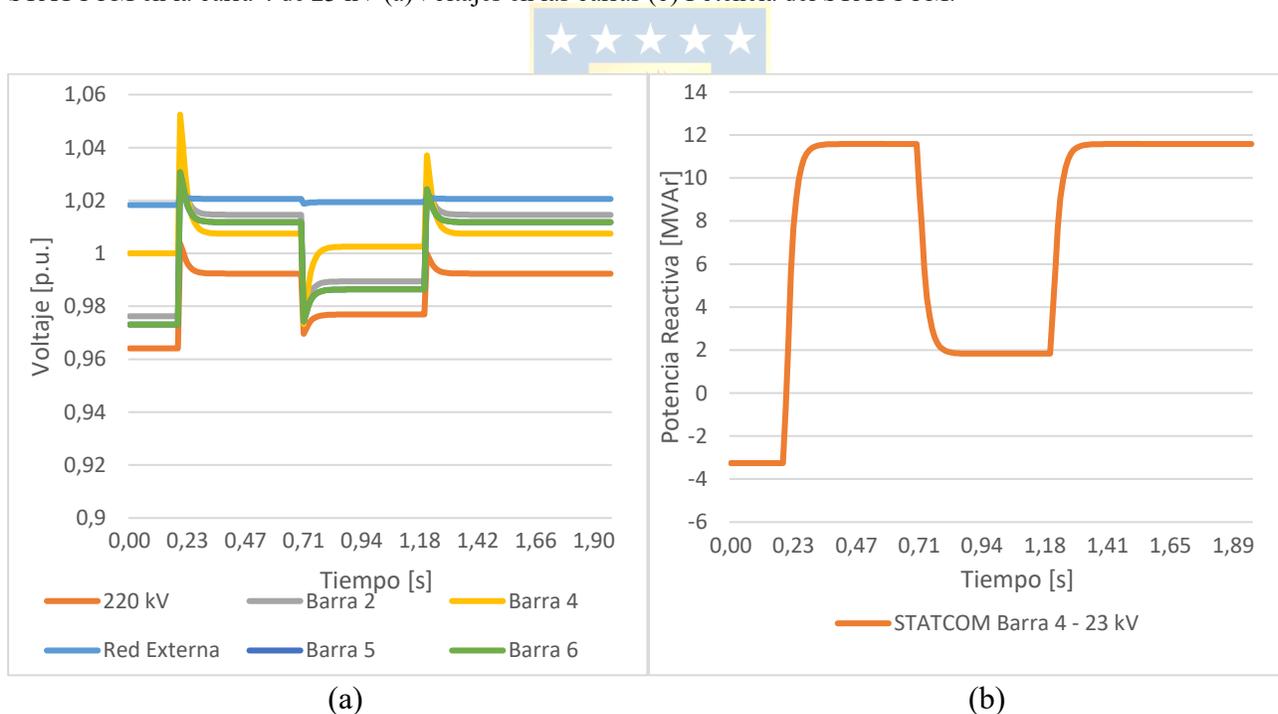


Figura D.45 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°3 con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

