



Universidad de Concepción
Dirección de Postgrado
Facultad de Ingeniería - Programa de Magíster en Ciencias de la Ingeniería con Mención
en Ingeniería Eléctrica

Super-Grid Mediante Enlace HVDC VSC Multiterminal: Aplicación al Sistema Eléctrico Chileno

Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería con
Mención en Ingeniería Eléctrica

FERNANDO DANIEL ALEJANDRO TORRES LEAL
CONCEPCIÓN-CHILE
2017

Profesor Guía: Claudio Roa Sepúlveda
Dpto. de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería
Universidad de Concepción

Resumen

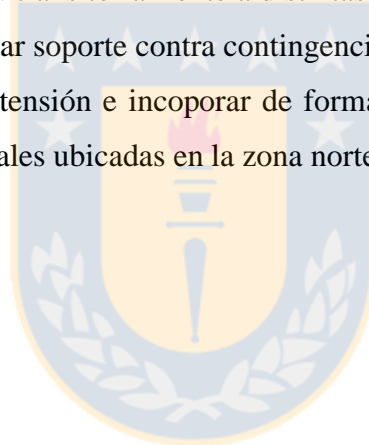
Uno de los principales problemas de los grandes sistemas en corriente alterna es el transporte de grandes bloques de energía a largas distancias, esto debido a que la potencia transferida por una línea eléctrica depende en gran medida de las impedancias de la misma. Cuando una línea posee una gran longitud se producen importantes pérdidas de potencia y capacidad de transmisión, debido al aumento de la impedancia serie y admitancia shunt (aumento de reactivos en la línea) respectivamente. Lo anterior implica que, para transferir altos niveles de potencia, se requieren elementos tales como: compensación serie y/o paralela, conductores pesados, torres de alta de tensión que utilizan grandes franjas de seguridad, entre otros. Una de las tecnologías que permite solucionar este problema es la llamada transmisión en alta tensión y corriente continua (HVDC). Esta permite transferir grandes bloques de energía a largas distancias y con bajas pérdidas.

En sus inicios la tecnología HVDC fue construida basandose en convertidores puentes de tiristores (Enlaces HVDC tipo LCC). Este tipo de convertidor requiere la inversión de la polaridad de la tensión DC para invertir la dirección del flujo de potencia activa que circula a través del mismo. Este es uno de los principales problemas de la tecnología LCC, ya que impide realizar conexiones multiterminal con alta flexibilidad (es decir que posean la capacidad de controlar, sin dificultad, la dirección de los flujos de potencia a través de la red DC). Por ésto nace la tecnología HVDC basada en convertidores tipo fuente de voltaje (HVDC VSC), la cual permite invertir los flujos de potencia activa a través de los convertidores invirtiendo la dirección de la corriente inyectada por el mismo, ésto permite construir redes multiterminal con una alta flexibilidad operacional.

Este trabajo consiste en estudiar los sistemas HVDC VSC multiterminal, considerando los distintos tipos de convertidores, estrategias de control y conexiones existentes. El documento se divide en dos etapas:

- 1) Utilizando MATLAB/Simulink, se realiza la modelación de tres redes multiterminal con idénticos parámetros eléctricos operando con distintas estrategias de control de voltaje DC (control maestro-esclavo, control de caída de tensión y control de margen de tensión). Al estudiar sus distintos comportamientos dinámicos se obtienen ventajas y desventajas en cada uno. Sin embargo, se observa que el control de caída es el más indicado para las futuras redes multiterminal, presentando mejores características de estabilidad y confiabilidad para la red DC.

- 2) Se modela un sistema multiterminal, utilizando la herramienta DSL de Power Factory DigSilent, para unificar todo el sistema eléctrico chileno. Las estaciones operan con control de caída de tensión. El comportamiento dinámico de éste sistema híbrido (AC y DC) se analiza con estudios de estabilidad transitoria frente a distintas contingencias. Los resultados indican que estas redes permiten dar soporte contra contingencias severas, aportar al control primario de frecuencia, control de tensión e incorporar de forma segura la gran cantidad de energías renovables no convencionales ubicadas en la zona norte de nuestro país.





Dedicada a Cristo, mi Señor y Salvador.

Proverbios 2:6 *Porque Jehová da la sabiduría, Y de su boca viene el conocimiento y la inteligencia.*
(RVR 1960)

Agradecimientos

En primer lugar agradezco al Señor, mi Dios, quien ha traído grandes bendiciones a mi vida. Especialmente le agradezco por ayudarme a cumplir mis metas académicas y darme el conocimiento y la fuerza para lograr terminar este gran trabajo.

Agradezco al Dr. Claudio Roa: quien ha sido más que mi mentor, un amigo, a quien debo gran parte de mi formación como ingeniero de grandes redes eléctricas.

Agradezco al Dr. Miguel Figueroa: por permitirme estar en el programa de graduados y por todas las gestiones realizadas que permitieron concluir mi defensa de tesis.

Agradezco al Dr. Enrique López: quien ha sido más que un profesor, un amigo, que ha estado siempre para darme apoyo, tanto en lo personal como en lo académico.

Agradezco al Dr. Jaime Peralta: por realizar importantes observaciones en mi trabajo. Además de su gran disposición para viajar a la defensa de tesis.

Agradezco al Dr. Lautaro Salazar: por realizar observaciones que permitieron mejorar mucho este trabajo.

Agradezco a mis padres : Carlos y Ruth, quienes me criaron, cuidaron y apoyaron todo mis esfuerzos y proyectos de vida.

Agradezco a mis hermanos : Pablo, Tamara, Paulina y Sebastián, quienes han estado siempre conmigo, me han brindado hermosos momentos y siempre han sabido darme palabras de ánimo cuando las he necesitado.

Agradezco a mis compañeros de laboratorio: Fredy Muñoz y Sebastián Martínez, mis grandes amigos y colegas, con quienes tuve el agrado de trabajar, compartir conocimientos e historias de vida.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTAS DE FIGURAS	IX
NOMENCLATURA	XIII
ABREVIACIONES	XIV
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN [1]	1
1.1 MOTIVACIONES	3
1.2 ESTADO DEL ARTE.....	4
1.2.1 <i>Sistemas de control</i>	5
1.2.2 <i>Modelos de flujos de carga</i>	7
1.2.3 <i>Modelos de estabilidad de pequeña señal</i>	9
1.2.4 <i>Modelos dinámicos para estudios de estabilidad</i>	10
1.2.5 <i>Aplicaciones</i>	12
1.3 HIPÓTESIS Y OBJETIVOS.....	13
1.3.1 <i>Hipótesis</i>	13
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	13
1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES	14
1.5 TEMARIO Y METODOLOGÍA.....	14
CAPÍTULO 2. FUNDAMENTOS DE SISTEMAS HVDC LCC Y VSC	16
2.1 TECNOLOGÍA HVDC-LCC.....	16
2.1.1 <i>Topologías de convertidores LCC</i>	16
2.1.2 <i>Elementos fundamentales de una estación convertidora HVDC-LCC</i>	18
2.2 TECNOLOGÍA HVDC-VSC.....	21
2.2.1 <i>Topologías de convertidores VSC</i>	21
2.2.2 <i>Elementos fundamentales de una estación convertidora HVDC-VSC</i>	24
2.3 CONFIGURACIONES DE ESTACIONES LCC Y VSC.....	28
2.3.1 <i>Configuración Monopolar</i>	28
2.3.2 <i>Configuración Homopolar</i>	31
2.3.3 <i>Configuración Bipolar</i>	33
2.3.4 <i>Caso especial : Configuración Back to Back</i>	34
2.4 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS HVDC LCC Y VSC	35
2.5 SISTEMAS MULTITERMINAL (MTDC)	36
2.5.1 <i>Topología de redes multiterminal</i>	36
2.5.2 <i>Sistema MTDC utilizado en esta tesis</i>	39
CAPÍTULO 3. COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS HVAC Y HVDC	40
3.1 LIMITACIONES ACTUALES DE LAS TECNOLOGÍAS [64]	41
3.1.1 <i>Equipos “onshore” (en tierra)</i>	41
3.1.2 <i>Equipos “offshore” (en alta mar)</i>	42
3.1.3 <i>Clasificación actual de la tecnología HVDC</i>	43
3.2 COMPARACIÓN TÉCNICA [56,64,65].....	44
3.2.1 <i>Distancia de transmisión y corrientes de carga</i>	44
3.2.2 <i>Redes asíncronas</i>	45
3.2.3 <i>Capacidad de control de flujo de potencia</i>	46
3.2.4 <i>Control de tensión</i>	46
3.2.5 <i>Rendimiento dinámico del sistema</i>	46
3.2.6 <i>Límites de estabilidad</i>	47
3.2.7 <i>Franja de seguridad</i>	47
3.2.8 <i>Capacidad de “arranque” frente a un apagón</i>	49

3.2.9 Requisitos de aislamiento	49
3.2.10 Confiabilidad	49
3.3 COMPARACIÓN ECONÓMICA HVAC-HVDC [64]	50
3.3.1 Transmisión “onshore”	50
3.3.2 Transmisión “offshore”	52
3.3.3 Pérdidas de transmisión AC	54
3.3.4 Pérdidas de transmisión DC	56
3.3.5 Comparación de pérdidas en equipos AC y DC	57
3.4 CUADRO RESUMEN	59
CAPÍTULO 4. ESTRATEGIAS DE CONTROL EN UN SISTEMA MTDC	61
4.1 CONTROL VECTORIAL EN VSC [1]	61
4.1.1 Nomenclatura	61
4.1.2 Vector espacial y su relación con las transformadas $abc-\alpha\beta$ y $\alpha\beta-dq$	62
4.1.3 Potencia activa y reactiva en ejes dq	64
4.1.4 Orientación del vector de voltaje y desacoplamiento del control PQ	64
4.1.5 Sistema a controlar [66]	66
4.1.6 Phase locked loop (PLL)	67
4.1.7 Lazos internos de control	67
4.1.8 Lazos externos de control	70
4.2 CONTROL DE VOLTAJE DC EN REDES MULTITERMINAL (MTDC) [65]	75
4.2.1 Control maestro-esclavo	75
4.2.2 Control de caída de tensión	78
4.2.3 Control de margen de tensión [68]	81
CAPÍTULO 5. SISTEMAS DE PRUEBA	85
5.1 SISTEMA 1: MTDC 3 ESTACIONES CONECTADO A BARRAS INFINITAS	85
5.1.1 Control Maestro-Esclavo	87
5.1.2 Control de caída de tensión	90
5.1.3 Control de margen de tensión	94
5.2 SISTEMA 2: MTDC 4 ESTACIONES CONECTADO A SISTEMA CHILENO	98
5.2.1 Pérdida de generación	101
5.2.2 Pérdida de estación convertora	108
5.2.3 Pérdida de Línea AC	115
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES	122
6.1 SUMARIO	122
6.2 CONCLUSIONES	122
6.3 TRABAJO FUTURO	123
BIBLIOGRAFÍA	124
ANEXO A: DISEÑO DE MTDC SEN	133
ANEXO B: SINTONIZACIÓN DE CONTROLADORES	134
ANEXO C: FIGURAS ADICIONALES	137

Lista de Tablas

TABLA 2.1 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS HVDC-LCC Y HVSC-VSC. FUENTE : RODRIGO TEXEIRA PINTO, “MULTI-TERMINAL DC NETWORKS SYSTEM INTEGRATION, DYNAMICS AND CONTROL”, PHD THESIS [56].....	35
TABLA 2.2 CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS MTDC SERIE Y PARALELO. FUENTE : RODRIGO TEXEIRA PINTO, “MULTI-TERMINAL DC NETWORKS SYSTEM INTEGRATION, DYNAMICS AND CONTROL”, PHD THESIS [56].....	38
TABLA 3.1 LÍMITES DE SISTEMAS AC “ONSHORE”. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	41
TABLA 3.2 LÍMITES DE SISTEMAS DC “ONSHORE”. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	41
TABLA 3.3 LÍMITES DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN OFFSHORE. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	42
TABLA 3.4 PÉRDIDAS EN EL FIERRO Y EN EL COBRE DE TRANSFORMADORES. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	55
TABLA 3.5 DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN UNA ESTACIÓN HVDC-LCC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	56
TABLA 3.6 DISTRIBUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS EN UNA ESTACIÓN HVDC-VSC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	57
TABLA 3.7 CONSIDERACIONES PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS AC Y DC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	57
TABLA 3.8 COMPARACIÓN HVAC – HVDC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	60
TABLA 5.1 DATOS PRINCIPALES SISTEMA EN ESTUDIO. FUENTE : TAMIRU WOLDEYESUS SHIRE, “VSC-HVDC BASE NETWORK REINFORCEMENT”, M. Sc. THESIS, DELFT UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2009 [72].....	86
TABLA 5.2 DATOS LÍNEAS DC SISTEMA EN ESTUDIO. FUENTE : FUENTE : TAMIRU WOLDEYESUS SHIRE, “VSC-HVDC BASE NETWORK REINFORCEMENT”, M. Sc. THESIS, DELFT UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2009 [72].	86
TABLA 5.3 TIPO DE CONTROL POR ESTACIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE REFERENCIAS. CASO: CONTROL MAESTRO-ESCLAVO. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	87
TABLA 5.4 COMBINACIONES DE PARÁMETROS <i>kv</i> UTILIZADOS. CASO: CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	90
TABLA 5.5 TIPO DE CONTROL POR ESTACIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE REFERENCIAS. CASO: CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	90
TABLA 5.6 TIPO DE CONTROL POR ESTACIÓN Y ESPECIFICACIÓN DE REFERENCIAS. CASO: CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	94
TABLA 5.7 DATOS PRINCIPALES, MTDC 4 ESTACIONES CONECTADO A SEN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	98
TABLA 5.8 DATOS LÍNEAS, MTDC 4 ESTACIONES CONECTADO A SEN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	98
TABLA 5.9 DATOS PRE Y POST CONTINGENCIA EN CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	101
TABLA 5.10 DATOS PRE Y POST CONTINGENCIA EN CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN CONVERSORA. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	108
TABLA 5.11 DATOS PRE Y POST CONTINGENCIA EN CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	115
TABLA B.1 PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN PARA SISTEMA DE PRUEBA I. CONTROL MAESTRO-ESCLAVO. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	135
TABLA B.2 PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN PARA SISTEMA DE PRUEBA I. CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	135
TABLA B.3 PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN PARA SISTEMA DE PRUEBA I. CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	136
TABLA B.4 CÁLCULO DE LIMITADORES PARA SISTEMA DE PRUEBA I. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.....	136
TABLA B.5 PARÁMETROS DE SINTONIZACIÓN PARA SEN UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	136
TABLA B.6 CÁLCULO DE LIMITADORES PARA SEN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	136
TABLA C.1 DATOS PRE Y POST CONTINGENCIA EN CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	137

Listas de Figuras

FIGURA 2.1 (A) TOPOLOGÍA DE CONVERTIDOR DE 6 PULSOS EN APLICACIONES HVDC-LCC, (B) POSIBLES CONEXIONES DE TRANSFORMADORES, (C) VOLTAJE DC SEGÚN CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR, (D) CORRIENTE DC SEGÚN CONEXIÓN DE TRANSFORMADOR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	17
FIGURA 2.2 (A) TOPOLOGÍA DE CONVERTIR DE 12 PULSOS, (B) CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES, (C) VOLTAJE DC, (C) CORRIENTE AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	17
FIGURA 2.3 REPRESENTACIÓN CIRCUITAL DE UNA ESTACIÓN HVDC-LCC. FUENTE : PRABHA KUNDUR, “POWER SYSTEM STABILITY AND CONTROL” [57].	20
FIGURA 2.4 VISTA AÉREA DE UNA ESTACIÓN HVDC-LCC. FUENTE : HVDC- A SMART TRANSMISSION SOLUTION FOR AFRICA’S ENERGY GROWTH: EXAMPLE: CAPRIVI LINK, NAMIBIA [58]	20
FIGURA 2.5 (A) CONVERTIDOR VSC DE 2 NIVELES, (B) VOLTAJE PWM VSC 2 NIVELES. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	22
FIGURA 2.6 VSC DE 3 NIVELES. (A) UNA FASE NPC, (B) UNA FASE FLYING CAPACITOR, (C) VOLTAJE PWM VSC 3 NIVELES. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	23
FIGURA 2.7 (A) CONVERTIDOR MODULAR MULTINIVEL (MMC), (B) SUB-MÓDULO MMC, (C) VOLTAJE PWM EN VSC MMC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	24
FIGURA 2.8 REPRESENTACIÓN CIRCUITAL DE UNA ESTACIÓN HVDC-VSC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	27
FIGURA 2.9 VISTA AÉREA DE UNA ESTACIÓN HVDC-VSC. FUENTE : HVDC- A SMART TRANSMISSION SOLUTION FOR AFRICA’S ENERGY GROWTH: EXAMPLE: CAPRIVI LINK, NAMIBIA [58]	28
FIGURA 2.10 CONFIGURACIÓN MONOPOLAR. (A) CON RETORNO POR TIERRA, (B) CON RETORNO METÁLICO, (C) SIMÉTRICA. FUENTE : NILANJAN RAY CHAUDHURI, BALARKO CHAUDHURI, RAJAT MAJUMDER, AMIRNASER YAZDANI, “MULTI – TERMINAL DIRECT – CURRENT GRIDS” MODELING, ANALYSIS, AND CONTROL, IEEE PRESS [1].	30
FIGURA 2.11 CONFIGURACIÓN HOMOPOLAR. (A) CON RETORNO POR TIERRA, (B) CON RETORNO METÁLICO. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	32
FIGURA 2.12 CONFIGURACIÓN BIPOLAR. (A) CON RETORNO POR TIERRA, (B) CON RETORNO METÁLICO. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	34
FIGURA 2.13 CONFIGURACIÓN BACK TO BACK. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	35
FIGURA 2.14 TOPOLOGÍA DE RED MTDC TIPO SERIE. FUENTE : RODRIGO TEXEIRA PINTO, “MULTI-TERMINAL DC NETWORKS SYSTEM INTEGRATION, DYNAMICS AND CONTROL”, PHD THESIS [56].	36
FIGURA 2.15 TOPOLOGÍA DE RED MTDC TIPO PARALELO. FUENTE : RODRIGO TEXEIRA PINTO, “MULTI-TERMINAL DC NETWORKS SYSTEM INTEGRATION, DYNAMICS AND CONTROL”, PHD THESIS [56].	37
FIGURA 2.16 TOPOLOGÍA DE RED MTDC TIPO PARALELO. (A) RADIAL, (B) ENMALLADA. FUENTE : RODRIGO TEXEIRA PINTO, “MULTI-TERMINAL DC NETWORKS SYSTEM INTEGRATION, DYNAMICS AND CONTROL”, PHD THESIS [56].	38
FIGURA 2.17 CONSIDERACIONES DE LA RED MTDC A UTILIZAR. FUENTE : RODRIGO TEXEIRA PINTO, “MULTI-TERMINAL DC NETWORKS SYSTEM INTEGRATION, DYNAMICS AND CONTROL”, PHD THESIS [56].	39
FIGURA 3.1 RANGOS DE VOLTAJE Y CORRIENTE EN LÍNEAS Y CABLES HVDC. OBS: EN CONEXIÓN BIPOLAR, VDC REPRESENTA LA TENSIÓN DE UN POLO. EN CONEXIÓN MONOPOLAR SIMÉTRICA, VDC REPRESENTA LA TENSIÓN DE LA LÍNEA AL PUNTO MEDIO DEL ENLACE DC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	43
FIGURA 3.2 POTENCIA TRANSFERIDA EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA. CABLE SUBMARINO DE 1000 mm ² XLPE. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	45
FIGURA 3.3 FRANJAS DE SERVIDUMBRE. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	48
FIGURA 3.4 DISTINTAS ALTERNATIVAS PARA UNA TRANSMISIÓN DE 2 [GW]. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	48
FIGURA 3.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS COSTOS DE LÍNEAS AÉREAS AC Y DC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	51
FIGURA 3.6 COMPARACIÓN ENTRE LOS COSTOS DE CABLES SUBTERRÁNEOS AC Y DC. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	51
FIGURA 3.7 COMPARACIÓN ENTRE LOS COSTOS DE CABLES SUBMARINOS AC Y DC. SE CONSIDERA QUE EL CABLE CONECTA DOS SUBESTACIONES ONSHORE. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	53

FIGURA 3.8 COMPARACIÓN ENTRE LOS COSTOS DE CABLES SUBMARINOS AC Y DC. SE CONSIDERA QUE EL CABLE SE CONECTA A UNA SUBESTACIÓN OFFSHORE. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	54
FIGURA 3.9 COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS ANUALES PARA TRANSMISIÓN DE 1000 [MW] CON LÍNEA AÉREA. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	58
FIGURA 3.10 COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS ANUALES PARA TRANSMISIÓN DE 1000 [MW] CON CABLE. FUENTE : DIRK VAN HERTEM, ORIOL GOMIS-BELLMUNT, JUN LIANG, “HVDC GRIDS: FOR OFFSHORE AND SUPERGRID OF THE FUTURE” [64].	59
FIGURA 4.1 ESTACIÓN CONVERSORA VSC MOSTRANDO LAS VARIABLES FUNDAMENTALES A UTILIZAR EN EL CAPÍTULO 4. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	61
FIGURA 4.2 VECTOR $F(t)$ Y SUS COMPONENTES AB. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	63
FIGURA 4.3 VECTOR $F(t)$ Y SUS COMPONENTES AB Y DQ. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	63
FIGURA 4.4 VECTOR DE VOLTAJE DE RED EN EJES AB Y DQ. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	65
FIGURA 4.5 VECTOR DE VOLTAJE ORIENTADO EN EL EJE D. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	65
FIGURA 4.6 MODELO PROMEDIO DE UN VSC DE 2 Y 3 NIVELES. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	66
FIGURA 4.7 DIAGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL PLL. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	67
FIGURA 4.8 LAZO INTERNO DE CORRIENTE I_d . FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	68
FIGURA 4.9 LAZO INTERNO DE CORRIENTE I_q . FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	68
FIGURA 4.10 LIMITADORES DE CORRIENTES I_d E I_q . FUENTE : JAIME PERALTA RODRIGUEZ, “DYNAMIC AVERAGED MODELS OF VSC-BASED HVDC SYSTEMS FOR ELECTROMAGNETIC TRANSIENT PROGRAMS”, PHD THESIS [67].	70
FIGURA 4.11 CONTROL EXTERNO DE POTENCIA ACTIVA. (A) EN LAZO CERRADO, (B) EN LAZO ABIERTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	71
FIGURA 4.12 CONTROL EXTERNO DE POTENCIA REACTIVA. (A) EN LAZO CERRADO, (B) EN LAZO ABIERTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	72
FIGURA 4.13 LAZO EXTERNO DE VOLTAJE DC. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	72
FIGURA 4.14 ESQUEMA GENERAL DE CONTROL VECTORIAL MOSTRANDO TODOS LOS POSIBLES MODOS DE CONTROL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	74
FIGURA 4.15 EJEMPLO DE SISTEMA MTDC. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	75
FIGURA 4.16 EXPLICACIÓN GRÁFICA DEL CONTROL MAESTRO-ESCLAVO. (A) CONDICIÓN INICIAL, (B) CONDICIÓN FINAL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	77
FIGURA 4.17 ESQUEMA DE CONTROL DEL CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN [59]. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	79
FIGURA 4.18 EXPLICACIÓN GRÁFICA DEL CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. (A) CONDICIÓN INICIAL, (B) CONDICIÓN FINAL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	80
FIGURA 4.19 (A) ESQUEMA DE CONTROL DEL CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN, (B) CURVA P-V EN CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	81
FIGURA 4.20 EXPLICACIÓN GRÁFICA DEL CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. (A) CONDICIÓN INICIAL, (B) CONDICIÓN FINAL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	83
FIGURA 4.21 ESQUEMA GENERAL DE CONTROL VSC CON TÉCNICAS DE CONTROL DE VOLTAJE DC EN REDES MULTITERMINAL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	84
FIGURA 5.1 SISTEMA EN ESTUDIO: MTDC DE 3 ESTACIONES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	86
FIGURA 5.2 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL MAESTRO ESCLAVO. CASO BASE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	88
FIGURA 5.3 RESPUESTAS DE TENSIÓN UTILIZANDO CONTROL MAESTRO ESCLAVO. CASO BASE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	88
FIGURA 5.4 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL MAESTRO ESCLAVO. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN I. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	89
FIGURA 5.5 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL MAESTRO ESCLAVO. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN I. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	89
FIGURA 5.6 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. CASO BASE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	91
FIGURA 5.7 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. CASO BASE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	91
FIGURA 5.8 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN I. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	92
FIGURA 5.9 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN I. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	92

FIGURA 5.10 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	93
FIGURA 5.11 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL DE CAÍDA DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	93
FIGURA 5.12 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. CASO BASE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	95
FIGURA 5.13 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. CASO BASE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	95
FIGURA 5.14 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	96
FIGURA 5.15 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN 1. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	96
FIGURA 5.16 RESPUESTAS DE POTENCIA UTILIZANDO CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	97
FIGURA 5.17 RESPUESTAS DE VOLTAJE UTILIZANDO CONTROL DE MARGEN DE TENSIÓN. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN 2. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	97
FIGURA 5.18 BOSQUEJO DE POSICIÓN DE ESTACIONES CONVERSORAS. SISTEMA MULTITERMINAL MÁS SEN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	99
FIGURA 5.19 CONDICIÓN INICIAL, SISTEMA MTDC MÁS SEN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	100
FIGURA 5.20 FRECUENCIA Y VOLTAJES. CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	102
FIGURA 5.21 POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES NORTE. CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	103
FIGURA 5.22 POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES SUR. CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	104
FIGURA 5.23 PUNTO DE INYECCIÓN ERNC. CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	105
FIGURA 5.24 VOLTAJES, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO AC ESTACIONES. CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	106
FIGURA 5.25 VOLTAJES, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO DC ESTACIONES. CASO PÉRDIDA DE GENERACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	107
FIGURA 5.26 FRECUENCIA Y VOLTAJES. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	109
FIGURA 5.27 POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES NORTE. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	110
FIGURA 5.28 POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES SUR. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	111
FIGURA 5.29 PUNTO DE INYECCIÓN ERNC. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	112
FIGURA 5.30 VOLTAJES, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO AC ESTACIONES. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	113
FIGURA 5.31 VOLTAJES, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO DC ESTACIONES. CASO PÉRDIDA DE ESTACIÓN. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	114
FIGURA 5.32 FRECUENCIA Y VOLTAJES RED AC. CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	116
FIGURA 5.33 POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES NORTE. CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	117
FIGURA 5.34 POTENCIA ACTIVA, REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES SUR. CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	118
FIGURA 5.35 PUNTO DE INYECCIÓN ERNC. CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	119
FIGURA 5.36 VOLTAJES, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO AC ESTACIONES. CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	120
FIGURA 5.37 VOLTAJES, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO DC ESTACIONES. CASO PÉRDIDA DE LÍNEA AC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	121
FIGURA B.1 DIAGRAMA DE SINTONIZACIÓN DEL PLL. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	134
FIGURA B.2 DIAGRAMA DE SINTONIZACIÓN DEL LAZO DE CORRIENTE Id . FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	134
FIGURA B.3 DIAGRAMA DE SINTONIZACIÓN DEL LAZO DE CORRIENTE Iq . FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	134
FIGURA B.4 DIAGRAMA DE SINTONIZACIÓN DEL LAZO DE VOLTAJE DC. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	135
FIGURA C.1 FRECUENCIA Y VOLTAJE. CASO, PÉRDIDA DE LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE IGW DE NORTE A SUR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	137
FIGURA C.2 POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES NORTE. CASO, PÉRDIDA DE LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE IGW DE NORTE A SUR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA.	138

FIGURA C.3 POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA Y ÁNGULO DE ROTOR UNIDADES SUR. CASO, PÉRDIDA DE LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE IGW DE NORTE A SUR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA. 139

FIGURA C.4 POTENCIA INYECTADA POR FUENTE ERNC. CASO, PÉRDIDA DE LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE IGW DE NORTE A SUR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA..... 140

FIGURA C.5 VOLTAJE, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO AC ESTACIONES. CASO, PÉRDIDA DE LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE IGW DE NORTE A SUR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA. 141

FIGURA C.6 VOLTAJE, POTENCIA ACTIVA, POTENCIA REACTIVA LADO DC ESTACIONES. CASO, PÉRDIDA DE LÍNEA DE INTERCONEXIÓN Y TRANSFERENCIA DE IGW DE NORTE A SUR. FUENTE : ELABORACIÓN PROPIA. 142



Nomenclatura

P^r	: Potencia activa en el PCC.
Q^r	: Potencia reactiva en el PCC.
P^c	: Potencia activa en el convertidor.
Q^c	: Potencia reactiva en el convertidor.
V_{abc}^r	: Voltajes de línea en el PCC.
V_{abc}^c	: Voltajes de línea a la entrada del convertidor.
V_{abc}	: Voltajes de fase en convertidor.
I_{abc}	: Corrientes de línea en el PCC.
m_{abc}	: Moduladoras en convertidor.
ω_{dq}	: Velocidad angular de rotación del plano d-q.
ϕ	: Ángulo entre el eje alfa y el eje d
$V(t)$: Vector espacial de voltajes.
$I(t)$: Vector espacial de corrientes.
P^r	: Potencia activa lado PCC
Q^r	: Potencia reactiva lado PCC.
V_{dq}^r	: Voltajes eje d-q en lado PCC.
I_{dq}	: Corrientes ejes d-q.
V_{dc}	: Voltaje lado DC.
I_{max}	: Corriente máxima convertidor.
I_{conv}	: Corriente en el convertidor.
$S_{nominal}$: Potencia nominal convertidor.
V_{PCC}	: Voltaje de línea RMS en el PCC.
K_v	: Ganancia droop en MW/kV.
k_v	: Ganancia droop en kV/MW.

Abreviaciones

AC	: Alternating Current.
DC	: Direct Current.
HVDC	: High Voltage Direct Current.
HVAC	: High Voltage Alternating Current.
VSC	: Voltage Source Converter.
LCC	: Line Commutated Converter.
MTDC	: Multiterminal DC.
PCC	: Point of Common Coupling.
ERNR	: Energías renovables no convencionales.
IGBT	: Insulated Gate Bipolar Transistor.
SCR	: Silicon Controlled Rectifier.
VMM	: Voltage Margin Method (o control de margen de tensión).
VDM	: Voltage Droop Method (o control de caída de tensión).
EMT	: ElectroMagnetic Transient.
RMS	: Root Mean Square, ElectroMechanical Transient.
PS	: Power-Synchronization.
OLTC	: On Load Tap Changer.
MMC	: Modular Multilevel Converter.
FACTS	: Flexible AC Transmission System.
SVC	: Static VAR Compensator.
OHL	: Overhead Lines.
UGC	: Underground Cables.
PFC	: Power Flow Controller Devices.
PWM	: Pulse-Width Modulation.
CIGRÉ	: Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas.
PLL	: Phase Locked Loop.
DSL	: Digsilent Simulation Language
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
HH	: Hidrología Húmeda
DA	: Demanda Alta.

Capítulo 1. Introducción [1]

El suministro comercial de energía eléctrica comenzó a fines de 1880 a través de la electrificación del área Wall Street en Nueva York utilizando la tecnología de corriente continua (DC) por primera vez. El realizador de esto fue Thomas Alva Edison, quien fue impulsado por la disponibilidad de generadores y bombillas incandescentes que trabajan en DC. La tecnología DC era la única opción para el suministro eléctrico, hasta que Nicola Tesla impulsó el uso de corriente alterna (AC). Esta competencia fue históricamente conocida como la guerra de las corrientes.

La energía AC evidenció sus ventajas, debido principalmente a su robusta generación y eficiente proceso de transmisión, el cual utilizaba transformadores elevadores y reductores, los cuales aumentaban o disminuían las tensiones (disminuyendo o aumentando la corriente respectivamente) de tal forma de reducir las pérdidas de energía. Como la necesidad de transmisión de energía a largas distancias creció, la eficiencia se convirtió en un tema predominante, que estaba a favor de los sistemas AC. Para la primera mitad del siglo XX, la transmisión de AC disfrutaba de una popularidad sin igual, mientras que la DC fue prácticamente descartada.

Durante la década de 1950 se observó que la capacidad de potencia de una línea AC se reduce drásticamente a medida que aumenta su longitud, impedimento que no existe en las líneas DC. Esto llevó al primer enlace HVDC entre el continente europeo y la isla de Gotland (Suecia) en 1953.

Debido a que la generación de energía eléctrica y el consumo continuaron utilizando AC se requirió utilizar convertidores electrónicos de potencia (AC/DC y DC/AC) a la hora de implementar un enlace con tecnología DC. Al principio, estos convertidores se basaron en válvulas de arco de mercurio, hasta que los tiristores (SCR) estuvieron disponibles comercialmente para aplicaciones en alta potencia. La tecnología del convertidor ha evolucionado con el tiempo, reduciendo los costos de los mismos, lo que llevó a que la transmisión DC empezara a ser cada vez más rentable. Esto dio lugar a una proliferación de enlaces DC de larga distancia.

Con los años el llamado convertidor conmutado por línea (LCC) basado en tiristores y utilizado en aplicaciones HVDC consiguió madurar. Hoy en día, constituye la mayor parte de la capacidad de transmisión DC instalada en todo el mundo.

Fue sólo después de 1997 que los semiconductores totalmente controlados, como los transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT), se empezaron a comercializar en una elevada potencia. Esto permitió el uso de los convertidores tipo fuente de voltaje (VSC) en aplicaciones HVDC. Estos convertidores ofrecen ventajas significativas sobre su contraparte LCC, ya que permiten interconectar sistemas débiles, poseen estaciones conversores más ligeras las cuales generan un menor contenido armónico, permiten un control de potencia activa y reactiva independiente a través del enlace, poseen cables más fuertes, entre otros. Esto último hace al VSC particularmente atractivo para la transmisión en alta mar. A pesar del evidente potencial, la incorporación de la tecnología VSC fue obstaculizada inicialmente por sus valores de potencia (unos cientos de MW) en comparación con el LCC (hasta 8000MW). El rápido desarrollo de la tecnología VSC ya ha dado lugar a la disponibilidad de potencias más altas.

La mayoría de los enlaces HVDC en funcionamiento están conectados entre dos puntos de un único sistema o dos sistemas de corriente alterna separados. Estos son conocidos comúnmente como enlaces HVDC de punto a punto. Solo hay unas pocas excepciones en todo el mundo donde el sistema HVDC tiene más de dos puntos de conexión con el sistema AC, que se conoce como sistemas multiterminal de corriente continua o MTDC (Multiterminal DC), los cuales están basados en tecnología LCC impidiendo operar de forma flexible.

1.1 Motivaciones

Las principales motivaciones de esta tesis son las siguientes:

1. En la actualidad no existe ningún sistema HVDC VSC multiterminal en el mundo, no obstante, con la creciente evolución de la electrónica de potencia y la mejora en el diseño de los “fast breaker DC” se espera que estos sistemas cobren gran relevancia en los futuros sistemas de transmisión a lo largo del mundo.
2. Entender la dinámica de un sistema VSC MTDC utilizando distintas estrategias de control., con lo cual se espera visualizar las ventajas que ofrece este tipo de tecnología y poder contrastar el funcionamiento de las estrategias de control de tensión DC más importantes en la actualidad, el control maestro esclavo, el “voltage margin method” (VMM o control de margen de tensión) y “voltage droop method” (VDM o control de caída de tensión). [1]
3. En nuestro país existe gran cantidad de energía renovable que aún no ha sido explotada. Esta energía se encuentra principalmente en los extremos norte y sur de nuestro país. Para transmitir estos grandes bloques de energía a través de largas distancias se puede utilizar un sistema HVDC. Si además este sistema es de tipo multiterminal, se tiene la ventaja que la potencia transferida puede ser entregada a distintos centros de consumo a lo largo del país.

1.2 Estado del Arte

Desde los inicios del HVDC se ha pensado en la interconexión de más de dos estaciones para formar una red multipunto, multiterminal o MTDC. Ya en 1963, las estrategias para lograr un funcionamiento multiterminal se publicaron por primera vez, a pesar de que las interconexiones punto a punto estaban en pleno desarrollo [2].

Este tipo de sistemas, al igual que los sistemas AC, nacen por la necesidad de tener más flexibilidad para el intercambio de energía.

La investigación sobre redes multiterminal se han centrado principalmente en 5 categorías:

- Sistemas de control
- Modelos de flujos de carga
- Modelos de estabilidad de pequeña señal
- Modelos dinámicos para estudios de estabilidad (EMT y RMS)
- Aplicaciones

En esta sección se presentan, mediante las principales publicaciones existentes, como se ha desarrollado el estudio de los sistemas multiterminal, enfocado en las 5 categorías recién mencionadas.

1.2.1 Sistemas de control

1.2.1.1 Papers utilizando sistemas VSC punto a punto

En 2007 se propone una estrategia de control para un enlace VSC que permite mejorar la calidad de suministro de energía a las plantas industriales. La idea central de esta estrategia es dar prioridad a mantener fijo el voltaje AC. Esta técnica está motivada en el hecho que las industrias son mucho más sensibles a las caídas de tensión que a las desviaciones de frecuencia [3]. Al año siguiente se propone una nueva estrategia de control para sistemas VSC que alimentan plantas industriales. La nueva estrategia se basa en el control de tensión y frecuencia. El enfoque se da a las distintas estrategias de control de frecuencia y se realizan comparaciones entre éstas utilizando el software PSCAD [4].

En 2010 aparece la estrategia de control “Power-Synchronization” (PS), la cual puede ser aplicada a cualquier convertidor tipo fuente de voltaje, no obstante, ésta cobra más importancia en aplicaciones HVDC – VSC. Utilizando esta estrategia, el VSC evita la inestabilidad causada por la conexión a un sistema AC débil¹. Por otra parte, el VSC puede aportar al control de tensión del sistema AC, al igual que una máquina sincrónica [5]. Al año siguiente se realizan estudios de sistemas débiles interconectados con un enlace VSC utilizando esta estrategia de control en donde se observa que esta posee un buen desempeño ante las condiciones de operación en estudio [6-7].

Existe la preocupación de que los niveles de inercia en los sistemas de energía disminuyan a futuro, esto debido al aumento de la penetración de energías renovables. En base a esto, en 2013, nace la estrategia de control “Inertia emulation”, la cual permite a un enlace HVDC - VSC emular la inercia de un generador sincrónico de tal forma de dar apoyo al sistema frente a los aumentos de carga [8].

En 2014 aparece un esquema de control predictivo que permite realizar un seguimiento rápido de la potencia activa y reactiva en los sistemas HVDC. El objetivo de éste es mejorar la calidad de energía, voltaje y estabilidad de la red [9].

¹ Un sistema débil es aquel que tiene bajo nivel de cortocircuito en el punto de conexión con el VSC.

En 2015 aparece la estrategia de control “Synchronous generator emulation” la cual permite utilizar las estaciones convertoras como “generadores”, de tal forma que aporten al control primario de frecuencia. Los resultados de esta estrategia se simulan en el software PSCAD en donde se muestra la eficacia de la misma [10].

1.2.1.2 Papers utilizando sistemas multipunto

Una de las primeras publicaciones sobre control en sistemas multiterminal fue analizada para sistemas multiterminal de tipo serie utilizando tecnología LCC (1975) [11], antes de la masificación de los dispositivos semiconductores IGBT, los cuales, posteriormente, dieron paso a la tecnología VSC. En 1983 se propone un esquema de control para sistemas multiterminal de tipo paralelo, en donde se demuestra el excelente rendimiento de este tipo de conexión, para esta fecha, todos los sistemas HVDC en el mundo eran punto a punto [12]. En 1986 se desarrolla un sistema de control coordinado para sistemas MTDC que permite controlar el flujo de potencia activa y mejorar la amortiguación de las oscilaciones de potencia en las líneas AC [13]. Hacia 1998 la confiabilidad de los sistemas multiterminal crece de forma considerable, transformandose cada vez más en una alternativa flexible y económica para transmitir grandes cantidades de potencia a largas distancias. En este período, los sistemas multiterminal de tipo paralelo se consagran como la solución para la mayoría de las aplicaciones que consideran un enlace multipunto. Debido a lo anterior, para potenciar el uso de los sistemas multiterminal tipo serie, en [14] se describe una nueva técnica de control para este tipo de sistemas, la cual verifica su buen rendimiento mediante simulaciones de estabilidad transitoria.

Con el desarrollo de las técnicas de control por computadora y los dispositivos semiconductores totalmente controlados IGBT, se inician los estudios de los sistemas multiterminal utilizando convertidores tipo fuente de voltaje (VSC). Este tipo de sistema posee muchas ventajas tales como: bajo contenido armónico, control de la potencia activa y reactiva de forma independiente, invertir los flujos de potencia mediante la inversión de la dirección de la corriente, alimentar redes pasivas, etc.

En 2006, se propone una estrategia de control de potencia activa y reactiva que también permite mejorar el voltaje en varios puntos de la red de DC [15]. La simulación se realiza para un sistema de cinco terminales en donde se muestra que la estrategia de control propuesta presenta características dinámicas satisfactorias. Posteriormente, en 2007, se realizan estudios para interconectar parques

eólicos a las redes AC mediante enlaces VSC multiterminal. En [16] se desarrolla una estrategia de control para esta aplicación. La estrategia se implementa mediante el control de las componentes d - q^2 de la corriente fundamental de la red, las cuales controlan la tensión del enlace DC y la potencia reactiva respectivamente. Se valida el buen desempeño de esta estrategia realizando simulaciones en el software MATLAB-SIMULINK.

A medida que la tecnología multiterminal se volvió más popular se desarrollaron estrategias de control como las que se presentan en [17]. Estas estrategias permite a los convertidores aportar al control de tensión DC y al control primario de frecuencia de una red AC en particular. Estas estrategias son muy importantes en la actualidad y son conocidas por el nombre de frequency-droop y voltage-droop, respectivamente.

En el año 2014 se desarrollo una estrategia de control que permite mejorar la estabilidad angular, esto, mediante un control que coordina las inyecciones de potencia. La base de esta estrategia nace del segundo teorema de Lyapunov [18]. Este mismo año, con el objetivo de utilizar la energía eólica offshore y no provocar aumentos de la tensión DC (debido a la variabilidad de la potencia suministrada por estas fuentes de energía), se desarrolla un control local para las turbinas eólicas que permite un rápido control en la potencia de las mismas. Estas estrategias fueron probadas utilizando distintos tipos de generadores eólicos en donde se demuestra su buen desempeño [19].

1.2.2 Modelos de flujos de carga

1.2.2.1 Papers utilizando sistemas VSC punto a punto

En 2007 se desarrolla un modelo para enlaces HVDC de tipo VSC que permite realizar estudios de flujo de carga óptimo mediante el método de Newton - Raphson y utilizando multiplicadores de Lagrange. El enfoque está dirigido hacia la optimización de las funciones de costo del generador a medida que se satisfacen las restricciones operacionales de la red (despacho económico) [20].

En 2013 aparece un nuevo modelo de HVDC - VSC dirigido a soluciones de flujos de carga utilizando el método de Newton – Raphson. En el modelo cada estación se representa por un convertidor VSC y

² El control en ejes dq corresponde al control vectorial utilizado en el control de accionamientos.

su respectivo transformador (el cual se supone de tipo OLTC). El modelo tiene en cuenta los límites de diseño, las pérdidas de conmutación y las pérdidas resistivas. Cabe destacar que la formulación de este flujo de carga se puede extrapolar a sistemas multiterminal [21]. Ese mismo año se publica un documento [22] dirigido a la modelación de los convertidores VSC para estudios de flujos de carga óptimo, en donde se presenta una formulación de segundo orden. La formulación de este flujo de carga se corrobora realizando un ejemplo con un sistema de 30 barras.

En 2015 se presenta un método para resolver problemas de flujo de carga óptimo incluyendo parques eólicos marinos conectados a un sistema HVDC - VSC. Se consideran factores probabilistas tales como la incertidumbre de la generación de energía eólica. El método es eficiente computacionalmente y no requiere la función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento [23].

1.2.2.2 Papers utilizando sistemas multipunto

En 1984 se presenta un modelo de flujo de carga AC-DC para redes de corriente continua multiterminal LCC paralelas. Se presentan las ecuaciones DC, las ecuaciones AC y las ecuaciones que relacionan las variables AC con las DC (ecuaciones de ligazón). La eficiencia del modelo se corrobora a través de ejemplos numéricos [24]. Posteriormente en 1990, se desarrolla un modelo de flujo de carga óptimo para sistemas multiterminal LCC. Este modelo permite considerar los sistemas multiterminal tipo paralelo y serie. Se realizan pruebas numéricas para corroborar la eficacia el modelo [25].

Posterior a la aparición de los convertidores tipo fuente de voltaje, se proponen distintos modelos para estudios de flujos de carga con sistemas multiterminal VSC. En 2004 se presentan dos modelos matemáticos que incluyen una red DC de este tipo. El primero asume que todos los convertidores están localizados en la misma subestación y el segundo, de carácter más general, permite la representación de toda la red en forma exacta. Ambos modelos se implementan utilizando el algoritmo de Newton [26]. Más tarde, en 2010, se propone un algoritmo de flujos de potencia que permite considerar las pérdidas en el convertidor a través de un modelo generalizado de pérdidas (al ser un convertidor con alta frecuencia de conmutación las pérdidas son más significativas que en el caso LCC) [27]. Dos años más tarde, los mismos autores proponen un nuevo modelo para estudios de flujos de carga, el cual es más general que el anterior ya que permite incluir múltiples redes de AC y DC

con topologías arbitrarias, además, a diferencia del caso anterior, considera todas las restricciones operacionales del convertidor [28]. En 2014 se presenta un modelo extendido de flujo de carga óptimo que incorpora el sistema multiterminal con una configuración general que puede ser usada con propósitos de operación y planificación del sistema de transmisión. En este estudio, el modelo se utiliza como motor de cálculo en un enfoque de análisis costo-beneficio para la evaluación económica de los sistemas VSC-MTDC, en comparación con otras alternativas [29]. Ya en 2016 aparecen modelos más sofisticados, como el que se presenta en [30], el cual permite realizar flujos de carga óptimo con objetivos de seguridad de la red, considerando restricciones tales como: seguridad N-1 para redes AC y DC, acciones de reprogramación de control de largo plazo y acciones de control correctivas de corto plazo post contingencia. Este modelo fue aplicado con éxito a distintos ejemplos.

1.2.3 Modelos de estabilidad de pequeña señal

1.2.3.1 Papers utilizando sistemas VSC punto a punto

En 2016 se obtiene una metodología para identificar y analizar los modos de interacción entre los convertidores de un sistema multiterminal. Se observa que éstas interacciones están muy influenciadas por los parámetros de control. Además se observa que, la interacción entre modos no sólo depende de los parámetros de control, sino que también éstas se ven influenciadas por características físicas del sistema HVDC. La metodología presentada se basa en factores de participación para estudiar los distintos tipos de modos que se presentan [31].

1.2.3.2 Papers utilizando sistemas multipunto

En 2012 se presenta un modelo de sistema MTDC adecuado para análisis de estabilidad de pequeña señal y diseño de controladores. Utilizando ambos es posible diseñar los controladores de tal forma de obtener un mejor desempeño de la red. Se realizan simulaciones temporales en un sistema de prueba para corroborar la eficiencia del modelo [32]. El mismo año se presenta otro modelo de estabilidad de pequeña señal para convertidores multiterminal VSC. En este documento se presenta un modelo simplificado que permite predecir el comportamiento dinámico de tensión. Luego, se describe un método para construir el espacio de estados del sistema multiterminal. La validación del modelo se logra mediante simulaciones temporales [33].

