

# UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

**Dr. Luis A. Morán Tamayo.**

Informe de Memoria de Título  
para optar al título de:

**Ingeniero Civil Eléctrico**

## Compensación de reactivos en sistemas HVDC LCC

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante  
Dr. Luis A. Morán Tamayo.

# Compensación de reactivos en sistemas HVDC LCC

Jorge Ignacio Araneda Domínguez

Informe de Memoria de Título  
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Marzo 2024



# Resumen

El presente informe aborda el diseño y análisis de la compensación de reactivos del sistema de compensación de potencia reactiva requerido por la conexión de la línea en corriente continua que se construirá para unir las subestaciones Kimal y Lo Aguirre. A través de simulaciones en DIgSILENT basadas en modelos proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional, se evalúan diferentes tecnologías de compensación de potencia reactiva, incluyendo condensadores sincrónicos y condensadores estáticos, considerando su desempeño técnico y práctico.

La investigación incluye un análisis dinámico y estático sobre las características de los sistemas HVDC, una descripción de la línea Kimal-Lo Aguirre y como se compone el sistema de compensación de potencia reactiva del sistema eléctrico nacional. Finalmente, se proponen estrategias para garantizar una operación estable del sistema, cumpliendo con los requerimientos normativos, como la razón efectiva de cortocircuito trifásico, y optimizando la capacidad de transmisión de energía en el enlace HVDC.

Entre los resultados obtenidos, se destaca que los condensadores síncronos presentan el mejor desempeño en la compensación de reactivos, especialmente en sistemas débiles como el del norte de Chile, debido a su capacidad para estabilizar del voltaje durante eventos severos, mejorar el índice RECC y aportar inercia al sistema. También se comprobó que es posible emular su funcionamiento mediante la modificación del sistema de control de generadores síncronos existentes. Asimismo, el STATCOM mostró una buena respuesta frente a perturbaciones cuando se optimizaron los parámetros de su sistema de control, mientras que el SVC demostró ser ineficaz ante caídas bruscas de voltaje.

Esta memoria busca proponer soluciones que permitan cumplir con los requisitos técnicos y normativos, y de esta forma garantizar un correcto funcionamiento del enlace HVDC.



*A mi madre, padre y hermana.*

## Agradecimientos

A mi madre, padre y hermana por apoyarme y guiarme durante todos mis años de vida, pilares fundamentales en mi ciclo universitario, sin los cuales no sería la persona que soy hoy.

A mis amigos de la universidad Roberto, Melisa, Natalia, Álvaro, Cristóbal, Diegos, Bryan, Hendry y los J.A. cuya compañía y apoyo constante fueron esenciales durante estos seis años de estudio. Sin ustedes, este camino habría sido más largo y menos llevadero.

A mis amigos del colegio que siempre han estado presente para mi desde niño hasta ahora.

A mi profesor guía Dr. Luis Morán, por brindarme la oportunidad de trabajar en su laboratorio y por su paciencia, orientación y confianza durante el desarrollo de esta memoria de título.

A mis compañeros del laboratorio con los que formé una muy buena relación Yuyuniz, Álvaro, Daniel, Miguel y José y que me brindaron su experiencia, apoyo y conocimiento en temas eléctricos como también su apoyo para hacer este informe.



# Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS .....	IX
LISTA DE FIGURAS .....	X
ABREVIACIONES .....	XIV
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS .....	1
1.2.1 <i>Dispositivos de Compensación de Potencia Reactiva</i> .....	2
1.2.2 <i>Control y Coordinación de Potencia Reactiva</i> .....	2
1.2.3 <i>Discusión</i> .....	5
1.3. HIPÓTESIS DE TRABAJO .....	6
1.4. OBJETIVOS .....	6
1.4.1 <i>Objetivo General</i> .....	6
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i> .....	6
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES .....	6
1.6. CONTENIDOS DEL INFORME .....	7
<b>2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS .....</b>	<b>8</b>
2.1. INTRODUCCIÓN .....	8
2.2. SISTEMAS HVDC .....	8
2.2.1 <i>Costos asociados</i> .....	8
2.2.2 <i>Tecnologías</i> .....	10
2.2.3 <i>Topología LCC</i> .....	12
2.3. REGULACIÓN DE VOLTAJE .....	18
2.3.1 <i>Relación de cortocircuito</i> .....	18
2.3.2 <i>Relación de cortocircuito equivalente</i> .....	19
2.3.3 <i>Relación Efectiva de Cortocircuito</i> .....	20
2.3.4 <i>Rangos de voltaje</i> .....	20
2.4. CONTROL DE SISTEMAS HVDC .....	21
2.4.1 <i>Circuito equivalente</i> .....	21
2.4.2 <i>Consumo de reactivos</i> .....	23
2.4.3 <i>Control de dirección de potencia activa</i> .....	25
2.4.4 <i>Curvas <math>V_d</math> vs <math>I_d</math></i> .....	25
2.5. DISCUSIÓN .....	26
<b>3. TECNOLOGÍAS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS .....</b>	<b>28</b>
3.1. INTRODUCCIÓN .....	28
3.2. CONDENSADORES EN PARALELO .....	28
3.3. CONDENSADORES EN SERIE .....	29
3.4. STATIC VAR COMPENSATOR (SVC) .....	34
3.5. STATCOM .....	36
3.6. CONDENSADOR SÍNCRONO .....	39
3.6.1 <i>Especificaciones Técnicas de Condensadores Síncronos del mercado</i> .....	40
3.7. DISCUSIÓN .....	43
<b>4. ESTUDIO Y ESTRATEGIAS DE COMPENSACIÓN DE LA LÍNEA HVDC KIMAL-LO AGUIRRE .....</b>	<b>45</b>
4.1. INTRODUCCIÓN .....	45
4.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA HVDC KIMAL-LO AGUIRRE .....	45
4.2.1 <i>Sistema de compensación</i> .....	46
4.3. ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL .....	48
4.3.1 <i>Robustez del SEN</i> .....	49
4.4. REQUERIMIENTOS LÍNEA HVDC KIMAL-LO AGUIRRE .....	52
4.5. EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS ADECUADA .....	53

4.5.1	<i>Generador sincrónico modificado a condensador síncrono</i> .....	54
4.5.2	<i>Condensador síncrono</i> .....	57
4.5.3	<i>STATCOM</i> .....	59
4.5.4	<i>SVC</i> .....	61
4.6.	<b>SIMULACIONES</b> .....	64
4.6.1	<i>Caso de estudio</i> .....	64
4.6.2	<i>Análisis dinámico</i> .....	64
4.6.3	<i>Análisis estático</i> .....	64
4.7.	<b>RESULTADOS</b> .....	65
4.7.1	<i>Simulación estática</i> .....	65
4.7.2	<i>Simulación dinámica flujo Sur a Norte</i> .....	68
4.7.3	<i>Simulación dinámica flujo Norte a Sur</i> .....	82
4.8.	<b>DISCUSIÓN</b> .....	95
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>97</b>
5.1.	<b>CONCLUSIONES</b> .....	97
5.2.	<b>TRABAJOS FUTUROS</b> .....	97
<b>6.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>99</b>
<b>7.</b>	<b>ANEXOS 102</b>	
5.3.	<b>ANEXO A</b> .....	102



## Lista de Tablas

Tabla 2.1 Rango de tensiones permitidos en régimen permanente .....	21
Tabla 2.2 Sobretensiones temporales permitidas para estaciones convertidoras .....	21
Tabla 4.1 Valores mínimos distorsión armónica individual de tensión .....	46
Tabla 4.2 Límite de intercambio de potencia reactiva .....	47
Tabla 4.3 Detalles funcionamiento filtros estación convertidora Kimal.....	47
Tabla 4.4 Compensación reactivos estación convertidora Lo Aguirre .....	47
Tabla 4.5 Potencia y ubicación de nuevos condensadores síncronos [9].....	50
Tabla 4.6 Valores de RECC según potencia de instalación de condensadores síncronos [23].....	53
Tabla 4.7 Ángulo de disparo y consumo de reactivos para distintos flujos de potencia activa norte a sur .....	66
Tabla 4.8 Ángulo de disparo y consumo de reactivos para distintos flujos de potencia activa sur a norte.....	67
Tabla 4.9 Valores iniciales y finales de constantes de filtro Lead-Lag STATCOM .....	80
Tabla 4.10 Valores iniciales y finales de constantes de filtro Lead-Lag STATCOM .....	89
Tabla 4.11 Valores iniciales y finales de constantes de filtro Lead-Lag STATCOM 2 .....	92



## Lista de Figuras

Figura 2.1 Gráfico Costo-Distancia de líneas AC y DC [7].....	9
Figura 2.2 Torres para transportar 1000 MW [7].....	10
Figura 2.3 Configuración puente tiristores [6].....	11
Figura 2.4 Curva capacidad de transporte VS distancia entre HVDC y HVAC [8]. ....	12
Figura 2.5 Secuencia conmutación tiristores.....	14
Figura 2.6 Ángulo de disparo [7]. ....	15
Figura 2.7 Ángulo de conmutación [30] .....	16
Figura 2.8 Sistema trifásico durante conmutación .....	16
Figura 2.9 Ángulo de extinción [19] .....	17
Figura 2.10 Ángulos de estaciones convertidoras [6] .....	18
Figura 2.11 Circuito equivalente HVDC [6].....	22
Figura 2.14 Diagrama P y Q de enlace HVDC [32].....	24
Figura 2.15 Voltaje según ángulo de disparo [7] .....	25
Figura 2.16 Gráfico Vd vs Id [30].....	26
Figura 3.1 Condensadores en paralelo .....	28
Figura 3.2 Diagrama conexión condensador en serie [21].....	29
Figura 3.3 Conexión condensadores en serie [4] .....	30
Figura 3.4 Condensador Conmutado [4] .....	31
Figura 3.5 Efecto de condensador conmutado .....	31
Figura 3.6 Efecto de condensador en serie en el ángulo de disparo rectificador [20] .....	33
Figura 3.7 Aumento de ángulo de extinción con CCC [18].....	33
Figura 3.8 Voltaje y corriente de TCR dependiendo de ángulo de disparo [13].....	34
Figura 3.9 Conexión y desconexión de TSC [13] .....	35
Figura 3.10 Esquema de los tipos de SVC.....	35
Figura 3.11 Comportamiento SVC según voltaje [13].....	36
Figura 3.12 Composición STATCOM [13] .....	37
Figura 3.13 Comportamiento STATCOM con respecto al voltaje [13].....	38
Figura 3.14 Puntos de operación STATCOM [13] .....	38
Figura 3.15 Puntos de operación máquina sincrónica [15] .....	39
Figura 3.16 Corrientes máquina sincrónica [15].....	40
Figura 3.17 Condensadores síncronos ABB [35].....	41
Figura 3.18 Esquema general ocupando 2 condensadores síncronos ABB [35].....	42
Figura 3.19 Modelo SGen-2000P Siemens [36] .....	43
Figura 4.1 Diagrama unilineal con ubicación de enlace HVDC en el SEN [25] .....	46
Figura 4.2 Compensación reactivos en línea HVDC Kimal-Lo Aguirre .....	48
Figura 4.3 Distribución de sistema de control de condensador en paralelo .....	48
Figura 4.4 Distribución compensación estática de reactivos .....	49
Figura 4.5 Fortaleza barras de 500 kV para 2025 [10].....	50
Figura 4.6 Fortaleza barras en 500 kV para 2030 [10].....	51
Figura 4.7 Control generador síncrono modificado .....	55
Figura 4.8 Control VCO generador sincrónico .....	56
Figura 4.9 Sistema de control condensador síncrono.....	58
Figura 4.10 Control VCO condensador síncrono.....	59
Figura 4.11 Esquema general de conexión STATCOM .....	60
Figura 4.12 Sistema de control STATCOM.....	61
Figura 4.13 Esquema general de conexión SVC.....	62

Figura 4.14 Sistema de control SVC.....	63
Figura 4.15 Grafico potencia activa vs potencia reactiva flujo norte a sur.....	66
Figura 4.16 Grafico potencia activa vs potencia reactiva flujo sur a norte.....	67
Figura 4.17 Medición consumo de reactivos convertidores de línea HVDC. (a) Barra Kimal 220 kV, (b) Barra Lo Aguirre 500 kV.....	68
Figura 4.18 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla a tierra de un polo de línea HVDC. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV. ....	69
Figura 4.19 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.....	70
Figura 4.20 Voltaje y corriente línea HVDC. (a) Corriente polo 1 zona rectificadora, (b) Voltaje polo 1.....	70
Figura 4.21 Corriente polo 1 zona inversora.....	71
Figura 4.22 Flujo de reactivos entre punto de conexión HVDC y sistema AC. (a) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Kimal 220 kV, (b) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Lo Aguirre 500 kV.....	71
Figura 4.23 Respuesta de la tensión de barras del SEN para falla a tierra de un polo de línea HVDC ocupando condensador síncrono. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV. ....	72
Figura 4.24 Respuesta de potencia reactiva y activa del condensador síncrono. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia activa.....	72
Figura 4.25 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando condensador síncrono. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.....	73
Figura 4.26 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla a tierra de un polo de línea HVDC ocupando generador síncrono modificado a condensador síncrono. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500.....	74
Figura 4.27 Respuesta de potencia activa y reactiva de generador síncrono modificado. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia activa.....	74
Figura 4.28 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando generador síncrono modificado. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2.....	75
Figura 4.29 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica a tierra de un polo de línea HVDC ocupando generador síncrono modificado y optimizado. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.....	76
Figura 4.30 Respuesta de potencia activa y reactiva de generador síncrono modificado y optimizado. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia activa.....	76
Figura 4.31 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando generador síncrono modificado y optimizado. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.....	77
Figura 4.32 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica a tierra de un polo de línea HVDC ocupando SVC. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.....	78
Figura 4.33 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV.....	78

Figura 4.34 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando STATCOM. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2. ....	79
Figura 4.35 Señales de control de STATCOM. (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición después del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo) .....	79
Figura 4.36 Potencia reactiva STATCOM.....	80
Figura 4.37 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM optimizado en barra Kimal. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV .....	81
Figura 4.38 Señales (adimensionales) de control de STATCOM optimizado. (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición después del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo).....	81
Figura 4.39 Potencia reactiva STATCOM optimizado.....	82
Figura 4.40 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla a tierra de un polo de línea HVDC flujo norte a sur. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.....	83
Figura 4.41 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ante falla monofásica de polo 1 flujo norte a sur. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2. ....	84
Figura 4.42 Corriente en terminales del polo 1 línea HVDC durante falla monofásica de polo 1. (a) Corriente de polo 1 en estación rectificadora Kimal, (b) Corriente de polo 1 en estación inversora Lo Aguirre. ....	84
Figura 4.43 Voltaje polo 1 línea HVDC durante falla monofásica de polo 1 .....	85
Figura 4.44 Flujo de reactivos entre punto de conexión HVDC y sistema AC durante falla monofásica de polo 1 con flujo de norte a sur. (a) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Kimal 220 kV, (b) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Lo Aguirre 500 kV.....	85
Figura 4.45 Respuesta de la tensión de barras del SEN para falla a tierra de un polo de línea HVDC ocupando condensador síncrono con flujo de norte a sur. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV. ....	86
Figura 4.46 Respuesta de potencia reactiva de condensador síncrono ante falla monofásica de un polo de sistema HVDC con flujo de norte a sur. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia reactiva.....	86
Figura 4.47 Respuesta de potencia activa de condensador síncrono ante falla monofásica de un polo de sistema HVDC con flujo de norte a sur.....	87
Figura 4.48 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica a tierra de un polo de línea HVDC ocupando generador síncrono modificado a condensador síncrono. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.....	88
Figura 4.49 Respuesta de potencia reactiva de generador síncrono modificado a condensador síncrono. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia reactiva. ....	88
Figura 4.50 Respuesta de potencia activa de generador síncrono modificado a condensador síncrono .....	88
Figura 4.51 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM optimizado en barra Kimal. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV .....	90
Figura 4.52 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando STATCOM optimizado. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo	

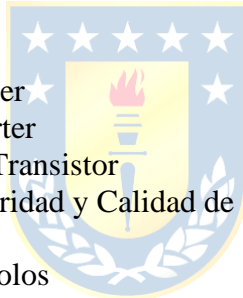
estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2.....	90
Figura 4.53 Señales (adimensionales) de control de STATCOM optimizado. (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición de voltaje después del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo) .....	91
Figura 4.54 Potencia reactiva STATCOM optimizado .....	91
Figura 4.55 Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM optimizado 2 en barra Kimal flujo norte a sur. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV .....	93
Figura 4.56 Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando STATCOM optimizado 2 flujo norte a sur. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2. ....	93
Figura 4.57 Señales de control (adimensionales) de STATCOM optimizado 2. (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición de voltaje después del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición de voltaje después del filtro (rojo) .....	94
Figura 4.58 Señales de control (adimensionales) de STATCOM optimizado.2 (a) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo) .....	94
Figura 4.59 Potencia reactiva STATCOM optimizado flujo norte a sur .....	95



# Abreviaciones

## Mayúsculas

L.A.	: lazo abierto.
L.C.	: lazo cerrado.
STATCOM	: Compensador Síncrono Estático
AC	: Corriente Alterna
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
DC	: Corriente directa
SCR	: Relación de cortocircuito
ESCR	: Relación efectiva de cortocircuito
HVDC	: Línea de transmisión de alto voltaje de corriente continua
HVAC	: Línea de transmisión de alto voltaje de corriente alterna
RECC	: Relación efectiva de cortocircuito
ERV	: Energías renovables variables
SVC	: Static Var Compensators
TCR	: Thyristor Controlled Reactor
PV	: Photovoltaic
SCR	: Short Circuit Ratio
VSC	: Voltage Source Converter
LCC	: Line Commuted Converter
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistor
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
DMR	: Retorno por masa
PMR	: Retorno por multiples polos
FACTS	: Flexible Alternating Current Transmission Systems
GFM	: Grid Forming
PSS	: Power System Stabilizer
PCU	: Power Control Unit
VCO	: Voltage Control Oscillator
OEL	: Over-Excitation Limiter
UEL	: Under-Excitation Limiter



# 1. Introducción

---

## 1.1. Introducción

La creciente demanda de energía eléctrica y la necesidad de mejorar la eficiencia y estabilidad de los sistemas de transmisión han llevado a la adopción de nuevas tecnologías, entre las cuales destaca la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés). La transmisión en corriente continua ofrece ventajas sobre los sistemas tradicionales de corriente alterna (AC), como la reducción de pérdidas en largas distancias y la capacidad de interconectar sistemas de distinta frecuencia.

La compensación de potencia reactiva representa uno de los principales desafíos en los sistemas HVDC. Los sistemas AC a los que están conectados los sistemas HVDC requieren soluciones específicas para garantizar la estabilidad operativa en estado estacionario y transiente. La presencia de convertidores introduce componentes armónicas y fluctuaciones de voltaje que deben ser gestionados adecuadamente para evitar problemas en la red.

El objetivo principal de este trabajo de título es analizar estrategias de compensación de potencia reactiva en líneas HVDC, enfocándose en el impacto que estas estrategias tienen en la estabilidad del sistema pensado y dirigido para la nueva línea HVDC Kimal-Lo Aguirre que se construirá en Chile. Se evalúan diferentes tecnologías y métodos, como el uso de compensación activa y pasiva.

## 1.2. Trabajos Previos

La literatura sobre compensación de potencia reactiva en sistemas HVDC es extensa y variada, abarcando desde estudios teóricos y modelos matemáticos hasta aplicaciones prácticas y estudios de caso. En esta sección se muestran las principales contribuciones y desarrollos en este campo, enfocándose en las técnicas y tecnologías utilizadas para la compensación de potencia reactiva, así como también el control y su coordinación, para luego ser enfocados en los desafíos específicos asociados con la implementación en la línea Kimal-Lo Aguirre.

### 1.2.1 Dispositivos de Compensación de Potencia Reactiva

- ♣ Hanguang Dai, Yuhong Wang, Xingyuan Li, Hongqiang Deng and Sichuan Electric Power Company, “*Characteristic analysis of reactive power compensation device at HVDC converter station,*” School of Electrical Engineering and Information Sichuan University, Chengdu, China, 2012,[1].

La compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos depende de diversas condiciones operativas, entre ellas, el comportamiento estacionario y la robustez del sistema. En condiciones estacionarias, la potencia reactiva consumida por el rectificador representa entre el 30% y el 50% de la potencia de la línea. La potencia reactiva absorbida por el inversor representa entre el 40% y el 60%. El tipo de elección de compensación de potencia reactiva viene determinado por la robustez del sistema. Generalmente, cuando la relación cortocircuito es superior a 5, los condensadores en paralelo y las reactancias pueden satisfacer las necesidades. Cuando la relación de cortocircuito (SCR) calculada del sistema eléctrico está entre los valores de 3 a 5, para solucionar los problemas de estabilidad de la tensión se propone utilizar dispositivos estáticos de compensación de potencia reactiva con la función de control de tensión. Cuando la relación de cortocircuito es inferior a 3, el sistema se vuelve más débil y sensible a variaciones de tensión, lo que puede comprometer su estabilidad. Por esta razón se debe considerar la instalación de dispositivos adicionales de compensación de potencia reactiva además del uso de la tecnología de compensación convencional. La forma más eficaz es instalar condensadores síncronos.

### 1.2.2 Control y Coordinación de Potencia Reactiva

- ♣ Qing Wang, Wenju Liang, Yuxuan Tao, Jiangchun Yu, Hongying He, Nan Liu. “*Optimal Configuration Method for Dynamic Reactive Power Compensation in AC/DC Receiving-end Systems Considering Reactive Power Support of Local Synchronous Generators,*” Paper, Departamento de Desarrollo y planificación, Centro de asistencia técnica de la red eléctrica, University Changsha, China, 2023,[2].

Es imprescindible tener en cuenta la recuperación de tensión de cada nodo energizado por una línea HVDC durante una falla. Tras una falla en el extremo receptor, es decir, donde llega la potencia, el proceso de recuperación del sistema en CC exige una cantidad significativa de potencia reactiva.

Si la red del extremo receptor carece de suficiente potencia reactiva de apoyo, puede producirse un déficit de potencia reactiva en los convertidores. Este déficit podría desencadenar una falla sostenida de la conmutación en los tiristores, provocando el bloqueo del sistema en CC y, en consecuencia, ejerciendo un impacto sustancial en la estabilidad de la tensión en el extremo receptor. Cuanto mayor sea la potencia transportada por la línea HVDC, mayor será el impacto de las fluctuaciones de tensión en la barra donde está situado el nodo de alimentación de CC, lo que requiere un mayor soporte dinámico de potencia reactiva para garantizar una fluctuación de tensión mínima.

La referencia establece un modelo que puede evaluar cuantitativamente la estabilidad transitoria de tensión, y propone un algoritmo de evaluación de la reserva dinámica de potencia reactiva basado en este modelo. Considerando la influencia del condensador síncrono en las características transitorias de potencia reactiva del sistema receptor, se propone una estrategia de control de potencia reactiva multi-objetivo para coordinar el condensador síncrono con los sistemas de potencia AC-DC, aprovechando al máximo su capacidad de soporte de potencia reactiva.

- ♣ Yi Zhang, Aniruddha M. Gole, “Consideration of Inertia for design of Reactive Power Compensation devices for HVDC Transmission Systems”, RTDS Technologies Inc., The University of Manitoba, Canada, 2012,[3].

Con el fin de satisfacer la mayor demanda dinámica de potencia reactiva la implementación de los condensadores síncronos de nueva generación se presenta como una buena alternativa. El sistema de excitación de los condensadores síncronos y el dispositivo de compensación de potencia reactiva de la estación convertidora de HVDC se controlan individualmente y no existe una estrategia de coordinación razonable. Por lo tanto, en este trabajo se analiza la capacidad de soporte transitorio de potencia reactiva transitoria del condensador síncrono de nueva generación teniendo en cuenta las características de control de la excitación. También se analiza la demanda transitoria de potencia reactiva transitoria del sistema de transmisión HVDC. En base a esto, se propone la estrategia de control coordinado del dispositivo de compensación de potencia reactiva en la estación convertidora de DC con condensadores síncronos de nueva generación.

- ♣ Ying Xue, Xiao-Ping Zhang, “Reactive Power and AC Voltage Control of LCC HVDC System with Controllable Capacitors,” IEEE Transactions on power systems, Vol. 32, NO. 1, January 2017,[4].

La mayoría de las publicaciones se centran en la compensación de la potencia reactiva en lugar de reducir el nivel de consumo reactivo del convertidor. En estos métodos, se instalan dispositivos externos de compensación reactiva en el lado de CA del inversor. Es bien sabido que un inversor LCC no puede controlar su consumo de potencia reactiva porque el ángulo de extinción no puede ser lo suficientemente pequeño como para garantizar un margen de conmutación suficiente en caso de perturbaciones en el lado de CA del inversor. Por lo tanto, se han investigado varios métodos de gestión y optimización de los dispositivos de compensación de potencia reactiva instalados externamente para favorecer el funcionamiento del inversor.

Uno de los métodos que puede funcionar con un mejor ángulo de factor de potencia es el convertidor HVDC basado en condensadores conmutados (CCC). Dependiendo del tamaño de los condensadores, el desplazamiento del ángulo de fase introducido en la tensión de conmutación de los tiristores puede ser tal que el lado de inversor sea capaz de lograr un consumo de potencia reactiva de alrededor del 10% - 15%. Sin embargo, esto suele requerir grandes condensadores que aumentan significativamente la tensión en los terminales de los convertidores y los costos.

Este trabajo se centra en lograr las condiciones deseadas del inversor antes mencionadas explotando aún más la capacidad de control de potencia reactiva del sistema HVDC LCC propuesto con condensadores controlables. Dado que la inserción de condensadores cambia el comportamiento dinámico del inversor, es necesario realizar un análisis teórico para investigar la capacidad de control de la potencia reactiva.

- ♣ Yijiang Dong, Minxiao Han, Wenhao Du, Shibo Wang, "A Reactive Power Coordination-based Voltage Fluctuation Suppression Strategy for Photovoltaic Power DC Sending System", 3rd International Conference on Energy- Power and Electrical Engineering, School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing, China, 2023,[6].

El artículo propone una estrategia de supresión de fluctuaciones de voltaje en sistemas de transmisión LCC-HVDC de alta penetración fotovoltaica, causada por fallas de conmutación, mediante la coordinación de potencia reactiva entre la estación rectificadora y la planta fotovoltaica.

Se analiza el mecanismo de fluctuación de voltaje, identificando que tras una falla de conmutación ocurre primero una subtensión seguida de una sobretensión, debido a variaciones en el consumo de potencia reactiva. Para mitigar la perturbación, se diseña un control coordinado donde la estación rectificadora ajusta su corriente de referencia para regular su consumo de potencia reactiva,

mientras que la planta fotovoltaica modula la inyección de potencia reactiva al PCC para minimizar su variación.

### 1.2.3 Discusión

La compensación de potencia reactiva en líneas de transmisión en corriente continua de alto voltaje (HVDC) es importante para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico. Los estudios revisados abordan diversas formas de compensar la potencia reactiva, tales como condensadores en paralelo, compensadores estáticos de VAR (SVC), condensadores síncronos, compensadores estáticos (STATCOM), condensadores conmutados en serie, y estrategias de control que incluyen la contribución de generadores fotovoltaicos y eólicos. Los condensadores en paralelo son una solución simple y ampliamente utilizada, pero su capacidad depende directamente de la variación del voltaje del sistema, lo que puede generar problemas de estabilidad. Los SVC, que utilizan reactores y condensadores controlados por tiristores para ajustar la compensación en tiempo real, también enfrentan limitaciones debido a su dependencia del voltaje, lo cual afecta su capacidad en situaciones de fluctuaciones extremas. Las máquinas síncronas, aunque más costosas, ofrecen mayor estabilidad y capacidad de compensación operando como condensadores síncronos. Los STATCOM, una tecnología avanzada, proporcionan una respuesta rápida y precisa a las fluctuaciones de voltaje con convertidores de fuente de voltaje (VSC). Los condensadores conmutados en serie presentan una ventaja significativa, ya que modifican los ángulos de disparo y extinción de los tiristores, lo que les otorga un gran potencial para mejorar la estabilidad sin las limitaciones de otros compensadores, aunque su alto costo y la cantidad de condensadores que se necesita poner en serie es considerable, ha impedido una adopción más amplia. Las estrategias de control que incorporan la generación renovable, como fotovoltaica y eólica, han mostrado ser una alternativa válida al permitir que estos generadores ajusten su producción de potencia reactiva en respuesta a las perturbaciones del sistema, proporcionando una solución sostenible y flexible, aunque la integración de estas fuentes requiere una coordinación avanzada y puede verse afectada por la intermitencia inherente de la generación renovable.

La compensación de potencia reactiva en líneas HVDC es compleja y requiere un análisis exhaustivo de las diversas tecnologías disponibles. Cada equipo presenta ventajas y limitaciones, siendo la dependencia del voltaje una de las principales desventajas que afectan a la mayoría de los dispositivos convencionales. La incorporación de la generación renovable como parte de las

estrategias de control presenta un enfoque innovador, pero requiere mayor investigación y desarrollo para superar los desafíos actuales especialmente los relacionados con la alta variabilidad de sus respectivas operaciones.

### **1.3. Hipótesis de Trabajo**

La implementación de condensadores síncronos y compensadores estáticos en las subestaciones que energizarán la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre mejorará la respuesta dinámica del Sistema Eléctrico Nacional durante variaciones en la demanda y durante fallas, reduciendo las oscilaciones transitorias de voltaje y mejorando la estabilidad.

### **1.4. Objetivos**

#### **1.4.1 Objetivo General**

Analizar estrategias de compensación de potencia reactiva para la nueva línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, con el fin de mejorar la estabilidad y capacidad de transmisión del sistema eléctrico nacional.

#### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Caracterizar las diferentes tecnologías de compensación de potencia reactiva disponibles, considerando su aplicabilidad, efectividad y sistema de control para su uso en sistemas HVDC.
- Simular las diferentes tecnologías de compensación de reactivos durante perturbaciones en sistemas que tienen HVDC.
- Evaluar el impacto de las tecnologías de compensación reactiva en la robustez del Sistema Eléctrico Nacional.
- Cuantificar las necesidades de compensación de potencia reactiva de la línea HVDC durante diferentes condiciones de funcionamiento.

### **1.5. Alcances y Limitaciones**

La memoria se enfocará en analizar y simular estrategias de compensación de potencia reactiva específicamente para la línea y tecnología ocupada en HVDC Kimal-Lo Aguirre y las barras a las que

está conectada. Se evaluarán diversas tecnologías de compensación de potencia reactiva, como condensadores síncronos y nuevas tecnologías que estén en línea con la compensación requerida.

El alcance del estudio estará limitado geográficamente a la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre y a las barras, sin abordar la compensación de potencia reactiva en otras partes de la red eléctrica chilena.

## 1.6. Contenidos del informe

El presente documento se estructura en siete capítulos que abarcan desde los fundamentos teóricos de los sistemas HVDC hasta los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas.

En el **Capítulo 1**, se presenta una visión general del trabajo, incluyendo los objetivos, hipótesis, alcances y limitaciones. Además, se hace una breve revisión bibliográfica para introducir el contexto del problema asociado al consumo de potencia reactiva en líneas HVDC y su impacto en la estabilidad del sistema eléctrico.

En el **Capítulo 2**, se abordan los conceptos teóricos relacionados con los sistemas HVDC, el consumo de potencia reactiva y su influencia en la estabilidad de voltaje. Se destacan los desafíos técnicos asociados y la necesidad de tecnologías de compensación reactiva en sistemas eléctricos modernos.

El **Capítulo 3** analiza las principales tecnologías de compensación de potencia reactiva, como condensadores síncronos, STATCOM, SVC, y otros dispositivos relevantes. Se comparan sus ventajas y limitaciones.

En el **Capítulo 4**, se describen las características técnicas de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, incluyendo la capacidad de compensación reactiva requerida para el enlace.

El **Capítulo 5** estudia el sistema eléctrico nacional, analizando el perfil de potencia reactiva, así como también la robustez de las barras, con el fin de evaluar la mejor tecnología para compensar reactivos.

El **Capítulo 6** presenta los casos de estudio considerados, detallando las configuraciones seleccionadas para la compensación de reactivos y las perturbaciones analizadas. Se definen los escenarios base y las estrategias de mitigación implementadas, se muestran los resultados de las simulaciones.

El **Capítulo 7** resume las conclusiones del trabajo. Además, se proponen recomendaciones para futuros estudios.

## **2. Fundamentos teóricos**

---

### **2.1. Introducción**

En el contexto de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, la tecnología de corriente directa de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) se ha desarrollado como una alternativa viable para enfrentar los desafíos asociados con la transmisión de energía a largas distancias.

En este capítulo se exponen los principios fundamentales de la transmisión en corriente continua y se describen las características asociadas a esta tecnología. Además, se aborda el control de reactivos, para garantizar un adecuado desempeño del sistema en términos de regulación de voltaje.

### **2.2. Sistemas HVDC**

Los sistemas de transmisión de corriente continua en alta tensión es una tecnología de transmisión eléctrica que utiliza corriente continua para transportar grandes cantidades de energía a largas distancias. A diferencia de los sistemas de corriente alterna (AC), los sistemas HVDC presentan ventajas como menores pérdidas de transmisión, mayor estabilidad en redes eléctricas extensas y la capacidad de interconectar redes asincrónicas. Estos sistemas constan con estaciones convertidoras en los extremos, que transforman la corriente alterna en corriente continua y viceversa, permitiendo un control en la transmisión de potencia. Existen dos tecnologías principales para esta conversión: los convertidores de corriente conmutada (LCC), que ocupan tiristores y los convertidores de fuente de voltaje (VSC) que ocupan IGBT.

#### **2.2.1 Costos asociados**

Los costos de instalación suelen ser una de las variables más relevantes al seleccionar entre diferentes tecnologías. Para ello, se consideran los costos de la instalación de las líneas, estaciones convertidoras, transformadores, entre otros. En los sistemas HVDC, los costos directos suelen ser más elevados que en los sistemas HVAC, particularmente en lo que respecta a las estaciones convertidoras y transformadores.

No obstante, estos costos se compensan con una reducción en los gastos asociados a las líneas de transmisión y torres, debido a la menor generación de pérdidas en corriente continua (DC) en comparación con la corriente alterna (AC). En sistemas AC, el efecto skin provoca que la corriente se concentre en la superficie del conductor, reduciendo el área efectiva de conducción y aumentando las

pérdidas por resistencia, lo que obliga a utilizar conductores de mayor sección o múltiples hilos en paralelo para mitigar este efecto. Además, las líneas de transmisión en AC requieren compensación de potencia reactiva debido a la presencia de inductancias y capacitancias en el sistema, lo que provoca destinar cierta capacidad de las líneas para distribuir la potencia reactiva, amentando aún más las perdidas. En cambio, en sistemas DC, la corriente se distribuye de manera uniforme en toda la sección del conductor, eliminando el efecto skin y reduciendo la necesidad de conductores más gruesos o múltiples hilos en paralelo. Asimismo, dado que la etapa de transmisión en corriente continua no genera consumo de potencia reactiva, se elimina la necesidad de compensar estos reactivos durante dicha etapa, lo que contribuye a una infraestructura de transmisión más eficiente y con menores costos de operación y mantenimiento. [7]. En la Figura 2.2 se puede ver la comparación en la cantidad de conductores entre 2 torres de transmisión en corriente alterna y continua para transmitir 1000 [MW].

En la Figura 2.1 se puede ver la relación Costo-Distancia de las líneas AC y DC, donde el costo de los terminales de las líneas DC es más alto en comparación a las líneas AC, sin embargo, las pendientes de las curvas de costos de línea y pérdidas es menos pronunciadas en comparación a sistemas AC, en donde la distancia de quiebre varía entre 500 y 800 kilómetros [6], que es cuando comienza a ser más barato utilizar un sistema de transmisión HVDC.

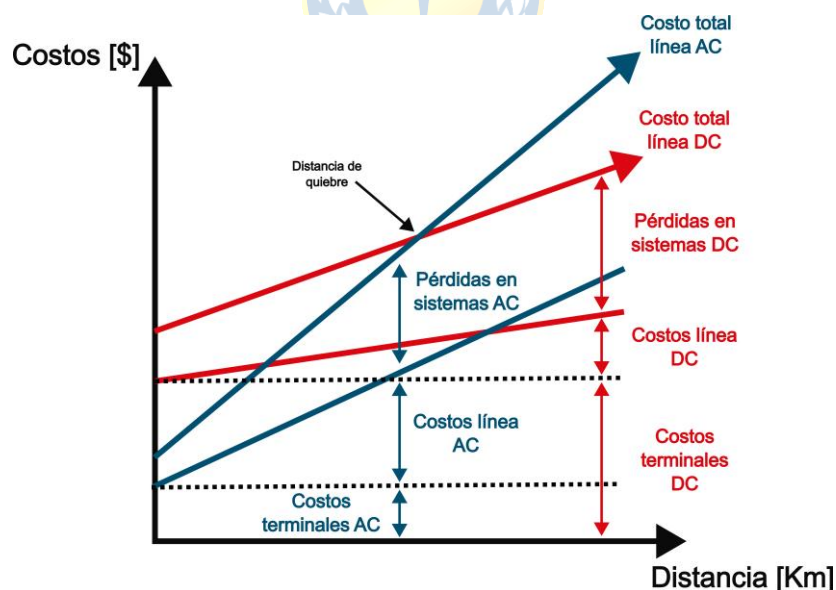


Figura 2.1 Gráfico Costo-Distancia de líneas AC y DC [7]

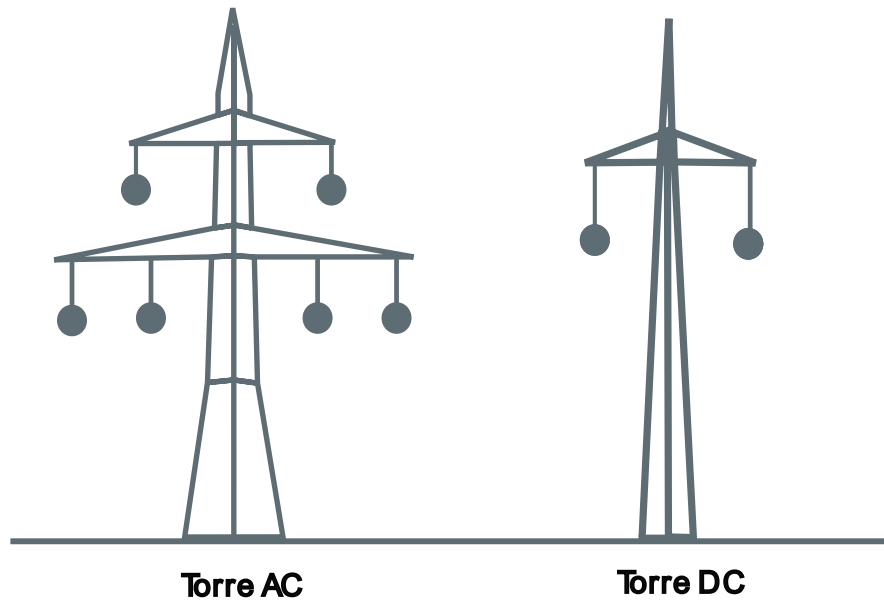


Figura 2.2 Torres para transportar 1000 MW [7]

## 2.2.2 Tecnologías

### Tecnología VSC

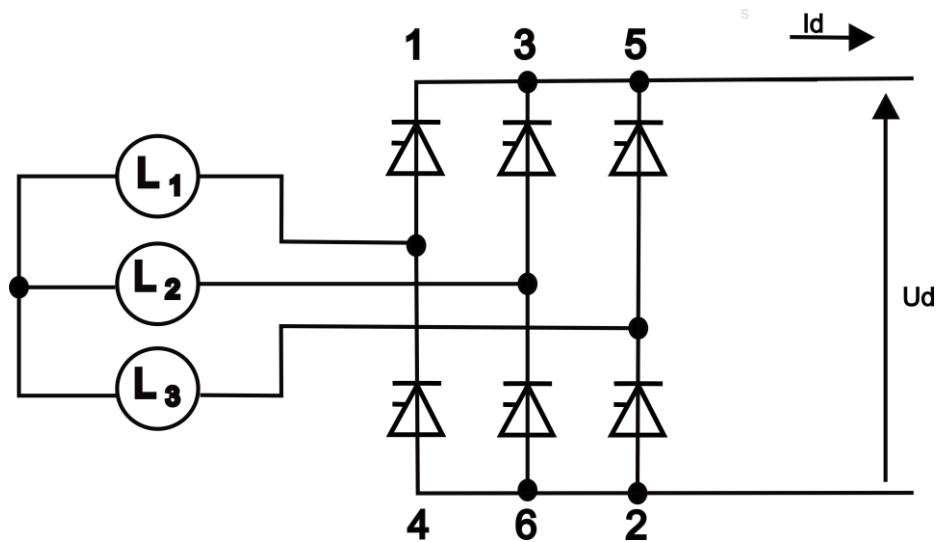
Los Convertidores de Fuente de Voltaje (VSC) en sistemas HVDC utilizan tecnología basada en semiconductores, como los transistores de compuerta aislada (IGBT), para convertir corriente alterna (AC) en corriente continua (DC) y viceversa. Los VSC controlan el voltaje y la potencia reactiva mediante la modulación por ancho de pulso (PWM), ajustando la forma de onda de voltaje para controlar la corriente. Esta tecnología permite a los VSC proporcionar una compensación de potencia reactiva sin necesidad de equipos externos, mejorando la estabilidad del voltaje y la calidad de la energía. Sin embargo, tienen limitaciones para transmitir grandes bloques de potencia debido a la capacidad actual de los dispositivos semiconductores utilizados, como los IGBTs. Estos dispositivos tienen restricciones en términos de la corriente y el voltaje que pueden manejar, lo que limita la potencia total que el sistema puede transmitir, en la tabla Tabla 2.1 se puede ver una comparación entre los IGBT y los tiristores.

