

**ESTADO DEL ARTE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN
DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC)**

**ROBINSON ALBEIRO CASTRO CARO
CARLOS EDBERTO FERNÁNDEZ GAVIRIA**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA COLOMBIA**

2013

**ESTADO DEL ARTE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN
DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC).**

**ROBINSON ALBEIRO CASTRO CARO
CARLOS EDBERTO FERNÁNDEZ GAVIRIA**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero Electricista**

**Director
CIRO JURADO JEREZ
Ingeniero Electricista**



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA COLOMBIA**

2013

DEDICATORIA

*A mi familia, a Dios y a todas las personas
que me colaboraron de una u otra forma.*

----- Carlos

*A mi familia, a Dios y a mis compañeros
por todo su apoyo y dedicación
en mi formación personal y profesional.*

----- Robinson

Gracias

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias por el gran esfuerzo, por el ánimo, la confianza y por brindarnos su apoyo en la distancia, para que esto fuera posible.

A nuestro Director de proyecto, ingeniero **Ciro Jurado**, por su colaboración y por su constante apoyo.

A la **Universidad Industrial de Santander** y sus docentes por su aporte intelectual en el transcurso de nuestra carrera.

Quiero agradecer también a todos mis compañeros y amigos (y no nombro porque no acabaría) por haberme hecho disfrutar de estos años de universidad.

A todos aquellos que de una forma u otra colaboraron en la realización de este trabajo de grado.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	21
1 GUERRA DE CORRIENTES.....	22
1.1 ALTA TENSIÓN EN CORRIENTE DIRECTA (HVDC).....	23
1.2 TOPOLOGÍAS DE ENLACES Y CONFIGURACIONES HVDC.....	25
1.2.1 <i>Según el número y localización del convertidor.....</i>	<i>26</i>
1.2.1.1 Punto a Punto.....	26
1.2.1.2 Back-to-back.....	27
1.2.1.3 Multiterminal	28
1.2.2 <i>Según la configuración del enlace.....</i>	<i>28</i>
1.2.2.1 Enlace monopolar con retorno por tierra/metálico.....	28
1.2.2.2 Enlace bipolar.....	30
1.2.3 <i>Según la electrónica de los convertidores.....</i>	<i>31</i>
1.2.3.1 Tecnología LCC (Line Commutated Converter)	32
1.2.3.2 Tecnología VSC-HVDC.....	33
1.3 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN SISTEMA HVDC.	34
1.3.1 <i>Convertidores.....</i>	<i>37</i>
1.3.2 <i>Transformadores de conversión.....</i>	<i>43</i>
1.3.3 <i>Filtros.....</i>	<i>45</i>
1.3.3.1 Filtros de AC y banco de capacitores.....	45
1.3.3.2 Filtros de DC.....	46
2 COMPARACIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS HVDC Y HVAC.....	53
2.1 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS.....	53
2.2 CARACTERÍSTICAS EN LA TRANSMISIÓN AC Y DC.....	56
2.2.1 <i>Cable de transmisión.....</i>	<i>58</i>
2.2.1.1 Cables para corriente directa (líneas subterráneas y submarinas)	59
2.2.1.2 Cable submarino	61
2.2.1.3 Cable con aislamiento gaseoso (SF6)	62
2.3 CONSIDERACIONES AMBIENTALES.....	63
3 EQUIPOS DE PATIO EN DC PARA SUBESTACIONES HVD.....	65
3.1 GENERALIDADES.....	65
3.2 PARÁMETROS GENERALES PARA SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PATIO EN DC.....	66
3.2.1 <i>Conmutadores – hvdc.....</i>	<i>66</i>
3.2.1.1 Tipos y funciones de los conmutadores de DC.....	67
3.2.1.2 Principios básicos de trabajo de los conmutadores – HVDC con tecnología LCC.....	68
3.2.1.3 Filosofía de funcionamiento del interruptor MRTB.....	71
3.2.2 <i>Interruptores automáticos HVDC – VSC (VSC – IA).....</i>	<i>75</i>
3.2.2.1 Métodos para extinguir la corriente de falla.....	76
3.2.2.2 Extinción de las componentes de la corriente de falla.....	76
3.2.2.3 Parámetros de selección de los conmutadores en dc.....	77
3.2.2.4 IA-IGBT.....	77
3.2.3 <i>Pararrayos.....</i>	<i>78</i>
3.2.3.1 Pararrayos para la protección de las estaciones HVDC.....	80
3.2.4 <i>Sistema de puesta a tierra.....</i>	<i>83</i>

3.2.4.1	Electrodo de tierra vertical	84
3.2.4.2	Electrodo de tierra horizontal	85
3.2.4.3	Electrodos marinos.	86
3.2.4.4	Geometrías en electrodos ubicados en tierra.	86
3.2.5	<i>Divisor de tensión</i>	87
3.2.6	<i>Transductores de corriente</i>	88
3.3	SUBESTACIÓN STRI 800 kV, EN LUDVIKA, SUECIA.	89
4	ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA—PANAMÁ.....	91
4.1	PROYECTO SIEPAC	92
4.2	INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ	93
4.2.1	<i>Características generales del sistema eléctrico de panamá</i>	93
4.2.2	<i>Ventajas de la interconexión</i>	95
4.2.3	<i>Riesgos del proyecto</i>	96
4.2.4	<i>Características de la interconexión.</i>	96
4.3	ESTADO ACTUAL DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ.....	99
5	MODELO Y SIMULACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA- PANAMÁ UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA HVDC.	100
5.1	PARÁMETROS DEL SISTEMA	101
5.2	ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA	103
5.3	ANÁLISIS EN VALORES INSTANTÁNEOS	107
5.4	RESPUESTA EN EL DOMINIO RMS	114
	CONCLUSIONES.....	118
	BIBLIOGRAFÍA.....	120
	ANEXOS	125

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Tipo de interruptores y sus características.</i>	69
<i>Tabla 2. Clasificación de los tipos de pararrayos presentes en las estaciones HVDC.</i>	81
<i>Tabla 3. Características técnicas de la interconexión Colombia-Panamá</i>	99
<i>Tabla 4. Presupuesto preliminar del proyecto de interconexión Colombia -Panamá.</i>	99
<i>Tabla 5. Elementos del Sistema.</i>	106
<i>Tabla 6. Resultados obtenidos al flujo de potencia.</i>	107
<i>Tabla 7. Corrientes y tensiones del rectificador a falla rectificador Colombia.</i>	109
<i>Tabla 8. Corrientes y tensiones del inversor a falla rectificador Colombia.</i>	110
<i>Tabla 9. Corrientes y tensiones del rectificador a falla inversor Panamá II.</i>	112
<i>Tabla 10. Corrientes y tensiones del inversor a falla inversor Panamá II.</i>	113
<i>Tabla 11. Tensiones del inversor y rectificador a falla Trifásica subestación Panamá.</i> ..	115
<i>Tabla 12. Tensiones del inversor y rectificador a falla trifásica subestación Colombia Cerromatoso.</i>	117
<i>Tabla 13. Características entre LCC-HVDC y VSC-HVDC.</i>	129

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Aplicaciones de los sistemas de transmisión eléctrica HVDC [4].</i>	24
<i>Figura 2. Clasificación de los sistemas HVDC.</i>	26
<i>Figura 3. Configuración punto a punto.</i>	27
<i>Figura 4. Configuración Back-to-back.</i>	27
<i>Figura 5. Configuración Multiterminal.</i>	28
<i>Figura 6. Enlace Monopolar con retorno por tierra</i>	29
<i>Figura 7. Enlace Monopolar con retorno metálico</i>	29
<i>Figura 8. Enlace bipolar con retorno por tierra</i>	30
<i>Figura 9. Enlace bipolar con retorno metálico.</i>	31
<i>Figura 10. Sistemas HVDC con base en tecnología LCC (tiristor) y VSC (IGBT) [5].</i>	32
<i>Figura 11. Esquema subestación de conversión LCC, con válvula de tiristores.</i>	33
<i>Figura 12. HVDC-VSC con convertidores de fuentes de tensión.</i>	34
<i>Figura 13. Subestación monopolar HVDC [6].</i>	36
<i>Figura 14. Evolución de los convertidores</i>	38
<i>Figura 15. Tiristor moderno de 8 kV.</i>	38
<i>Figura 16. Rectificador 12-pulsos; Configuración de 6 válvulas con tiristores</i>	40
<i>Figura 17. Configuración convertidor trifásico 12-pulsos.</i>	41
<i>Figura 18. Topología del convertidor trifásico VSC dos niveles.</i>	41
<i>Figura 19. Forma de onda de tensión utilizando el Método sinusoidal PWM [5].</i>	42
<i>Figura 20. Disposiciones de los convertidores HVDC.</i>	42
<i>Figura 21. Transformador de conversión ABB vs SIEMENS.</i>	43
<i>Figura 22. Tres transformadores monofásicos, en la subestación Talcher Kolar, India.</i>	44
<i>Figura 23. Filtros de AC. Subestación de conversión Shezhen – HVDC (500kV, 3000MW).</i>	46
<i>Figura 24. Filtro de corriente directa activo de 200kVA.</i>	47
<i>Figura 25. Reactor suavizador con aislamiento de aire (150mH, 500kV, 1800A) y aislamiento en aceite (270mH, 500kV, 3000A), respectivamente.</i>	49
<i>Figura 26. Circuito equivalente DC.</i>	50
<i>Figura 27. Principales interruptores – DC de una subestación HVDC LCC Bipolar.</i>	51
<i>Figura 28. Evolución de costos de un sistema HVDC y HVAC en función de la distancia del enlace.</i>	54
<i>Figura 29. Distribución de las subestación HVDC en función de la distancia del enlace [1].</i>	54
<i>Figura 30. Comparación entre tecnologías HVAC vs HVDC.</i>	55
<i>Figura 31. Comparativo de vida útil de los cables para DC y AC [15].</i>	59
<i>Figura 32. Sección transversal cable HVDC [ABB HVDC cable].</i>	60
<i>Figura 33. Cables para HVDC, de izquierda a derecha: cable MI, cable SCFF, cable XLPE trifásico y monofásico y cable PPL.</i>	61
<i>Figura 34. Esquema general del cable con aislamiento gaseoso [16].</i>	62
<i>Figura 35. Comparación de ancho de servidumbre HVAC (75 m por torre) y HVDC (50 m por torre para 10000 MW).</i>	63
<i>Figura 36. Conmutadores de DC para una subestación bipolar HVDC [20].</i>	69
<i>Figura 37. Operación de interruptor MRTB, izquierda: bipolar, centro: monopolar con retorno por tierra, derecha: monopolar con retorno metálico.</i>	70
<i>Figura 38. Principales interruptores DC para una subestación convertidora [22].</i>	71