1.2.4 Modelos dinámicos para estudios de estabilidad

1.2.4.1 Papers utilizando sistemas VSC punto a punto

El número de semiconductores en un convertidor modular multinivel (MMC) para aplicaciones HVDC, es típicamente dos órdenes de magnitud mayor que en un convertidor VSC de dos o tres niveles. El gran número de dispositivos ha sido un reto, computacionalmente hablando, para los programas de simulación de transitorios electromagnéticos (EMT), ya que los tiempos de simulación pueden aumentar significativamente. El 2011 se crea un modelo para estudios EMT que se basa en un equivalente Thévenin variable en el tiempo del convertidor. El método ha demostrado reducir drásticamente el tiempo de cálculo sin reducir la precisión. La eficiencia de este método se demuestra mediante simulación en un sistema HVDC basado en convertidores VSC-MMC punto a punto [34]. El mismo año se desarrolla un modelo promedio³ para simulaciones RMS. El modelo se compara con su versión detallada considerando distintas condiciones de operación (normales y anormales), los resultados muestran que el modelo permite simular transitorios electromecánicos con una buena exactitud [35]. En 2012 se crea un modelo de MMC para estudios EMT, el cual modela el convertidor de forma precisa, reduciendo drásticamente la carga computacional. Además, se crea un modelo detallado de MMC de 401 niveles para validar el modelo desarrollado [36]. En 2013 se presenta un trabajo que desarrolla y compara los diferentes tipos de modelos para la representación eficiente y precisa de los sistemas HVDC-MMC. Los resultados muestran que el uso de un modelo específico, dependerá del análisis llevado a cabo y la precisión requerida [37]. Este mismo año, se presenta un modelo para convertidores MMC, el cual se basa en la partición de la matriz de admitancias en pequeñas matrices de admitancias. El modelo propuesto acelera de forma sustancial los tiempos de simulación. Se realizan simulaciones EMT para validar el modelo propuesto [38]. El mismo año se propone un modelo matemático que permite estudiar y analizar la estabilidad transitoria y de pequeña señal para redes MTDC, el modelo permite representar el lado AC del convertidor y el sistema DC, además permite incorporar algunos controladores básicos. La validez de este modelo se confirma comparándolo, mediante simulaciones, con un modelo detallado del enlace [39].

³ Un modelo promedio es aquel que representa solo las componentes fundamentales de voltaje y corriente en el convertidor.

En 2015 se presenta un modelo equivalente mejorado para la topología monopolar simétrica de medio puente utilizando convertidores multinivel para análisis EMT. En comparación con los modelos existentes de MMC, el modelo propuesto reduce el tiempo de simulación sin reducir la precisión del mismo y, al contrario que otros modelos, éste presenta un comportamiento preciso del comportamiento del sistema al ocurrir fallas en el enlace (lado DC). El modelo está basado en una representación mediante equivalente Thévenin [40]. Este mismo año se presenta un modelo promedio de convertidor multinivel para estudios en sistemas HVDC VSC. Los resultados indican que estos modelos son representativos siempre y cuando el capacitor del enlace sea lo suficientemente grande para mantener una tensión casi constante a través de cada submódulo del MMC. Además, se muestra que este tipo de modelo no representa bien el comportamiento del sistema ante una falla en el enlace DC [41].

1.2.4.2 Papers utilizando sistemas multipunto

Cerca de 1980 aparecen los primeros estudios asociados a los modelos de estabilidad transitoria en sistemas multiterminal. Estos modelos son para sistemas multiterminal LCC, pues los convertidores fuente de voltaje para aplicaciones HVDC aún no existían. En [42] se describe un modelo para estudios de estabilidad transitoria basado en representaciones circuitales simplificadas y ecuaciones que representan el comportamiento dinámico del enlace.

Muchos años después, año 2010, con el desarrollo de la tecnología VSC, aparece un estudio sobre la modelación de un enlace multiterminal VSC para estudios dinámicos. Este modelo se deriva matemáticamente y considera el convertidor, sus controladores, las ecuaciones DC y las ecuaciones de ligazón (AC-DC). Su eficiencia se corrobora mediante ejemplos en sistemas multiterminal de dos y seis terminales [43]. Dos años más tarde, en 2012, se presenta un artículo enfocado en estudios EMT. Este documento presenta la comparación de un modelo promedio y un modelo simplificado de un convertidor MMC utilizado en sistemas MTDC. El enfoque de estos sistemas es la integración de grandes cantidades de energía eólica tipo offshore. El comportamiento dinámico y el rendimiento de ambos modelos se compara con una versión detallada. Los modelos presentados en este documento muestran una respuesta dinámica satisfactoria durante los fallos AC y las pérdidas de generación [44]. Ese mismo año se presenta otro artículo enfocado en estudios EMT. En este caso se presentan modelos promedio para convertidores de dos y tres niveles aplicados a sistemas HVDC VSC. Los modelos se

validan con un sistema MTDC utilizado para integrar energía eólica offshore. Los resultados de las simulaciones dinámicas utilizando estos modelos se comparan con modelos detallados, en donde se demuestra la buena precisión de los modelos en estudio [45]. En 2014 se presenta un modelo simplificado para estudios EMT. Este modelo sólo se reserva a los controladores externos y la dinámica parcial del circuito multiterminal, la cual es basada en análisis cuantitativos de los procesos dinámicos utilizando un modelo detallado. Se estudia mediante el software PSCAD el modelo en un sistema multiterminal (de 4 terminales) para corroborar su validez [46].

1.2.5 Aplicaciones

1.2.5.1 Papers utilizando sistemas VSC punto a punto

Una de las principales aplicaciones de los enlaces HVDC VSC es la incorporación de parques eólicos marinos offshore. En 2007 se presenta un artículo donde se describe la tecnología VSC a utilizar en la conexión de grandes parques eólicos que utilizan generadores de inducción, se describen los principios de funcionamiento del sistema propuesto y se proponen nuevas estrategias de control para condiciones normales de operación y frente a contingencias [47].

En 2009 se presenta una recopilación de las principales características de los enlaces HVDC VSC [48]. En este documento se presentan muchos de los enlaces HVDC-VSC en el mundo. Se puede observar que la aplicación de éstos son como soporte de tensión en aplicaciones eólicas, aporte en control de frecuencia para sistemas AC, conexión de sistemas asíncronos y cables submarinos.

1.2.5.2 Papers utilizando sistemas multipunto

La principal aplicación en la que se ha dado énfasis en los sistemas multiterminal, es la integración de parques eólicos (principalmente offshore) a gran escala. Se han presentado diversos estudios para analizar el comportamiento de éstos, al ser conectados a las redes de AC a través de enlaces multiterminal VSC. Se han realizado simulaciones para observar el comportamiento del sistema ante diversas velocidades de viento, confirmando que el sistema no presenta problemas de sincronización frente a cambios severos en la velocidad del mismo. Además, se han estudiado distintos tipos de fallas en la red AC, en donde se demuestra que la recuperación del sistema es satisfactoria [49]. Asimismo,

se han realizado estudios en estado estacionario [50] y estudios de nuevas técnicas de control [51 - 53].

Desde su nacimiento, los enlaces multiterminal se han utilizado para realizar interconexiones entre países, entre países e islas o entre islas. Por ejemplo, en [54] se muestran las principales características del famoso enlace multiterminal SACOI (Sardinia – Corsica – Italy), el cual fue uno de los primeros enlaces de este tipo. También, existen otras interconexiones VSC importantes, como el enlace subterráneo INELFE (España – Francia).

De la misma forma, se han realizado estudios para alimentar zonas urbanas mediante enlaces multiterminal, ya que estos presentan poco impacto visual y soporte contra perturbaciones [55].

1.3 Hipótesis y Objetivos

1.3.1 Hipótesis

Es posible implementar un sistema multiterminal en corriente continua utilizando tecnología VSC. De esta manera se pueden controlar de forma más eficiente los flujos de potencia, permitiendo una mayor flexibilidad operacional.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Presentar las principales características de los enlaces HVAC y HVDC (LCC y VSC).
- Presentar las principales estrategias de control local y zonal utilizadas en redes HVDC VSC.
- Diseñar un sistema de prueba para realizar simulaciones dinámicas utilizando distintas estrategias de control de voltaje DC.
- Estudiar una alternativa de interconexión multiterminal que permita mejorar las características operacionales del sistema eléctrico chileno. A partir de esto, diseñar un sistema de estudio que permita visualizar el comportamiento del sistema eléctrico chileno “como un todo”. Posteriormente realizar estudios de estabilidad transitoria.
- Mediante los resultados obtenidos, presentar las conclusiones.

1.4 Alcances y Limitaciones

En el presente trabajo se estudian las distintas técnicas de control de voltaje DC en redes multipunto. Además, se estudia una posible interconexión multiterminal en el sistema eléctrico chileno. Se presenta toda la teoría fundamental para el desarrollo de los modelos y la interpretación de los resultados obtenidos.

Los convertidores VSC se representan mediante un modelo promedio. Esto ayuda a disminuir drásticamente los tiempos de simulación, debido a que no se considera el contenido armónico inyectado por el VSC. Cabe mencionar que el modelo, al considerar solo componentes fundamentales de voltaje y corriente, representa a un convertidor de cualquier número de niveles conmutando a muy alta frecuencia.

1.5 Temario y Metodología

El primer capítulo comprende la introducción y el estado del arte; el cual muestra la importancia de los enlaces VSC, punto a punto y multipunto. Además, define la hipótesis y los objetivos mostrando también sus alcances y limitaciones.

En el segundo capítulo se presentan las principales características de la tecnología HVAC y la tecnología HVDC. Al final del capítulo se realiza una comparación de las mismas.

En el tercer capítulo se presentan las principales características de la tecnología HVDC-LCC y la tecnología HVDC-VSC. Al final del capítulo se realiza una comparación de las mismas.

El cuarto capítulo presenta una descripción de las principales estrategias de control local y zonal utilizadas en sistemas VSC multiterminal.

En el quinto capítulo se utiliza un sistema MTDC de 3 estaciones operando con distintas estrategias de control de voltaje DC. Posteriormente se conecta una red multiterminal en el sistema eléctrico chileno. Luego, se estudia el sistema unificado en condiciones normales y de contingencia.

En el sexto y último capítulo se presentan las conclusiones del trabajo.



Capítulo 2. Fundamentos de Sistemas HVDC LCC y VSC

En este capítulo se introduce toda la teoría fundamental para comprender los sistemas HVDC. Cabe destacar que la presente tesis está enfocada en sistemas HVDC-VSC, específicamente de tipo multiterminal, por lo cual estos puntos serán tratados en mayor profundidad.

2.1 Tecnología HVDC-LCC

Una estación convertidora LCC es aquella que está basada en puentes de tiristores para realizar la conversión AC-DC y viceversa. A diferencia de los convertidores de baja tensión, en este caso se utilizan válvulas de semiconductores, es decir, un gran número de tiristores conectados en serie y paralelo para soportar los niveles de tensión y corriente deseados. Estas estaciones se conectan a otras a través de largas líneas/cables de transmisión DC, formando lo que se conoce como enlace HVDC-LCC.

La mayoría de los sistemas HVDC-LCC tienen distancias entre 180 y 1000 km, con voltajes de 500 kV (± 250 kV) y 1000 kV (± 500 kV), y niveles de potencia entre 500 y 2500 MW.

En la actualidad, la tecnología HVDC-LCC es la que permite transmitir los mayores bloques de energía a largas distancias. Por ejemplo, el enlace entre Jinping y Sunan (China) transmite 7.6 GW a través de una línea aérea de 2090 km, utilizando 1600 kV (± 800 kV), lo que es conocido como UHVDC (ultra alta tensión en DC).

2.1.1 Topologías de convertidores LCC

2.1.1.1 Convertidor de 6 pulsos

La topología más básica utilizada en aplicaciones HVDC-LCC es el convertidor tipo puente, el cual utiliza seis válvulas de tiristores. Este convertidor permite una operación en modo rectificador o en modo inversor según el ángulo de disparo establecido.

En la Figura 2.1 se muestra esta topología con sus respectivas señales características AC y DC, según conexión del transformador.

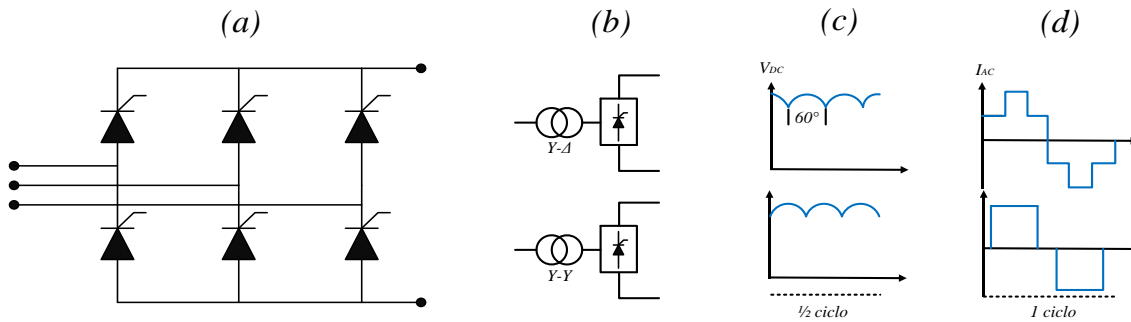


Figura 2.1 (a) Topología de convertidor de 6 pulsos en aplicaciones HVDC-LCC, (b) Posibles conexiones de transformadores, (c) Voltaje DC según conexión de transformador, (d) Corriente DC según conexión de transformador. Fuente : Elaboración propia.

2.1.1.2 Convertidor de 12 pulsos

La topología que se utiliza en la mayoría de las aplicaciones LCC es el puente de tiristores de 12 pulsos, la cual simplemente consiste en unir dos convertidores de seis pulsos. En la Figura 2.2 se muestra esta topología con sus respectivas señales características AC y DC.

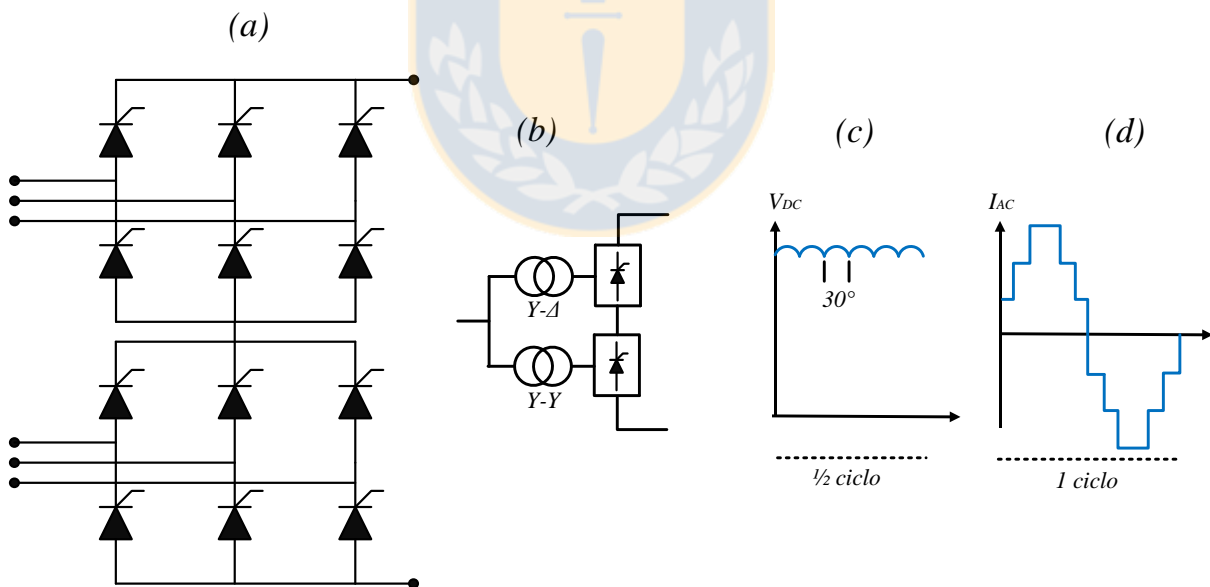


Figura 2.2 (a) Topología de convertidor de 12 pulsos, (b) Conexión de transformadores, (c) Voltaje DC, (d) Corriente AC. Fuente : Elaboración propia.

En proyectos HVDC donde se requieren muy altos niveles de tensión y potencia, existe la alternativa de conectar varios puentes de 12 pulsos (24 o 48 pulsos), lo cual no solo ayuda a distribuir la corriente y el voltaje entre más semiconductores, sino que además ayuda a reducir las componentes armónicas de corriente AC y tensión DC. Esto contribuye a la disminución del tamaño y costo de los filtros de la estación. No obstante, a medida que aumenta el número de convertidores también aumenta la complejidad de las conexiones con las que deben operar los distintos transformadores, a fin de disminuir el contenido armónico de la corriente en el lado AC [56].

2.1.2 Elementos fundamentales de una estación conversora HVDC-LCC

Cada estación se compone de diversos elementos que permiten su operación dentro de un sistema de transmisión (Figuras 2.3 y 2.4). Estos elementos se detallan a continuación [57, 58]:

2.1.2.1 Convertidor

El convertidor es el elemento principal de la estación. Este realiza las conversiones AC/DC y DC/AC. Este, normalmente, consiste en un puente de válvulas de tiristores de 6 o 12 pulsos.

2.1.2.2 Transformador

El/los transformador(es) trifásico(s) es(son) utilizado(s) para establecer una tensión adecuada en el lado AC del convertidor.

2.1.2.3 Reactor de suavizado

El reactor de suavizado es una gran inductancia (del orden de 1 H) conectada en serie con cada polo de la estación del convertidor. Sus propósitos son los siguientes:

- Disminuir los armónicos de corriente y voltaje en el lado DC.
- Prevenir problemas de conmutación en el inversor.
- Evitar que las corrientes DC se vuelvan discontinuas ante condición de baja carga.
- Limitar la corriente de cortocircuito máxima en el rectificador ante una falla en la línea DC.

2.1.2.4 Filtros armónicos

Los convertidores generan armónicos de corriente y tensión, tanto en el lado AC como DC. Estos armónicos pueden provocar interferencia con los sistemas de telecomunicaciones y sobrecalentamiento en bancos de condensadores y/o generadores cercanos. Para mitigar estos armónicos se utilizan filtros AC y DC. Es importante mencionar que estos filtros también aportan reactivos al convertidor.

2.1.2.5 Fuente de reactivos

Los convertidores utilizados en LCC absorben gran cantidad de reactivos. Bajo condiciones de estado estacionario, la potencia reactiva consumida es de aproximadamente un 50% de la potencia activa transferida. Bajo condiciones transitorias, el consumo de potencia reactiva puede ser mucho mayor. Es por esto que se requieren fuentes de reactivos cercanas a los convertidores, las cuales normalmente son compensadores estáticos o condensadores sincrónicos.

2.1.2.6 Líneas DC

Las líneas DC se utilizan en aplicaciones de transmisión aérea, estas pueden ser muy similares a las líneas AC, excepto por el número de conductores y franja de seguridad. Por otro lado, cuando la aplicación requiere conductores subterráneos o submarinos se deben utilizar cables DC.

2.1.2.7 Interruptores AC

Para aclarar las fallas en el transformador y para dejar el enlace DC fuera de servicio, en caso de mantenimiento, se utilizan interruptores AC. Estos interruptores no se utilizan para eliminar fallas en el lado DC, ya que estas pueden ser eliminadas rápidamente mediante acciones de control en el convertidor.

En las Figuras 2.3 y 2.4 se puede observar una típica estación conversora de tipo LCC.

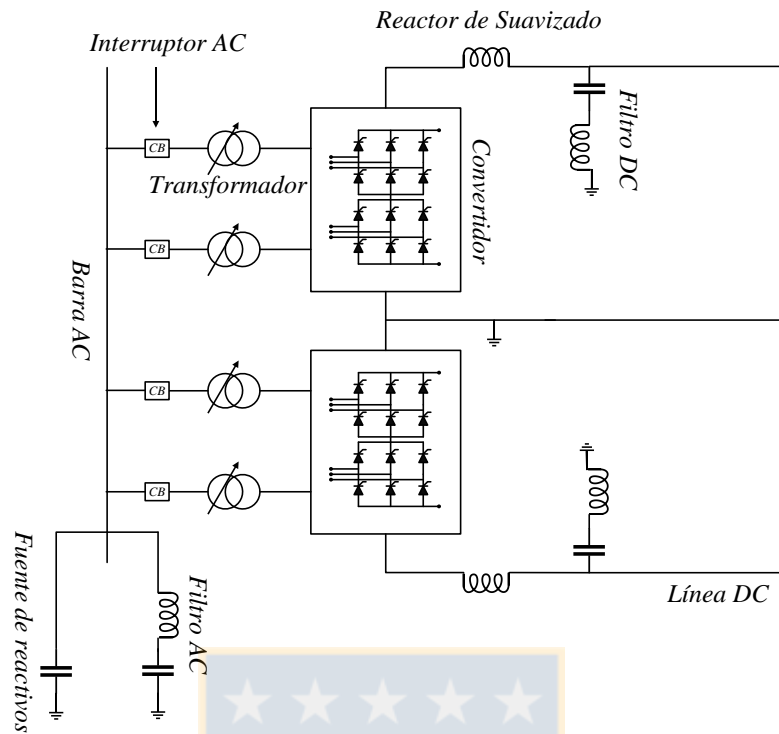


Figura 2.3 Representación circuital de una estación HVDC-LCC. Fuente : Prabha Kundur, "Power System Stability and Control" [57].

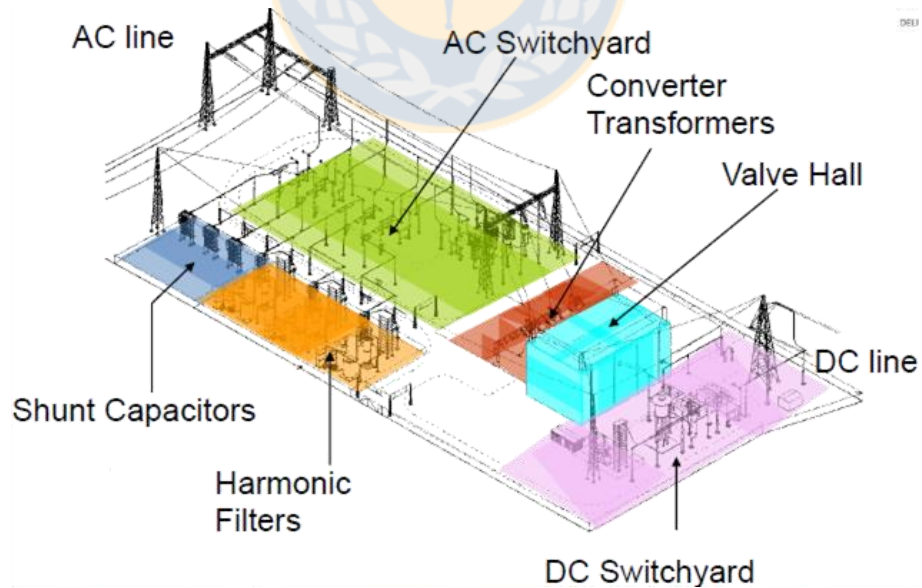


Figura 2.4 Vista aérea de una estación HVDC-LCC. Fuente : HVDC- A Smart Transmission solution for Africa's energy growth: Example: Caprivi Link, Namibia [58]

2.2 Tecnología HVDC-VSC

Una estación conversora VSC es aquella que típicamente esta basada en convertidores con IGBT (o no muy a menudo con GTO) para realizar la conversión AC-DC y viceversa. A diferencia de los convertidores de baja tensión, en este caso se utilizan válvulas de semiconductores, es decir, un gran número de semiconductores conectados en serie y paralelo para soportar los niveles de tensión y corriente deseados. Estas estaciones se conectan a otras a través de largas líneas de transmisión DC (o cables DC), formando lo que se conoce como enlace HVDC-VSC.

Pese a que el surgimiento de esta tecnología es relativamente nuevo. año 1999, los convertidores VSC utilizados en aplicaciones HVDC ya estan establecidos dentro de la industria. Según ABB, en septiembre de 2009 ya habían 10 sistemas HVDC-VSC en funcionamiento.

Hasta ahora, los proyectos HVDC-VSC consisten solo en conectar dos estaciones conversoras (conexión punto a punto), no obstante se espera que esto cambie a mediano-corto plazo, ya que esta nueva tecnología es la más adecuada para construir grandes redes HVDC multiterminal, principalmente debido a su gran flexibilidad operacional.

2.2.1 Topologías de convertidores VSC

2.2.1.1 Topología VSC de 2 niveles

El puente de Graetz de dos niveles es la topología más sencilla en convertidores VSC. En este caso el convertidor consta de seis válvulas de IGBTs, en donde cada uno de ellos posee un diodo conectado en antiparalelo. Cada válvula debe contener al menos 100 dispositivos para obtener los niveles de voltaje y corriente requeridos.

Esta topología normalmente utiliza modulación PWM, con lo cual produce alto contenido armónico en el lado AC, es por esto que una estación conversora operando con esta topología debe poseer un filtro armónico.

En la Figura 2.5 se muestra la topología VSC de 2 niveles y el voltaje PWM a la salida del mismo.

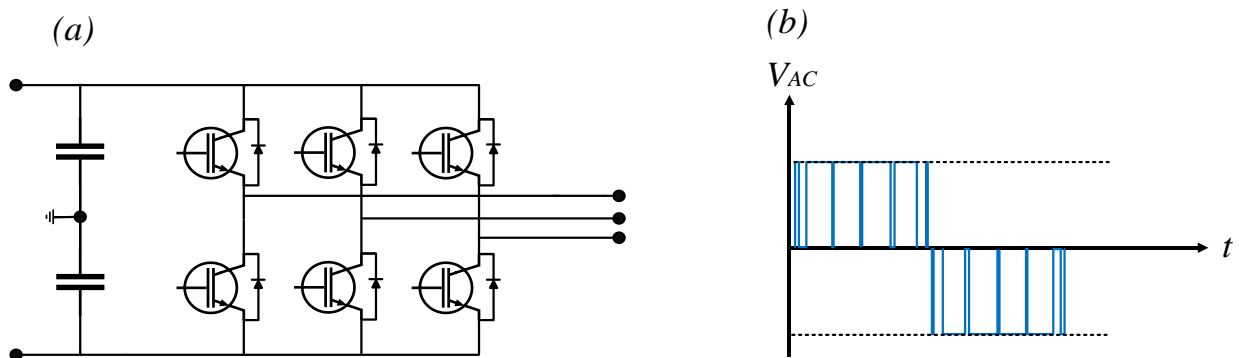


Figura 2.5 (a) Convertidor VSC de 2 niveles, (b) Voltaje PWM VSC 2 niveles. Fuente : Elaboración propia.

2.2.1.1 Topología VSC de 3 niveles

La ventaja de una topología de 3 niveles con respecto a una de 2 niveles, es que la primera, al poder generar 3 niveles de tensión DC mediante la conmutación de sus semiconductores, puede construir señales de voltaje y corriente más sinusoidales haciendo que el tamaño del filtro AC sea menor que en el caso de 2 niveles.

Las dos topologías VSC de 3 niveles más utilizadas son el NPC (neutral point clamped) y el “flying capacitor” como se muestra en la Figura 2.6 (a) y (b). En ambos casos las señales de tensión generadas son iguales, no obstante, la lógica de conmutación es distinta.

Como fue mencionado anteriormente, en la topología de 2 niveles se requieren de al menos 100 IGBTs dentro de una válvula. En convertidores de 3 niveles, el número total de IGBTs no necesariamente es superior al de la topología de 2 niveles. ya que en este caso cada válvula solo se somete a la mitad de la tensión de enlace DC. Sin embargo las topologías de 3 niveles requieren más diodos o más capacitores que una topología de 2 niveles.

En la Figura 2.6 se muestra, además de las topologías, la forma del voltaje PWM de un VSC de 3 niveles.

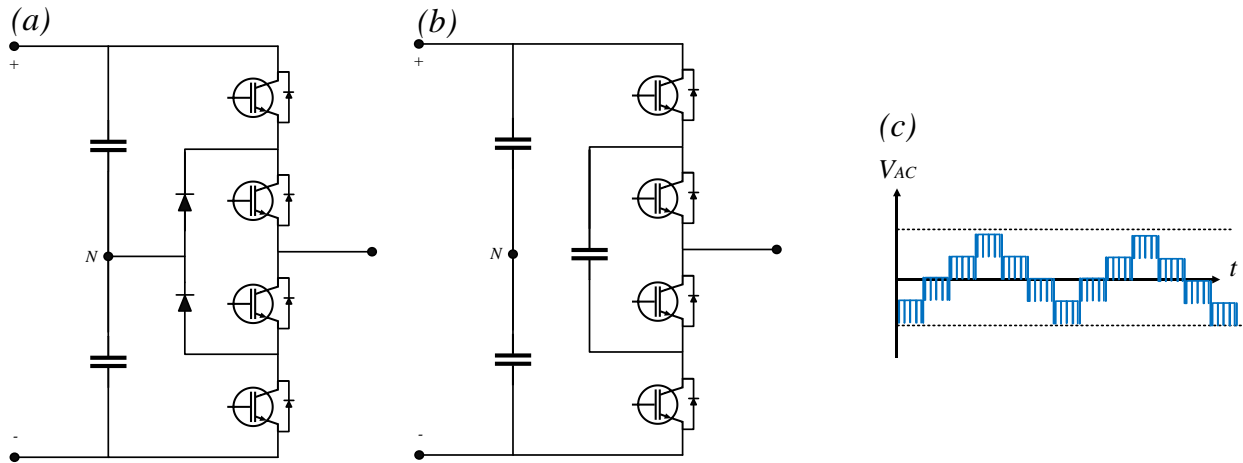


Figura 2.6 VSC de 3 niveles. (a) Una fase NPC, (b) Una fase flying capacitor, (c) Voltaje PWM VSC 3 niveles. Fuente : Elaboración propia.

2.2.1.2 Convertidor Modular Multinivel (MMC)

El convertidor modular multinivel (MMC) es el desarrollo más reciente de las topologías VSC para aplicaciones HVDC. Esta topología es una solución bastante prometedora, ya que a diferencia de la topología de 2 niveles permite reducir las pérdidas de conmutación, disminuye la distorsión armónica a tal punto que los filtros resultan innecesarios, además mejora la capacidad de escalamiento de tensión (colocando más submódulos) y permite el almacenamiento distribuido de la energía capacitiva [59].

En la Figura 2.7 se muestra el convertidor MMC, la vista detallada de uno de sus submódulos y su voltaje PWM.

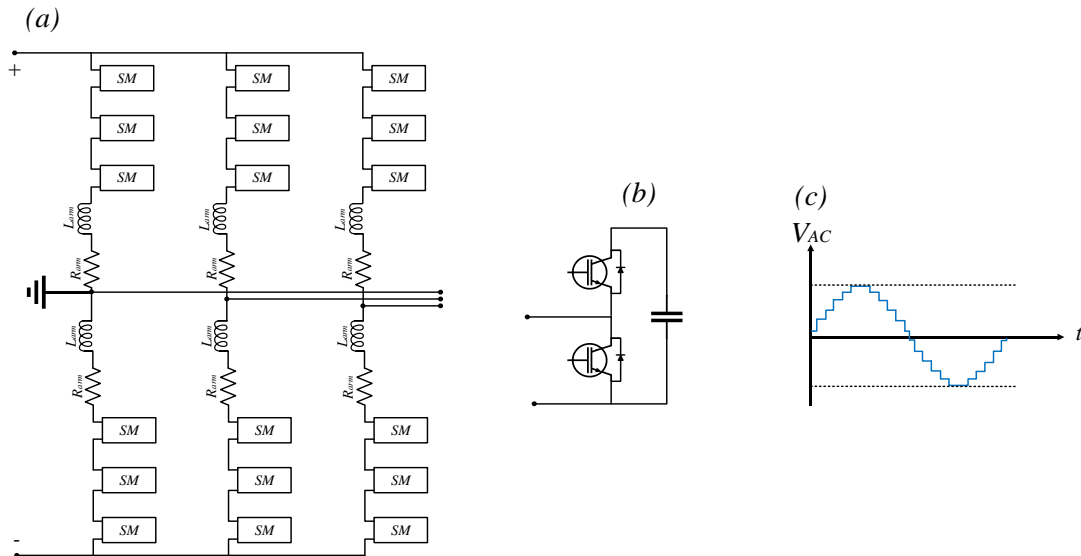


Figura 2.7 (a) Convertidor Modular Multinivel (MMC), (b) Sub-Módulo MMC, (c) Voltaje PWM en VSC MMC.
Fuente : Elaboración propia.

2.2.2 Elementos fundamentales de una estación conversora HVDC-VSC

Cada estación se compone de diversos elementos que permiten su operación dentro de un sistema de transmisión (Figuras 2.8 y 2.9). Estos elementos se detallan a continuación [58, 60-63]:

2.2.2.1 Transformador

La función más importante de los transformadores es ajustar la tensión de la red AC a un nivel de voltaje adecuado para el convertidor.

En sistemas HVDC-VSC los transformadores no están sometidos a componentes armónicas debido a que el filtro se encuentra ubicado entre el transformador y el convertidor, es por esto que se puede utilizar un transformador estándar. Normalmente este transformador posee un cambiador de tap para poder aumentar el control de potencia reactiva. El transformador puede ser representado por su equivalente π o simplemente por su reactancia de fuga.

En el futuro, puede ser posible eliminar el transformador mediante una adecuada selección del voltaje DC. Esto es beneficioso desde el punto de vista económico.

2.2.2.2 Convertidor

El convertidor es el elemento principal de la estación, ya que realiza las conversiones AC/DC y DC/AC. Éste, normalmente, posee una topología de 2 niveles, 3 niveles o MMC. El convertidor utiliza válvulas de IGBTs las cuales operan mediante modulación PWM.

Es importante mencionar que para estudios dinámicos de mediano - largo plazo no es necesario modelar las válvulas IGBT (modelo EMT⁴), sino que simplemente se utiliza un modelo que permite visualizar las componentes fundamentales de voltaje y corriente en terminales del convertidor (modelo RMS o promedio⁵).

2.2.2.3 Reactor de fase

El reactor de fase es uno de los elementos más importantes instalados en el lado AC de la estación. Dicho equipo cumple con los siguientes propósitos:

- Reducir el contenido armónico de la corriente AC.
- Determinar la dinámica en el lado AC.
- Impedir que se realicen cambios en la polaridad de las válvulas IGBT.

Generalmente el reactor se selecciona con un valor de 0.1-0.25 pu (con base en la tensión y potencia nominal del convertidor). El valor se selecciona mediante un compromiso entre la atenuación armónica y la caída de tensión en el reactor.

2.2.2.4 Capacitor DC

El/los condensador(es) es(son) el(los) elemento(s) más importante(s) en el lado DC, este/estos mantiene(n) la tensión DC dentro de una estrecha banda de valores. Su(s) tamaño(s) determina(n) el comportamiento dinámico del circuito DC.

⁴ Un modelo EMT es aquel que ayuda a predecir todas las dinámicas existentes a cambio de un mayor costo computacional.

⁵ Un modelo RMS es aquel que ayuda a predecir las dinámicas fundamentales. Requiere un costo computacional mucho menor que un modelo EMT.

El diseño del capacitor de enlace DC para topología de 2 niveles se puede realizar mediante la ecuación (2.1).

$$\tau = \frac{1}{2} C \frac{V_{DC}^2}{S_N} [s] \quad (2.1)$$

Donde τ representa el tiempo de carga del condensador (a partir de 0 volts), C es la capacitancia, V_{dc} es la tensión nominal y S_N es la potencia nominal del convertidor.

2.2.2.5 Filtro armónico

El filtro armónico se conecta en paralelo y su objetivo, junto con el reactor de fase, es atenuar las armónicas de voltaje y corriente generadas por la modulación PWM en el convertidor. El filtro puede ser de distintos tipos, no obstante, esto no es relevante cuando se utilizan modelos RMS. En dicho caso la modelación del filtro es solo requerida a 50 Hz y puede ser representado por un condensador.

2.2.2.6 Línea/Cable DC

Para aplicaciones HVDC-VSC se han desarrollado cables XPLE⁶ especiales los cuales poseen una serie de características tales como:

- Son fáciles de transportar.
- Son flexibles.
- Debido a su construcción no existe riesgo de fuga de aceite.

No obstante, estos cables solo pueden utilizarse en aplicaciones VSC, ya que no soportan cambios bruscos de tensión.

Respecto de las líneas aéreas utilizadas en aplicaciones HVDC-VSC, solo un enlace en el mundo las utiliza. Esta corresponde a la interconexión entre Namibia y Zambia, llamada “enlace Caprivi”.

⁶ Cables de polietileno reticulado.

Los cables o líneas aéreas pueden ser modelados por un circuito π .

2.2.2.7 Chopper DC

El chopper es un elemento compuesto por interruptores electrónicos y resistencias de potencia. Su principal función es disipar energía a través de su resistencia cuando la tensión del enlace DC supera cierto umbral.

2.2.2.8 Interruptor AC

El interruptor AC es necesario debido a varias razones tales como:

- Tener la capacidad de desconectar la estación VSC del sistema AC para mantenimiento.
- Para conectar el sistema AC a la red DC cuando el capacitor DC necesite ser cargado durante la puesta en marcha.
- Para desconectar la estación en caso de un cortocircuito DC.

En las Figuras 2.8 y 2.9 se puede observar una típica estación convertora de tipo VSC.

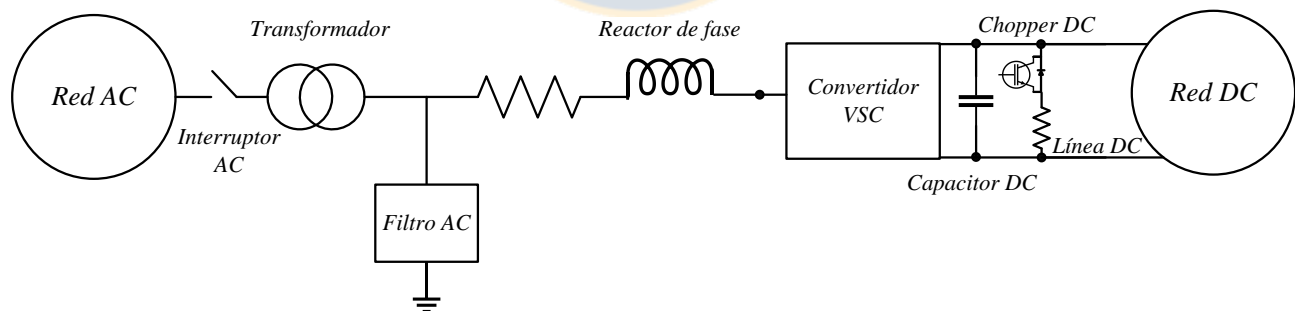


Figura 2.8 Representación circuital de una estación HVDC-VSC. Fuente : Elaboración propia.

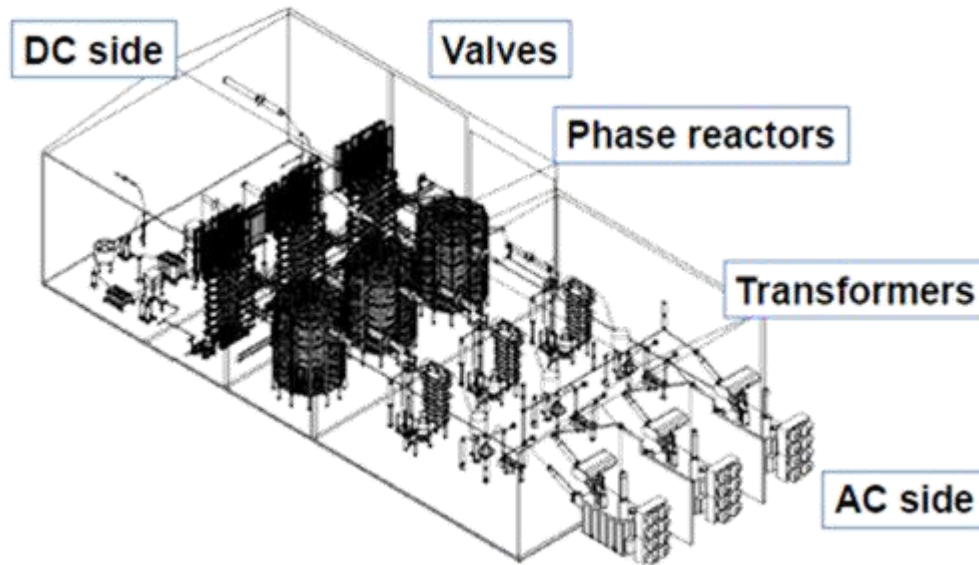


Figura 2.9 Vista aérea de una estación HVDC-VSC. Fuente : HVDC- A Smart Transmission solution for Africa's energy growth: Example: Caprivi Link, Namibia [58]

2.3 Configuraciones de estaciones LCC y VSC

Independiente si el enlace HVDC es de tipo LCC o VSC, las configuraciones son las mismas. Estas se describen a continuación [1, 56]:

2.3.1 Configuración Monopolar

La configuración monopolar, como su nombre lo indica, normalmente posee solo un polo el cual es negativo. Esta polaridad negativa ayuda a disminuir las interferencias de radio y la pérdidas por efecto corona.

Uno de los problemas de la configuración monopolar es que no posee criterio $N - 1$, es decir, si la estación queda fuera de servicio la transmisión de potencia en este punto cae a cero.

A continuación se describen los tres tipos de estaciones monopolares:

2.3.1.1 Configuración monopolar con retorno por tierra

En esta configuración, la estación está conectada a una línea de transmisión y el retorno de la energía se realiza de forma terrestre (o submarina). La ventaja de esto es que reduce los costos del cable de retorno. No obstante, cuando la resistividad de la tierra es muy alta o cuando existen interacciones con estructuras metálicas (tubos de gas o petróleo) o cualquier problema de reglamentación ambiental o marítima el retorno no es viable. Figura 2.10(a). Cabe mencionar que esta configuración puede ser utilizada como la primera etapa de una futura instalación bipolar.

2.3.1.2 Configuración monopolar con retorno metálico

Esta configuración es muy similar a la presentada en la sección 2.3.1.1, la diferencia radica en que, en este caso el retorno se realiza a través de un conductor el cual solo requiere un punto de conexión a tierra. Este tipo de configuración se utiliza cuando no es posible el retorno por tierra. Figura 2.10(b). Cabe mencionar que esta configuración puede ser utilizada como la primera etapa de una futura instalación bipolar.

2.3.1.3 Configuración monopolar simétrica

En el monopolo simétrico mostrado en la Figura 2.10(c), el centro del enlace DC está conectado a tierra y el convertidor se conecta a dos líneas de transmisión de potencial igual y opuesto.

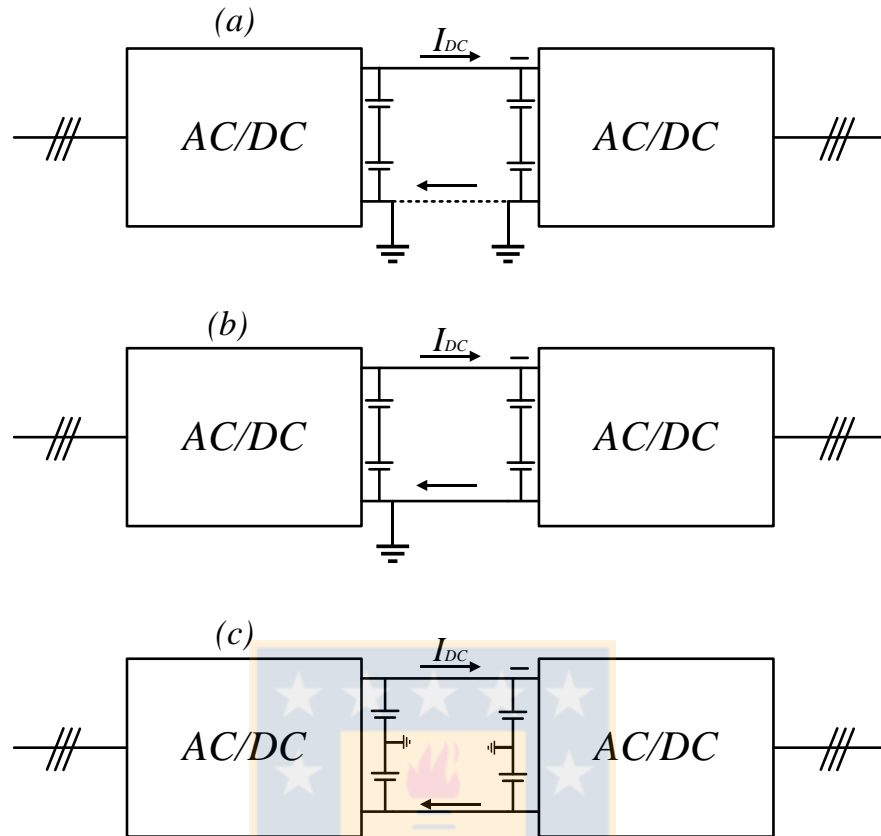


Figura 2.10 Configuración monopolar. (a) con retorno por tierra, (b) con retorno metálico, (c) simétrica. Fuente : Nilanjan Ray Chaudhuri, Balarko Chaudhuri, Rajat Majumder, Amirnaser Yazdani, “Multi – terminal direct – current grids” Modeling, Analysis, and Control, IEEE PRESS [1].

2.3.2 Configuración Homopolar

En la configuración homopolar existen dos líneas HVDC de la misma polaridad. Como fue en el caso en la configuración monopolar, generalmente se eligen polaridades negativas de tal forma de reducir las pérdidas por efecto corona y las interferencias de radio.

Debido a que las polaridades de ambos polos conductores son idénticos, esta configuración tiene la ventaja de reducir los costos de aislamiento. La principal desventaja de la disposición homopolar es la constante necesidad de una ruta de retorno y la alta corriente asociada a este. El nivel de corriente por el retorno puede llegar a ser igual a dos veces el valor de la corriente nominal debido a que ambos polos comparten la misma ruta de regreso.

2.3.2.1 Configuración homopolar con retorno por tierra

La configuración homopolar con retorno por tierra se muestra en la Figura 2.11 (a). Esta configuración, análogamente a la configuración monopolar con retorno por tierra, solo es posible cuando el retorno no genera ningún problema.

2.3.2.2 Configuración homopolar con retorno metálico

La configuración homopolar con retorno metálico se muestra en la Figura 2.11 (b). Esta configuración se utiliza cuando el retorno por tierra no es factible.

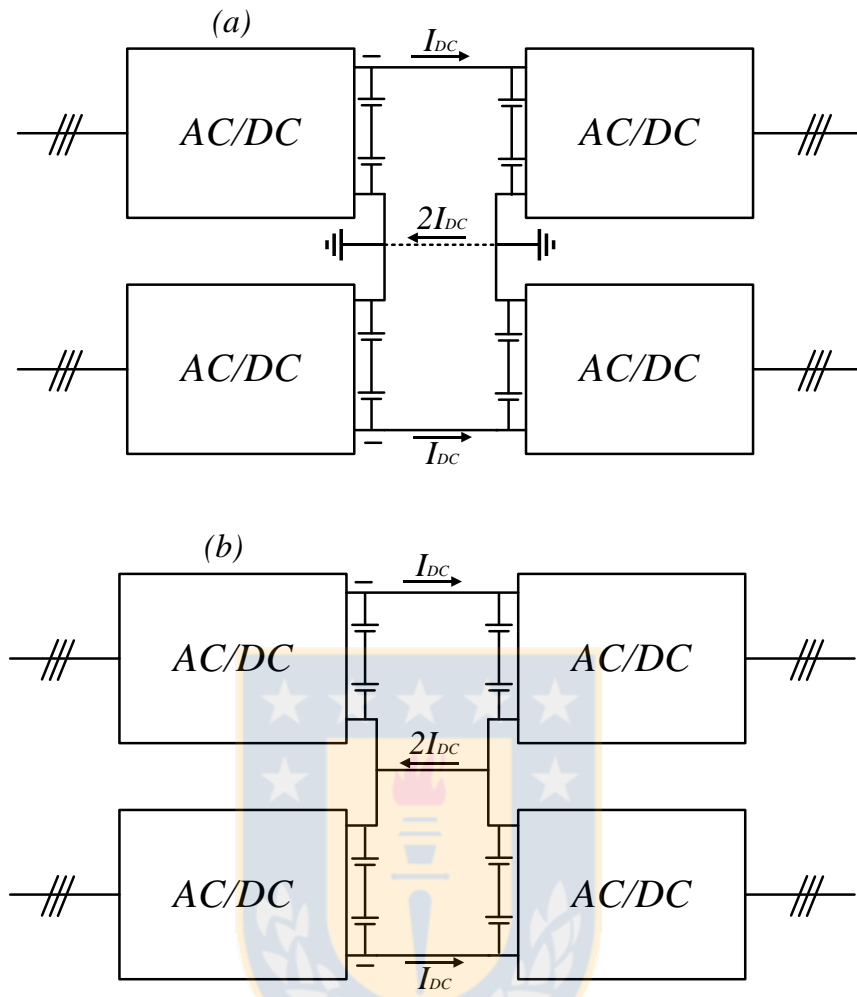


Figura 2.11 Configuración homopolar. (a) con retorno por tierra, (b) con retorno metálico. Fuente : Elaboración propia.