Tabla 2.1 Comparación entre dispositivos semiconductores [6]

Caso	Tiristor	IGBT
Máxima Tensión (V)	9000	1700
Máxima corriente (A)	4000	800
Frecuencia de Switcheo (kHz)	1	20

## Tecnología LCC

La tecnología LCC utiliza tiristores (SCR) para llevar a cabo los procesos de conversión. Los tiristores presentan la característica de controlar solo el instante de encendido o activación durante la polarización directa, mientras que el apagado no puede ser controlado y ocurrirá únicamente cuando el dispositivo es polarizado negativamente y su corriente es cero. Una vez que la corriente se anula, el tiristor no recupera inmediatamente su capacidad de bloqueo. Debe transcurrir un breve intervalo de tiempo. Cuando finaliza este tiempo, el tiristor recupera su capacidad de bloqueo, es decir, puede nuevamente soportar una tensión inversa sin conducir corriente. En este estado, el tiristor está "apagado" y listo para un próximo ciclo de conducción, siempre que se le aplique un nuevo pulso de compuerta en condiciones de polarización directa. La configuración tradicional es formando puentes de 6 tiristores como se muestra en la Figura 2.3.



**Figura 2.3 Configuración puente tiristores [6].**

Cuando la energía fluye desde el sistema de AC hacia el conjunto de tiristores, la configuración se denomina rectificadora. Si la energía fluye desde el conjunto de tiristores en el lado de CC hacia el sistema de AC, la configuración se denomina inversora. Este tipo de convertidores necesita una fuente de voltaje trifásica equilibrada tanto en la entrada del lado rectificador como en la salida del lado inversor para operar correctamente.

## 2.2.3 Topología LCC

### A. Consumo de potencia reactiva en HVDC

A diferencia de los sistemas de transmisión en corriente alterna (AC), en las líneas de corriente continua (DC) no existe un consumo de potencia reactiva en la línea como tal, ya que no hay desfase entre la corriente y el voltaje. En los sistemas AC, la potencia reactiva surge debido a los efectos inductivos y capacitivos propios de las líneas de transmisión, lo que genera un desfase entre ambas magnitudes y demanda compensación reactiva del sistema, la cual es dependiente del largo de la línea. En contraste, en las líneas HVDC, este tipo de fenómenos no ocurre dentro de la línea de transmisión misma, lo que es una de las razones por las cuales las líneas HVDC son más eficientes en términos de transporte de energía a largas distancias. Como se muestra en la Figura 2.4 [8], a medida que aumenta la distancia de la línea AC, el transporte de potencia activa baja después de los 200 km, debido a los efectos capacitivos e inductivos de la línea. Por otro lado, las líneas HVDC no se ven afectadas debido a que no existe consumo de potencia reactiva en sistemas DC.

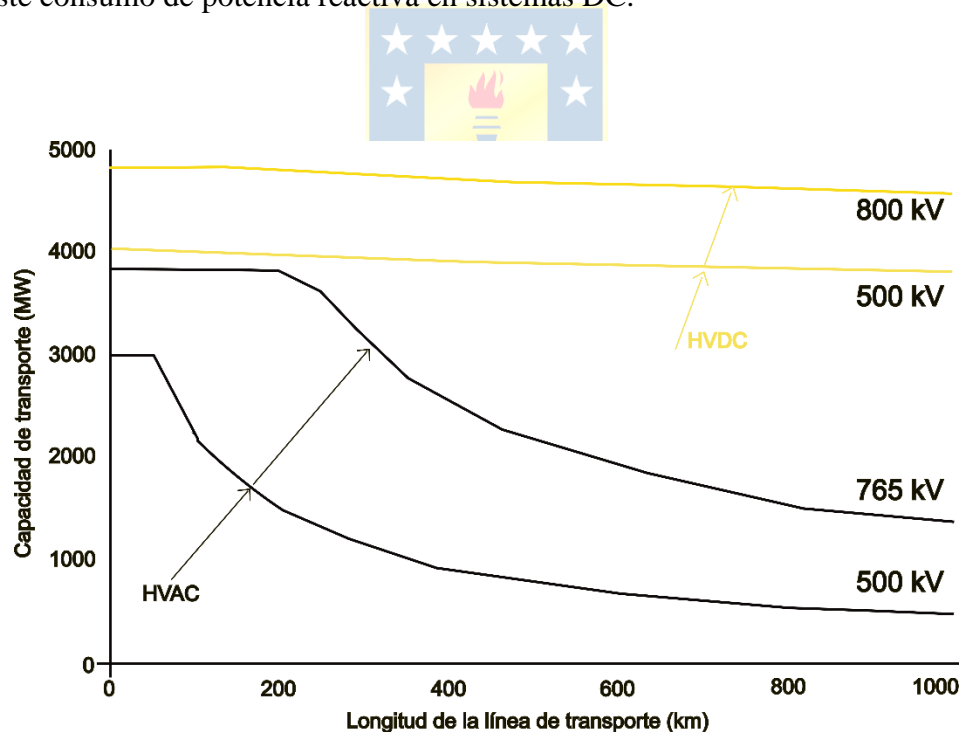


Figura 2.4 Curva capacidad de transporte VS distancia entre HVDC y HVAC [8].

Sin embargo, la compensación de potencia reactiva sigue siendo necesaria en los sistemas HVDC, especialmente en las estaciones convertidoras donde la corriente alterna se convierte en

corriente continua y viceversa. Los convertidores LCC requieren un mayor soporte de potencia reactiva debido a que ocupan tiristores, que tienen ángulos de disparo mínimos para garantizar su correcto funcionamiento, lo que demanda compensación reactiva en las estaciones convertidoras. Por otro lado, los convertidores VSC tienen una mayor capacidad para controlar la potencia reactiva de manera independiente, ya que pueden generar y absorber potencia reactiva según sea necesario, reduciendo así la necesidad de equipos externos para compensación.

### ***B. Ángulos de estaciones convertidoras***

El control de la corriente y el voltaje en un enlace de corriente continua en un sistema de conversión del tipo LCC se logra a través de la secuencia de disparo de tiristores. En este tipo de configuración, los tiristores son activados en momentos específicos de acuerdo con el ángulo de disparo definido por el sistema de control, lo cual permite regular tanto la magnitud de la corriente como del voltaje en el enlace DC.



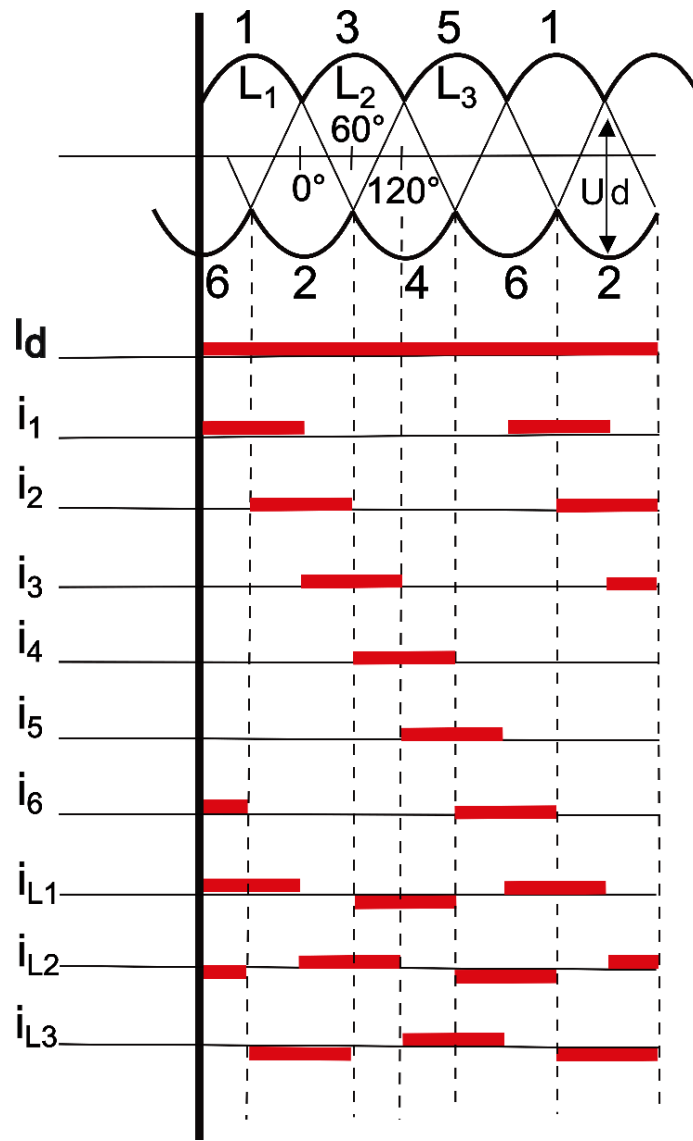
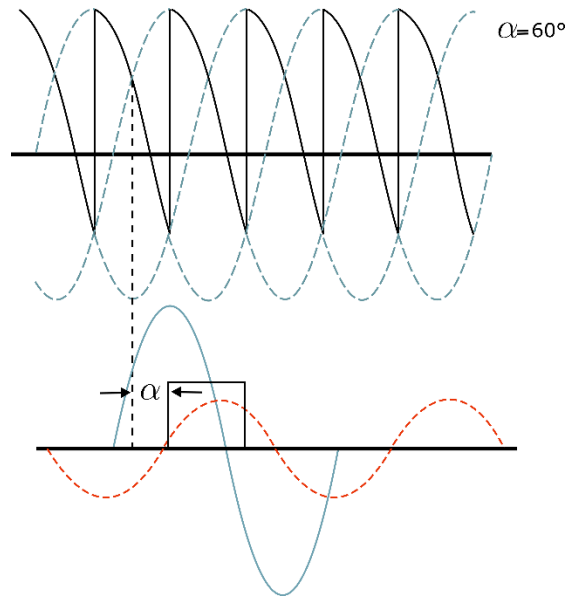


Figura 2.5 Secuencia conmutación tiristores.

Para controlar los valores de  $I_d$  en la línea, se utiliza el valor medio del voltaje  $U_d$ . Esto se logra desplazando el disparo de los tiristores desde su "disparo natural", que corresponde al punto donde las dos tensiones de fase se intersecta [6][7]. Este desplazamiento es conocido como ángulo de disparo ( $\alpha$ ). Al aumentar el ángulo de disparo, el voltaje promedio en el enlace DC disminuye, ya que se ocupa una menor porción de la forma de onda del voltaje. No obstante, este proceso introduce un desfase entre la corriente y el voltaje, ya que la corriente comienza a circular solo cuando se dispara el tiristor. Como resultado, se incrementa la potencia reactiva. En la Figura 2.6 se muestra desde donde se mide el ángulo.



**Figura 2.6 Ángulo de disparo [7].**

El intervalo de tiempo en que un tiristor comienza a conducir corriente hasta el siguiente cruce por cero del voltaje de conmutación ideal se define como el ángulo de conducción ( $\beta$ ). Este ángulo está relacionado con el ángulo de disparo  $\alpha$  con la siguiente expresión:

$$\beta = \pi - \alpha \quad ( 2-1 )$$

Durante el proceso de conmutación, la corriente no se transfiere de un tiristor al siguiente de manera instantánea. Esto se debe a la presencia de inductancias en la red, conocidas como reactancias de conmutación, que impiden cambios abruptos en la corriente.

Las reactancias generan un retardo en el proceso de conmutación, ya que la corriente en el tiristor anterior no puede reducirse a cero instantáneamente, mientras que la corriente en la nueva válvula aumenta de forma gradual.

El retraso provoca que las tensiones de las fases se superpongan durante un intervalo de tiempo, lo que genera que el voltaje resultante sea el promedio de ambas fases, afectando así el valor del voltaje en la salida del convertidor. El periodo de solapamiento se denomina ángulo de conmutación ( $\mu$ ) y el valor típico es entre  $15^\circ$  y  $25^\circ$  [30][6], el cual depende de la inductancia de la red y de la corriente por el enlace. Mientras mayor sea la corriente  $I_d$ , más tiempo le tomará a la

corriente  $I_3$  llegar a ese valor, provocando que el ángulo aumente. La explicación matemática se encuentra en Anexo A.

Los sistemas LCC necesitan una fuente de tensión balanceada para garantizar una correcta diferencia de potencial entre las 2 fases y poder tener una conmutación en el menor tiempo posible. Desbalances en la red o fallas de monofásicas pueden provocar mayores ángulos, lo que puede ocasionar fallas de conmutación.

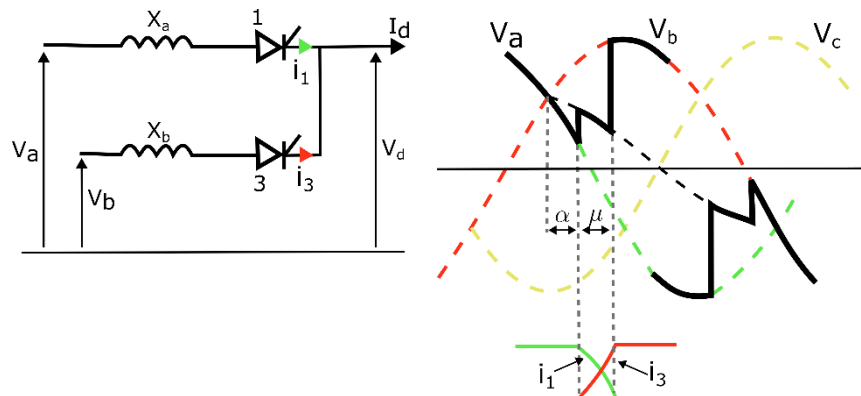


Figura 2.7 Ángulo de conmutación [30]

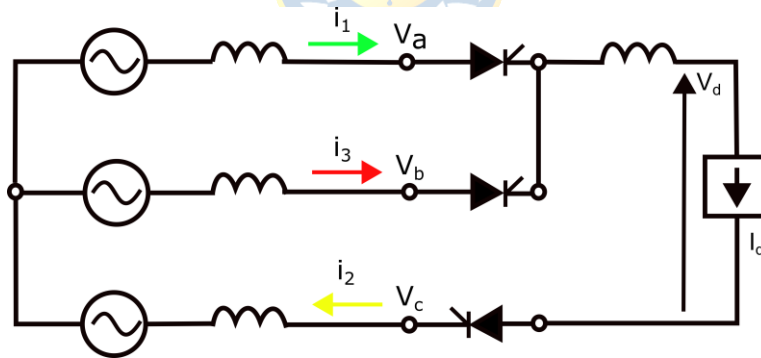


Figura 2.8 Sistema trifásico durante conmutación

El ángulo de extinción  $\gamma$  es el periodo de tiempo, expresado en grados eléctricos, que transcurre desde el momento en que el tiristor deja de conducir corriente hasta el próximo cruce por cero del voltaje de conmutación ideal. La tensión que queda aplicada entre el ánodo y el cátodo del tiristor 1 al terminar de conducir es  $-V_{ba}$ . Si esta tensión se hace positiva en un tiempo demasiado corto después que la corriente por el tiristor se anuló, se corre el riesgo de que se provoque el reencendido del tiristor.

La corriente por el tiristor 1 (verde) deja de conducir, sin embargo, sigue sometido a un voltaje,

provocando el desfase entre ambos y por consecuencia nace un consumo de reactivos. En la Figura 2.9 se puede ver el ángulo de extinción.

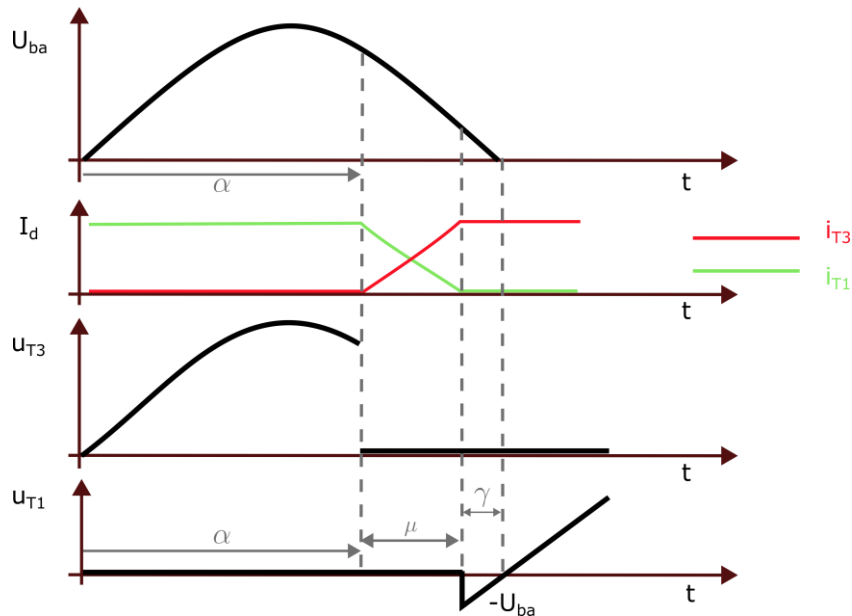


Figura 2.9 Ángulo de extinción [19]

Este ángulo está directamente relacionado con el ángulo de adelanto o conducción  $\beta$ , y el ángulo de conmutación  $\mu$ , según la siguiente ecuación:

$$\gamma = \beta - \mu = \pi - \alpha - \mu \quad (2-2)$$

Debido a que en la parte inversora se trabaja con ángulos de disparo mayores a  $90^\circ$ , lo que produce que el ángulo de conducción  $\beta$  sea menor, provoca que se trabaje con ángulos de extinción más pequeños. Si el voltaje de la red eléctrica presenta desbalances, el ángulo de conmutación ( $\mu$ ) se puede prolongar, disminuyendo aún más el ángulo de extinción, provocando fallas de conmutación producto del no apagado del tiristor. En la práctica el ángulo mínimo de extinción es del orden de  $15-20^\circ$  [19][6].

En la Figura 2.10 se muestran todos los ángulos presentes en las estaciones convertidoras. Debido al proceso de conmutación, el rectificador extrae una corriente del lado de AC, mientras que el inversor la entrega al sistema de AC. En ambos casos, las corrientes están desfasadas con respecto a sus respectivos voltajes.

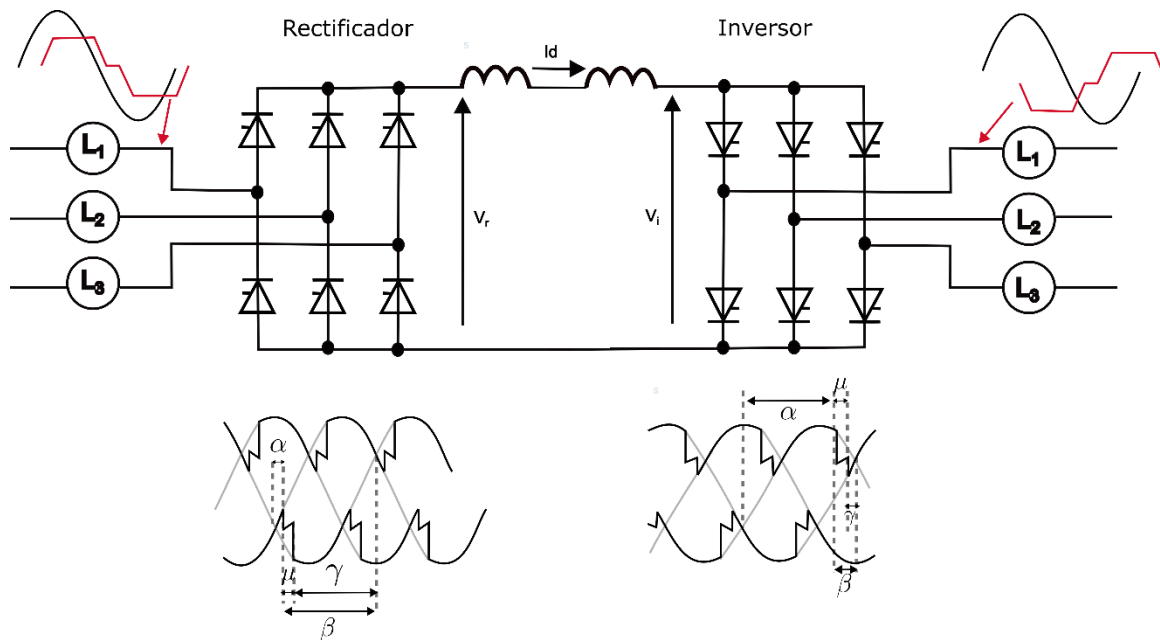


Figura 2.10 Ángulos de estaciones convertidoras [6]

## 2.3. Regulación de voltaje

En sistemas eléctricos de transmisión, la estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad del sistema para mantener niveles de tensión adecuados bajo condiciones de operación normales y después de sufrir perturbaciones. La estabilidad es importante para evitar colapsos de tensión que puedan comprometer la operación del sistema. En este contexto, existen varios indicadores que permiten evaluar la vulnerabilidad del sistema eléctrico.

### 2.3.1 Relación de cortocircuito

Es un indicador que permite evaluar la robustez de la red frente a perturbaciones [9] en el punto de conexión de los convertidores estáticos de potencia. La relación de cortocircuito o SCR se define como:

$$SCR = \frac{Skss_i}{P_i} \quad ( 2-3 )$$

donde,

$Skss_i$  : potencia de cortocircuito trifásico del  $i$ -ésimo nodo medido en MVA.

$P_i$  : potencia en MW inyectada por los inversores conectados al mismo nodo.

### 2.3.2 Relación de cortocircuito equivalente

La relación de cortocircuito equivalente considera el aporte de otros inversores conectados eléctricamente cercanos del nodo  $i$ , donde la potencia de cortocircuito  $Sk_{ssi}$  se reparte entre los inversores próximos al nodo. Esta relación se conoce también como ESCR, la cual se puede ver en ( 2-4 ) [10]:

$$ESCR_i = \frac{Sk_{ssi}}{P_i + \sum_{j=1}^N (IF_{ij} \times P_j)} \quad ( 2-4 )$$

donde,

$Sk_{ssi}$  : potencia de cortocircuito trifásico del  $i$ -ésimo nodo medido en MVA.

$P_i$  : potencia en MW inyectada por los inversores conectados al mismo nodo.

$IF_{ij} = \frac{\Delta U_j}{\Delta U_i}$  : factor de interacción entre nodos  $i$  y  $j$ .

$P_j$  : potencia activa inyectada por convertidores estáticos en el  $j$ -ésimo nodo en el estado prefalla.

Superar un valor específico de la relación de cortocircuito no significa que el sistema se torne automáticamente inestable. Sin embargo, existen intervalos de este índice que señalan la posibilidad o el riesgo de inestabilidad en las barras del sistema. Con esta consideración, se identifican las siguientes zonas de ESCR [10].

- (ESCR > 3): La rigidez del sistema es lo suficientemente alta para alcanzar una respuesta estable del inversor. Se puede descartar la interacción con otros inversores en el sistema, por lo que el ajuste del control del inversor puede hacerse de manera individual.
- (1,5 ≤ ESCR ≤ 3): En este rango, el riesgo de interacción entre inversores en el sistema es más elevado. Por ello, es necesario coordinar el ajuste de los parámetros de control del inversor con los de otros inversores eléctricamente cercanos para una respuesta estable del sistema.
- (ESCR < 1,5): Incluso con un ajuste específico de los parámetros de control del inversor, es posible que no se logre una respuesta dinámica estable. En consecuencia, será necesario incorporar equipos adicionales para estabilizar el sistema, como condensadores síncronos.

### 2.3.3 Relación Efectiva de Cortocircuito

Es un indicador utilizado para evaluar la estabilidad de sistemas HVDC cuando están conectados a redes de corriente alterna (AC). El parámetro es una extensión del ESCR y considera no solo la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, sino también otros factores que afectan la estabilidad del sistema, como la capacidad de los convertidores y su potencia reactiva. Según lo establecido en el artículo 3-34 de la NTSyCS, la potencia transmitida a través de los enlaces HVDC, que se basan en la conmutación natural (LCC), deberá mantenerse en todo momento compatible con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para lograr esto, es necesario garantizar que la razón efectiva de cortocircuito trifásico (RECC) en la subestación de conexión sea superior a 2,5 en todas las condiciones de despacho efectivas, considerando además el efecto del aumento de la impedancia equivalente de cortocircuito, provocado por el desplazamiento de generación no económica en el sistema importador. De todas maneras, la NTSyCS establece que el Coordinado que opere las instalaciones del enlace HVDC podrá solicitar al Coordinador la autorización para reducir la exigencia de RECC hasta un mínimo de 2,0 [11] [12].


$$RECC = \frac{Sk_{SSAC} - Q_{HVDC}}{P_{HVDC}} \quad ( 2-5 )$$

donde,

$Sk_{SSac}$  : potencia de cortocircuito trifásico del sistema medido en MVA.

$Q_{HVDC}$  : capacidad reactiva del enlace HVDC medido en MVar.

$P_{HVDC}$  : potencia transmitida de la línea HVDC medido en MW.

### 2.3.4 Rangos de voltaje

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) define los rangos de tensión permitidos en régimen permanente en el SEN para 220 kV y 500 kV que se muestran en la Tabla 2.2. Para fluctuaciones de tensión que caigan en los intervalos anotados las protecciones no deben operar [25][27].

**Tabla 2.2 Rango de tensiones permitidos en régimen permanente**

Ítem	500 kV	220 kV
Tensión Continua Máxima-Operación Normal	1.03 p.u.	1.05 p.u.
Tensión Continua Mínima-Operación Normal	0.97 p.u.	0.95 p.u.
Tensión Continua Máxima-Estado de Alerta	1.05 p.u.	1.07 p.u.
Tensión Continua Mínima- Estado de Alerta	0.95 p.u.	0.93 p.u.
Tensión Continua Máxima-Estado de Emergencia	1.05 p.u.	1.1 p.u.
Tensión Continua Mínima-Estado de Emergencia	0.93 p.u.	0.9 p.u.

Para sobretensiones temporales y de corta duración en el SEN [25], los equipos de transmisión en las estaciones convertidoras deben estar diseñados para mantenerse en servicio sin desconectarse, conforme a los valores especificados en la Tabla 2.3 [27].

**Tabla 2.3 Sobretensiones temporales permitidas para estaciones convertidoras**

Duración (segundos)	Tensión Máxima (p.u.)
0-0.1	1.5
1.1-0.5	1.3
0.5-3.0	1.25
3.0-60	1.2

Si el sistema se encuentra inicialmente en estado normal, al ocurrir una contingencia o falla de hasta severidad 7, la tensión en las barras AC no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,7 p.u. luego de 50 milisegundos de despejada la falla, tampoco permanecer por debajo de 0,8 p.u. por un tiempo superior a 1.0 segundo. La tensión en las barras AC del sistema deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de  $\pm 10\%$ , en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la falla [27].

## 2.4. Control de sistemas HVDC

### 2.4.1 Circuito equivalente

El circuito equivalente de una línea de transmisión HVDC se modela como se muestra en la Figura 2.11 [6], el cual representa un enlace monopolar o un polo de un enlace bipolar.

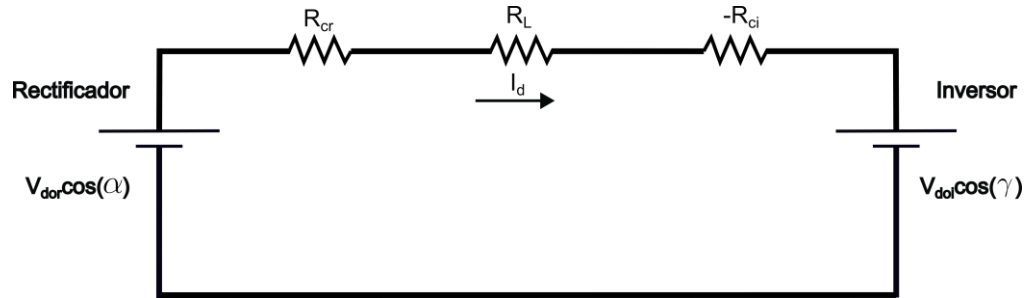


Figura 2.11 Circuito equivalente HVDC [6]

En donde  $I_d$  representa la corriente que circula por el enlace DC, el valor de  $R_L$  incluye las resistencias de los reactores de alisamiento y la resistencia de la línea en CC,  $V_{dor}$  y  $V_{doi}$  son las tensiones de línea que llegan a los convertidores rectificadores e inversores,  $R_{cr}$  y  $R_{ci}$  son las caídas de tensión provocadas por el ángulo de conmutación llamadas “reactancias de conmutación”, usando la ley de Ohm la corriente queda representada como [6]

$$I_d = \frac{3 * \sqrt{2}}{\pi} * \frac{(V_{dor} * \cos\alpha - V_{doi} * \cos\gamma)}{R_{cr} + R_L - R_{ci}} \quad ( 2-6 )$$

Los voltajes resultantes en el enlace DC al considerar las caídas de tensión provocadas por las “reactancias de conmutación” denominados como  $V_{dr}$  y  $V_{di}$  se muestran en la Figura 2.12 y están dados por

$$V_{dr} = \frac{3 * \sqrt{2} * V_{dor}}{\pi} * \cos\alpha - R_{cr} * I_d \quad ( 2-7 )$$

$$V_{dr} = \frac{3 * \sqrt{2} * V_{dor}}{\pi} * \cos\alpha - \frac{3}{\pi} \omega L_c * I_d \quad ( 2-8 )$$

$$V_{di} = \frac{3 * \sqrt{2} * V_{doi}}{\pi} * \cos\gamma - R_{ci} * I_d \quad ( 2-9 )$$

$$V_{di} = \frac{3 * \sqrt{2} * V_{doi}}{\pi} * \text{Cos}\gamma - \frac{3}{\pi} \omega L_c * I_d \quad ( 2-10 )$$

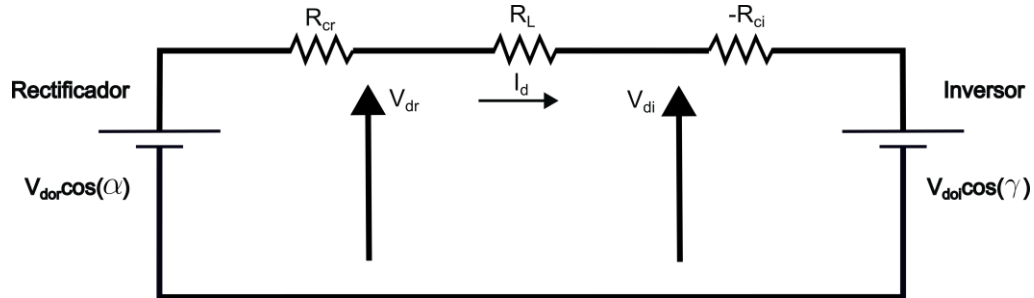


Figura 2.12 Circuito equivalente HVDC considerando caídas de conmutación

## 2.4.2 Consumo de reactivos

Simplificando las ecuaciones ( 2-7 ) y ( 2-9 )

$$V_{dr} = V'_{dor} * \text{Cos}\alpha - R_{cr} * I_d \quad ( 2-11 )$$

$$V_{di} = V'_{doi} * \text{Cos}\gamma - R_{ci} * I_d \quad ( 2-12 )$$

El factor de potencia en las estaciones rectificadoras e inversoras se puede aproximar [6] mediante la relación del voltaje continuo obtenido en el enlace DC después de los tiristores ( $V_d$ ) y el voltaje disponible a la entrada de los tiristores  $V_{do}$ . El subíndice j hace referencia a la ubicación del lugar, donde  $V_{di}$  es el voltaje DC obtenido en la zona inversora y  $V_{dr}$  es el voltaje DC obtenido en la zona rectificadora.

$$\text{cos}(\phi) \approx \frac{V_{dj}}{V_{doj}} \quad ( 2-13 )$$

Ocupando las ecuaciones ( 2-11 ) y ( 2-12 ) en ( 2-13 ) se puede obtener la siguiente aproximación [30]

$$\cos(\phi) \approx \cos\alpha - \frac{R_{cr} * I_d}{V'_{dor}} \quad ( 2-14 )$$

$$\cos(\phi) \approx \cos\gamma - \frac{R_{ci} * I_d}{V'_{doi}} \quad ( 2-15 )$$

Con el factor de potencia se puede calcular el consumo de potencia reactiva de la línea según la potencia activa [30]

$$Q = P_{dc} * tg\phi \quad ( 2-16 )$$

El consumo de potencia reactiva en una línea HVDC LCC depende de los ángulos de disparo  $\alpha$  y de extinción  $\gamma$  de las estaciones convertidoras, y también depende de la corriente que circula por el enlace. Un mayor  $\alpha$  reduce el factor de potencia, incrementando la demanda de reactivos en la estación rectificadora, mientras que un mayor  $\gamma$  en la estación inversora eleva el consumo de reactivos debido a la mayor duración del proceso de extinción de corriente. Además, a medida que la corriente del enlace aumenta, el consumo de reactivos crece proporcionalmente, debido a que la potencia DC depende de la corriente que circula por el enlace. En la Figura 2.13 se puede ver en la curva c) el consumo de potencia reactiva en la parte inversora con un ángulo de extinción específico, las curvas b) y a) representan el consumo de potencia reactiva en la parte rectificadora, en la cual la curva b) tiene un ángulo de disparo más alto que la curva a). La curva d) es la potencia aparente máxima del enlace HVDC.

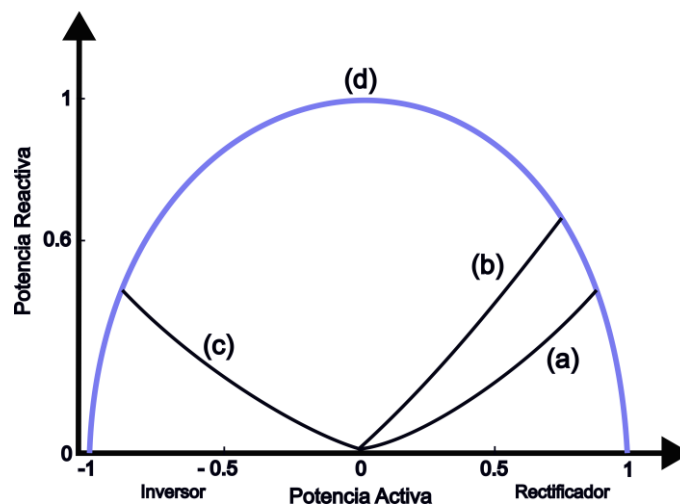


Figura 2.13 Diagrama P y Q de enlace HVDC [32]

### 2.4.3 Control de dirección de potencia activa

En las líneas HVDC, la dirección de la potencia activa se controla ajustando el ángulo de disparo de los tiristores en los convertidores. Cuando se utiliza un ángulo de disparo menor a  $90^\circ$ , las áreas positivas de la curva de voltaje predominan, lo que genera un voltaje medio positivo en el enlace DC. En este caso, la potencia fluye desde la red AC hacia la red DC, con el convertidor funcionando como un rectificador. Cuando el ángulo de disparo es de  $90^\circ$ , el voltaje medio en el enlace DC es cero, lo que significa que no fluye potencia activa. Si el ángulo de disparo supera los  $90^\circ$ , las áreas negativas de la curva de voltaje predominan, cambiando la polaridad del voltaje medio. Aunque la corriente continúa fluyendo en la misma dirección (ya que los tiristores solo conducen en un sentido), el flujo de potencia se invierte, lo que transforma al convertidor de rectificador a inversor, permitiendo que la potencia fluya desde la red DC hacia la red AC. En la Figura 2.14 se puede ver la forma de onda del voltaje según el ángulo de disparo, despreciando el valor del ángulo de conmutación.

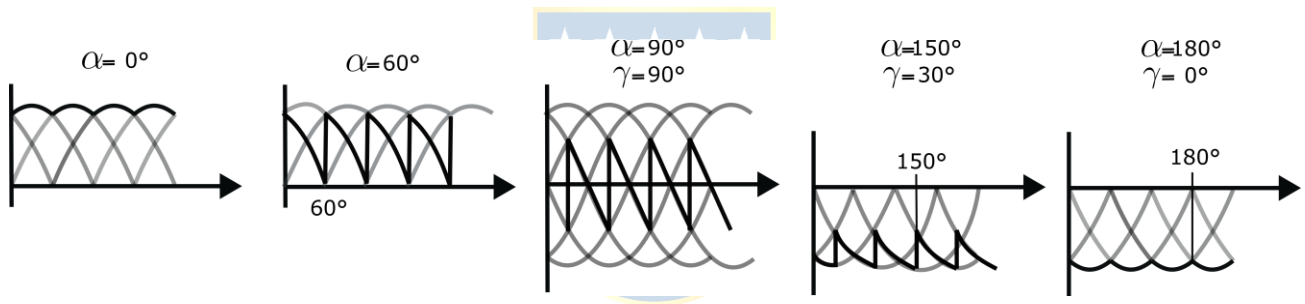


Figura 2.14 Voltaje según ángulo de disparo [7]

### 2.4.4 Curvas $V_d$ vs $I_d$

En condiciones normales, la estación rectificadora se encarga de controlar la corriente continua, mientras la estación inversora se encarga de controlar el voltaje manteniendo el ángulo de extinción constante (CEA). Sin embargo, el ángulo  $\alpha$  no puede ser menor que un valor mínimo ( $\min \alpha$ ). Una vez que este ángulo es alcanzado, no es posible continuar incrementando el voltaje, y el rectificador operará a un ángulo de disparo constante  $\min \alpha$  (CIA). Por lo tanto, la característica del rectificador tiene dos segmentos (AB y FA) como se muestra en la Figura 2.15. El segmento FA corresponde al mínimo ángulo de disparo en el rectificador y representa el modo de control CIA, el segmento AB representa el modo de control normal de corriente constante (CC) [30].