<i>Figura 39. Interruptor HVDC con circuito auxiliar pasivo; correspondiente al interruptor MRTB (metallic return transfer breaker) [23].</i>	72
<i>Figura 40. Fotografía de los equipos del Interruptor MRTB [22].</i>	73
<i>Figura 41. Alstom; Interruptor By-pass para aplicaciones HVDC [24], ABB interruptor híbrido HVDC [25].</i>	74
<i>Figura 42. Interruptor By-pass y Seccionador de Siemens, respectivamente [26].</i>	74
<i>Figura 43. Los diodos alimentan la corriente de falla [27].</i>	75
<i>Figura 44. Protección del condensador.</i>	76
<i>Figura 45. Interrupción de la corriente por medio de elementos de auto-apagado.</i>	77
<i>Figura 46. Protección del convertidor con IA-IGBT [27].</i>	78
<i>Figura 47. Pararrayo en porcelana para aplicaciones HVDC de 800 kV.</i>	79
<i>Figura 48. Tensiones asignadas en los pararrayos DC.</i>	80
<i>Figura 49. Diagrama unifilar de una subestación HVDC con pararrayos.</i>	81
<i>Figura 50. Disposición característica de un electrodo vertical [32].</i>	85
<i>Figura 51. Disposición característica de un electrodo horizontal [32].</i>	85
<i>Figura 52. Arreglos horizontales de electrodos [36].</i>	86
<i>Figura 53. Arreglos verticales de electrodos [36].</i>	87
<i>Figura 54. Divisor de tensión para aplicación HVDC de 800 kV [33].</i>	88
<i>Figura 55. Transductor de corriente óptico (OCT); Ensayo dieléctrico en el laboratorio de alta tensión de Graz (Austria) [38].</i>	89
<i>Figura 56. Subestación Stri 800 kV, en Ludvika, Suecia.</i>	90
<i>Figura 57. Equipos de patio en DC.</i>	90

ÍNDICE DE ANEXOS

<u>Anexo A. Analisis comparativo entre las tecnologias HVDC vs HVAC</u>	125
<u>Anexo B. Alternativas planeadas por la UPME para la interconexión Colombia-Panamá</u>	126
<u>Anexo C. Tabla comparativa según el tipo de tecnología</u>	129
<u>Anexo D. Diagrama de una subestación HVDC.....</u>	130

ABREVIATURAS

AC	Corriente alterna (<i>Alternating Current</i>)
CC ó DC	Corriente directa (<i>Direct Current</i>)
D-STATCOM	Compensador estático de potencia para sistemas de distribución (<i>Distribution Estatic Compensator</i>)
Hz	Hertz
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>)
IEC	Comisión electrotécnica internacional (<i>International Electrotechical Commission</i>)
IGBT	Transistor bipolar de compuerta aislada (<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>)
SCR	Rectificadores controlado de silicio (<i>Silicon Controlled Rectifier</i>)
PWM	Modulación por ancho de pulsos (<i>Pulse With Modulation</i>)
HVDC	Alta tensión de corriente directa (<i>High voltaje direct Current</i>)
VSC	Convertidor de fuente de tensión (<i>voltaje-Source Converter</i>)
LCC	Convertidor conmutado por línea (<i>Line cummuted Converter</i>)
UHVDC	Ultra alta tensión de corriente directa (<i>Ultra high voltaje direct current</i>)

CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas <i>(International council on large electric systems)</i>
MRTB	Interruptor de transferencia de retorno metálico <i>(metallic return transfer breaker)</i>
GRTS	Interruptor de transferencia de retorno por tierra <i>(Ground return transfer switch).</i>
NBS	Seccionador del bus neutro <i>(Neutral bus switch).</i>
NBGS	Seccionador de tierra <i>(Neutral bus grounding switch).</i>
HVAC	Alta tensión de corriente alterna <i>(High voltaje Alternating Current).</i>
XLPE	Polietileno reticulado <i>(Cross linked Poliethylene).</i>
SCFF	Cables con aislante de aceite fluido <i>(Self contained fluid filed cables).</i>
MI	Cable con aislamiento sólido <i>(Massim pregated).</i>
PPL	Cable con aislante mixto papel polipropileno <i>(Polypropylen elaminated paper).</i>
CIG	Cable con aislamiento gaseoso
ANSI	Instituto nacional de Estándares americanos <i>(American national standards institute).</i>
ETO	Dispositivo de desvío de emisor (Emitter turnoff device).
NEMA	Asociación de fabricantes de material eléctrico

(National electrical manufacturers association).

SiC	Carburo de silicio
ZnO	Óxido de zinc
PCOV	Tensión pico de funcionamiento continuo (<i>Peak Continuous operating voltage</i>)
CCOV	<i>Tensión de cresta en operación Continua (Crest continuous operating voltage).</i>
ECOV	Tensión de funcionamiento continuo equivalente (<i>Equivalent continuous operating voltage</i>)
FACTS	Sistemas de transmisión flexibles de Corriente Alterna (<i>Flexible AC transmission system</i>)
DAA	Diagnostico ambiental de alternativas
AOM	Administración operación y mantenimiento
EPR	Empresa propietaria de la red
ETESA	Empresa de transmisión eléctrica S.A
COPE	Comisión de política energética
BID	Banco interamericano de desarrollo
MER	Mercado eléctrico regional

SIMBOLOGÍA

f	Frecuencia
A	Amperes
mH	Mili Hertz
MW	Megawatts
Km	Kilómetro
kVA	Voltamperes

RESUMEN

TÍTULO: ESTADO DEL ARTE DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC)¹

AUTORES: Carlos Edberto Fernández Gaviria²
Robinson Albeiro Castro Caro²

PALABRAS CLAVES: Sistemas HVDC, Subestación – DC, monopolar, bipolar, Tecnología LCC y VSC, equipos de patio, transformadores de conversión, DigSilent.

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo de grado posee cuatro grandes núcleos temáticos: el primero de ellos corresponde a los capítulos 1 y 2, está orientado a brindar algunos conceptos básicos, principalmente técnicos de la tecnología HVDC, incorporando los sistemas HVDC como una alternativa que pueda resultar comparativamente ventajosa con respecto a su homólogo sistema en AC.

En el capítulo 3 se especifica los principales parámetros para seleccionar los equipos de patio en corriente directa, mostrando el desarrollo tecnológico que han tenido que sufrir estos elementos para brindarle aceptación, seguridad y fiabilidad a las redes DC. Se muestra un paralelo entre los equipos de patio en AC y DC, haciendo énfasis en los conmutadores – HVDC.

Finalmente el último gran núcleo, lo abarcan los capítulo cuatro y cinco: en el capítulo 4 se logró hacer una reseña de la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, la cual será utilizando tecnología HVDC. En el capítulo 5 se realizó una simulación de dicha interconexión utilizando los parámetros plasmados por ISA y ETESA en el plan de expansión 2004-2018 de la UPME, es de señalar que otros parámetros del sistema se asumieron por falta de información. Para ello fue utilizado el software DigSilent Power Factory, donde se comprobó algunos conceptos planteados en el presente proyecto.

¹Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Ing. Ciro Jurado Jerez.

ABSTRACT

TITLE: STATE OF THE ART OF TRANSMISSION LINES HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT (HVDC)³

AUTHORS: Carlos Edberto Fernández Gaviria⁴
Robinson Albeiro Castro Caro⁴

KEY WORDS: System HVDC, substation - DC, monopolar, bipolar, LCC and VSC technology, playground equipment, conversion transformers, DigSilent.

DESCRIPTION:

This work has four major subjects: the first subject, corresponding to chapters one and two, is aimed to provide some basic concepts, mainly technical, of HVDC technology; and present HVDC systems as a possibly advantageous alternative over its counterpart, AC systems.

Chapter 3 specifies the main parameters to the ground equipment in DC, showing the technological development that have suffered these elements to provide acceptance, security and reliability to DC networks. A parallel between AC and DC ground equipment is showed, emphasizing the switches - HVDC.

Finally, the last big topic covers chapters 4 and 5: chapter 4 is an overview of the electrical interconnection between Colombia and Panama, this will be using HVDC technology, and, in Chapter 5 a simulation of this interconnection is conducted, using parameters embodied in the expansion plan of the UPME 2004-2018, by ISA and ETESA, it is noted that other system parameters were assumed for lack of information; and using the software DigSilent Power Factory, where some of the concepts posed in this project were verified.

³ Degree Project.

⁴ Physicmechanics engineering faculty. Electric, Electronic and Telecommunications Engineering School. Director: Ing. Ciro Jurado Jerez.



INTRODUCCIÓN.

Antes de proceder al estado del arte de los sistemas HVDC, resulta pertinente contextualizar dicha tecnología en el marco histórico de la transmisión de electricidad; por tal razón se intentó destacar sus hitos más relevantes.

En un principio, los sistemas eléctricos se diseñaron y construyeron utilizando Corriente Directa (DC), basta nombrar a Thomas Alva Edison para relacionarlo directamente con las primeras redes de distribución urbana. Sin embargo, en la medida que la demanda iba creciendo, y la necesidad de expansión se hizo más latente, las limitaciones de la corriente directa DC se tomaban insalvables, especialmente en lo relacionado con la transmisión de grandes volúmenes de potencia.

A finales del siglo XIX un Serbio llamado Nicola Tesla, que impulsaba en sus proyectos el empleo de otro tipo de corriente: la alterna (AC). Cuya principal ventaja consiste en la posibilidad de utilizar máquinas de inducción como los transformadores para reducir el tamaño de conductores facilitando la transmisión, hicieron que el mundo entero se inclinara por su desarrollo y masificación.