2.3.3 Configuración Bipolar

Para una determinada potencia nominal, una configuración bipolar es más costosa que una configuración monopolar. Por lo tanto, una configuración bipolar suele emplearse cuando la potencia transmitida es mayor que la capacidad de un solo polo en una configuración monopolar. Sin embargo, a diferencia de la configuración homopolar, la configuración bipolar hace uso de las líneas HVDC con polaridades diferentes, llevando la corriente DC en direcciones opuestas. Durante el funcionamiento normal la corriente en cada línea tiene la misma amplitud, y no hay corriente a través del retorno. Sin embargo, si una ruta de conexión a tierra es proporcionada, la configuración bipolar ofrece capacidad de redundancia en caso de falla en una de las líneas HVDC o en un convertidor. La mitad de la capacidad del sistema de transmisión HVDC está todavía disponible para su funcionamiento.

2.3.3.1 Configuración bipolar con retorno por tierra

Aunque en esta configuración no es necesario el retorno por tierra, este es implementado. La ausencia de una ruta de retorno de tierra podría reducir los gastos de capital inicial, pero cancelaría una de las principales ventajas de configuración bipolar: su capacidad de redundancia, es decir, su capacidad para soportar las interrupciones. Figura 2.12 (a)

2.3.3.2 Configuración bipolar con retorno metálico

La configuración bipolar con retorno metálico se muestra en la Figura 2.12 (b). Esta configuración se utiliza cuando el retorno por tierra no es factible.

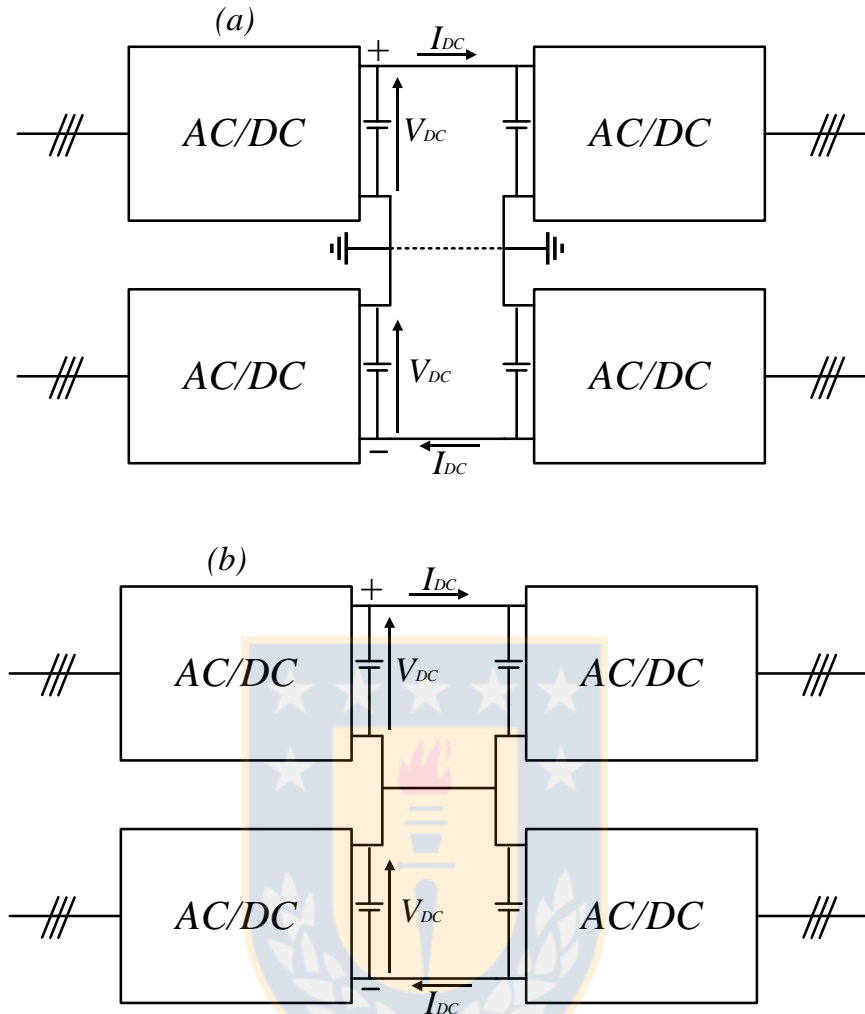


Figura 2.12 Configuración bipolar. (a) con retorno por tierra, (b) con retorno metálico. Fuente : Elaboración propia.

2.3.4 Caso especial : Configuración Back to Back

La configuración back to back (Figura 2.13) suele utilizarse cuando se requieren conectar dos sistemas AC de distinta o igual frecuencia. En este caso no hay necesidad de utilizar líneas o cables de transmisión, ya que todos los elementos se combinan en una única estructura. Además, no hay necesidad de un enlace de telecomunicaciones entre las dos estaciones conversoras, lo cual simplifica el control de los equipos.

Para bajas potencias (inferiores a 500 MW) generalmente se utiliza configuración monopolar. Para mayores niveles de potencia, se suele utilizar configuración bipolar.

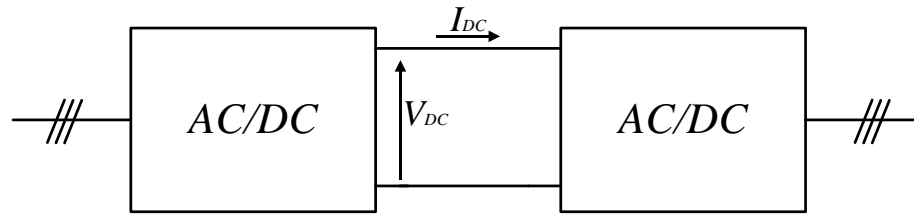


Figura 2.13 Configuración back to back. Fuente : Elaboración propia.

2.4 Características de sistemas HVDC LCC y VSC

En la Tabla 2.1 se resumen las principales características que distinguen los sistemas HVDC-LCC de los sistemas HVDC-VSC.

Tabla 2.1 Características de sistemas HVDC-LCC y HVSC-VSC. Fuente : Rodrigo Texeira Pinto, “Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control”, PhD Thesis [56].

Característica	HVDC-LCC	HVDC-VSC
Convertidor	Fuente de corriente	Fuente de voltaje
Switch convencional	Tiristor	IGBT
Edad	Desde 1954	Desde 1999
Proyectos en el mundo	146	15
Niveles de Potencia	Hasta 8000 MW	Hasta 1000 MW
Niveles de Tensión	Hasta ± 800 kV	Hasta ± 320 kV
Filtros	Grandes	Pequeños
Impacto visual	Muy alto	Bajo
Control de reactivos	No controla. Siempre consume reactivos	Control independiente de los reactivos
Requerimientos de la red AC	Conexión a red fuerte	Puede operar con redes de todo tipo.
En Fallas AC	Presenta problemas de conmutación	Puede mantenerse transfiriendo potencia activa
En Fallas DC	Es capaz de extinguirlas mediante acciones de control	Se eliminan mediante Interruptores DC
% de pérdidas respecto a la potencia nominal	0.7 %	1 - 1.5 %
Comunicación	Se requiere entre estaciones	No se requiere
Operación multiterminal	Difícil coordinación entre convertidores	Fácil coordinación entre convertidores

2.5 Sistemas multiterminal (MTDC)

Un sistema MTDC conecta tres o más estaciones conversoras y ofrece la posibilidad de interconectar varios sistemas AC a través de éstas. Este tipo de sistema se puede disponer de varias formas diferentes [56].

A continuación, se detallan las distintas topologías de redes multiterminal:

2.5.1 Topología de redes multiterminal

2.5.1.1 Sistema multiterminal tipo serie

En una red MTDC tipo serie, todas las estaciones comparten la misma corriente DC, mientras que sus voltajes se establecen según el nivel de potencia que se necesita transferir hacia o desde la red AC.

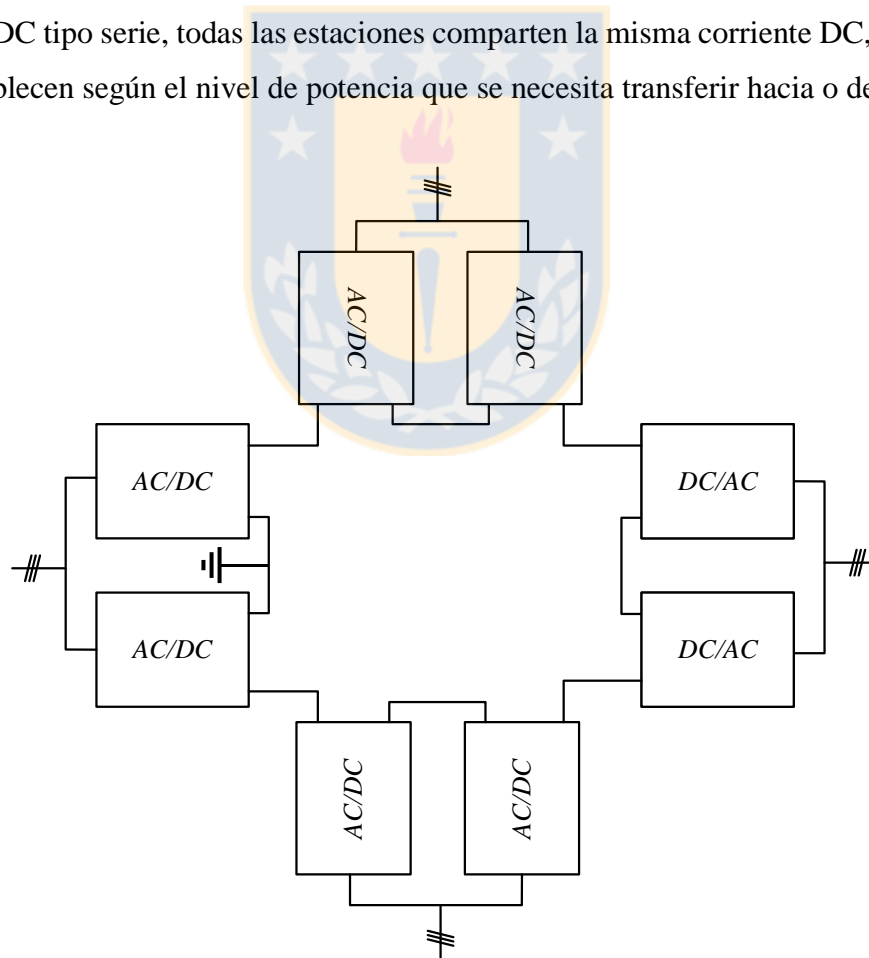


Figura 2.14 Topología de red MTDC tipo serie. Fuente : Rodrigo Teixeira Pinto, “Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control”, PhD Thesis [56].

2.5.1.2 Sistema multiterminal tipo paralelo

En una red MTDC tipo paralelo, todas las estaciones comparten la misma tensión DC, mientras que sus corrientes se establecen según el nivel de potencia que se necesita transferir hacia o desde la red AC. Figura 2.15.

Los sistemas de transmisión MTDC tipo paralelo pueden agruparse en dos categorías: (a) radial y (b) enmallado. La Figura 2.16 muestra la diferencia entre una red MTDC radial y una enmallada.

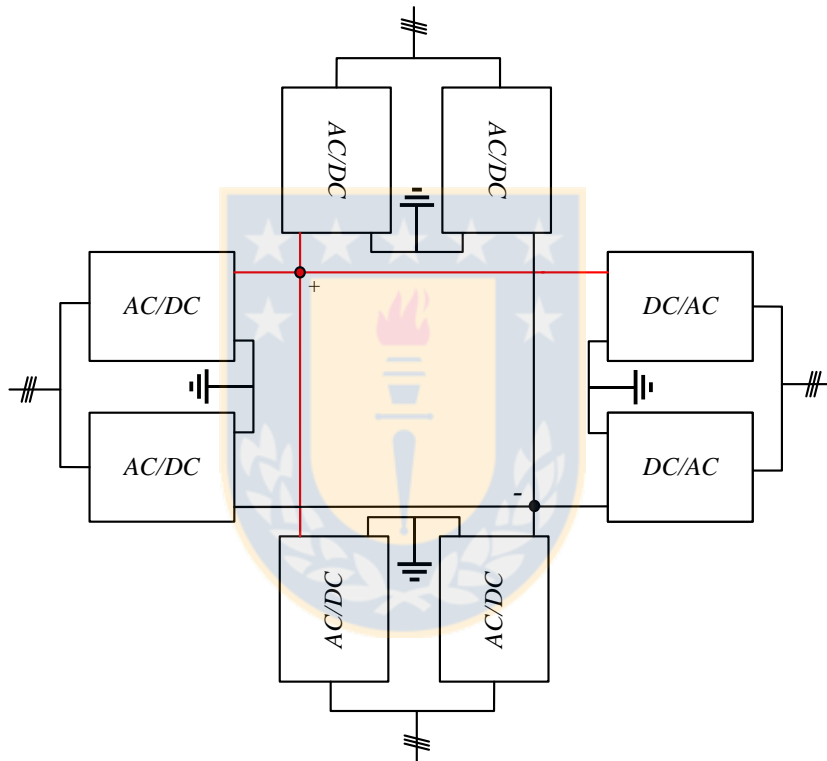


Figura 2.15 Topología de red MTDC tipo paralelo. Fuente : Rodrigo Teixeira Pinto, “*Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control*”, PhD Thesis [56].

En una red MTDC radial, la pérdida de una línea de transmisión DC supone una total interrupción en el convertidor conectado a dicha línea. Por otra parte, en una red MTDC enmallada todavía es posible la transferencia desde dicha estación, pero con mayores pérdidas.

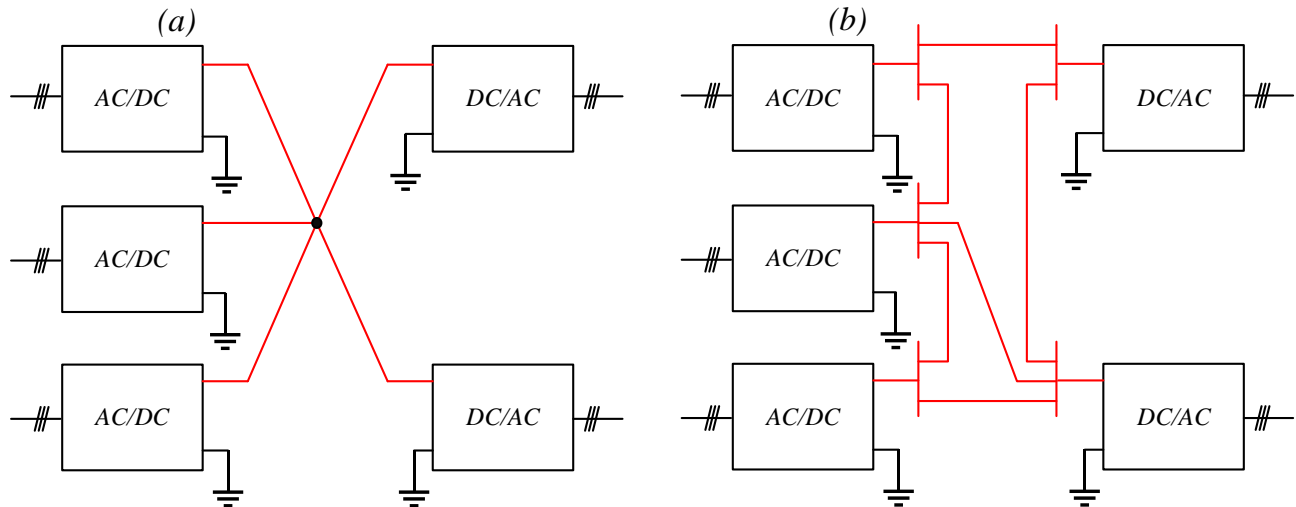


Figura 2.16 Topología de red MTDC tipo paralelo. (a) radial, (b) enmallada. Fuente : Rodrigo Texeira Pinto, “Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control”, PhD Thesis [56].

2.5.1.3 características MTDC VSC serie y paralelo

Hasta hoy, solo las redes MTDC tipo paralelo han sido utilizadas. Las características de ambos tipos de sistemas se resumen en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2 Características de sistemas MTDC serie y paralelo. Fuente : Rodrigo Texeira Pinto, “Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control”, PhD Thesis [56].

Característica	MTDC tipo serie	MTDC tipo paralelo
Inversión del flujo de potencia	Complejo, ya que la inversión de tensión podría cortocircuitar los semiconductores	Sencillo, invirtiendo la dirección de la corriente
Pérdidas	Altas	Bajas
Aislación	Complejo, debido a que la tensión en las estaciones varía	Sencillo, todas las aislaciones se consideran a tensión nominal
Fallas DC	Si la falla es permanente, toda la red queda fuera de servicio	En redes enmalladas la operación todavía es posible
Fallas AC	Conduce a sobretensiones	Conduce a sobrecorrientes
Protección	Se necesitan interruptores DC	Se necesitan interruptores DC

2.5.2 Sistema MTDC utilizado en esta tesis

Por supuesto, la tecnología HVDC a utilizar es VSC ya que esta permite una gran flexibilidad operacional a diferencia de su contraparte, HVDC-LCC.

Normalmente, los proyectos HVDC-VSC empiezan con una configuración monopolar con retorno metálico o por tierra (dependiendo de la viabilidad de este último). La ventaja de la configuración monopolar es que no requiere transformadores especiales y permite una posterior expansión mediante una configuración bipolar.

La configuración paralela, a lo largo de los años, ha demostrado ser superior a su contraparte de tipo serie (Ver Tabla 2.2) [56], se selecciona de tipo radial por simplicidad.

A modo de síntesis, se presentan las características del sistema MTDC que se aborda en el presente trabajo. (Figura 2.17)

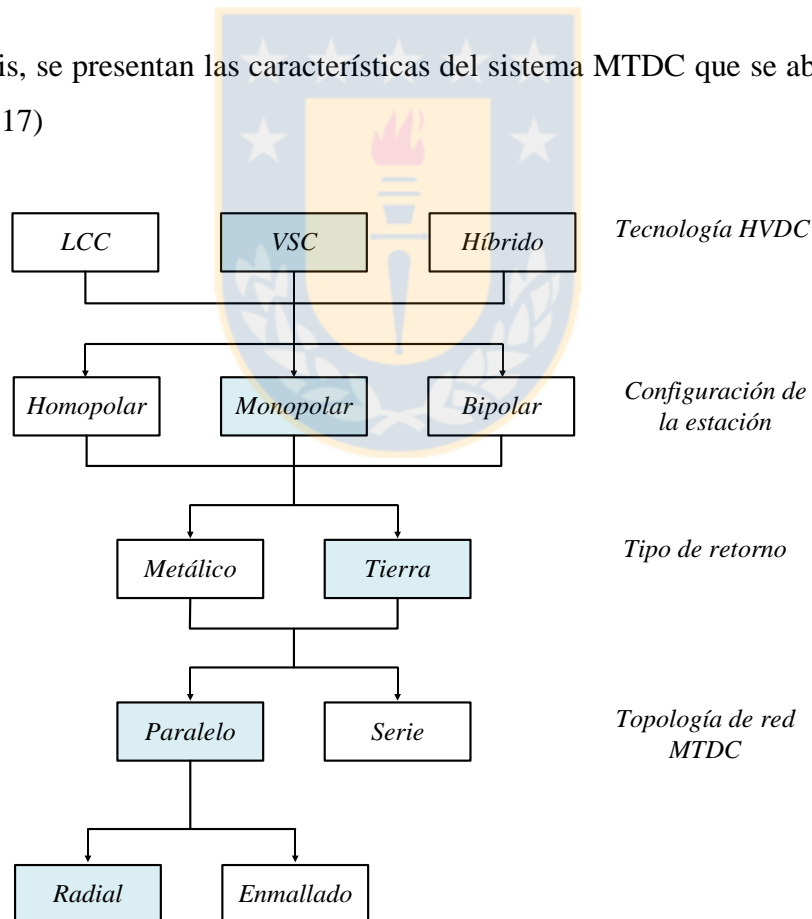
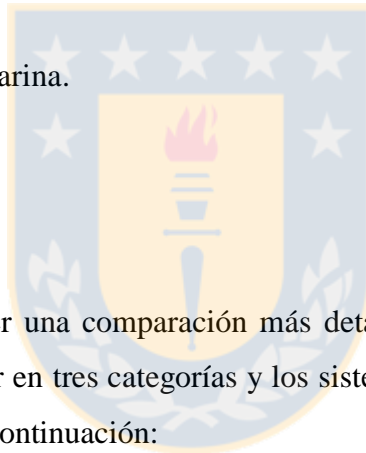


Figura 2.17 Consideraciones de la red MTDC a utilizar. Fuente : Rodrigo Teixeira Pinto, “Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control”, PhD Thesis [56].

Capítulo 3. Comparación entre sistemas HVAC y HVDC

Los sistemas en corriente alterna y corriente continua (AC y DC) son las soluciones principales para expandir un sistema de transmisión. Sin embargo, en el contexto de la expansión de un sistema, se deben considerar muchos más factores que la tecnología, como por ejemplo:

- Control en los flujos de potencia.
- Control de tensión.
- Estabilidad.
- Franja de seguridad.
- Pérdidas.
- Confiabilidad.
- Conexión terrestre o submarina.
- Costos
- Otros.



Por lo anterior es que, para hacer una comparación más detallada se debe tener presente que los sistemas HVAC se pueden dividir en tres categorías y los sistemas HVDC se pueden dividir en dos categorías [64]. Esto se detalla a continuación:

- Sistemas de transmisión trifásicos AC con líneas aéreas (overhead lines, “**OHL**”.)
- Sistemas de transmisión trifásicos AC con cables subterráneos (underground cables, “**UGC**”)
- Sistemas de transmisión trifásicos AC con transformadores desfasadores o FACTS (Power flow controlling devices, “**PFC**”)
- Sistemas de transmisión DC basado en puentes de tiristores (**HVDC-LCC**)
- Sistemas de transmisión DC basado en convertidores con IGBTs o GTOs (**HVDC-VSC**)

Lo anterior es de gran importancia, ya que cada una de estas subcategorías presenta distintas características técnicas y/o económicas.

3.1 Limitaciones actuales de las tecnologías [64]

Existe una brecha considerable entre las capacidades de transmisión aéreas y subterráneas. Esta brecha existe principalmente por dos razones: (a) la tensión que soporta la aislación de cada conductor y (b) la posibilidad de agrupar muchos conductores en un único circuito lo cual aumenta la capacidad de transmisión de forma significativa.

3.1.1 Equipos “onshore” (en tierra)

La Tabla 3.1 muestra los límites de la tecnología actual para los sistemas HVAC terrestres. Con un sistema con cables subterráneos de 400 kV puede transmitirse hasta 1600 MVA. Utilizando líneas aéreas, la misma cantidad de potencia puede transmitirse por un sistema que utiliza solo dos conductores por fase.

Tabla 3.1 Límites de sistemas AC “onshore”. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Sistema AC	Tensión Nominal	Potencia Nominal Sistema
Cable subterráneo	Hasta 500 kV	Hasta 1600 MVA
Línea aérea	Hasta 765 kV	Hasta 3550 MVA (4 conductores/fase)

La Tabla 3.2 muestra los límites de los sistemas de transmisión HVDC onshore. Los cables impregnados en masa están disponibles hasta ± 500 kV y con niveles de potencia de hasta 1000 [MW]. No obstante, la transmisión con cables llega hasta 2500 MW. Para sistemas con líneas aéreas, existen sistemas LCC de hasta ± 800 kV y 7200 MW (con hasta 8 conductores por polo). Cabe mencionar que los convertidores VSC sólo están disponibles hasta ± 320 kV y niveles de potencia de hasta 1200 MW.

Tabla 3.2 Límites de sistemas DC “onshore”. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Sistema DC	Tensión Nominal	Potencia Nominal Sistema
Cable subterráneo	Hasta ± 500 kV	Hasta 2500 MW
Línea aérea	Hasta ± 800 kV	Hasta 7200 MW

3.1.2 Equipos “offshore” (en alta mar)

En este tipo de aplicaciones no pueden utilizarse líneas de transmisión aéreas. Los sistemas solo utilizan cables submarinos. En consecuencia, los niveles de tensión y potencia disponibles para sistemas de transmisión offshore son inferiores a los niveles disponibles para sistemas de transmisión onshore.

Como en el caso de transmisión con cables subterráneos, los cables submarinos para aplicaciones HVDC LCC están disponible hasta ± 500 kV con potencias 2500 MW por sistema. Aplicaciones que utilizan tecnología HVDC VSC están disponibles hasta ± 320 kV y 1200 MW como fue mencionado en la sección 3.1.1.

Los sistemas con cables XLPE están disponibles con tensiones de hasta ± 525 kV DC, con potencias por sistema de hasta 2650 MW.

La tecnología AC es la más limitada para este tipo de aplicaciones, con tensiones de hasta 275 kV y potencias hasta 400 MVA. Un resumen se muestra en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Límites de sistemas de transmisión offshore. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Sistema	Tensión Nominal	Potencia por Sistema
DC con cable submarino impregnado en masa	Hasta ± 500 kV	Hasta 2500 MW
DC con cable XLPE	Hasta ± 525 kV	Hasta 2650 MW
AC con cable submarino	Hasta 275 kV	Hasta 400 MVA
DC convertidor VSC	Hasta ± 320 kV	Hasta 1200 MW

3.1.3 Clasificación actual de la tecnología HVDC

En la Figura 3.1 se puede observar los rangos de corriente y voltaje para los distintos tipos de cables y líneas aéreas en tecnología HVDC (LCC y VSC).

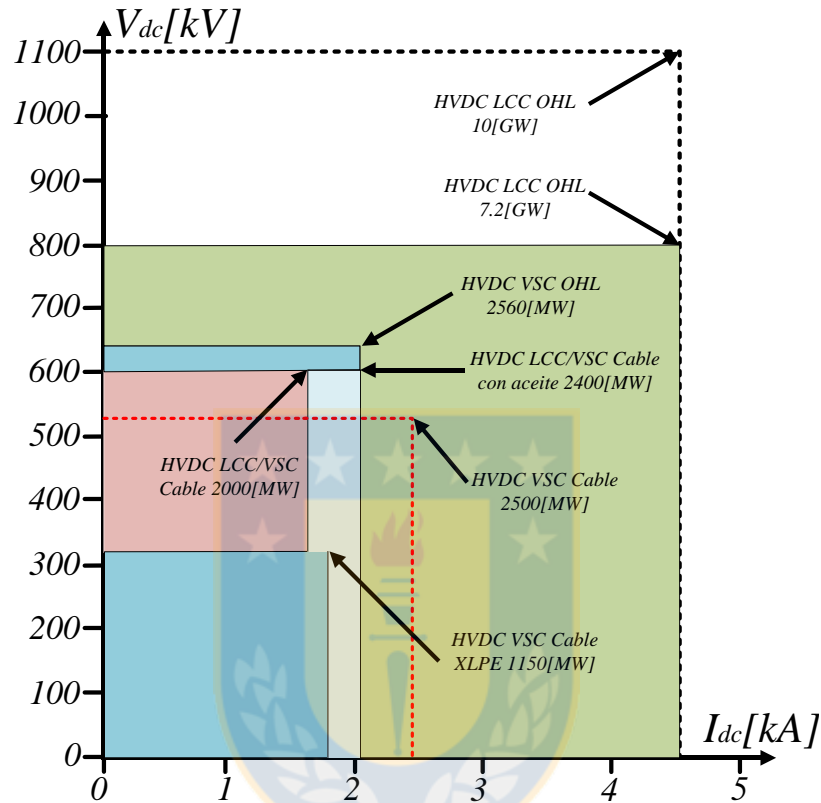


Figura 3.1 Rangos de voltaje y corriente en líneas y cables HVDC. OBS: En conexión bipolar, V_{dc} representa la tensión de un polo. En conexión monopolar simétrica, V_{dc} representa la tensión de la línea al punto medio del enlace DC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “*HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future*” [64].

Las líneas aéreas en aplicaciones HVDC LCC son bastante utilizadas, pero normalmente fuera de Europa. Sólo un sistema HVDC-VSC con líneas aéreas existe, el enlace Caprivi, la interconexión entre Zambia y Namibia. [58]

La Figura 3.1 muestra que el límite de tensión de cables es el factor limitante para el desarrollo de las aplicaciones VSC HVDC de muy alta potencia.

3.2 Comparación Técnica [56,64,65]

3.2.1 Distancia de transmisión y corrientes de carga

Un cable tiene una capacitancia por unidad de longitud C' en el rango de 160-600 nF/km . Este valor depende del dieléctrico, la sección transversal del conductor, y el espesor del aislamiento. La corriente de carga de un cable, de forma simplificada, puede ser expresada como sigue:

$$I_c = V_o \cdot \omega \cdot C' \cdot L \quad (3.1)$$

En la ecuación (3.1), V_o es la tensión de fase, ω es la frecuencia angular, C' es la capacitancia por unidad de longitud y L es la longitud total del cable. Es fácil observar que la ecuación (3.1) nace de aplicar la ley de ohm al capacitor equivalente del cable.

Para cables DC, donde la frecuencia es de 0 Hz, la corriente de carga adquiere un valor de cero (según ecuación 3.1). Por otro lado, para sistemas AC la corriente de carga debe ser considerada.

La corriente de carga para un cable AC trifásico es del orden de 1.5 $MVar/km$ en 150kV, 3 $MVar/km$ en 220kV y 9 $MVar/km$ en 400 kV. Por lo tanto, es necesario proporcionar compensación reactiva cada cierto intervalo de longitud. Lo anterior se puede realizar mediante reactores o SVCs.

A medida que el intervalo de compensación disminuye la distancia de transmisión aumenta. En cables utilizados en aplicaciones offshore, donde la compensación solo es viable en los extremos, la distancia de transmisión es inferior a 150 km. La Figura 3.2 muestra la capacidad de transferencia de potencia activa en un cable submarino de 1000 mm^2 para diferentes niveles de tensión.

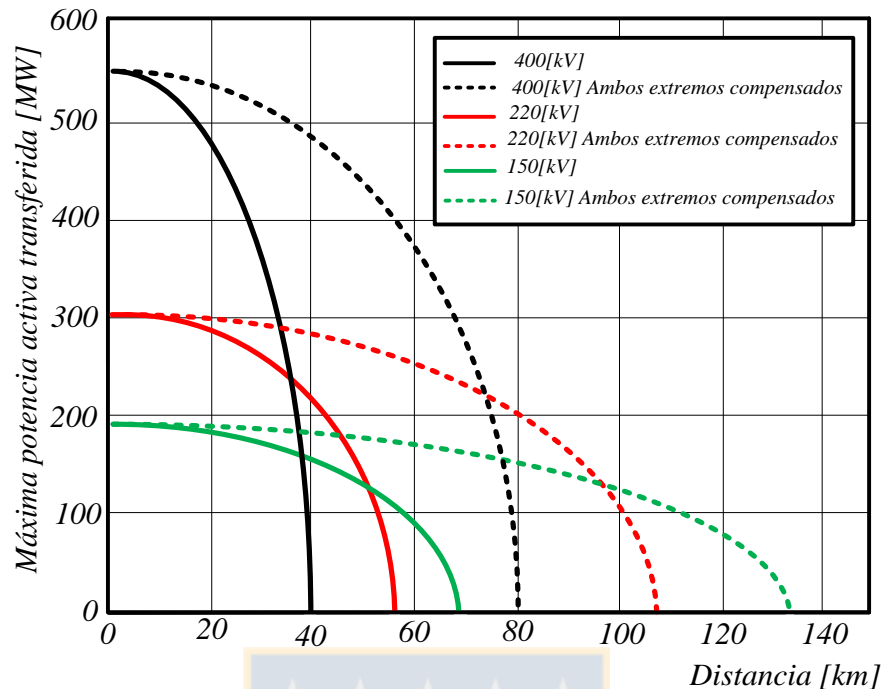


Figura 3.2 Potencia transferida en función de la distancia. Cable submarino de $1000 \text{ [mm}^2\text{]}$ XLPE. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

La capacitancia en líneas aéreas AC es aproximadamente 20 veces menor que la de los cables AC. Esto significa que la capacidad de transmisión de potencia activa en líneas de longitud del orden de unos pocos cientos de kilómetros (hasta 240 km) no se ve afectado de forma significativa. No obstante, para líneas largas AC (mayor a 240 km), pueden producirse problemas de estabilidad de voltaje por el aumento de la diferencia angular entre el voltaje del extremo emisor con respecto al extremo receptor. En el caso de líneas aéreas DC, prácticamente no existe ninguna limitación de longitud.

3.2.2 Redes asíncronas

En algunos casos, donde se requieren conectar dos sistemas que operan a distintas frecuencias, la única opción es mediante un enlace HVDC. Los enlaces HVDC, al ser tecnología PWM, permiten seleccionar la frecuencia de las señales de voltaje y corriente a la salida de la etapa inversora.

3.2.3 Capacidad de control de flujo de potencia

La transmisión DC es inherentemente adecuada para controlar el flujo de potencia a través de una línea. En cualquier momento, la potencia activa que fluye a través de la conexión puede ser fijada a un valor deseado dentro de los límites del sistema DC y mientras la red de AC tenga la capacidad de satisfacer dicho envío (o recepción). Al utilizar HVDC-VSC, adicionalmente, la potencia reactiva en cada estación puede ser controlada dinámicamente.

En el caso de los sistemas AC solo es posible cuando estos poseen transformadores desfasadores o dispositivos FACTS. Cabe mencionar que, al ser el cambiador de fase un dispositivo mecánico, esto implica que el cambio en el flujo de potencia puede tardar hasta varios minutos. Otro problema es el mantenimiento de los mismos. Por otro lado, los dispositivos FACTS se utilizan principalmente para el control de la tensión y la estabilidad. Estos también pueden utilizarse para el control de flujo de potencia, pero en un rango limitado.

3.2.4 Control de tensión

En sistemas HVAC y HVDC-LCC el control de tensión puede darse solo mediante la incorporación de dispositivos FACTS. Por otro lado, en sistemas HVDC-VSC la estación convertora posee un control total de la potencia reactiva (como fue mencionado en la sección 3.2.3), por lo cual puede incluso operar como compensador de reactivos a fin de mantener la tensión AC en un valor preestablecido.

3.2.5 Rendimiento dinámico del sistema

El enlace HVDC posee un control dinámico que permite amortiguar rápidamente las oscilaciones en el sistema (gracias a la velocidad de respuesta de sus lazos de control). Por otra parte, los sistemas HVAC que utilizan transformadores tienen una respuesta dinámica mucho más lenta. Pueden adquirir un mejor desempeño mediante la conexión de dispositivos FACTS.

3.2.6 Límites de estabilidad

La potencia transferida por una línea AC puramente inductiva depende del ángulo de fase entre las tensiones en ambos extremos de la línea:

$$P_{12} = \frac{|V1| \cdot |V2|}{X_{línea}} \cdot \sin(\delta_{12}) \quad (3.2)$$

Para un determinado nivel de potencia, el ángulo δ_{12} aumenta con la distancia de la línea. Debido a lo anterior, la máxima transferencia de potencia se limita para no causar problemas de estabilidad transitoria. Por lo tanto, la capacidad de transporte de energía de una línea de corriente alterna es inversamente proporcional a la distancia de transmisión. Por otro lado, las líneas DC no se ven afectados por esto.

3.2.7 Franja de seguridad

El derecho de paso o franja de seguridad necesaria para un circuito DC es generalmente menor que el de un equivalente AC. En otras palabras, la misma transferencia de energía requiere mucho menos espacio para la transmisión DC. Por ejemplo, el transporte de aproximadamente 2 GW con ± 500 kV DC requiere un 30% menos de espacio que el equivalente de la solución AC a 800 kV. El hecho de que las líneas DC requieran menor espacio es debido a que entre los conductores DC no se genera ningún efecto de proximidad, sólo las propiedades térmicas tienen que tenerse en cuenta.

La Figura 3.3 muestra distintas alternativas que permiten enviar 5 GW a través de un enlace HVDC. (1) Línea aérea a 600 kV HVDC-LCC; (2) Línea aérea a 800 kV HVDC-LCC; (3) Cables impregnados en masa con tecnología HVDC-LCC: 3 bipolos en 500 kV; (4) Cables extruidos y tecnología HVDC-VSC: 5 bipolos a 320 kV.

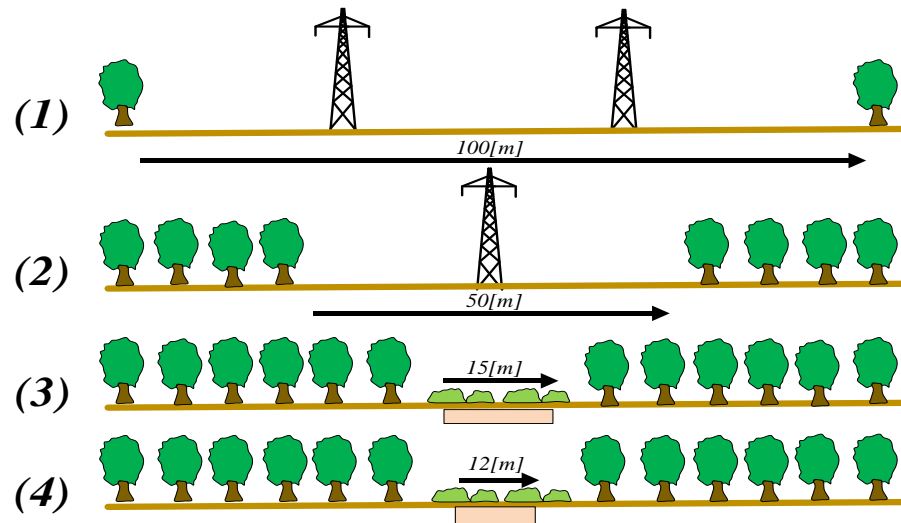


Figura 3.3 Franjas de servidumbre. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

La Figura 3.4 muestra diferentes torres de transmisión y su derecho de paso para una transferencia de 2 GW. Se puede observar que la solución mediante HVDC utiliza una franja considerablemente más pequeña que las dos soluciones HVAC. Esto, permite un menor impacto al ambiente, comunidades cercanas, entre otros.

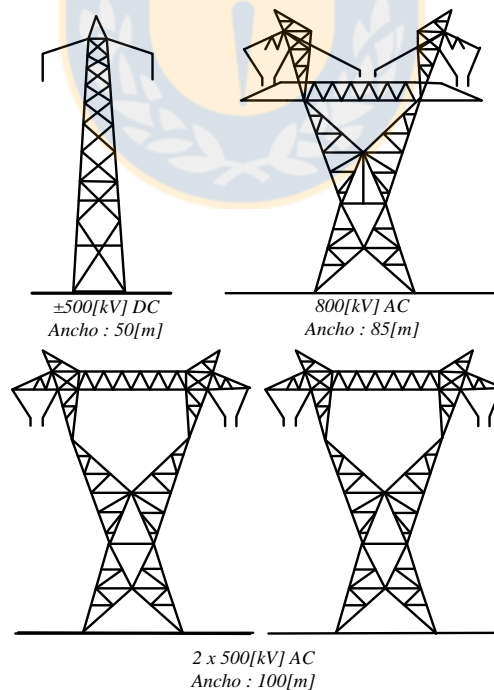


Figura 3.4 Distintas alternativas para una transmisión de 2 [GW]. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

3.2.8 Capacidad de “arranque” frente a un apagón.

Cuando se utiliza tecnología HVDC-VSC para conectar dos sistemas eléctricos, estos quedan eléctricamente separados. La ventaja de esto es que al producirse un apagón en uno de los dos sistemas, este puede ser re-energizado desde la otra red AC a través del enlace HVDC. Esto no puede lograrse con ninguna otra tecnología.

3.2.9 Requisitos de aislamiento

Para sistemas HVDC la longitud de los aisladores debe ser mayor que para sistemas HVAC. Para 400 kV AC, la máxima tensión de fase a tierra en condiciones normales es de 326.6 kV. Por otro lado, en el caso de los sistemas DC el voltaje máximo aparecerá con respecto a tierra. Además, la contaminación de los aisladores DC es mayor debido a la transmisión de los campos electrostáticos. En contraste, en aplicaciones subterráneas, la cantidad de material aislante que se requiere en HVAC es mayor que en HVDC. Lo anterior se debe a que en DC no existe efecto skin, por lo cual cables con la misma ampacidad pueden seleccionarse más pequeños, lo que también reduce la cantidad de material aislante para el mismo voltaje nominal.

3.2.10 Confiabilidad

La disponibilidad total de un enlace HVDC está determinada por dos tipos de interrupciones: interrupciones programadas y no programadas. El mantenimiento programado tiene un impacto mucho menor. Un sistema HVDC-LCC tiene, en general, una disponibilidad superior al 90%. Para 2003 y 2004 Cigré⁷ informó una disponibilidad energética de 92,6% y 95,2%, respectivamente. En estos casos la indisponibilidad programada fue de 2.2% y 4.1% respectivamente.

Aunque HVDC-VSC es una tecnología nueva, la experiencia ha demostrado que la confiabilidad de esta tecnología es muy alta y comparable a la de otros equipos de electrónica de potencia.

⁷ Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas

En general, la confiabilidad del equipo de AC es mayor que la de equipo DC, debido a la larga experiencia operacional que se tiene. Para interrupciones programadas existen suficientes equipos de respaldo para no causar problemas de suministro en la red.

Para una línea aérea de 380 kV 200 km AC la disponibilidad es de 99.98%. En el caso de un cable subterráneo de 380 kV 200 km la disponibilidad es del 97.76%. El promedio de disponibilidad de un transformador es de 99.98%.

3.3 Comparación Económica HVAC-HVDC [64]

En esta sección se compara económicamente los enlaces HVDC y HVAC. La longitud de equilibrio entre HVAC y HVDC depende de muchos factores como se analiza a continuación:

3.3.1 Transmisión “onshore”

Las Figuras 3.5 y 3.6 muestran las distancias de equilibrio para un sistema de transmisión onshore con una potencia de 2 GW(GVA) tanto para OHL y cableado subterráneo respectivamente. Se deben considerar los costos totales, los costos de la inversión y los costos de las pérdidas. Para el sistema AC y DC se consideran tensiones nominales de 400 kV y ± 500 kV respectivamente. Además, se consideran las máximas secciones transversales disponibles para líneas aéreas y cables subterráneos.

La Figura 3.5 muestra que el punto de equilibrio entre AC y DC, para este caso específico, es de 310 km. En el caso de cables subterráneos (Figura 3.6), el punto de equilibrio está cerca de 250 km. En este último caso, debe señalarse que existe compensación cada 40 km a fin de minimizar la corriente de carga.

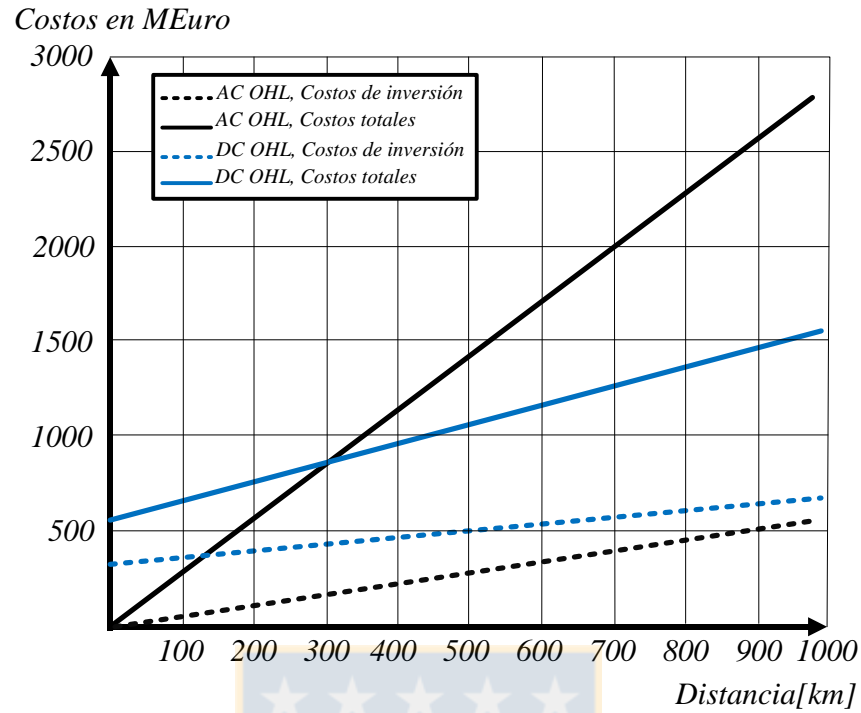


Figura 3.5 Comparación entre los costos de líneas aéreas AC y DC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

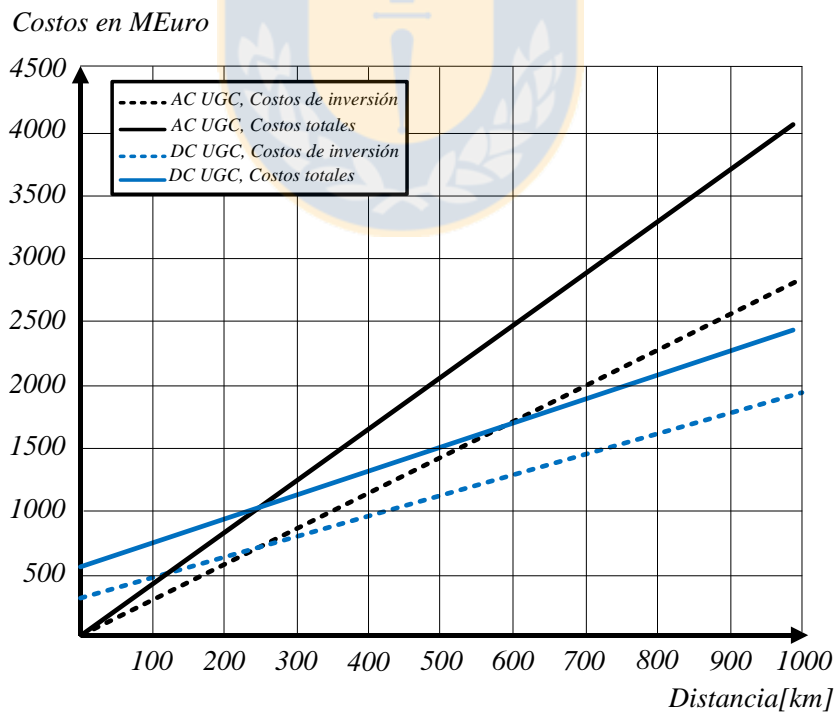


Figura 3.6 Comparación entre los costos de cables subterráneos AC y DC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

3.3.2 Transmisión “offshore”

Como fue mencionado anteriormente, en offshore no pueden utilizarse líneas de transmisión aéreas, esto implica que la única solución viable es mediante cables submarinos. En el caso de cables submarinos AC, la distancia máxima es bastante limitada, ya que la compensación solo se puede realizar en los extremos del cable. En el caso de transmisión offshore HVDC, debe hacerse una distinción entre dos tipos de sistemas: (1) la conexión entre dos subestaciones onshore, (2) la conexión entre una subestación onshore a una subestación offshore. En el primer caso, se puede utilizar tecnología HVDC-LCC, la cual está disponible con niveles de tensión de hasta ± 500 kV, en el segundo solo tecnología HVDC-VSC.

Como fue mencionado, para la conexión con una subestación offshore solo se puede utilizar tecnología HVDC-VSC, donde la máxima tensión actual es de ± 320 kV. Por otra parte, los convertidores de VSC permiten el uso de cables extruidos, que son más baratas que los cables impregnados en masa de AT.

La Figura 3.7 muestra la distancia de equilibrio para la conexión submarina de dos subestaciones en tierra. En este caso, 1500 MW (MVA) de transmisión son considerados y un voltaje AC de 245 kV. Se puede observar que la distancia de equilibrio se alcanza antes de que la máxima distancia de transmisión AC sea alcanzada.