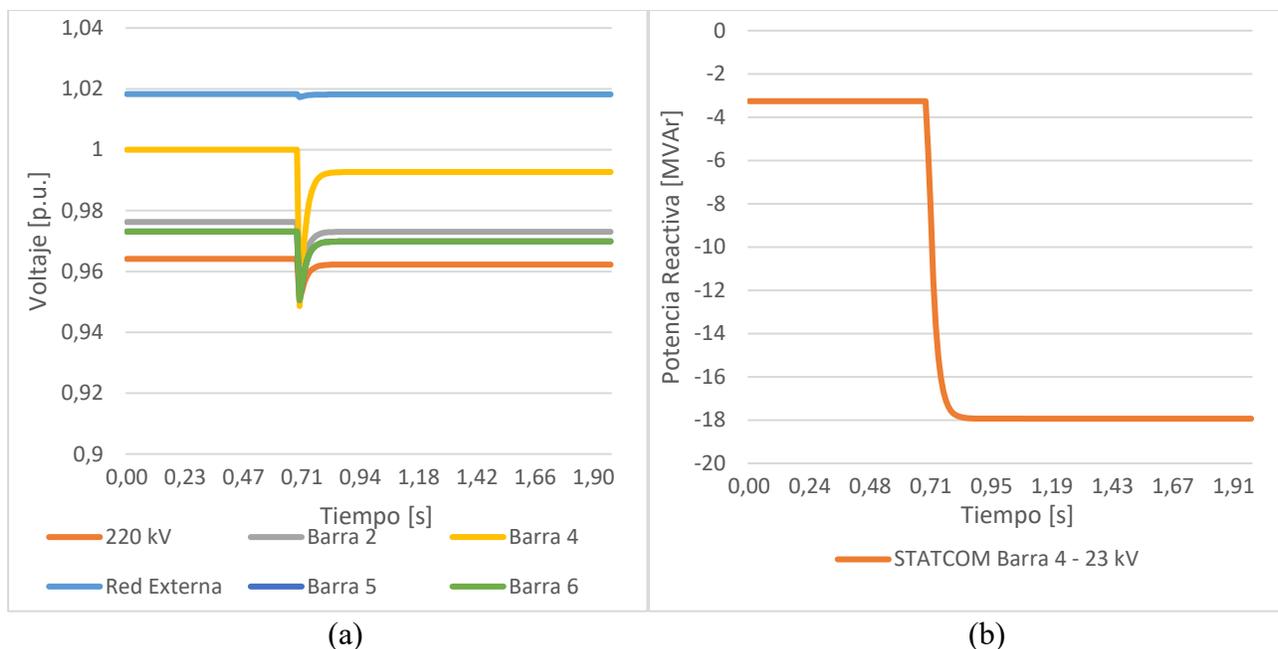


Figura D.46 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

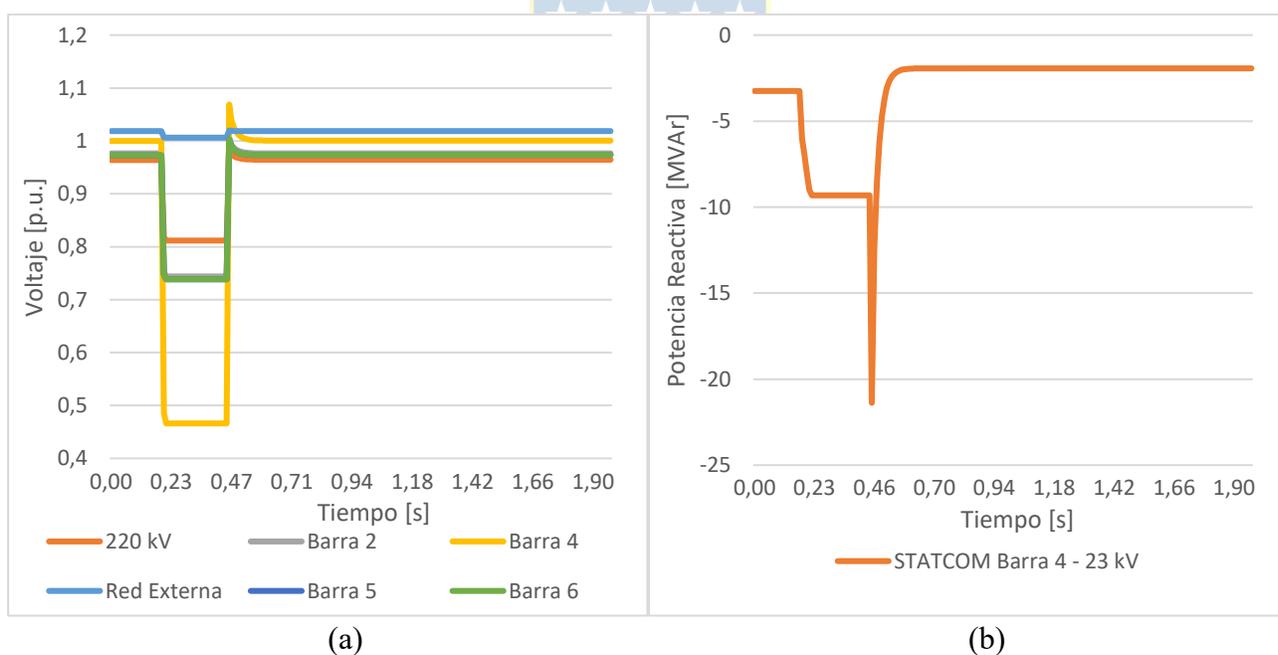


Figura D.47 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (a) y Potencia del STATCOM.