A pesar de estar casi un siglo relegada a un segundo plano, los partidarios de la DC no abandonaron del todo sus investigaciones. tímidos, pero importantes desarrollos como la válvula de vapor de mercurio inventada por Hewitt en 1901, así como los convertidores con base en tiratrones y los arco de mercurio cerca de 1940, sentaron las bases para el resurgir de la DC en el panorama mundial; esta resurrección se concretó en la primera interconexión comercial HVDC en Gotland Suecia en 1954.

Con La electrónica de potencia, los sistemas de control y la tecnología de filtrado, han llevado a los enlaces en DC a su punto más alto de desarrollo en estos últimos 50 años.

Desde entonces, la tecnología HVDC ha avanzado considerablemente y, a pesar de numerosos desafíos técnicos, la realización de redes a gran escala HVDC es ahora seriamente discutida y consideradas. Para la aceptación y la fiabilidad de dichas redes, la disponibilidad de interruptores HVDC será fundamental, por lo que es una de las claves que permiten el desarrollo de esta tecnología. Numerosas ideas para los sistemas de interruptores HVDC se han publicado y patentado, pero soluciones inaceptables se han

encontrado, en especial a la hora de interrumpir corrientes de cortocircuito en los sistemas HVDC. Este proyecto de grado pretende resumir la literatura, especialmente la de las últimas dos décadas, en las áreas de tecnología que son relevantes para los equipos de patio en DC de los sistemas HVDC.

Así mismo el presente proyecto tiene por objeto retomar contenidos previos de Estado del Arte la tecnología HVDC, recopilados en trabajos anteriores, libros y artículos. Y generar un modelo de planeación técnicamente fiable, que sirva como base para estudios de pre diseño y diseño específicos posteriores.

1 GUERRA DE CORRIENTES.

Fue una competencia económica de mercado producida en los años 1880, por el control del incipiente mercado eléctrico. George Westinghouse y Thomas Edison se convirtieron en adversarios debido a la promoción de la corriente continua de Edison para la distribución de energía eléctrica y que a su vez estaba en contra de la corriente alterna defendida por Westinghouse y Nikola Tesla.

El sistema de Edison, que utilizaba la corriente continua (DC), era poco adecuado para responder a estas nuevas demandas. El problema del transporte era aún más difícil, puesto que la transmisión interurbana de grandes cantidades de DC en 110 V era costosa y sufría enormes pérdidas por disipación en forma de calor.

En 1886, George Westinghouse, un rico empresario pero un recién llegado en el negocio eléctrico, fundó Westinghouse Electric para competir con General Electric de Edison. El sistema de la primera se basó en los descubrimientos y las patentes de Nikola Tesla, quien creyó apasionadamente en la superioridad de la corriente alterna (AC). Su argumento se basaba en que las pérdidas en la transmisión de electricidad dependen de la tensión: a mayor tensión, menores pérdidas. Y a diferencia de la DC, la tensión de la AC se puede elevar con un transformador para ser transportada a largas distancias con pocas pérdidas en forma de calor. Entonces, antes de proveer energía a los clientes, la tensión se puede reducir a niveles seguros y económicos [1].

Durante la Feria Mundial de Chicago de 1893, Tesla tuvo su gran oportunidad. Cuando Westinghouse presentó un presupuesto por la mitad de lo que pedía General Electric, la iluminación de la Feria le fue adjudicada y Tesla pudo exhibir sus generadores y motores de AC.

Más tarde, la Niágara Falls Power Company encargó a Westinghouse el desarrollo de su sistema de transmisión. Fue el final de la “guerra de las corrientes” y la AC acabaría imponiéndose en todo el mundo.

Nos tomó más de 50 años en reconocer y adoptar la invención de la Corriente Directa por Thomas Edison como alternativa para la transmisión de energía eléctrica.

1.1 ALTA TENSIÓN EN CORRIENTE DIRECTA (HVDC).

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica de alta tensión en corriente directa son sistemas en los cuales se transmite potencia eléctrica utilizando corriente directa en contraste con los sistemas comunes de corriente alterna.

Para largas distancias de transmisión, los sistemas HVDC pueden ser menos costosos y sufren menores pérdidas de potencia eléctrica, de igual manera permiten la transmisión de energía entre redes asíncronas y puede aumentar la estabilidad del sistema de potencia mediante la prevención de fallos en cascada. La capacidad de implementar líneas subterráneas o submarinas permite en muchos casos acortar distancias y por ende costos. El desarrollo del sistema de transmisión HVDC (Alta Tensión en Corriente Directa) se remonta a la década de 1930 cuando los rectificadores de vapor de mercurio fueron inventados. En 1941, 60 MW iban a ser suministrados a la ciudad de Berlín a través de un cable subterráneo de 115 km de longitud, este sería el primer sistema de transmisión HVDC [2]; Para 1945, este sistema estaba listo para la operación, sin embargo, debido a la finalización de la Segunda Guerra Mundial, el sistema fue desmantelado y nunca entró en funcionamiento. Solo hasta 1954 fue comisionado en Gotland el primer Sistema de Transmisión HVDC con una potencia de 10

MW. Desde ese entonces, el sistema de transmisión HVDC ha jugado un papel vital en la transmisión a larga distancia y en la interconexión de los sistemas eléctricos.

El enlace HVDC de mayor distancia en el mundo es actualmente Xiangjiaba – Shanghái con 2.071 km y 640 MW, en la república de China. En la actualidad la interconexión más larga es el enlace Rio Madeira la cual conecta el Amazonas a la zona de Sao Paulo [3].

La siguiente imagen nos muestra un ejemplo de aplicaciones HVDC:

1. Mayor transmisión de energía a través de largas distancias y líneas aéreas.
2. Mayor transmisión de energía a través cable submarino

- Control rápido y preciso del flujo de energía; para mejorar la estabilidad de la red mediante la modulación de la potencia en el uso de un sistema HVDC Back-to-Back.
- Un enlace HVDC no tiene restricciones con respecto a la frecuencia o ángulo de fase entre los dos sistemas de corriente alterna, que puede ser utilizado para conectar sistemas con frecuencias diferentes.

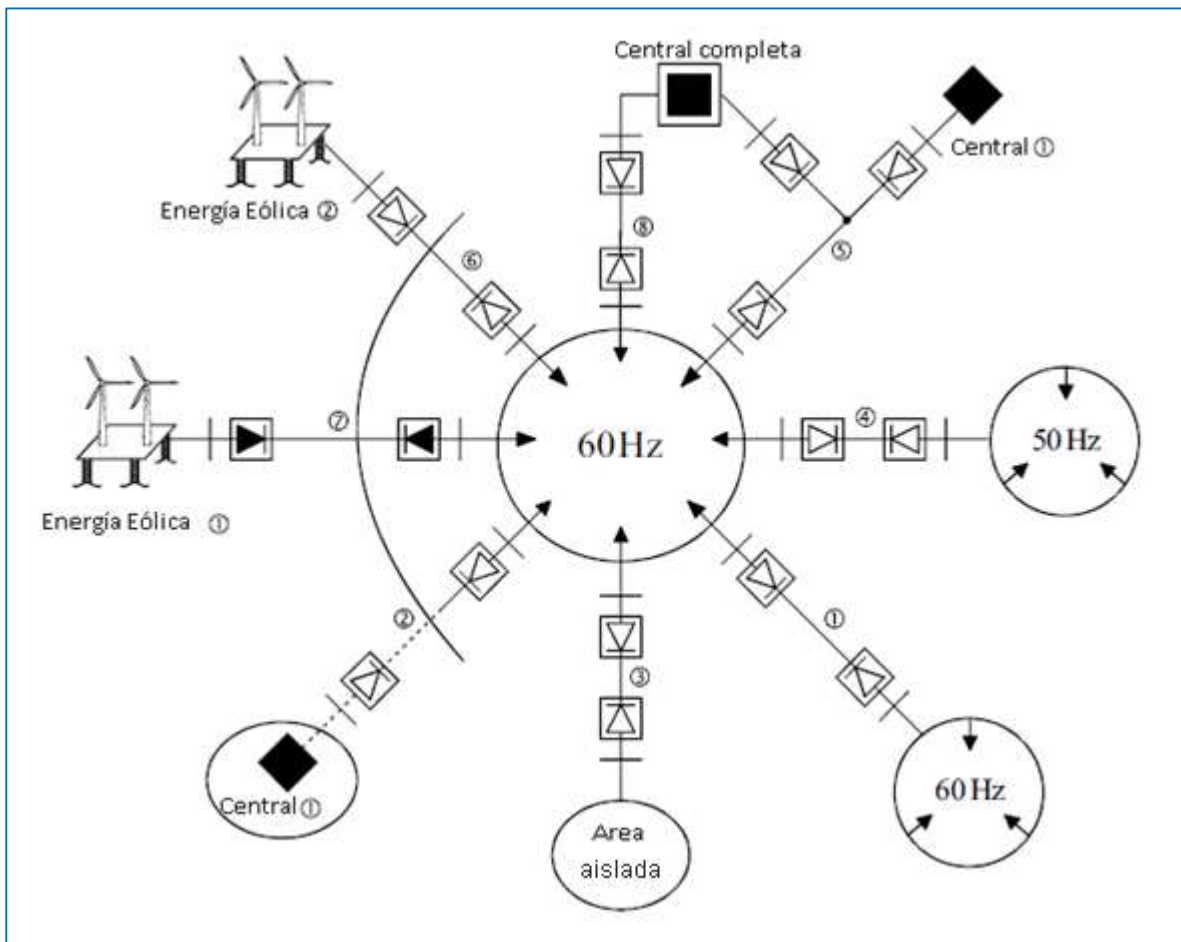


Figura 1. Aplicaciones de los sistemas de transmisión eléctrica HVDC [4].

- Cuando la potencia se va a transmitir desde una ubicación remota a trav
- és de la generación en diferentes países o áreas dentro de un mismo país, puede ser estratégica y políticamente necesaria, para ofrecer una conexión con los socios potenciales en zonas atravesadas utilizando un circuito intermedio multiterminal.