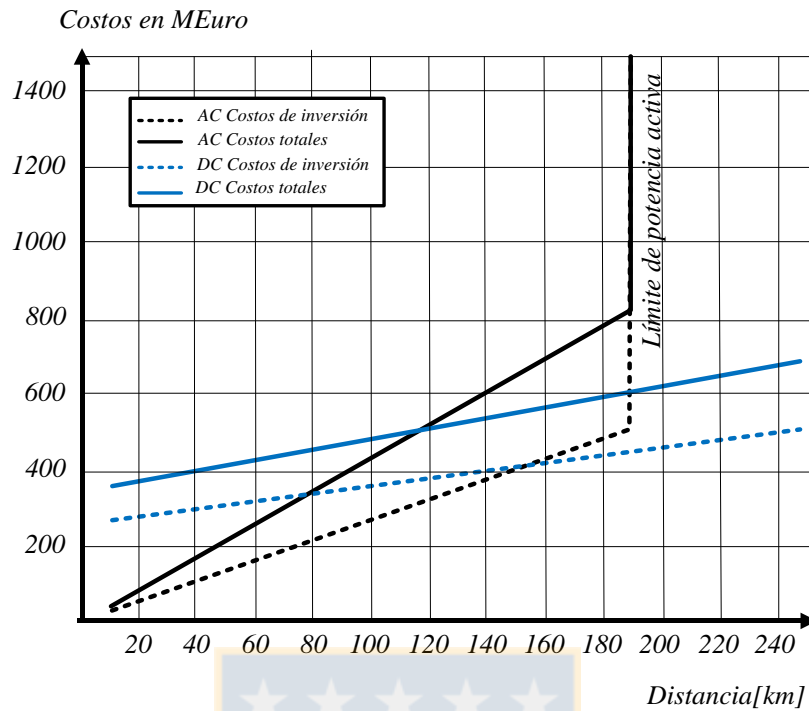


Figura 3.7 Comparación entre los costos de cables submarinos AC y DC. Se considera que el cable conecta dos subestaciones onshore. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

En la Figura 3.8 se muestran los costos al conectar una subestación offshore con una subestación onshore. Como en este caso, el máximo voltaje DC es de ± 320 kV se debe utilizar un mayor número de conductores. El mayor número de conductores, junto a un convertidor más caro provocan que la distancia de equilibrio sea igual a la distancia máxima que puede transmitir el sistema AC.

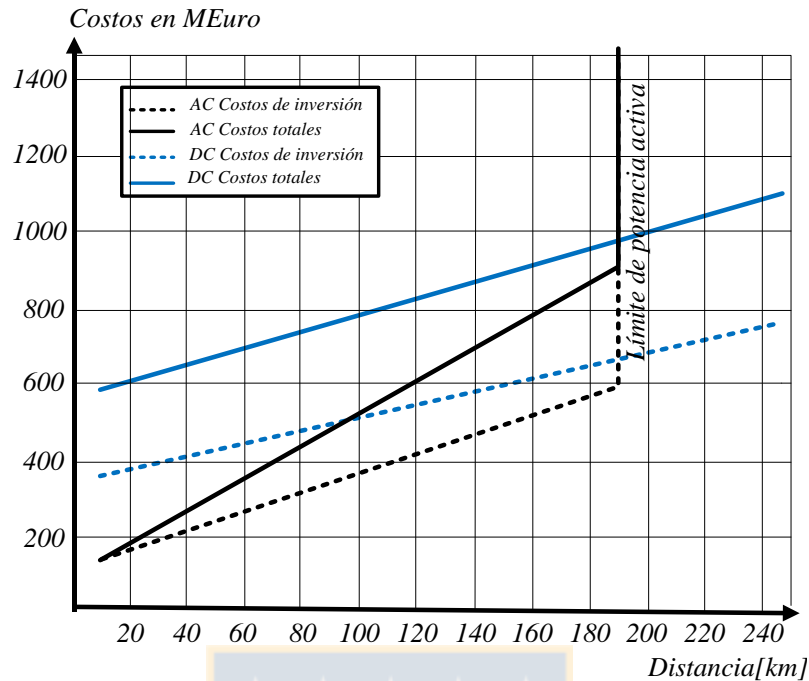


Figura 3.8 Comparación entre los costos de cables submarinos AC y DC. Se considera que el cable se conecta a una subestación offshore. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

3.3.3 Pérdidas de transmisión AC

3.3.3.1 Transformadores de potencia.

Hay tres principales fuentes de pérdidas en transformadores de potencia. Primero están las pérdidas resistivas en las bobinas de cobre (estas pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente). En segundo lugar, están las pérdidas causadas por las corrientes de Foucault en las piezas conductoras de transformadores magnéticos, tales como el núcleo (estas pérdidas son dependientes de la frecuencia). Además, se producen pérdidas dieléctricas en elementos aislantes del transformador. La proporción de estas pérdidas es pequeña y puede ser despreciada para cálculos aproximados.

La Tabla 3.4 muestra las principales pérdidas en un transformador (pérdidas en el hierro y en el cobre del mismo).

Tabla 3.4 Pérdidas en el hierro y en el cobre de transformadores. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

$S_{nominal}$	P_{fierro}	P_{cobre}
100kVA	0.25 %	1.3 %
1MVA	0.12 %	0.7 %
10MVA	0.08 %	0.5 %
100MVA	0.05 %	0.35 %
1000MVA	0.02 %	0.15 %

3.3.3.2 Líneas Aéreas AC

Las pérdidas en líneas aéreas AC dependen del nivel de corriente en las mismas. Debido al efecto skin, la resistencia AC es considerablemente mayor a la resistencia DC. Conociendo la resistencia DC se puede calcular la resistencia AC mediante las ecuaciones 3.3 y 3.4, en donde f es la frecuencia nominal, μ_r es la permeabilidad relativa y μ_0 es la permeabilidad absoluta.

$$x = \sqrt{\frac{f \cdot \mu_r \cdot \mu_0}{4 \cdot R_{DC}}} \quad (3.3)$$

$$R_{AC} = R_{DC} \cdot \left(1 + \frac{x^4}{3 + 0.8 \cdot x^4}\right) \quad (3.4)$$

Para un conductor de aluminio de 680 mm^2 y una permeabilidad relativa de 1.000022, la resistencia a 50 Hz es 66% mayor que la resistencia DC. En general, el aluminio es utilizado como conductor para líneas aéreas, lo que aumenta la resistencia en un 63% en comparación con un conductor de cobre de la misma sección transversal.

3.3.3.3 Cables subterráneos AC

Debido a la alta capacitancia de los cables subterráneos, la corriente de carga puede causar pérdidas significativas. En general, las pérdidas por corriente de carga se calculan mediante la ecuación (3.5), donde $I_c(l)$ es la corriente de carga como una función de la longitud de la línea.

$$P_c = 3 \cdot R \cdot \int_0^L I_c^2(l) \cdot dl \quad (3.5)$$

3.3.3.4 Pérdidas en dispositivos FACTS

Las pérdidas en los dispositivos FACTS dependen mucho del principio de funcionamiento y el punto de funcionamiento del propio dispositivo. No obstante, en general, las pérdidas en dispositivos FACTS están por debajo de 1,5% de la capacidad nominal de reactivos del equipo.

3.3.4 Pérdidas de transmisión DC

3.3.4.1 Las líneas aéreas y cables DC

En el caso de líneas aéreas DC, no existe efecto skin, ya que la frecuencia es de 0 Hz. En el caso de cables subterráneos o submarinos la capacitancia es mayor, no obstante, esta solo requiere ser cargada una vez para luego operar como un circuito abierto (en estado estacionario). En otras palabras, la corriente de carga solo debe ser proporcionada por un breve periodo de tiempo.

3.3.4.2 Convertidores DC

Las pérdidas en estaciones conversoras LCC se pueden desglosar como se muestra en la Tabla 3.5. Las pérdidas totales del convertidor están en un rango de 0,65 a 0,75% de la potencia a plena carga.

Tabla 3.5 Distribución de las pérdidas en una estación HVDC-LCC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Elemento	% de las pérdidas totales
Pérdidas independientes de la carga	12-14 %
Pérdidas de carga	27-39 %
Válvulas de tiristores	32-35 %
Reactores DC de suavizado	4-6 %
Filtros AC	7-11 %
Otras pérdidas	4-9 %

Para determinar las pérdidas en situaciones de carga intermedias la pérdida de carga se puede escalar por el cuadrado del factor de utilización.

Las pérdidas en estaciones conversoras VSC se pueden desglosar como se muestra en la Tabla 3.6. En los últimos años las pérdidas en estaciones conversoras VSC para aplicaciones HVDC han descendido de 1,9% a 1% a plena carga, esto debido a la introducción de las topologías de convertidores multinivel.

Tabla 3.6 Distribución de las pérdidas en una estación HVDC-VSC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Elemento	% de las pérdidas totales
Transformadores	13%
Semiconductores	70%
Reactor de fase	8%
Otras pérdidas	9%

3.3.5 Comparación de pérdidas en equipos AC y DC

En este punto se comparan las pérdidas de transmisión en sistemas HVAC y HVDC considerando una transmisión de 1000 MW. Primero se comparan las pérdidas con líneas aéreas.

Las pérdidas de transmisión AC constan de sus componentes principales: (1) pérdidas de carga y (2) pérdidas producidas por la corriente que circula por la impedancia serie. Por otra parte, de la misma forma que en el caso anterior, las pérdidas DC consisten en: (1) pérdidas en los convertidores y (2) pérdidas resistivas en las líneas DC. En la Tabla 3.7 se muestran los supuestos utilizados para los resultados representados en la Figura 3.9.

Tabla 3.7 Consideraciones para el cálculo de pérdidas AC y DC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Elemento	AC	DC
Voltaje de transmisión kV	400	±320
Sección línea aérea mm^2	680	680
Conductores por fase	2	2

La Figura 3.9 muestra que el punto de equilibrio entre AC y DC en términos de pérdidas de transmisión está situado a 300 km con la tecnología HVDC-LCC y a 370 km con la tecnología HVDC VSC. Además, si se considera un sistema HVDC-LCC de ± 600 kV es posible reducir la distancia de equilibrio.

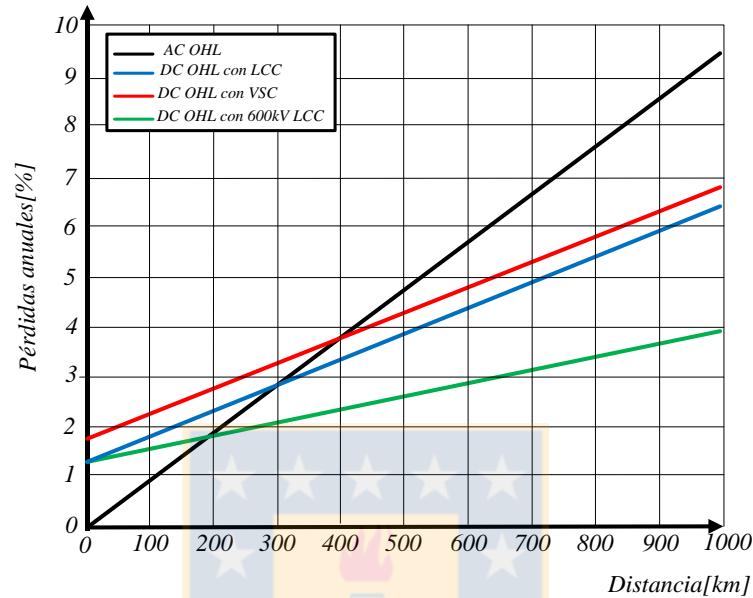


Figura 3.9 Comparación de pérdidas anuales para transmisión de 1000 [MW] con línea aérea. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

Ahora se comparan las pérdidas en sistemas AC y DC con cables. Para el ejemplo representado en la Figura 3.10 se utilizan sistemas con cables de sección transversal de 2000 mm^2 para ambos tipos de tecnologías. En esta Figura se puede observar que los puntos de equilibrio se desplazan hacia la derecha (mayor distancia), esto se debe a que las pérdidas en los cables son considerablemente menores que las pérdidas en líneas aéreas, tanto para AC como DC. No obstante, las pérdidas en los convertidores siguen manteniéndose en un rango similar.

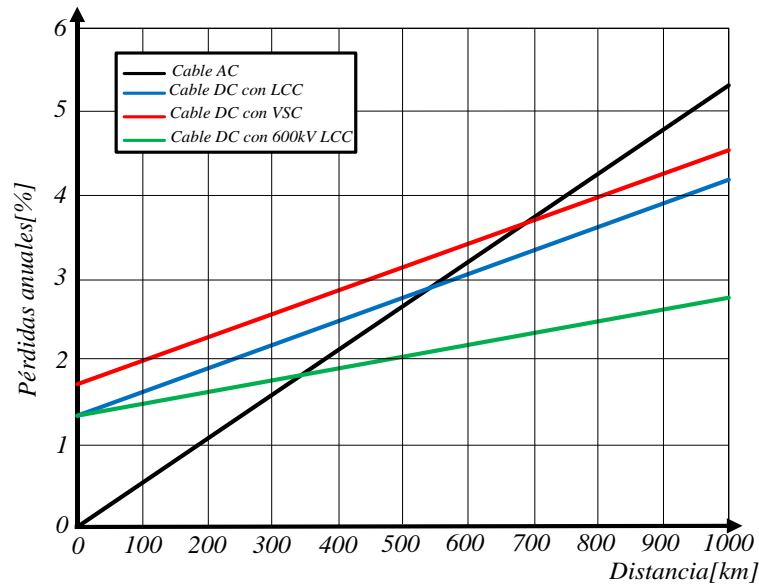


Figura 3.10 Comparación de pérdidas anuales para transmisión de 1000 [MW] con cable. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

3.4 Cuadro resumen

En la Tabla 3.8 se puede observar que la tecnología HVDC-VSC es la que posee más ventajas. Sus actuales desventajas son:

- 1) Pérdidas medias.
- 2) Altos costos.

La principal fuente de pérdidas en convertidores VSC es debido a la conmutación de sus semiconductores. Este problema ya está siendo solucionado mediante el desarrollo de convertidores MMC, los cuales operan sus semiconductores a frecuencias de conmutación muy bajas y generan señales con muy bajo contenido armónico (a tal nivel que no se requiere filtrado). Por otra parte, se espera que con el paso del tiempo los costos de esta tecnología tiendan a disminuir. Es por esto que se espera que los sistemas HVDC-VSC cobren gran relevancia en los futuros sistemas de transmisión.

Tabla 3.8 Comparación HVAC – HVDC. Fuente : Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future” [64].

	OHL AC	Cable AC	PFC AC	HVDC LCC	HVDC VSC
Control P	No	No	Si	Si	Si
Control Q	No	No	Depende	No	Si
Interconexión de redes	Solo a misma frecuencia	Solo a misma frecuencia	Solo a misma frecuencia	Cualquiera	Cualquiera
Pérdidas	Bajas	Bajas	Bajas	Medias	Medias
Amortiguación de oscilaciones	No	No	Posible	Limitado	Si
Inversión de potencia	Rápida	Rápida	Rápida	Lenta	Rápida
Implicaciones sociales	Altas	Bajas	Bajas	Bajas	Bajas
costo	Bajos	Altos	Medios	Medios	Altos



Capítulo 4. Estrategias de control en un sistema MTDC

4.1 Control Vectorial en VSC [1]

El control vectorial es la principal estrategia de control utilizada en convertidores VSC, este, a diferencia de otros métodos como el control directo, se caracteriza por poder controlar, de forma independiente, la potencia activa y reactiva intercambiada con la red. Esto último se conoce como control desacoplado.

4.1.1 Nomenclatura

A lo largo de todo este capítulo se utilizada la nomenclatura dada en la Figura 4.1. Es decir:

P^r : Es la potencia activa en el PCC⁸. Su dirección positiva es indicada en la Figura.

Q^r : Es la potencia reactiva en el PCC. Su dirección positiva es indicada en la Figura.

P^c : Es la potencia activa que entra al convertidor. Su dirección positiva es indicada en la Figura.

Q^c : Es la potencia reactiva que entra al convertidor. Su dirección positiva es indicada en la Figura.

V_{abc}^r : Son los voltajes de línea en el PCC.

V_{abc}^c : Son los voltajes de línea a la entrada del convertidor.

I_{abc} : Son las corrientes de línea que circulan por el PCC.

Cabe mencionar que para fijar las referencias en los diagramas de control se utiliza el superíndice *.

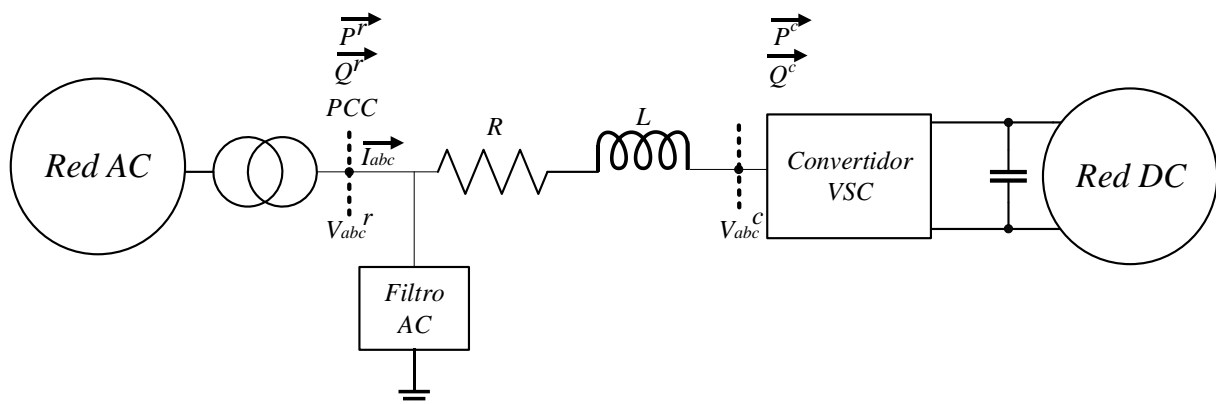


Figura 4.1 Estación convertidora VSC mostrando las variables fundamentales a utilizar en el capítulo 4. Fuente : Elaboración propia.

⁸ PCC: Punto de común acoplamiento entre el convertidor y la red AC.

4.1.2 Vector espacial y su relación con las transformadas abc- $\alpha\beta$ y $\alpha\beta$ -dq

El lado AC de un convertidor VSC se puede representar, analizar y controlar mediante el concepto de vectores espaciales. Para ello, considere tres señales $f_a(t)$, $f_b(t)$, $f_c(t)$ con formas de ondas arbitrarias que satisfacen :

$$f_a(t) + f_b(t) + f_c(t) = 0 \quad (4.1)$$

Entonces el correspondiente vector espacial de estas señales se define como :

$$F(t) = \frac{2}{3} [e^{j0} f_a(t) + e^{j\frac{2\pi}{3}} f_b(t) + e^{j\frac{4\pi}{3}} f_c(t)] \quad (4.2)$$

El vector espacial de la ecuación (4.2) se encuentra rotando en un plano estacionario de ejes $\alpha\beta$. Este se representa en términos de sus componentes real e imaginaria como :

$$F(t) = F_\alpha(t) + jF_\beta(t) \quad (4.3)$$

En donde $F_\alpha(t)$ y $F_\beta(t)$ se representan en términos de las señales originales al utilizar la transformada de abc a $\alpha\beta$:

$$\begin{bmatrix} F_\alpha(t) \\ F_\beta(t) \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & +\frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a(t) \\ f_b(t) \\ f_c(t) \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

La relación entre el vector $F(t)$ y sus componentes en $F_\alpha(t)$ y $F_\beta(t)$ se puede representar en un plano estacionario $\alpha\beta$, como se muestra en la Figura 4.2. Cabe mencionar que el ángulo ψ formado entre el eje α y el vector $F(t)$ determina la velocidad angular de este último.

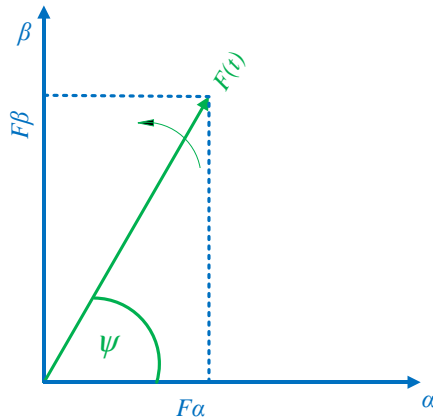


Figura 4.2 Vector $F(t)$ y sus componentes $\alpha\beta$. Fuente : Elaboración propia.

Si sobre el sistema de referencia de la Figura 4.2 se agrega otro plano con ejes denominados como “ d ” y “ q ”, el cual rota a la velocidad $\omega_{dq} = \frac{d\phi}{dt}$ respecto al eje α , podemos obtener las componentes $\alpha\beta$ en términos de las nuevas componentes dq mediante la transformada $\alpha\beta - dq$.

$$\begin{bmatrix} F_d \\ F_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\phi) & \sin(\phi) \\ -\sin(\phi) & \cos(\phi) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_\alpha \\ F_\beta \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Ambos ejes de referencia poseen componentes que pueden representar al vector $F(t)$. Esto se ilustra en la Figura 4.3.

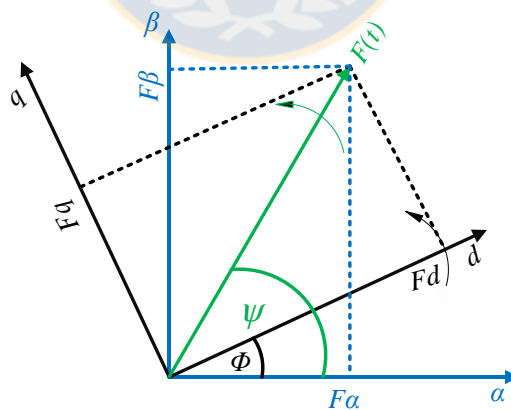


Figura 4.3 Vector $F(t)$ y sus componentes $\alpha\beta$ y dq . Fuente : Elaboración propia.

La expresión del vector espacial $F(t)$ en ejes dq , se formula matemáticamente como:

$$F(t) = [F_d(t) + jF_q(t)]e^{j\phi(t)} \quad (4.6)$$

4.1.3 Potencia activa y reactiva en ejes dq

Es posible demostrar que la potencia activa y reactiva de un grupo trifásico balanceado de señales se pueden representar como :

$$P(t) = \text{Real}\left(\frac{3}{2}V(t)I(t)^*\right) \quad (4.7)$$

$$Q(t) = \text{Imag}\left(\frac{3}{2}V(t)I(t)^*\right) \quad (4.8)$$

En donde $V(t)$ representa el vector espacial asociado a las señales instantáneas de voltaje e $I(t)$ representa el vector espacial asociado a las señales instantáneas de corriente.

Utilizando las ecuaciones (4.6), (4.7) y (4.8), es posible deducir que la potencia activa y reactiva en ejes dq están dadas por :

$$P^r(t) = \frac{3}{2}(V_d^r I_d + V_q^r I_q) \quad (4.9)$$

$$Q^r(t) = \frac{3}{2}(-V_d^r I_q + V_q^r I_d) \quad (4.10)$$

De (4.9) y (4.10) se deduce que conociendo V_d^r y V_q^r , obtenidos al transformar los voltajes V_{abc}^r a dq , es posible controlar la potencia activa y reactiva intercambiada con la red mediante I_d y I_q (componentes que se obtienen al transformar las corrientes I_{abc} a dq). Figura 4.1.

4.1.4 Orientación del vector de voltaje y desacoplamiento del control PQ

De las ecuaciones (4.9) y (4.10) se puede observar que el control de las potencias activa y reactiva se encuentra acoplado, es decir cada una depende tanto de vectores en eje d y eje q . Para solucionar esto debemos recurrir a las bases de los vectores espaciales, las cuales fueron tratadas en la sección 4.1.1.

Al obtener el vector de voltaje de red podemos determinar que su velocidad de rotación respecto al eje α es $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$, donde f es la frecuencia de la red eléctrica. Esto se muestra en la Figura 4.4.

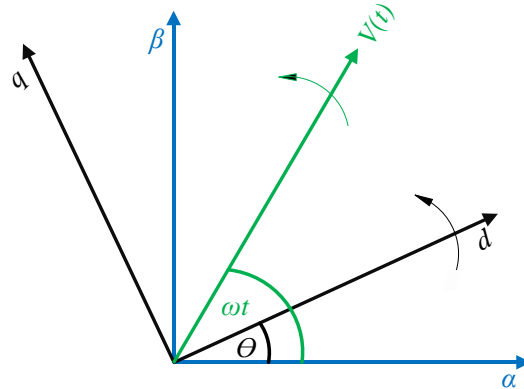


Figura 4.4 Vector de voltaje de red en ejes $\alpha\beta$ y dq . Fuente : Elaboración propia.

A través de un breve análisis de la Figura 4.4 podemos observar que si el eje d rota junto con el vector de voltaje de red la componente V_q es siempre igual a cero. Esto se muestra en la Figura 4.5.

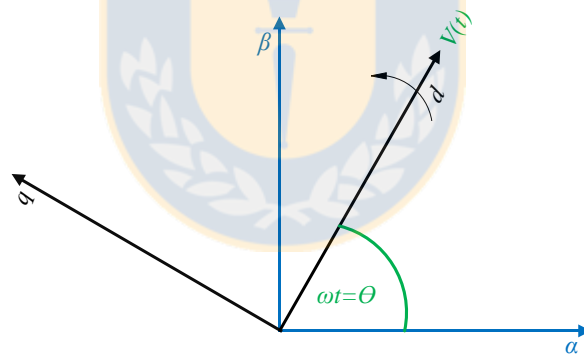


Figura 4.5 Vector de voltaje orientado en el eje d . Fuente : Elaboración propia.

Luego, las potencias activas y reactivas en ejes dq son:

$$P^r(t) = \frac{3}{2} (V_d^r I_d) \quad (4.11)$$

$$Q^r(t) = \frac{3}{2} (-V_d^r I_q) \quad (4.12)$$

Donde en condiciones normales V_d^r es un valor constante e igual a la amplitud del voltaje de fase en el lado de la red.

De las ecuaciones (4.11) y (4.12) podemos observar que, al operar en las condiciones presentadas en la Figura 4.5, es posible controlar la potencia activa y reactiva de forma independiente. Para lograr esto se requiere que $\omega t = \theta$ lo cual implica calcular el ángulo de vector de voltaje de red e introducirlo en la transformada $\alpha\beta - dq$ (ecuación 4.5). Esto se realiza mediante un esquema PLL, el cual es explicado en la sección 4.1.6.

4.1.5 Sistema a controlar [66]

En este caso el sistema a controlar es un convertidor tipo fuente de voltaje. El modelo utilizado en esta tesis es de tipo promedio y representa un convertidor de 2 o 3 niveles. Este modelo se muestra en la Figura 4.6.

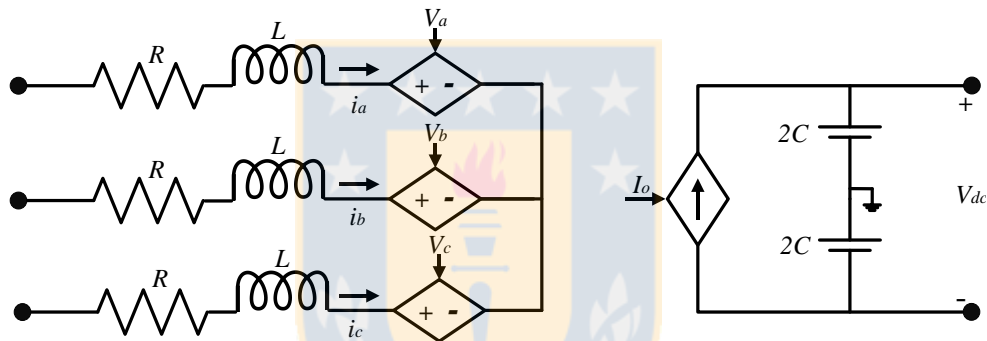


Figura 4.6 Modelo promedio de un VSC de 2 y 3 niveles. Fuente : Elaboración propia.

Para poder trabajar con este modelo son necesarias las ecuaciones de ligazón entre el sistema AC y el sistema DC. Estas relaciones obtenidas a través de las moduladoras se muestran a continuación:

$$V_a = \frac{V_{dc}}{2} \cdot m_a \quad (4.13)$$

$$V_b = \frac{V_{dc}}{2} \cdot m_b \quad (4.14)$$

$$V_c = \frac{V_{dc}}{2} \cdot m_c \quad (4.15)$$

$$I_o = \frac{1}{2} \cdot (m_a \cdot I_a + m_b \cdot I_b + m_c \cdot I_c) \quad (4.16)$$

4.1.6 Phase locked loop (PLL)

Como fue mencionado en la sección 4.1.4, para poder controlar de forma independiente tanto la potencia activa como la potencia reactiva, es necesario orientar el eje d con el vector de voltaje de red. Para esto se utiliza un diagrama de control llamado “phase locked loop” (PLL), el cual se muestra en la Figura 4.7.

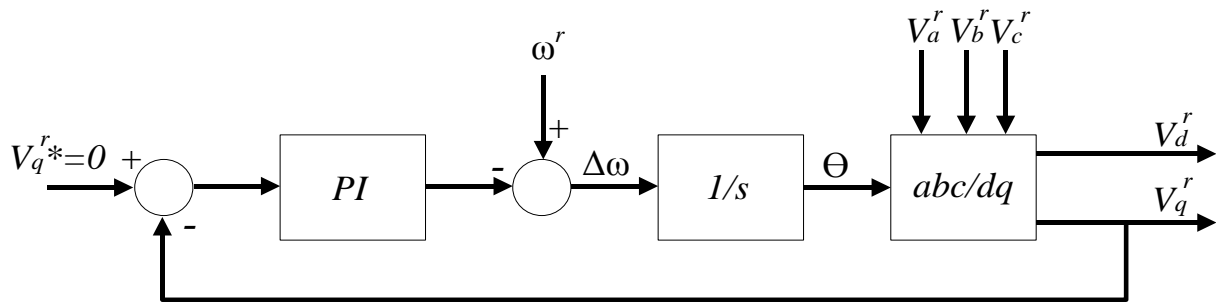


Figura 4.7 Diagrama de implementación del PLL. Fuente : Elaboración propia.

El PLL obtiene el ángulo Θ que se ingresa en la transformada $\alpha\beta - dq$ y, en estado estacionario, logra establecer, que dicho ángulo sea igual a ωt (condición de alineamiento).

OBS: Para sintonizar este controlador (Figura 4.7) se puede utilizar el diagrama propuesto en el Anexo B.

4.1.7 Lazos internos de control

4.1.7.1 Control de corrientes I_d e I_q

Considerando el lado AC de la Figura 4.1 se puede observar que las ecuaciones dinámicas asociados a este son :

$$L \frac{dI_a}{dt} + RI_a = V_a^r - V_a^c \quad (4.17)$$

$$L \frac{dI_b}{dt} + RI_b = V_b^r - V_b^c \quad (4.18)$$

$$L \frac{dI_c}{dt} + RI_c = V_c^r - V_c^c \quad (4.19)$$

Si se aplican las transformada $abc - \alpha\beta$ y $\alpha\beta - dq$ en las ecuaciones (4.17), (4.18) y (4.19), se obtienen:

$$L \frac{dI_d}{dt} = V_d^r - V_d^c - RI_d - L\omega I_q \quad (4.20)$$

$$L \frac{dI_q}{dt} = V_q^r - V_q^c - RI_q + L\omega I_d \quad (4.21)$$

De las ecuaciones (4.20) y (4.21), se observa que las dinámicas del lado AC poseen acoplamientos por lo cual los lazos internos de I_d e I_q se deben implementar con términos de desacoplamiento. Los esquemas, para el control de I_d e I_q , se muestran en las Figuras 4.8 y 4.9, respectivamente.

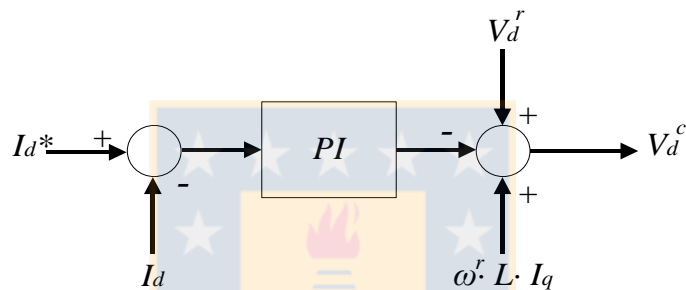


Figura 4.8 Lazo interno de corriente I_d . Fuente : Elaboración propia.

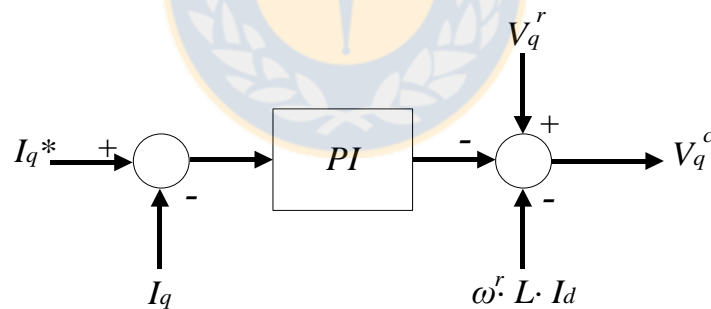


Figura 4.9 Lazo interno de corriente I_q . Fuente : Elaboración propia.

OBS: Para sintonizar estos controladores (Figuras 4.8, 4.9) se pueden utilizar los diagramas propuestos en el Anexo B.

4.1.7.2 Limitadores de corrientes I_d e I_q [67]

Dado que esta tesis se basa en la transmisión de grandes bloques de potencia a través de largas distancias, se privilegia el control de potencia activa por sobre el control de potencia reactiva. Por lo cual los limitadores de las corrientes I_d^* e I_q^* se establecen en función de lo anterior.

La corriente I_d^* se limita entre $\pm I_{max}$, esta representa la máxima corriente que puede circular a través del convertidor. La corriente I_{max} se obtiene mediante la ecuación (4.11):

$$I_{max} = \frac{S_{nominal}}{\frac{3\sqrt{2}}{2\sqrt{3}}V_{PCC}} = \sqrt{2} \cdot \frac{S_{nominal}}{\sqrt{3} \cdot V_{PCC}} \quad (4.22)$$

En la ecuación (4.22) se considera que la potencia activa transferida es igual a la potencia aparente del convertidor. En otras palabras, se asume que toda la potencia que circula en el convertidor es activa.

Por otra parte, se sabe que:

$$\sqrt{I_d^2 + I_q^2} = I_{conv} \quad (4.23)$$

En la ecuación (4.23) I_{conv} representa la corriente que circula hacia el convertidor en un momento determinado.

Luego, establecidos los límites de I_d^* , se establecen los límites de I_q^* mediante la ecuación (4.23).

$$I_{qmax} = \sqrt{I_{max}^2 - I_d^{*2}} \quad (4.24)$$

El diagrama de bloques se puede observar en la Figura 4.10.

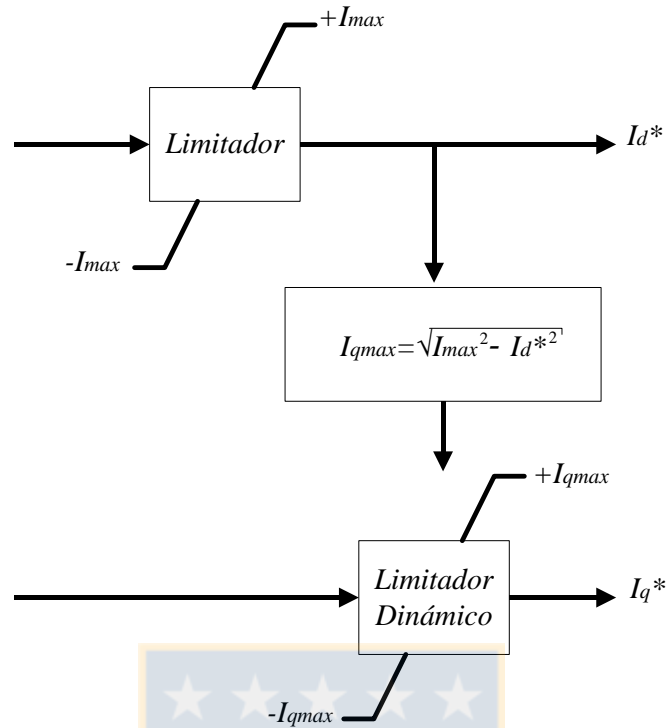


Figura 4.10 Limitadores de corrientes I_d e I_q . Fuente : Jaime Peralta Rodriguez, “*Dynamic Averaged Models of VSC-Based HVDC Systems for Electromagnetic Transient Programs*”, PhD Thesis [67].

Es importante comentar que, según la ecuación (4.22), pueden existir condiciones de operación donde la corriente que circula hacia el convertidor supere a la corriente nominal del mismo. Por otra parte, el voltaje del enlace DC depende del balance de potencia en la red MTDC, por lo cual no siempre opera en su valor nominal. Por lo anterior, es importante que los semiconductores de cada estación VSC sean diseñados considerando dichos niveles de voltaje y corriente.

4.1.8 Lazos externos de control

Los lazos internos de control nos permiten establecer las corrientes de referencia I_d^* e I_q^* . Mediante la ecuación (4.11) se observa que I_d^* puede utilizarse indirectamente para controlar la potencia activa o, la potencia activa puede utilizarse indirectamente para controlar la tensión DC (recordar que la tensión de esta se relaciona directamente con la energía almacenada). Por otra parte, mediante la ecuación (4.12) se observa que I_q^* puede utilizarse indirectamente para controlar la potencia reactiva o, la potencia reactiva puede utilizarse indirectamente para controlar el módulo de la tensión AC (mediante compensación de reactivos).

Según lo anterior es posible establecer un control externo que permita manipular I_d^* e I_q^* a fin de controlar otras variables. Estos nuevos “modos de control” se presentan a continuación:

4.1.8.1 Control P

El lazo externo de potencia activa se muestra en la Figura 4.11 (a). Este modo de control se utiliza, por ejemplo, cuando un convertidor VSC se conecta a un parque eólico. El parque, al ser un generador, establece la potencia activa inyectada hacia la red.

Cabe mencionar que, este control también puede ser implementado en lazo abierto. Esto se muestra en la Figura 4.11(b).

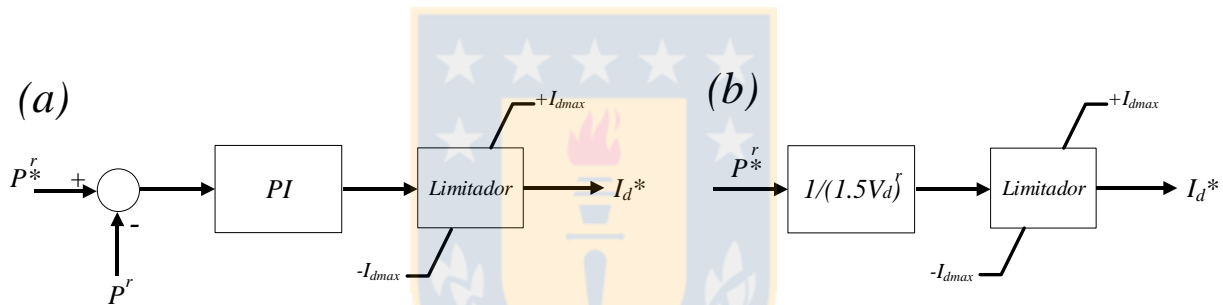


Figura 4.11 Control externo de potencia activa. (a) En lazo cerrado, (b) En lazo abierto. Fuente: Elaboración propia.

Los diagramas propuestos en 4.11(a) y (b) se han utilizado en literatura especializada como [59] y [61]. En esta tesis, por simplicidad, se elige el diagrama 4.11(b).

4.1.8.2 Control Q

El lazo externo de potencia reactiva se muestra en la Figura 4.12 (a). Este modo de control se utiliza, por ejemplo, cuando se desea modificar el nivel de tensión AC de la barra adyacente al convertidor. Es importante destacar que, dadas las características de la potencia reactiva, este modo de control es de acción local.

Cabe mencionar que, este modo de control también puede ser implementado en lazo abierto. Esto se muestra en la Figura 4.12(b).

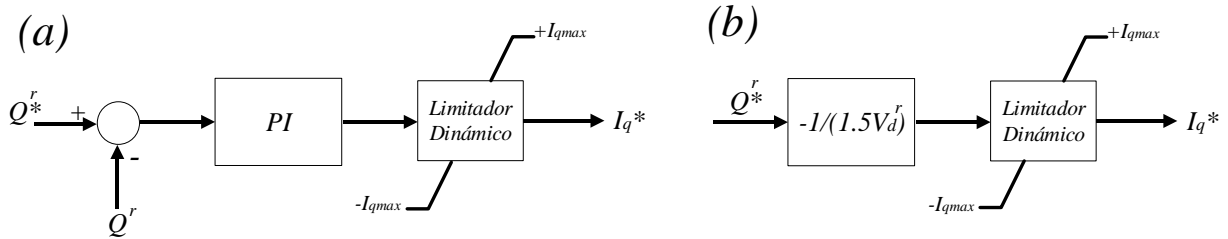


Figura 4.12 Control externo de potencia reactiva. (a) En lazo cerrado, (b) En lazo abierto. Fuente: Elaboración propia.

Los diagramas propuestos en 4.12(a) y (b) se han utilizado en literatura especializada como [59] y [61]. En esta tesis, por simplicidad, se elige el diagrama 4.12(b).

4.1.8.3 Control V_{dc}

El lazo externo de V_{dc} se muestra en la Figura 4.13. Este modo de control es fundamental en las redes DC, ya que para transferir potencia activa a través de las mismas es indispensable mantener la tensión DC en una banda de valores bastante estrecha. Si este control no funciona adecuadamente el sistema completo puede quedar inhabilitado.

Es importante mencionar que este método se utiliza normalmente para controlar la tensión DC en redes punto a punto, ya que en sistemas multiterminal existen estrategias de control más sofisticadas que permiten realizar esta tarea.

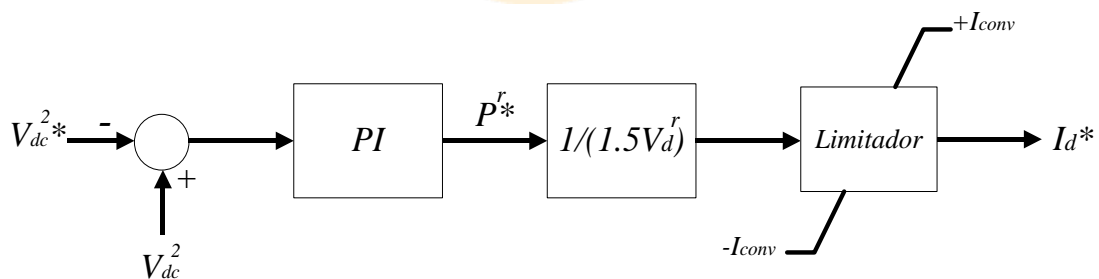


Figura 4.13 Lazo externo de voltaje DC. Fuente: Elaboración propia.

OBS: Para sintonizar este controlador (Figura 4.13) se puede utilizar el diagrama propuesto en el Anexo B.

4.1.8.4 Control V_{ac}

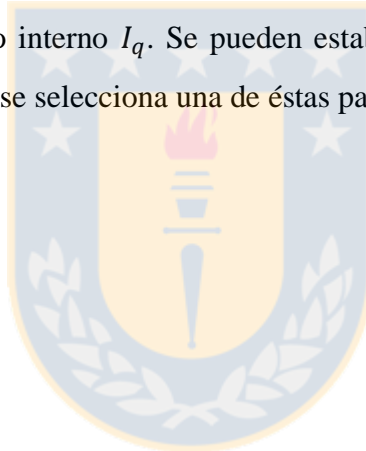
Este modo de control se utiliza cuando se desea conectar un sistema eléctrico a una isla eléctrica. Una isla eléctrica, al ser una red débil, presenta fluctuaciones en su voltaje AC a medida que transitan los flujos de potencia. Este modo de control permite actuar sobre la tensión y fijarla mediante compensación de reactivos.

Cabe destacar que, como fue establecido en el capítulo 1, el objetivo principal de esta tesis es conectarse a el sistema eléctrico nacional (red fuerte), por lo cual este modo de control no se utiliza.

4.1.8.5 Combinaciones de modos de control

Dado que existen cuatro modos de control, donde dos de ellos actúan sobre el lazo interno I_d y los dos restantes actúan sobre el lazo interno I_q . Se pueden establecer cuatro combinaciones de estos modos. En cada convertidor VSC se selecciona una de éstas para ser implementada.

- Control $P - Q$.
- Control $V_{dc} - Q$.
- Control $P - V_{ac}$.
- Control $V_{dc} - V_{ac}$.



Cabe destacar que, estos modos de operación son normalmente utilizados en redes HVDC punto a punto. El caso general con redes multiterminal se analiza más adelante (Sección 4.2).

4.1.8.6 Esquema de control vectorial

En la Figura 4.14 se presenta un esquema general que permite visualizar todo el control vectorial, considerando las variables a sensar, transformadas, PLL, lazos internos, lazos externos y el modelo VSC.

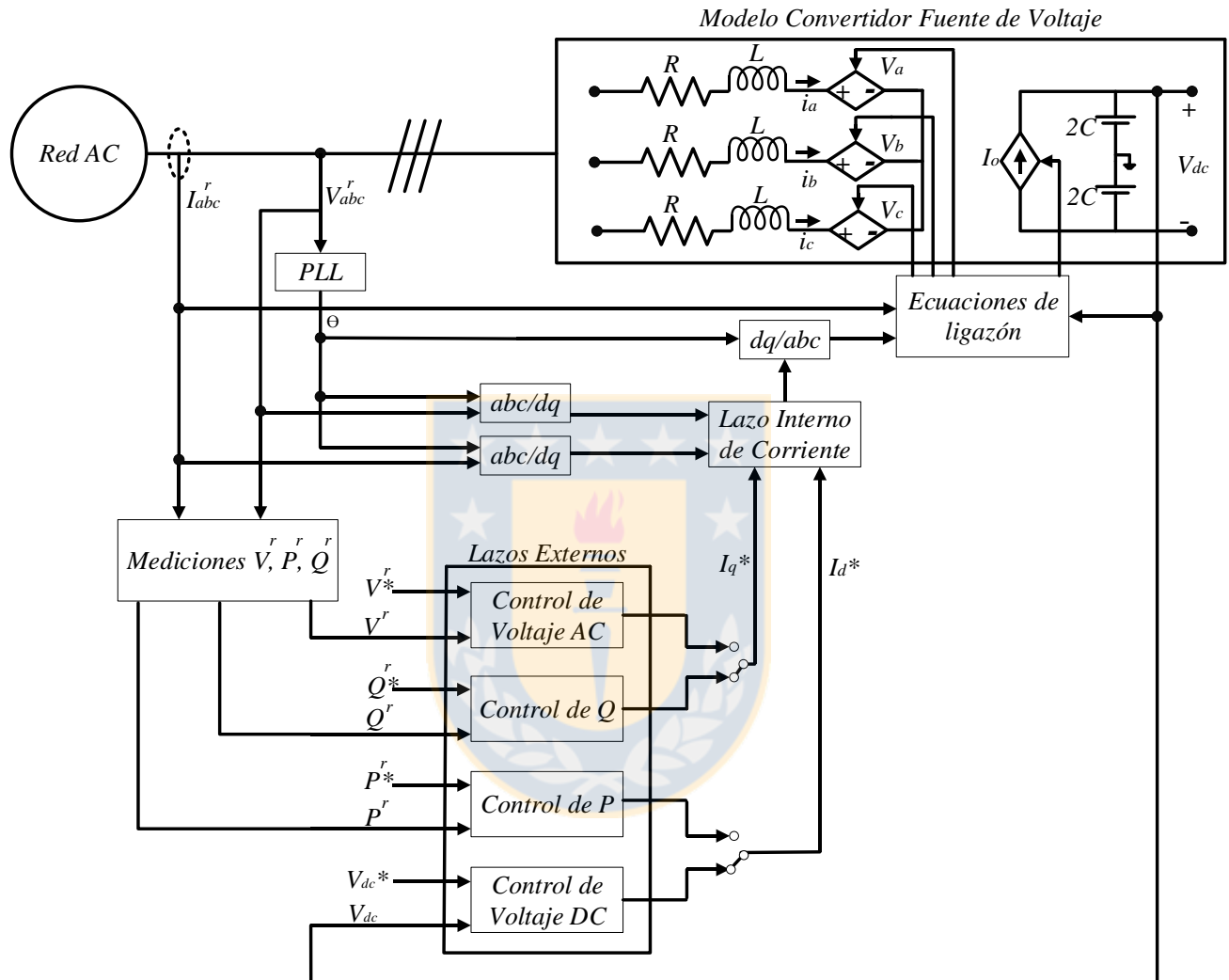


Figura 4.14 Esquema general de control vectorial mostrando todos los posibles modos de control. Fuente: Elaboración propia.

4.2 Control de voltaje DC en redes multiterminal (MTDC) [65]

El objetivo de esta sección es explicar en que consisten los métodos de control de voltaje DC y proporcionar un ejemplo para poder visualizar de forma clara la diferencia entre estos. Cabe destacar que, por simplicidad, no se consideran las pérdidas en las resistencias de la red DC.

En la Figura 4.15 se presenta una red HVDC de 3 terminales. La estación 1 entrega 500 MW, la estación 2 entrega 200 MW y la estación 3 consume 700 MW. Las 3 estaciones operan con una tensión de 700 kV en terminales DC.