La curva del inversor (CEA) intercepta a la curva del rectificador (CC) en punto E para voltaje nominal. Sin embargo, la curva del inversor (CEA) no intercepta la del rectificador a voltajes

reducidos representados por el segmento F'A'B. Por lo tanto, una gran reducción en el voltaje del rectificador podría causar que la corriente y la potencia sean reducidas a cero luego de algún tiempo dependiendo del reactor de alisamiento debido a que no existe un punto de operación (no se interceptan las curvas). El sistema de esta forma podría colapsar. Con el objeto de evitar este problema, el inversor también es provisto de un controlador de corriente, el cual es dispuesto a un valor más bajo que la corriente de referencia que el rectificador. La característica completa del inversor es dada por el segmento DGH, que cuenta con dos segmentos: uno para CEA y el otro para CC. La diferencia entre la corriente de referencia del rectificador y la corriente de referencia del inversor es llamada corriente de margen  $I_m$ [6].

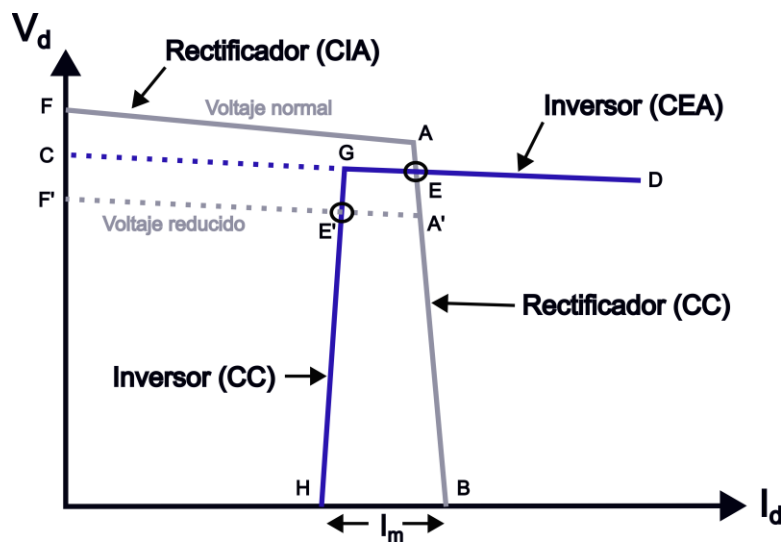


Figura 2.15 Gráfico  $V_d$  vs  $I_d$  [30]

## 2.5. Discusión

En este capítulo, se han presentado los principios fundamentales que respaldan la tecnología HVDC, destacando sus ventajas sobre los sistemas HVAC en términos de capacidad para transmitir energía a largas distancias. Un aspecto crucial analizado es el consumo de potencia reactiva en estaciones convertidoras en configuraciones LCC, donde la dependencia de los ángulos de disparo y extinción subraya la necesidad de soluciones de compensación reactiva para garantizar la estabilidad operativa.

Se abordaron también los conceptos relacionados con la estabilidad de voltaje y la robustez del sistema eléctrico, introduciendo métricas como la Relación Efectiva de Cortocircuito (RECC) para evaluar la estabilidad de las barras en puntos de conexión críticos. La normativa vigente resalta la

importancia de mantener un RECC mínimo para prevenir problemas operativos, especialmente en escenarios con alta penetración de energías renovables.



## 3. Tecnologías de compensación de reactivos

---

### 3.1. Introducción

Existen varios tipos de compensadores diseñados para regular el flujo de potencia reactiva. En esta sección, se analizan los distintos tipos de compensadores de potencia reactiva, destacando sus características técnicas, ventajas y limitaciones, así como su aplicación en sistemas de transmisión de alta tensión.

### 3.2. Condensadores en paralelo

Los condensadores en paralelo son uno de los métodos más simples para la compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia. Estos dispositivos funcionan proporcionando potencia reactiva capacitiva, que contrarresta la potencia reactiva inductiva generada principalmente por motores, transformadores y líneas de transmisión. Al reducir la demanda de potencia reactiva desde la fuente, los condensadores en paralelo mejoran el factor de potencia, reducen las pérdidas en el sistema y estabilizan el voltaje en la red.

La potencia reactiva capacitiva generada por un banco de condensadores en paralelo ayuda a compensar el exceso de potencia reactiva inductiva que consume una carga. Cuando se conectan en paralelo a una carga inductiva, los condensadores generan un flujo de corriente capacitiva, cuya dirección es opuesta a la corriente inductiva. Esto reduce el flujo de potencia reactiva desde el generador hasta la carga, liberando capacidad en las líneas de transmisión y en la subestación.

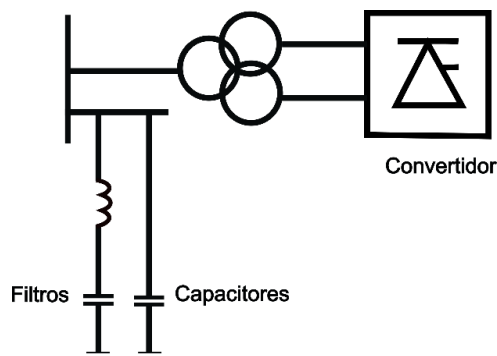


Figura 3.1 Condensadores en paralelo

La potencia reactiva que aporta un condensador en paralelo viene dada por la ecuación:

$$Q_c = V^2 * \omega * C \quad ( 3-1 )$$

donde,

$V$  : es el voltaje efectivo en los terminales del condensador,

$\omega$  :  $2\pi f$ , con  $f$  en Hz,

$C$  : es la capacitancia del condensador, en faradios (F).

### 3.3. Condensadores en serie

El principio de funcionamiento consiste en conectar una reactancia capacitiva en serie con las líneas de transmisión que energizan a los convertidores. Esto reduce la reactancia inductiva del sistema, lo que incrementa la tensión de la red en el punto de conmutación [17][18].

En la Figura 3.2 se puede ver un sistema simple al que se conecta un condensador en serie

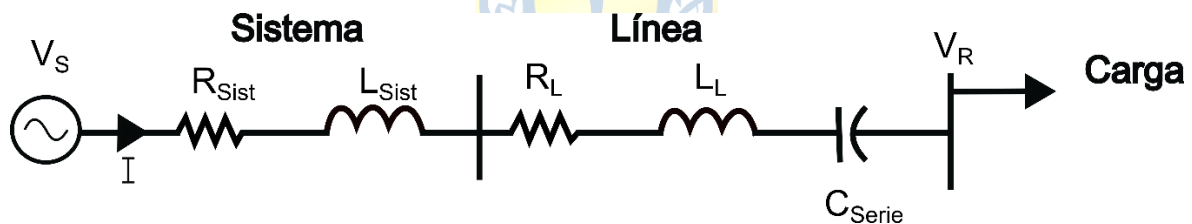


Figura 3.2 Diagrama conexión condensador en serie [21]

donde,

$V_s$  : es el voltaje de la red,

$R_{sist}$  : es la resistencia equivalente del sistema,

$L_{sist}$  : es la inductancia equivalente del sistema,

$R_L$  : es la resistencia equivalente de la línea de transmisión,

$L_L$  : es la inductancia equivalente de la línea de transmisión,

$C_{serie}$ : es la capacitancia del condensador en serie,

$V_R$  : es el voltaje de la barra de la carga,

$Carga$  : es la carga del sistema.

Según la ecuación ( 3-2 ) se tiene que la caída de tensión es [21]

$$\Delta V = \frac{P}{V_r} * R_L + \frac{Q}{V_r} * X_L \quad ( 3-2 )$$

Por lo tanto, agregar un condensador en serie provoca que las reactancias inductivas y capacitivas se resten ( 3-3 )

$$\Delta V = \frac{P}{V_r} * R_L + \frac{Q}{V_r} * (X_L - X_C) \quad ( 3-3 )$$

De esta forma el segundo término disminuye su valor y por lo tanto la caída de tensión se reduce, provocando un aumento en la tensión de la barra.

Los condensadores en serie para sistemas HVDC se ocupan como condensadores conmutados (CC), los cuales se conectan en paralelo con IGBT para controlar su polaridad. Este sistema se conoce como Capacitor Commutated Converters (CCC) dentro de las aplicaciones de HVDC.

La configuración para conectar los condensadores en serie en sistemas HVDC es la que se muestra en la Figura 3.3.

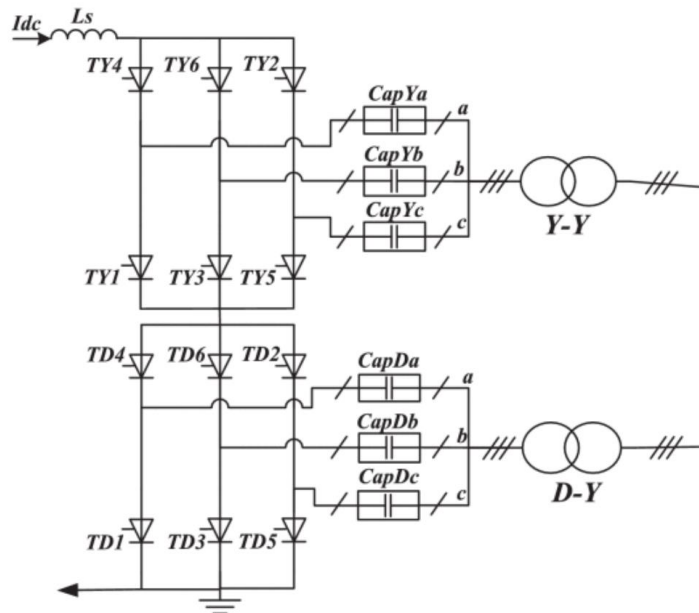


Figura 3.3 Conexión condensadores en serie [4]



Debido a la polaridad de los condensares conmutados las corrientes quedan expresadas como

$$i_1 = C * \frac{dv_n}{dt} \quad ( 3-5 )$$

$$i_3 = -C * \frac{dv_p}{dt} \quad ( 3-6 )$$

De esta forma al momento de la conmutación la ecuación queda

$$e_b - e_a = L_c \frac{di_3}{dt} - L_c \frac{di_1}{dt} + v_n + v_p \quad ( 3-7 )$$

Según la ecuación ( 3-7 ) la diferencia de potencial entre las 2 fases tiene un término que suma lo que hace que sea mayor esa diferencia. Este incremento en la diferencia de potencial contribuye a minimizar las fallas de conmutación, al reducir las probabilidades de interrupciones o daños en los tiristores durante la conmutación.

Otro efecto que provocan los condensadores en serie es un adelanto entre el voltaje que llega a los tiristores con respecto al voltaje de la red. Esto hace que en la parte rectificadora el ángulo de disparo se mantenga, pero su factor de potencia mejore [17][18]. Este efecto se produce debido a que el voltaje de la válvula pasa antes por 0 [V] en comparación al voltaje de la red, provocando que al momento en que termine el ángulo de disparo y empiece a circular corriente por el tiristor, el voltaje de la red recién estará pasando por el valor de 0 [V], pudiendo llegar a estar en fase la corriente del semiconductor con respecto al voltaje de la red, el que puede llegar a un factor de potencia unitario debido a este desplazamiento. Cabe mencionar que para lograr esto se deberían conectar un número considerado de condensadores en serie, lo que podría someter a los tiristores a elevadas tensiones. Por esta razón, la cantidad de condensadores que se ocupa se limita a disminuir el ángulo de disparo [20]. En la Figura 3.6 se puede ver en verde el voltaje de la red y en rojo el voltaje en los tiristores.

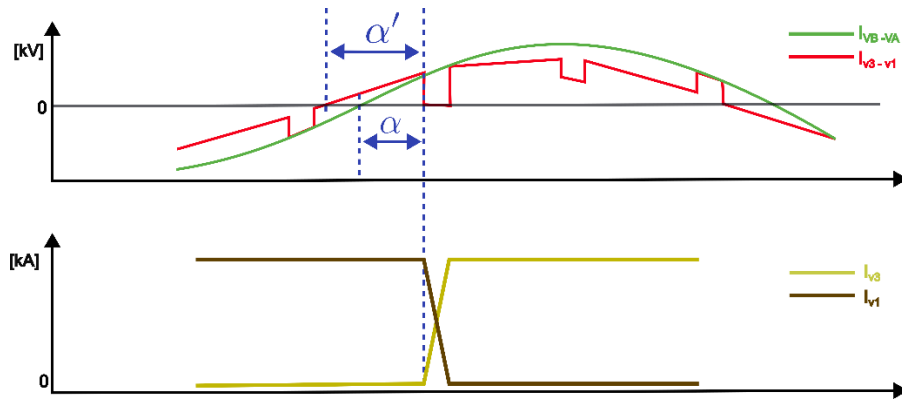


Figura 3.6 Efecto de condensador en serie en el ángulo de disparo rectificador [20]

En la etapa inversora se tiene que el voltaje negativo que se obtiene en el tiristor después de que deja de conducir corriente es más alto y dura más tiempo en comparación si no se tienen los condensadores en serie. Esto hace que el ángulo de extinción aumente y de esta forma se pueda garantizar su correcto apagado. De la misma forma, si se tiene más tensión para apagar el tiristor, se puede retrasar la no conducción de su corriente para que coincida con el paso por cero del voltaje de la red, mejorando el factor de potencia en la parte inversora, sin afectar el voltaje mínimo de apagado que necesita el tiristor. En la Figura 3.7 se puede ver en rojo la forma de onda del voltaje de la red y en verde la forma de onda del voltaje del tiristor ocupando condensadores en serie, en donde se tiene un mayor valor de voltaje negativo y un mayor tiempo de extinción en comparación si no se tienen los CCC.

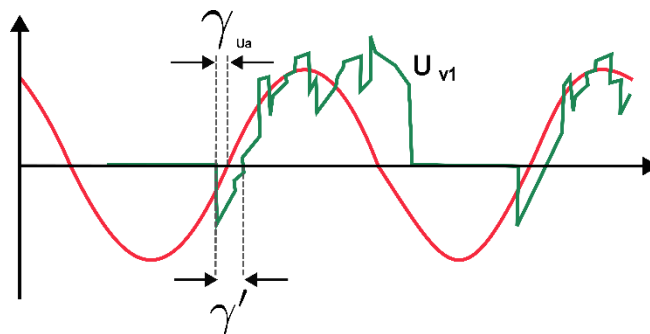


Figura 3.7 Aumento de ángulo de extinción con CCC [18]

### 3.4. Static VAR Compensator (SVC)

Un Compensador Estático de Reactivos (SVC, por sus siglas en inglés) es un equipo basado en electrónica de potencia que se utiliza para compensar potencia reactiva en sistemas eléctricos. Consiste en una combinación de elementos pasivos, como inductores y capacitores, y dispositivos semiconductores controlados, como tiristores, para regular el flujo de potencia reactiva.

Los tipos de SVC se clasifican según los dispositivos que los conforman en donde los principales tipos son:

TCR (Thyristor Controlled Reactor): Es una susceptancia no lineal que permite controlar la potencia reactiva con el ángulo de disparo ( $\alpha$ ) de los tiristores conectadas en antiparalelo. Consiste en un reactor cuya potencia reactiva se regula a través de la corriente, controlada por el voltaje medio generado por los tiristores. La susceptancia del TCR ( $B$ ) en función del ángulo de disparo ( $\alpha$ ) se muestra en la Figura 3.8 y puede expresarse con la ecuación ( 3-8 ). Cabe destacar que debido a la naturaleza inductiva de los reactores, el TCR únicamente puede absorber potencia reactiva [13].

$$B = \frac{2 * (\pi - \alpha) + \sin (2\alpha)}{\pi} p.u. \quad ( 3-8 )$$

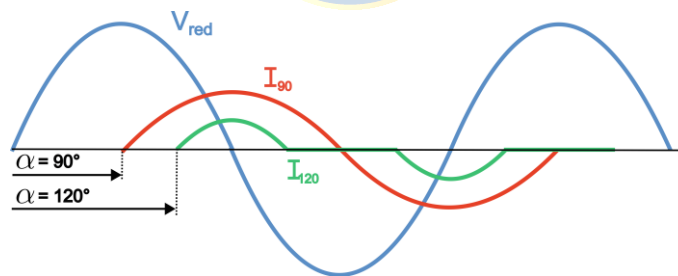


Figura 3.8 Voltaje y corriente de TCR dependiendo de ángulo de disparo [13]

TSC (Thyristor Switched Capacitor): Utiliza capacitores conectados en paralelo que se conectan o desconectan con tiristores. El control de los tiristores solo se ocupa como control discreto para conectar y desconectar los condensadores. Para evitar corrientes armónicas durante la conexión y desconexión, los tiristores se conectan o desconectan cuando la corriente que circula es cero, lo que se produce cuando el valor del voltaje es máximo, este valor se obtiene a 90 grados eléctricos. En la Figura 3.9 se puede ver el momento de conexión y desconexión de los bancos de condensadores.

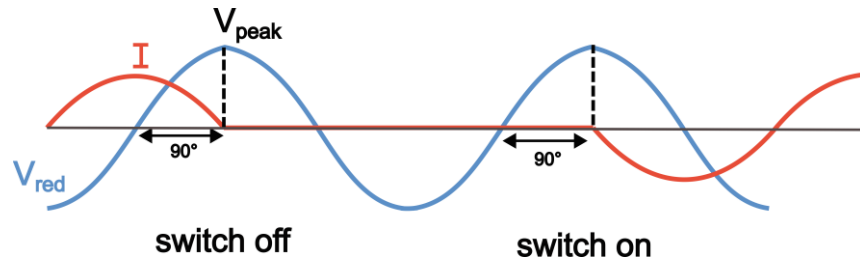


Figura 3.9 Conexión y desconexión de TSC [13]

TSR (Thyristor Switched Reactors): Consiste en un reactor conectado en serie con una válvula de tiristores bidireccionales. A diferencia de los TCR, donde el ángulo de disparo de los tiristores se ajusta para controlar la corriente, en los TSR los tiristores conectan o desconectan el reactor del circuito. Esto permite una compensación de potencia reactiva de forma discreta en lugar de un ajuste continuo.

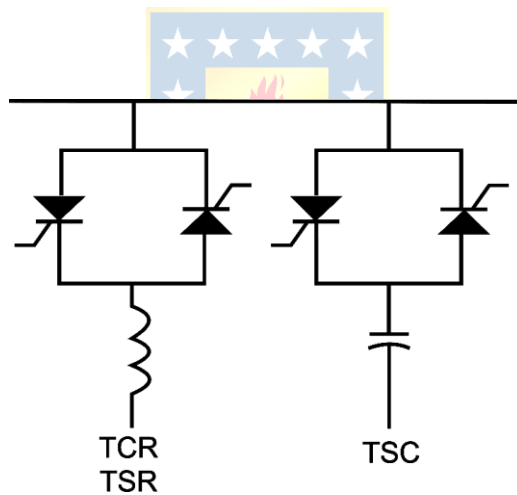


Figura 3.10 Esquema de los tipos de SVC

Debido a la topología de los dispositivos que pueden entregar o absorber potencia reactiva, ya sea de forma continua o discreta, se trabaja en conjunto para tener un mejor control de potencia reactiva en el sistema eléctrico. Sin embargo, al ocupar sistemas pasivos para compensar potencia reactiva, como lo son los inductores y capacitores, la corriente y potencia reactiva que pueden entregar depende del voltaje de la red, en donde la corriente reactiva depende directamente del voltaje y la susceptancia según la ecuación ( 3-9 ), lo que da una relación lineal entre el voltaje y la corriente.

$$I = B * V \quad ( 3-9 )$$

Por otro lado, la potencia reactiva (Q) está relacionada con la corriente reactiva (I) y la tensión (V) mediante la ecuación ( 3-10 )

$$Q = V * I \quad ( 3-10 )$$

Sustituyendo ( 3-9 ) en ( 3-10 ), la ecuación de potencia reactiva de un SVC depende cuadráticamente del voltaje.

$$Q = B * V^2 \quad ( 3-11 )$$

En la Figura 3.11 se puede ver la gráfica del comportamiento de la corriente y potencia reactiva según el voltaje de un SVC.

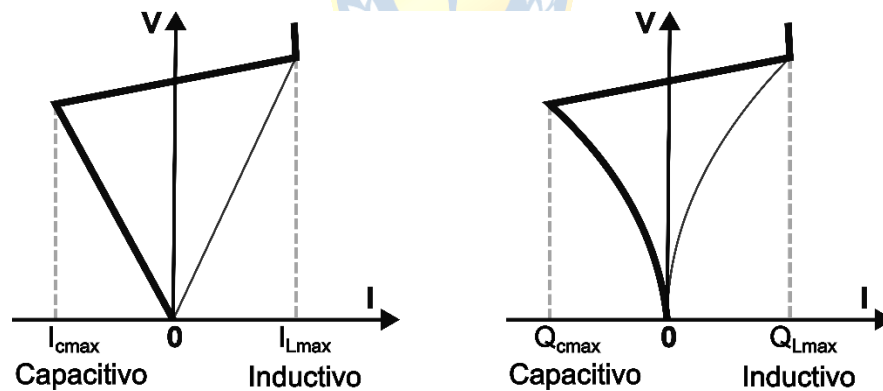


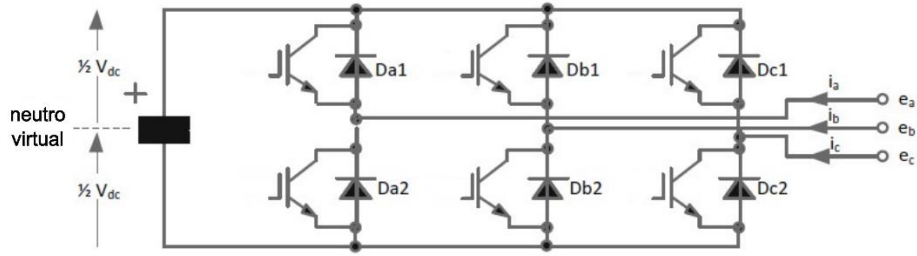
Figura 3.11 Comportamiento SVC según voltaje [13]

### 3.5. STATCOM

El STATCOM (Compensador Síncrono Estático) es un equipo de compensación de potencia reactiva que se conecta en paralelo que puede generar o absorber potencia reactiva, y cuya salida puede ajustarse para mantener control sobre parámetros específicos del sistema eléctrico al que está

conectado. Su comportamiento se asemeja al de una fuente de voltaje cuya magnitud puede ser controlada rápidamente, y está conectada a través de una reactancia.

En su forma más simple, un STATCOM se compone de seis semiconductores, cada uno compuesto por un IGBT, en antiparalelo con un diodo. Esta disposición se conoce como un convertidor de dos niveles y seis pulsos.



**Figura 3.12 Composición STATCOM [13]**

Una característica del STATCOM es su capacidad para ofrecer características operativas similares a un compensador síncrono rotatorio, pero sin la inercia mecánica, ya que no posee componentes giratorios. La electrónica de potencia del STATCOM permite un control rápido de las tensiones trifásicas tanto en magnitud como en ángulo de fase en relación con el voltaje del sistema en el punto de conexión. Esto contrasta con el comportamiento del SVC (Compensador de Var Estático), cuyo flujo de corriente depende de la tensión y la impedancia equivalente en el punto de conexión. En cambio, el STATCOM no depende de la impedancia equivalente del sistema, donde la capacidad de entregar corriente nominal en todo el rango de voltaje es la característica que hace que el STATCOM se asemeje a un compensador síncrono rotatorio en términos de efectividad [13]. En la Figura 3.13 se puede ver el comportamiento de la corriente que entrega versus el voltaje, así como también la potencia reactiva.

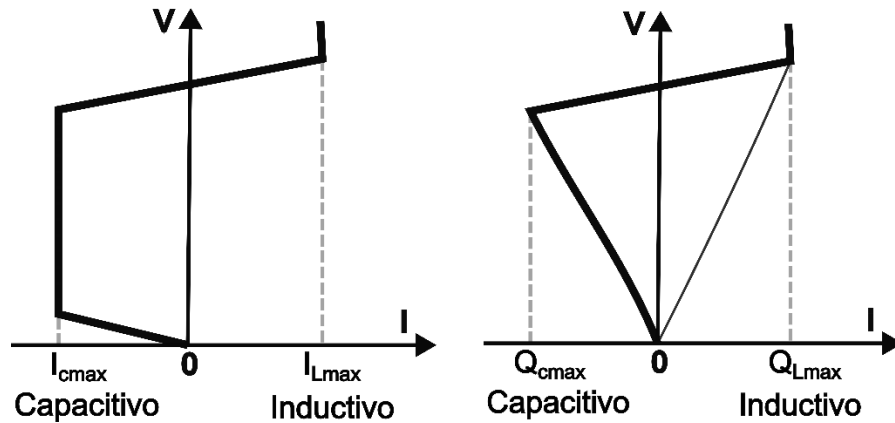


Figura 3.13 Comportamiento STATCOM con respecto al voltaje [13]

A pesar de que los sistemas de excitación de máquinas rotativas pueden responder rápidamente a cambios en el voltaje del sistema, la entrega de potencia reactiva es más lenta en comparación con el STATCOM. Sin embargo, el condensador síncrono puede ofrecer una salida transitoria de corto plazo superior, debido al voltaje de excitación y la energía cinética almacenada en el rotor [13].

En la Figura 3.14 se pueden ver los diagramas fasoriales del funcionamiento de un STATCOM. Si  $E$  es mayor que  $V$ , la corriente  $I$  adelanta la tensión del sistema y se inyecta una cantidad de potencia reactiva en el punto de acoplamiento común, operando en modo capacitivo. Del mismo modo, si  $E$  es inferior a  $V$ , la corriente  $I$  atrasa la tensión del sistema y se extrae potencia reactiva del sistema, trabajando en modo inductivo [13]. De esta forma con la ecuación ( 3-13 ) se puede calcular la cantidad de potencia reactiva que puede entregar o absorber el STATCOM.

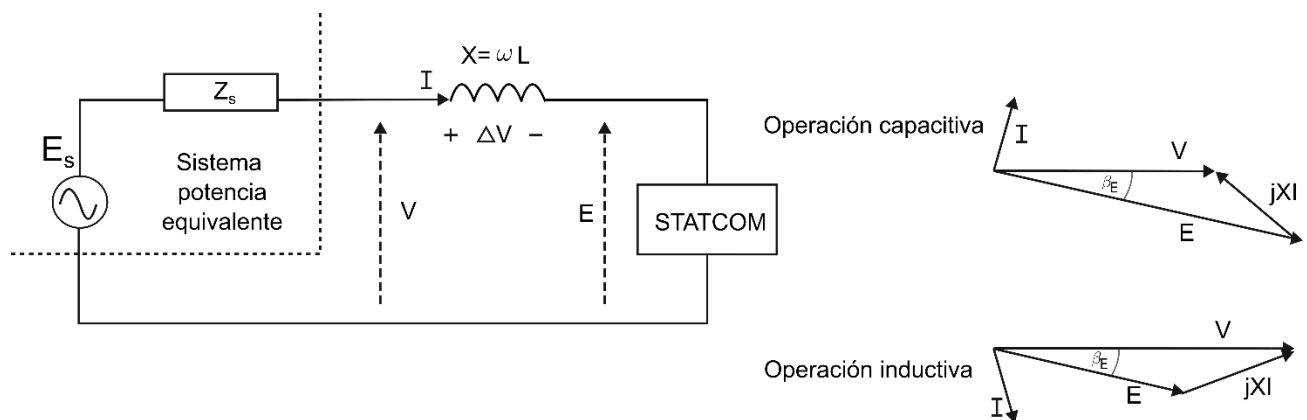


Figura 3.14 Puntos de operación STATCOM [13]

$$P = \frac{V * E}{X} \sin(\beta_E) \quad ( 3-12 )$$

$$Q = \frac{V^2}{X} - \frac{V * E}{X} \cos(\beta_E) \quad ( 3-13 )$$

### 3.6. Condensador síncrono

Un condensador síncrono es una máquina síncrona que opera como un motor sin carga, diseñada para proporcionar compensación de potencia reactiva en sistemas eléctricos. Al funcionar sin conexión a una carga activa, el consumo de potencia activa es bajo, y necesario para suplir las pérdidas de roce y ventilación de la máquina. De esta forma el condensador síncrono se enfoca en absorber o generar potencia reactiva dependiendo del nivel de excitación de su campo, donde la corriente de campo puede ser ajustada para que la corriente de estator esté en adelanto (sobrexitado) o atraso (subexitado) respecto del voltaje terminal de la red. Si la máquina está sobrexitada entrega potencia reactiva a la red, comportándose como un condensador, si está subexitada, absorbe potencia reactiva, comportándose como un inductor. En la Figura 3.15 se puede ver el diagrama fasorial de la máquina en donde se desprecia la resistencia de estator debido a que la corriente que se necesita para mover la máquina en vacío es muy baja.

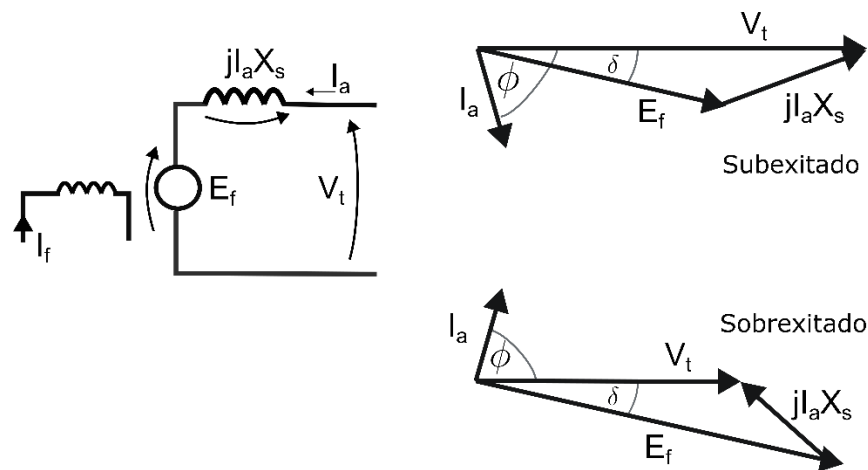


Figura 3.15 Puntos de operación máquina síncrona [15]

La variación de la corriente de estator con la corriente de campo para un nivel de potencia activa constante se muestra en la Figura 3.16. Esta relación se denomina ‘curvas en V’ de la MS.

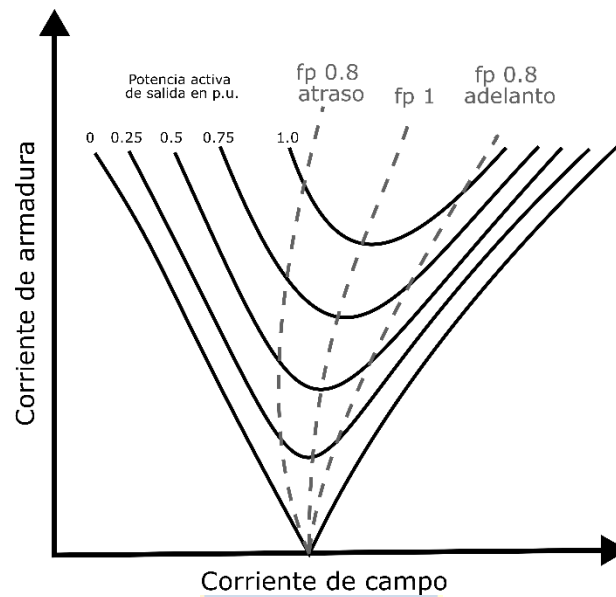


Figura 3.16 Corrientes máquina síncrona [15]

Las ecuaciones ( 3-14 ) y ( 3-15 ) modelan la potencia activa y reactiva de la máquina.

$$P = \frac{V_t * E_f}{X_s} \sin(\delta) \quad ( 3-14 )$$

$$Q = \frac{V_t^2}{X_s} - \frac{V_t * E_f}{X_s} \cos(\delta) \quad ( 3-15 )$$

### 3.6.1 Especificaciones Técnicas de Condensadores Síncronos del mercado

En el análisis de fabricantes de condensadores síncronos, se destacan cuatro opciones principales ofrecidas por GE, ABB, Andritz y Siemens. A continuación, se presentan las especificaciones técnicas y características.

GE [34]

- **Rango de Potencia Aparente:** 10 a 100 MVA por máquina.
- **Velocidad:** 4 o 6 polos, hasta 1,800 rpm.
- **Capacidad de Sobrecarga:** Hasta 200% de la corriente nominal por 10 segundos.
- **Opciones de Enfriamiento:** TEWAC (agua-aire), TEAAC (aire-aire), entre otros.
- **Inercia:** Proporciona soporte inercial para estabilizar la frecuencia.
- **Tiempo de diseño, fabricación, instalación y la puesta en servicio:** 16 meses máximo

ABB [35]

- **Rango de Potencia Aparente:** Hasta 80 MVA por unidad, ampliable mediante unidades paralelas.
- **Voltaje Nominal:** Hasta 15 kV.
- **Frecuencia:** 50/60 Hz.
- **Capacidad de Sobrecarga:** Personalizable según necesidades.
- **Inercia:** Hasta 450 MWs, ampliable con volantes de inercia.
- **Opciones de Enfriamiento:** Agua-aire o configuraciones personalizadas.

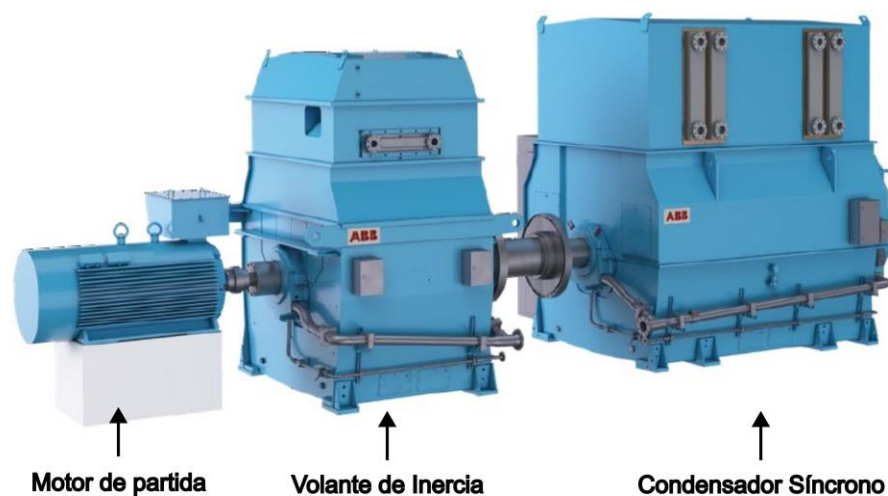


Figura 3.17 Condensadores síncronos ABB [35]

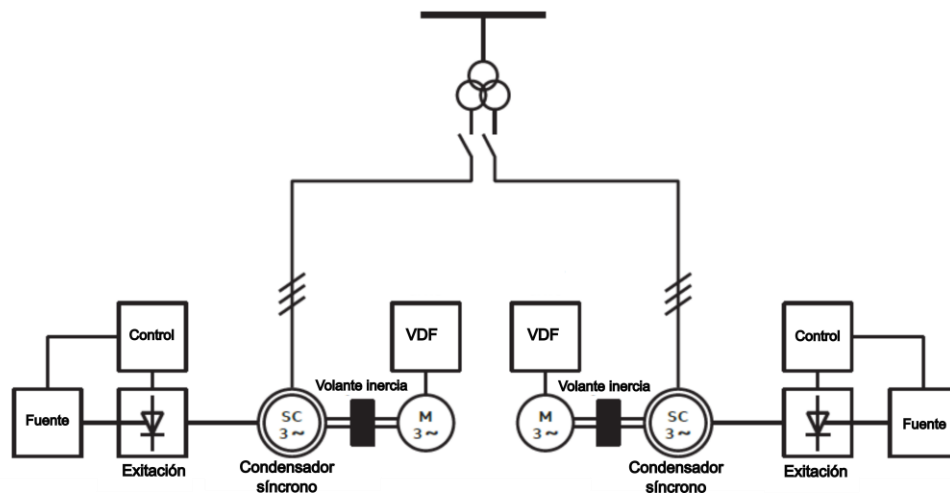


Figura 3.18 Esquema general ocupando 2 condensadores síncronos ABB [35]

Siemens Modelo SGen-2000P [36]

- **Rango de Potencia Aparente:** Desde 370 a 560 MVA.
- **Eficiencia:** Hasta 99%.
- **Frecuencia:** 50/60 Hz
- **Voltaje Nominal:** Hasta 22 kV.
- **Capacidad de Sobrecarga:** Respuesta dinámica en eventos de falla.
- **Opciones de Enfriamiento:** Aire presurizado.
- **Inercia:** Proporciona soporte inercial con volante de inercia para estabilizar redes con alta penetración renovable.

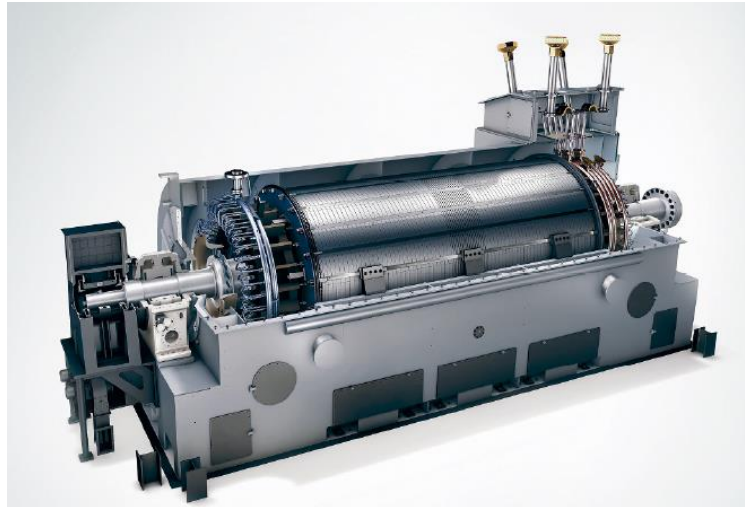


Figura 3.19 Modelo SGen-2000P Siemens [36]

### ANDRITZ

- **Rango de Potencia Aparente:** Desde 100 MVA hasta más de 250 MVA dependiendo del proyecto.
- **Voltaje Nominal:** 11 kV a 13.8 kV, frecuencias de 50/60 Hz.
- **Capacidad de Sobrecarga:** Hasta 200% por 30 segundos.
- **Opciones de Enfriamiento:** Sistemas TEWAC, enfriamiento directo por aire y tecnología de vacío.
- **Inercia:** Ampliable con volantes, alcanzando capacidades superiores a 4,000 MWs.