7. Un sistema de transmisión HVDC también puede ser utilizado para conectar las fuentes de energía renovables, como la energía eólica, cuando se encuentran lejos de los consumidores.
8. La tecnología HVDC-VSC (voltaje-Source Converter) está ganando cada vez más atención. Esta nueva tecnología se ha hecho posible como resultado de los avances importantes en el desarrollo de Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT). En este sistema, modulación de ancho de pulso 60Hz (PWM) se puede utilizar para el VSC en comparación con el tiristor convencional basada en HVDC. Esta tecnología es adecuada para la conexión de energía eólica a la red.
9. Puesto que la potencia reactiva no se consigue a través de un enlace de DC, dos sistemas de AC, se pueden conectar a través de un enlace HVDC sin aumentar la potencia de cortocircuito, esta técnica puede ser útil en conexiones de generadores.

Para entrar más en detalle, en el capítulo 2 se hace una comparación entre la transmisión en AC y DC.

1.2 TOPOLOGÍAS DE ENLACES Y CONFIGURACIONES HVDC.

En un sistema de transmisión de alta tensión en corriente directa la energía eléctrica se toma de un punto en una red trifásica, se convierte en corriente directa (DC) en una subestación de conversión (rectificadora) y se transmite al punto de destino por una línea aérea o subterránea/submarina, se vuelve a convertir en corriente alterna (AC) en otra subestación de conversión (inversores) y se inyecta a una red trifásica.

De esta manera en los sistemas HVDC se encontró varias configuraciones o formas de transmisión. Las cuales dependen del diseño, presupuesto y optimización de la línea de transmisión. A juicio de los autores se clasifico de la siguiente manera los tipos de enlace HVDC:

- Según la configuración de enlace
- Según el número y localización del convertidor
- Según la tecnología (electrónica de los convertidores).

La siguiente grafica nos ilustra dicha clasificación.

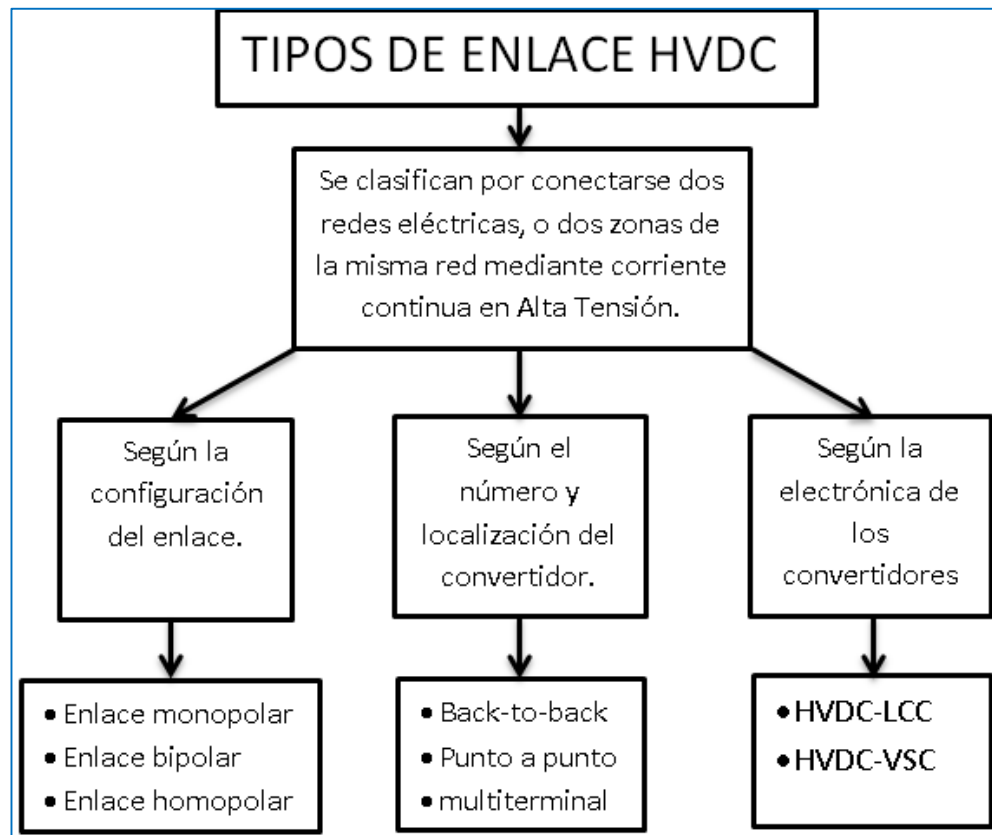


Figura 2. Clasificación de los sistemas HVDC.

Fuente: Autores

Consecuentemente se procede ahora a describir brevemente los tipos de enlace según la clasificación presentada.

1.2.1 Según el número y localización del convertidor.

Las configuraciones existentes en HVDC dependen del proyecto a ejecutar esto implica tener la ubicación de las estaciones de conversión, la capacidad de transmisión de energía y requerimientos de instalación.

1.2.1.1 Punto a Punto

Esta configuración es la más común en HVDC, se utiliza para transmitir potencia entre dos estaciones de conversión (una de rectificación y otra de inversión) situadas geográficamente a larga distancia, debido a que permite la transmisión a cargas aisladas.

También es utilizada en conexiones submarinas. Estas conexiones pueden ser monopolares, y bipolares.

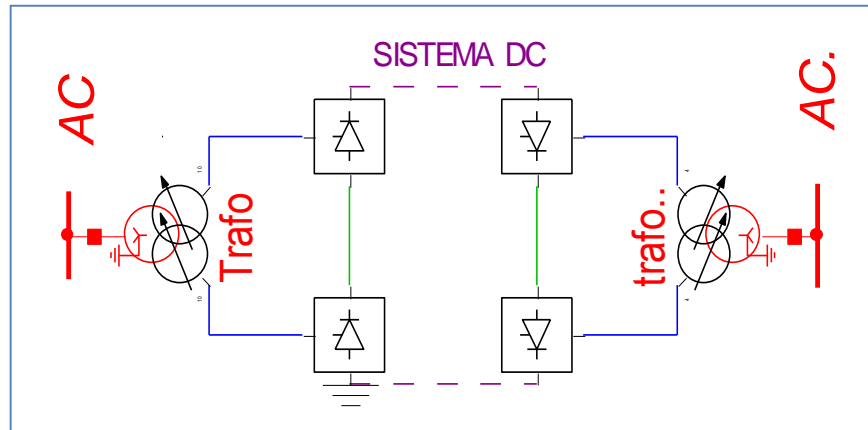


Figura 3. Configuración punto a punto.

Fuente: Autores

1.2.1.2 Back-to-back

Se utiliza para conectar sistemas asíncronos con el fin de aislar problemas de variación de frecuencia, la longitud de la línea debe ser lo más corta posible debido a que los equipos de rectificación e inversión de la planta están en la misma subestación. Esta configuración no necesita línea de transmisión, y estas conexiones pueden ser monopolares, y bipolares.

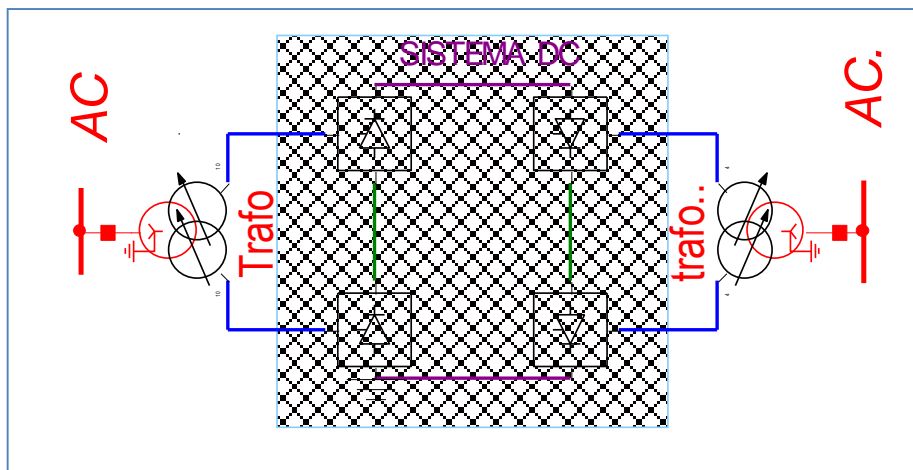


Figura 4. Configuración Back-to-back.

Fuente: Autores

1.2.1.3 Multiterminal

Las configuraciones Multiterminal constan de do

s o más estaciones HVDC, separadas por líneas geográficamente en el lado de continua, creando un bus de transmisión que permite la circulación de potencia entre las estaciones. Estas pueden ser en paralelo o serie.

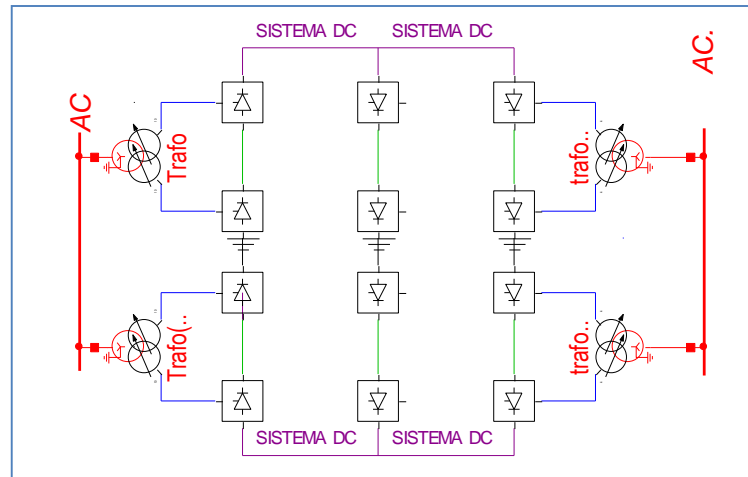


Figura 5. Configuración Multiterminal.

Fuente: Autores

Existen también los sistemas multiterminales híbrido (mixtos) que son configuraciones combinadas entre paralelos y serie. Estos sistemas son onerosos debido al costo de los convertidores y el bajo grado de compatibilidad entre fabricantes. Un desafío que se ha venido tratando con nuevas versiones de convertidores VSC, como se explicara más adelante.

1.2.2 Según la configuración del enlace.

Entre los dispositivos de una red se pueden encontrar diversos tipos de enlace, estos depende en gran parte de sus especificaciones y requerimientos de diseño.