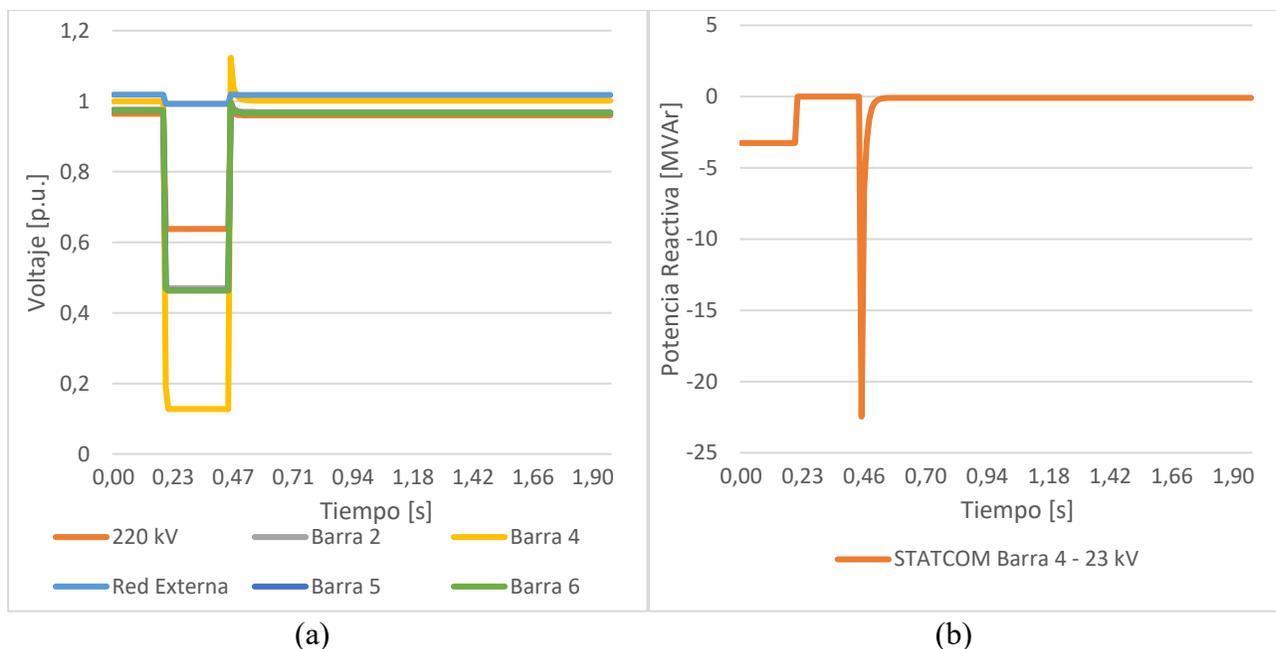


Figura D.48 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el STATCOM en la barra 4 de 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