## 3.7. Discusión

En este capítulo se describieron las características y aplicaciones de equipos como los condensadores en paralelo y en serie, los SVC, los STATCOM y los condensadores síncronos para compensar potencia reactiva, describiendo sus ventajas y limitaciones en términos de respuesta y control. Mientras que la potencia reactiva de un banco de condensadores disminuye cuadráticamente con la caída de voltaje en la red, un condensador síncrono puede aumentar la corriente reactiva en estas condiciones, convirtiéndose en una herramienta clave para regular el voltaje, mejorar la

estabilidad del sistema y mitigar fluctuaciones de tensión. Además, los condensadores síncronos aportan inercia al sistema gracias al acoplamiento electromecánico con la red, permitiendo que su masa giratoria almacene energía cinética para contrarrestar cambios de frecuencia durante perturbaciones. Aunque su instalación y operación implican mayores costos comparados con otros dispositivos de compensación, su capacidad para reaccionar dinámicamente lo hace indispensable en escenarios críticos como sistemas de transmisión de larga distancia o redes con alta penetración de energías renovables y baja inercia.



## **4. Estudio y estrategias de compensación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre**

---

### **4.1. Introducción**

Este capítulo aborda las características técnicas de la línea Kimal-Lo Aguirre, los requerimientos de compensación reactiva necesarios para garantizar su operación estable y las estrategias tecnológicas disponibles para cumplir con estos requisitos. A través del análisis del perfil de potencia reactiva, la robustez del Sistema Eléctrico Nacional y la evaluación de diferentes tecnologías, se busca identificar la solución más adecuada para la línea. Adicionalmente, se presentan simulaciones dinámicas que permiten evaluar el desempeño de estas tecnologías bajo distintas condiciones operativas.

### **4.2. Características técnicas de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre**

El proyecto considera la construcción de una línea de transmisión HVDC bipolar con tecnología LCC con una capacidad nominal de 3000 MW en  $\pm 600$  kV, de 1500 kilómetros de longitud, con retorno metálico dedicado y dos Estaciones Convertidoras AC/CC, ubicadas en el entorno de las Subestaciones existentes Kimal y Lo Aguirre, conectando las zonas norte y centro del SEN. La capacidad nominal de cada Estación Convertidora será de 1500 MW por Polo [24]. Las Estaciones Convertidoras se diseñarán para funcionar en modo monopolar con el DMR (retorno por tierra) o por retorno metálico y con el PMR (retorno por otro polo)

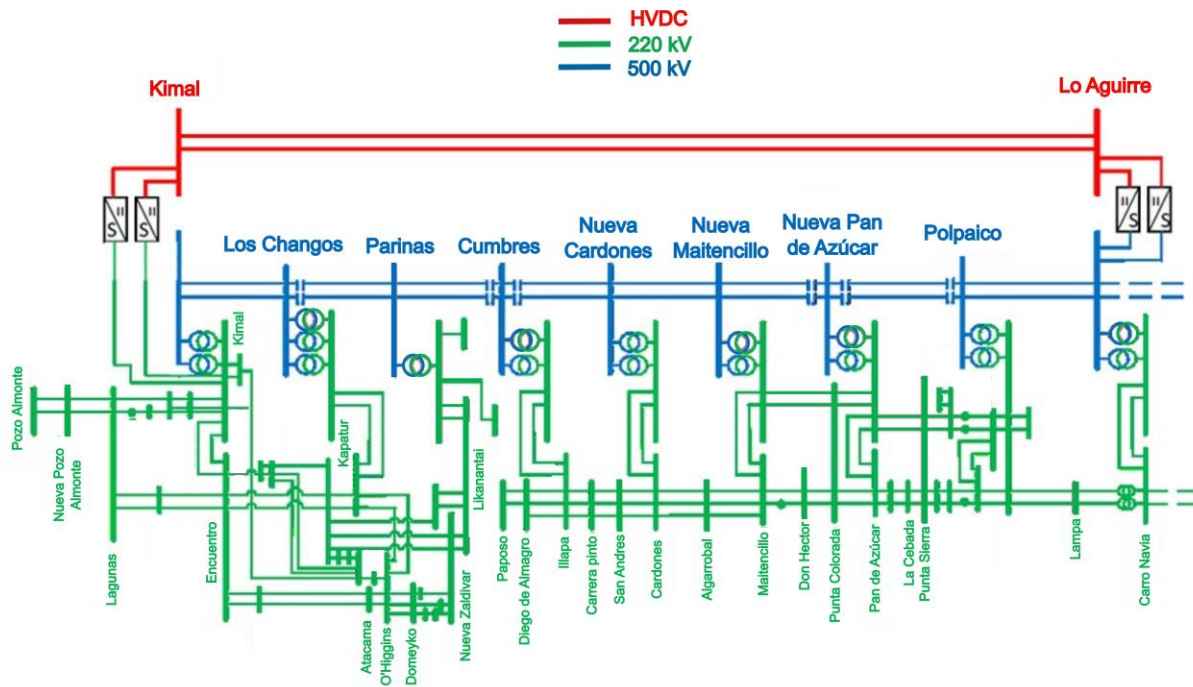


Figura 4.1 Diagrama unilineal con ubicación de enlace HVDC en el SEN [25]

#### 4.2.1 Sistema de compensación

Los filtros deberán proveer una atenuación suficiente para cumplir con los requerimientos de desempeño mínimos para la distorsión armónica individual de tensión, en los cuales el 95 % de los valores estadísticos de las armónicas de la tensión deberán cumplir con lo especificado en la Tabla 4.1. De acuerdo con la NTSyCS artículo 5-69, el valor de distorsión armónica total máximo a considerar para el diseño de los filtros es de 3,0% como porcentaje de la tensión nominal, tanto para 500 kV y 220 kV [25].

Tabla 4.1 Valores mínimos distorsión armónica individual de tensión

Impar		Par	
Orden H	Tensión (%)	Orden H	Tensión (%)
3	2,0	2	1,5
5	2,0	4	1,0
7	2,0	6	0,5
9	1,0	8	0,4
11	1,5	10	0,4
13	1,5	12	0,2
15	0,3		
17	1,0		
19	1,0		

21	0,2
23	0,7
25	0,7
>25	0,2+0,5*25/H

El límite de intercambio de potencia reactiva entre la estación convertidora HVDC y el sistema AC al que está conectada se establece en la Tabla 4.2 [25]. Este límite define los valores máximos de potencia reactiva que la estación convertidora, junto con sus filtros, puede absorber o suministrar al sistema eléctrico.

**Tabla 4.2 Límite de intercambio de potencia reactiva**

Barra	Límite intercambio potencia [MVar]
Kimal	± 150
Lo Aguirre	± 150

De acuerdo con la literatura, el consumo de potencia reactiva de las estaciones convertidoras oscila entre el 40% y 60% de la potencia de transmisión de la línea [6]. Es por esto por lo que las estaciones convertidoras Kimal y Lo Aguirre contarán con una capacidad total de reactivos de 1840 [MVar] y 1800 [MVar], que se generarán usando los equipos mostrados en las Tabla 4.3 y Tabla 4.4 [29].

**Tabla 4.3 Detalles funcionamiento filtros estación convertidora Kimal**

Tipo	Potencia [MVar]	Cantidad
Compensación reactivos	115	8
Filtro de armónicos	115	8

**Tabla 4.4 Compensación reactivos estación convertidora Lo Aguirre**

Tipo	Potencia [MVar]	Cantidad
Compensación reactivos	150	6
Filtro de armónicos	150	6

Cada interruptor utilizado para conectar equipos en paralelo contará con un control de conmutación de punto en onda (point-on-wave), una tecnología que sincroniza la operación del interruptor con el valor máximo del voltaje. Con esto se disminuyen las componentes transitorias de las corrientes al momento de la conexión y desconexión de los bancos [25], similar a la tecnología mostrada en la Figura 3.9. En la Figura 4.2 se puede ver la disposición de conexión de los filtros en el enlace HVDC.

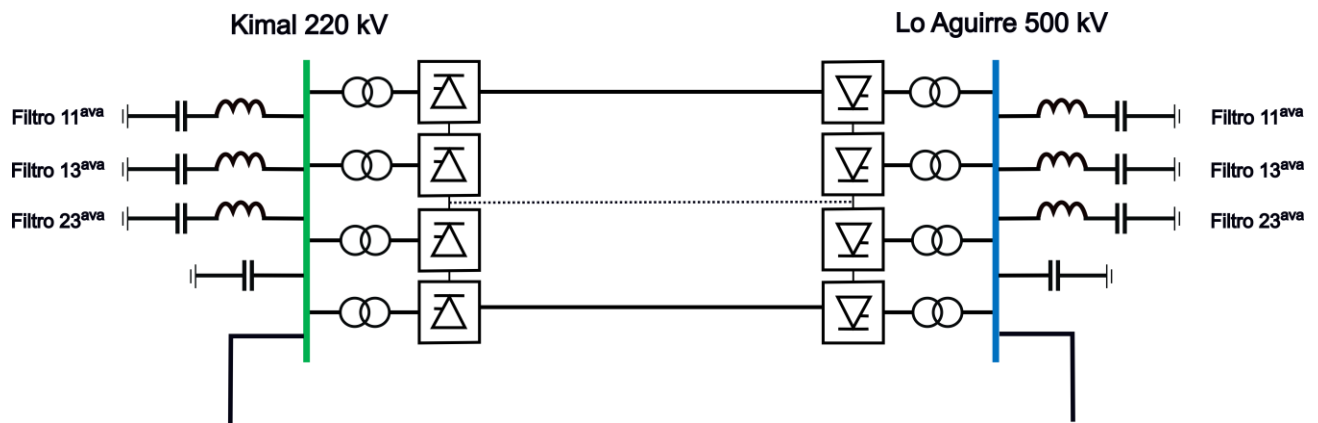


Figura 4.2 Compensación reactivos en línea HVDC Kimal-Lo Aguirre

### 4.3. Análisis del Sistema Eléctrico Nacional

El sistema eléctrico nacional cuenta con una capacidad total de 5.320,9 [MVar] en condensadores en paralelo, los cuales están conectados en un rango de voltaje que va de 220 [kV] hasta 12 [kV]. El sistema de control con el que cuentan los bancos de condensadores se resume en la Figura 4.3 [16].

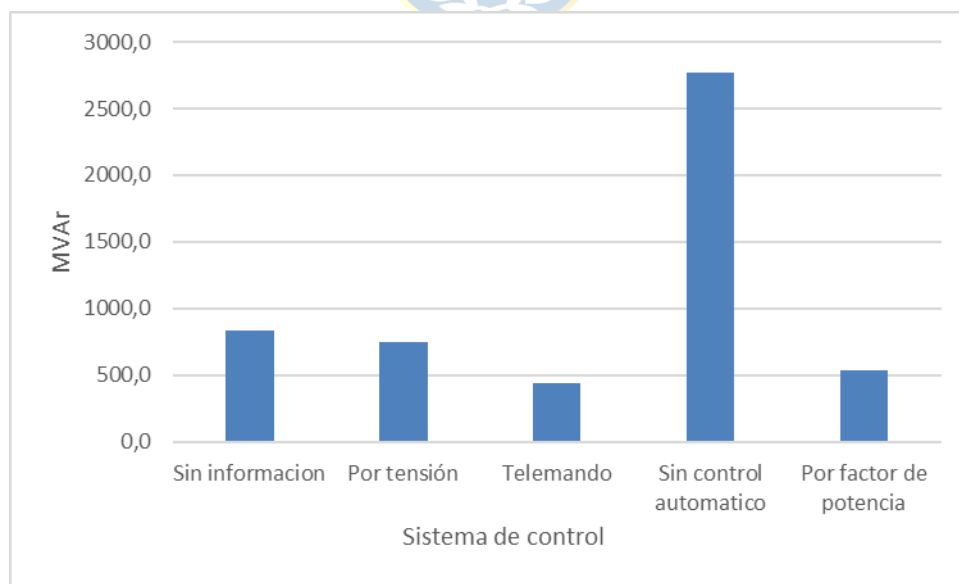
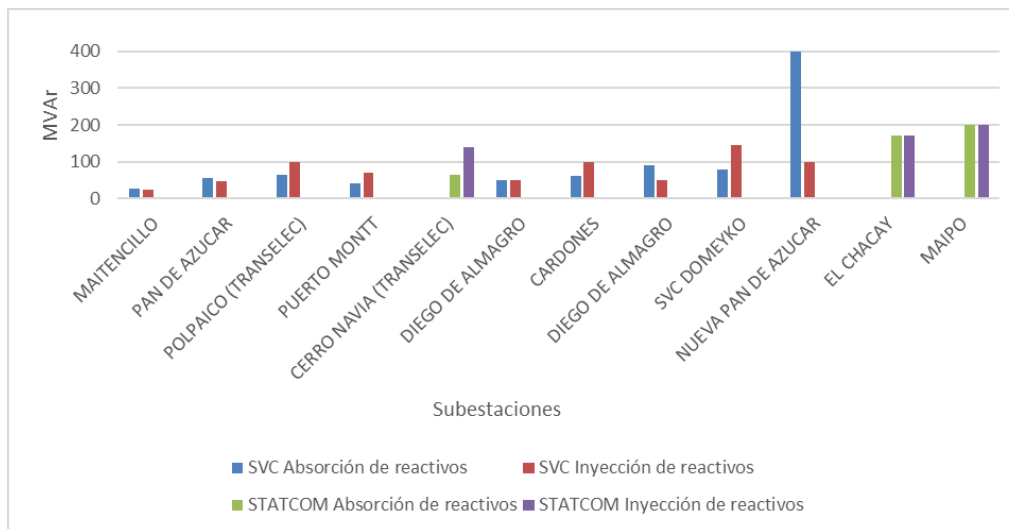


Figura 4.3 Distribución de sistema de control de condensador en paralelo

El sistema de compensación estática de reactivos en el SEN se divide en SVC y STATCOM. La capacidad total de absorción ocupando compensación estática es de 1.304 [MVA<sub>r</sub>] mientras que la inyección total es de 1.907 [MVA<sub>r</sub>]. La distribución de compensación reactiva entre las 2 tecnologías y la ubicación se detalla en la Figura 4.4



**Figura 4.4 Distribución compensación estática de reactivos**

### 4.3.1 Robustez del SEN

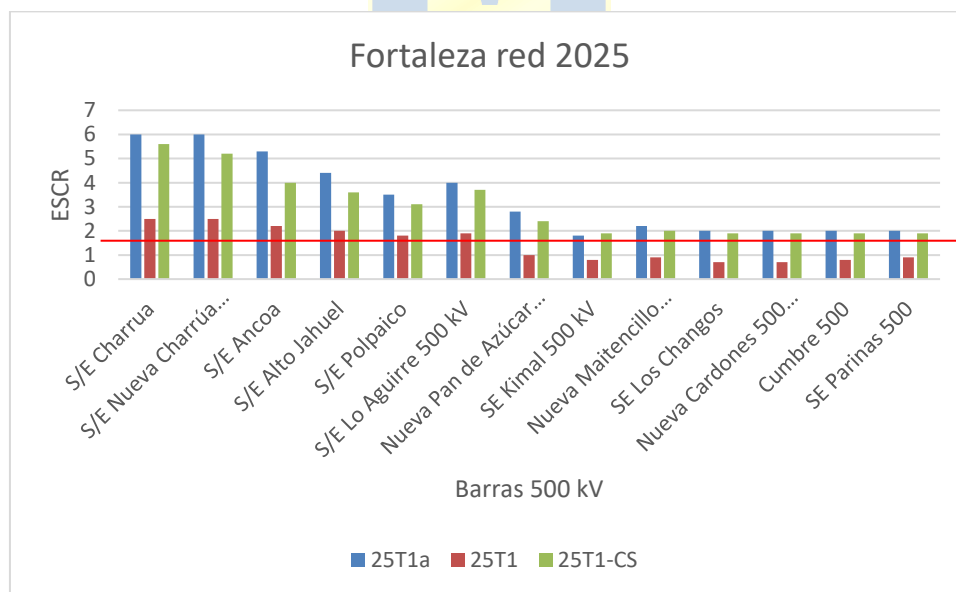
Debido al proceso de descarbonización del SEN y ante escenarios futuros con una alta inserción de energía renovable variable y el retiro de unidades síncronas que son soporte del control de tensión, se identifican problemas de fortaleza de red en la zona norte del país, en el cual el ESCR es menor 1.5 en algunas barras. Esto implica que ante perturbaciones la sintonización del control de los inversores puede no ser suficiente para sobrellevar la perturbación. Este problema se observa al año 2025 y es más profundo y extenso al año 2030 [9].

Es por esto por lo que el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) se encuentra licitando el Servicio Complementario de Control de Tensión para proveer al sistema de potencia de corto circuito adicional para el año 2025 en determinadas barras del SEN. Las barras consideradas de referencia y donde se requiere mejorar el cortocircuito con la instalación de Condensadores Síncronos son las que se indican en la Tabla 4.5.

**Tabla 4.5 Potencia y ubicación de nuevos condensadores síncronos [9]**

S/E Propuesta	Condensador Síncrono [MVA]
<i>Ana Maria 220 [kV]</i>	416
<i>Nueva Chuquicamata 220 [kV]</i>	81
<i>Likanantai 220 [kV]</i>	266
<i>Illapa 220 [kV]</i>	259

Con la conexión de los nuevos condensadores de la Tabla 4.5, el CEN calcula los niveles de ESCR de las barras de 500 kV del país para las demandas altas del 2025, donde 25T1a es el caso base de la barra, 25T1 es el caso con la mínima inercia y 25T1-CS es el caso con mínima inercia agregando los condensadores síncronos. El índice de fortaleza de red resulta bajo ( $< 1.5$ ) en numerosas barras de 500 kV de la región del Norte Grande y Atacama. La baja fortaleza de la red se explica por la alta generación ERV (fundamentalmente solar PV) en la zona para atender la demanda alta durante el día, frente a generación sincrónica muy baja o incluso casi nula en la misma zona [10]. En la Figura 4.5 se puede ver los niveles de ESCR de las barras de 500 kV para 2025.

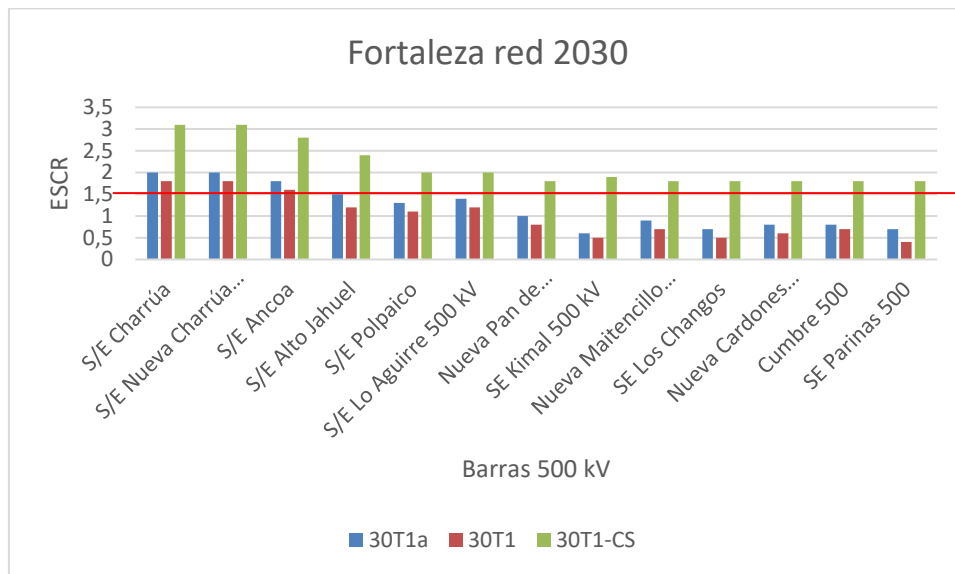


**Figura 4.5 Fortaleza barras de 500 kV para 2025 [10]**

Para el año 2030, la penetración de generación ERV es aún mayor, lo que explica los bajos valores de ESCR observados en numerosas barras de 500 kV del país. En este contexto, las barras de Kimal y Parinas presentan los niveles más bajos, alcanzando valores de 0,5. El análisis considera tres

escenarios: 30T1a como el caso base de la barra, 30T1 como el caso con mínima inercia y 30T1-CS como el caso con mínima inercia que incluye condensadores síncronos.

La alta penetración de generación renovable variable, especialmente solar fotovoltaica, genera un desplazamiento significativo de generación sincrónica, lo que disminuye la inercia disponible en el sistema y, por consiguiente, afecta la fortaleza de la red en estas zonas. En la Figura 4.6 se puede ver los niveles de ECSR de las barras de 500 kV para el año 2030.



**Figura 4.6 Fortaleza barras en 500 kV para 2030 [10]**

Además, se estima que para el año 2030 será necesaria la incorporación de al menos 1600 MVAR adicionales en condensadores síncronos para continuar fortaleciendo los niveles de cortocircuito en la red. De manera alternativa, y solo a partir del año 2025, se evalúa la posibilidad de implementar inversores con tecnologías formadoras de red o "Grid Forming" (GFM) en reemplazo de los condensadores síncronos. Estas tecnologías cuentan con distintos métodos de control, destacándose como la más adecuada para este escenario, ocupar el de máquina síncrona virtual (VSM), que requerirían al menos 3000 MVA de capacidad para el 2030 para igualar a la potencia de cortocircuito e inercia aportado por los 1600 MVA de condensadores síncronos y representarían cerca del 35% de la capacidad instalada de ERNC en el Norte Grande para esa fecha. Sin embargo, dado que los inversores GFM actualmente se utilizan principalmente en pequeñas redes aisladas, es poco probable que esta tecnología esté disponible en el mercado antes del 2025 para utilizar en sistemas

grandes de redes conectadas. Por lo tanto, para el horizonte del 2025, la solución más viable sigue siendo el uso de condensadores síncronos para garantizar la estabilidad y robustez del sistema eléctrico [10].

#### 4.4. Requerimientos línea HVDC Kimal-Lo Aguirre

Según lo establecido en el artículo 3-34 de la NTSyCS, la Razón Efectiva de Cortocircuito Trifásico (RECC) en la subestación de conexión debe ser superior a 2,5 en todas las condiciones de despacho efectivas para la potencia transmitida a través de los enlaces HVDC. Para cumplir con este requisito, es necesario garantizar en todo momento que los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna sean compatibles en ambos extremos del enlace. A partir de la Tabla 4.5, se realiza la verificación del índice RECC para distintos casos de operación. El CEN se enfoca en la barra Kimal debido a que tiene menor robustez producto de la ubicación geográfica con alta penetración de ERV [23]. Los 4 escenarios de operación son:

- **Caso base**: Cálculo del índice RECC en la S/E Kimal 220 kV considerando los Condensadores Síncronos de la Tabla 4.5
- **Caso Base + CS 530 MVA Kimal** : Cálculo del índice RECC en la S/E Kimal 220 kV considerando los Condensadores Síncronos de la Tabla 4.5 junto con la instalación de 530 MVA en Condensadores Síncronos en la barra Kimal 220 kV.
- **Caso Base + CS 640 MVA Kimal** : Cálculo del índice RECC en la S/E Kimal 220 kV considerando los Condensadores Síncronos de la Tabla 4.5 junto con la instalación de 640 MVA en Condensadores Síncronos en la barra Kimal 220 kV.
- **Caso Base + CS 2 X 320 MVA Kimal** : Cálculo del índice RECC en la S/E Kimal 220 kV considerando los Condensadores Síncronos de la Tabla 4.5 junto con la instalación de 2 Condensadores Síncronos de 320 MVA, en donde se considera las pérdidas eléctricas de uno de ellos, en la barra Kimal 220 kV.

En la Tabla 4.6 se puede ver que para poder alcanzar un valor del índice RECC de 2.5 con una transferencia de potencia de 2800 MW por el enlace HVDC, es necesaria una compensación adicional en Condensadores Síncronos en la Barra de S/E Kimal 220 kV de aproximadamente 530 MVA, lo que se traduce en un aporte de Potencia de Cortocircuito ( $S_{cc}$ ) adicional de 2532 MVA. Sin embargo,

para alcanzar un valor del índice RECC de 2,5 con una transferencia de potencia de 3000 MW por el enlace HVDC, es necesaria una compensación adicional en Condensadores Sincrónicos de 640 MVA, lo que se traduce en un aporte de Potencia de Cortocircuito ( $S_{cc}$ ) adicional de 3058 MVA. Además, se evalúa la instalación de los 640 MVA en Condensadores Sincrónicos en dos módulos de 320 MVA cada uno y se calcula el índice RECC para una transferencia de 2800 MW y 3000 MW por el enlace HVDC, considerando las pérdidas de uno, obteniendo un valor del índice de 2,14 y 2,00 respectivamente [23].

**Tabla 4.6 Valores de RECC según potencia de instalación de condensadores síncronos [23]**

Caso	$S_{cc}$ [MVA]	RECC (HVDC 2800 MW)	RECC (HVDC 3000 MW)
<i>Base</i>	6273	1,6	1,49
<i>Base + CS 530 MVA Kimal</i>	8804	2,5	2,33
<i>Base + CS 640 MVA Kimal</i>	9329	2,69	2,51
<i>Base + CS 2 X 320 MVA Kimal</i>	7801	2,14	2



#### **4.5. Evaluación de la tecnología más adecuada**

En sistemas débiles como el del norte del país, donde se encuentra la barra Kimal, los condensadores síncronos y los STATCOM se destacan como las tecnologías más adecuadas para la compensación de potencia reactiva debido a su capacidad para suministrar reactivos incluso en condiciones de voltaje variable. Los condensadores síncronos ofrecen ventajas significativas al proporcionar grandes niveles de corriente de cortocircuito y contribuir con inercia al sistema eléctrico. Estas características son importantes para fortalecer la estabilidad en sistemas débiles y garantizar la operación de infraestructuras críticas como la línea HVDC Kimal–Lo Aguirre. Además, su capacidad para generar corriente reactiva de manera independiente del voltaje, junto con el interés del Coordinador Eléctrico Nacional por su implementación masiva, los convierte como una de las mejores opciones para compensar reactivos durante perturbaciones en la red.

Por otro lado, los STATCOM también son efectivos en sistemas débiles al proporcionar corriente reactiva independiente del voltaje, lo que los hace útiles para enfrentar fluctuaciones rápidas en el sistema. Sin embargo, su contribución limitada a la corriente de cortocircuito y la ausencia de inercia los posicionan como una solución complementaria a los condensadores síncronos en escenarios críticos. En contraste, el sistema SVC presenta una limitación importante, ya que su

capacidad de suministro de reactivos depende de forma cuadrática del voltaje de la red. Esto significa que, durante perturbaciones significativas que reduzcan el voltaje, el aporte de reactivos del SVC se ve limitado, afectando su efectividad en sistemas débiles.

Los inversores Grid Forming (GFM) destacan como una solución prometedora, ya que permite aprovechar los mismos inversores de los parques fotovoltaicos para controlar y aportar robustez al sistema eléctrico. La capacidad para actuar como formadores de red puede transformar la operación en sistemas débiles, integrando generación renovable con mayor estabilidad. Sin embargo, debido a su limitada maduración tecnológica y la falta de información relacionada con sus controles para simularlos adecuadamente, los inversores GFM no se consideran en este análisis.

Asimismo, no se incluye en el estudio la simulación de condensadores en serie para sistemas HVDC, debido a la ausencia de bloques en DigSilent que permitan representar la conmutación requerida en este tipo de dispositivos. Además, tampoco se cuenta con herramientas para visualizar formas de onda detalladas de voltajes y corrientes, lo que limita el análisis dinámico necesario para evaluar el desempeño de los condensadores en serie.

Por estas razones, los condensadores síncronos se posicionan como la opción más robusta y adecuada para la compensación reactiva en este contexto. En términos de sistema de control, se prioriza el análisis y la explicación detallada de los condensadores síncronos debido a su relevancia técnica, mientras que el STATCOM y el SVC también se consideran en este análisis para su posterior simulación, aunque con menor énfasis y explicación del sistema de control.

#### **4.5.1 Generador síncrono modificado a condensador síncrono**

El sistema de control ocupado es de un generador síncrono en una central hidráulica, llamado Unitrol 6080 de ABB. El control se eligió debido a la respuesta rápida de caída de voltaje implementado en el VCO y de esta forma controlar la corriente de excitación para suministrar la potencia reactiva necesaria, en donde la medición del voltaje se hace en la barra de 220 kV de Kimal.

Se modifica el control para que emule a un condensador síncrono, en que no entregue potencia activa. Se desactivó el bloque PCU (Unidad de control primaria), que controla la frecuencia de la máquina provocando que regule su potencia activa. En la Figura 4.7 se puede ver el diagrama de control general del generador síncrono utilizado.

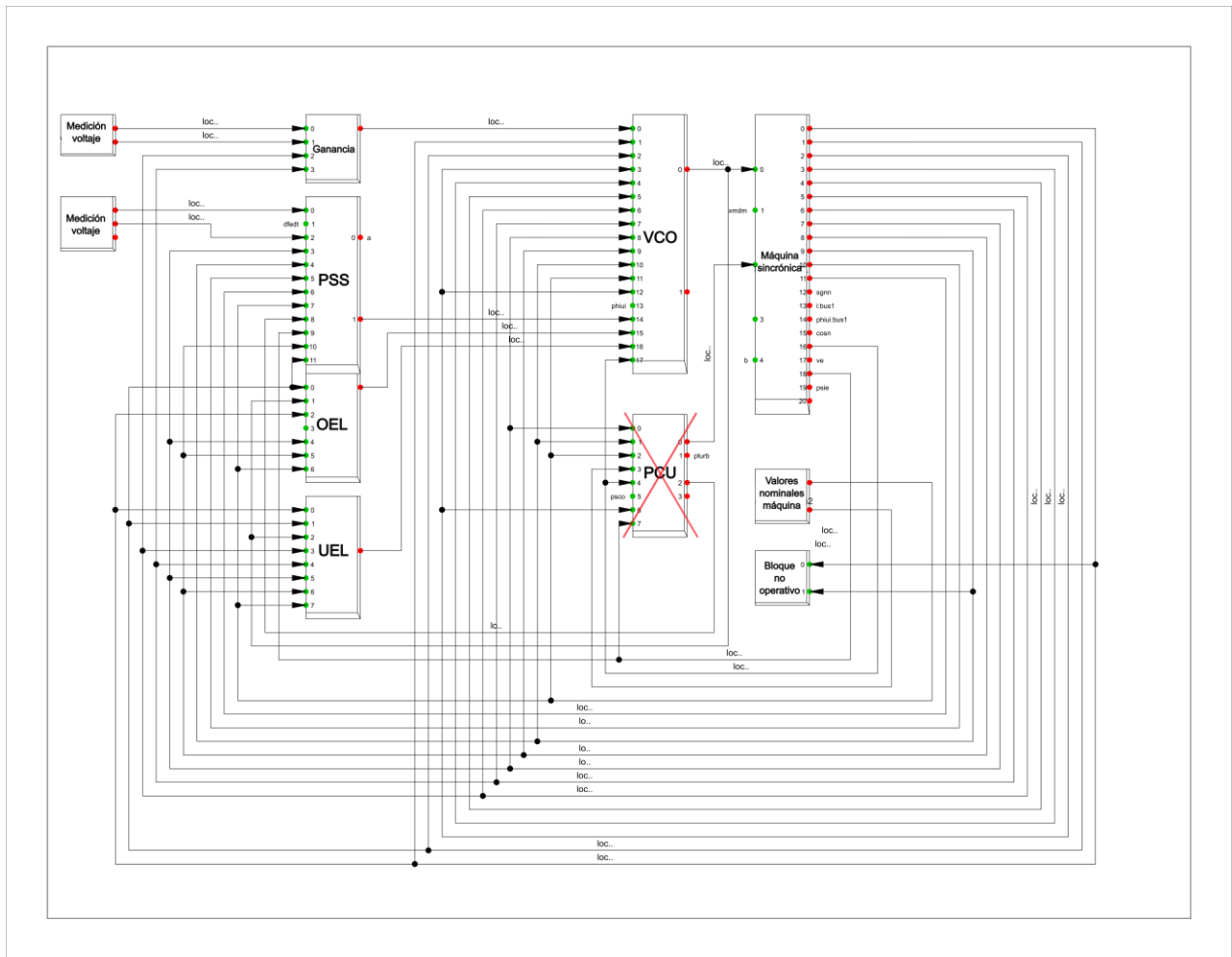


Figura 4.7 Control generador síncrono modificado

**PSS (Power System Stabilizer):** Estabiliza las oscilaciones de potencia activa mediante ajustes en el voltaje de excitación.

**OEL (Limitador de sobreexcitación):** Limita la excitación de la máquina para protegerla contra la sobreexcitación en la corriente de campo.

**UEL (Limitador de subexcitación):** Protege la máquina de condiciones de subexcitación en la corriente de campo.

**VCO (Controlador de voltaje):** Controla el voltaje de excitación del rotor de la máquina para controlar el aporte de potencia reactiva.

**PCU (Unidad de control primaria):** Realiza el control de velocidad y potencia activa de la máquina.

**NOM (Configuración nominal):** Ajustes nominales del sistema para definir la operación estándar de la máquina.

El sistema de control VCO de un generador síncrono regula el voltaje ajustando la excitación del rotor para mantener el voltaje en sus terminales dentro de los valores de referencia y garantizar la estabilidad frente a perturbaciones. Incluye un control de V/Hz que protege la máquina durante condiciones de baja frecuencia o sobrevoltaje para mantener un flujo magnético constante de la máquina, limitadores para evitar sobreexcitación y subexcitación, y un bloque central que calcula el error entre el voltaje medido y el de referencia. Este error es ajustado dinámicamente con bloques lead-lag, filtros y escaladores antes de generar la señal de excitación final. En la Figura 4.8 se puede ver el diagrama de control del VCO.

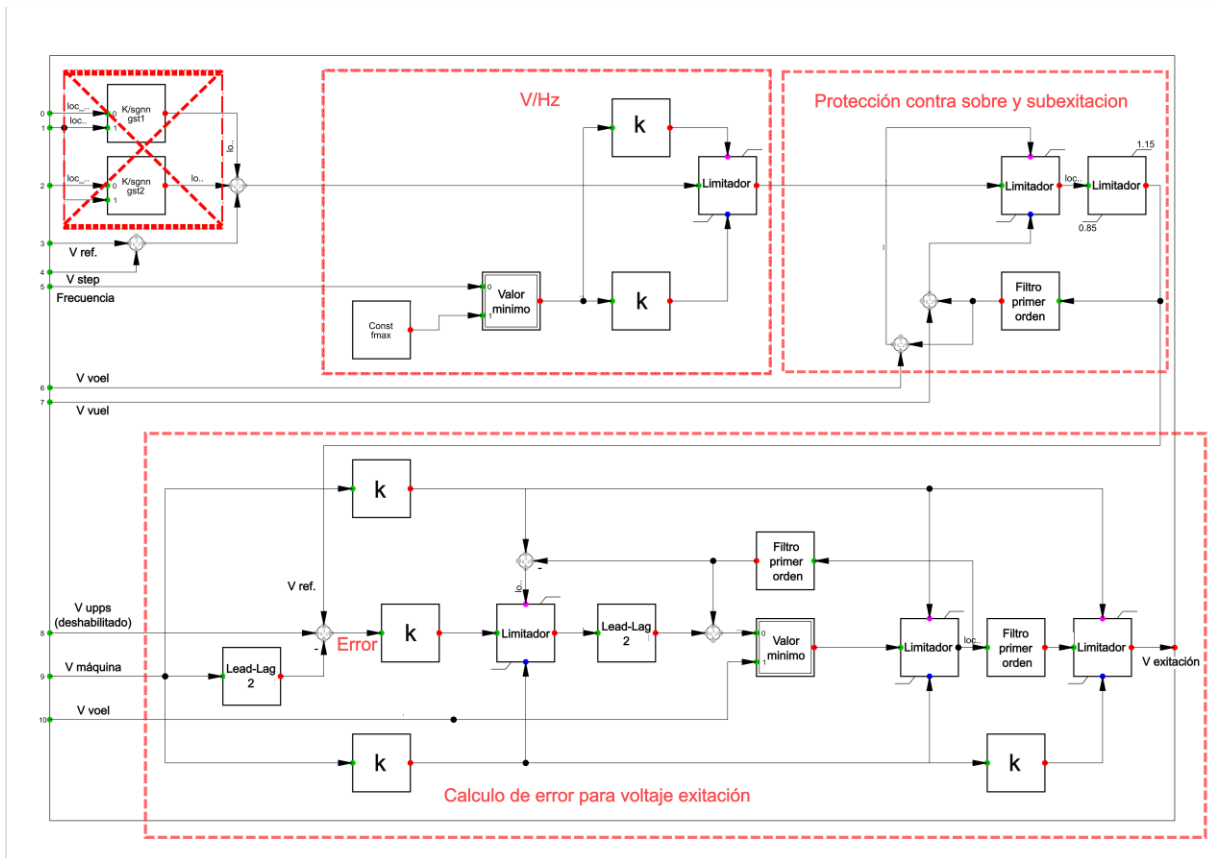


Figura 4.8 Control VCO generador síncronico

Los bloques lead-lag son componentes que ajustan la respuesta dinámica del sistema, modificando la fase y amplitud de la señal en función de su frecuencia. La función de transferencia

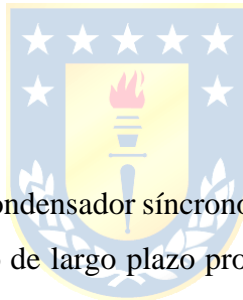
general es:

$$H(s)_{lead-lag} = \frac{\tau_1 s + 1}{\tau_2 s + 1} \quad (4-1)$$

Donde  $\tau_1$  es la constante de tiempo del adelanto y  $\tau_2$  la constante de tiempo del atraso. Si  $\tau_1 > \tau_2$ , el bloque introduce un adelanto de fase predominante, y si  $\tau_1 < \tau_2$ , introduce un atraso predominante. Si se disminuye  $\tau_2$  con respecto a  $\tau_1$ , es decir,  $\tau_1 > \tau_2$ , para altas frecuencias (s alto) el numerador va a quedar más grande en comparación al denominador, lo que va a significar que para altas frecuencias se va a amplificar la señal. Para el control VCO se puede ocupar para detectar transitorios y compensarlos de forma rápida, esto es debido a que los cambios bruscos en el voltaje (señales de frecuencia alta) serán amplificados. Esta amplificación incrementa el error del sistema, lo que a su vez provoca una respuesta más grande de la máquina al corregir dichas variaciones con mayor intensidad.

#### 4.5.2 Condensador síncrono

El control seleccionado para el condensador síncrono corresponde al sistema de control de una máquina síncrona incluida en el modelo de largo plazo proporcionado por el Coordinador Eléctrico Nacional, configurada para operar como condensador síncrono. La elección del sistema de control se debe a que en la actualidad no existen máquinas diseñadas exclusivamente como condensadores síncronos en el sistema eléctrico chileno, ni sistemas de control propios para esta función. Sin embargo, el modelo de largo plazo incluye una representación de una máquina utilizada como condensador síncrono, lo que permite emplear el sistema de control predefinido para obtener una simulación de referencia sobre cómo debería comportarse un condensador síncrono. En la Figura 4.9 se puede ver el control general de un condensador síncrono, que trae un bloque PCU que se encuentra desactivado.