El escenario utilizado para presentar los métodos de control es una repentina disminución de 300 MW de la estación 3, la cual “post-contingencia” entrega solo 200 MW.

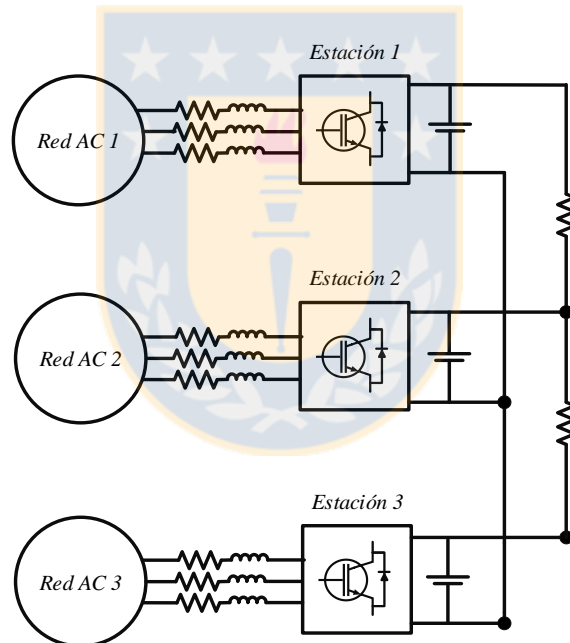


Figura 4.15 Ejemplo de sistema MTDC. Fuente: Elaboración propia.

4.2.1 Control maestro-esclavo

El control maestro-esclavo es una simple extensión del actual método de control utilizado para controlar redes HVDC punto a punto (ver sección 4.8.1.3). Es decir, solo un convertidor controla el voltaje DC a un valor constante y los demás controlan la potencia que inyecta o toman desde la red. Con este método el equilibrio de poder se logra a través del convertidor maestro, el cual debe tener

una capacidad suficiente para poder equilibrar la potencia generada y absorbida dentro de la red DC. La gran desventaja de este método es que, si la estación maestra queda fuera de servicio, todo el sistema DC colapsa.

Para ilustrar este método, considere las condiciones iniciales establecidas en la sección 4.2. Este punto de operación se puede visualizar en la Figura 4.16 (a). Además, en este caso particular, se realizan las siguientes consideraciones:

- Estación 1 opera como maestro (su curva $P - V$ es horizontal, ya que mantiene la tensión DC constante).
- Estación 2 opera como esclavo (su curva $P - V$ es vertical, ya que mantiene su potencia activa constante).
- Estación 3 opera como esclavo (su curva $P - V$ es vertical, ya que mantiene su potencia activa constante).

Teniendo presente lo anterior, se produce el descenso de inyección de la estación 3, de 500 a 200 MW. Las condiciones de operación post-contingencia se presentan en la Figura 4.16 (b). Se puede observar que la estación 1 ahora debe absorber 400 MW para mantener el balance de potencia.

Es importante observar que, para que la potencia suministrada a la red sea igual a la potencia retirada de la misma, la tensión DC debe ser constante. Esto muestra que existe una analogía entre la frecuencia en los sistemas AC y la tensión en los sistemas DC. En este caso el convertidor maestro opera de forma análoga al generador piloto⁹ utilizado en sistemas AC.

⁹ El generador piloto es quien realiza los seguimientos de demanda. Por lo mismo, debe ser el generador mas rápido del sistema.

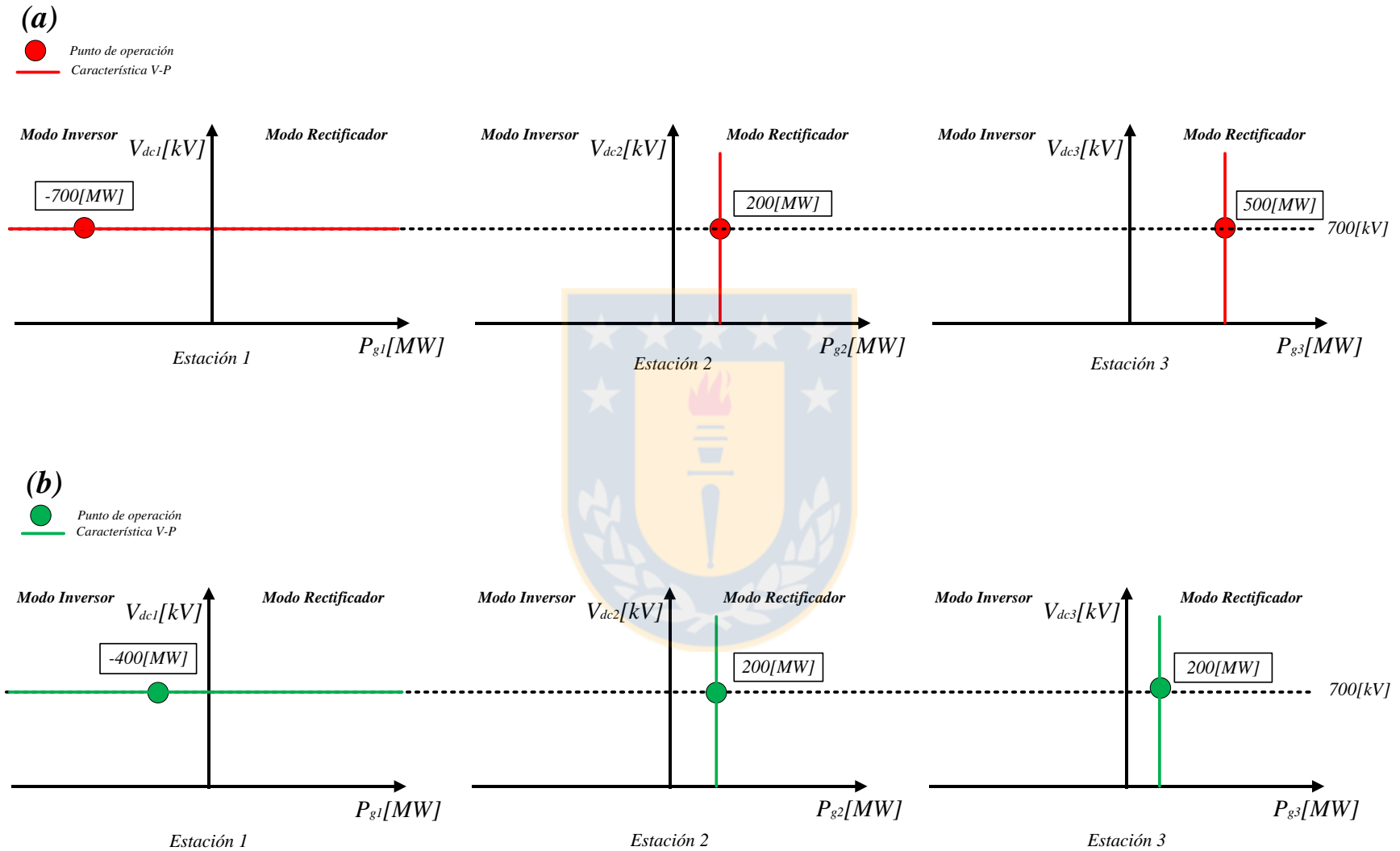


Figura 4.16 Explicación gráfica del control maestro-esclavo. (a) Condición inicial, (b) Condición final. Fuente: Elaboración propia.

4.2.2 Control de caída de tensión

El control de caída de tensión (o voltage droop control) está inspirado en la curva de estatismo utilizada en el control primario de frecuencia de los sistemas AC. En los sistemas AC, para mantener el equilibrio entre la producción y la demanda, los generadores operan distribuyendo la carga de tal forma que ninguno excede sus límites operacionales.

Como se menciona en la sección anterior la variable análoga a la frecuencia en sistemas DC es el voltaje, por lo tanto, al igual que en los sistemas AC, se aplica el principio de establecer unidades que operan con una característica $P - V$ de pendiente negativa (estatismo). Este método aumenta la confiabilidad y reduce el estrés en el sistema DC, sin embargo, el voltaje DC no es mantenido a un valor constante. Es por esto que, al igual que en los sistemas AC, un control adicional es necesario para restaurar el sistema a los valores nominales después de que se produjo una perturbación en el sistema DC.

La cantidad de potencia que inyecta o absorbe un convertidor tras producirse una alteración entre la generación y la demanda de la red DC está definida por la pendiente de su curva $P - V$. Por ejemplo, si una unidad tiene una pendiente K_{v1} y otra tiene una pendiente K_{v2} , tal que $K_{v1} = 2K_{v2}$, implica que la potencia inyectada o absorbida en la primera unidad será el doble que en la segunda. En otras palabras, mientras más grande sea el valor de la pendiente K_v , mayor parte del desbalance debe ser asumido por ese convertidor.

En la Figura 4.17 se muestra el diagrama de implementación del control de caída de tensión. Este diagrama consiste en un error ΔV que a través de una ganancia $\frac{1}{k_v} = K_v$ genera la potencia ΔP que se debe adicionar a la referencia original de potencia activa. El valor de la ganancia $\frac{1}{k_v} = K_v$ puede ser establecida mediante diversos criterios.

Es importante mencionar que este bloque adicional solo se agrega a los convertidores que operan en modo $P - Q$ o $P - V_{ac}$.

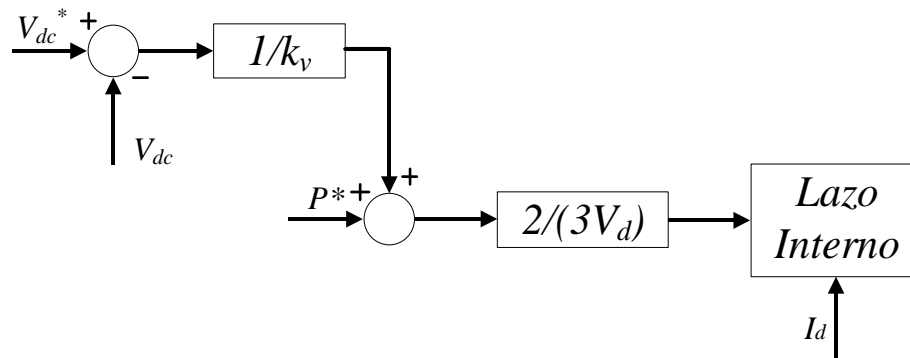


Figura 4.17 Esquema de control del control de caída de tensión [59]. Fuente: Elaboración propia.

Para ilustrar este método, considere las condiciones iniciales establecidas en la sección 4.2. Estos puntos de operación se pueden visualizar en la Figura 4.18 (a). Además, en este caso particular, se realizan las siguientes consideraciones:

- Estación 1 opera con control de caída de tensión (la pendiente de su curva PV es K_{v1}).
- Estación 2 opera con control de caída de tensión (la pendiente de su curva PV es $K_{v2} = K_{v1}$).
- Estación 3 opera en modo $P - Q$ constantes (su curva PV es vertical, ya que mantiene su potencia constante).

Teniendo presente lo anterior, se produce el descenso de inyección de la estación 3, de 500 a 200 MW. Las condiciones de operación post-contingencia se presentan en la Figura 4.18 (b). Se puede observar que la estación 1 ahora absorbe 550 MW y la estación 2 inyecta 350 MW. Es decir, el desbalance se reparte entre ambas estaciones. Además, se puede observar que la tensión DC baja de 700 a 698 kV.

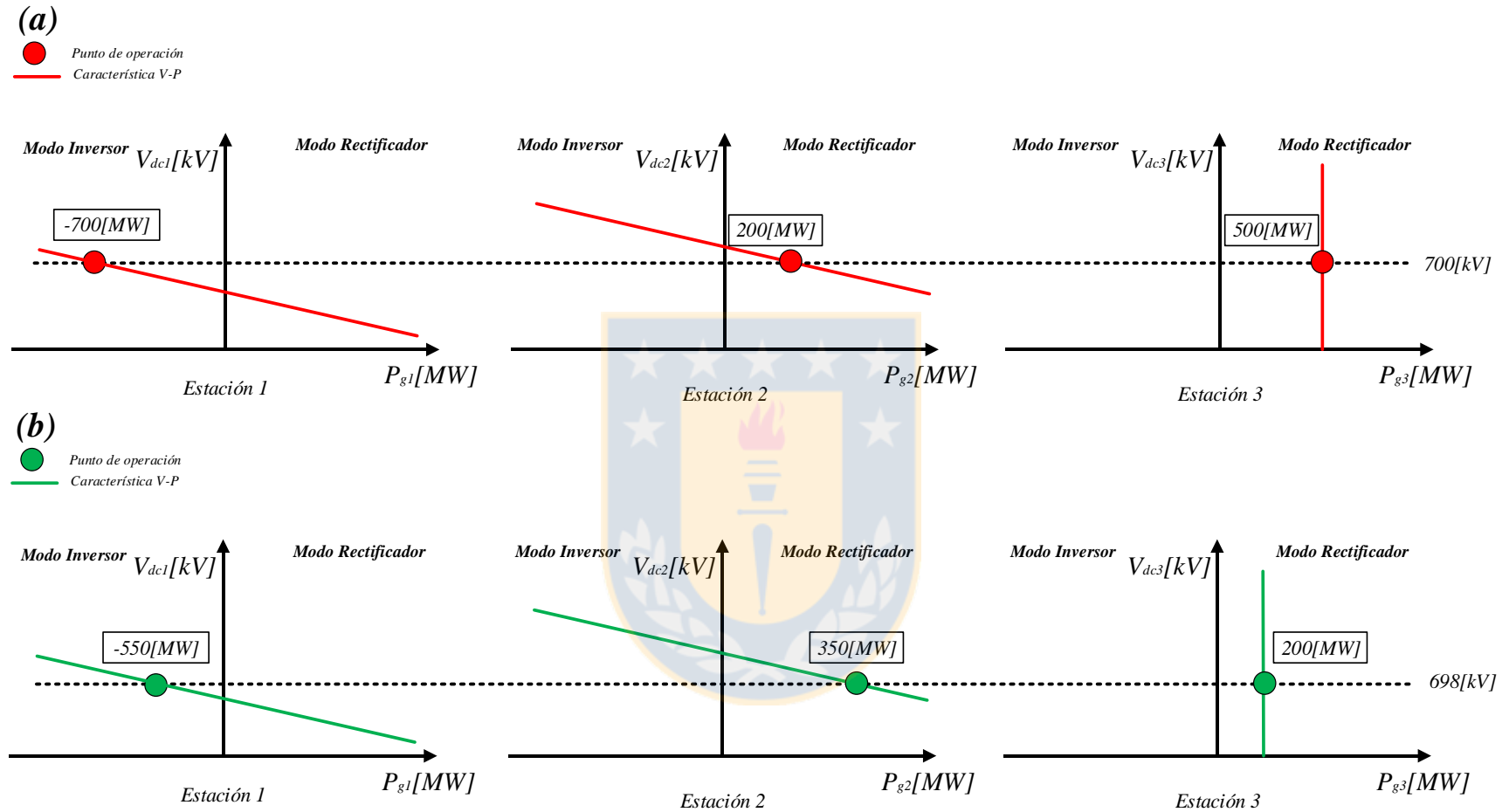


Figura 4.18 Explicación gráfica del control de caída de tensión. (a) Condición inicial, (b) Condición final. Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Control de margen de tensión [68]

El de margen de tensión (o voltage margin control) puede ser considerado como una extensión del control maestro-esclavo (sección 4.2.1). La diferencia de estos dos radica en que, según las condiciones de operación, el control de margen de tensión permite ir cambiando el convertidor que actúa como maestro.

Este método puede no ser adecuado para grandes redes DC porque, en cualquier momento dado, sólo un convertidor está controlando el voltaje DC.

En la Figura 4.19 se muestra el diagrama de implementación del control de margen de tensión con su respectiva curva P-V.

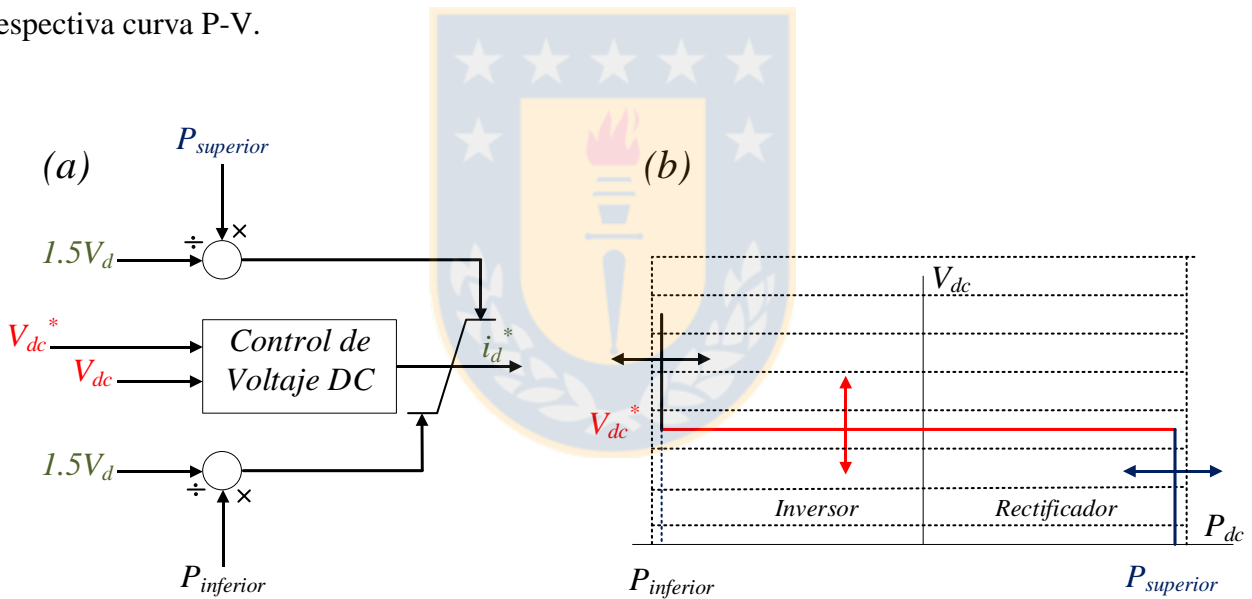


Figura 4.19 (a) Esquema de control del control de margen de tensión, (b) Curva P-V en control de margen de tensión. Fuente: Elaboración propia.

Para ilustrar este método, considere las condiciones iniciales establecidas en la sección 4.2. Estos puntos de operación se pueden visualizar en la Figura 4.20 (a). Además, en este caso particular, se realizan las siguientes consideraciones:

- Estación 1 opera con control de margen (su curva $P - V$ tiene zona P constante y V_{dc} constante).
- Estación 2 opera con control de margen (su curva $P - V$ tiene zona P constante y V_{dc} constante).
- Estación 3 opera en modo $P - Q$ constantes (su curva $P - V$ es vertical, ya que mantiene su potencia activa constante).

Teniendo presente lo anterior, se produce el descenso de inyección de la estación 3 de 500 a 200 MW.

En este caso los nuevos puntos de operación no se obtienen de forma intuitiva como en los métodos anteriores. Los eventos que establecen estas nuevas condiciones se enumeran a continuación:

1. Antes del evento, la estación 1 está controlando la tensión DC.
2. Estación 1 controla el voltaje DC mientras su potencia desciende de 700 MW a 600 MW, luego pasa a modo $P - Q$.
3. A continuación, se deja de controlar el voltaje DC, el desbalance de potencia es de 200 MW, por lo tanto, la tensión DC empieza a disminuir.
4. El nivel de tensión DC alcanza el umbral de la estación 2 (695 kV). Esto permite que la estación 2 empiece a operar como maestro del sistema e inyecte los 200 MW restantes.

Las condiciones de operación post-contingencia se presentan en la Figura 4.20 (b).

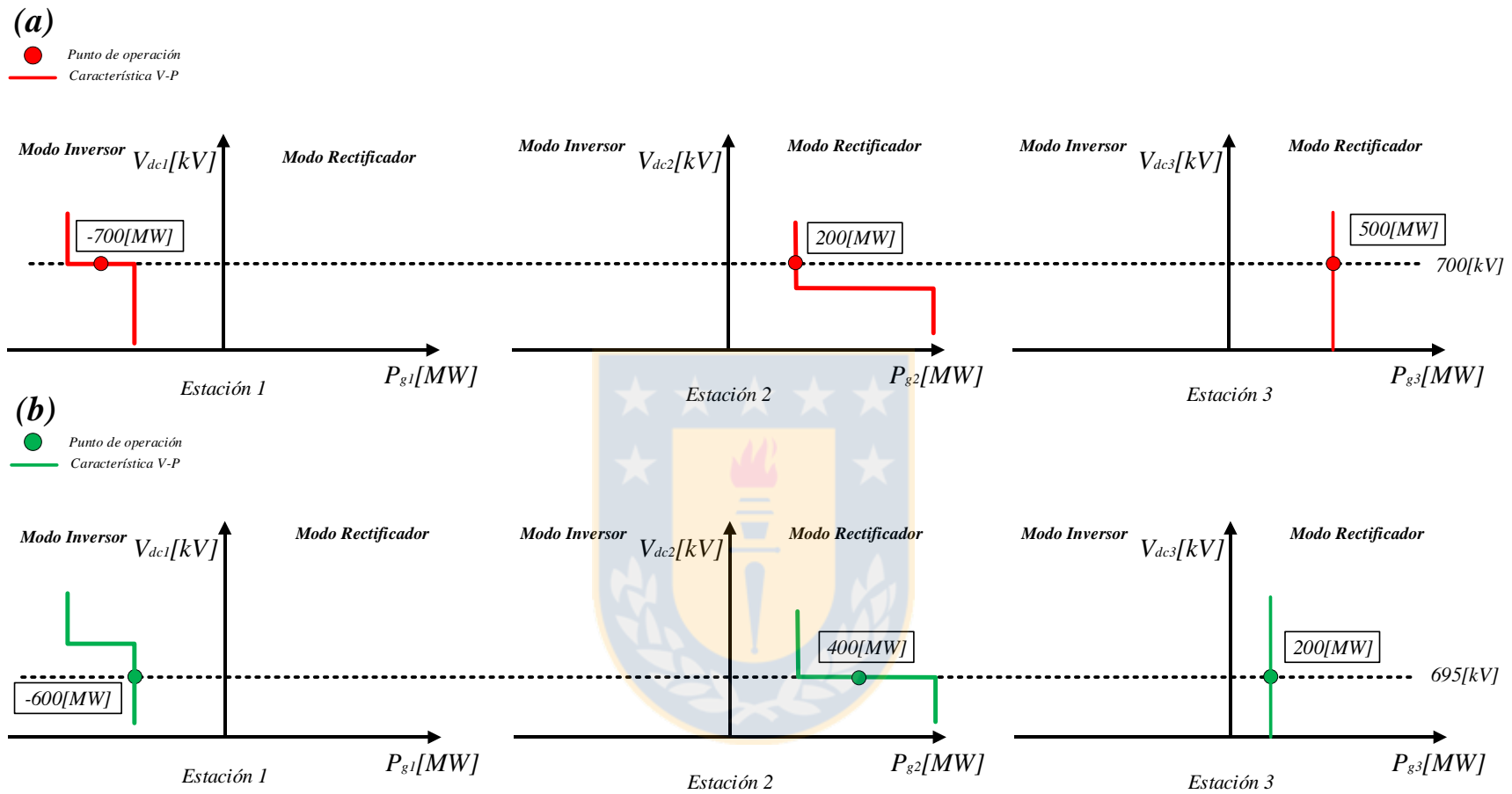


Figura 4.20 Explicación gráfica del control de margen de tensión. (a) Condición inicial, (b) Condición final. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4.21 se observa el esquema general que presenta los modos de control de un VSC, típicamente utilizados en enlaces HVDC punto a punto, y las técnicas de control de voltaje DC utilizadas en redes multiterminal.

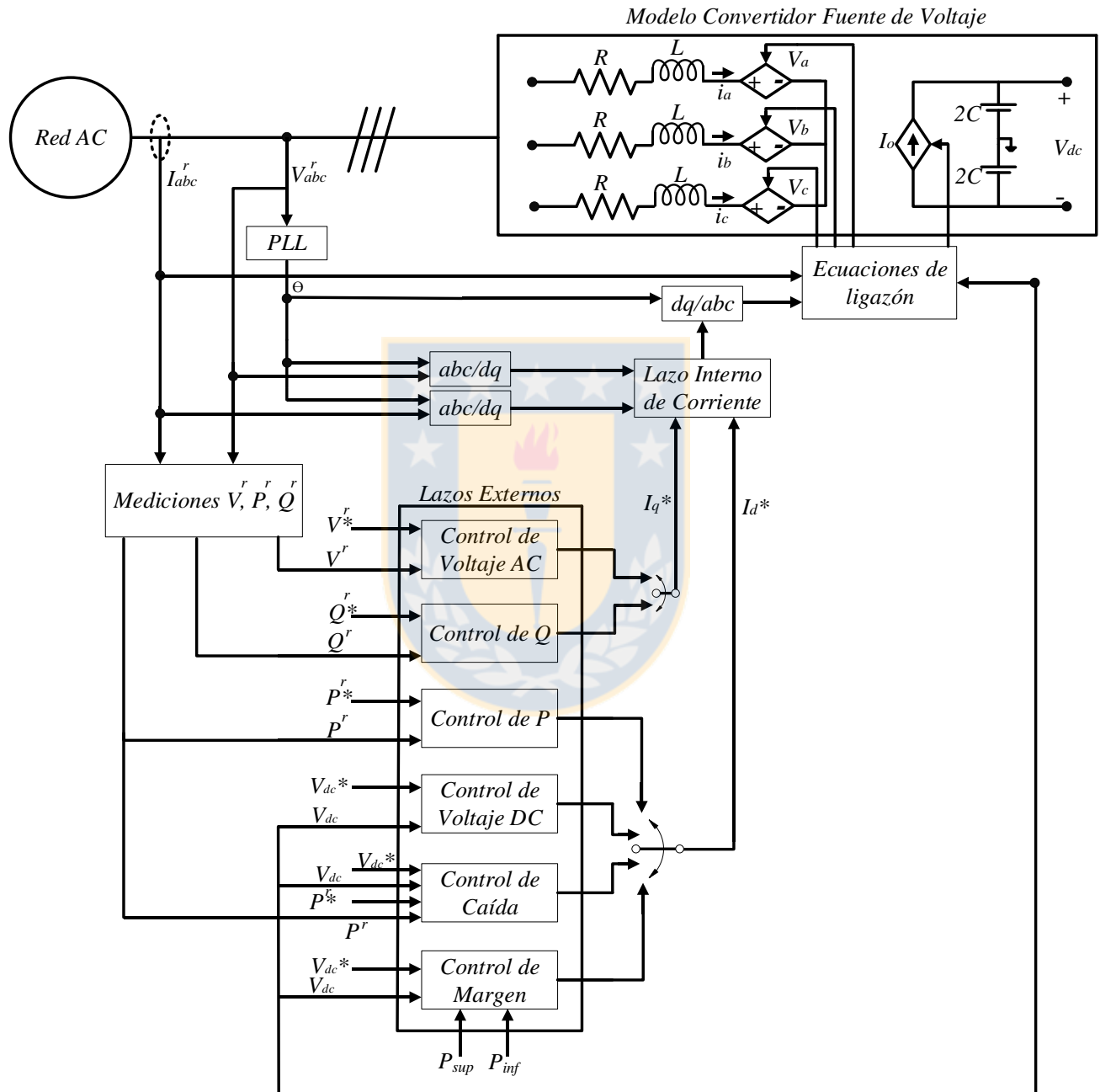


Figura 4.21 Esquema general de control VSC con técnicas de control de voltaje DC en redes multiterminal.
Fuente: Elaboración propia.

Capítulo 5. Sistemas de Prueba

Este capítulo se divide en dos partes:

- 1) Comparación, mediante simulaciones dinámicas, de las estrategias de control de Voltaje DC en redes multiterminal. Haciendo énfasis al control de caída y control de margen, los cuales están diseñados para redes multiterminal.
- 2) Conexión de una red multiterminal al modelo detallado del sistema eléctrico nacional.

Los principales aportes obtenidos, a partir de los puntos anteriores, son respectivamente:

- 1) Mostrar las ventajas y desventajas de cada estrategia de control de voltaje DC. Esto provee información para decidir sobre que estrategia utilizar en las futuras redes MTDC.
- 2) Implementar en el software DigSilent, utilizando la herramienta DSL (DigSilent Simulation Language), el modelo mostrado en la Figura 4.21. Esto permite estudiar, por primera vez, el comportamiento dinámico de un sistema AC con datos reales conectado a una red HVDC VSC multiterminal. En este caso el sistema utilizado es el SEN chileno [69]. Las conclusiones indican que esta tecnología, utilizando control de caída, permite dar soporte al sistema contra contingencias severas, aportar al control primario de frecuencia, control de tensión e incorporar de forma segura la gran cantidad de energías renovables no convencionales ubicadas en la zona norte de nuestro país.

5.1 Sistema 1: MTDC 3 estaciones conectado a barras infinitas.

El objetivo de esta sección es analizar el comportamiento de un sistema multiterminal utilizando distintas estrategias de control de voltaje DC. En este caso se utilizan las principales, (mencionadas en el capítulo 4) éstas son : control maestro-esclavo, control de caída de tensión y control de margen de tensión.

Los datos de la red en estudio de muestran en las Tablas 5.1 y 5.2. En la Figura 5.1 se muestra el esquema de la misma.

Tabla 5.1 Datos principales sistema en estudio. Fuente : Tamiru Woldeyesus Shire, “VSC-HVDC base Network Reinforcement”, M. Sc. Thesis, Delft University of Technology, 2009 [72].

Datos Monopolo	
Voltaje red AC	52 [kV]
Voltaje red DC	100 [kV]
Potencia convertidor	45 [MVA]
Transformador	No posee
Resistencia de fase	0,83[Ω]
Reactor de fase	10,0248[Ω]
Capacitor lado DC	180 [μF]
Monopolos por estación	1

Tabla 5.2 Datos líneas DC sistema en estudio. Fuente : Fuente : Tamiru Woldeyesus Shire, “VSC-HVDC base Network Reinforcement”, M. Sc. Thesis, Delft University of Technology, 2009 [72].

Datos Líneas DC	
Resistencia líneas DC	0,038 [Ω/km]
Longitud de líneas DC	100 [km]

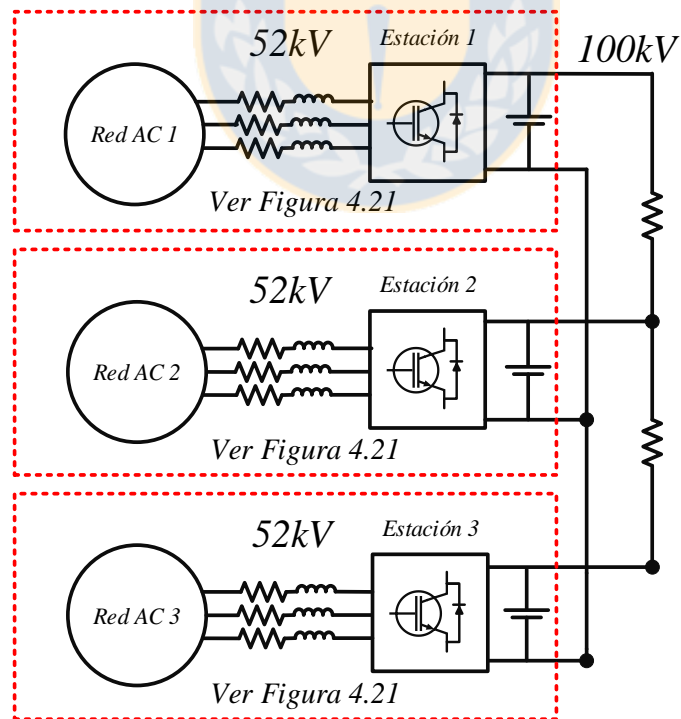


Figura 5.1 Sistema en estudio: MTDC de 3 estaciones. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1 Control Maestro-Esclavo

En esta sección se analiza la estrategia de control de voltaje DC maestro-esclavo. Esta, como fue mencionado en el capítulo 4, consiste en tener un convertidor que establece el voltaje DC de la red, y es por lo tanto quien asume todos los desbalances de potencia. Esta estrategia es utilizada, normalmente, en redes punto a punto.

En la Tabla 5.3 se muestra el tipo de control de cada estación con sus correspondientes especificaciones de referencias utilizadas en las simulaciones posteriores. En primer lugar se presenta la simulación del caso base (caso sin contingencias) y en segundo lugar se realiza la pérdida de la estación 1, la cual opera en modo P-Q constante. Notar que la pérdida de la estación 2 no se estudia, esto es debido a que perder la única estación que controla voltaje DC, claramente provoca una inestabilidad en la red.

Tabla 5.3 Tipo de control por estación y especificación de referencias. Caso: control maestro-esclavo. Fuente : Elaboración Propia.

	Estación 1	Estación 2	Estación 3
Tipo de Control	Potencia Activa	Voltaje DC	Potencia Activa
Valor P_{ref}[MW]	15 a -15	No posee	15 a -15
Cambio P_{ref} [s]	1.5	No posee	3
Valor $V_{dc.ref}$ [kV]	No posee	100	No posee
Cambio $V_{dc.ref}$ [s]	No posee	No posee	No posee

5.1.1.1 Cambios de referencias

En este caso la estación 1 y 3 realizan inyecciones a la red DC y posteriormente retiros desde la red DC (1.5 segundos). Se puede observar que la estación 2 (Figura 5.2), la cual opera con el control maestro-esclavo, asume el desbalance de potencia para equilibrar la red en generación y demanda.

En la Figura 5.3 se puede observar que los impactos de carga generadores por las estaciones 1 y 3 producen descensos transitorios de voltaje, estos son rápidamente mitigados por el control de voltaje DC de la estación 2. Lo anterior nos lleva rápidamente a observar que existe una analogía entre la frecuencia en redes AC y el voltaje en redes DC.

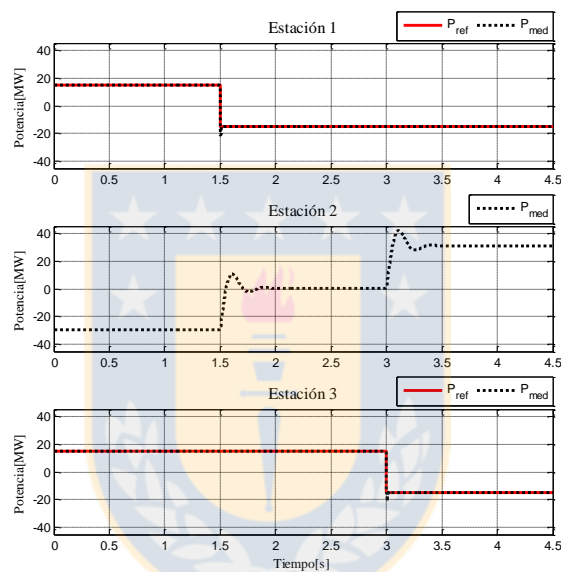


Figura 5.2 Respuestas de potencia utilizando control maestro esclavo. Caso base. Fuente: Elaboración propia.

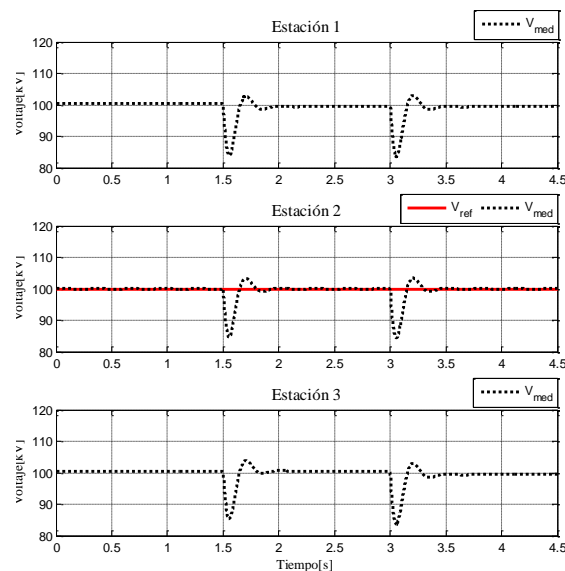


Figura 5.3 Respuestas de tensión utilizando control maestro esclavo. Caso base. Fuente: Elaboración propia.

5.1.1.2 Pérdida Estación 1

La Figura 5.4 muestra que la estación 1 inyecta 15[MW]. Luego, en $t = 1[s]$, esta queda fuera de servicio, esto provoca que su potencia descienda a 0[MW]. La pérdida de los 15[MW] inyectados por la estación 1, son suministrados por la estación 2 para mantener el balance de potencia en la red DC.

Al igual que en la Figura 5.3, en la Figura 5.5 se puede observar que los impactos de carga generadores por las estaciones 1 y 3 producen descensos transitorios de voltaje. Se observa que el descenso transitorio de tensión es mayor cuando ocurre un mayor impacto de carga (comparar $t = 1[s]$ y $t = 3[s]$, Figuras 5.4 y 5.5)

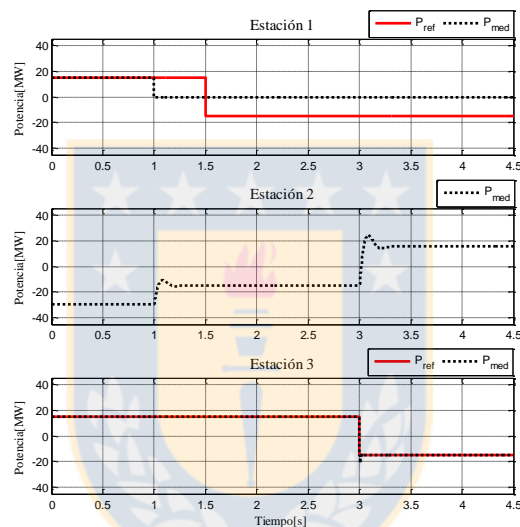


Figura 5.4 Respuestas de potencia utilizando control maestro esclavo. Caso pérdida de estación 1. Fuente: Elaboración propia.

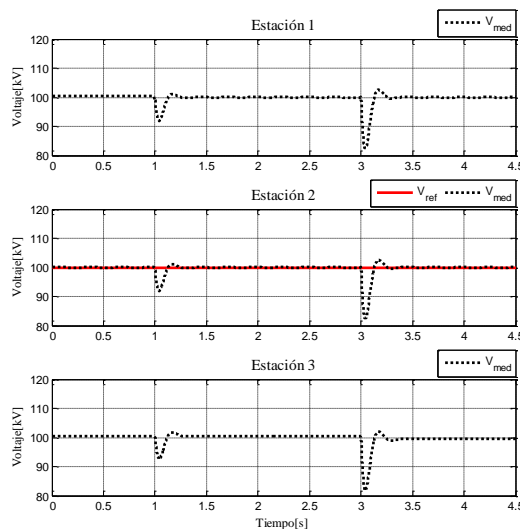


Figura 5.5 Respuestas de voltaje utilizando control maestro esclavo. Caso pérdida de estación 1. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2 Control de caída de tensión

En esta sección se analiza el control de caída de tensión. Esta técnica, como fue mencionado en el capítulo 4, permite utilizar más de un convertidor controlando el voltaje de la red DC. Como fue mencionado anteriormente, esta estrategia opera de forma análoga a los estatismos establecidos en el control primario de frecuencia de los generadores sincrónicos, permitiendo a los convertidores que operan con esta técnica generar una repartición de carga para balancear la potencia de la red DC.

Para entender el impacto del parámetro k_v (ver sección 4.2.2) se utilizan distintas combinaciones entre la estación 1 y 3. Específicamente se consideran las combinaciones de la Tabla 5.4. En la Tabla 5.5 se muestra el tipo de control de cada estación con sus correspondientes especificaciones de referencias utilizadas en las simulaciones posteriores. . En primer lugar se presenta la simulación del caso base (caso sin contingencias), en segundo lugar se realiza la pérdida de la estación 1 y finalmente se realiza la pérdida de la estación 2.

Tabla 5.4 Combinaciones de parámetros k_v utilizados. Caso: control de caída de tensión. Fuente : Elaboración Propia.

Estación 1	$k_{v1} = 0.1 \left[\frac{kV}{MW} \right]$	$k_{v1} = 0.1 \left[\frac{kV}{MW} \right]$	$k_{v1} = 0.2 \left[\frac{kV}{MW} \right]$	$k_{v1} = 0.2 \left[\frac{kV}{MW} \right]$
Estación 3	$k_{v3} = 0.1 \left[\frac{kV}{MW} \right]$	$k_{v1} = 0.2 \left[\frac{kV}{MW} \right]$	$k_{v1} = 0.1 \left[\frac{kV}{MW} \right]$	$k_{v1} = 0.2 \left[\frac{kV}{MW} \right]$

Tabla 5.5 Tipo de control por estación y especificación de referencias. Caso: control de caída de tensión. Fuente : Elaboración Propia.

	Estación 1	Estación 2	Estación 3
Tipo de Control	Caída	Potencia Activa	Caída
Valor P_{ref}[MW]	0	15 y -15	0
Cambio P_{ref} [s]	No posee	0.5	No posee
Valor V_{dc_ref} [kV]	100	No posee	100
Cambio V_{dc_ref} [s]	No posee	No posee	No posee

5.1.2.1 Cambios de referencias

En la Figura 5.6, se observa que los casos donde $k_{v1} = k_{v3}$ presentan las mismas características. Por otro lado, los casos donde $k_{v1} \neq k_{v3}$ se distribuyen la carga según los valores de los mismos. (Ver sección 4.2.2).

En la Figura 5.7 se observa que cada combinación de k_{v1} y k_{v3} produce un perfil de tensión distinto en la red DC. Esto nos lleva a concluir que la correcta elección de estos parámetros será esencial para la implementación de las futuras redes MTDC operando con control de caída.

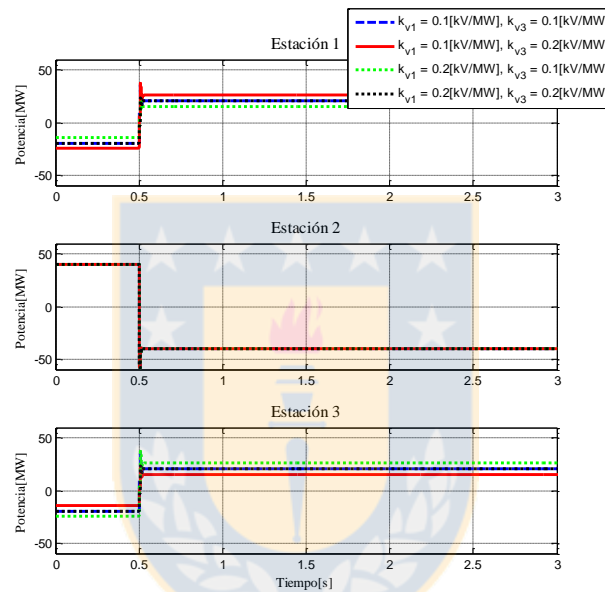


Figura 5.6 Respuestas de potencia utilizando control de caída de tensión. Caso base. Fuente: Elaboración propia.

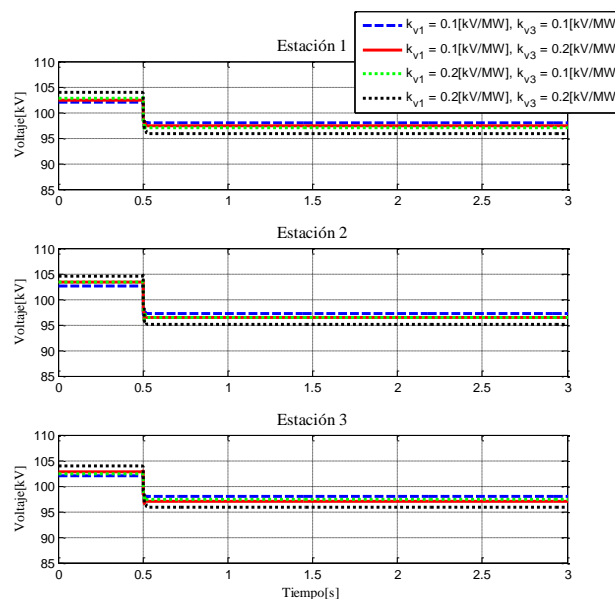


Figura 5.7 Respuestas de voltaje utilizando control de caída de tensión. Caso base. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.2 Pérdida Estación 1

En la Figura 5.8 se puede observar que al ocurrir la pérdida de la estación 1, la cual opera con control de caída, la estación 3 rápidamente asume el desbalance total, permitiendo que el sistema siga operando. Además, se puede observar que cuando opera solo una estación “droop” el desbalance asumido por la misma es independiente de los valores de k_{v1} y k_{v3} .

En la Figura 5.9 se observa que la pérdida de generación, en analogía con la frecuencia en redes AC, implica un descenso en los niveles de tensión. Además se observa que los parámetros k_{v1} y k_{v3} inciden directamente en el perfil de tensión del sistema antes y después de la contingencia.

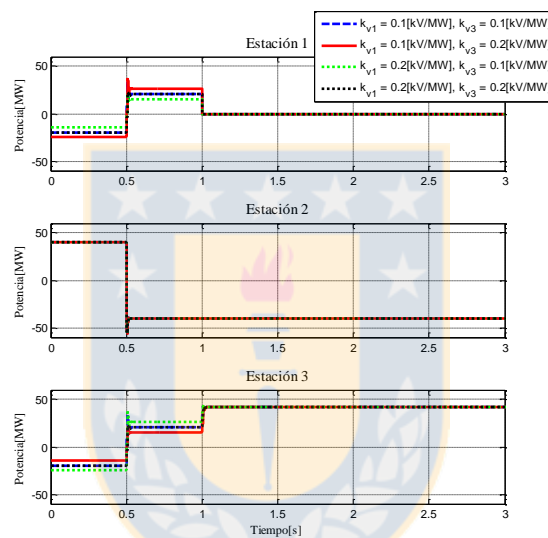


Figura 5.8 Respuestas de potencia utilizando control de caída de tensión. Caso pérdida de estación 1. Fuente: Elaboración propia.

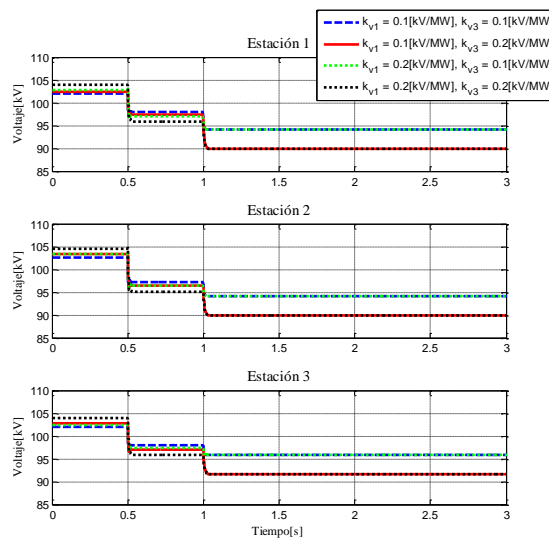


Figura 5.9 Respuestas de voltaje utilizando control de caída de tensión. Caso pérdida de estación 1. Fuente: Elaboración propia.

5.1.2.3 Pérdida Estación 2

En la Figura 5.10 se puede observar que al ocurrir la pérdida de la estación 2, la cual opera en modo P constante, las estaciones 1 y 3 disminuyen su inyección, buscando el balance de potencia en la red. Se observa que este balance se encuentra cuando ambas operan con 0[MW], independiente de los valores de k_{v1} y k_{v3} . En la Figura 5.9 se observa que, después de la contingencia, las tensiones de reestablecen al valor nominal, esto debido a que todas las estaciones operan en 0[MW].

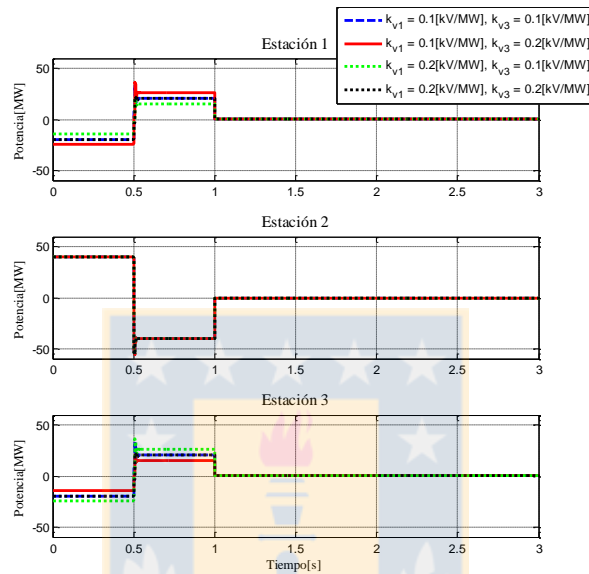


Figura 5.10 Respuestas de potencia utilizando control de caída de tensión. Caso pérdida de estación 2. Fuente: Elaboración propia.