1.2.2.1 Enlace monopolar con retorno por tierra/metálico.

La configuración monopolar consiste en la utilización de un único conductor para transmitir potencia entre una subestación de conversión y otra, realizando el retorno mediante los **electrodos** de las subestaciones conectados a tierra.

Este tipo de conexión supone un ahorro en el cable conductor pero se tiene que tener presente que no siempre es recomendable su uso, especialmente cuando las pérdidas por la tierra son grandes o no se puede instalar por razones medio ambientales. En estos casos se puede instalar un **retorno metálico**.

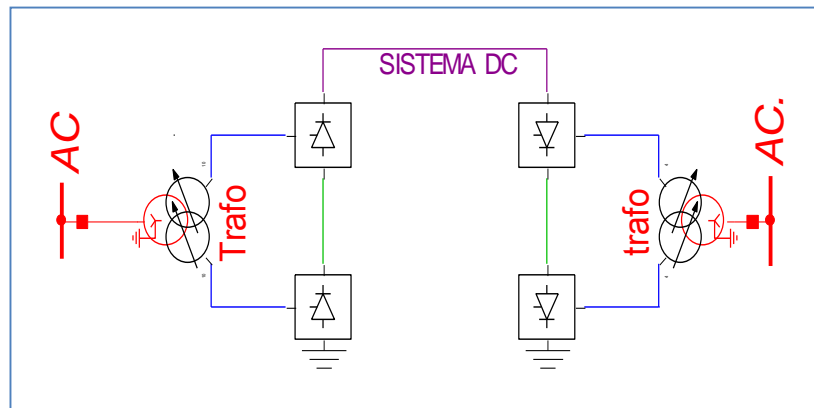


Figura 6. Enlace Monopolar con retorno por tierra

Fuente: Autores

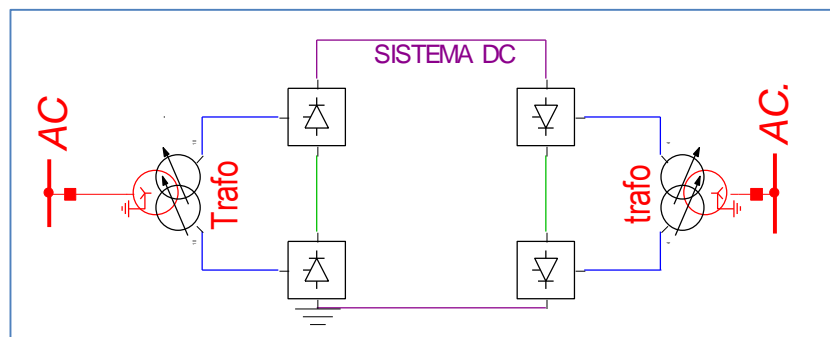


Figura 7. Enlace Monopolar con retorno metálico

Fuente: Autores

1.2.2.2 Enlace bipolar

Actualmente la mayoría de los enlaces HVDC son construidos de forma bipolar, esto debido a que el sistema proporciona mucha fiabilidad. En términos de confiabilidad los enlaces bipolares son equivalentes a una línea doble circuito en AC. Las siguientes son ventajas de dicho enlace:

- Se puede obtener un enlace monopolar con retorno por tierra/metálico a partir de un sistema bipolar (figuras 1.7.).
- Una de las grandes ventajas es que en caso de que falle uno de sus polos, el otro podrá operar de forma independiente, hasta con un 50% o más de la potencia total a transmitir.
- Los enlaces bipolares al igual que los enlaces monopolares se pueden conectar a tierra por medio de electrodos o conectados entre ellos mediante conductor de retorno.

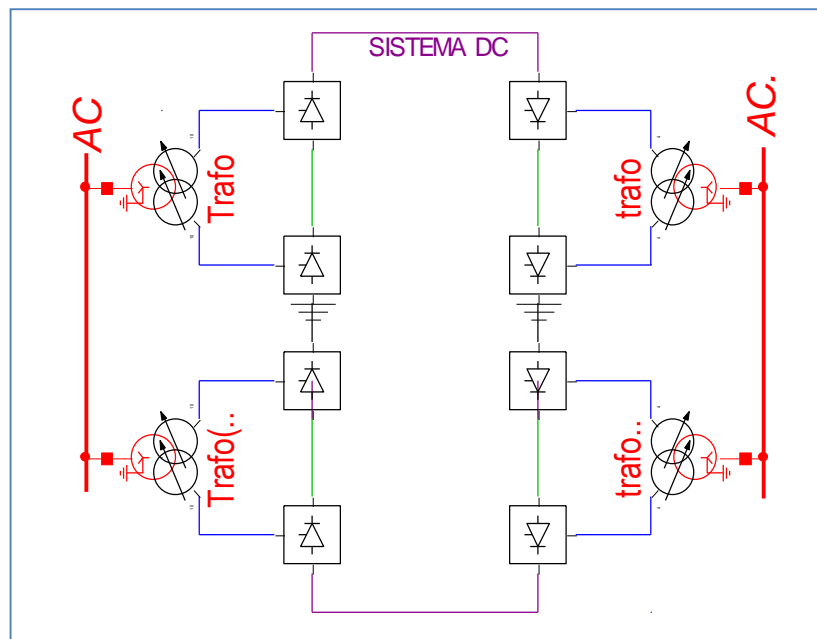


Figura 8. Enlace bipolar con retorno por tierra

Fuente: Autores

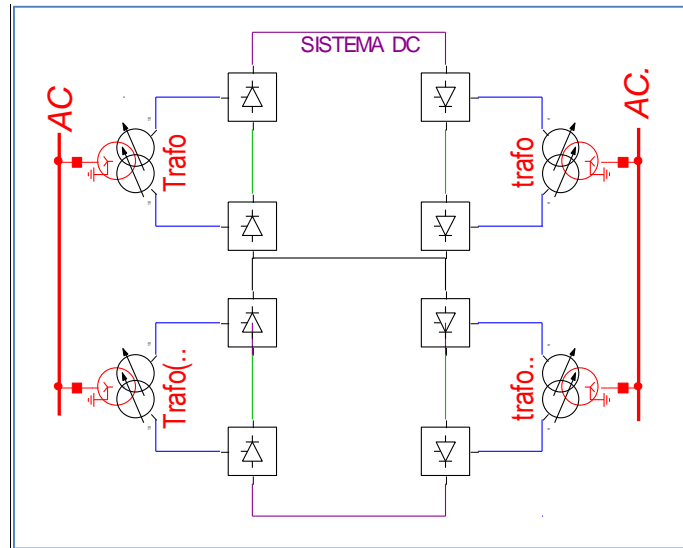


Figura 9. Enlace bipolar con retorno metálico.

Fuente: Autores

La configuración bipolar se caracteriza por el uso de dos conductores uno positivo y otro negativo, con tensiones simétricas respecto a tierra. Cada terminal tiene dos convertidores de igual tensión nominal, conectados en serie en el lado de DC. La unión entre los convertidores es aterrizada. En la situación ideal la corriente que atraviesa cada conductor será la misma y ninguna corriente irá a tierra.

1.2.3 Según la electrónica de los convertidores.

Desde los inicios de la tecnología HVDC el diseño de los convertidores con base en el uso de los tiristores, dando lugar a la tecnología LCC (*Line commuted Converter*), que solo permite el control de la energía activa. Pero gracias al desarrollo de equipos de potencia con transistores de capacidad de conmutación forzada como los IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), se ha desarrollado la tecnología VSC (*voltage source converter*) que permite el control de la energía activa y reactiva. Actualmente, la potencia de un convertidor LCC puede llegar a ser mayor de 6000MW y para la tecnología VSC se encuentre entre 300-400 MW [5]. Con respecto a la Electrónica de Potencia los sistemas HVDC se dividen en dos tecnologías:

- Tecnología LCC-HVDC



- Tecnología VSC-HVDC.

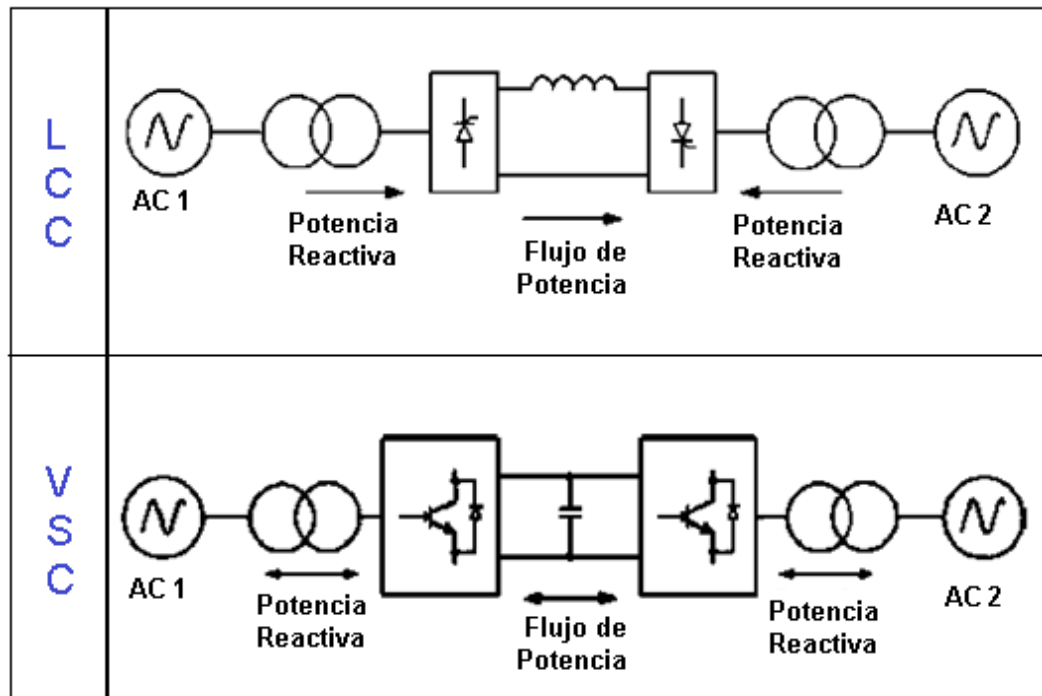


Figura 10. Sistemas HVDC con base en tecnología LCC (tiristor) y VSC (IGBT) [5].