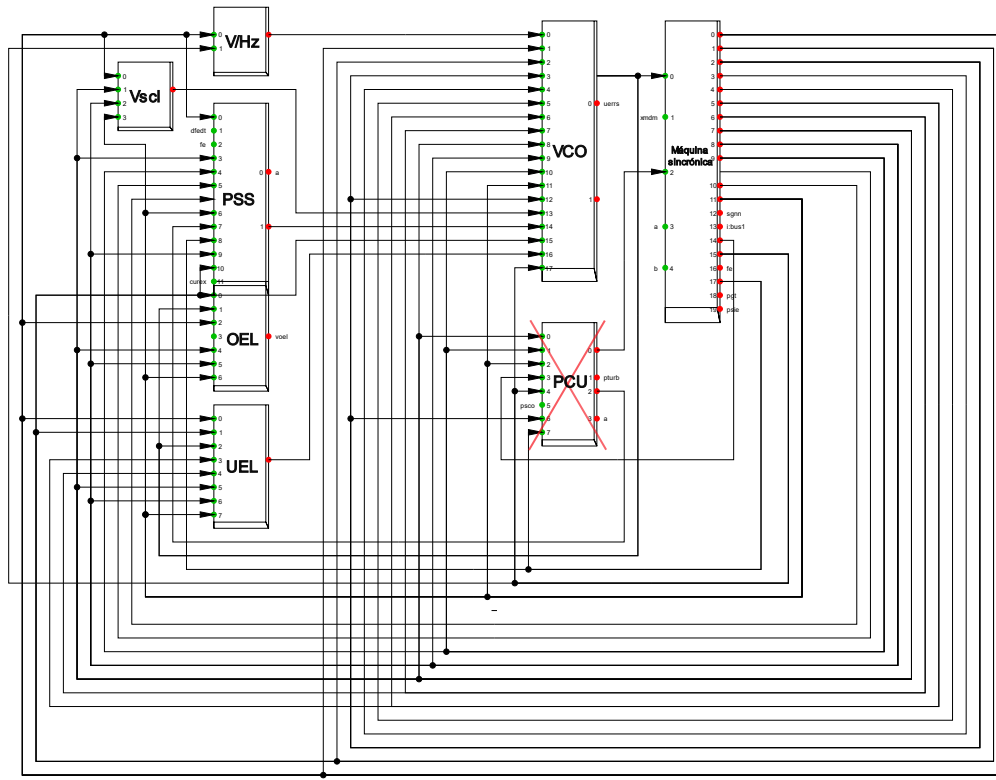


Figura 4.9 Sistema de control condensador síncrono

En la Figura 4.10 se muestra el control VCO del condensador síncrono. Las señales de entrada incluyen  $V_{\text{máquina}}$  (voltaje en terminales medido en la máquina),  $V_{\text{ref}}$  (voltaje de referencia deseado),  $V_{\text{vhz}}$  (regulación de V/Hz), y  $V_{\text{vuel}}$  (límite de subexcitación),  $V_{\text{voel}}$  (límite de sobrexitación) y  $V_{\text{sc1}}$  (factor de escalamiento, se encuentra desactivado). El bloque  $K_p + K_i/s$  corresponde a un controlador proporcional-integral (PI) que ajusta la señal de control en función del error entre  $V_{\text{ref}}$  y  $V_{\text{máquina}}$ . Este bloque incluye una ganancia proporcional ( $K_p$ ) que responde al error y una ganancia integral ( $K_i/s$ ) que acumula el error en el tiempo, eliminando el error en estado estacionario. Además, ocupa la señal de la potencia activa que absorbe la máquina para garantizar que el controlador solo actúe cuando hay un flujo mínimo de potencia activa, es decir, cuando la máquina está conectada. La señal de error, después de ser ajustada y limitada, se multiplica por  $V_{\text{máquina}}$  antes de generar la señal final de excitación ( $V_{\text{excitación}}$ ). Esto se hace para escalar la corrección en función del nivel de operación real del voltaje de la máquina.

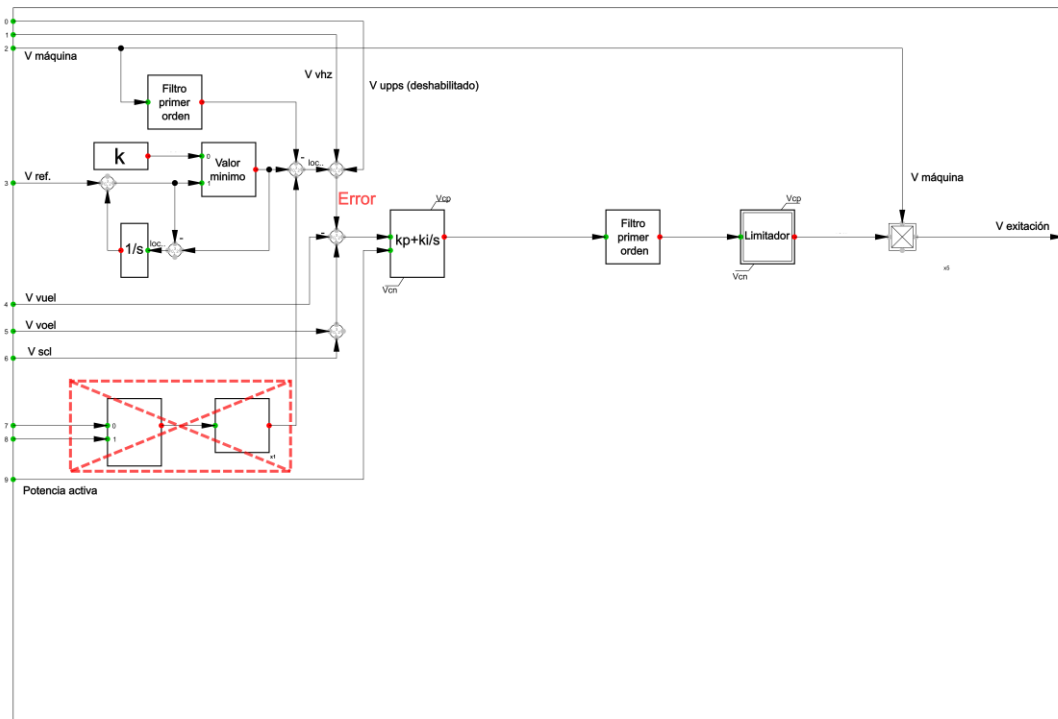


Figura 4.10 Control VCO condensador síncrono

### 4.5.3 STATCOM

Los modelos y controles del STATCOM implementados en las simulaciones son sistemas estándar del organismo de coordinación eléctrica del oeste de Norteamérica WECC (Western Electricity Coordinating Council). En la Figura 4.11 se puede ver el esquema general de conexión del STATCOM que cuenta con condensadores en paralelo, así como inductores.

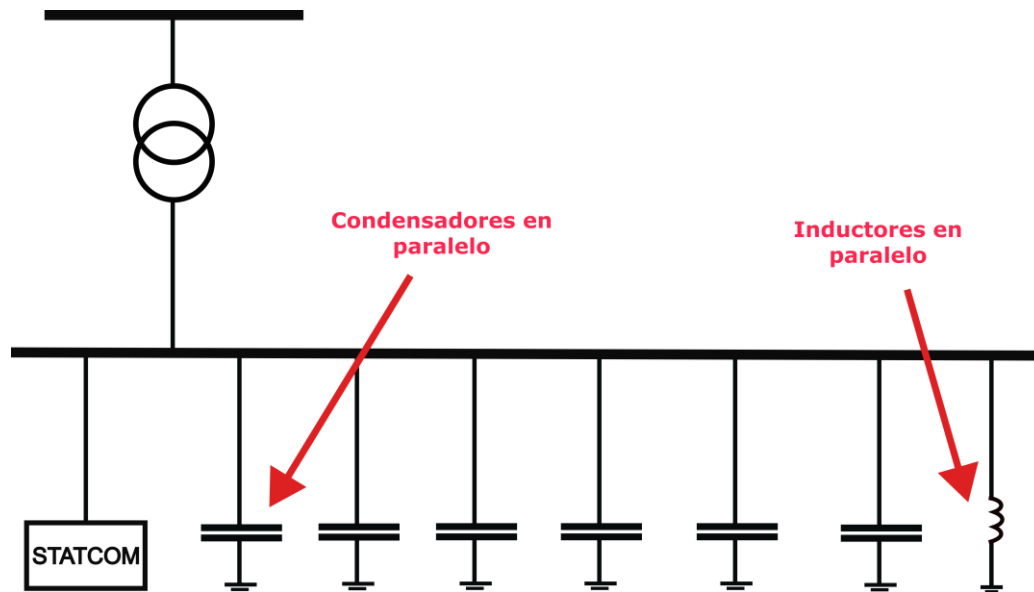


Figura 4.11 Esquema general de conexión STATCOM

La Figura 4.12 se muestra el sistema de control del STATCOM, el cual regula la potencia reactiva actuando como una fuente de corriente constante, donde el sistema de control se compone de:

**Regulador de Voltaje (Controlador PI):** Ajusta la corriente reactiva del STATCOM en función del error entre el voltaje medido ( $V_{bus}$ ) y el voltaje de referencia ( $V_{ref}$ )

**Bloques Lead-Lag:** Mejoran la respuesta del sistema filtrando señales y compensando desfases (bloques F1, F2 y F3)

**Curva Capacidad de Corto Plazo:** Sobrecargas temporales mediante límites definidos para mantener la confiabilidad durante transitorios.

**Control de Banda Muerta:** Reduce ajustes innecesarios cuando el error de voltaje es mínimo.

**Comportamiento V vs I curva STATCOM:** Bloque que emula el comportamiento del STATCOM como una fuente de corriente constante dentro de límites de voltajes.

**Protecciones sobre y bajo voltaje:** Protección que desconecta el STATCOM si el voltaje de la red sube o baja fuera de los límites permitidos.

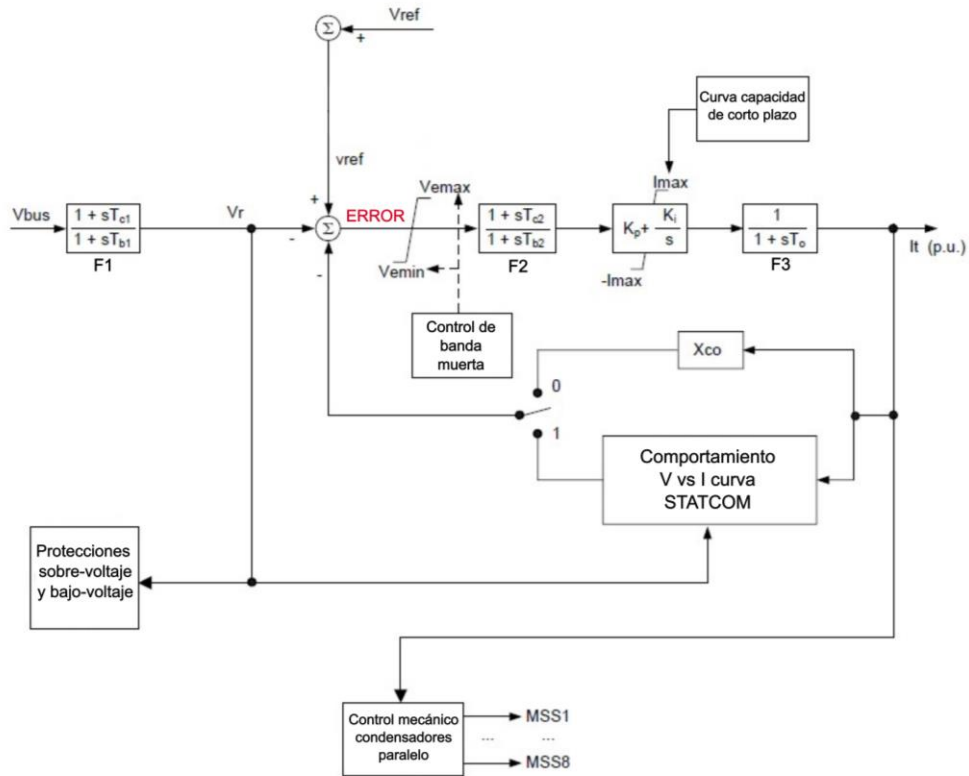


Figura 4.12 Sistema de control STATCOM



#### 4.5.4 SVC

Los modelos y controles del SVC utilizados en las simulaciones corresponden a configuraciones estándar establecidas por el Western Electricity Coordinating Council (WECC), el organismo de coordinación eléctrica del oeste de Norteamérica. La Figura 4.13 muestra el esquema general de conexión del SVC, el cual incluye bancos de condensadores y reactores conectados en paralelo.

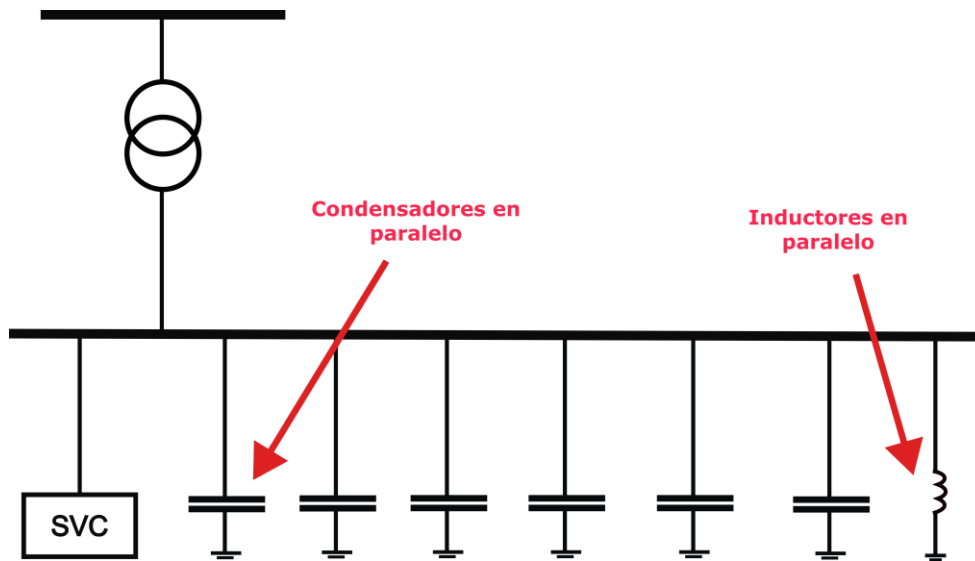


Figura 4.13 Esquema general de conexión SVC

El SVC regula dinámicamente la potencia reactiva para estabilizar el voltaje de la red variando su susceptancia ( $B_{svc}$ ) mediante un control de retroalimentación basado en la diferencia entre el voltaje medido ( $V_{bus}$ ) y el voltaje de referencia ( $V_{ref}$ ), en el cual el sistema de control se puede ver en la Figura 4.14 y se compone de:

**Regulador de Voltaje (Controlador PI):** Ajusta la potencia reactiva del SVC en función del error entre el voltaje medido ( $V_{bus}$ ) y el voltaje de referencia ( $V_{ref}$ )

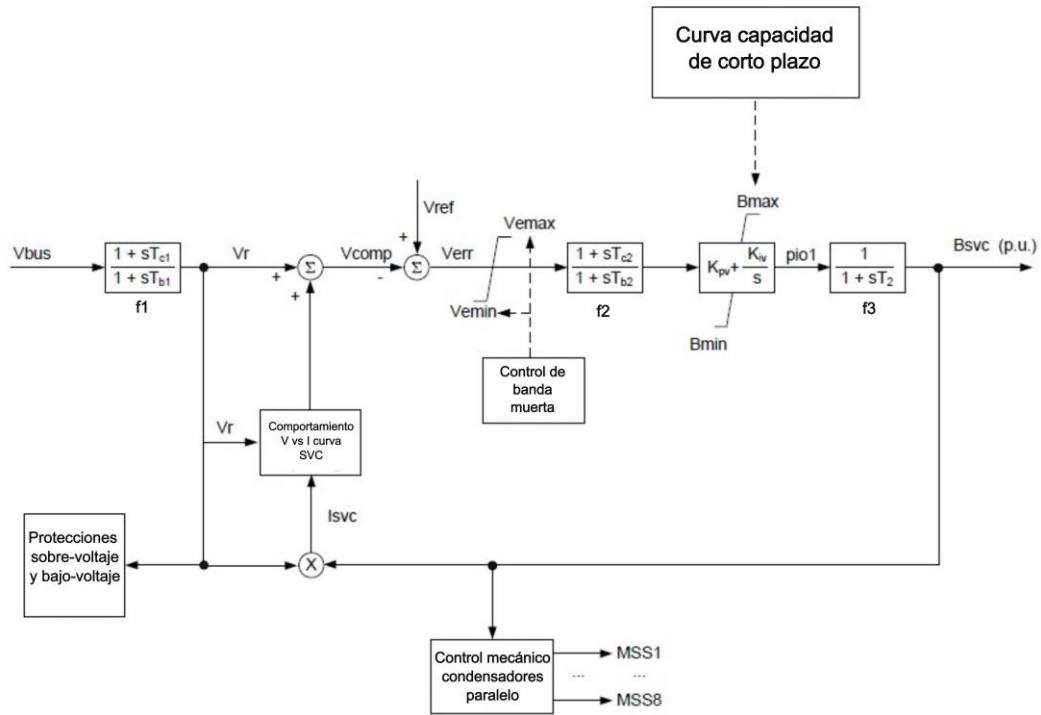
**Bloques Lead-Lag:** Mejoran la respuesta del sistema filtrando señales y compensando desfases (bloques  $f_1$ ,  $f_2$  y  $f_3$ )

**Curva Capacidad de Corto Plazo:** Implementa lógica para manejar sobrecargas temporales mediante límites definidos para mantener la confiabilidad durante transitorios.

**Control de Banda Muerta:** Reduce ajustes innecesarios cuando el error de voltaje es mínimo.

**Comportamiento V vs I curva SVC:** Bloque que emula el comportamiento no lineal Voltaje vs corriente del SVC.

**Protecciones sobre y bajo voltaje:** Protección que desconecta el SVC si el voltaje de la red sube o baja fuera de los límites permitidos.



**Figura 4.14 Sistema de control SVC**

El análisis de las distintas tecnologías de compensación evidencia que la elección óptima no solo depende de la capacidad de inyección de potencia reactiva, sino también de las estrategias de control que cada tecnología emplea. Los condensadores síncronos, si bien aportan inercia al sistema, requieren un sistema de control sofisticado para gestionar su respuesta dinámica y evitar oscilaciones no deseadas, debido a mayores componentes dinámicas las cuales se deben controlar. Los STATCOM y SVC, al operar ocupando electrónica de potencia mediante IGBT y tiristores, permiten un control preciso y rápido de la potencia reactiva provocando que los sistemas de control sean más simples en comparación a los condensadores síncronos.

Para validar el desempeño de los sistemas de control asociados a cada tecnología de compensación, en la siguiente sección se realizan simulaciones que permiten evaluar su comportamiento en distintos escenarios operativos. Estas pruebas incluyen análisis dinámicos considerando factores como la velocidad de respuesta de los controladores, la capacidad de regulación de voltaje y la robustez ante perturbaciones en la red.

## 4.6. Simulaciones

Las simulaciones realizadas utilizan como base los modelos de largo plazo proporcionados por el Coordinador Eléctrico Nacional del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) proyectado al año 2030, en los cuales incluyen la operación del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre. Los casos de estudio definidos consideran escenarios representativos del comportamiento dinámico y estático del sistema, con el objetivo de evaluar la respuesta del SEN frente a perturbaciones y analizar el desempeño de diferentes estrategias de compensación reactiva de forma dinámica y estática.

### 4.6.1 Caso de estudio

En el modelo proporcionado por el Coordinador Eléctrico Nacional se definen dos casos de estudio relacionados con el flujo de potencia en la línea HVDC Kimal–Lo Aguirre: uno en el que el flujo de potencia va de norte a sur y otro en el que va de sur a norte. Los modelos de largo plazo ya incluyen los 4 condensadores síncronos mencionados en la Tabla 4.5 para aumentar los niveles ESCR de las barras.



### 4.6.2 Análisis dinámico

Se analiza la respuesta dinámica del sistema eléctrico durante un cortocircuito en uno de los polos del enlace HVDC Kimal–Lo Aguirre, con una duración de 100 ms y posterior recuperación del polo luego de la falla, caracterizado como de severidad 2 [31]. El análisis de este tipo de perturbación tiene como objetivo evaluar el comportamiento del sistema eléctrico ocupando diferentes estrategias de compensación de reactivos. Todas las tecnologías se prueban en el lado de la barra Kimal de 220 kV, ya que es la más débil en términos de robustez eléctrica, si se compara con la barra Lo Aguirre. Para el análisis dinámico se utilizan los casos de sur a norte y viceversa.

### 4.6.3 Análisis estático

En esta sección se presenta el análisis del comportamiento del consumo de potencia reactiva en la línea HVDC Kimal–Lo Aguirre bajo condiciones estáticas, variando los niveles de potencia activa transmitida para los flujos de norte a sur y viceversa.

## 4.7. Resultados

### 4.7.1 Simulación estática

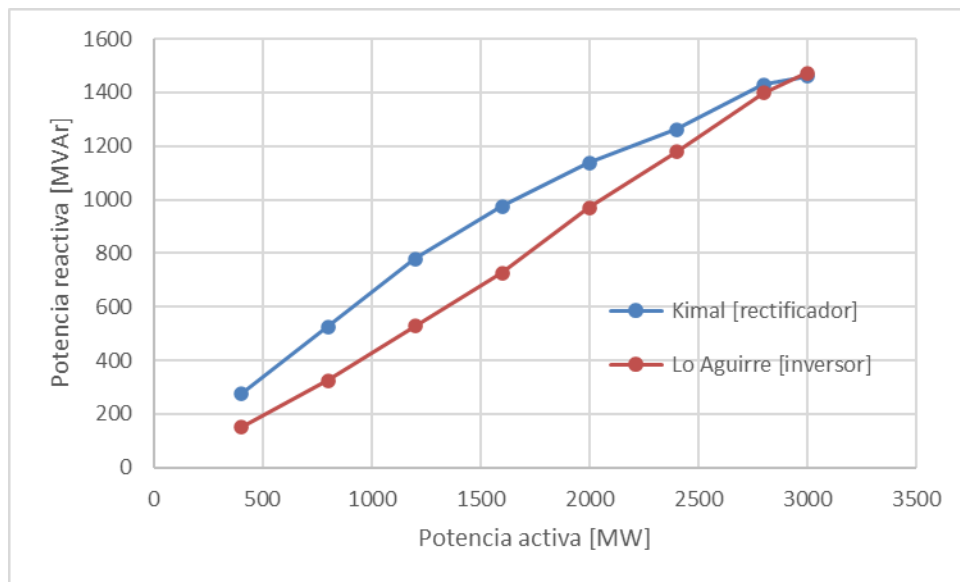
El enfoque estático permite evaluar el sistema en un estado de operación estable, sin considerar perturbaciones o eventos transitorios. Para ello, se modelaron diferentes escenarios con incrementos graduales de potencia activa, desde condiciones mínimas hasta niveles de la capacidad máxima de la línea. En cada caso, se registraron los valores de potencia reactiva consumida y los ángulos de disparo tanto en la estación convertidora de Kimal como en la de Lo Aguirre como también el ángulo de extinción en la estación que funciona como inversor.

En la Tabla 4.7 se puede ver el consumo de reactivos, así como los ángulos de disparo de las estaciones convertidores, donde la estación Kimal funciona como rectificador (ángulo de disparo menor a  $90^\circ$ ) y la estación Lo Aguirre como inversora (ángulo de disparo mayor a  $90^\circ$ ) para distintos flujos de potencia activa por el enlace. El consumo de potencia reactiva se modela de acuerdo con la ecuación ( 2-16 ), en el cual el consumo depende de la potencia activa transmitida, así como también del factor de potencia, que depende a su vez del ángulo de disparo.

De acuerdo con la Tabla 4.7 , a medida que aumenta el flujo de potencia activa, la potencia reactiva que demandan las estaciones aumenta. Por otro lado, para poder lograr una mayor transferencia de potencia se debe aumentar la diferencia de potencial entre las estaciones para que circule más corriente. Debido a que la estación rectificadora funciona controlando la corriente y la estación inversora controlando el voltaje, para aumentar la corriente, el control disminuye el ángulo de disparo en la parte rectificadora (voltaje medio aumenta). Sin embargo, se puede ver que la parte inversora también disminuye su ángulo de disparo debido al aumento del ángulo de conmutación. Este ajuste asegura que el ángulo de extinción se mantenga dentro de valores seguros para el correcto apagado de los tiristores. En la Figura 4.15 se puede ver el gráfico de los resultados obtenidos de potencia activa vs potencia reactiva en la línea.

**Tabla 4.7 Ángulo de disparo y consumo de reactivos para distintos flujos de potencia activa norte a sur**

Potencia activa [MW]	Barra Kimal		Barra Lo Aguirre		
	Consumos reactivos [MVA <sub>r</sub> ]	Ángulo disparo [°]	Consumos reactivos [MVA <sub>r</sub> ]	Ángulo disparo [°]	Ángulo extinción [°]
400	275.44	33.58	150.84	157.47	18.5
800	524.52	31.23	324.28	154.51	18.62
1200	778.48	29.94	526.84	151.6	19.9
1600	975.48	27.1	725.36	149.7	19.5
2000	1137.2	23.82	969.96	147.19	18.7
2400	1261	20.1	1177.68	145.78	17.9
2800	1428.32	17.7	1399	144.33	18.2
3000	1459.28	15.2	1473.36	144.1	18.3



**Figura 4.15 Grafico potencia activa vs potencia reactiva flujo norte a sur**

En la Tabla 4.8 se puede ver el consumo de reactivos, así como los ángulos de disparo de las estaciones convertidores cuando el flujo de potencia por la línea va de sur a norte, donde la estación Lo Aguirre funciona como rectificador (ángulo de disparo menor a 90°) y la estación Kimal como inversora (ángulo de disparo mayor a 90°). Los patrones de consumo de potencia reactiva y la variación de los ángulos de disparo muestran un comportamiento similar al caso en el que el flujo de potencia se dirige de norte a sur, ya que las estaciones ajustan sus parámetros de operación para mantener la estabilidad.

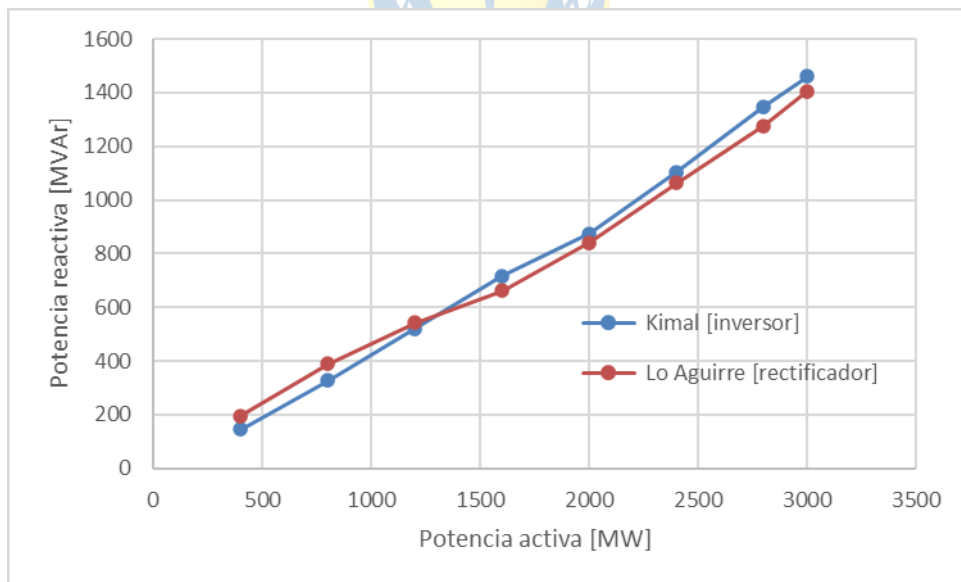
Al invertir el flujo de potencia, el comportamiento de los convertidores sigue dependiendo de las mismas relaciones fundamentales entre potencia activa, potencia reactiva y los ángulos de disparo.

Sin embargo, la demanda de potencia reactiva varía ligeramente debido a las diferencias en las condiciones locales de las estaciones como las características del sistema en cada extremo del enlace.

En la Figura 4.16 se puede ver el gráfico que representa el consumo de reactivo vs la potencia activa que circula por el enlace HVDC de sur a norte y en la Figura 4.17 se puede ver donde se mide el consumo de reactivos.

**Tabla 4.8 Ángulo de disparo y consumo de reactivos para distintos flujos de potencia activa sur a norte**

Potencia activa [MW]	Barra Kimal			Barra Lo Aguirre	
	Consumos reactivos [MVar]	Ángulo disparo [°]	Ángulo extinción [°]	Consumos reactivos [MVar]	Ángulo disparo [°]
400	146	158.2	18.8	194.4	24.7
800	326	154.7	19.6	388	23.4
1200	519.6	152.3	19.8	541.2	20.2
1600	717.2	150.4	19.5	662.4	16.4
2000	874	149.6	17.6	841.2	15.2
2400	1103.6	147.6	17.6	1062.4	15.2
2800	1348.4	145.7	17.9	1276.8	14.7
3000	1460	145	17.7	1405	14.9



**Figura 4.16 Gráfico potencia activa vs potencia reactiva flujo sur a norte**

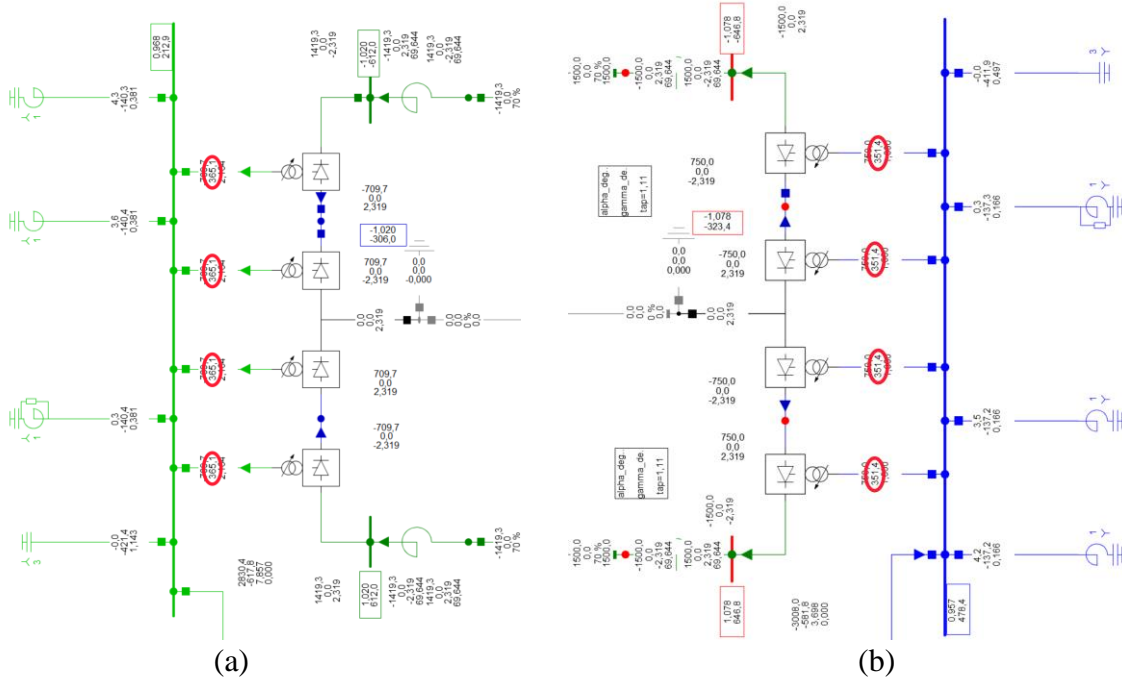


Figura 4.17 Medición consumo de reactivos convertidores de línea HVDC. (a) Barra Kimal 220 kV, (b) Barra Lo



## 4.7.2 Simulación dinámica flujo Sur a Norte

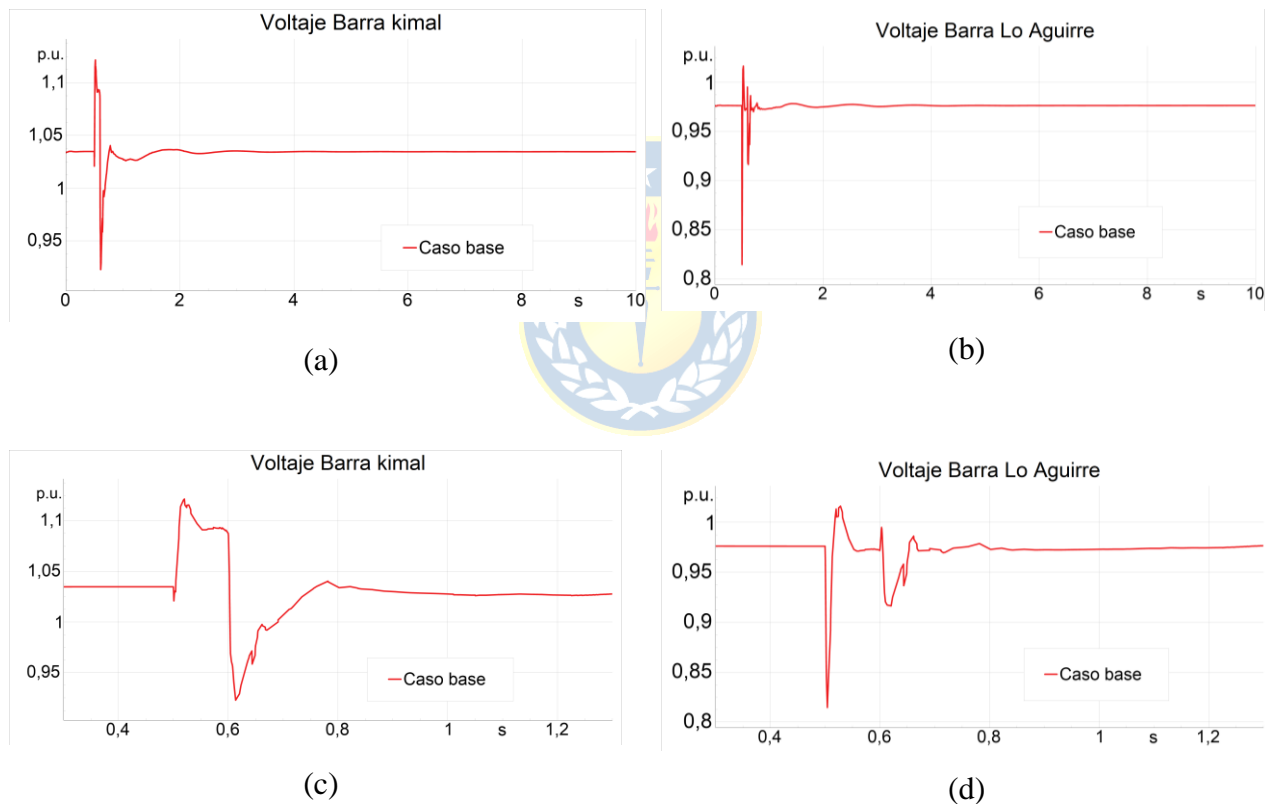
### A. Caso base

En el caso base, se analiza el comportamiento del sistema eléctrico durante una falla monofásica en el polo 1 de la línea HVDC, considerando únicamente la compensación reactiva proporcionada por los condensadores en paralelo de las estaciones convertidoras presentes en el modelo de largo plazo. Este escenario se utiliza como referencia para evaluar el desempeño del sistema durante perturbaciones, sin la intervención de tecnologías adicionales de compensación, en el cual se transmiten 1500 MW.

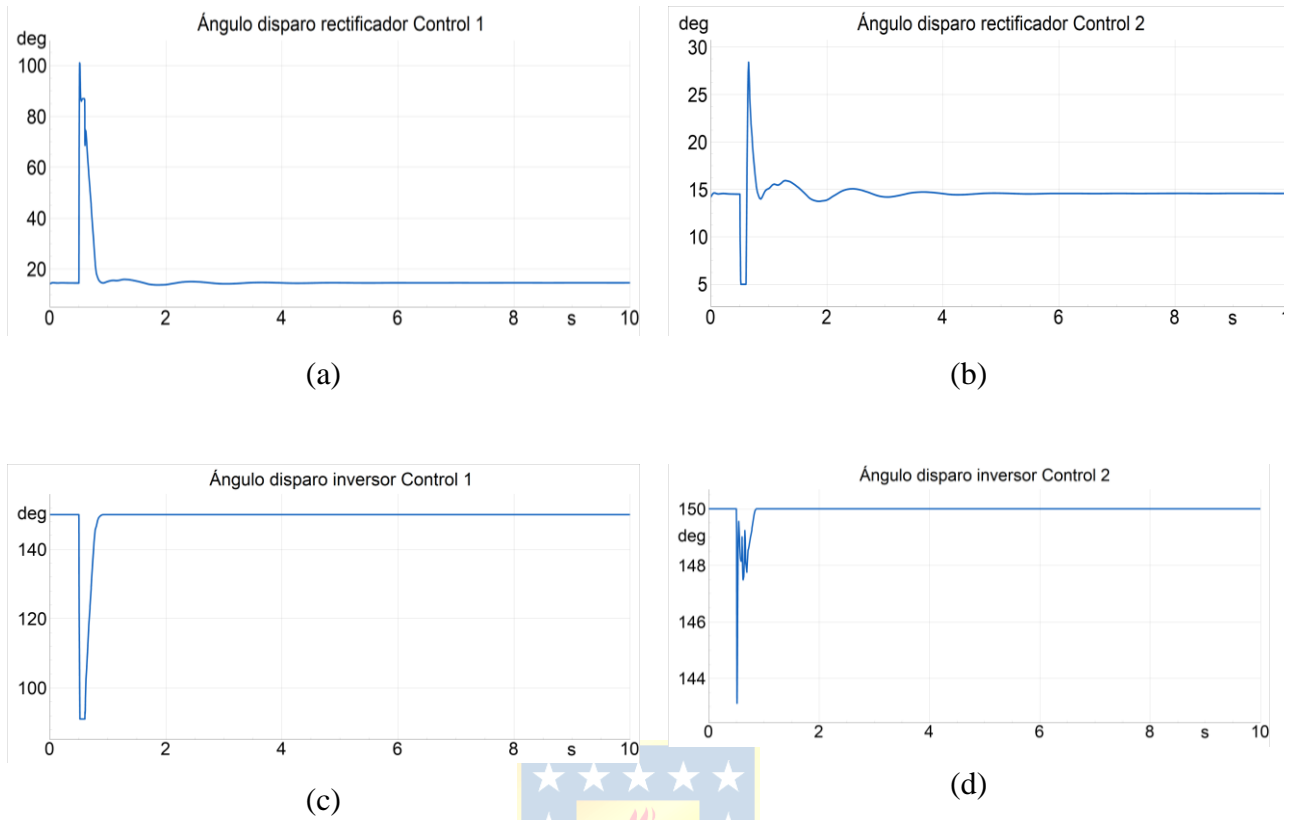
Cuando ocurre la falla en el polo 1 el voltaje en la zona rectificadora (barra Lo Aguirre), tiende a disminuir y luego subir. Esta bajada del voltaje se debe al aumento de corriente, y al aumento del ángulo de disparo, que aumenta para disminuir la corriente, lo que provoca un aumento de consumo de potencia reactiva en el sistema. Cabe mencionar que el ángulo de disparo del rectificador del control 2 disminuye, esto se hace para redistribuir momentáneamente la potencia del polo 1 por el polo 2, aumentando el voltaje de ese polo y por consecuencia la corriente que circula como se puede ver en la Figura 4.19.