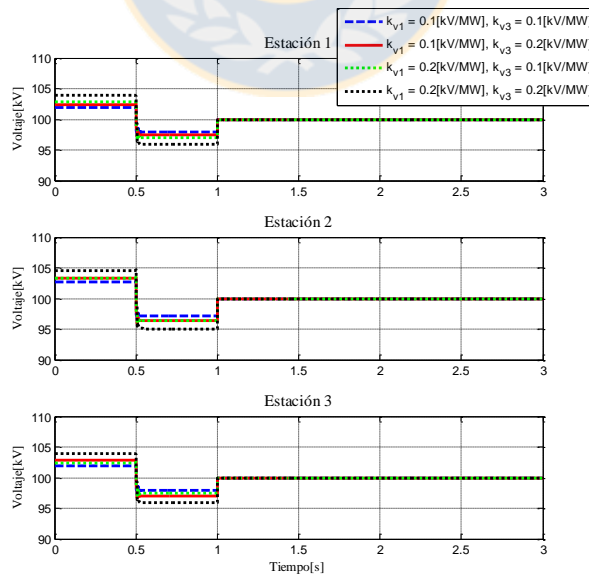


Figura 5.11 Respuestas de voltaje utilizando control de caída de tensión. Caso pérdida de estación 2. Fuente: Elaboración propia.

5.1.3 Control de margen de tensión

En esta sección se analiza el control de margen de tensión. Esta técnica, como fue mencionado en la sección 4.2.3, consiste en establecer un convertidor operando con control de voltaje DC el cual, al superar sus límites de potencia, pasa a operar en modo potencia constante, dejando a otra estación controlando el voltaje de la red DC. Esto permite entregarle el control del desbalance al convertidor que opera con menos carga.

En la Tabla 5.6 se muestra el tipo de control de cada estación con sus correspondientes especificaciones de referencias utilizadas en las simulaciones posteriores. En primer lugar se presenta la simulación del caso base (caso sin contingencias), en segundo lugar se realiza la pérdida de la estación 1 y finalmente se realiza la pérdida de la estación 2.

Tabla 5.6 Tipo de control por estación y especificación de referencias. Caso: control de margen de tensión. Fuente : Elaboración Propia.

	Estación 1	Estación 2	Estación 3
Tipo de Control	Margen	Potencia Activa	Margen
Valor P_{ref}[MW]	No posee	-25	No posee
Cambio P_{ref} [s]	No posee	No posee	No posee
Valor $P_{superior}$[MW]	55	No posee	20
Cambio $P_{superior}$ [s]	No posee	No posee	No posee
Valor $P_{inferior}$[MW]	45 a -30	No posee	-50
Cambio $P_{inferior}$ [s]	1.5	No posee	No posee
Valor V_{dc_ref} [kV]	98	No posee	100
Cambio V_{dc_ref} [s]	No posee	No posee	No posee

5.1.3.1 Cambios de Referencias

En las Figuras 5.12 y 5.13, se observa que entre $0 \leq t \leq 1.5[s]$ la estación 3 controla la tensión DC de la red, dejando a la estación 1 operando en modo P constante. Luego, en $t > 1.5[s]$, la banda inferior de potencia de la estación 1 se reduce, lo cual reduce la inyección de potencia de dicha estación, llevando a la estación 3 a suplir dicho desbalance hasta alcanzar su límite superior de potencia. Lo anterior, produce que la estación 1 cambie a control de voltaje DC, mientras la estación 3 cambia a modo P constante.

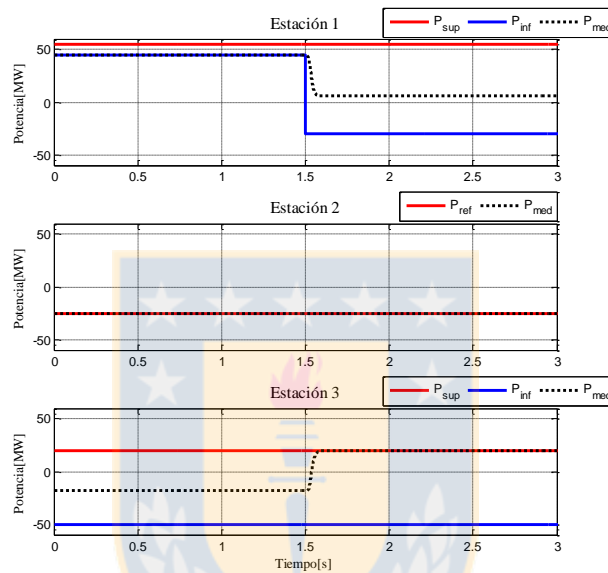


Figura 5.12 Respuestas de potencia utilizando control de margen de tensión. Caso base. Fuente: Elaboración propia.

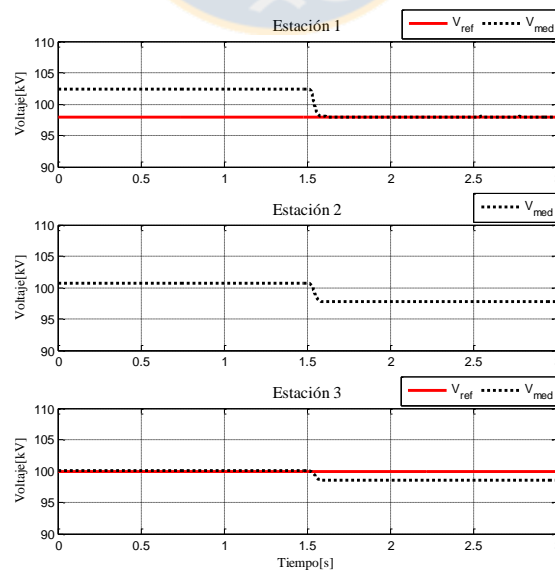


Figura 5.13 Respuestas de voltaje utilizando control de margen de tensión. Caso base. Fuente: Elaboración propia.

5.1.3.2 Pérdida Estación 1

En las Figuras 5.14 y 5.15, se puede observar que entre $0 \leq t \leq 1[s]$ la estación 3 controla la tensión DC de la red, dejando a la estación 1 operando en modo P constante. Luego, en $t > 1[s]$, la pérdida de la estación 1 produce una pérdida de generación que no es capaz de ser controlada por la estación 3, debido a las bandas de potencia establecidas en la misma. Lo anterior, provoca una inestabilidad de tensión en la red.

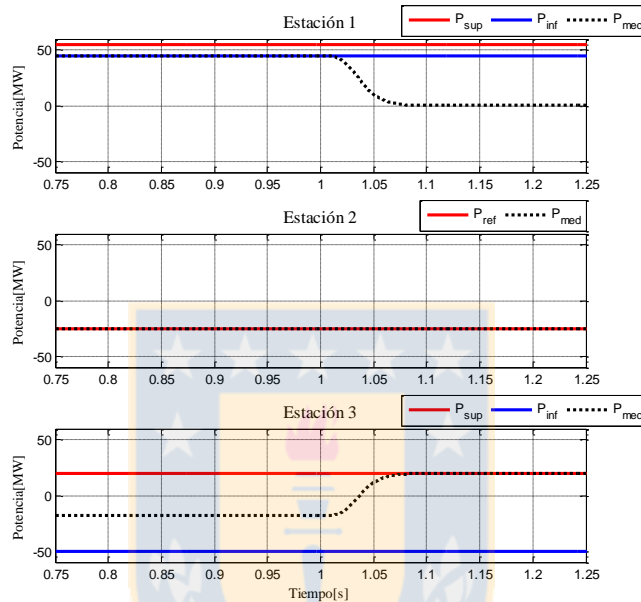


Figura 5.14 Respuestas de potencia utilizando control de margen de tensión. Caso pérdida de estación 1. Fuente: Elaboración propia.

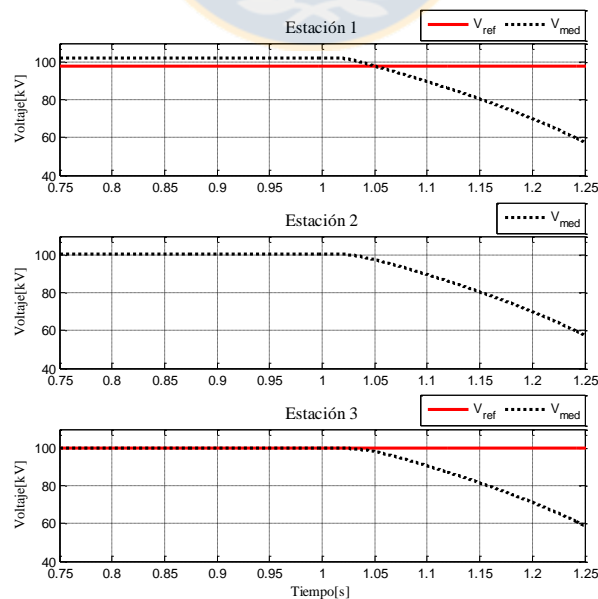


Figura 5.15 Respuestas de voltaje utilizando control de margen de tensión. Caso pérdida de estación 1. Fuente: Elaboración propia.

5.1.3.3 Pérdida Estación 2

En las Figuras 5.16 y 5.17, se puede observar que entre $0 \leq t \leq 1[s]$ la estación 3 controla la tensión DC de la red, dejando a la estación 1 operando en modo P constante. Luego, en $t = 1[s]$, se produce la pérdida de la estación 2. El desbalance producido es rápidamente mitigado por la estación 3. Luego, en $t = 1.5[s]$, la banda inferior de potencia de la estación 1 se reduce, disminuyendo la inyección de potencia de la misma. En este transiente es que la estación 3 alcanza su limite de potencia superior e intercambia su modo de control con la estación 1.

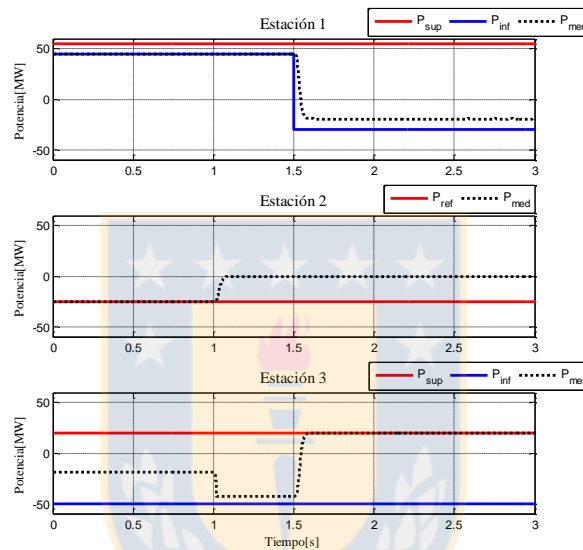


Figura 5.16 Respuestas de potencia utilizando control de margen de tensión. Caso pérdida de estación 2. Fuente: Elaboración propia.

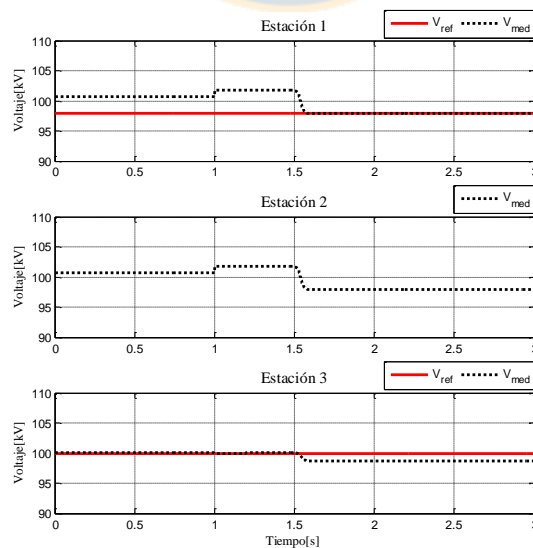


Figura 5.17 Respuestas de voltaje utilizando control de margen de tensión. Caso pérdida de estación 2. Fuente: Elaboración propia.

5.2 Sistema 2: MTDC 4 estaciones conectado a sistema chileno.

El objetivo de esta sección es analizar el comportamiento de un sistema multiterminal conectado al sistema eléctrico chileno. En este caso se utiliza la base de datos obtenida de la página del coordinador eléctrico nacional, proyectada al año 2018 [69]. El escenario de estudio escogido es HH-DA con una penetración de ERNC de 1GW. La demanda total del sistema es de 10.5 GW, de los cuales 2.2 GW son suministrados a través del sistema multiterminal (Notar que, este déficit de 2.2 GW se genera quitando unidades de generación que no poseen regulador de velocidad ni regulador de campo). La transferencia por el enlace de interconexión es de 1 GW de SING a SIC.

Se considera un punto de inyección de ERNC localizado en la estación Changos . Este punto se modela solo como una inyección de potencia DC, y es elegido en dicha ubicación por el alto potencial de desarrollo solar en esa zona [70]. Las estaciones convertoras se localizan en las S/E Changos, Cardones, Polpaico y Charrúa. (Figuras 5.18 y 5.19). Los datos de la red en estudio de muestran en las Tablas 5.7 y 5.8 (*ver Anexo A para diseño del sistema*). En la Figura 5.19 se muestra el esquema con las condiciones iniciales de la misma.

Tabla 5.7 Datos principales, MTDC 4 estaciones conectado a SEN. Fuente : Elaboración Propia.

Datos Monopolo	
Voltaje red AC	220 [kV]
Voltaje red DC	600 [kV]
Potencia convertidor	1500 [MVA]
Transformador	500 kV/220 kV
Resistencia de fase	No posee
Reactor de fase	8.3831 [Ω]
Capacitor lado DC	166 [μ F]
Monopolos por estación	1

Tabla 5.8 Datos líneas, MTDC 4 estaciones conectado a SEN. Fuente : Elaboración Propia.

Datos Líneas DC	
Resistencia líneas DC	0,0114 [Ω /km]
Longitud Línea Changos – Cardones	589 [km]
Longitud Línea Cardones – Polpaico	753 [km]
Longitud Línea Polpaico – Charrúa	525 [km]

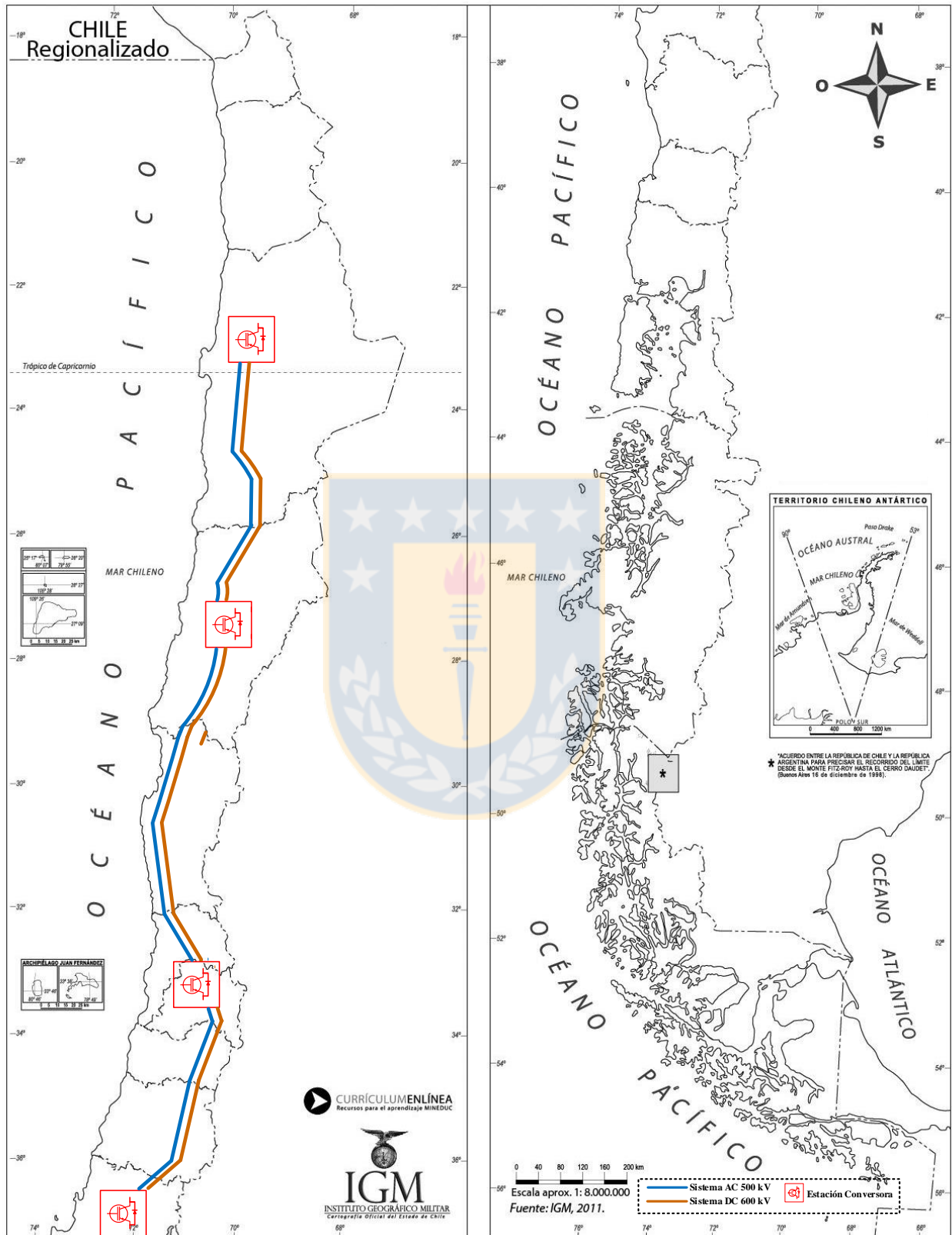


Figura 5.18 Bosquejo de posición de estaciones convertoras. Sistema Multiterminal más SEN. Fuente: Elaboración propia.

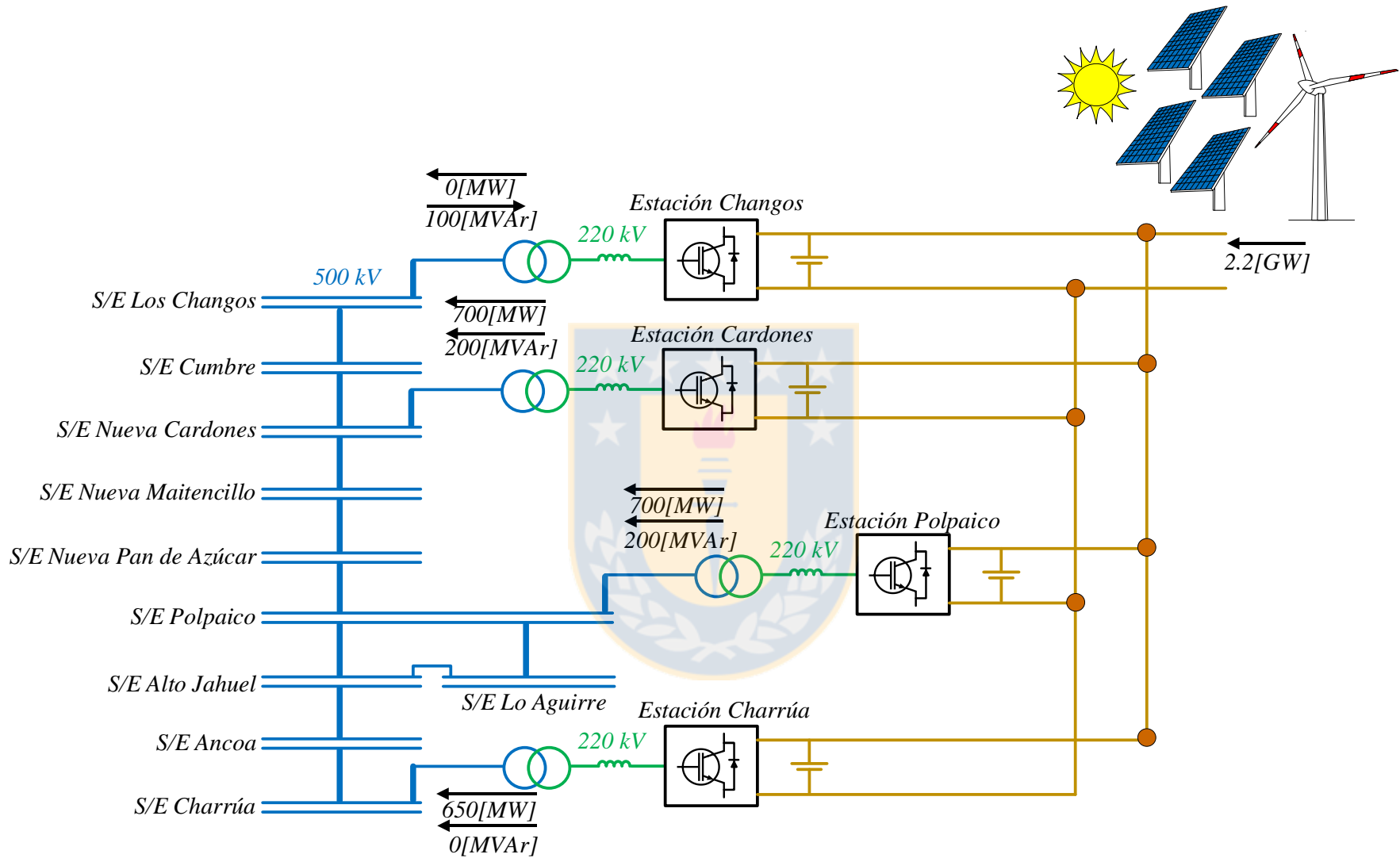


Figura 5.19 Condición Inicial, sistema MTDC más SEN. Fuente: Elaboración propia.

5.2.1 Pérdida de generación

En este caso, en $t = 4.9[s]$, se presentan la pérdida de generación de la unidad Ralco 2 (despachada en 380[MW]). Posteriormente, en $t = 5[s]$, se suministra la potencia perdida a través del punto de inyección ubicado en la estación Changos (Figura 5.19).

Los datos de entrada al control, pre y post contingencia, se indicadan en la Tabla 5.9. (Notar que, en la Tabla 5.9, la convención indica que una potencia positiva va desde el lado DC a AC)

Tabla 5.9 Datos pre y post contingencia en caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

Estación convertora	Pre-Contingencia			Post-Contingencia		
	$K_v \left[\frac{MW}{kV} \right]$	$P_{ref} [MW]$	$Q_{ref} [MVar]$	$K_v \left[\frac{MW}{kV} \right]$	$P_{ref} [MW]$	$Q_{ref} [MVar]$
Changos	0	0	-100	12.5	0	-100
Cardones	0	700	200	12.5	700	200
Polpaico	0	700	200	12.5	700	200
Charrúa	12.5	700	0	12.5	700	0

En la Figura 5.20 se observa que la frecuencia logra re-establecerse después de la contingencia a un valor cercano a 50.05[Hz]. Este leve aumento se debe a la disminución del perfil de tensión de la red AC, la cual disminuye la demanda de las cargas del sistema (normalmente cargas de impedancia constante).

La presencia de oscilaciones se debe a que, en el caso de estudio elegido, existen muchos modos de oscilación cercanos al eje imaginario.

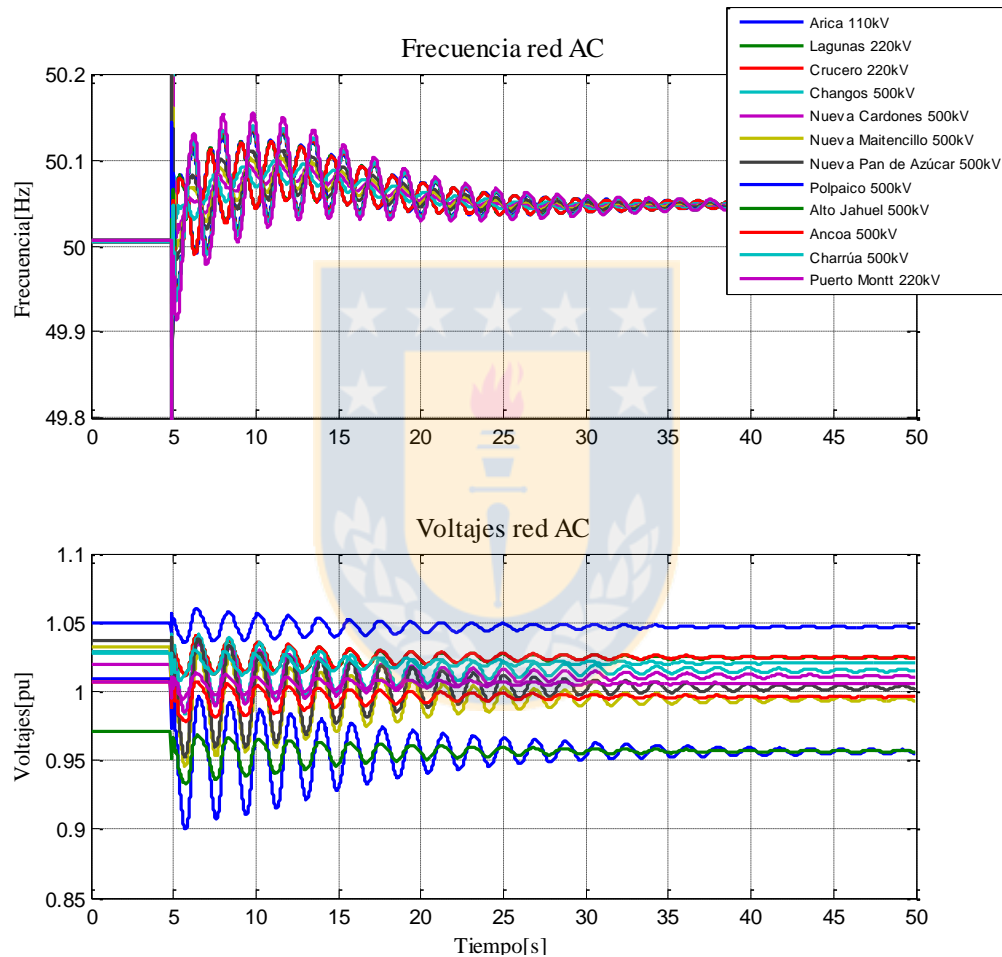


Figura 5.20 Frecuencia y voltajes. Caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.21 se observa que la potencia activa despachada por los distintos generadores del norte se mantiene constante. No obstante, dado el descenso de tensión, se observa que algunos generadores aumentan su inyección de reactivos. Además, podemos observar que los ángulos de rotor se encuentran perfectamente sincronizados, lo cual da claros indicios de la estabilidad angular en el sistema.

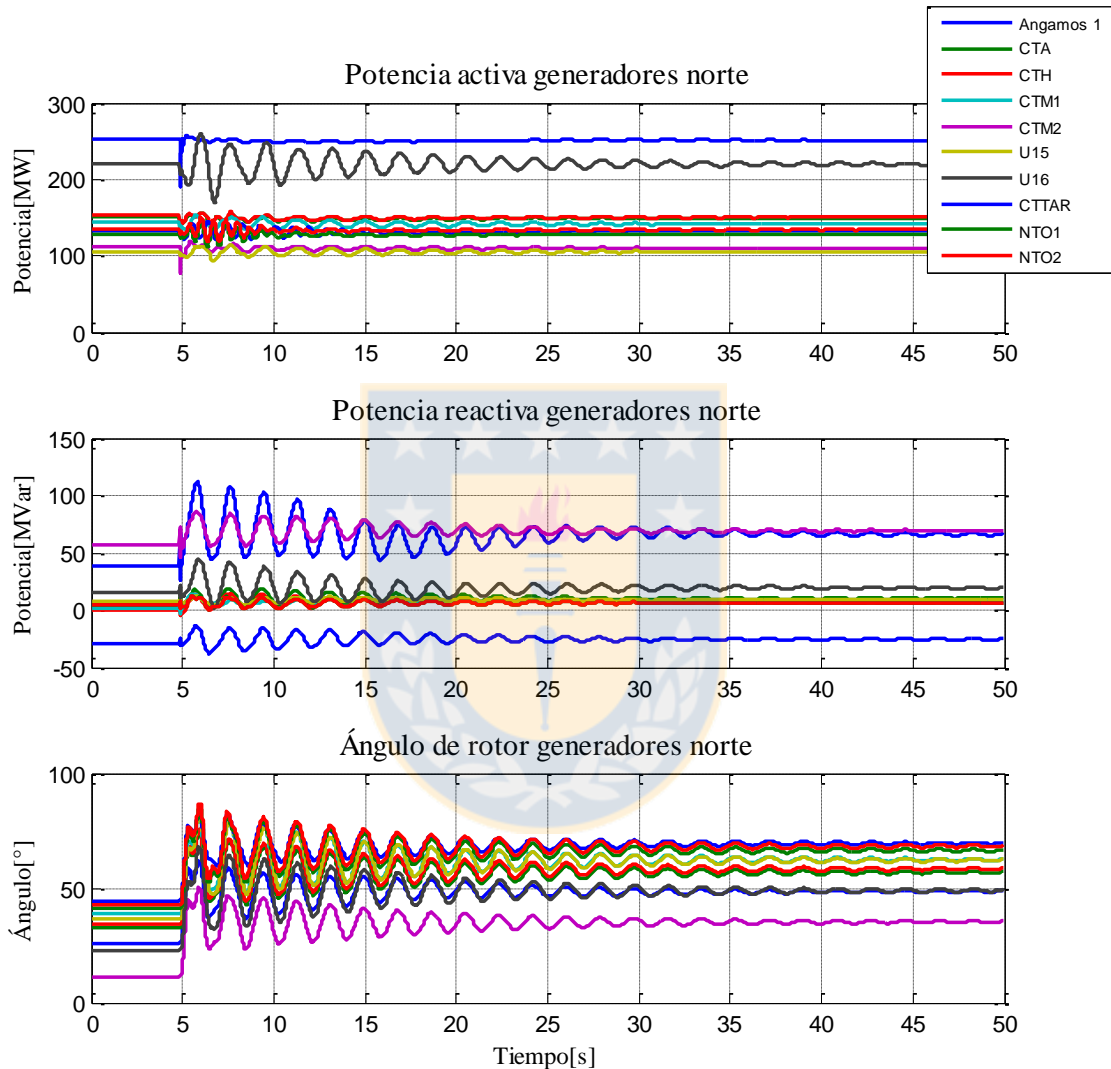


Figura 5.21 Potencia activa, reactiva y ángulo de rotor unidades norte. Caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.22 se observa que la unidad perdida en la contingencia (Ralco U2) disminuye su potencia activa y reactiva a cero. Al igual que en la Figura 5.21 se puede observar que algunos generadores aumentan su inyección de reactivos debido al descenso general de la tensión de la red (Figura 5.20). Por otra parte, en los ángulos de rotor, se puede observar que tienden a la sincronización.

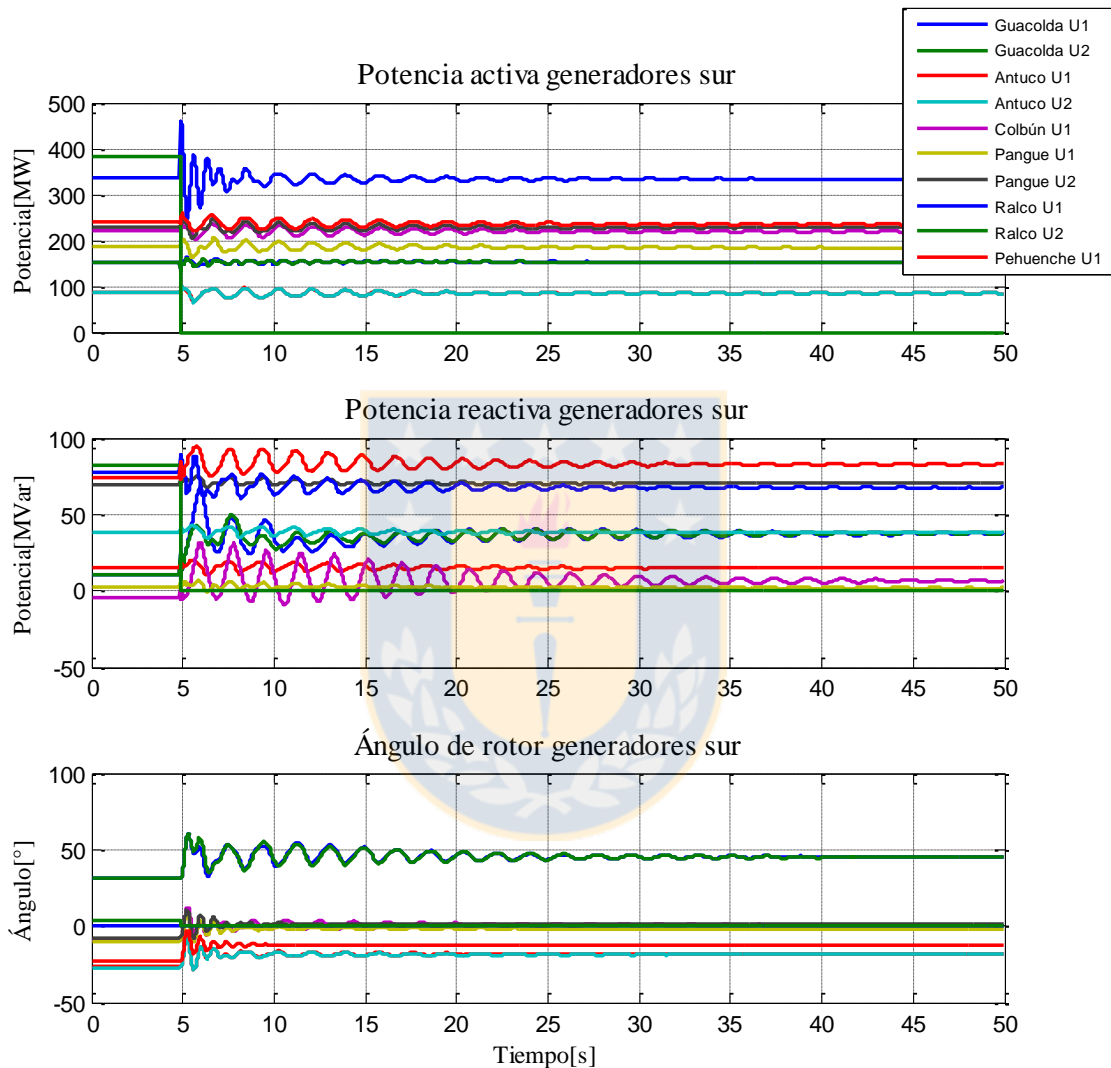


Figura 5.22 Potencia activa, reactiva y ángulo de rotor unidades sur. Caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.23 se observa que tras ocurrida la contingencia, el punto de inyección suministra los 380[MW] perdidos. Estos, como fue mencionado, permiten re-establecer la frecuencia.

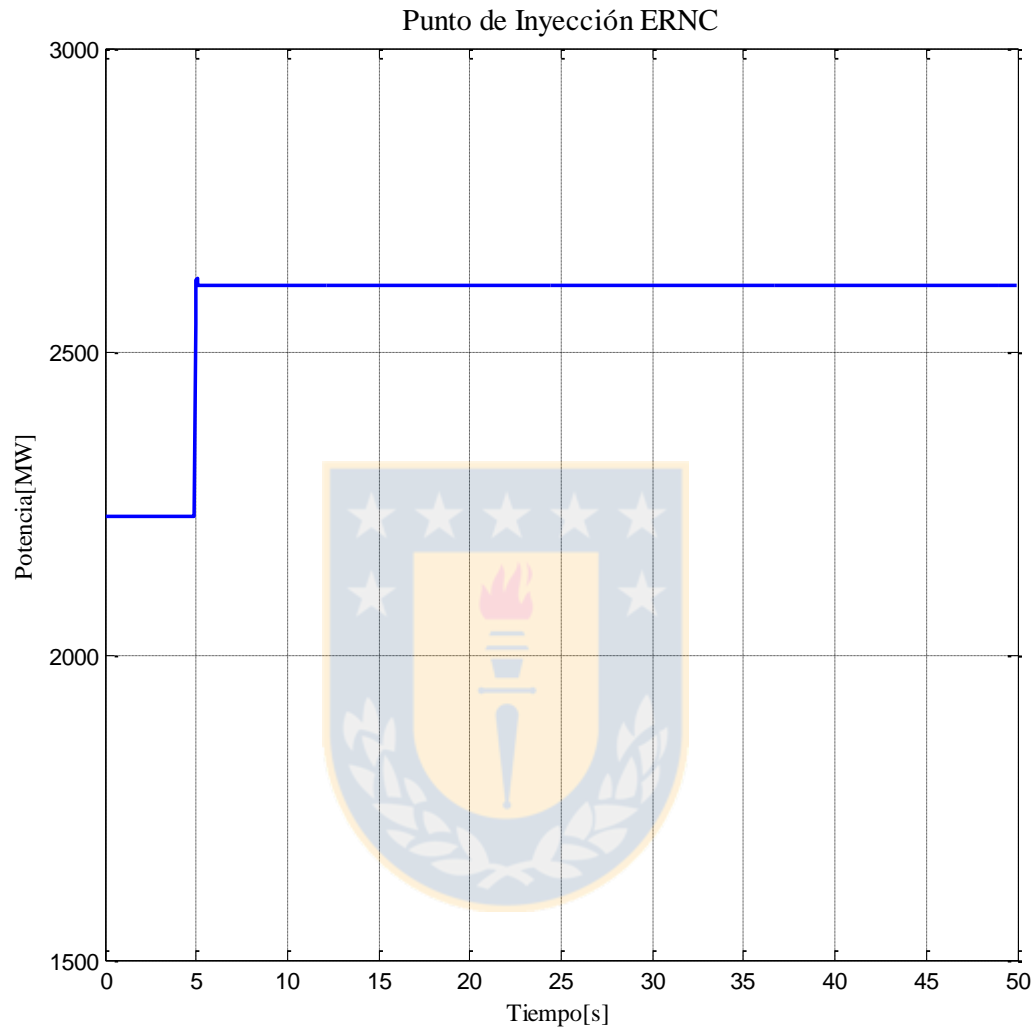


Figura 5.23 Punto de Inyección ERNC. Caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.24 se observa que tras ocurrir la contingencia y la correspondiente modificación de las ganancias K_v (Tabla 5.9), la potencia inyectada a la red multiterminal es re-distribuida según el valor de los parámetros K_v y la distancia de las estaciones al punto de inyección. Por otra parte, se observa que los reactivos establecidos según las referencias del convertidor se mantienen constantes después de la contingencia.

Notar que la convención de la dirección de los flujos de potencia en el lado AC del convertidor es positiva cuando el flujo va desde el lado DC al lado AC.

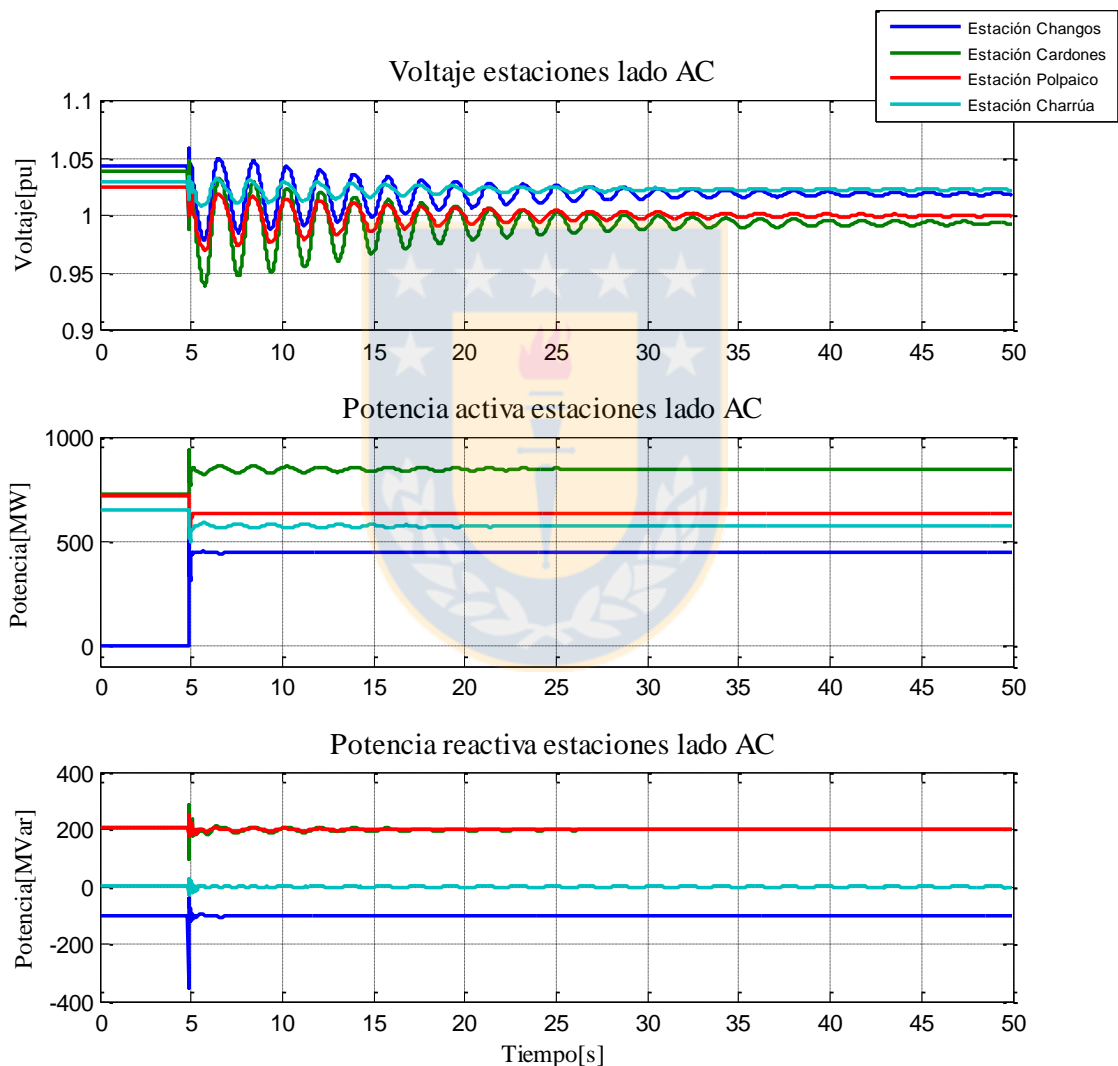


Figura 5.24 Voltajes, potencia activa, potencia reactiva lado AC estaciones. Caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.25 se observa que la tensión DC se mantiene en una banda acotada. La potencia medida en el lado DC del convertidor es positiva cuando el flujo va desde el lado AC al lado DC. Esta entrega los mismos resultados que la potencia activa medida desde el lado AC del convertidor pero con signo opuesto (ver Figura 5.24).

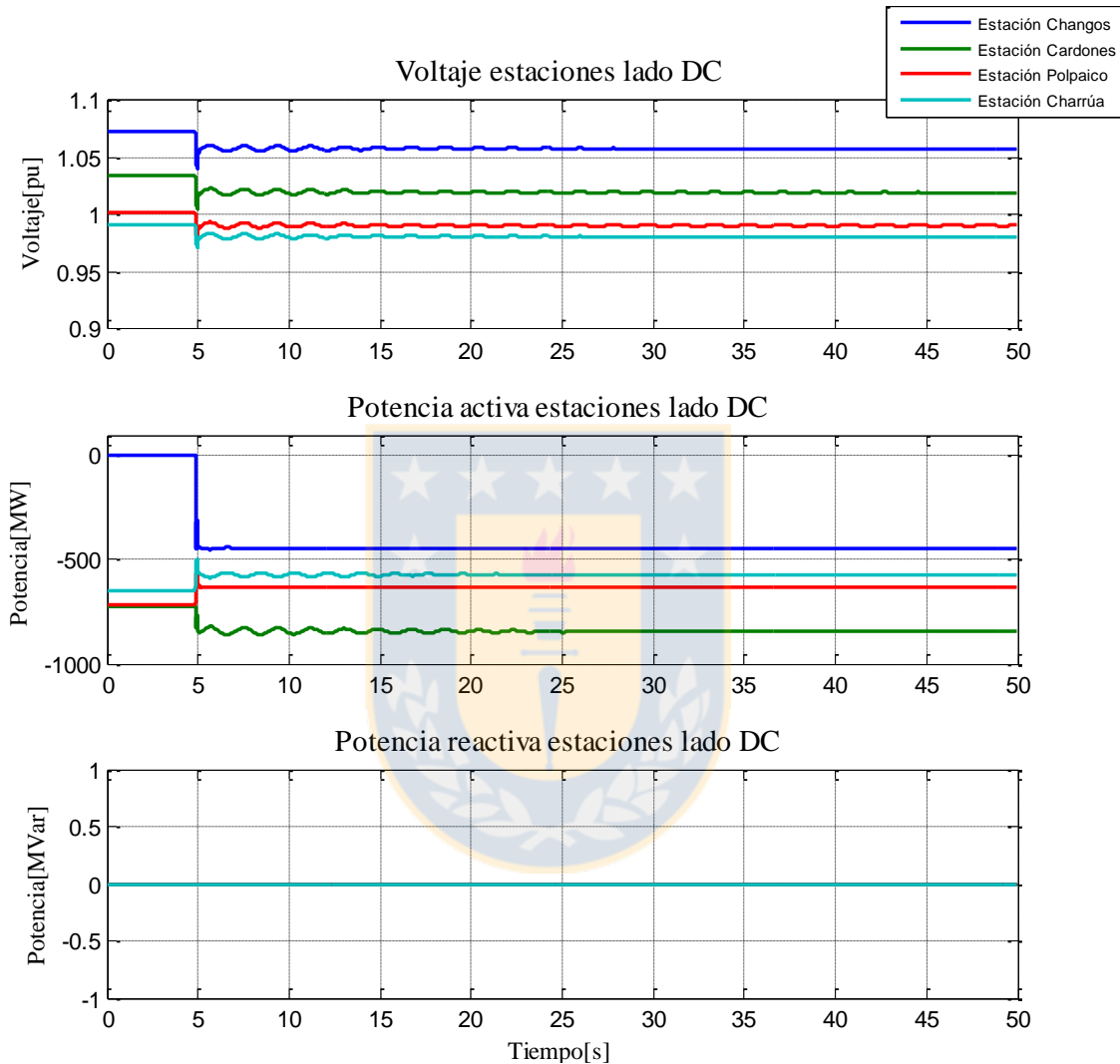


Figura 5.25 Voltajes, potencia activa, potencia reactiva lado DC estaciones. Caso pérdida de generación. Fuente : Elaboración Propia.

5.2.2 Pérdida de estación convertora

En este caso, en $t = 5[s]$, se presentan la pérdida de la estación Charrúa. (Figura 5.19).

Los datos de entrada al control, pre y post contingencia, se indicadan en la Tabla 5.10. (Notar que, en la Tabla 5.10, la convención indica que una potencia positiva va desde el lado DC a AC)

Tabla 5.10 Datos pre y post contingencia en caso pérdida de estación convertora. Fuente : Elaboración Propia.

Estación convertora	Pre-Contingencia			Post-Contingencia		
	$K_v[\frac{MW}{kV}]$	$P_{ref}[MW]$	$Q_{ref}[MVar]$	$K_v[\frac{MW}{kV}]$	$P_{ref}[MW]$	$Q_{ref}[MVar]$
Changos	0	0	-100	12.5	0	-100
Cardones	0	700	200	12.5	700	200
Polpaico	0	700	200	12.5	700	200
Charrúa	12.5	700	0	12.5	700	0



En la Figura 5.26 se observa que la frecuencia logra re-establecerse después de la contingencia a un valor cercano a 50.1 [Hz]. Este aumento se debe, en primer lugar, a la disminución del perfil de tensión de la red AC, la cual disminuye la demanda de las cargas del sistema (normalmente cargas de impedancia constante). Además, al perder la estación Charrúa, la potencia entregada por el punto de inyección ERNC se distribuye por estaciones más cercanas al mismo, esto reduce las pérdidas por la red DC lo que consecuentemente aumenta la potencia inyectada desde la red DC a la red AC.

La presencia de oscilaciones se debe a que, en el caso de estudio elegido, existen muchos modos de oscilación cercanos al eje imaginario.