6.9. STATCOM en 220 kV y en barra 4 - 23 kV

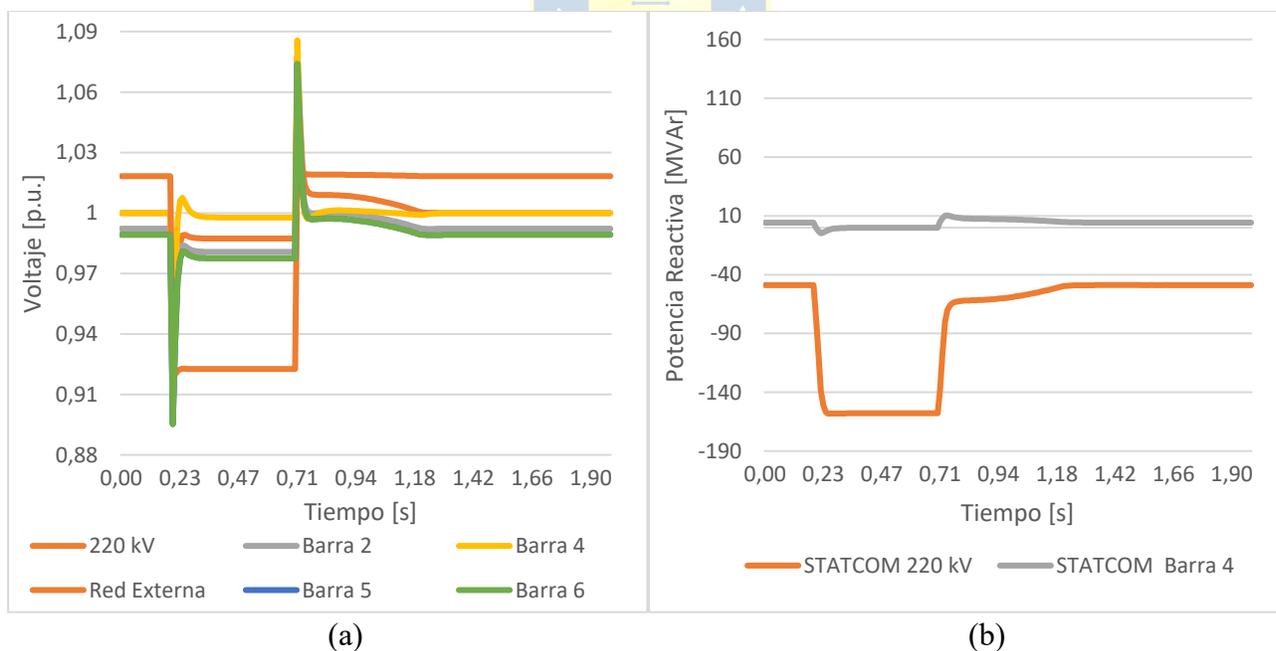


Figura D.49 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°1 con el STATCOM en la barra de 220 kV y en la barra 4 en 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