Por otro lado, el voltaje de la zona inversora aumenta y luego disminuye. Esto se debe que el consumo de potencia reactiva está relacionado con la potencia que circula por el convertidor. Al

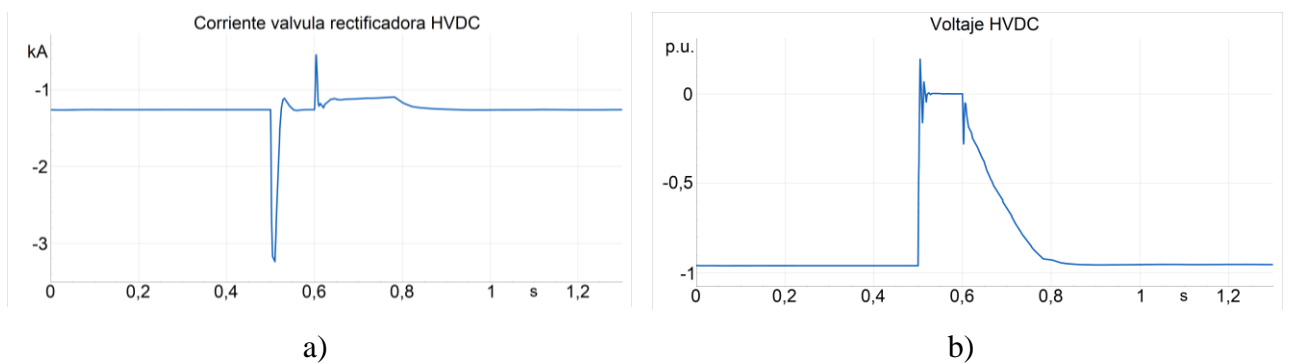
momento de la falla hay un aumento del voltaje en la zona AC, porque deja de circular corriente por un momento en la estación inversora debido a la caída de tensión por el polo, lo que reduce considerablemente el consumo de potencia reactiva de la estación inversora, mientras que los condensadores en paralelo siguen aportando potencia reactiva, lo que aumenta el voltaje al comienzo y luego se reduce. Cabe mencionar que la variación de voltaje en las barras Kimal y Lo Aguirre no depende exclusivamente de su robustez, sino también del consumo de potencia reactiva del enlace, en donde es mucho mayor en la parte rectificadora como se puede ver en la Figura 4.22 (b). El consumo de reactivos de la Figura 4.22 considera el punto de conexión entre el sistema HVDC y el SEN, por lo que los valores iniciales son cercanos a cero.



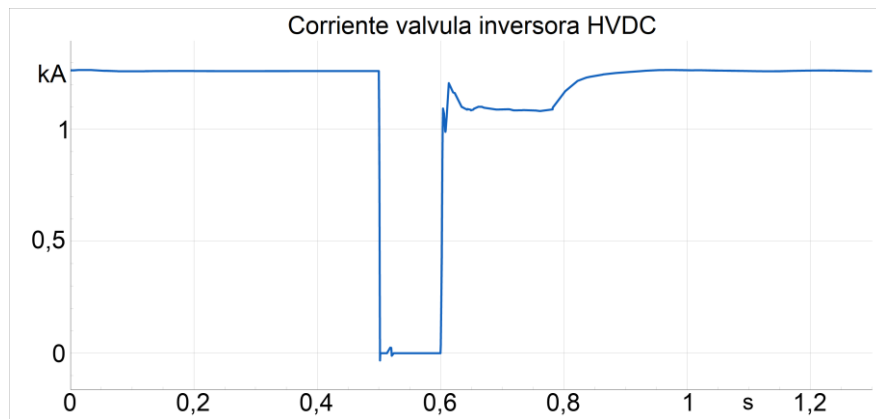
**Figura 4.18** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla a tierra de un polo de línea HVDC. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.



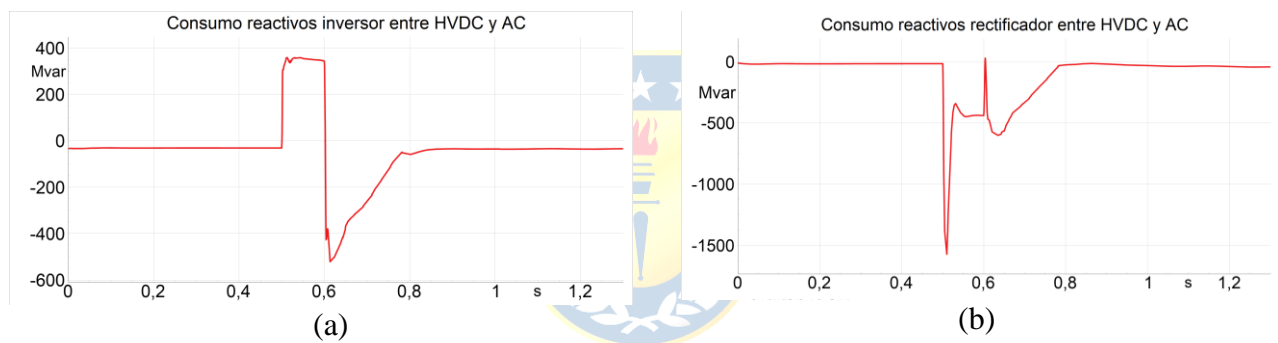
**Figura 4.19** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.



**Figura 4.20** Voltaje y corriente línea HVDC. (a) Corriente polo 1 zona rectificadora, (b) Voltaje polo 1



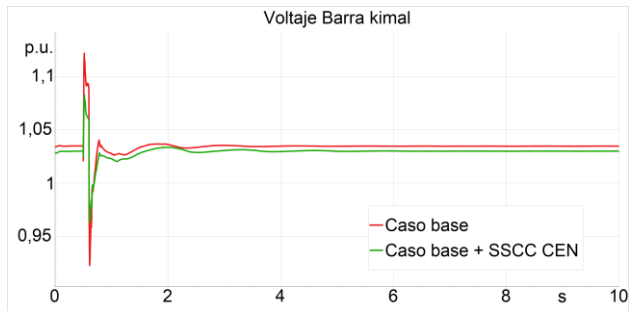
**Figura 4.21 Corriente polo 1 zona inversora**



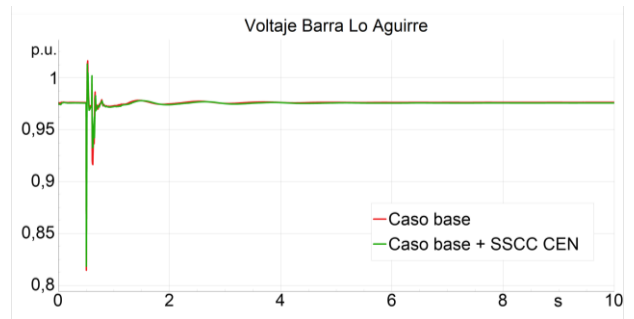
**Figura 4.22 Flujo de reactivos entre punto de conexión HVDC y sistema AC. (a) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Kimal 220 kV, (b) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Lo Aguirre 500 kV.**

**B. Caso con condensador síncrono**

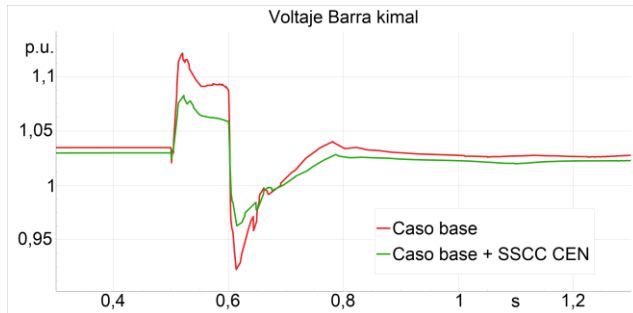
Para el siguiente caso se analiza el comportamiento del voltaje de las barras Kimal y Lo Aguirre comparando la respuesta ocupando un condensador síncrono de 690 MVA conectado a la barra Kimal 220 kV, con respecto al caso base. En la Figura 4.23 (c) se puede ver una mejor respuesta en términos de variación de voltaje durante la perturbación comparándolo con el caso base. En la Figura 4.24 (a) se puede ver que el condensador absorbe potencia reactiva al comienzo (valor negativo) para disminuir el voltaje y luego entrega potencia (valor positivo) para subirlo. Cabe mencionar que también hay una oscilación de potencia activa, debido a la inercia del rotor que posee la máquina, que luego vuelve a cero después de la perturbación. Los ángulos de disparo no tienen ningún cambio con respecto al caso base.



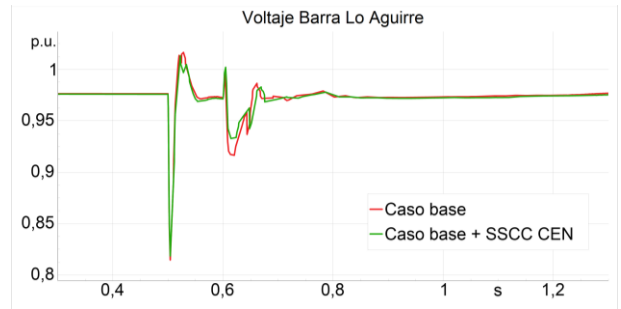
(a)



(b)

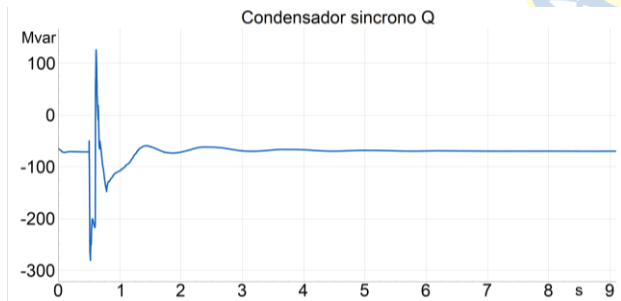


(c)

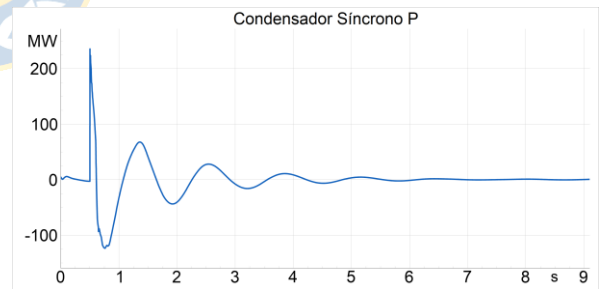


(d)

**Figura 4.23** Respuesta de la tensión de barras del SEN para falla a tierra de un polo de línea HVDC ocupando condensador síncrono. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.

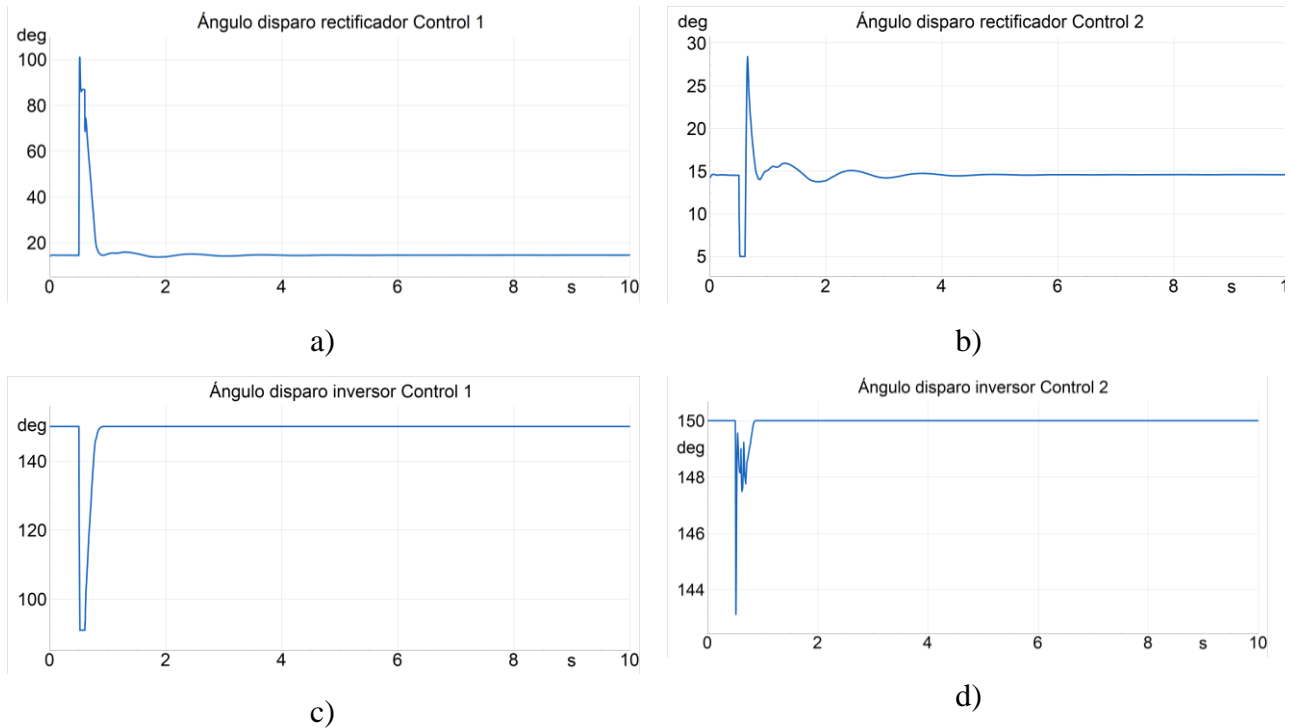


(a)



(b)

**Figura 4.24** Respuesta de potencia reactiva y activa del condensador síncrono. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia activa.



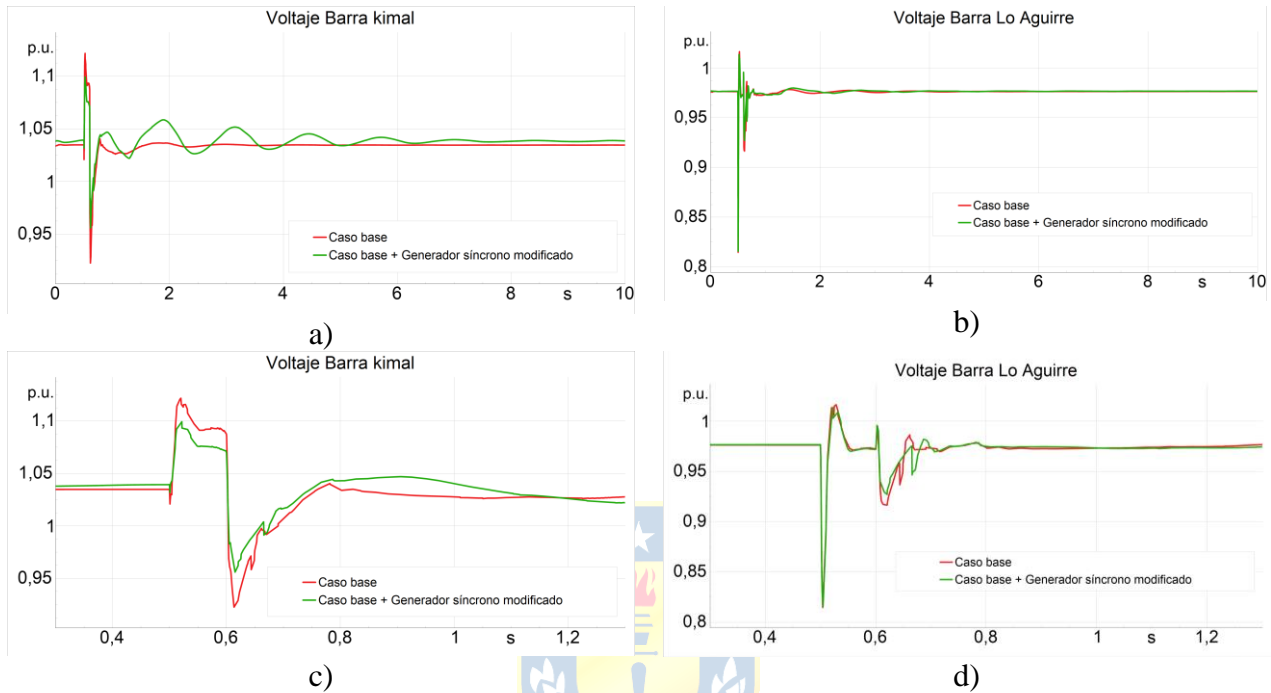
**Figura 4.25** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando condensador síncrono. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.

### C. *Caso con generador síncrono modificado a condensador síncrono*

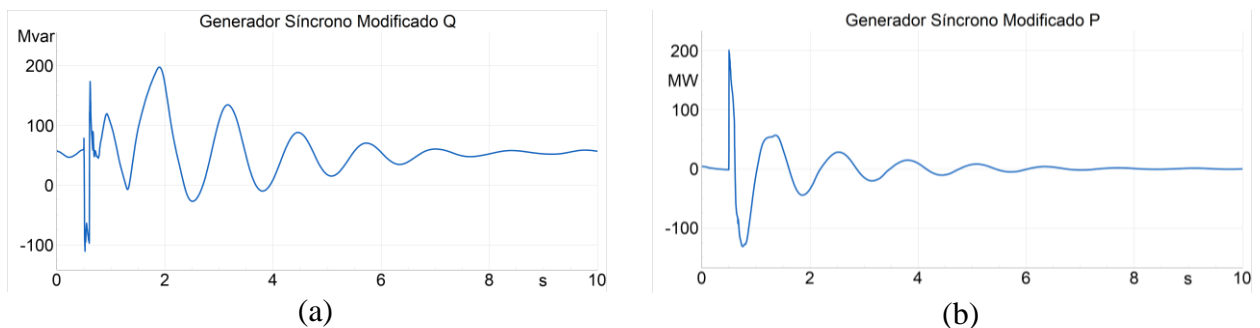
En el caso del generador síncrono modificado, se utiliza un modelo de máquina sincrónica modificado con una capacidad nominal de 690 MVA conectado a la barra Kimal de 220 kV. Durante la falla en el polo 1 de la línea HVDC, el generador sincrónico tiene mejor respuesta durante el transiente en términos de voltaje al compararse con el caso base. Sin embargo, después de la perturbación existe una oscilación de voltaje en la barra, que dura varios segundos. Esto se debe al bloque PSS que regula el voltaje de excitación para controlar las oscilaciones de potencia activa. Esta regulación del voltaje de excitación provoca la variación de potencia reactiva de la máquina, causando la oscilación de voltaje en la barra. En la Figura 4.27 se puede ver la potencia activa y reactiva del generador síncrono modificado.

El flujo de corriente en el enlace HVDC depende de la diferencia de potencial entre el rectificador e inversor. Debido a la variación de voltaje en la barra Kimal, el flujo de corriente en la línea HVDC se ve afectado por la variación en la diferencia de potencial entre las 2 barras. La función del control del rectificador es mantener la corriente constante, es por esto que, al momento de la

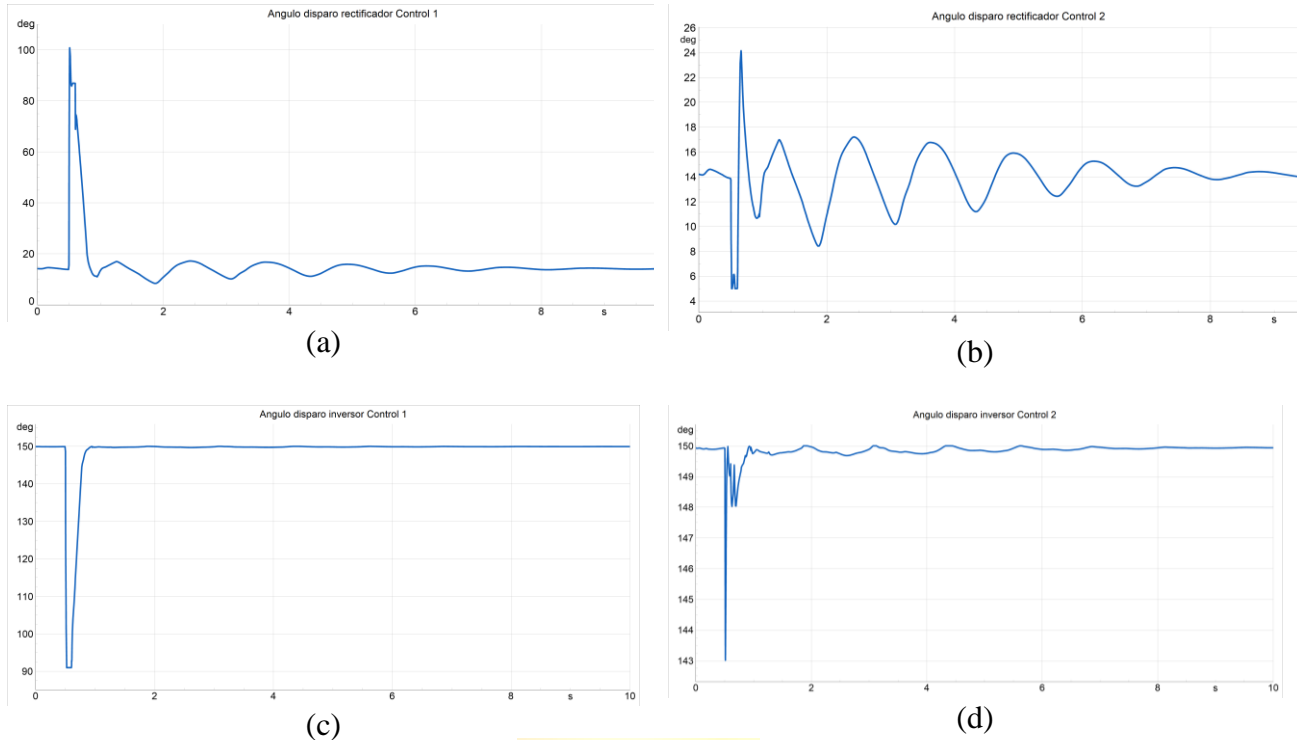
variación, luego de la perturbación, el ángulo de disparo del rectificador oscila para mantener la diferencia de potencial constante y, por consiguiente, la corriente constante. En la Figura 4.28 (a) y (b) se puede ver la variación del ángulo de disparo del rectificador.



**Figura 4.26** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla a tierra de un polo de línea HVDC ocupando generador síncrono modificado a condensador síncrono. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500



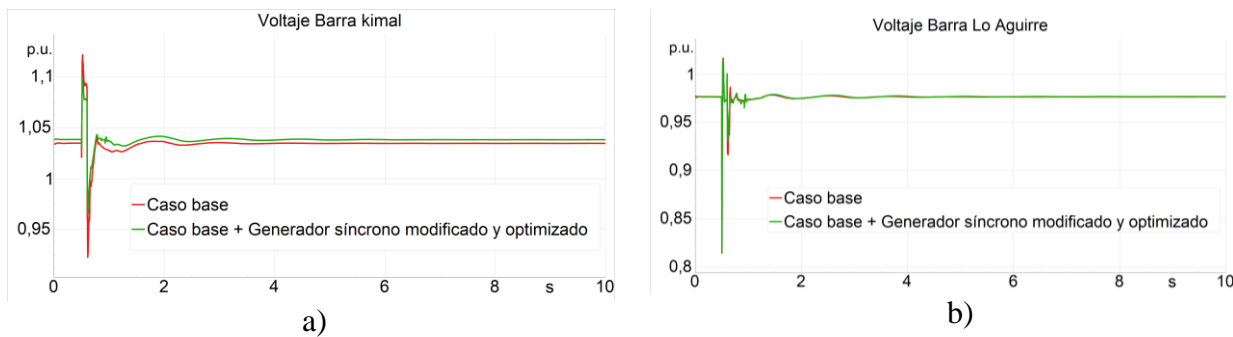
**Figura 4.27** Respuesta de potencia activa y reactiva de generador síncrono modificado. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia activa

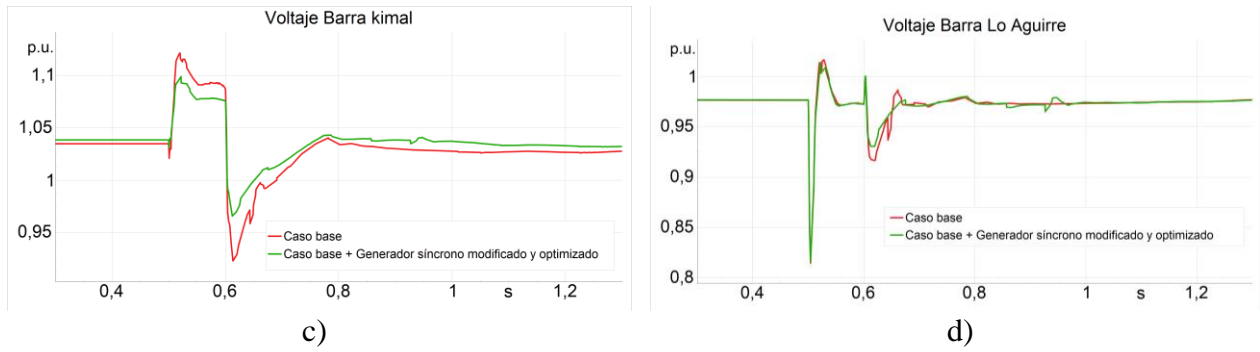


**Figura 4.28** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando generador síncrono modificado. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2.

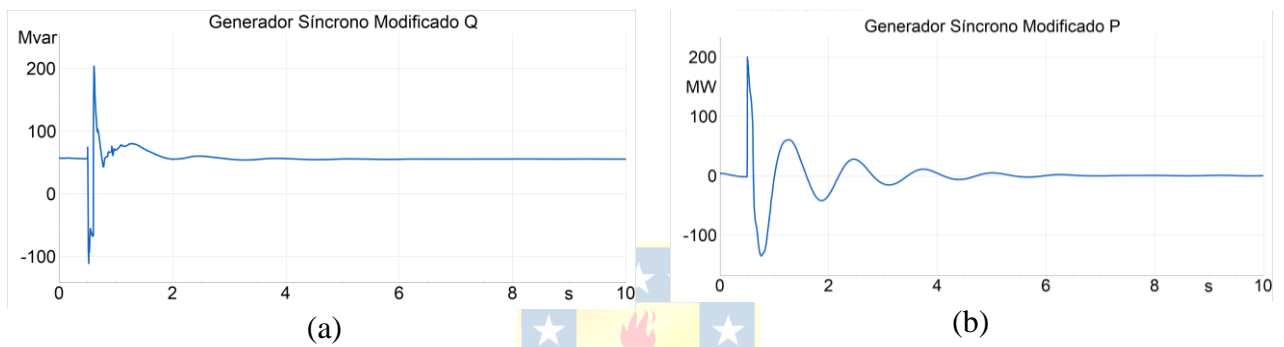
**D. Caso con generador síncrono modificado y optimizado a condensador síncrono**

En el caso del generador síncrono modificado y optimizado, se utiliza la máquina síncrona con una capacidad nominal de 690 MVA conectada a la barra Kimal de 220 kV, al igual que en el caso con generador síncrono modificado. Sin embargo, se desactiva el bloque PSS para evitar cambios en el voltaje de excitación. En la Figura 4.29 (a) se puede ver que no existe oscilación del voltaje luego de la perturbación, asemejando el comportamiento al caso del condensador síncrono.

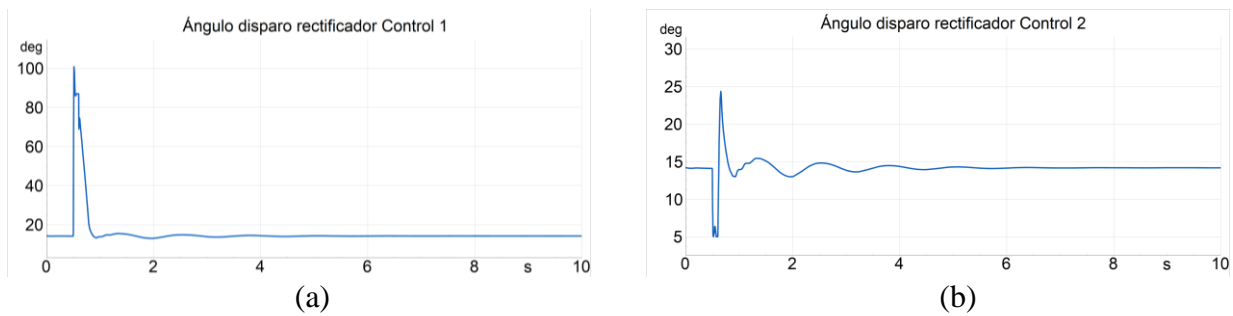


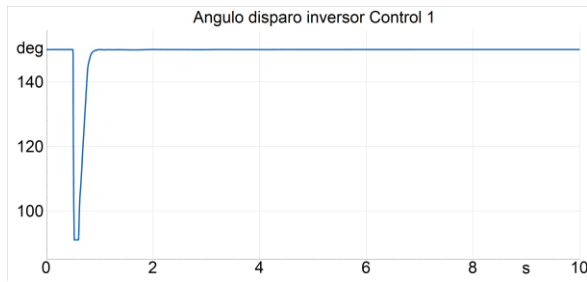


**Figura 4.29** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica a tierra de un polo de línea HVDC ocupando generador síncrono modificado y optimizado. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV

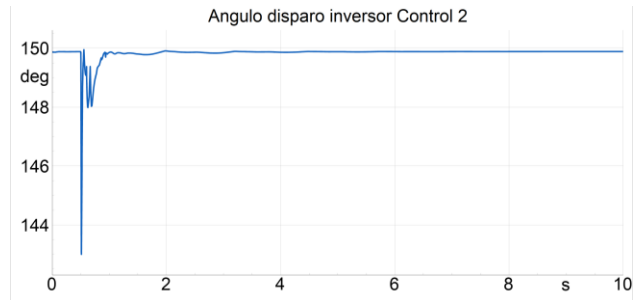


**Figura 4.30** Respuesta de potencia activa y reactiva de generador síncrono modificado y optimizado. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia activa.





(c)

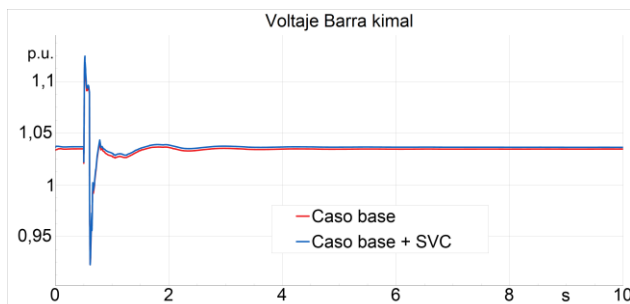


(d)

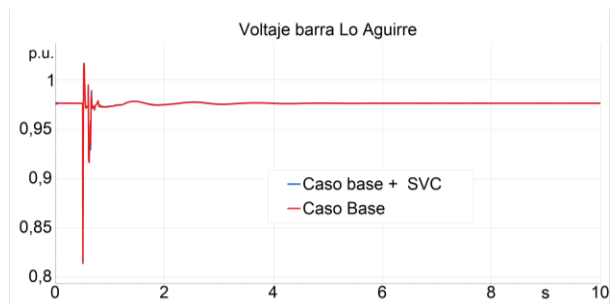
**Figura 4.31** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando generador síncrono modificado y optimizado. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.

### E. Caso con SVC

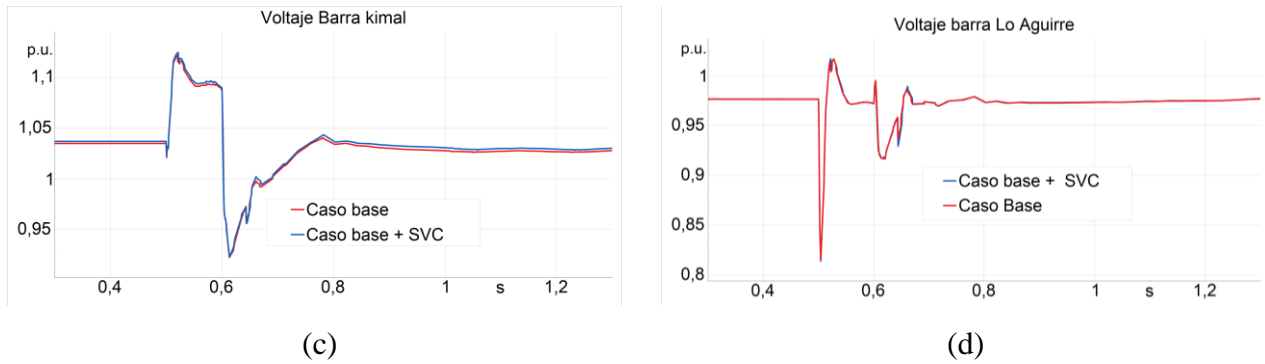
En el caso ocupando SVC, se implementa un sistema con capacidad de 690 MVA en la barra Kimal 220 [kV] utilizando un control estándar del organismo de coordinación eléctrica del oeste de Norteamérica WECC (Western Electricity Coordinating Council). Sin embargo, los resultados muestran que el SVC no fue efectivo para compensar ni mitigar la perturbación durante el cortocircuito. La respuesta en voltaje de la barra Kimal al usar SVC fue casi idéntica al caso base con condensadores en paralelo, mostrando un nulo aporte. Esto se debe a la respuesta rápida y drástica de la perturbación en términos de voltaje, donde la potencia reactiva suministrada por los SVC está limitada por el cuadrado de la variación del voltaje, reduciendo significativamente su capacidad de respuesta en escenarios críticos. Debido a que no existe ningún cambio en el voltaje ocupando SVC, los gráficos de potencia reactiva y ángulos de las estaciones convertidoras no se muestran en el informe.



(a)



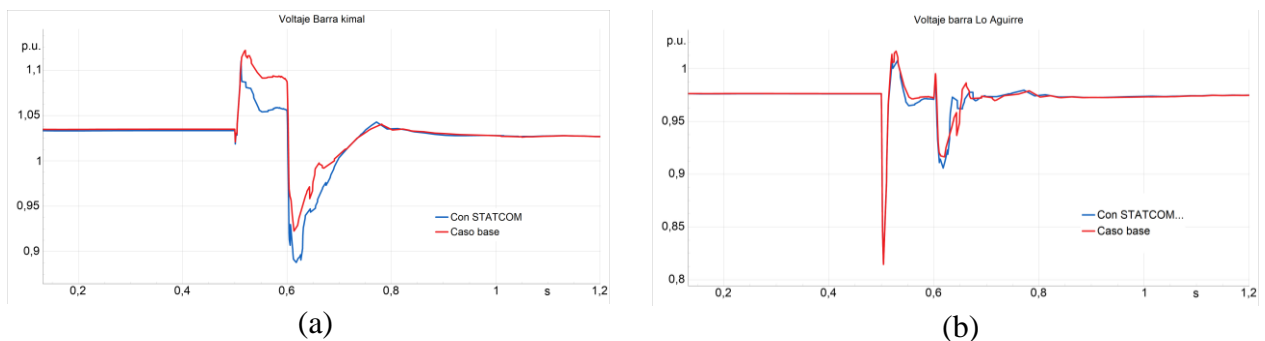
(b)



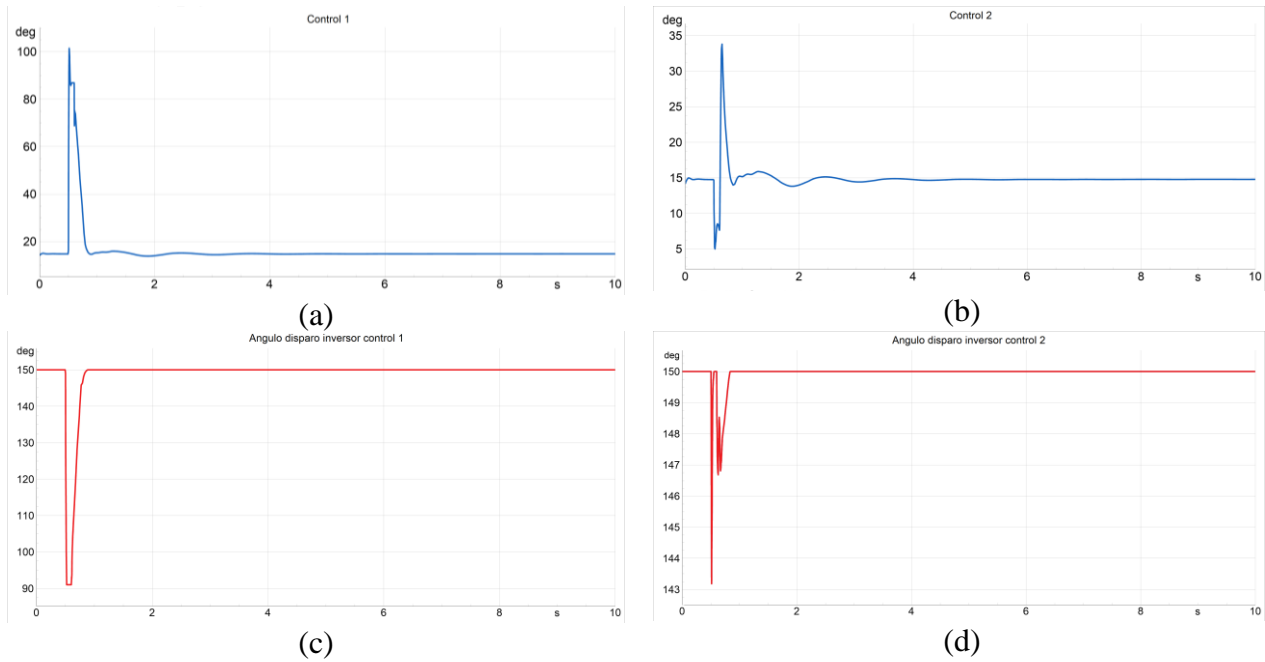
**Figura 4.32** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica a tierra de un polo de línea HVDC ocupando SVC. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV

#### F. *Caso ocupando STATCOM*

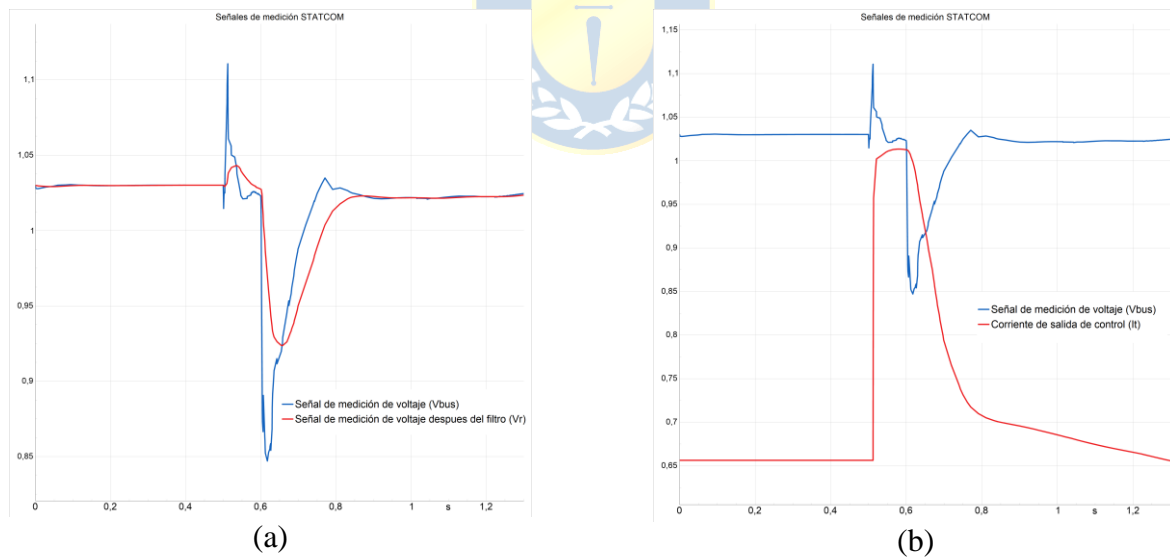
Para el siguiente caso se ocuparon 500 MVA de STATCOM, en el cual se utiliza un control estándar del organismo de coordinación eléctrica del oeste de Norteamérica WECC (Western Electricity Coordinating Council). En la Figura 4.33 (a) se observa que durante una subida de voltaje en la barra Kimal, el STATCOM actúa absorbiendo potencia reactiva, lo que se puede ver en la Figura 4.36. Sin embargo, frente a la disminución del voltaje, el STATCOM no logra responder adecuadamente para compensar la perturbación, en el cual no inyecta potencia reactiva para subir el voltaje, empeorando la respuesta en comparación al caso base. En la Figura 4.35 (a) se muestra la señal de medición de voltaje dentro del control del STATCOM de color azul ( $V_{bus}$ ) y la señal de voltaje después del filtro F1 ( $V_r$ ) del sistema de control del STATCOM, mostrado en la Figura 4.12, la cual tiene un retraso con respecto a la señal en azul ( $V_{bus}$ ), provocando una lenta respuesta de corriente del control con respecto a las condiciones del sistema, como se puede ver en la Figura 4.35 (b) de color rojo, en el cual solo hay un aumento de corriente para bajar el voltaje.