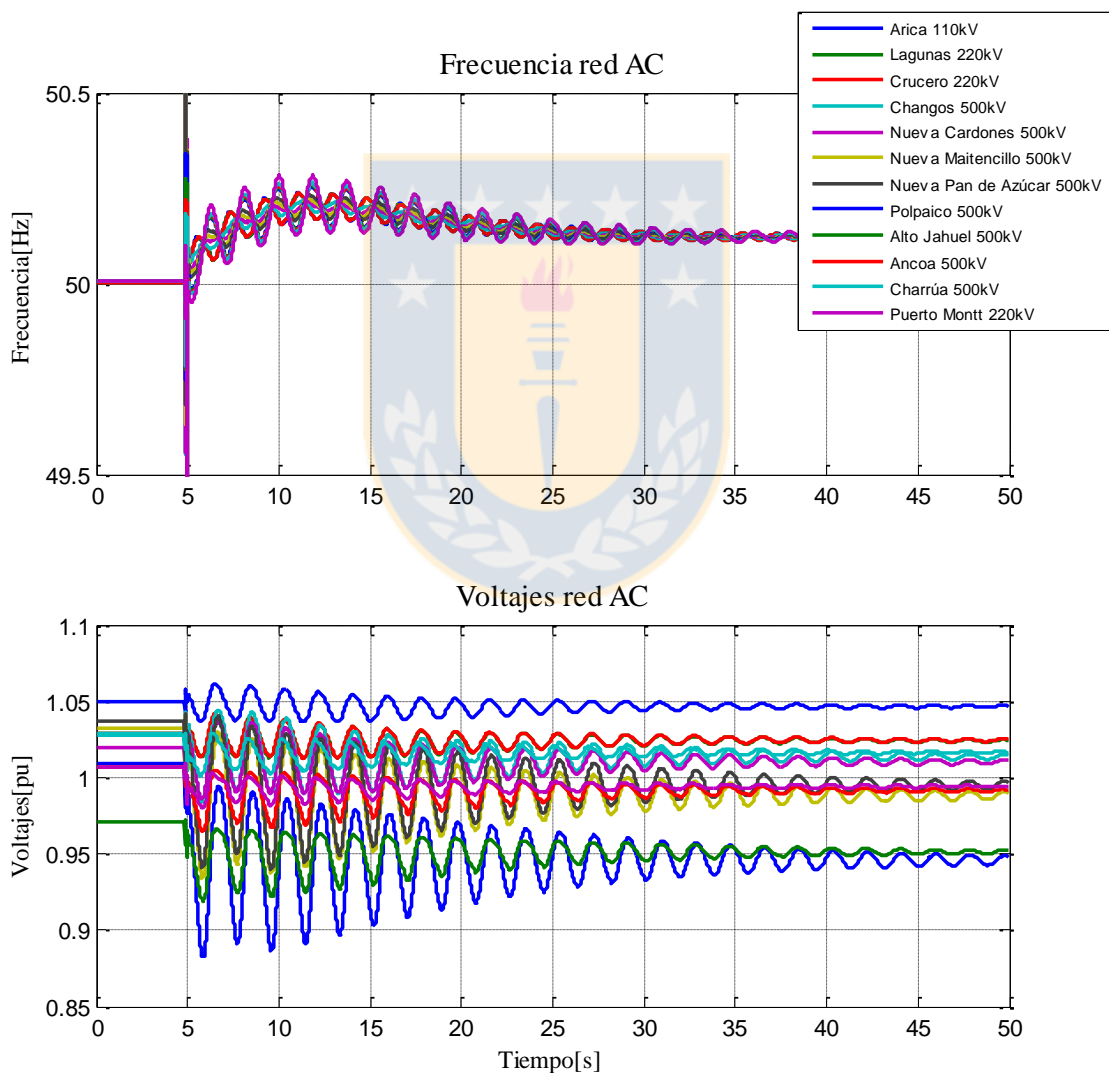


Figura 5.26 Frecuencia y voltajes. Caso pérdida de estación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.27 se observa que la potencia activa despachada por los distintos generadores del norte se mantiene constante. No obstante, al igual que en la Figura 5.21, se observa que algunos generadores aumentan su inyección de reactivos debido a la reducción de las tensiones en la red AC. Además, podemos observar que los ángulos de rotor se encuentran perfectamente sincronizados, lo cual da claros indicios de la estabilidad angular en el sistema.

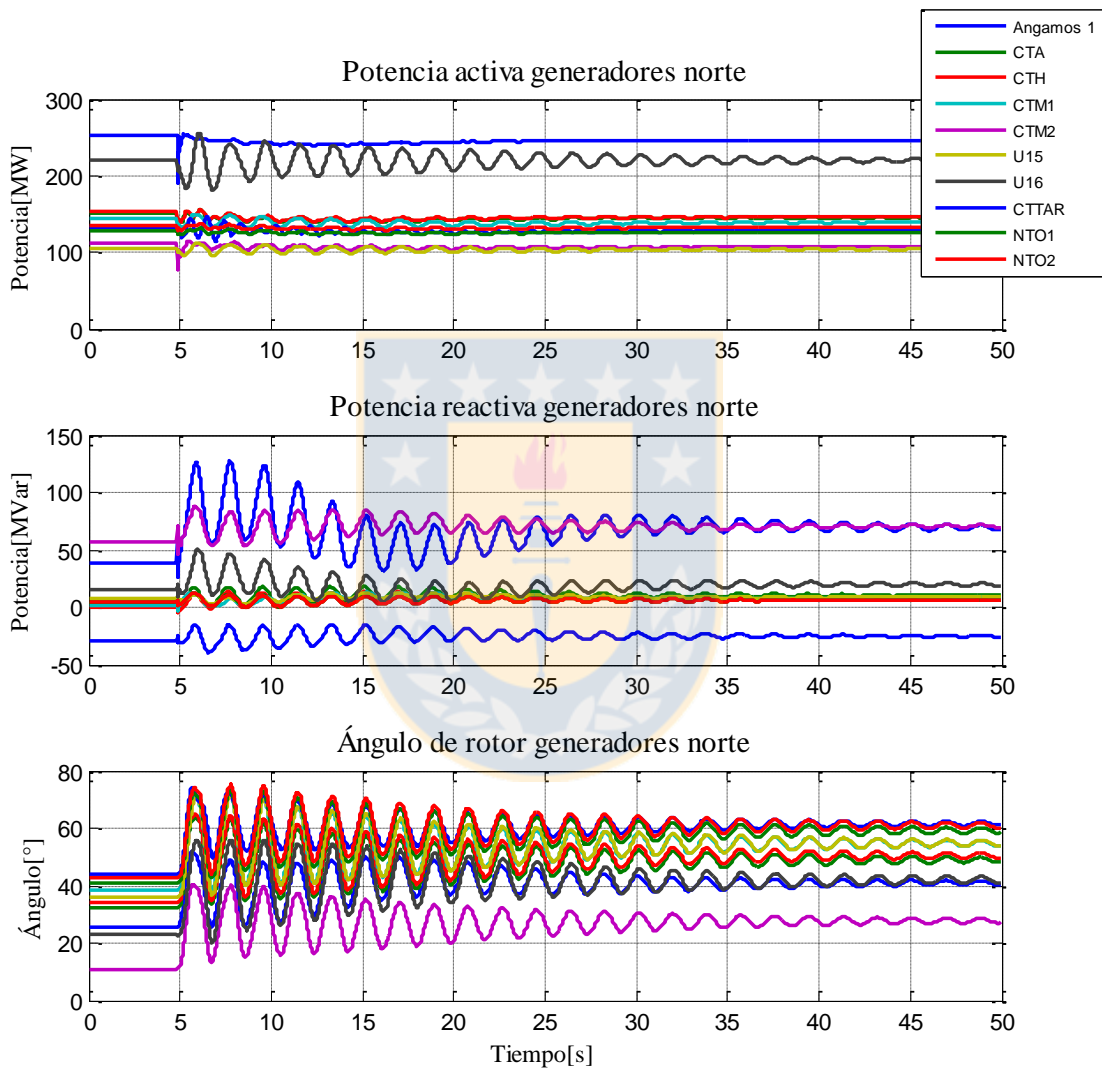


Figura 5.27 Potencia activa, reactiva y ángulo de rotor unidades norte. Caso pérdida de estación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.28 , al igual que la Figura 5.27, se observa que el despacho de las unidades se mantiene constante, mientras que la inyección de reactivos aumenta debido al descenso general de la tensión de la red. Por otra parte, en los ángulos de rotor, se puede observar que tienden a la sincronización.

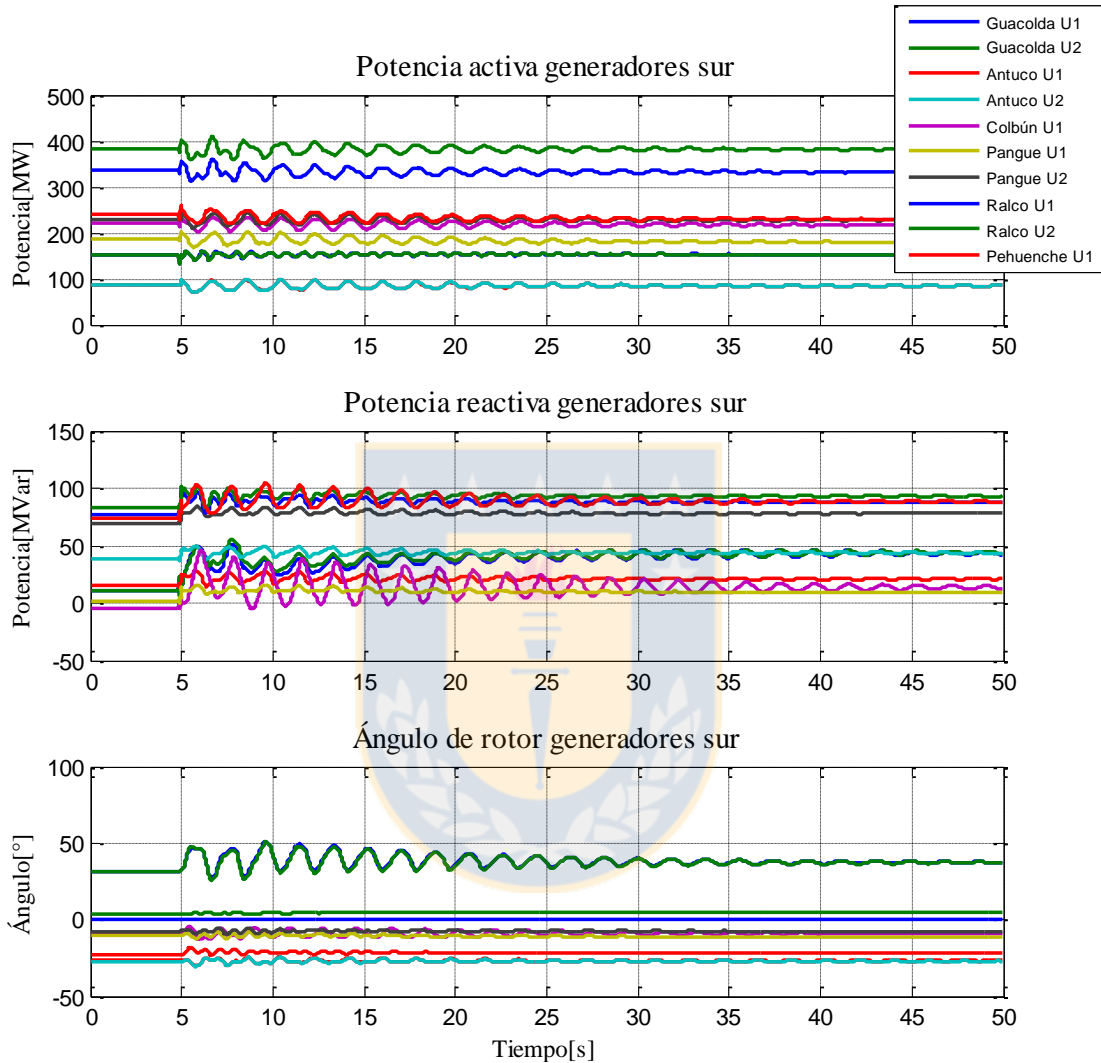


Figura 5.28 Potencia activa, reactiva y ángulo de rotor unidades sur. Caso pérdida de estación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.29 la potencia suministrada por el punto de inyección se mantiene igual antes y después de la contingencia.

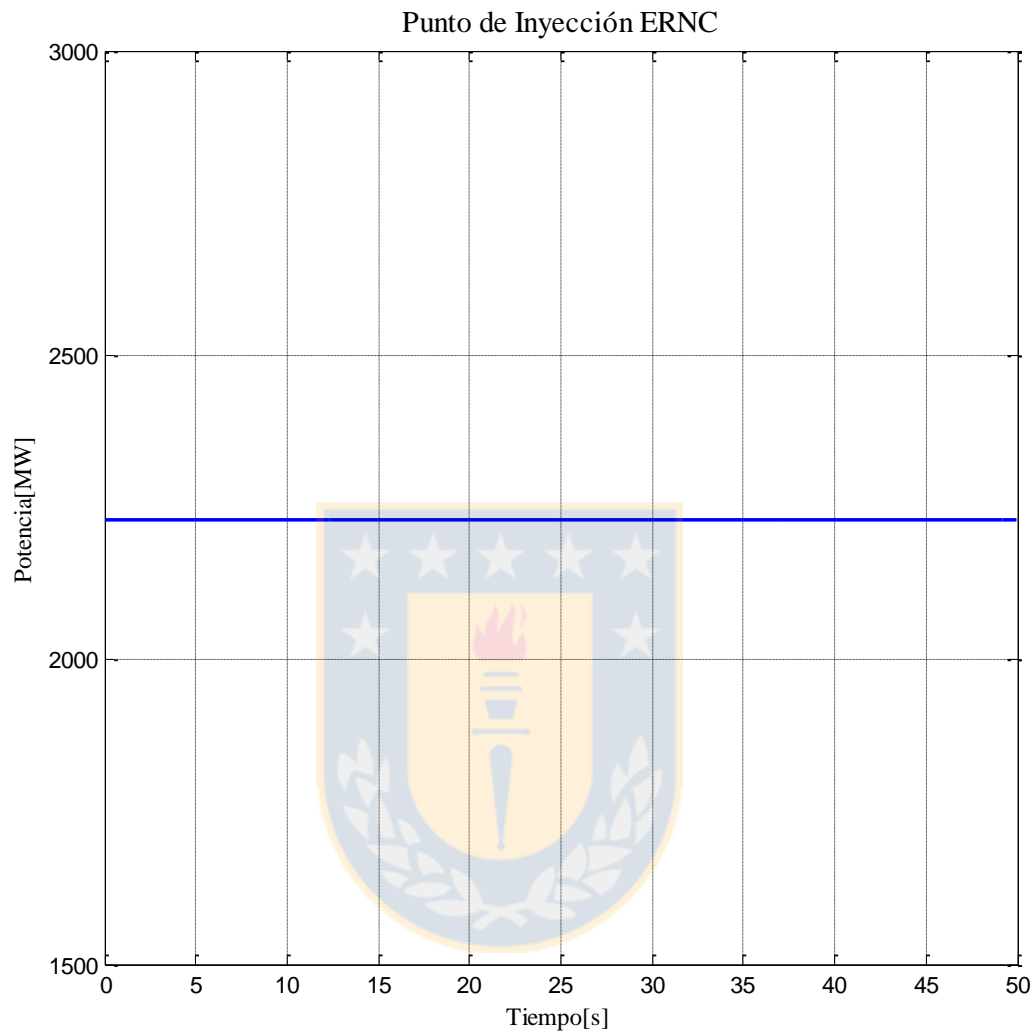


Figura 5.29 Punto de Inyección ERNC. Caso pérdida de estación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.30 se observa que tras ocurrir la contingencia y la correspondiente modificación de las ganancias K_v (Tabla 5.10), la potencia inyectada a la red multiterminal es re-distribuida según el valor de los parámetros K_v y la distancia de las estaciones al punto de inyección. Por otra parte, se observa que los reactivos establecidos según las referencias del convertidor se mantienen constantes después de la contingencia.

Notar que la convención de la dirección de los flujos de potencia en el lado AC del convertidor es positiva cuando el flujo va desde el lado DC al lado AC.

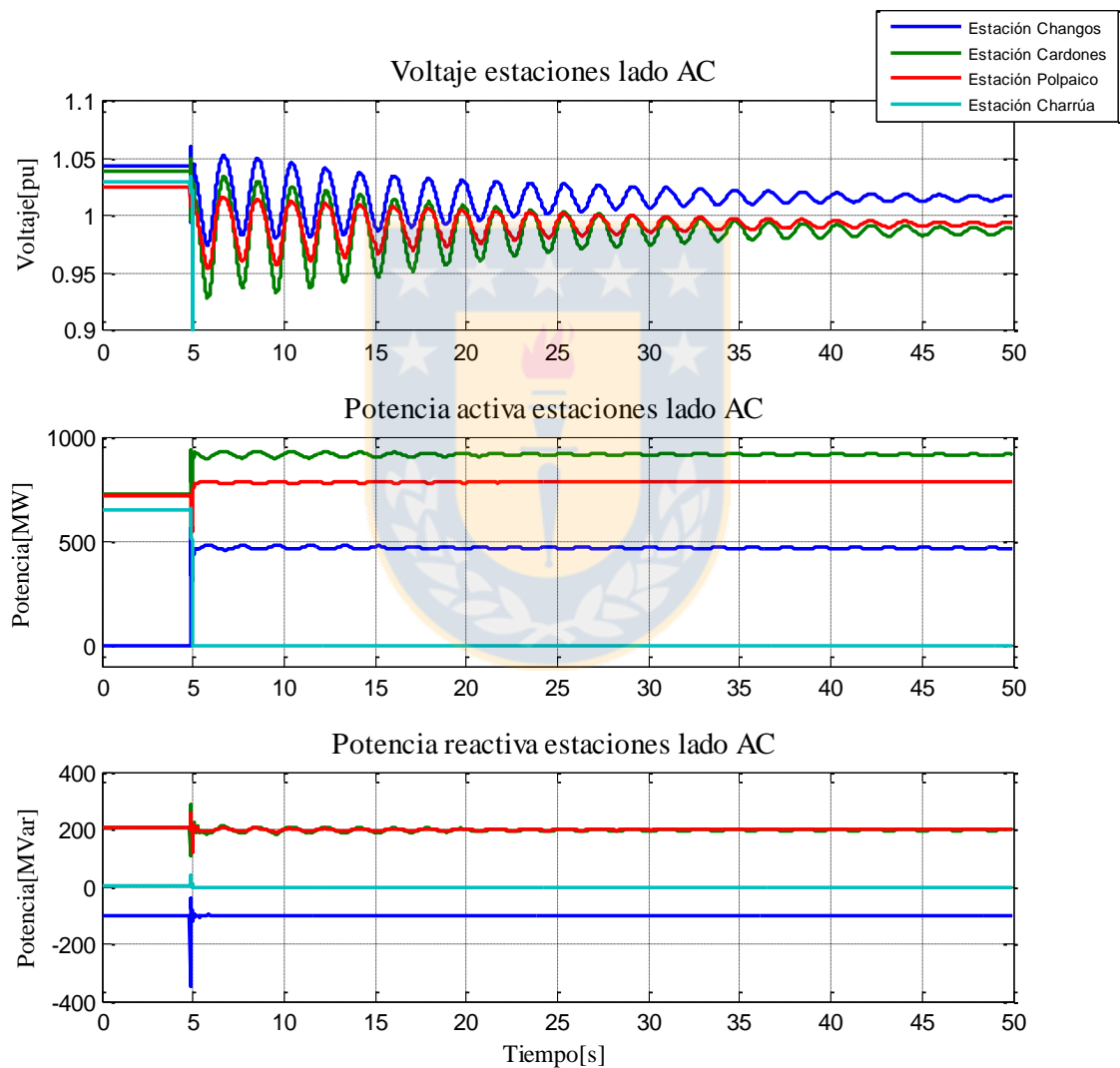


Figura 5.30 Voltajes, potencia activa, potencia reactiva lado AC estaciones. Caso pérdida de estación. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.31 se observa que la tensión DC se mantiene en una banda acotada. La potencia medida en el lado DC del convertidor es positiva cuando el flujo va desde el lado AC al lado DC. Esta entrega los mismos resultados que la potencia activa medida desde el lado AC del convertidor pero con signo opuesto (ver Figura 5.30).

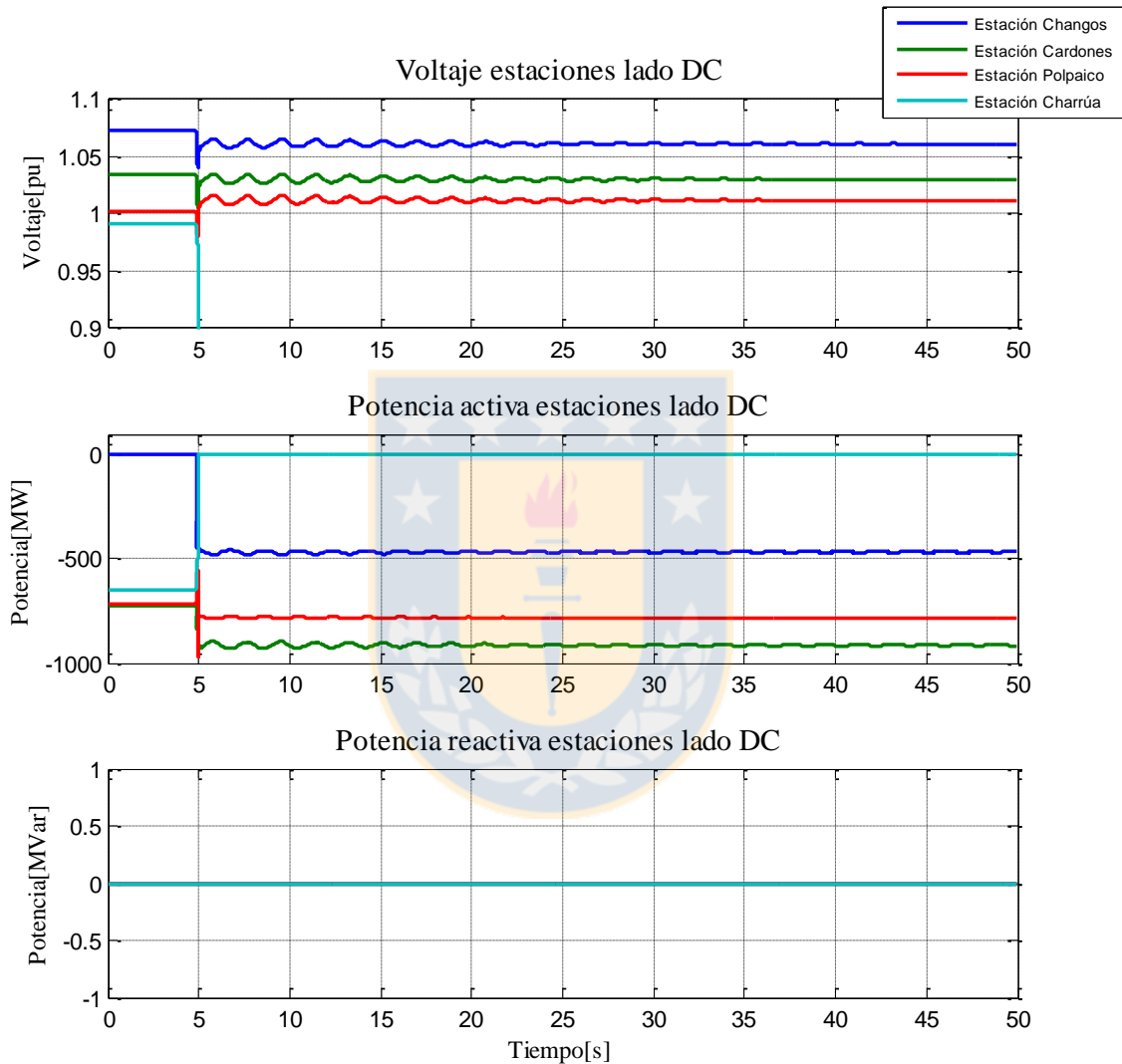


Figura 5.31 Voltajes, potencia activa, potencia reactiva lado DC estaciones. Caso pérdida de estación. Fuente : Elaboración Propia.

5.2.3 Pérdida de Línea AC

En este caso, en $t = 5[s]$, se presentan la pérdida del doble circuito de interconexión (Changos-Cardones) el cual transmite 1[GW] de norte a sur. Posteriormente, en $t = 5.1[s]$, se invierte el flujo de potencia en la estación Changos según lo indicado en la Tabla 5.11. El objetivo de lo anterior, es lograr que el sistema sobreviva a esta severa contingencia enviando la potencia por el enlace multiterminal (Figura 5.19).

Los datos de entrada al control, pre y post contingencia, se indicadan en la Tabla 5.11. (Notar que, en el sistema, la convención indica que una potencia positiva va desde el lado DC a AC)

Tabla 5.11 Datos pre y post contingencia en caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

Estación convertora	Pre-Contingencia			Post-Contingencia		
	$K_v[\frac{MW}{kV}]$	$P_{ref}[MW]$	$Q_{ref}[MVar]$	$K_v[\frac{MW}{kV}]$	$P_{ref}[MW]$	$Q_{ref}[MVar]$
Changos	0	0	-100	12.5	-1000	-100
Cardones	0	700	200	12.5	700	200
Polpaico	0	700	200	12.5	700	200
Charrúa	12.5	700	0	12.5	700	0

En la Figura 5.32 se observa que el perfil de tensión en la zona sur se mantiene casi constante, mientras que en la zona norte disminuye cerca de un 10%, esto provoca un descenso considerable de la demanda en dicha zona lo cual a su vez lleva a un aumento en la frecuencia. Además de lo anterior, existe un excedente y un déficit de un 1[GW] en el norte y sur respectivamente. Lo anterior provoca un aumento de la frecuencia en la zona norte y una disminución en la zona sur.

Notar que en este caso, la zona norte y sur están desacopladas dinámicamente debido a que su única conexión es de tipo HVDC.

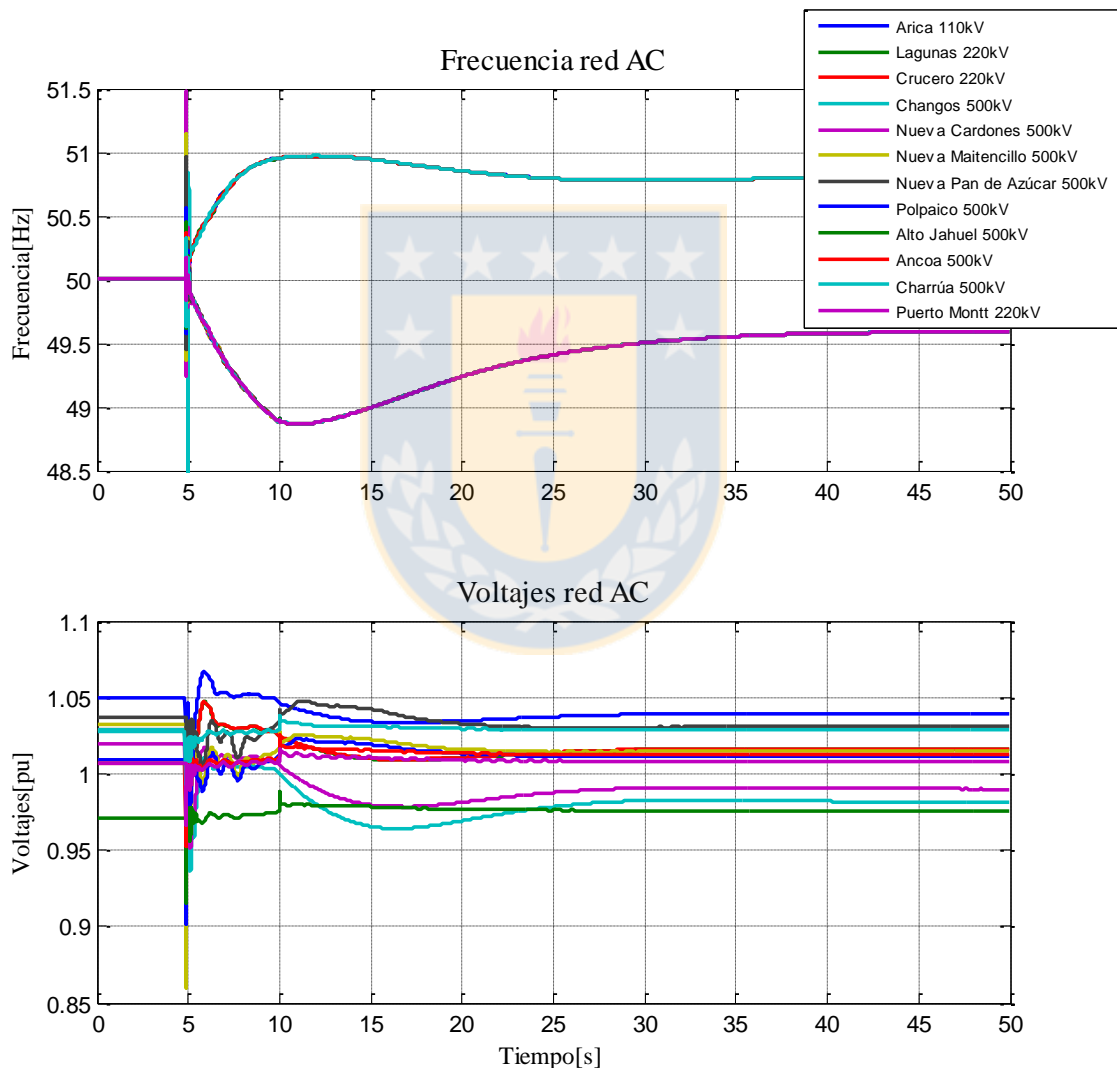


Figura 5.32 Frecuencia y voltajes red AC. Caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.33 se observa que algunos generadores tienden a disminuir su despacho de tal forma de re-establecer el equilibrio en la zona norte. Por otra parte, estos mismos, tienden a aumentar su inyección de reactivos para re-establecer los niveles de tensión en la zona norte.

Notar que los ángulos de rotor tienden a la sincronización.

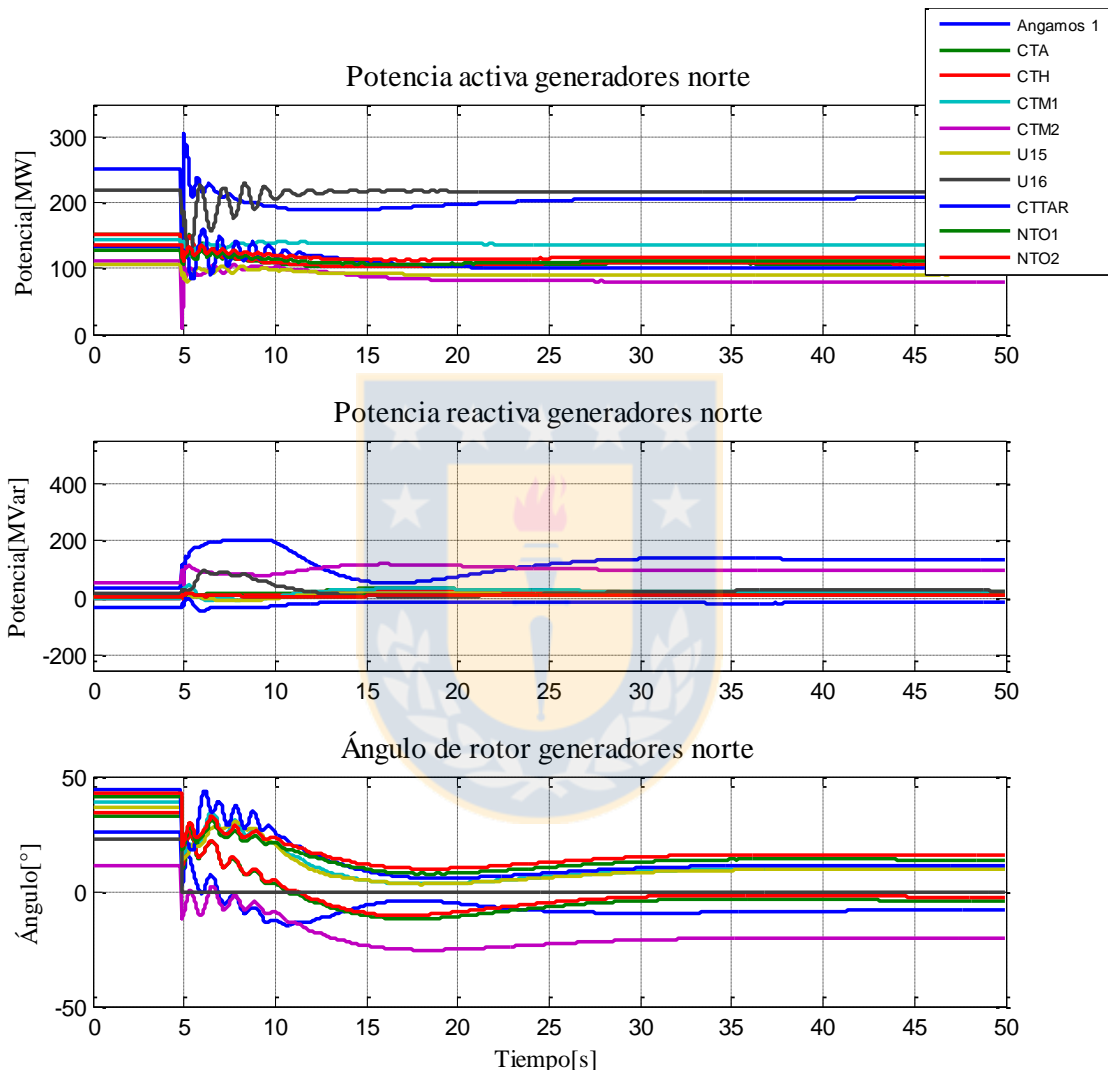


Figura 5.33 Potencia activa, reactiva y ángulo de rotor unidades norte. Caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.34 se observa que, a diferencia de la Figura 5.33, los generadores tienden a aumentar su despacho para re-establecer el equilibrio de potencia en la zona sur. Los reactivos inyectados por los mismos se mantienen casi constantes (ver perfil de tensión en Figura 5.32).

Notar que los ángulos de rotor tienden a la sincronización.

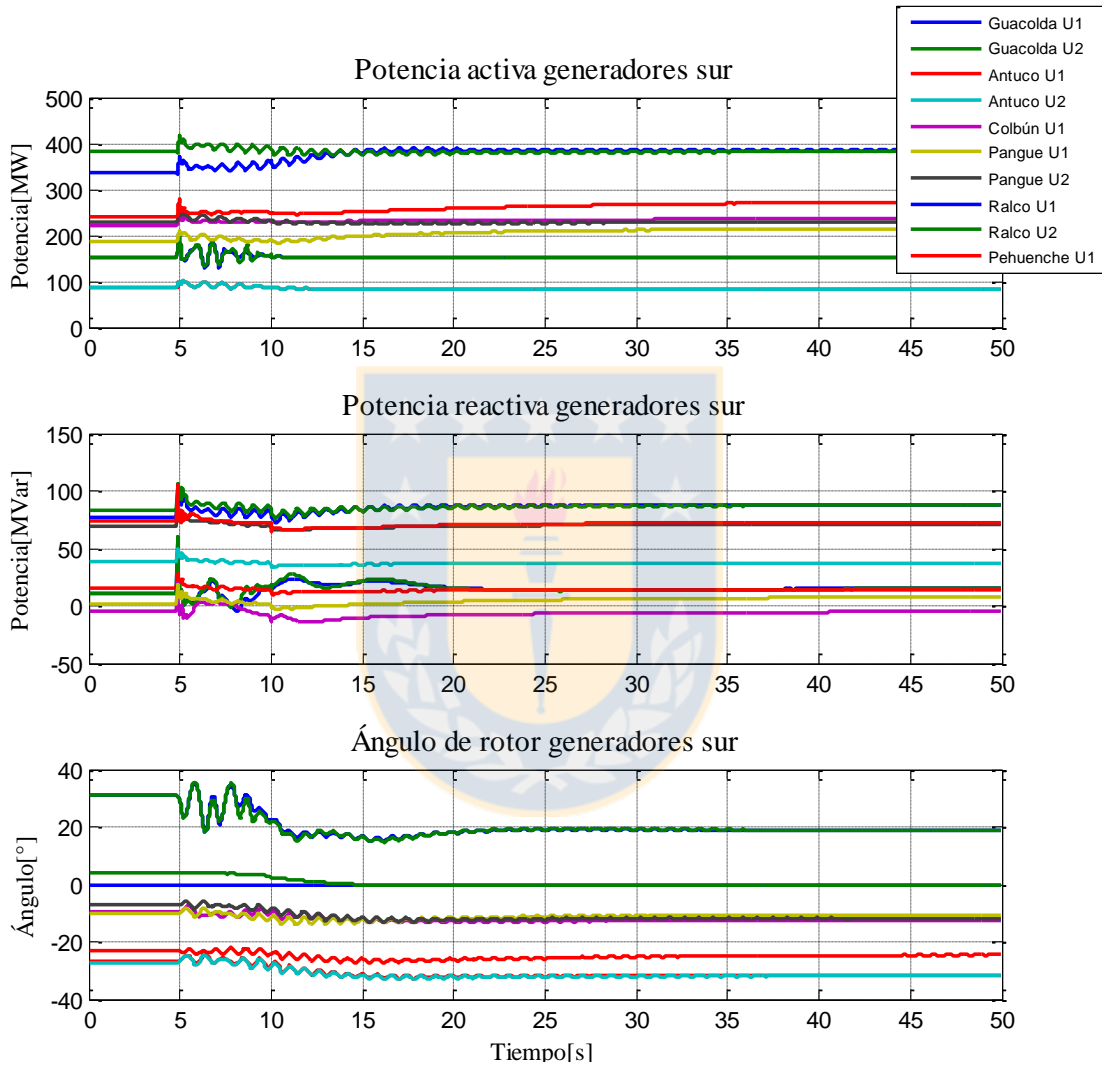


Figura 5.34 Potencia activa, reactiva y ángulo de rotor unidades sur. Caso pérdida de línea AC. Fuente :
Elaboración Propia.

En la Figura 5.35 la potencia suministrada por el punto de inyección se mantiene igual antes y después de la contingencia.

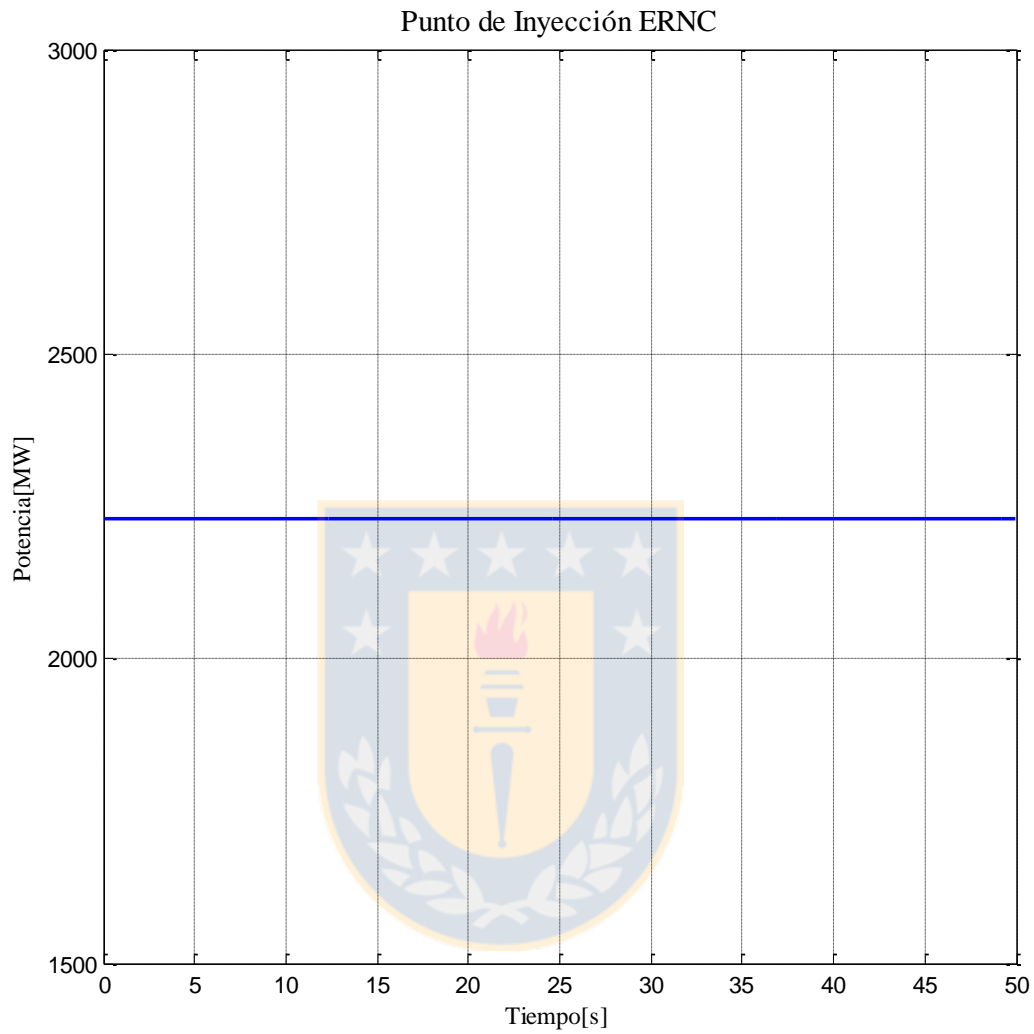


Figura 5.35 Punto de Inyección ERNC. Caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.36 se observa que la estación Changos recibe 400[MW] desde la zona norte para ser transmitidos a la zona sur, esto es lo que permite que el sistema sobreviva a una contingencia de esta severidad. Por otra parte, se observa que los reactivos establecidos según las referencias del convertidor se mantienen constantes después de la contingencia.

Notar que la convención de la dirección de los flujos de potencia en el lado AC del convertidor es positiva cuando el flujo va desde el lado DC al lado AC.

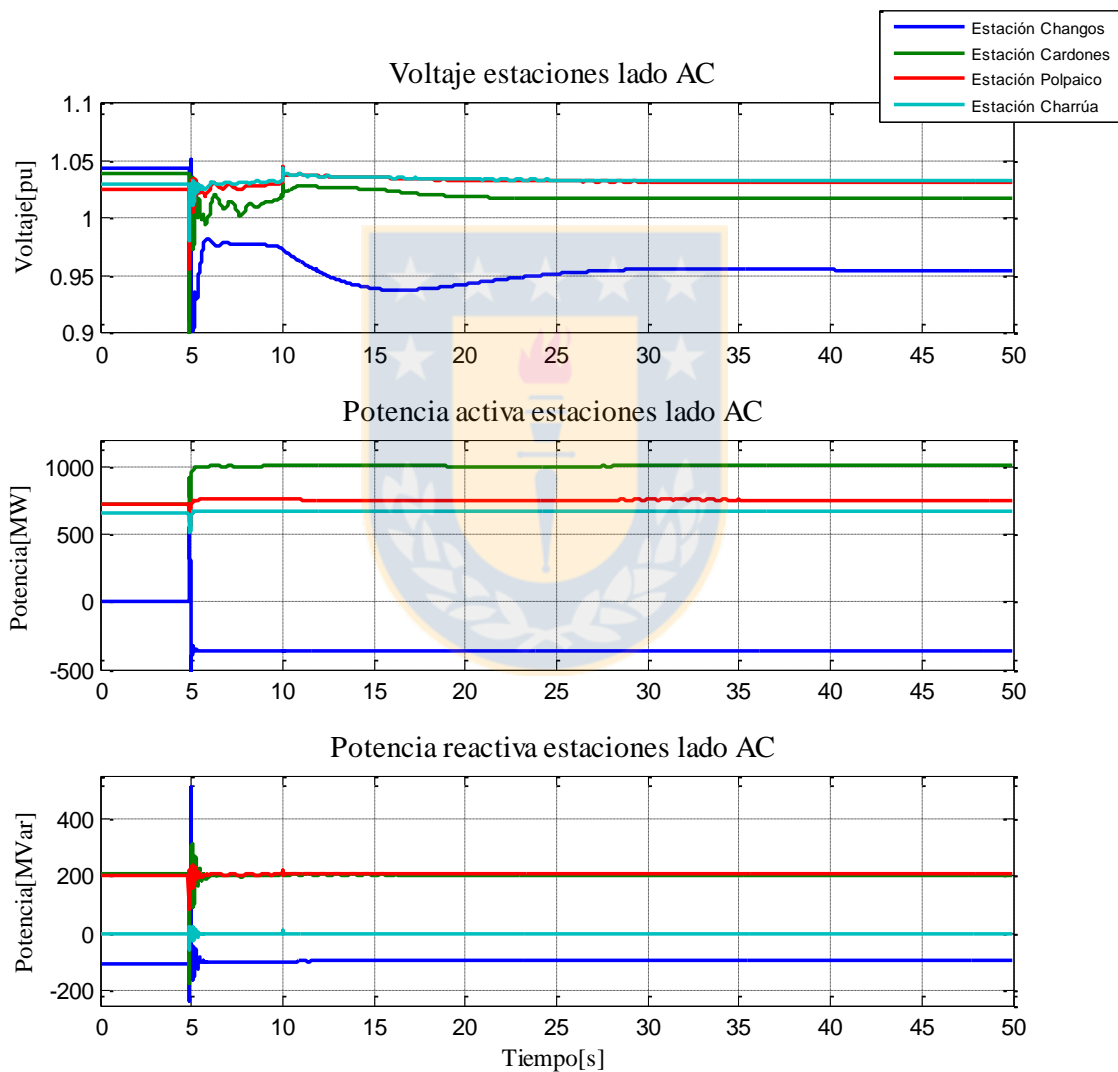


Figura 5.36 Voltajes, potencia activa, potencia reactiva lado AC estaciones. Caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

En la Figura 5.37 se observa que la tensión DC se mantiene en una banda acotada. La potencia medida en el lado DC del convertidor es positiva cuando el flujo va desde el lado AC al lado DC. Esta entrega los mismos resultados que la potencia activa medida desde el lado AC del convertidor pero con signo opuesto (ver Figura 5.30).

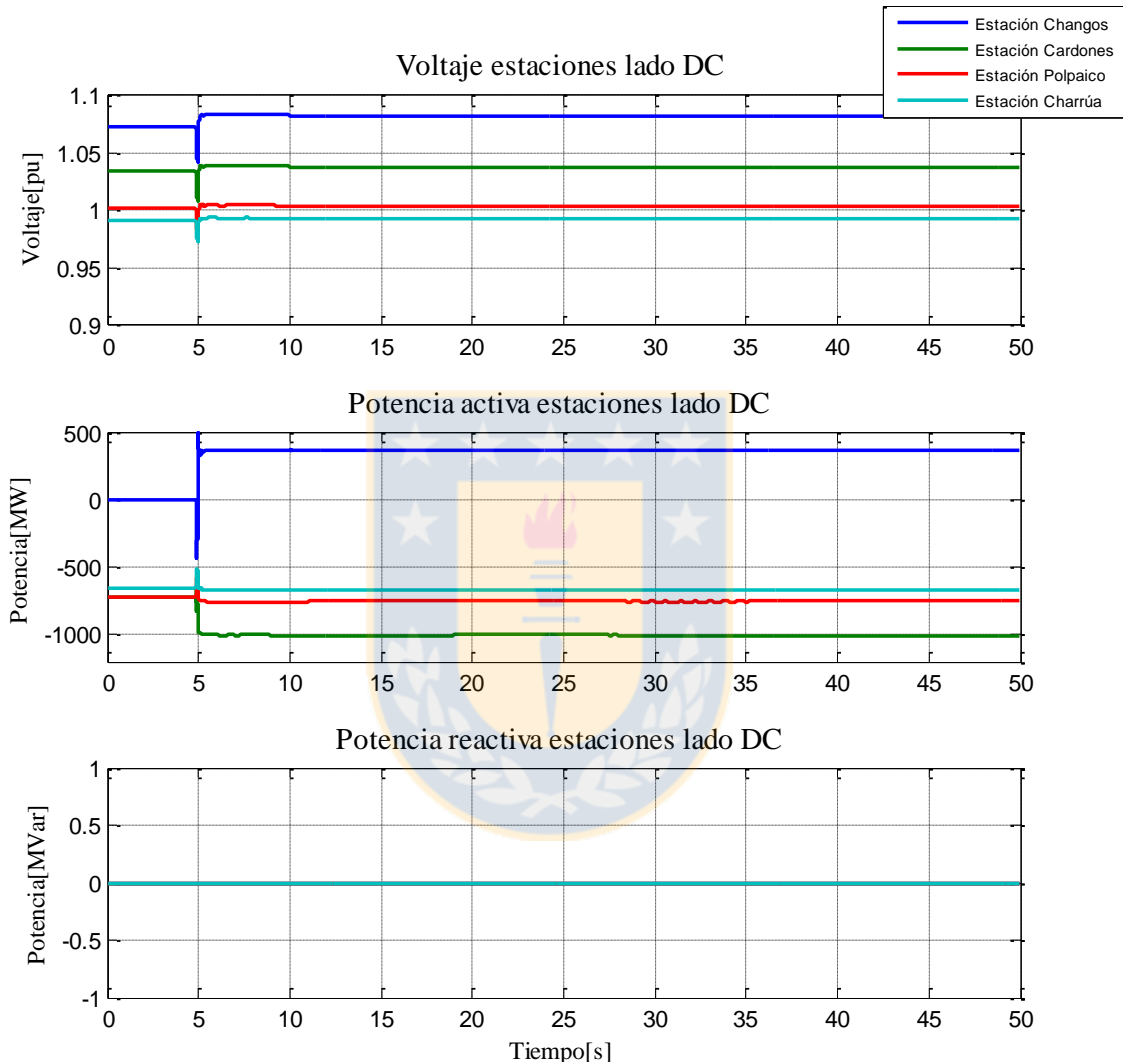


Figura 5.37 Voltajes, potencia activa, potencia reactiva lado DC estaciones. Caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

En el Anexo C se presentan las señales del sistema cuando el valor de K_v , post-contingencia, es igual a cero.