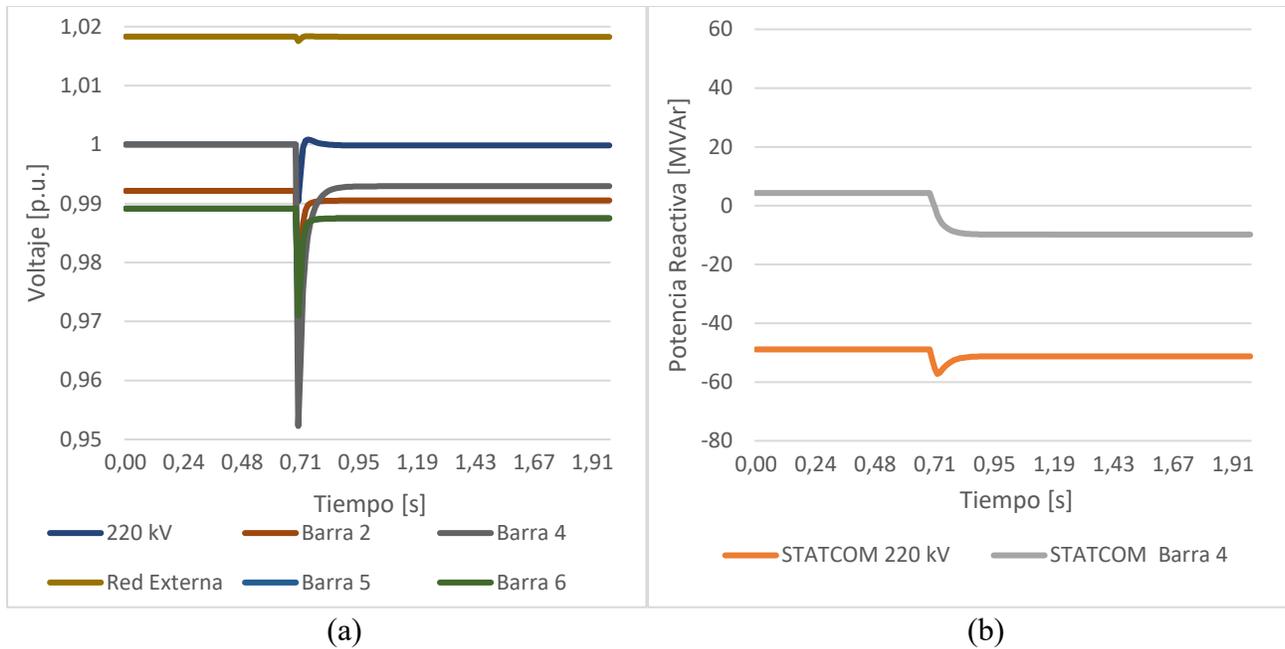


Figura D.52 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°4 con el STATCOM en la barra de 220 kV y en la barra 4 en 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