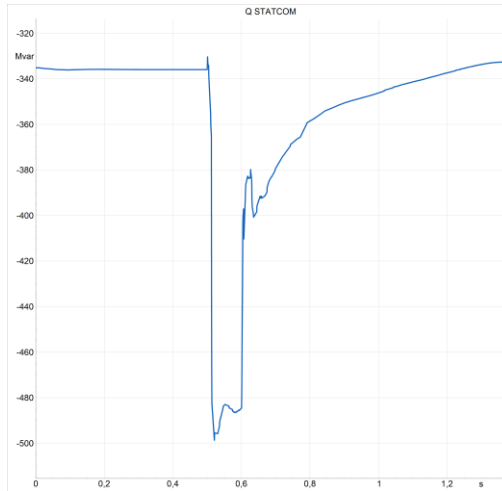
**Figura 4.33** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV



**Figura 4.34** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando STATCOM. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2.



**Figura 4.35** Señales de control de STATCOM. (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición después del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo)



**Figura 4.36 Potencia reactiva STATCOM**

**G. Caso ocupando STATCOM optimizado**

En el siguiente caso se ocupó el mismo STATCOM del caso anterior, en el cual se modificó el bloque F1 que se muestra en la Figura 4.12 que hace referencia a un filtro Lead-Lag donde la función de transferencia del filtro Lead-Lag es:

$$H(s)_{lead-lag} = \frac{\tau_{c1}s + 1}{\tau_{b1}s + 1}$$

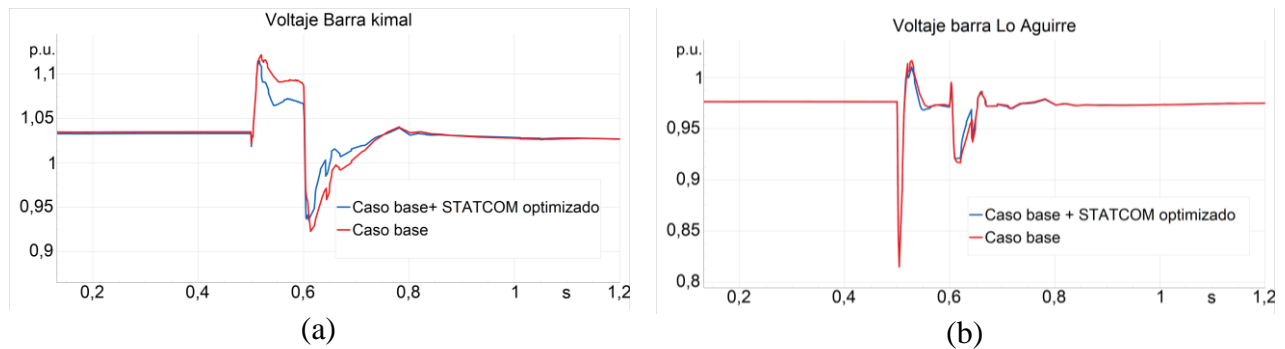
Los valores iniciales y finales de  $\tau_{c1}$  y  $\tau_{b1}$  se muestran en la Tabla 4.9

**Tabla 4.9 Valores iniciales y finales de constantes de filtro Lead-Lag STATCOM**

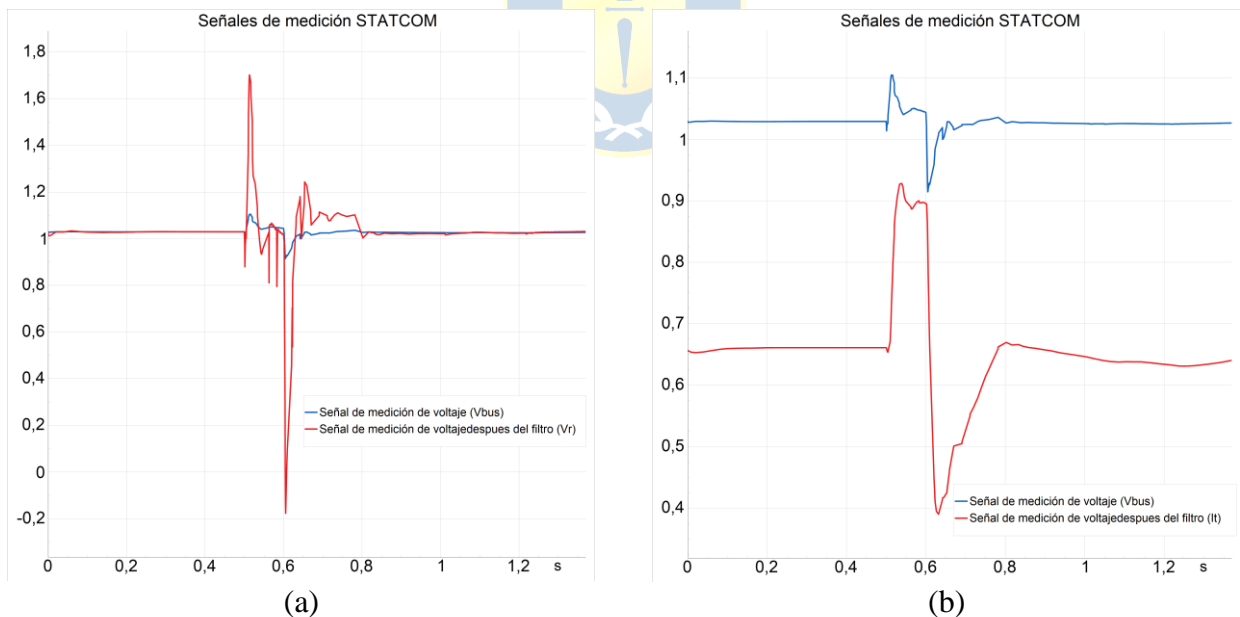
	$\tau_{c1}$	$\tau_{b1}$
<i>Valores iniciales</i>	0	0.05
<i>Valores finales</i>	1	0.05

Al aumentar  $\tau_{c1}$  con respecto a  $\tau_{b1}$  el filtro amplifica las señales de alta frecuencia, provocando que cualquier variación drástica del voltaje sea amplificada por el filtro. En la Figura 4.38 (a) se puede ver en azul la señal de voltaje medida en la barra y en rojo la señal de voltaje amplificada por el filtro, provocando que la respuesta de corriente del control del STATCOM optimizado compense de mejor manera las variaciones de voltaje como se puede ver en la Figura 4.38 (b), donde la corriente de salida del control es la señal en rojo y el voltaje de la barra es la señal en azul. En la Figura 4.39 se puede ver la potencia reactiva del STATCOM, donde al comienzo cuando se tiene una subida de voltaje, el

STATCOM absorbe potencia reactiva (valor negativo) para poder bajar el voltaje y cuando baja el voltaje entrega potencia reactiva (valor positivo), no así como sucede con el STATCOM sin optimizar como se ve en la Figura 4.36, el cual no puede seguir los cambios bruscos de voltaje. La rápida respuesta del control se ve reflejada en la Figura 4.37 (a), donde la línea azul representa el voltaje en la barra Kimal ocupando el STATCOM optimizado y en rojo el voltaje en la barra sin ocuparlo.



**Figura 4.37** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM optimizado en barra Kimal. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV



**Figura 4.38** Señales (adimensionales) de control de STATCOM optimizado. (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición después del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo)

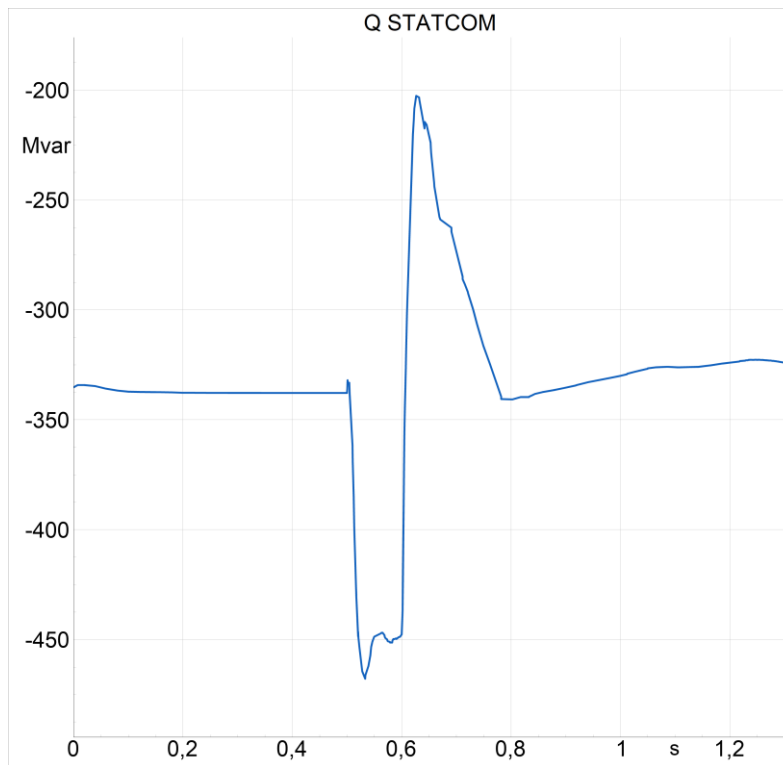


Figura 4.39 Potencia reactiva STATCOM optimizado

### 4.7.3 Simulación dinámica flujo Norte a Sur

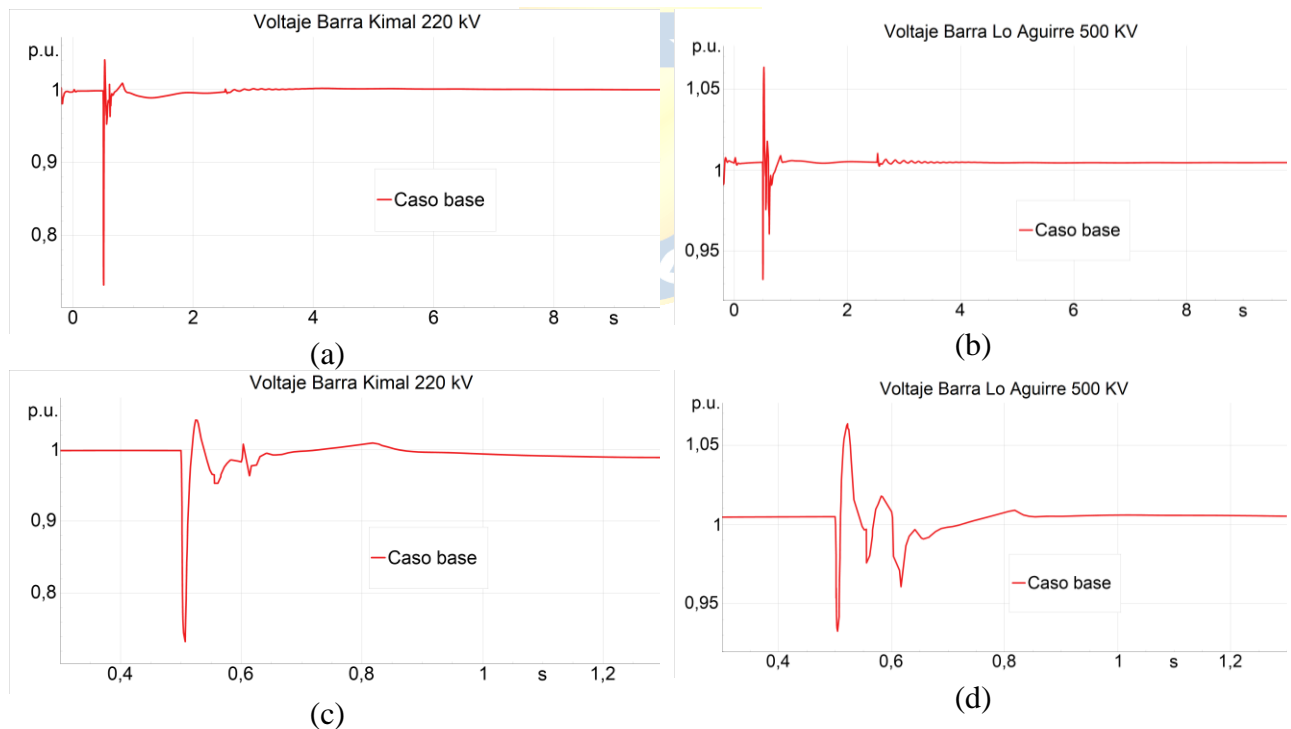
#### A. Caso Base

En el siguiente caso base, se analiza el comportamiento del sistema eléctrico durante una falla monofásica en el polo 1 de la línea HVDC, en el cual se transmiten 800 MW en total por el enlace HVDC de norte a sur, considerando únicamente la compensación reactiva proporcionada por los condensadores en paralelo de las estaciones convertidoras presentes en el modelo de largo plazo. Este escenario se utiliza como referencia para evaluar el desempeño del sistema durante perturbaciones, sin la intervención de tecnologías adicionales de compensación.

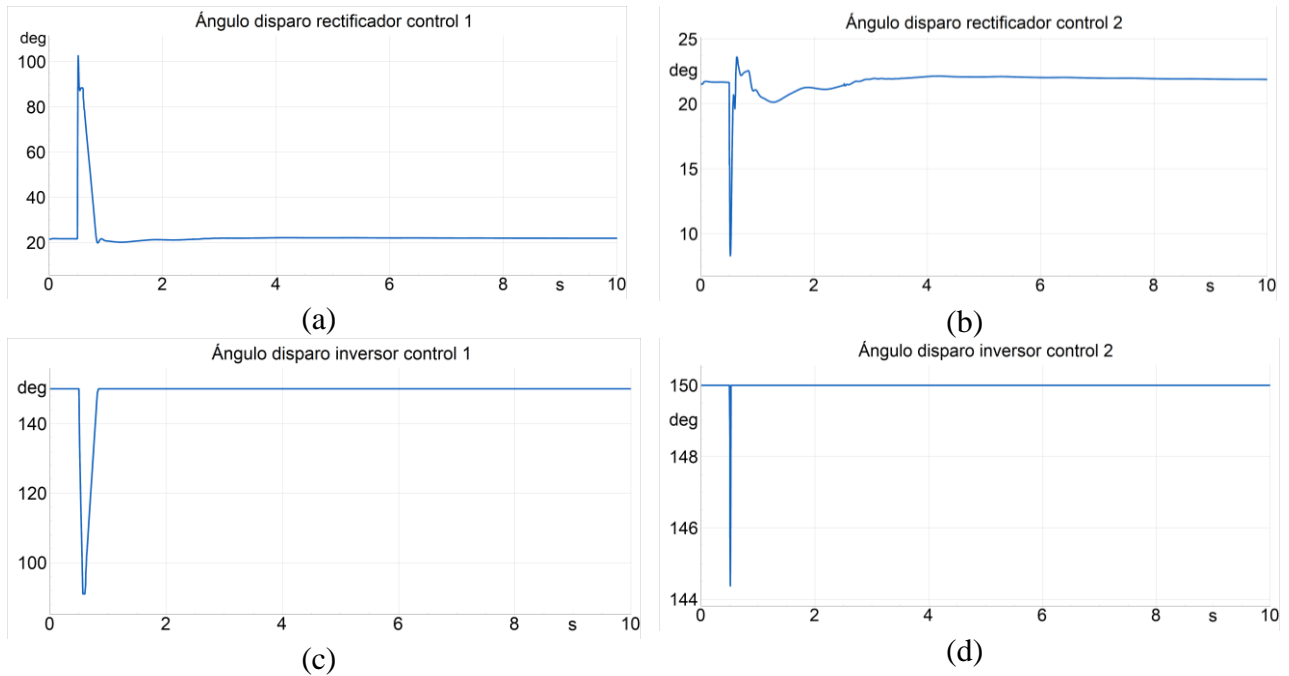
Cuando ocurre la falla en el polo 1, se puede ver en la Figura 4.40 (c) que el voltaje en la zona rectificadora (barra Kimal), tiende a disminuir y luego a subir. Esta bajada del voltaje se debe al aumento de corriente, y al aumento del ángulo de disparo, el cual aumenta para disminuir la corriente como se puede ver en Figura 4.41 (a), lo que provoca un aumento de consumo de potencia reactiva en el sistema como se aprecia en la Figura 4.44 (a). Cabe mencionar que el ángulo de disparo del

rectificador del control 2 disminuye, esto se hace para redistribuir momentáneamente la potencia del polo 1 por el polo 2, aumentando el voltaje de ese polo y por consecuencia la corriente que circula.

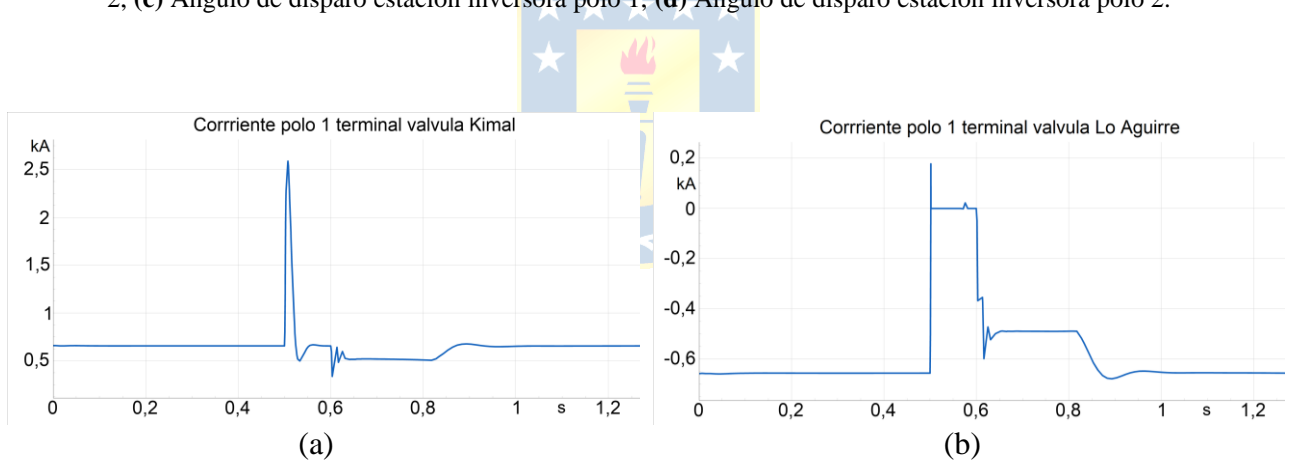
Por otro lado, según la Figura 4.40 el voltaje de la zona inversora disminuye y luego aumenta, esto se debe que el consumo de potencia reactiva está relacionado con la corriente que circula por el convertidor y el ángulo de disparo de la etapa inversora. Al momento de la falla hay una disminución breve del voltaje en la zona AC porque disminuye el ángulo de disparo cercano a  $90^\circ$  como se puede ver en la Figura 4.41 (c) lo que aumenta el consumo de reactivos según la Figura 4.44 (b), sin embargo debido a que deja de circular corriente en la estación inversora, el consumo de reactivos disminuye debido a que el consumo de los convertidores depende de la potencia activa transmitida y del factor de potencia según la ecuación ( 4-2 ), mientras que los condensadores en paralelo siguen aportando potencia reactiva, lo que aumenta el voltaje. En la Figura 4.42 se puede ver que la corriente por la etapa rectificadora aumenta mientras que en la etapa inversora disminuye.



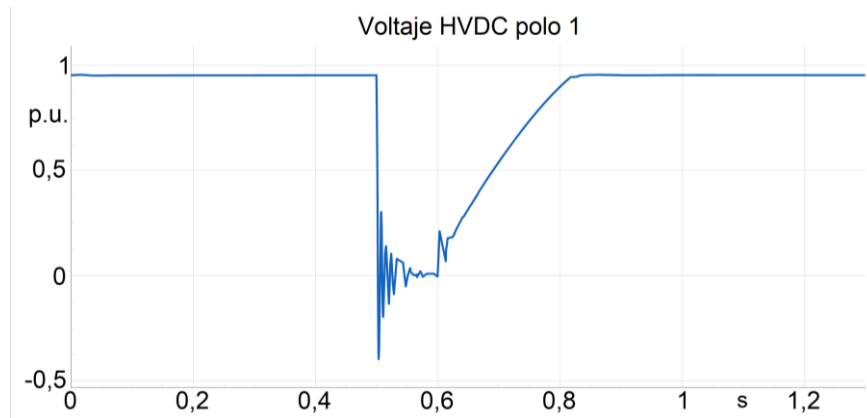
**Figura 4.40** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla a tierra de un polo de línea HVDC flujo norte a sur. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.



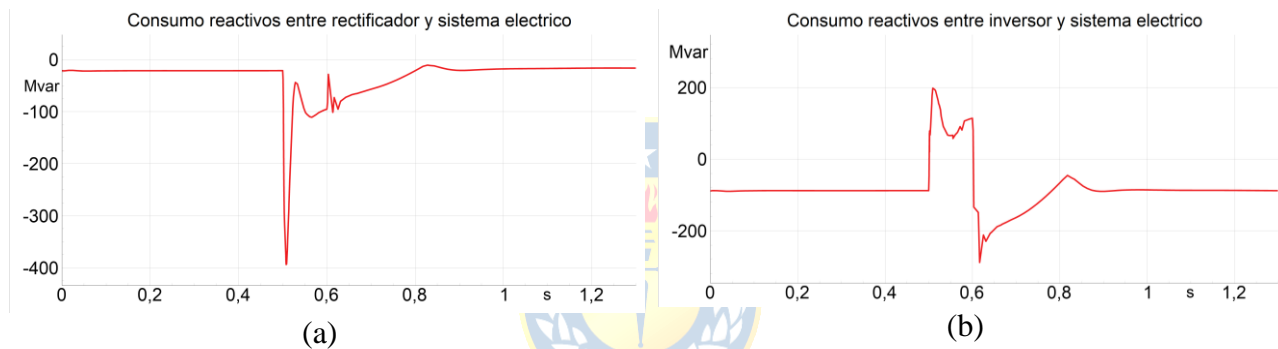
**Figura 4.41** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ante falla monofásica de polo 1 flujo norte a sur. (a) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo de disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo de disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo de disparo estación inversora polo 2.



**Figura 4.42** Corriente en terminales del polo 1 línea HVDC durante falla monofásica de polo 1. (a) Corriente de polo 1 en estación rectificadora Kimal, (b) Corriente de polo 1 en estación inversora Lo Aguirre.



**Figura 4.43 Voltaje polo 1 línea HVDC durante falla monofásica de polo 1**

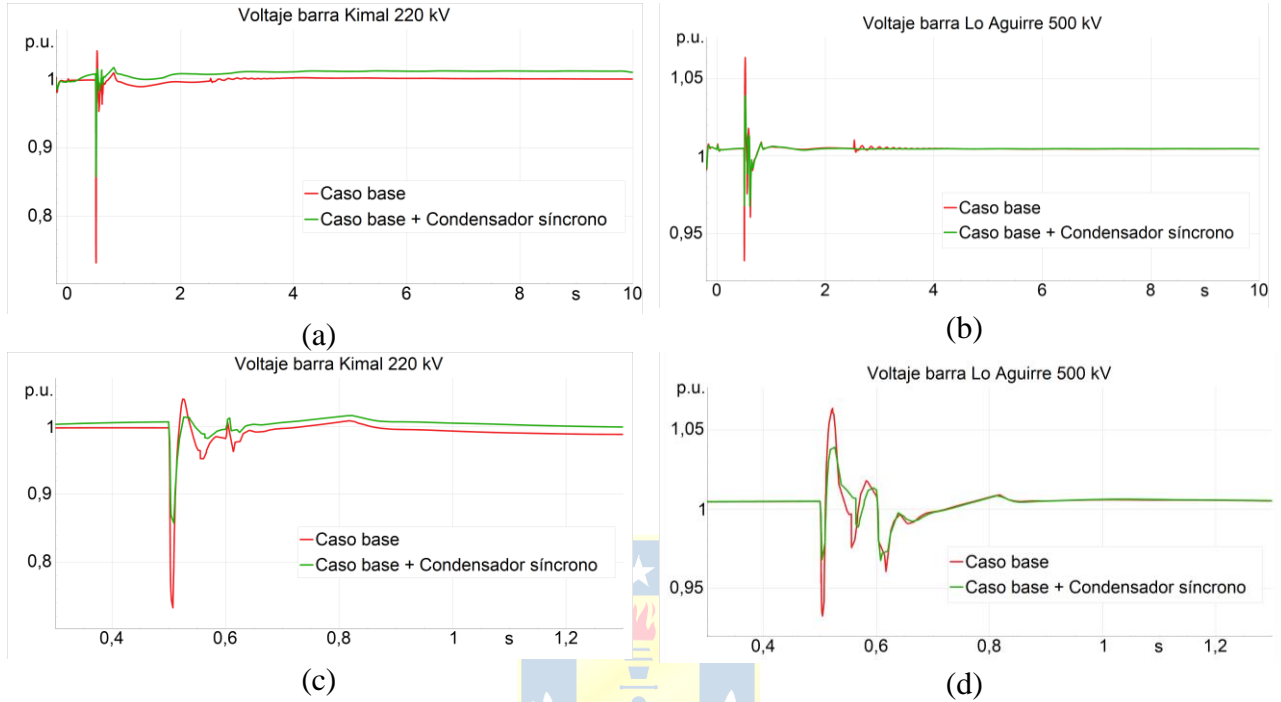


**Figura 4.44 Flujo de reactivos entre punto de conexión HVDC y sistema AC durante falla monofásica de polo 1 con flujo de norte a sur. (a) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Kimal 220 kV, (b) Flujo de potencia reactiva entre HVDC y barra Lo Aguirre 500 kV.**

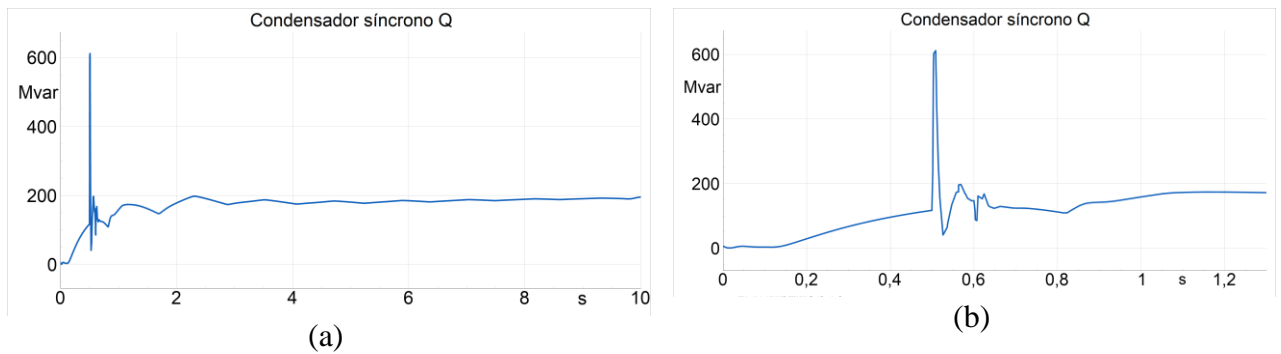
### ***B. Caso con condensador síncrono***

El siguiente análisis es similar al caso con condensador síncrono con el flujo de sur a norte, donde se observa el comportamiento del voltaje de las barras Kimal y Lo Aguirre comparando la respuesta ocupando un condensador síncrono de 690 MVA conectado a la barra Kimal 220 kV, con respecto al caso base. En la Figura 4.45 (c) se puede ver una mejor respuesta en la barra Kimal 220 kV en términos de variación de voltaje durante la perturbación comparándolo con el caso base. En la Figura 4.46 (b) se puede ver que el condensador inyecta potencia reactiva (valor positivo) al comienzo para aumentar el voltaje y luego baja su valor rápidamente. Sin embargo, luego de la perturbación el condensador mantiene una inyección de potencia reactiva provocando que la tensión en estado estacionario sea mayor si se compara con el caso base. Cabe mencionar que también hay una

oscilación de potencia activa, debido a la inercia del rotor, que luego vuelve a cero después de la perturbación. Los ángulos de disparo del inversor y rectificador no se muestran debido a que no tienen ningún cambio con respecto al caso base.



**Figura 4.45** Respuesta de la tensión de barras del SEN para falla a tierra de un polo de línea HVDC ocupando condensador síncrono con flujo de norte a sur. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV.



**Figura 4.46** Respuesta de potencia reactiva de condensador síncrono ante falla monofásica de un polo de sistema HVDC con flujo de norte a sur. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia reactiva.

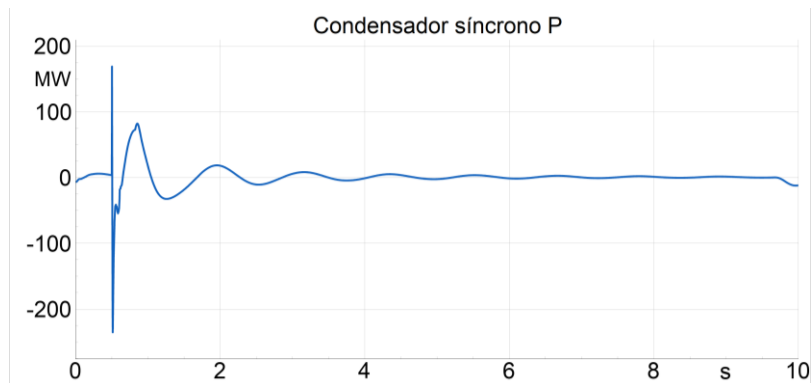
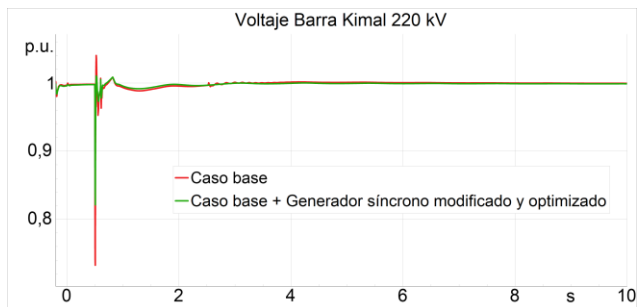


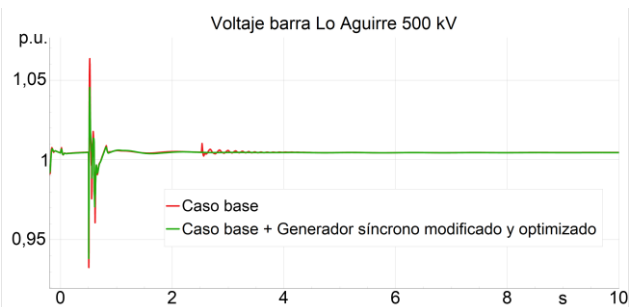
Figura 4.47 Respuesta de potencia activa de condensador síncrono ante falla monofásica de un polo de sistema HVDC con flujo de norte a sur.

C. *Caso con generador síncrono modificado a condensador síncrono*

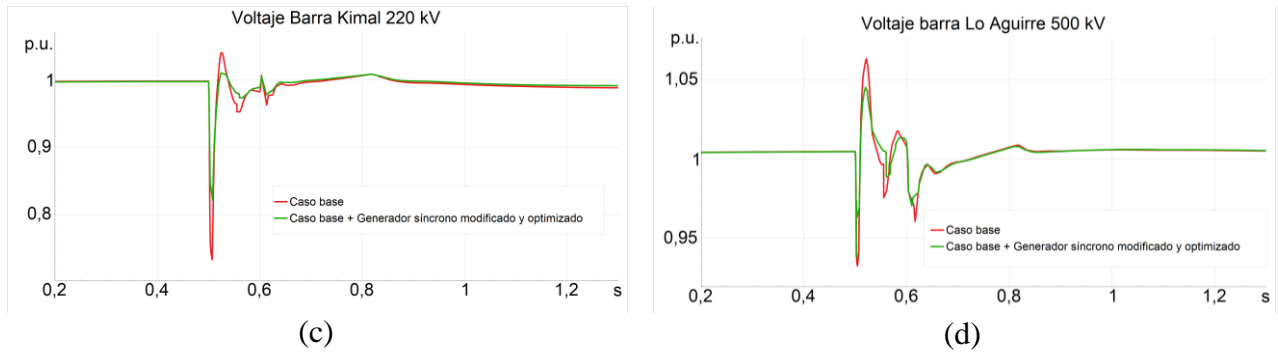
En el siguiente análisis se utiliza la misma máquina del caso del generador síncrono modificado y optimizado, con una capacidad nominal de 690 MVA conectada a la barra Kimal de 220 kV. El bloque PSS se mantiene desactivado. En la Figura 4.48 se puede ver el voltaje en las barras Kimal 220 kV y Lo Aguirre 500 kV, tanto en el caso base (sin la máquina) como con la máquina incluida. Se puede apreciar en la Figura 4.48 (c) que la oscilación de voltaje en la barra Kimal 220 kV es menos drástica si se compara con el caso base, debido a la inyección y absorción de potencia reactiva por parte de la máquina como se puede apreciar en la Figura 4.49 (b), en el cual se puede observar que existe una inyección considerable de potencia reactiva para subir el voltaje. Por otro lado, en la Figura 4.50 se muestra la potencia activa entregada por la máquina, atribuida a la inercia del rotor, que luego alcanza un valor de cero en estado estacionario.



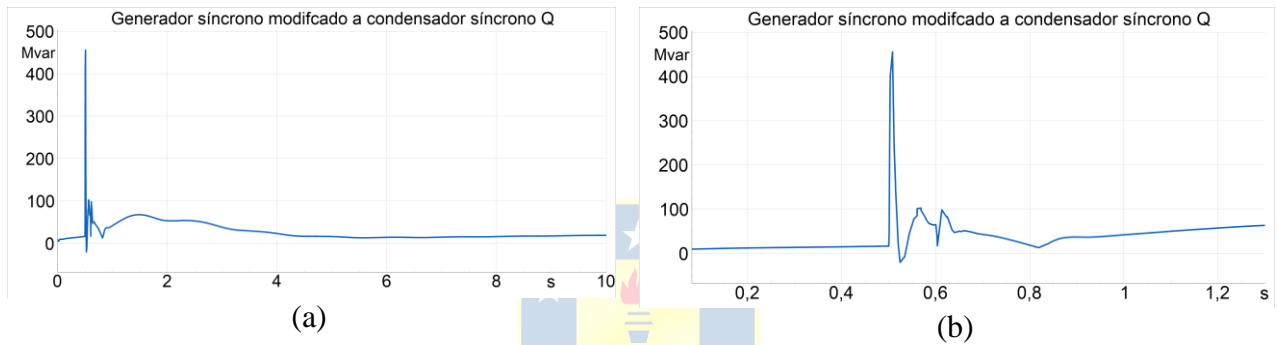
(a)



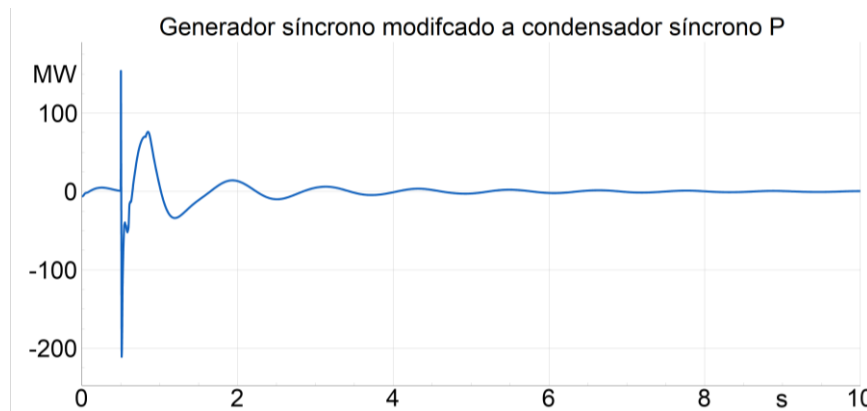
(b)



**Figura 4.48** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica a tierra de un polo de línea HVDC ocupando generador sincrónico modificado a condensador sincrónico. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV



**Figura 4.49** Respuesta de potencia reactiva de generador sincrónico modificado a condensador sincrónico. (a) Potencia reactiva, (b) Potencia reactiva.