Modificada por los autores.

1.2.3.1 Tecnología LCC (Line Commutated Converter)

Esta tecnología de convertidores de potencia LCC (Line Commutated Converter) también conocida como tecnología convencional o tecnología clásica, es usada en la mayoría de instalaciones en el mundo, se basa en el uso de la conmutación natural usando tiristores o SCR como elemento de rectificación e inversión que solo permiten el control de la energía activa, y consumen potencia reactiva generada por los filtros de AC, de no ser suficiente se agregarían bancos de condensadores activados y desactivados por interruptores. Generalmente necesitan un 50% de la potencia activa del enlace en potencia reactiva.

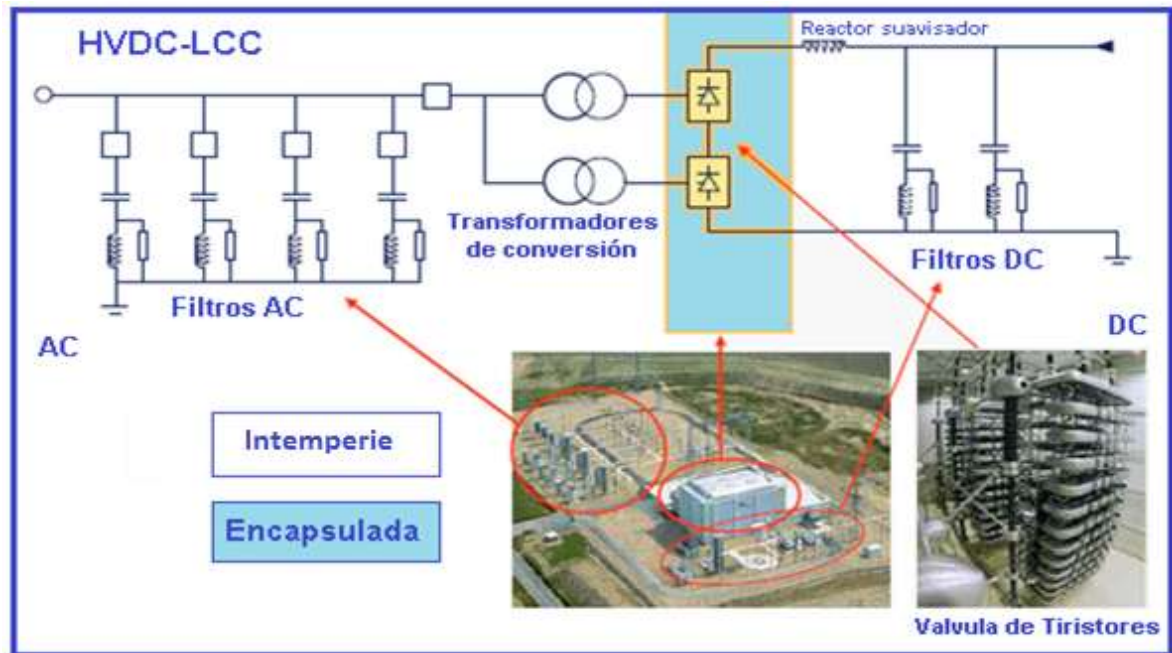


Figura 11. Esquema subestación de conversión LCC, con válvula de tiristores.

Imagen de ABB.

1.2.3.2 Tecnología VSC-HVDC

La tecnología VSC (Voltage Source Converter) utiliza dispositivos semiconductores de potencia de conmutación forzada de tipo IGBT. Esta tecnología tiene características especiales que la hacen ser llamativa en el momento de una implementación a pesar de no manipular potencias elevadas como la tecnología convencional. Su tensión llega a ser de 300 kV y su potencia entre 300-400 MW.

Su gran ventaja radica en controlar simultáneamente o independiente la potencia activa y reactiva, logrando que estos semiconductores (IGBT) puedan conmutar sin necesidad de una red.

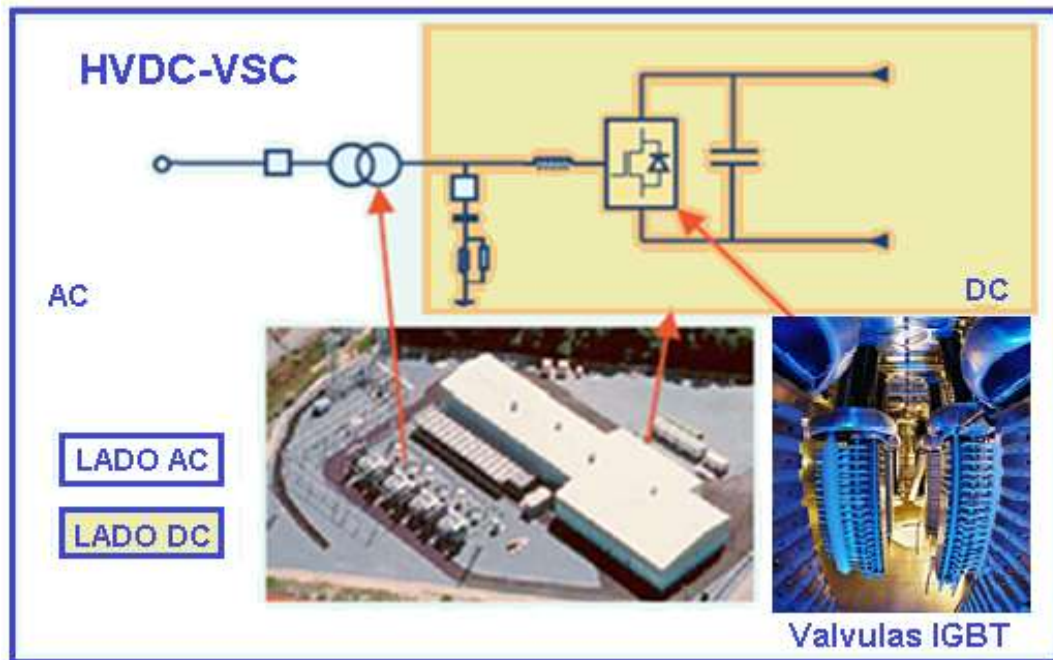


Figura 12. HVDC-VSC con convertidores de fuentes de tensión.

Imagen de Siemens.

Al igual que en la tecnología LCC, las estaciones equipadas con VSC requieren filtros tanto en el lado de DC como en el de AC, para minimizar el efecto de los armónicos. A diferencia que en la tecnología anterior, la VSC no requiere ninguna fuente de reactiva ya que el propio convertidor es capaz de controlarla.

1.3 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN SISTEMA HVDC.

El equipo central de una subestación HVDC son los convertidores que normalmente se encuentran dentro de una sala de válvulas. Otro equipo esencial incluye los transformadores del convertidor; su propósito es transformar la tensión de la red AC en la tensión que se deriva de los puentes del convertidor. Los filtros de armónicos son obligatorios en lado de AC y DC, filtros secundarios se pueden cambiar con interruptores para dar cabida a estrategias de requerimientos de energía reactiva, como lo es el caso de la tecnología LCC. La línea de transporte de energía puede ser aérea, submarina y/o subterránea. Las características de cada uno de estos componentes dependen del tipo de tecnología implementada en la construcción del sistema HVDC.

Los principales componentes de un sistema HVDC son:

Estado del Arte de las Líneas de Transmisión de Alta Tensión de Corriente Directa (HVDC).

- Convertidores AC/DC (rectificadores) y DC/AC (inversores).
- Transformadores de conversión.
- Líneas de transporte (aéreas, subterráneas y submarinas).
- Filtros de AC y DC.
- Subestación DC.



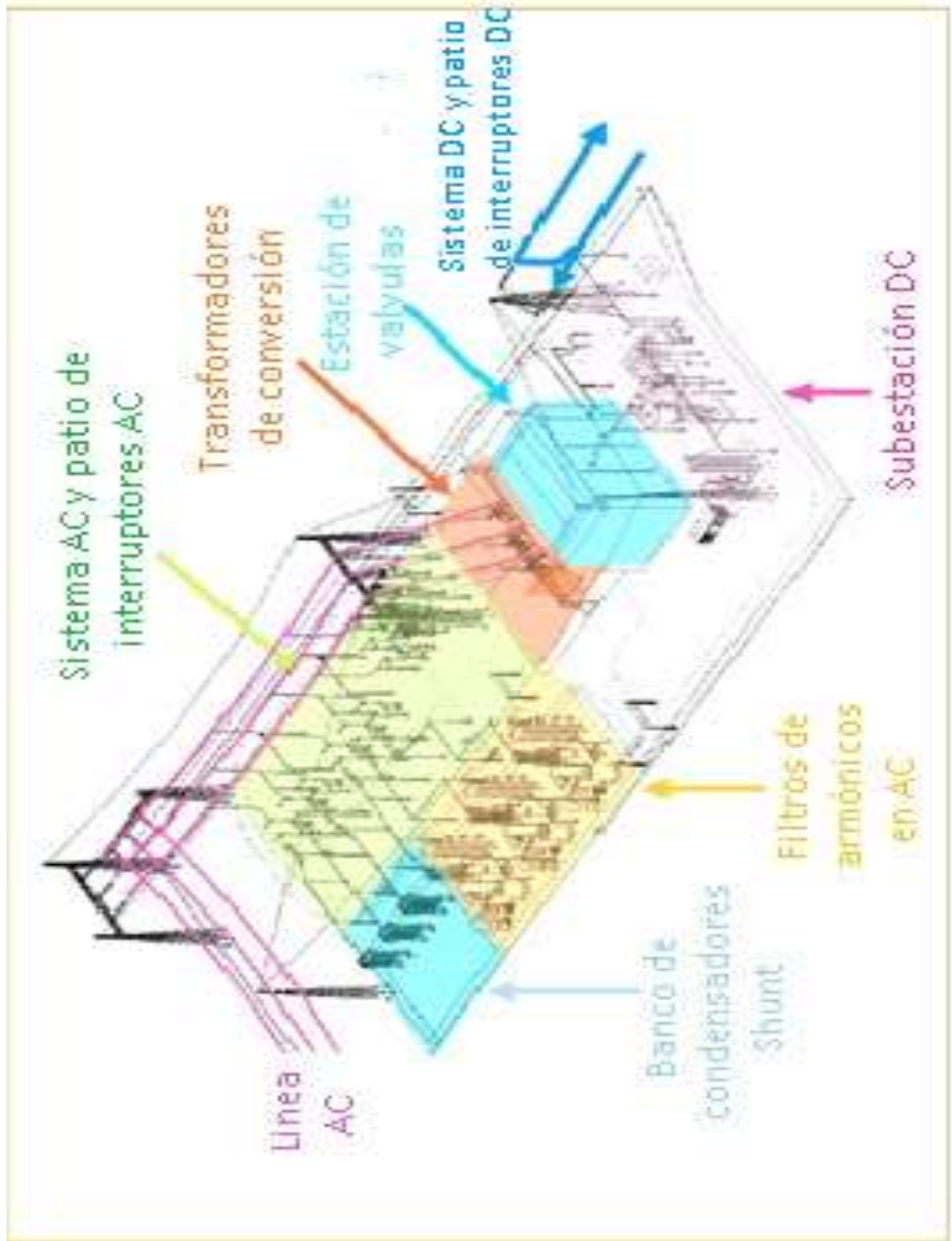


Figura 13. Subestación monopolar HVDC [6].