Capítulo 6. Conclusiones

6.1 Sumario

En esta tesis se modelaron diversas redes multiterminal. Las primeras, utilizando MATLAB/Simulink, con el objetivo de entender el comportamiento dinámico de las estrategias de control de voltaje DC en redes multiterminal. La segunda, utilizando la herramienta DSL de Digsilent Power Factory, con el objetivo de poder estudiar el comportamiento de una red multiterminal conectada al sistema eléctrico nacional.

6.2 Conclusiones

Los sistemas multiterminal son la única tecnología capaz de incorporar de forma segura las energías renovables no convencionales, esto debido a la incorporación de los convertidores PWM que permiten controlar los voltajes variables (en magnitud y frecuencia) producidos, por ejemplo, por los aerogeneradores. Además, utilizan pequeñas franjas de seguridad, permiten dar apoyo al control de tensión, control de frecuencia, etc. Este tipo de redes será el futuro en los sistemas de transmisión de todo el mundo.

El control de caída de tensión (o voltage droop control) presenta ventajas importantes con respecto a su contra parte, el control de margen de tensión (o voltage margin control). Entre estas se pueden mencionar una fácil implementación, un aumento en la seguridad (más unidades realizando el control de voltaje DC) y estabilidad de la red (la red no cae ante la pérdida de una estación). Se destaca que, en esta estrategia, la selección del parámetro K_v es esencial para obtener un buen perfil de tensión en el lado DC.

Los resultados indican que una red multiterminal conectada al sistema eléctrico nacional, permite dar soporte al sistema contra contingencias severas, aportar al control primario de frecuencia, control de tensión, disminuir las congestiones de líneas e incorporar de forma segura la gran cantidad de energías renovables no convencionales ubicadas en la zona norte de nuestro país. Lo anterior indica que esta tecnología es la indicada para utilizar los cerca de 30[GW] de generación renovable no convencional existente en el norte de nuestro país [70].

6.3 Trabajo Futuro

Los trabajos futuros son los siguientes:

- Implementar compensación dinámica de reactivos en estaciones convertoras.
- Implementar MTDC utilizando convertidores MMC.
- Selección de parámetro K_v mediante algoritmos de optimización.
- Incorporación de modelos dinámicos de plantas eólicas y fotovoltaicas al MTDC.
- Estudios de estabilidad frente a pequeñas perturbaciones.
- Proyección del sistema eléctrico nacional al año 2050 (generación, transmisión y demanda).
- Estudios de mercado eléctrico considerando un sistema híbrido AC y DC.



Bibliografía

- [1] Nilanjan Ray Chaudhuri, Balarko Chaudhuri, Rajat Majumder, Amirnaser Yazdani, “*Multi – terminal direct – current grids*” Modeling, Analysis, and Control, IEEE PRESS.
- [2] U. Lamm, E. Uhlmann, P.Danfors, “*Some aspects of tapping HVDC transmission systems*”, Direct Current, vol.8, 1963.
- [3] Cuiqing Du, Math H.J. Bollen, Evert Agneholm, Ambra Sannino, “*A New Control Strategy of a VSC-HVDC System for High-Quality Supply of Industrial Plants*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2007. Páginas 2386-2394.
- [4] Cuiqing Du, Evert Agneholm, Gustav Olsson, “*Use of VSC-HVDC for Industrial Systems Having Onsite Generation With Frequency Control*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2008. Páginas 2233-2240.
- [5] Lidong Zhang, Lennart Harnefors, Hans-Peter Nee, “*Power-Synchronization Control of Grid-Connected Voltage-Source Converters*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2010. Páginas 809-819.
- [6] Lidong Zhang, Lennart Harnefors, Hans-Peter Nee, “*Interconnection of Two Very Weak AC Systems by VSC-HVDC Links Using Power-Synchronization Control*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2011. Páginas 344 – 355.
- [7] Lidong Zhang, Lennart Harnefors, Hans-Peter Nee, “*Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Island Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2011. Páginas 783-793.
- [8] Jiebei Zhu, Campbell D. Booth, Grain P. Adam, Andrew J.Roscoe, Chris G. Bright, “*Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2013. Páginas 1277 – 1287.

- [9] Sébastien Mariéthoz, Alexander Fuchs, Manfred Morari, “*A VSC-HVDC Decentralized Model Predictive Control Scheme for Fast Power Tracking*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. Páginas 462-470.
- [10] Minyuan Guan, Wulue Pan, Jing Zhang, Quanrui Hao, Jingzhou Cheng, Xiang Zheng, “*Synchronous Generator Emulation Control Strategy for Voltage Source Converter (VSC) Stations*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2015. Páginas 3093 – 3101.
- [11] R.L.Vaughan, J.P. Bowless, J.Dalzell, “*The Control and Performance of a Series Connected Multiterminal HVDC Transmission System*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1975. Páginas 1870 - 1876.
- [12] Takeichi Sakurai, Kiyoshi Goto, “*A New Control Method for Multiterminal HVDC Transmission Without Fast Communication Systems*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983. Páginas 1140 – 1150.
- [13] A. Hamzei-Nejad, C.M.Ong, “*Coordinating the DC Power Injections of a Multiterminal HVDC System For Dynamic Control of AC Line Flows*”, IEEE Transactions on Power Systems, 1986. Páginas 146 - 152.
- [14] M.A. Santos, J.C. de Oliveira, A.J de Moraes, G.C. Guimaraes y W.Po, “*Methodology for Control and Analysis of a Series Multiterminal DC System*”, IEEE, 1998. 0-7803479-6/98. Páginas 855 – 860.
- [15] Hairong Chen, Chao Wang, Fan Zhang, Wulue Pan, “*Control Strategy Research of VSC Base Multiterminal HVDC System*”, IEEE, 2006. 142440178X/06. Páginas 1986 – 1990.
- [16] Gengyin Li, Ming Yin, Ming Zhou, Chengyong Zhao, “*Decoupling Control of Multiterminal VSC-HVDC Base Wind Farm Interconnection*”, IEEE 2007. 1-4244-1298-6/07.
- [17] Temesgen M. Haileselassie, Kjetil Uhlen, “*Primare Frequency Control of Remote Grids Connected by Multi-terminal HVDC*”, IEEE 2010. 978-1-4244-6551-4/10.

- [18] Robert Eriksson, “*Coordinated Control of Multiterminal DC Grid Power Injections for Improved Rotor-Angle Stability Base on Lyapunov Theory*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. Páginas 1789 – 1797.
- [19] B.Silva, C.L.Moreira, H. Leite, J.A Pecas Lopes, “*Control Strategies for AC Fault Ride Through in Multiterminal HVDC Grids*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. Páginas 395 - 405.
- [20] Alejandro Pizano-Martinez, Claudio R.Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, Enrique Acha, “*Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton – Raphson OPF Algorithm*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2007. Páginas 1794- 1803.
- [21] Enrique Acha, Behzad Kazemtabrizi, Luis M. Castro, “*A New VSC-HVDC Model for Power Flows Using the Newton-Raphson Method*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2013. Páginas 2602 – 26012.
- [22] Mohamadreza Baradar, Mohammad Reza Hesamzadeh, Mehrdad Ghandhari, “*Second-Order Cone Programming for Optimal Power Flow in VSC-Type AC-DC Grids*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2013. Páginas 4282 – 4291.
- [23] Abbas Rabiee, Alireza Soroudi, Andrew Keane, “*Information Gap Decision Theory Based OPF With HVDC Connected Wind Farms*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2015. Páginas 3396 – 3406.
- [24] Jean Mahseredjian, Serge Lefebvre, Dinkar Mukhedkar, “*A Multiterminal HVDC Load-Flow with Flexible Control Specifications*”, IEEE Transactions on Power Systems, 1986. Páginas 272- 282.
- [25] U. De Martinis, F. Gagliardi, A. Losi, V. Mangoni, F.Rossi, “*Optimal Load Flow for Electrical Power Systems with Multiterminal HVDC links*”, IEE Proceedings, 1990. Páginas 139 – 145.

- [26] Xiao-Ping Zhang, “*Multiterminal Voltage-Sourced Converter-Based HVDC Models for Power Flow Analysis*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2004. Páginas 1877 – 1884.
- [27] Jef Beerten, Stijn Cole, Ronnie Belmans, “*A Sequential AC/DC Power Flow Algorithm for Networks Containing Multi-terminal VSC HVDC Systems*”, IEEE 2010. 978-1-4244-6551-4/10.
- [28] Jef Beerten, Stijn Cole, Ronnie Belmans, “*Generalized Steady-State VSC MTDC Model for Sequential AC/DC Power Flow Algorithms*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2012. Páginas 821 – 829.
- [29] Wang Feng, Le Anh Tuan, Lina Bertling Tjernberg, Anders Mannikoff, Anders Bergman, “*A New Approach for Benefit Evaluation of Multiterminal VSC-HVDC Using a Proposed Mixed AC/DC Optimal Power Flow*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. Páginas 432 - 443.
- [30] Jun Coa, W. Du, H. F. Wang, “*An Improved Corrective Security Constrained OPF for Meshed AC/DC Grids With Multi-Terminal VSC-HVDC*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2016. Páginas 485 – 495.
- [31] Jef Beerten, Salvatore D’Arco, Jon Are Suul, “*Identification and Small-Signal Analysis of Interaction Modes in VSC MTDC Systems*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2016. Páginas 888 – 897.
- [32] Giddani O.Kalcon, Grain P.Adam, Olimpo Anaya-Lara, Stephen Lo, Kjetil Uhlen, “*Small Signal Stability Analysis of Multi-Terminal VSC-Based DC Transmission Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2012. Páginas 1818 -1830.
- [33] P.Rault, F.Colas, X.Guillaud, S.Nguefeu, “*Method for Small Signal Stability Analysis of VSC-MTDC grids*”, IEEE, 2012. Páginas 1-7.

- [34] Udana N. Gnanarathna, Aniruddha M.Gole, Rohitha P. Jayasinghe, “*Efficient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2011. Páginas 316 – 324.
- [35] J. Peralta, S. Denetiere, J.Mahseredjian, “*Average-value Models for the Simulation of VSC-HVDC Transmission Systems*”, CIGRE Symposium on Electric Power System of the Future: Integrating Super Grids, September 2011, Bologna, Italy.
- [36] Jaime Peralta, Hani Saad, Sébastien Denetiere, “*Detailed and Averaged Models for a 401 – Level MMC- HVDC System*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2012. Páginas 1501-1508.
- [37] H.Saad, J.Peralta, S. Denetiere, “*Dynamic Averaged and Simplified Models for MMC-Based HVDC Transmission Systems*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2013. Páginas 1723 - 1730.
- [38] Jianzhong Xu, Chengyong Zhao, Wenjing Liu, Chunyi Guo, “*Accelerated Model of Modular Multilevel Converters in PSCAD/EMTDC*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2013. Páginas 129 – 136.
- [39] G.P. Adam, KH, Ahmed, S.J. Finney, B.W. Williams, “*Generalized Modeling of DC Grid for Stability Studies*”, 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2013. Páginas 1168 – 1173.
- [40] Firouz Badrkhani Ajaei, Reza Iravani, “*Enhanced Equivalent Model of the Modular Multilevel Converter*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2015. Páginas 666 – 673.
- [41] Jianzhong Xu, Aniruddha M. Gole, Chengyong Zhao, “*The Use of Averaged-Value Model of Modular Multilevel Converter in DC Grid*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2015. Páginas 519 – 527.

- [42] N. Sato, N.V. Dravid, S.M. Chan, A.L. Burns, J. J. Vithayathil, “*Multiterminal HVDC System Representation in a Transient Stability Program*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1980. Páginas 1927 – 1936.
- [43] Stijn Cole, Jef Beerten, Ronnie Belmans, “*Generalized Dynamic VSC MTDC Model for Power System Stability Studies*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2010. Páginas 1655 – 1662.
- [44] J. Peralta, H.Saad, U.Karaagac, J.Mahseredjian, S. Denetiere, X. Legrand, “*Dynamic Modelling of MMC-base MTDC Systems for The integration of Offshore Wind Generation*”, , 2012 CIGRE Canada Conference, Montreal, QC, Sep. 2012.
- [45] Jaime. Peralta, Hani Saad, Sébastien Denetiere, Jean Mahseredjian, “*Dynamic Performance of Average – Value Models for Multi-terminal VSC-HVDC Systems*”, IEEE PES. General Meeting, San Diego, CA, USA, July 2012.
- [46] Sheng Liu, Zheng Xu, Wen Hua, Ghen Tang, Yinglin Xue, “*Electromechanical Transient Modeling of Modular Multilevel Converter Based Multi-Terminal HVDC Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2014. Páginas 72 – 83.
- [47] Lie Xu, Liangzhong Yao, Christian Sasse, “*Grid Integration of Large DFIG-Based Wind Farms Using VSC Transmission*”, IEEE Transactions on Power Systems, 2007. Páginas 976 – 984.
- [48] Nikolas Flourentzou, Vassilios G. Agelidis, Georgios D. Demetriades, “*VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview*”, IEEE Transactions on Power Electronics, 2009. Páginas 592 – 602.
- [49] D. Jovcic, “*Interconnecting offshore wind farms using multiterminal VSC-based HVDC*”, IEEE, 2006. 4244-0493-2/06. Páginas 1-7.

- [50] Servando González, Edgar Moreno, M.Fraga O. Anaya, “*Integration of Wind Power Using a Multiterminal VSC-HVDC Link : Steady – State Analysis*”, IEEE, 2008. 978-1-4244-2218-0/08. Páginas 1-6.
- [51] Eduardo Prieto-Araujo, Fernando D. Bianchi, Adria Junyet-Ferré, Oriol Gomis-Bellmunt, “*Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2011. Páginas 2476 – 2485.
- [52] Jun Liang, Tianjun Jing, Oriol Gomis-Bellmunt, Janaka Ekanayake, Nicholas Jenkins, “*Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2011. Páginas 2596 – 2603.
- [53] Rodrigo Teixeira Pinto, Pavol Bauer, Sílvio F. Rodrigues, Edwin Jan Wiggelinkhuizen, Jan Pierik, Braham Ferreira, “*A Novel Distributed Direct – Voltage Control Strategy for Grid Integration of Offshore Wind Energy Systems Through MTDC Network*”, IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013. Páginas 2429 – 2441.
- [54] V. Collen Billon, J.P. Tiasne, V.Arcidiacono, F. Mazzoldi, “*The Corsican Tapping : From Design to Commissioning Test of The Third Terminal of The Sardinia – Corsica – Italy HVDC Link*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 1989. Páginas 794 – 799.
- [55] Hongbo Jiang, Ake Ekstrom, “*Multiterminal HVDC Systems in Urban Areas of Large Cities*”, IEEE Transactions on Power Delivery, 1998. Páginas 1278 – 1284.
- [56] Rodrigo Texeira Pinto, “*Multi-Terminal DC Networks System Integration, Dynamics and Control*”, PhD Thesis, Delft University of Technology.
- [57] Prabha Kundur, “*Power System Stability and Control*”, McGraw-Hill , 1994.
- [58] Presentación ABB, “*HVDC- A Smart Transmission solution for Africa’s energy growth: Example: Caprivi Link, Namibia*”.

- [59] Samy Akkari, “*Control of Multi-Terminal HVDC (MTDC) system and study of the interactions between the MTDC and the AC grids*”, PhD Thesis, University of Paris-Saclay, 2016.
- [60] Stijn Cole, “*Steady-State and Dynamic Modelling of VSC HVDC Systems for Power System Simulation*”, PhD Thesis, University of Leuven, 2010.
- [61] Yijing Chen, “*Nonlinear Control and Stability Analysis of Multi-Terminal High Voltage Direct Current Networks*”. PhD Thesis, University of Paris-Sud, 2016.
- [62] Oscar Lennerhag, Viktor Träff, “*Modelling of VSC-HVDC for Slow Dynamic Studies*”, Master’s Thesis, Chalmers University of Technology, 2013.
- [63] Sílvio Miguel Fragoso Rodrigues, “*Dynamic Modeling and Control of VSC-based Multi-terminal DC Networks*”, Master Thesis, University of Lisboa, 2011.
- [64] Dirk Van Hertem, Oriol Gomis-Bellmunt, Jun Liang, “*HVDC GRIDS: For Offshore and Supergrid of the Future*”, IEEE PRESS Series on Power Engineering, WILEY, 2016.
- [65] Rault Pierre, “*Dynamic Modeling and Control of Multi-terminal HVDC Grids*”, PhD Thesis, Centrale university of Lille, 2014.
- [66] Temesgen Mulugeta Haileselassie, “*Control, Dynamics and Operation of Multi-terminal VSC-HVDC Transmission Systems*”, PhD Thesis, Norwegian University of Science and Technology, 2012.
- [67] Jaime Peralta Rodriguez, “*Dynamic Averaged Models of VSC-Based HVDC Systems for Electromagnetic Transient Programs*”, PhD Thesis, Montreal University, 2013.
- [68] Mohammad Nazari, “*Control of DC voltage in Multi-Terminal HVDC Transmission (MTDC) Systems*”, Licenciante Thesis, Royal Institute of Technology, 2014.

- [69] [online] Disponible: (<https://www.coordinadorelectrico.cl/documento/estudios-para-el-analisis-de-la-operacion-de-los-sistemas-sic-sing-interconectados/>).
- [70] Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, Informe Preliminar. Ministerio de Energía, 20 de junio de 2017. [online] Disponible: (<http://pelp.minenergia.cl/informacion-del-proceso/resultados>).
- [71] Ricardo Sierra Rivera, “Operación del convertidor CA/CD/CA trifásico operando con desbalances de tensión aplicado a un generador eléctrico doblemente alimentado”, Tesis para obtener el grado de: Maestro en Ingeniería Eléctrica, Universidad Autónoma de San Luis de Potosí, 2012.
- [72] Tamiru Woldeyesus Shire, “VSC-HVDC base Network Reinforcement”, M. Sc. Thesis, Delft University of Technology, 2009.
- [73] Gustavo Pinares, “On the Analysis of DC Network Dynamics of VSC-base HVDC Systems”, Licenciante of Engineering Thesis, Chalmers University of Technology, 2014.

Anexo A: Diseño de MTDC SEN

Para cada VSC se establecen los siguientes parámetros:

- $P_{nominal} = 1500[MW]$ (Potencia activa máxima convertidor)
- $V_{ac} = 220[kV]$ (Voltaje lado AC)
- $\zeta = 0.025[s]$ (Constante de tiempo de descarga capacitor de enlace)

Según [71] la relación entre el voltaje AC y DC debe ser :

$$V_{dc} > \sqrt{3} \cdot V_d \rightarrow V_{dc} > \sqrt{3} \frac{220\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \rightarrow V_{dc} > 311[kV]$$

Se elige $V_{ac} = 600[kV]$

Considerando modulación SPWM se obtiene el índice de modulación:

$$m = \frac{\sqrt{2} \cdot V_{ac}}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot V_{dc}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 220}{\sqrt{\frac{3}{2}} \cdot 600} = 0.6$$

El capacitor de enlace se calcular, según [72,73], como:

$$C = \frac{2 \cdot \zeta \cdot P}{V_{dc}^2} = \frac{2 \cdot 0.025 \cdot 1500}{600^2} = 208[\mu F]$$

El reactor de fase se se puede obtener utilizando las referencias [72,73]. En este caso se considera como:

$$X_f = 0.25[pu] \rightarrow X_{f_real} = 13.97[\Omega]$$

Anexo B: Sintonización de controladores

Esquemas de Sintonización de Controladores

i. Sintonización del PLL

El diagrama de sintonización mostrado en la Figura B.1 se obtiene utilizando la Figura 4.7 y realizando una linealización de V_q^r con respecto a Θ en el punto de operación $\omega t = \Theta$.

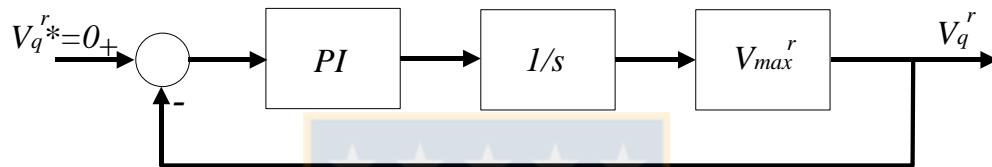


Figura B.1 Diagrama de sintonización del PLL. Fuente : Elaboración Propia.

ii. Sintonización de los lazos de corriente [1]

Los diagramas de sintonización mostrados en las Figuras B.2 y B.3, se obtienen a través de la simplificación del esquema unificado de los lazos de corriente, convertidor y dinámica de la red AC. (Figuras 4.8 y 4.9)

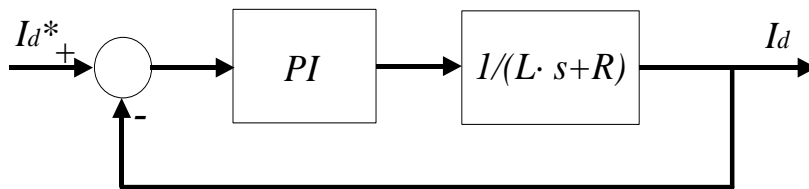


Figura B.2 Diagrama de sintonización del lazo de corriente I_d . Fuente : Elaboración Propia.

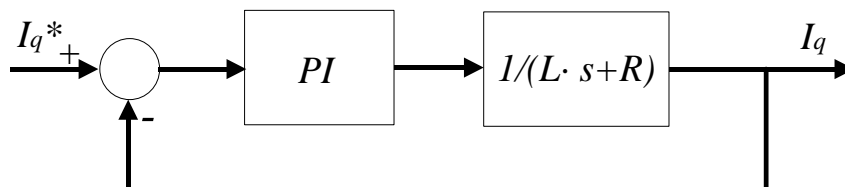


Figura B.3 Diagrama de sintonización del lazo de corriente I_q . Fuente : Elaboración Propia.

iii. Sintonización del lazo de voltaje DC

El diagrama de sintonización mostrado en la Figura B.4 se obtiene mediante la ecuación de balance de potencia en el capacitor del enlace DC.

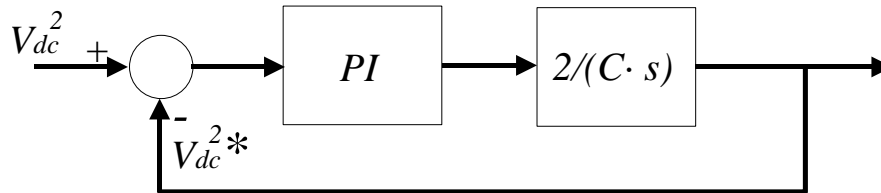


Figura B.4 Diagrama de sintonización del lazo de voltaje DC. Fuente : Elaboración Propia.

iv. Cálculo de limitadores

El cálculo de los limitadores se realiza según lo explicado en la sección “1.1.7.2 Limitadores de corrientes I_d e I_q ”, utilizando los datos del Capítulo 5 y Anexo A.

Sintonización y Cálculo de Limitadores

Para la sintonización de todos los controladores se considera un amortiguamiento $\xi = 0.707$. Además, se consideran los siguientes tiempos de subida: (a) $PLL = 500[\mu s]$, (b) $I_d = 2[ms]$, (c) $I_q = 2[ms]$, (d) $V_{DC} = 20[ms]$. Luego, utilizando los diagramas de la sección AB.1 se tiene:

Tabla B.1 Parámetros de sintonización para sistema de prueba 1. Control maestro-esclavo. Fuente : Elaboración Propia.

	K_i	K_p
PLL	79167	70.4586
Lazo de corriente I_d	5020	17.0697
Lazo de corriente I_q	5020	17.0697
Lazo de voltaje DC	0.1430	0.0051

Tabla B.2 Parámetros de sintonización para sistema de prueba 1. Control de caída de tensión. Fuente : Elaboración Propia.

	K_i	K_p
PLL	79167	70.4586
Lazo de corriente I_d	5020	17.0697
Lazo de corriente I_q	5020	17.0697

Tabla B.3 Parámetros de sintonización para sistema de prueba 1. Control de margen de tensión. Fuente :
Elaboración Propia.

	K_i	K_p
PLL	79167	70.4586
Lazo de corriente I_d	5020	17.0697
Lazo de corriente I_q	5020	17.0697

Tabla B.4 Cálculo de limitadores para sistema de prueba 1. Fuente : Elaboración Propia.

	I_d	I_q
Límite máximo	706.58[A]	Dinámico
Límite mínimo	-706.58 [A]	Dinámico

Tabla B.5 Parámetros de sintonización para SEN utilizando control de caída de tensión. Fuente : Elaboración
Propia.

	K_i	K_p
PLL	Establece software	Establece software
Lazo de corriente I_d	6989	25.16
Lazo de corriente I_q	6989	25.16

Tabla B.6 Cálculo de limitadores para SEN. Fuente : Elaboración Propia.

	I_d	I_q
Límite máximo	5567[A]	Dinámico
Límite mínimo	-5567 [A]	Dinámico

Anexo C: Figuras Adicionales

En este caso el valor de K_v en la estación Changos es siempre cero. Esto permite transmitir, de la zona norte a la zona sur, toda la potencia que se transmitía a través del doble circuito Changos - Cardones. En este caso el sistema resulta ser inestable (ver frecuencia en Figura C.1)

Tabla C.1 Datos pre y post contingencia en caso pérdida de línea AC. Fuente : Elaboración Propia.

Estación convertidora	Pre-Contingencia			Post-Contingencia		
	$K_v \left[\frac{MW}{kV} \right]$	$P_{ref} [MW]$	$Q_{ref} [MVar]$	$K_v \left[\frac{MW}{kV} \right]$	$P_{ref} [MW]$	$Q_{ref} [MVar]$
Changos	0	0	-100	0	-1000	-100
Cardones	0	700	200	12.5	700	200
Polpaico	0	700	200	12.5	700	200
Charrúa	12.5	700	0	12.5	700	0

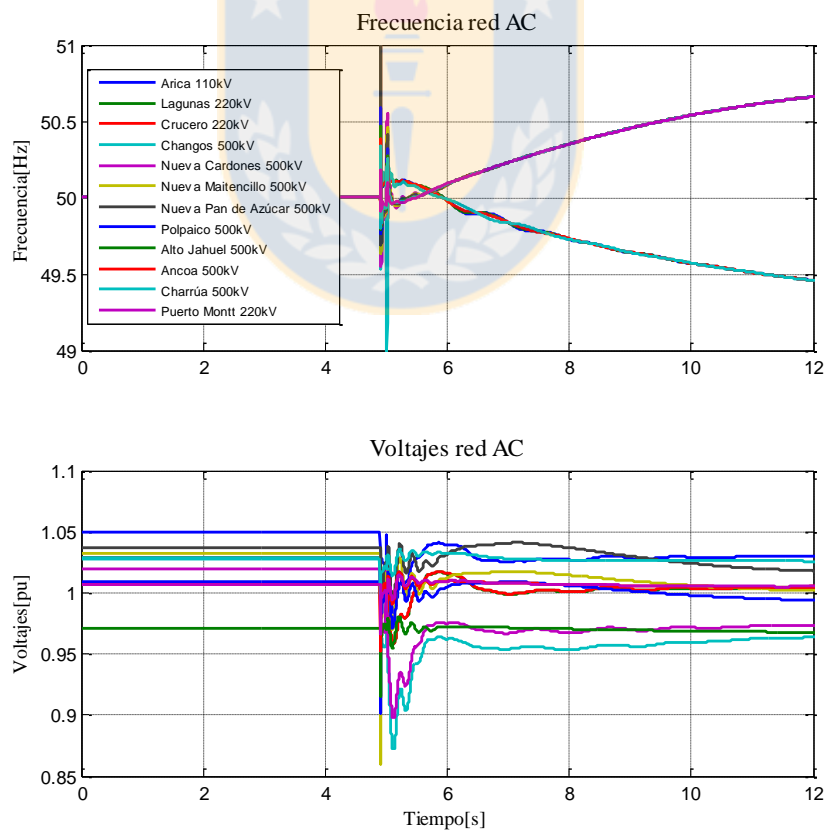


Figura C.1 Frecuencia y Voltaje. Caso, pérdida de línea de interconexión y transferencia de 1GW de norte a sur. Fuente : Elaboración propia.

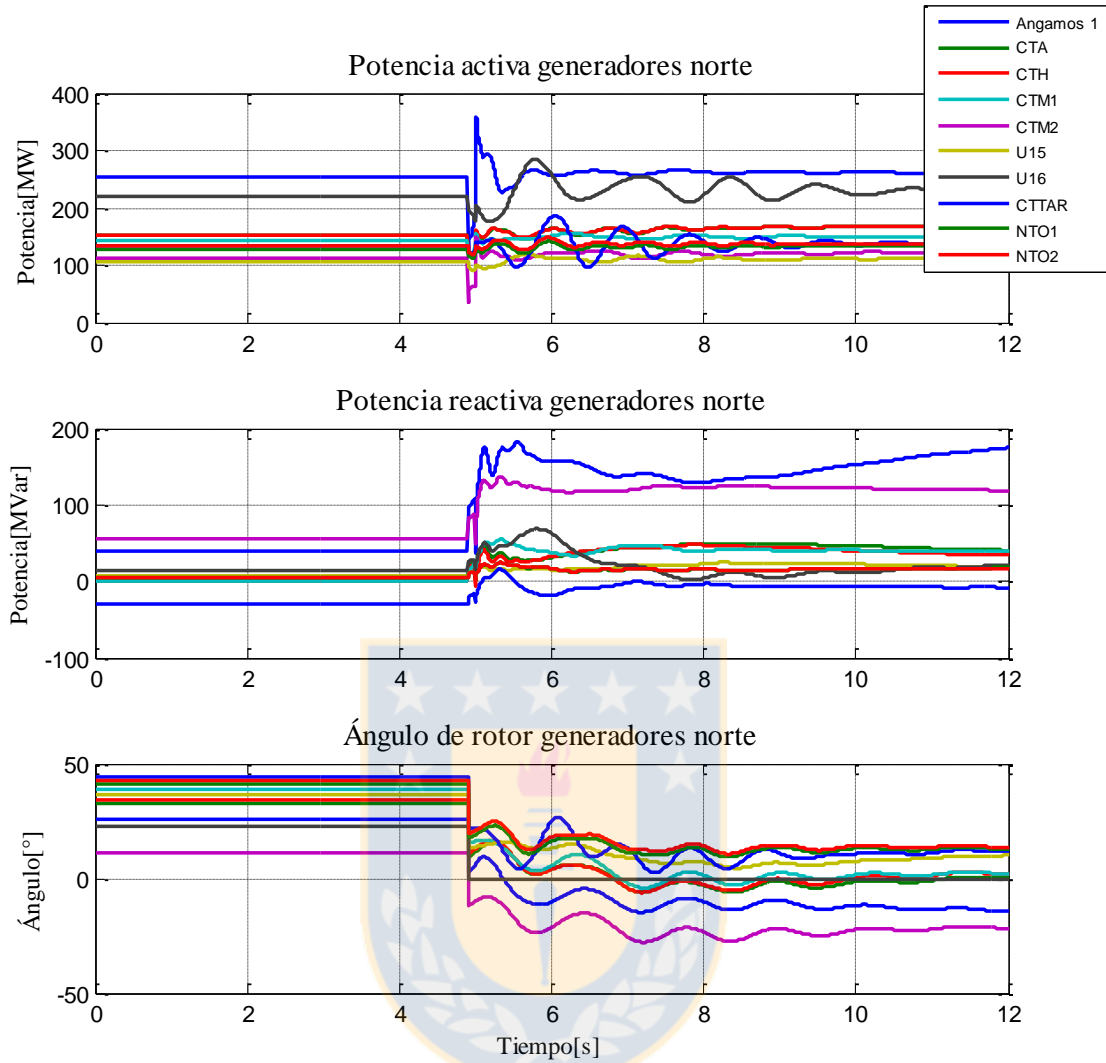


Figura C.2 Potencia activa, potencia reactiva y ángulo de rotor unidades norte. Caso, pérdida de línea de interconexión y transferencia de 1GW de norte a sur. Fuente : Elaboración propia.

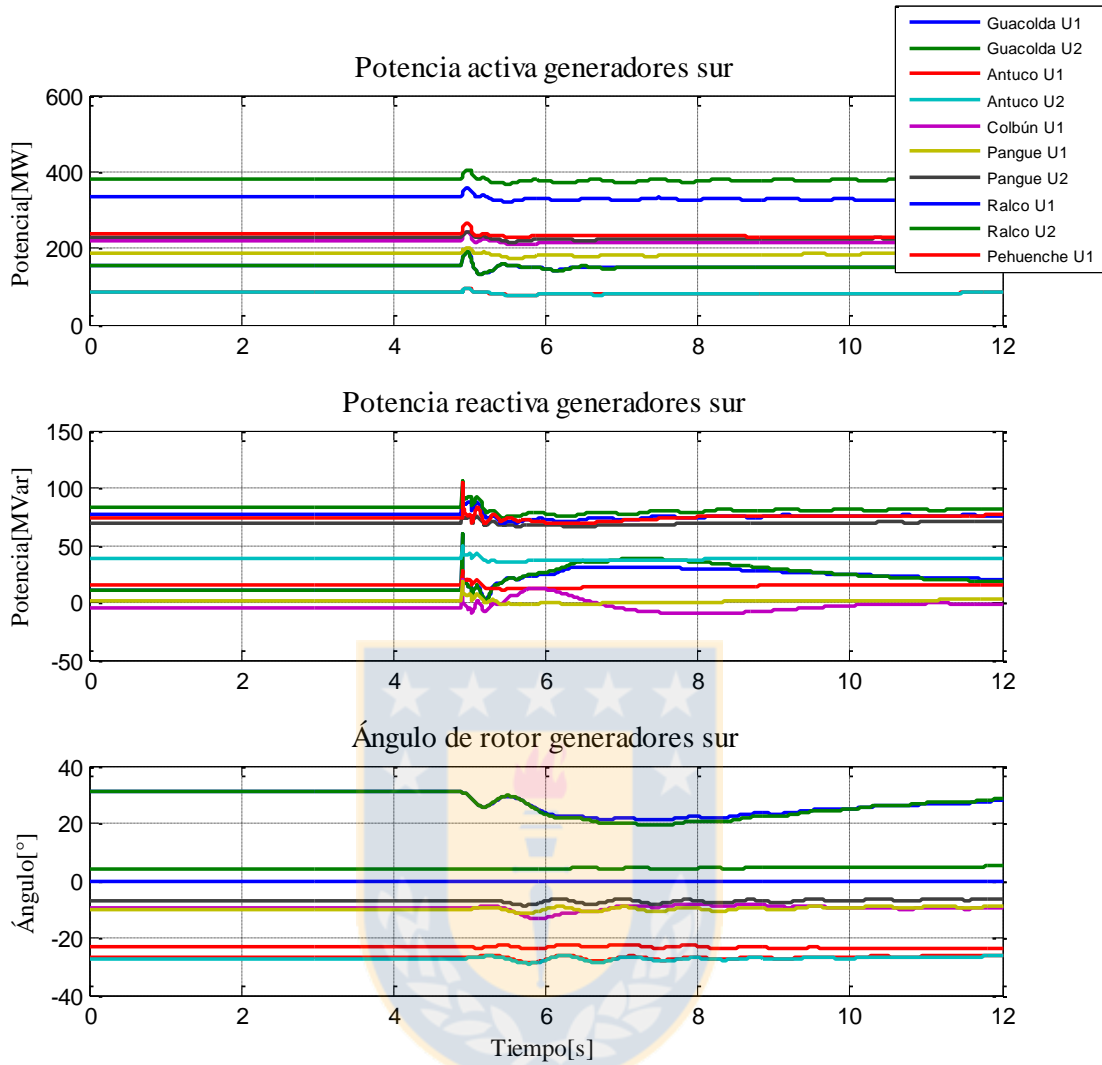


Figura C.3 Potencia activa, potencia reactiva y ángulo de rotor unidades sur. Caso, pérdida de línea de interconexión y transferencia de 1GW de norte a sur. Fuente : Elaboración propia.

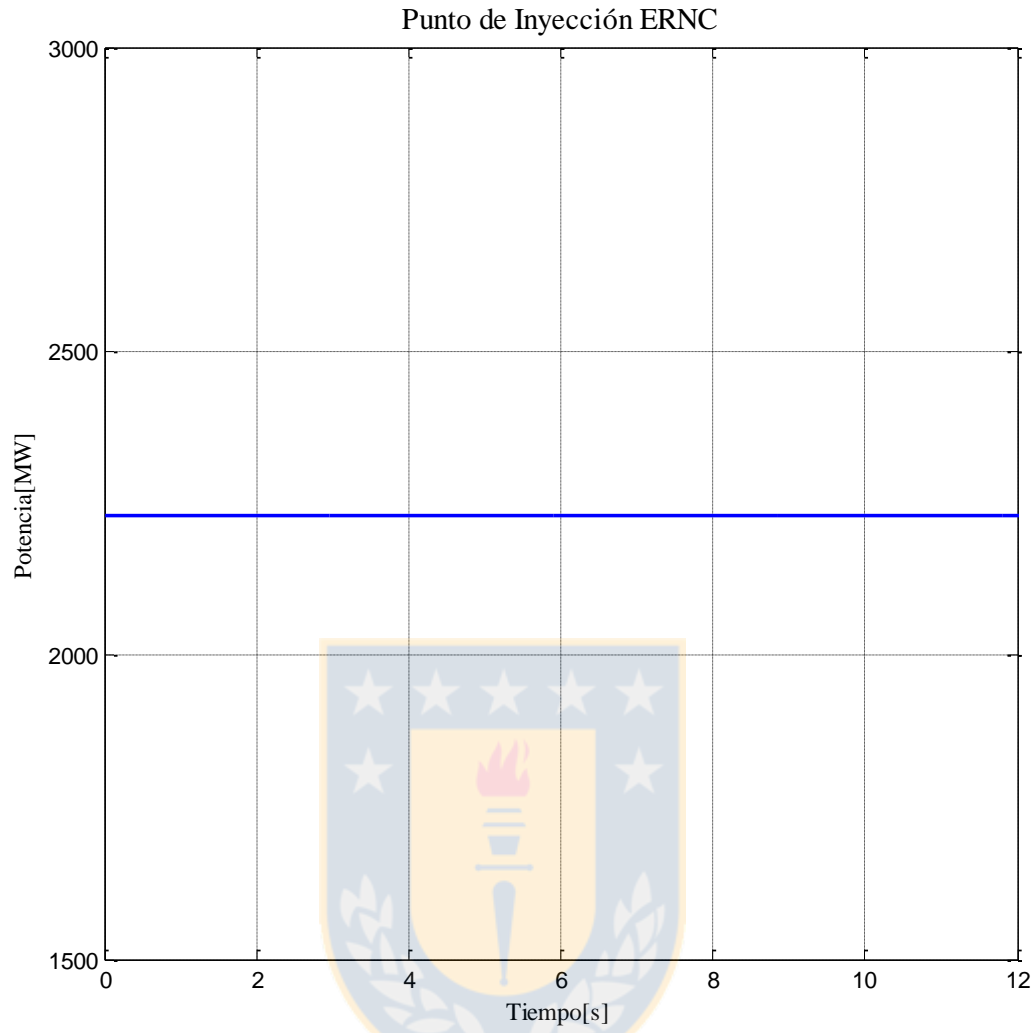


Figura C.4 Potencia inyectada por fuente ERNC. Caso, pérdida de línea de interconexión y transferencia de 1GW de norte a sur. Fuente : Elaboración propia.

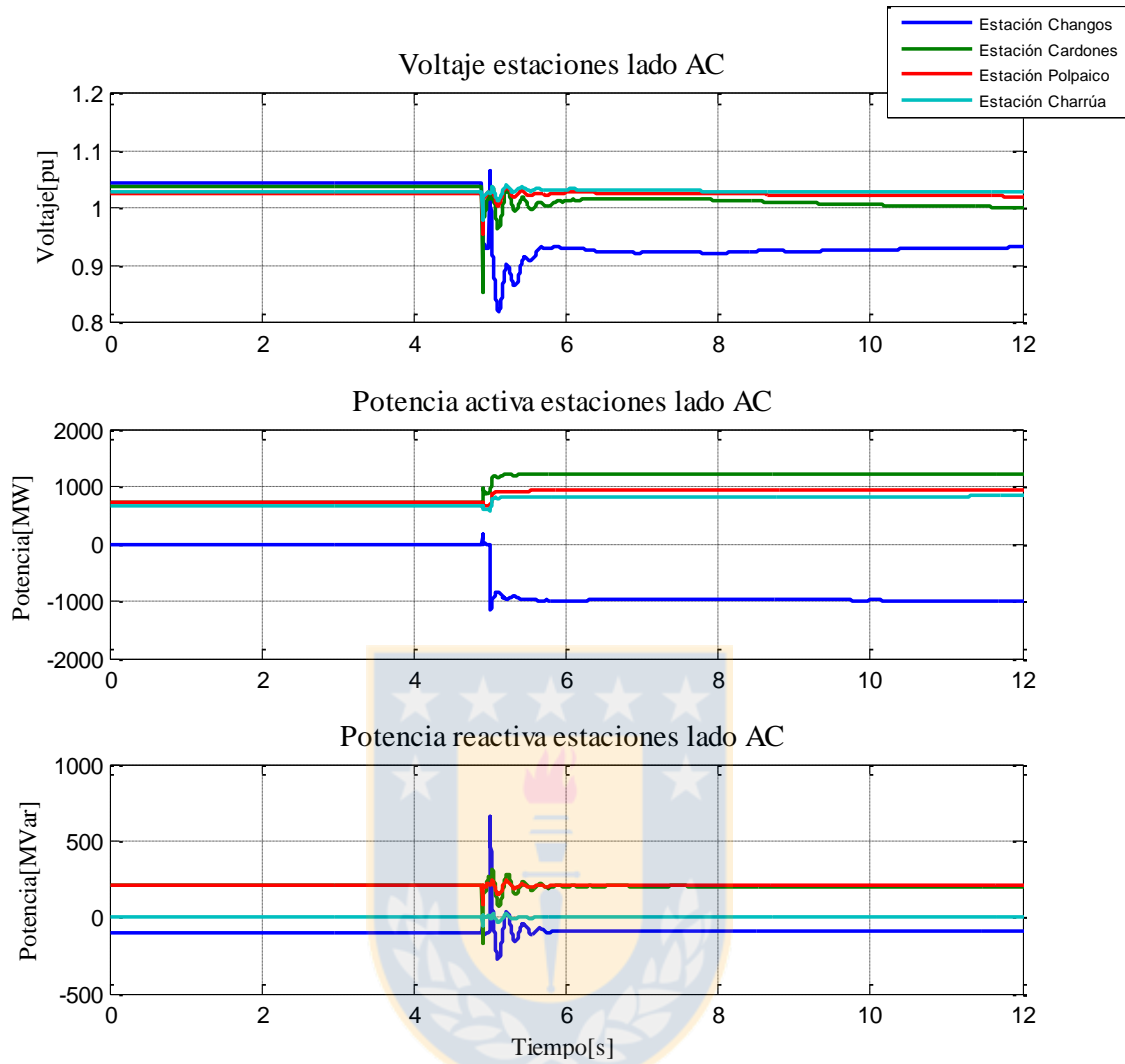


Figura C.5 Voltaje, potencia activa, potencia reactiva lado AC estaciones. Caso, pérdida de línea de interconexión y transferencia de 1GW de norte a sur. Fuente : Elaboración propia.

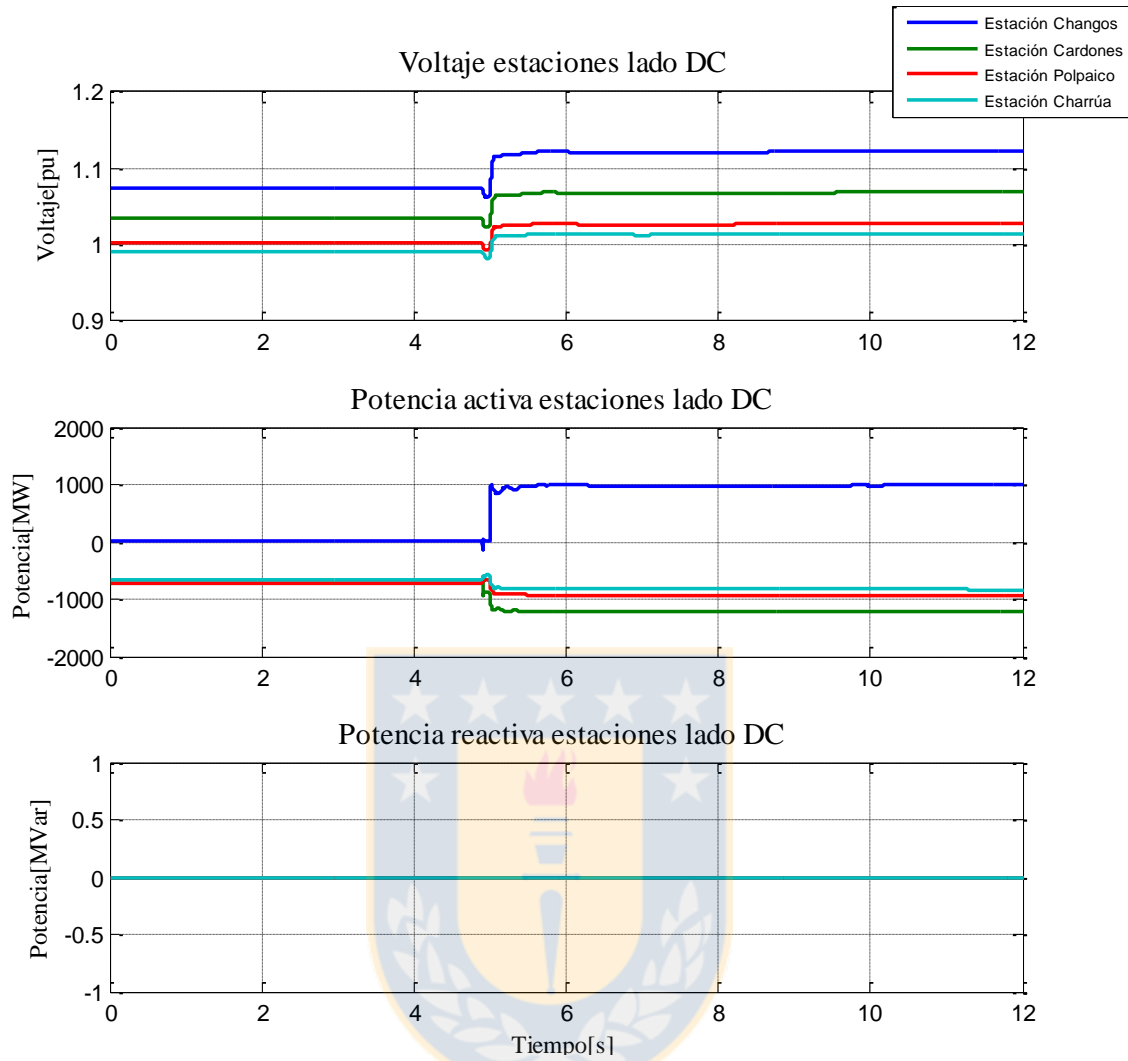


Figura C.6 Voltaje, potencia activa, potencia reactiva lado DC estaciones. Caso, pérdida de línea de interconexión y transferencia de 1GW de norte a sur. Fuente : Elaboración propia.