**Figura 4.50** Respuesta de potencia activa de generador sincrónico modificado a condensador sincrónico

#### D. Caso con STATCOM optimizado

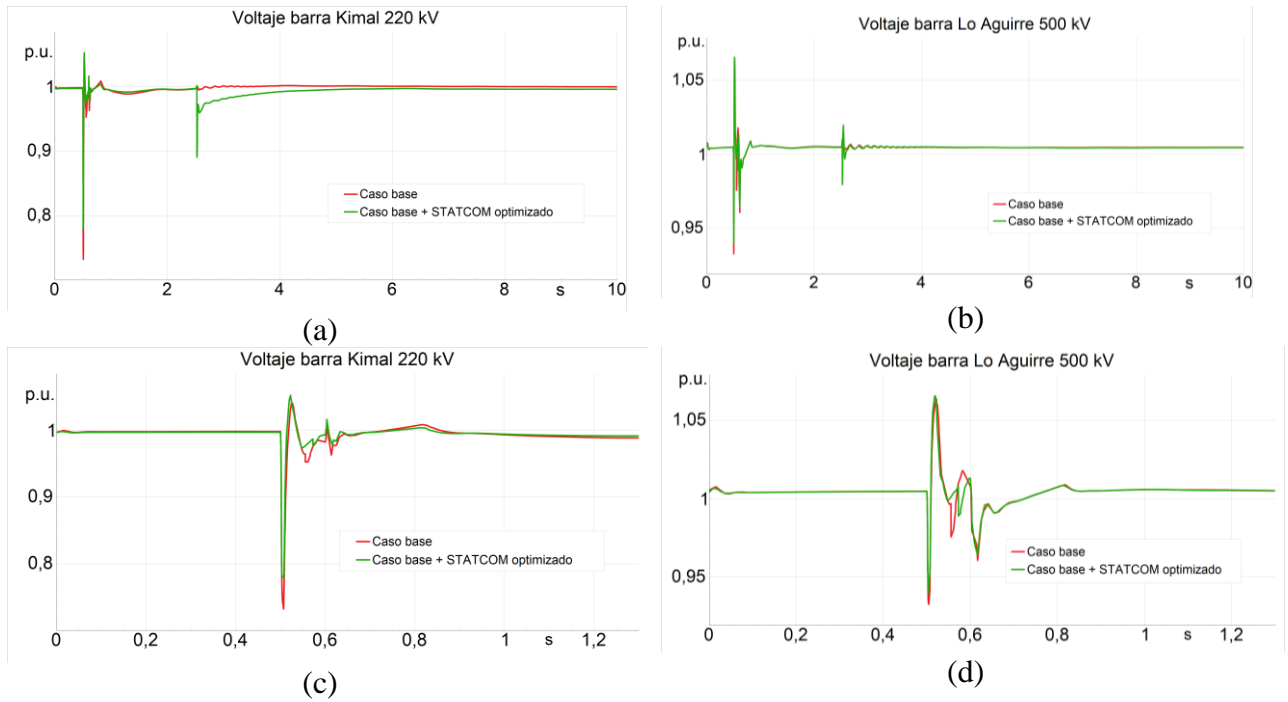
En el siguiente análisis se ocupó el mismo STATCOM del caso de flujo de sur a norte, en el cual se modificó el bloque F1 que se muestra en la Figura 4.12, donde los valores de las constantes del filtro se muestran en la Tabla 4.10. La modificación se hace para amplificar las señales de alta frecuencia (cambios bruscos de voltaje) y compensarlos más rápido debido al mayor error que producen en el sistema de control.

**Tabla 4.10 Valores iniciales y finales de constantes de filtro Lead-Lag STATCOM**

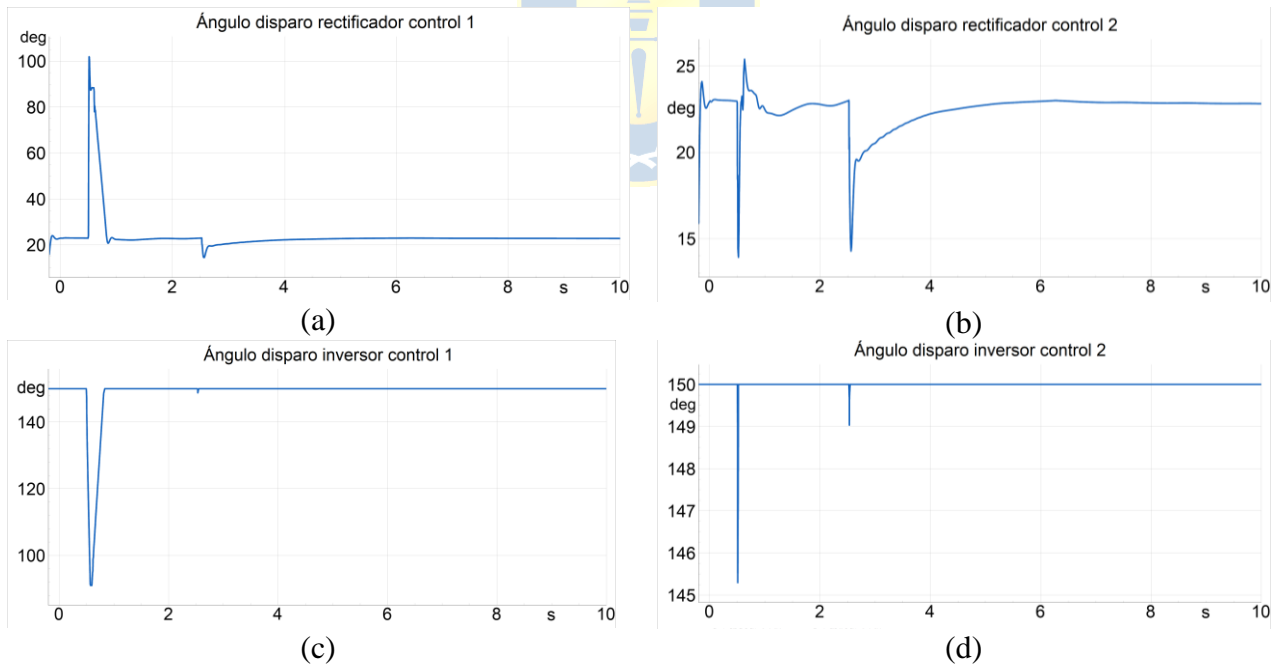
	$\tau_{c1}$	$\tau_{b1}$
<i>Valores iniciales</i>	0	0.05
<i>Valores finales</i>	1	0.05

En la Figura 4.51 se muestran los voltajes de las barras Kimal y Lo Aguirre durante una falla en un polo de la línea HVDC. Se observa que luego de la falla existen variaciones del voltaje que se deben a la sobrecompensación del STATCOM a pequeñas perturbaciones de voltaje debido a las modificaciones del filtro de medición, afectando a los ángulos de disparo de los convertidores que trabajan como rectificadores (Figura 4.52 a y b). Estos convertidores ajustan los ángulos para mantener constante el flujo de corriente, manteniendo la estabilidad en la diferencia de tensión entre las estaciones rectificadoras e inversoras.

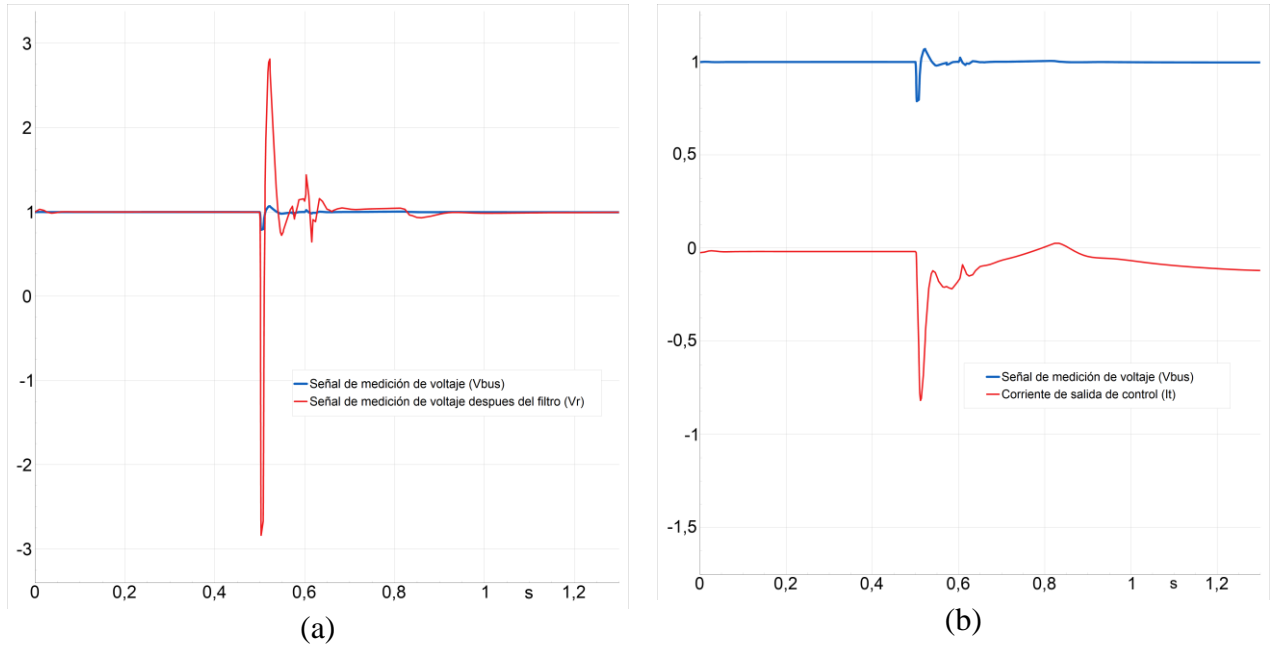
Debido a la rápida y drástica perturbación, el voltaje en la barra Kimal ocupando el STATCOM optimizado es parecido al caso base. En la Figura 4.53 (a) se puede ver que el filtro amplifica la señal de medición de voltaje durante los cambios bruscos de la tensión. Sin embargo, en la Figura 4.53 (b) la corriente de salida del control no puede compensar la subida de tensión, en el cual solo existe la compensación cuando el voltaje cae. Es por esto que en la Figura 4.54 el STATCOM solo entrega potencia reactiva para subir el voltaje durante la perturbación, provocando además una sobrecompensación ante una pequeña variación de voltaje luego de la falla debido a la modificación del filtro de medición.



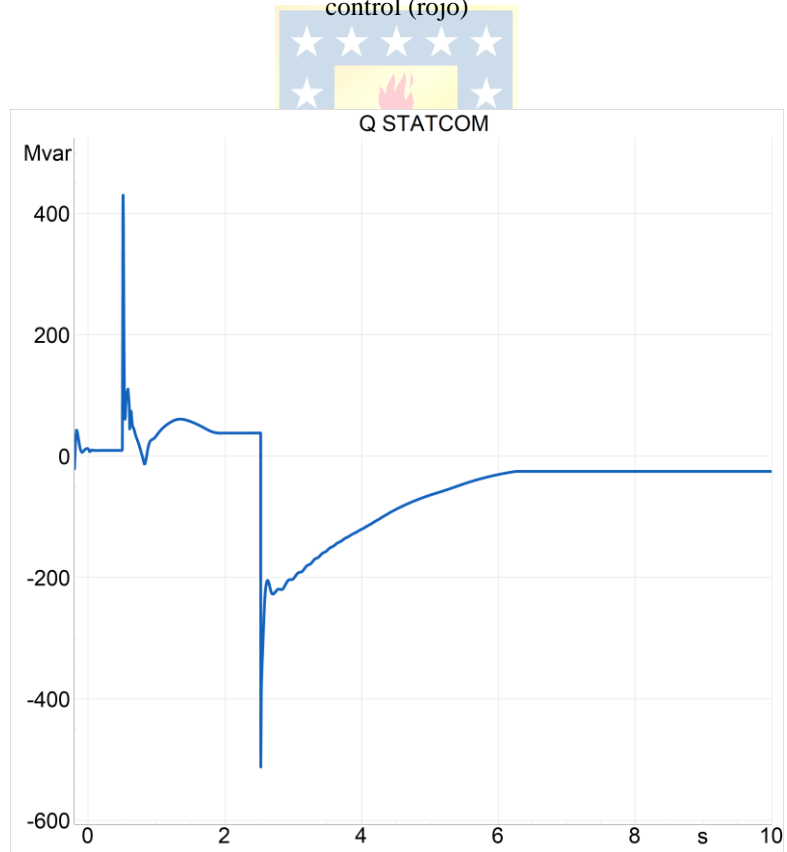
**Figura 4.51** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM optimizado en barra Kimal. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV



**Figura 4.52** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando STATCOM optimizado. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2.



**Figura 4.53 Señales (adimensionales) de control de STATCOM optimizado. (a)** Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición de voltaje después del filtro (rojo), **(b)** Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo)



**Figura 4.54 Potencia reactiva STATCOM optimizado**

### E. Caso con STATCOM optimizado 2

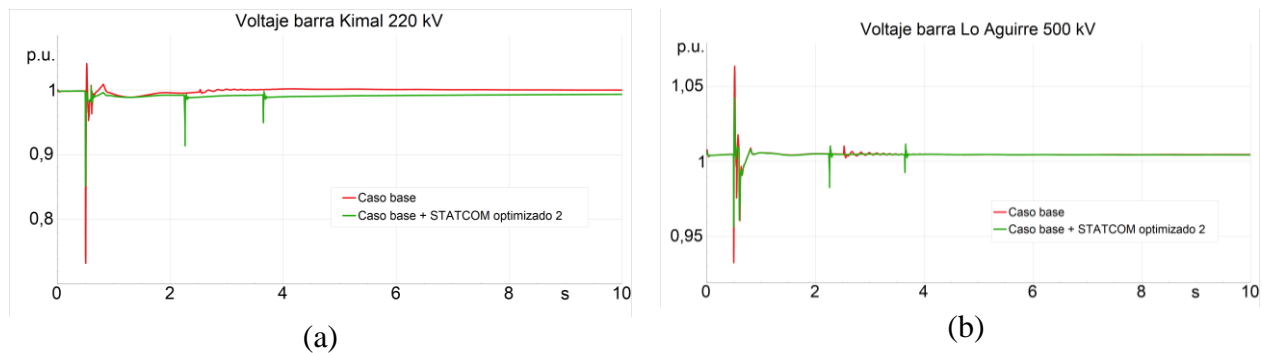
En el siguiente análisis se ocupó el mismo STATCOM del caso anterior, en el cual se modificaron los valores de las constantes del filtro. En la Tabla 4.11 se muestran los nuevos valores.

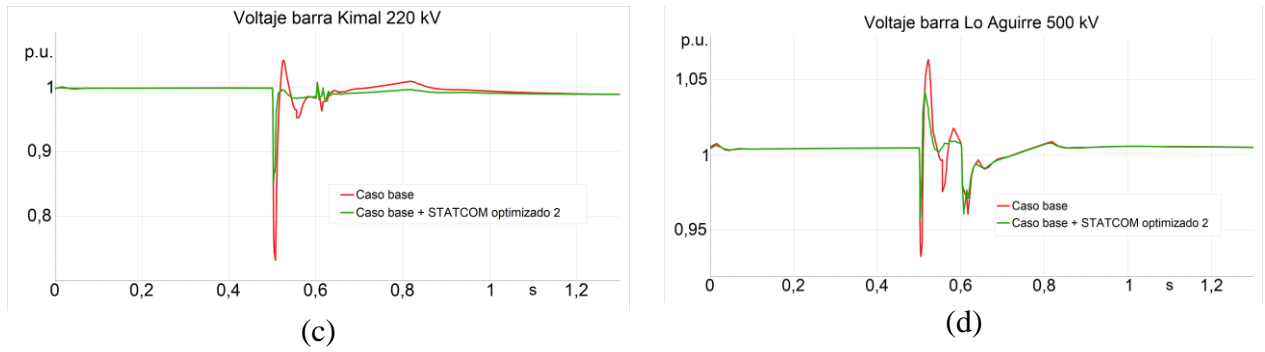
**Tabla 4.11 Valores iniciales y finales de constantes de filtro Lead-Lag STATCOM 2**

	$\tau_{c1}$	$\tau_{b1}$
<i>Valores iniciales</i>	1	0.05
<i>Valores finales</i>	10	0.05

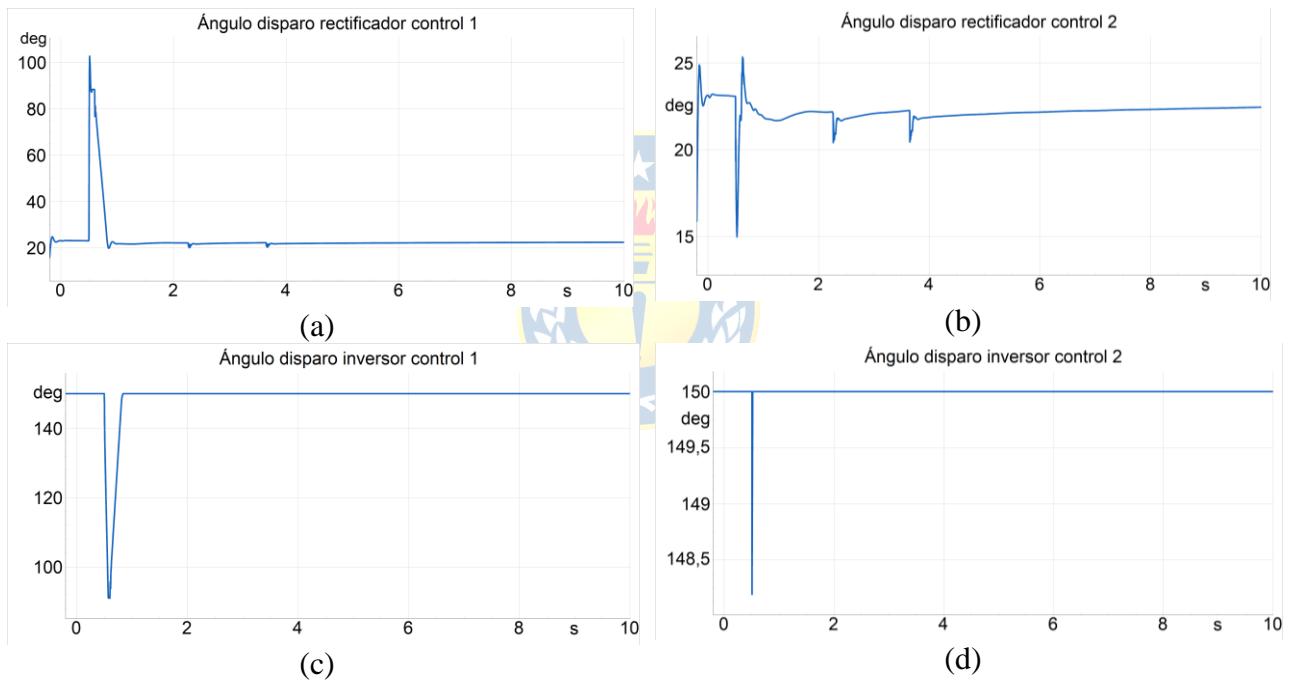
Con los nuevos valores existe una mayor amplificación de las señales de alta frecuencia en comparación al STATCOM optimizado, en el cual se pueden tener respuestas más rápidas durante perturbaciones del voltaje.

En la Figura 4.55 (c) se puede ver que el voltaje en la barra Kimal 220 kV tiene menos oscilaciones en comparación al caso base debido a la respuesta del control de la corriente del STATCOM mostrado en la Figura 4.58, provocando que la respuesta en potencia reactiva sea mayor y más rápida. Sin embargo, debido a que el filtro amplifica las altas frecuencias, luego de la perturbación se pueden observar en la Figura 4.55 (a) y (b) cambios bruscos de la tensión debido a la sobrecompensación del STATCOM por efecto de pequeñas variaciones de voltaje en la red, mostrado en la Figura 4.57 por medio de la señal de medición de voltaje luego del filtro (rojo), afectando los ángulos de disparo de los convertidores que trabajan como rectificador para poder mantener la corriente constante en el enlace HVDC como se muestra en la Figura 4.56 (a) y (b).

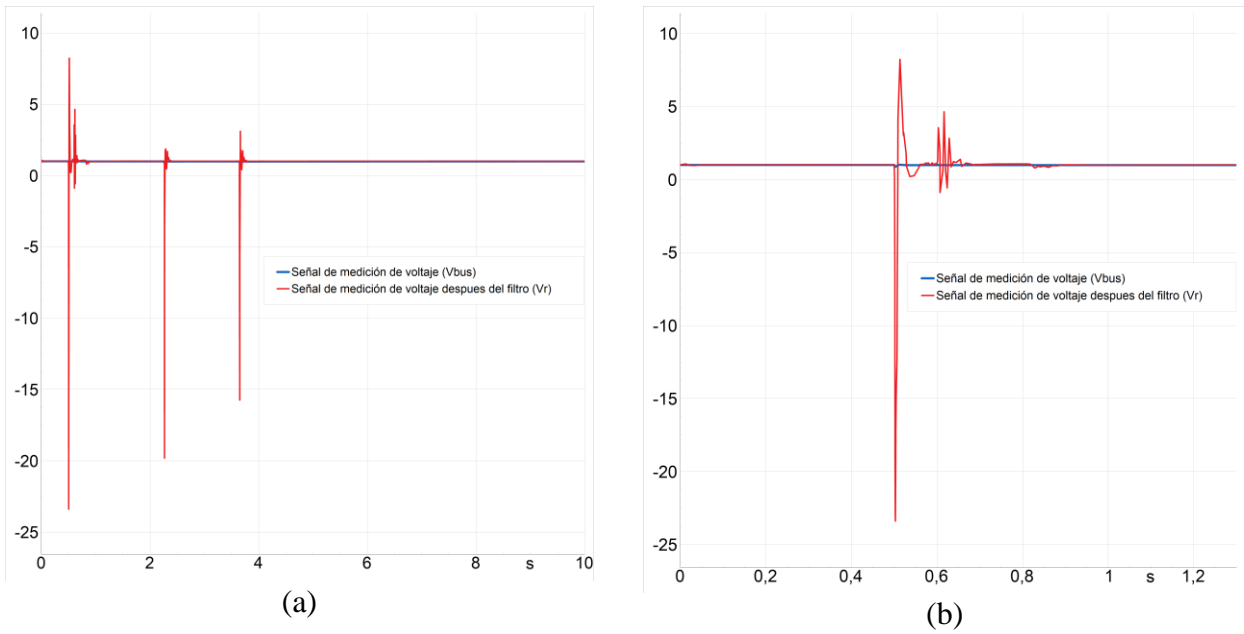




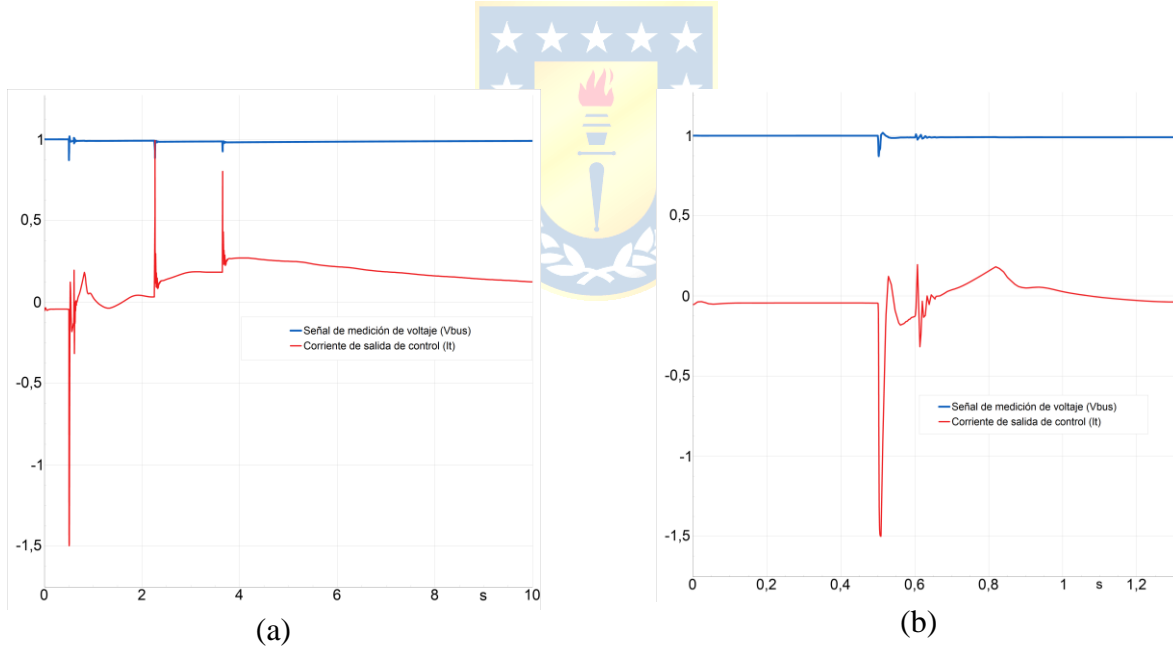
**Figura 4.55** Respuesta de la tensión de barras del SEN ante falla monofásica de un polo de línea HVDC ocupando STATCOM optimizado 2 en barra Kimal flujo norte a sur. (a) Kimal 220 kV, (b) Lo Aguirre 500 kV, (c) Kimal 220 kV, (d) Lo Aguirre 500 kV



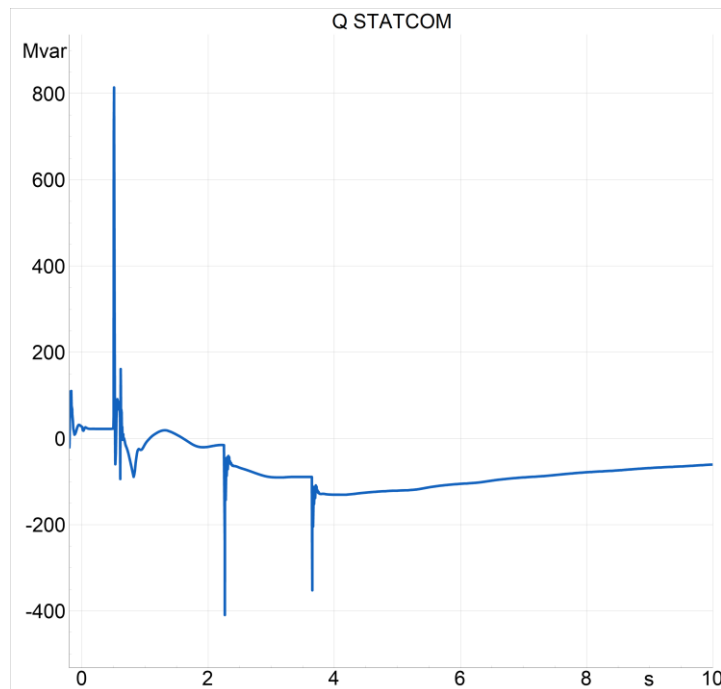
**Figura 4.56** Ángulos de disparo de estación rectificadora e inversora de polos 1 y 2 ocupando STATCOM optimizado 2 flujo norte a sur. (a) Ángulo disparo estación rectificadora polo 1, (b) Ángulo disparo estación rectificadora polo 2, (c) Ángulo disparo estación inversora polo 1, (d) Ángulo disparo estación inversora polo 2.



**Figura 4.57 Señales de control (adimensionales) de STATCOM optimizado 2.** (a) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición de voltaje despues del filtro (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y señal de medición de voltaje despues del filtro (rojo)



**Figura 4.58 Señales de control (adimensionales) de STATCOM optimizado.2** (a) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo), (b) Señal de medición de voltaje (azul) y corriente de salida de control (rojo)



**Figura 4.59 Potencia reactiva STATCOM optimizado flujo norte a sur**

## 4.8. Discusión

En este capítulo se analizó las características técnicas y los requerimientos específicos de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, destacando la importancia de implementar estrategias de compensación de potencia reactiva para garantizar la estabilidad y el cumplimiento de los estándares normativos. Se abordaron los desafíos asociados con la implementación de tecnologías, considerando factores como la relación efectiva de cortocircuito (RECC) en las estaciones convertidoras y las demandas específicas de soporte reactivo en escenarios con condiciones dinámicas y estáticas.

Se estudió el impacto de diferentes tecnologías de compensación, como condensadores síncronos, STATCOM, SVC y generadores síncronos modificados a condensadores síncronos, en la operación de la línea.

Las simulaciones realizadas permitieron verificar el desempeño de estas tecnologías y comprobar que la reconversión de generadores síncronos a condensadores síncronos ofrece un desempeño comparable, siempre que se realicen ajustes adecuados en los parámetros de control, como los relacionados con la excitación y la regulación de voltaje. Esta alternativa presenta una solución técnica y económica viable para aprovechar equipos existentes, reduciendo costos de inversión sin comprometer la efectividad en la compensación de reactivos.

Las simulaciones dinámicas permitieron evaluar el comportamiento de diferentes tecnologías

de compensación, destacando que los condensadores síncronos y los STATCOM resultaron ser las opciones más efectivas para estabilizar el sistema durante perturbaciones transitorias. Los condensadores síncronos proporcionan un soporte dinámico robusto, mejorando la relación efectiva de cortocircuito (RECC) y asegurando una respuesta estable frente a perturbaciones. Por su parte, los STATCOM, tras realizar ciertos ajustes en los parámetros de control, se distinguieron por su capacidad de respuesta rápida y precisa durante fluctuaciones de voltaje.



## 5. Conclusiones

---

### 5.1. Conclusiones

En este trabajo se demuestra que los condensadores síncronos constituyen la opción más adecuada para la compensación de reactivos en la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre, debido a su capacidad para suministrar corriente reactiva de manera independiente del voltaje, incrementar la corriente de cortocircuito y aportar inercia al sistema para el control primario de frecuencia ( que no fue analizado en este trabajo). Estas características los posicionan como equipos importantes para la estabilización de sistemas eléctricos débiles, como el existente en el norte de Chile.

Con ajustes adecuados en los parámetros del sistema de control de un generador síncrono, se logra emular dinámicamente el comportamiento de un condensador síncrono. Este enfoque resulta importante en el marco de la transición energética y la reconversión de centrales termoeléctricas, al permitir el aprovechamiento de infraestructura existente para mejorar la estabilidad y robustez del sistema eléctrico, minimizando las modificaciones necesarias en las instalaciones actuales.

La alta penetración de energía renovable en el norte del país tiene un impacto significativo en la estabilidad y robustez del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Esto se refleja en los cálculos de los niveles de ESCR y SCR, donde numerosas barras presentan valores críticos ( $<1.5$ ). En consecuencia, la implementación de equipos de compensación estática, como STATCOM, y máquinas giratorias, como condensadores síncronos, se identifica como una estrategia adecuada para reforzar el sistema eléctrico en el norte del país, en línea con las políticas de descarbonización de la matriz energética.

La simulación demuestra que el SVC no es efectivo para mitigar la perturbación en el voltaje de la barra conectada a la línea HVDC, lo cual se explica por la relación cuadrática entre la potencia reactiva y el voltaje. Durante caídas significativas de voltaje, la capacidad del SVC para inyectar potencia reactiva se reduce drásticamente, limitando su efectividad en la estabilización del sistema.

El análisis del STATCOM demuestra que, durante perturbaciones drásticas, este equipo es capaz de suministrar de manera rápida la potencia reactiva necesaria para estabilizar el voltaje del sistema. No obstante, algunos parámetros del sistema de control pueden ser optimizados para mejorar la adaptabilidad y efectividad de su respuesta. Es fundamental elegir adecuadamente los valores de estos parámetros, ya que, de no ser así, podrían tener efectos perjudiciales, como interferir en la operación de la línea HVDC, afectando su estabilidad y desempeño general.

Las simulaciones estáticas evidencian una relación prácticamente lineal entre el aumento del

flujo de potencia activa transmitida y el incremento en el consumo de potencia reactiva de la línea HVDC.

## 5.2. Trabajos futuros

A lo largo del trabajo se analizaron diferentes tecnologías de compensación de potencia reactiva y su impacto en la estabilidad y robustez del sistema eléctrico nacional. Sin embargo, aún quedan temas que son necesarios complementar y ampliar, los cuales son:

- Realizar un análisis más detallado de los inversores Grid Forming (GFM), considerando su potencial para aportar estabilidad al sistema eléctrico y explorando los desafíos asociados a su integración masiva en sistemas más complejos con alta penetración de energías renovables.
- Analizar la combinación de tecnologías de compensación estática con máquinas giratorias, considerando diferentes configuraciones de generación distribuida y renovable.



## 6. Bibliografía

---

- [1] Hanguang Dai, Yuhong Wang, Xingyuan Li, Hongqiang Deng and Sichuan Electric Power Company, “Characteristic analysis of reactive power compensation device at HVDC converter station,” School of Electrical Engineering and Information Sichuan University, Chengdu, China, 2012.
- [2] Qing Wang, Wenju Liang, Yuxuan Tao, Jiangchun Yu, Hongying He, Nan Liu. “Optimal Configuration Method for Dynamic Reactive Power Compensation in AC/DC Receiving-end Systems Considering Reactive Power Support of Local Synchronous Generators,” Paper, Departamento de Desarrollo y planificación, Centro de asistencia técnica de la red eléctrica, University Changsha, China, 2023.
- [3] Yi Zhang, Aniruddha M. Gole, “Consideration of Inertia for design of Reactive Power Compensation devices for HVDC Transmission Systems”, RTDS Technologies Inc, The University of Manitoba, Canada.
- [4] Ying Xue, Xiao-Ping Zhang, “Reactive Power and AC Voltage Control of LCC HVDC System With Controllable Capacitors ”, IEEE Transactions on power systems, Vol. 32, NO. 1, January 2017.
- [5] Yijiang Dong, Minxiao Han, Wenhao Du, Shibo Wang , “A Reactive Power Coordination-based Voltage Fluctuation Suppression Strategy for Photovoltaic Power DC Sending System”, 3rd International Conference on Energy- Power and Electrical Engineering, School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing, China, 2023.
- [6] Vijay K. Sood, “HVDC and FACTS Controllers Applications of Static Converters in Power Systems”, Kluwer Academic Publisher, 2004.
- [7] High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange, Siemens, 2011.
- [8] ABB, "60 años de HVDC," *Review*, pp. 1-10, 2014.
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional, "Transición Energética y Descarbonización: Estudios de Inercia y Cortocircuito," en *Taller del Coordinador Eléctrico Nacional*, 25 de enero de 2022.

- [10] Coordinador Eléctrico Nacional, "Resumen de los Estudios y Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el SEN," Versión septiembre 2022.
- [11] Comisión Nacional de Energía, "Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio", Santiago de Chile, 19 de Diciembre.
- [12] Comisión Nacional de Energía, "Anexo Técnico: Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión," Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, 2020.
- [13] B. R. Andersen and S. L. Nilsson, "*Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*", CIGRE Green Books, CIGRE Study Committee B4: DC Systems and Power Electronics, Springer Reference, 2017.
- [14] T. Wildi, "Electrical Machines, Drives, and Power Systems", Quinta edición, New Jersey, Ohio, 2006.
- [15] J. Tapia, "Máquina Síncrona", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Concepción.
- [16] Coordinador Eléctrico Nacional, "Información de Instalaciones", Infotecnica, Santiago, Chile, 2024. [En línea]. Disponible: <https://infotecnica.coordinador.cl/>
- [17] ABB, "Instalaciones CCAT", Revista ABB 3, 1996.
- [18] ABB, "Instalaciones CCAT", Revista ABB 2, 1997.
- [19] Facultad de Ingeniería - UdelaR, "Tiristores," en *Facultad de Ingeniería - UdelaR*. [En línea]. Disponible: <https://eva.fing.edu.uy>.
- [20] DIgSILENT, PowerFactory 2023 Technical Reference: Rectifier/Inverter (ElmRec, ElmRecmono, TypRec), DIgSILENT GmbH, 2023.
- [21] L. Moran, "Capítulo 4, Justificación teórica para mejorar la calidad de suministro", Laboratorio de Calidad y Suministro Eléctrico.
- [22] Energie, "Estudio de levantamiento de metodologías, exigencias regulatorias y métricas para evaluar los niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional", Comisión Nacional de Energía, Santiago, Chile, Mayo 2023.
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional, "Complemento a la propuesta de expansión de la transmisión 2023", Apéndice 1- Análisis para el Informe Complementario, Santiago de Chile, 5 de julio, 2023.
- [24] Coordinador Eléctrico Nacional, "Bases de licitación para la adjudicación de los derechos de ejecución y explotación del proyecto Línea HVDC Kimal- Lo Aguirre", Anexo 4- Especificaciones Técnicas Generales, Santiago de Chile, Mayo 2021.

- [25] Coordinador Eléctrico Nacional, “Bases de licitación para la adjudicación de los derechos de ejecución y explotación del proyecto Línea HVDC Kimal- Lo Aguirre”, Anexo 5- Especificaciones Técnicas Funcionales HVDC, Santiago de Chile, Mayo 2021.
- [26] Comisión Nacional de la Energía, “Informe Técnico Final Plan de Expansión Anual De Transmisión Año 2022”, Mayo 2023.
- [27] Comisión Nacional de la Energía, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, Santiago de Chile, 2019.
- [28] “Proyecto Kimal-Lo Aguirre, Una mirada a las dos subestaciones convertidoras que le darán vida”, Electro Industria- Soluciones Tecnológicas para la Minería, Energía e Industria. [En línea]. Disponible en: <https://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=4480&tip=7&xit=proyecto-kimal-lo-aguirre-una-mirada-a-las-dos-subestaciones-convertidoras-que-le-daran-vida>
- [29] SGA-Gestión Ambiental, “Línea de Transmisión Eléctrica HVDC Kimal-Lo Aguirre, Estudio de Impacto Ambiental”, Santiago de Chile, Octubre 2023.
- [30] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [31] Coordinador Eléctrico Nacional, “Bases de Licitación para la Adjudicación de los Derechos de Ejecución y Explotación del Proyecto: Línea HVDC Kimal – Lo Aguirre. Anexo 6, Power Factory DigSilent, Base de Datos, Escenarios y Casos de Simulación”, Ministerio de Energía, Santiago de Chile, mayo 2021.
- [32] G.-S. Lee, S.-I. Moon, R.-K. Kim, and C.-K. Kim, "Reactive Power Control Operation Scheme of LCC-HVDC for Maximizing Shunt Capacitor Size in AC Systems," *2015 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Brisbane, QLD, Australia, Nov. 2015, pp. 1–5.
- [33] WECC, "Generic Static Var System Models for the Western Electricity Coordinating Council," WECC Static Var Compensator Task Force, Modeling and Validation Working Group, Guideline, Apr. 2011.
- [34] GE Digital Energy, *Synchronous Condenser Systems*. General Electric, 2014.
- [35] ABB, *Synchronous Condenser Packages: Boosting Power Grid Stability and Resilience*. ABB, 2021.
- [36] Siemens Energy, *SGen-2000P Pressurized Air-Cooled Generator Series*. Siemens Energy, 2021.
- [37] ANDRITZ, *Hydro Synchronous Condensers*. ANDRITZ, 2022

## 7. Anexos

---

### 5.3. Anexo A

Al momento de la conmutación entre las fases a y b la ecuación que es la siguiente

$$e_b - e_a = L_c * \frac{di_3}{dt} - L_c * \frac{di_1}{dt} \quad (7-1)$$

donde,

$e_b - e_a$  : Es el "voltaje de conmutación", que impulsa el cambio de corriente entre válvulas del convertidor durante el proceso de conmutación.

$\frac{di_3}{dt}$  : Es la tasa de cambio de la corriente  $i_3$  en el tiristor que comienza a conducir.

$\frac{di_1}{dt}$  : Es la tasa de cambio de la corriente  $i_1$  en el tiristor que deja de conducir.

$L_c$  : Es la inductancia de la rama del convertidor, que afecta directamente a la velocidad con la que cambia la corriente.

Por conservación de corriente en el sistema

$$i_1 = I_a - i_3 \quad (7-2)$$

Sustituyendo  $i_1$  en la ecuación ( 7-1 )

$$e_b - e_a = 2L_c * \frac{di_3}{dt} \quad (7-3)$$

Debido a que la diferencia de potencial entre las 2 fases es la tensión entre líneas

$$e_b - e_a = \sqrt{3} \cdot E_m \cdot \text{sen}\omega t \quad (7-4)$$

Reemplazando ( 7-4 ) en ( 7-3 ) y despejando  $\frac{di_3}{dt}$

$$\frac{di_3}{dt} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_m \cdot \text{sen}\omega t}{2L_c} \quad (7-5)$$

Una mayor inductancia reduce la tasa de cambio de  $i_3$ , prolongando el tiempo necesario para completar la conmutación, y aumentando el ángulo de conmutación. Además, una mayor  $I_d$  implica que  $I_3$  tiene que llegar a un valor más alto de corriente, provocando que se demore más tiempo debido a la inductancia de la red, aumentando también el valor del ángulo de conmutación.