Se recuerda que uno de los objetivos principales del presente proyecto es analizar la subestación DC, trayendo a colación los equipos de patio en DC usados en las subestaciones HVDC, estos equipos o elementos pueden ser:

- Interruptores
- Seccionadores
- Pararrayos
- Puesta Tierra
- Divisores de Tensión
- Transductor de corriente

En el **capítulo 3**.

Se entra en detalle con la descripción de estos equipos, de manera que se pueda tener un paralelo entre los equipos de patio en AC y DC. Se procede a describir brevemente las características de los principales componentes de un sistema HVDC.

1.3.1 Convertidores

A comienzos de 1970 estos convertidores usaban válvulas de mercurio, que no eran fiables y de un gran mantenimiento requerido. Gracias a la evolución y necesidad de altas potencias se remplazaron estas válvulas por tiristores, se utilizaron por primera vez en los sistemas HVDC en la década de 1960. Finalmente con el desarrollo de la electrónica de potencia, el transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) ahora también se utiliza, formando un convertidor de tensión (VSC), y ofrece un sencillo control, reducción de los armónicos y costo de la válvula⁵.

⁵ El 10 de marzo de 1997, se transmitió potencia mediante el primer sistema VSC – HVDC en el mundo, entre Hällsjön y Grängesberg, en la parte central de Suecia

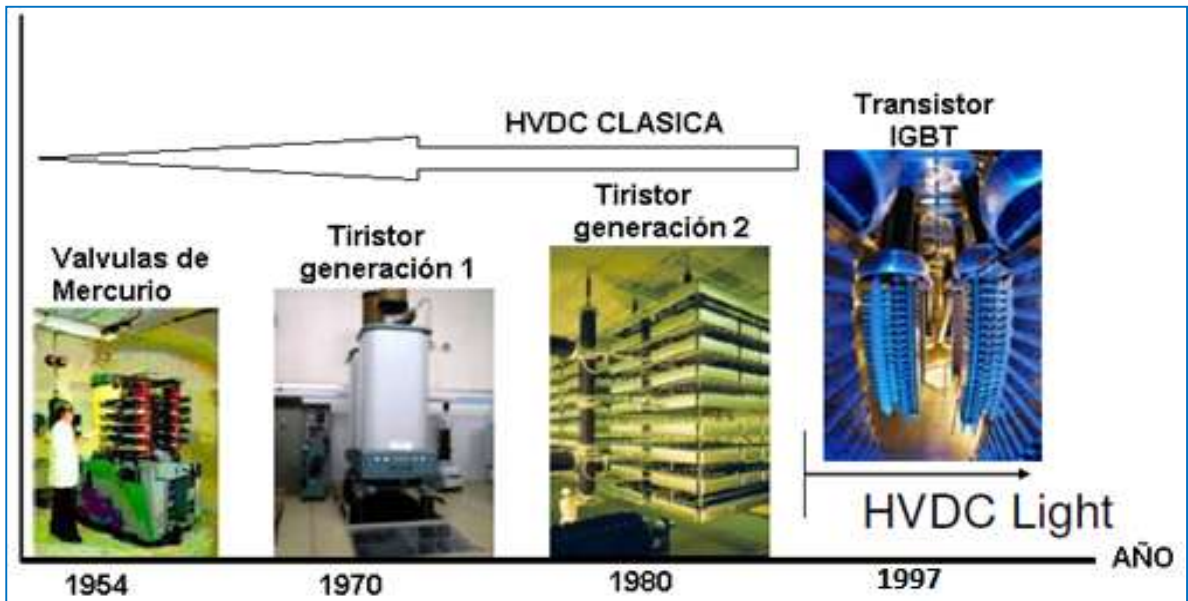


Figura 14. Evolución de los convertidores

Imagen de ABB

Los tiristores permite el control del momento del disparo del tiristor pero no del apagado. Como consecuencia de esto, los rectificadores LCC permiten controlar la potencia activa pero no la reactiva siendo una desventaja. Sus ventajas es que permiten controlar altas potencias con altos niveles de tensión.



Figura 15. Tiristor moderno de 8 kV.

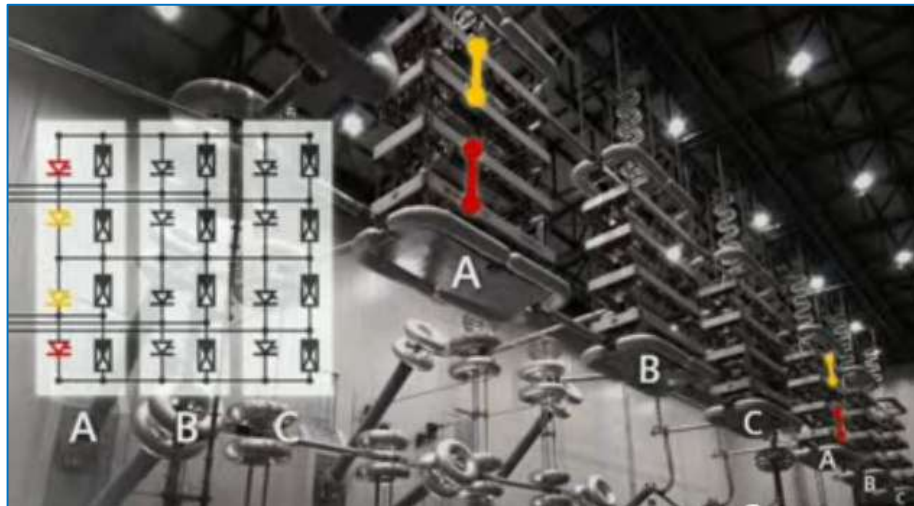
Imagen de ABB.



Actualmente los tiristores se caracterizan por tensiones de bloqueo de hasta 8 kV siendo necesario varios tiristores en serie para lograr la tensión de red a la que se está conectado, implicando montaje de torres de cientos de tiristores por válvula, corrientes máximas de 4 kA y una señal de puerta óptica que elimina parte de la electrónica de control y mejora el aislamiento y el nivel de protección.

El rectificador de 6 pulsos es la unidad convertora básica en la transmisión HVDC y es usada tanto como *rectificador* cuando la potencia llega desde el lado AC hacia el lado DC, como *inversor* cuando la potencia llega desde el lado DC al lado AC. Las válvulas de tiristores actúan como interruptores que se encienden y dejan pasar corriente cuando les llega un impulso o señal de disparo por la puerta de control.

Generalmente la topología del convertidor más utilizado en HVDC se obtiene a través de la conexión en serie de dos rectificadores de seis pulsos, que conforman un convertidor llamado '*doce pulsos*' (12-pulsos). El cual produce una menor distorsión armónica (del orden $12n \pm 1$) que en el caso de 'seis'. Este rectificador debe su nombre al hecho de que en un periodo de la tensión alimentada, genera 12 pulsos en la tensión de la carga. A través de esta conexión se puede obtener más potencia en la carga. En adición, cuando se programa una parada de un convertidor 12-pulsos, solo el 25% de la capacidad será perdida, y los dos polos podrán seguir operando con corriente balanceada. Si suficiente sobrecarga es encontrada, **Conmutadores – DC** serán necesarias para by-pass y quitar algún grupo de válvulas de operación.



*Figura 16. Rectificador 12-pulsos; Configuración de 6 válvulas con tiristores
Imagen de Siemens.*

Este tipo de convertidores requieren una fuente de tensión trifásica equilibrada tanto a la entrada del lado rectificador como a la salida del lado inversor para funcionar, para ello se requieren transformadores conectados en diferente conexión ($Y-\Delta$). Esto proporciona un desfase de 30° entre las tensiones de ambos devanados secundarios, lo cual cancela parte de las componentes armónicas (armónicos 5° y 7° del lado de la corriente alterna, así como el armónico 6° del lado de DC). La siguiente imagen nos muestra el diagrama del convertidor trifásico 12-pulsos actuando como rectificador, y utilizando la tecnología clásica (LCC).

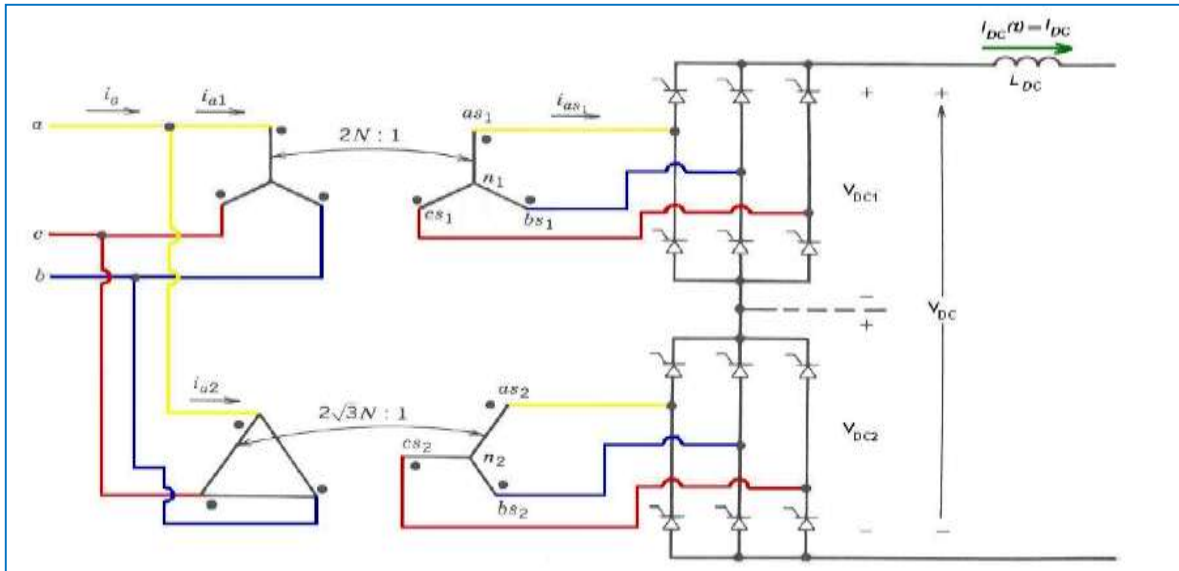


Figura 17. Configuración convertidor trifásico 12-pulsos.