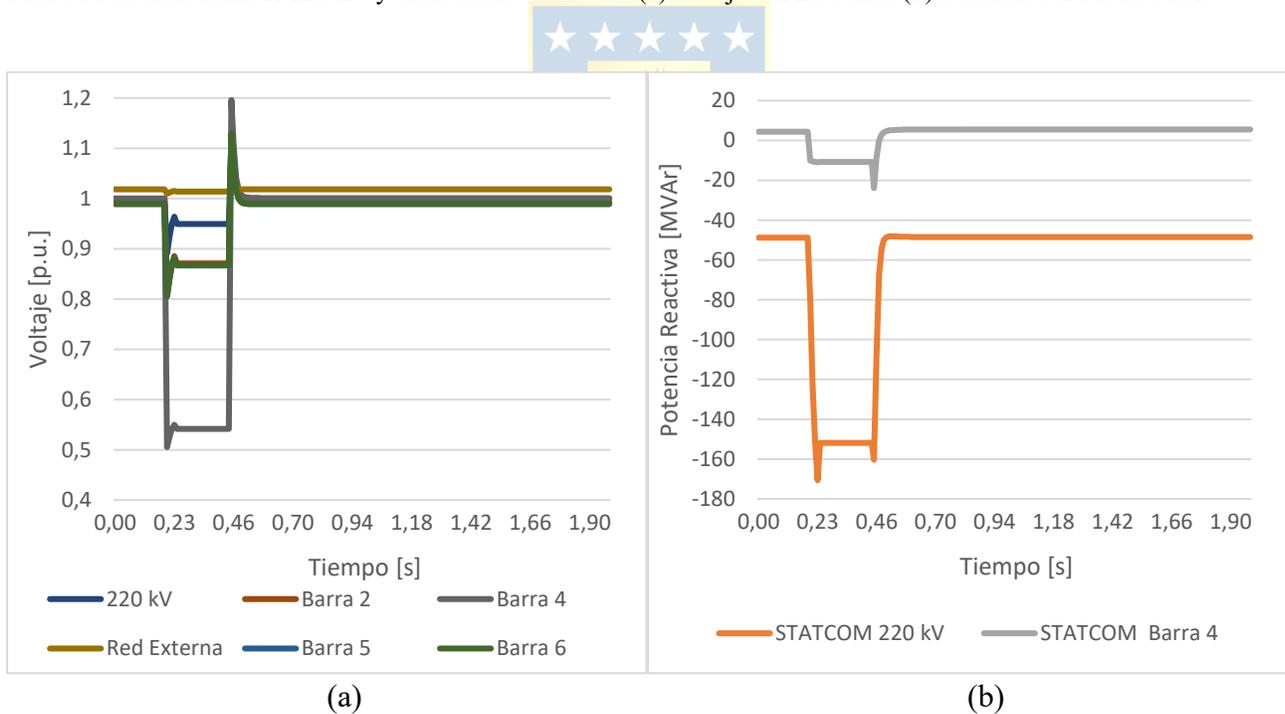


Figura D.53 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°5 con el STATCOM en la barra de 220 kV y en la barra 4 en 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

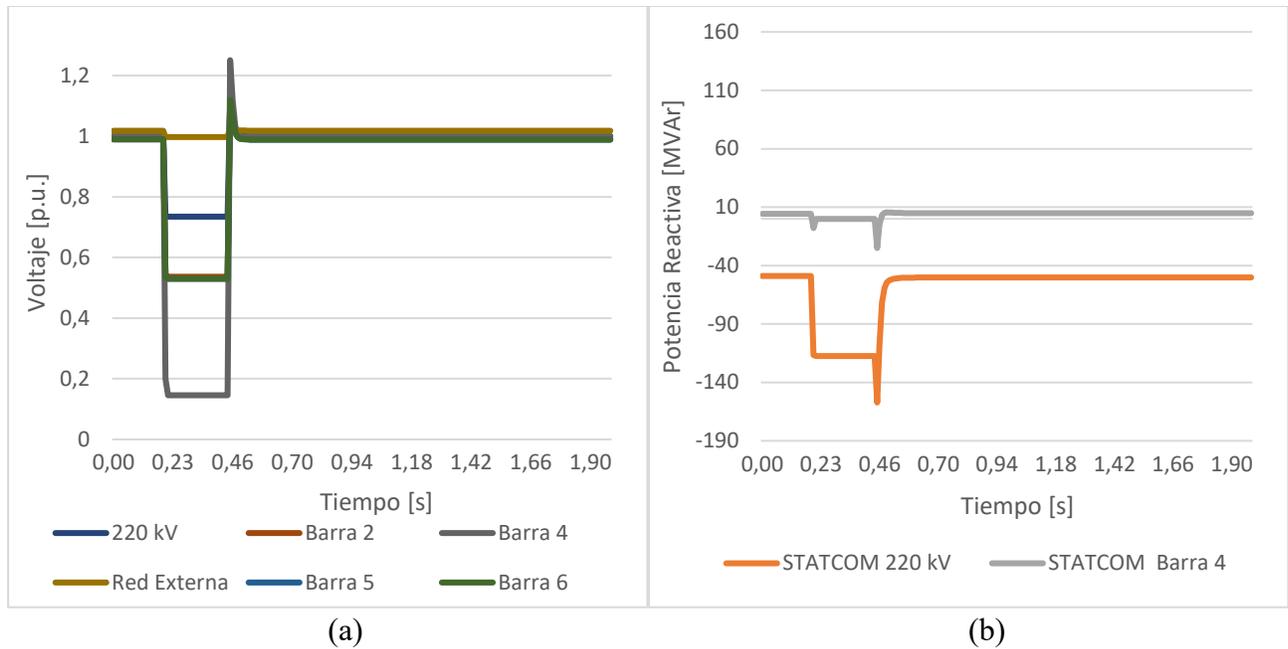


Figura D.54 Resultados de las simulaciones de variaciones dinámicas del sistema de distribución para el caso N°6 con el STATCOM en la barra de 220 kV y en la barra 4 en 23 kV (a) Voltajes en las barras (b) Potencia del STATCOM.