Típicamente, muchos **IGBT** conectados en serie se utilizan para cada semiconductor con el fin de ofrecer una mayor capacidad de tensión de bloqueo para el convertidor. Cabe señalar que un diodo antiparalelo también es necesario con el fin de garantizar el funcionamiento de cuatro cuadrantes del convertidor. El condensador del bus DC proporciona el almacenamiento necesario de la energía de modo que el flujo de potencia puede ser controlada y ofrece filtrado de los armónicos de corriente directa.

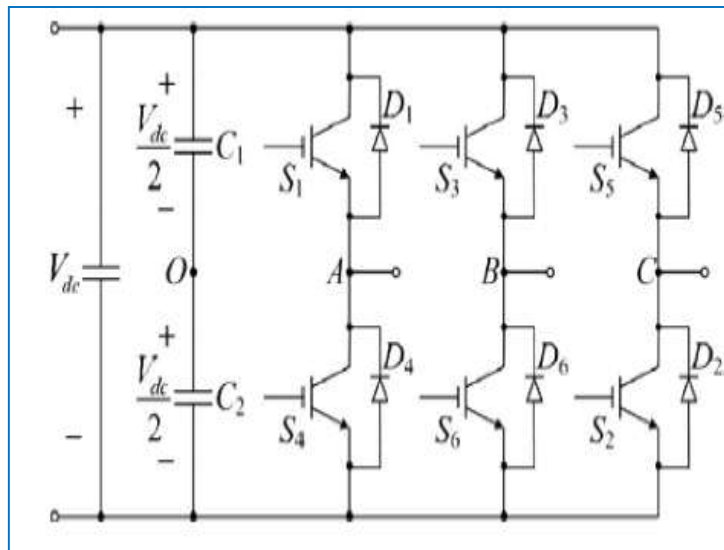


Figura 18. Topología del convertidor trifásico VSC dos niveles.

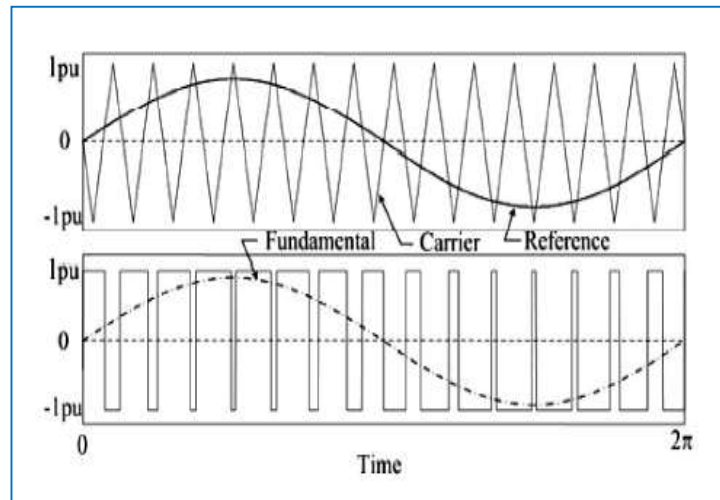


Figura 19. Forma de onda de tensión utilizando el Método sinusoidal PWM [5].

El convertidor VSC se controla normalmente por medio de ‘modulación del ancho de pulso’ PWM (sinusoidal-SPWM). La figura 17 presenta las formas de onda básica asociada con SPWM. Cada tramo de fase del convertidor está conectado a través de un reactor al sistema de corriente alterna. Los filtros se incluyen también en el lado de AC para reducir aún más el contenido de armónicos que fluye en el sistema de AC.

La siguiente imagen nos permite observar las disposiciones de los convertidores HVDC LCC y VSC respectivamente.

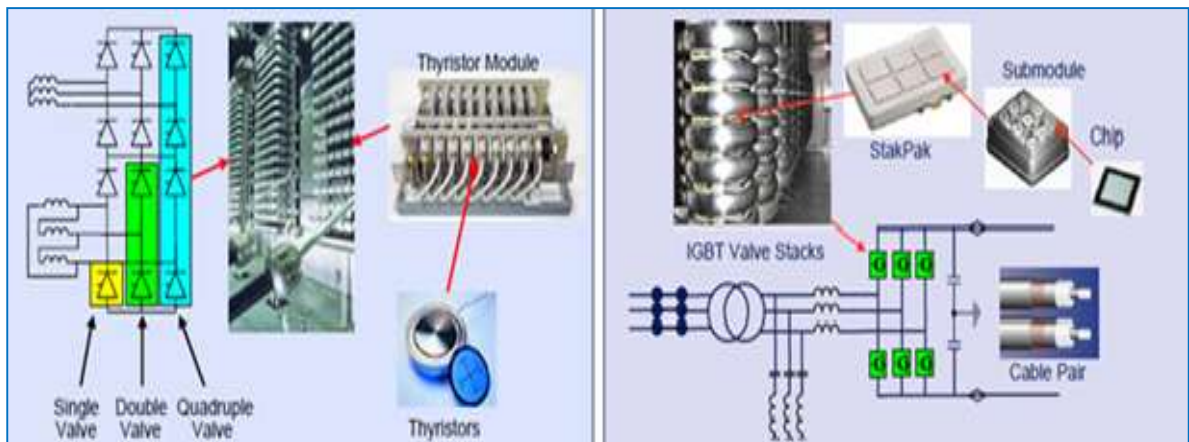


Figura 20. Disposiciones de los convertidores HVDC.

Imagen de ABB

1.3.2 Transformadores de conversión

Estos transformadores de conversión se encargan de convertir y ajustar tensiones alternas aptas en la entrada de los convertidores HVDC. Su función está en convertir la tensión de los sistemas AC en la tensión de entrada de los convertidores requerido para su transmisión, estos también se utilizan como aislación entre la red y el convertidor. Tienen un aspecto que los hace diferentes a los utilizados en AC debido a la altura necesaria para alcanzar las torres de válvulas que suelen estar suspendidas en el techo del lugar de instalación de las estaciones conversoras.

Cada convertidor 12-pulsos requiere dos transformadores trifásicos uno conectado en Y el otro en Δ , estos se pueden proporcionar por:

- Un transformadores trifásico con dos válvulas de bobinados, una válvula en Y, la otra en Δ .
- Dos transformadores trifásicos, uno conectado en Y, el otro en Δ .
- Tres transformadores monofásicos, cada uno con dos válvulas de bobinados, una válvula en Y, la otra en Δ .
- Seis transformadores monofásicos, conectados en dos bancos de transformadores, uno conectado en Y, el otro en Δ .



Figura 21. Transformador de conversión ABB vs SIEMENS.

Dependiendo de los requerimientos de diseño del sistema HVDC, ahorrar un transformador puede ser necesario para una o ambas Subestaciones de conversión. Solo una reserva

sería requerida para transformadores monofásicos con dos válvulas de bobinados. Para el caso de la última opción se sugieren dos transformadores de reserva, una por cada conexión (Y- Δ).



Figura 22. Tres transformadores monofásicos, en la subestación Talcher Kolar, India.

Imagen de siemens

En la actualidad ABB ha desarrollado un transformado convertidor de **Ultra Alta Tensión de Corriente Directa (UHVDC)** con mayor capacidad de potencia siendo posible funcionar a 1.100 kV, con capacidades de transporte de más de 10.000 MW de potencia a distancias de hasta 3.000 km, logrando records de todos los tiempos en el transporte eficiente y fiable de enormes cantidades de electricidad a superiores distancias [7].

La línea Xiangjiaba-Shanghái, puesta en marcha por ABB, fue la primera conexión comercial a 800 kV en UHVDC. Tiene una capacidad de 6.400 MW y salva una distancia de poco más de 2.000 km, siendo la mayor línea de este tipo en funcionamiento por el momento [8].



1.3.3 Filtros.

Los filtros son importantes porque los convertidores inyectan altos contenidos de armónicos tanto en AC como en DC; algunas razones por las cuales se dan estos problemas son:

- Consecuente calentamiento de las máquinas.
- Capacitores conectados al sistema.
- Sobretensiones producto de resonancias.
- Interferencia telefónica.
- Pérdidas de potencia.

1.3.3.1 Filtros de AC y banco de capacitores.

Se ubican en el lado AC de la subestación, ellos absorben los armónicos generados por el convertidor HVDC y proporciona parte de la potencia reactiva necesaria en el proceso de conversión, estos se componen de:

- Filtros capacitores AC
- Filtros reactores AC
- Filtros resistores AC

Su objetivo es crear caminos de baja impedancia, se instalan para limitar armónicos al nivel que la red requiera. Los condensadores serie en lado de AC siguen el concepto utilizado en los LCC. El objetivo es mejorar el comportamiento dinámico, principalmente en sistemas con baja potencia de cortocircuito o líneas HVDC largas. Estos sistema, unidos a pequeños filtros, mejoran la calidad de la señal reduciendo el rizado y la demanda de energía reactiva. Estos son ubicados entre el transformador y el puente de válvulas para reducir la corriente de los cables en caso de desconexión y el fallo del inversor. Esto se debe a que en este punto, la corriente está controlada y, por lo tanto, determinada por el convertidor.

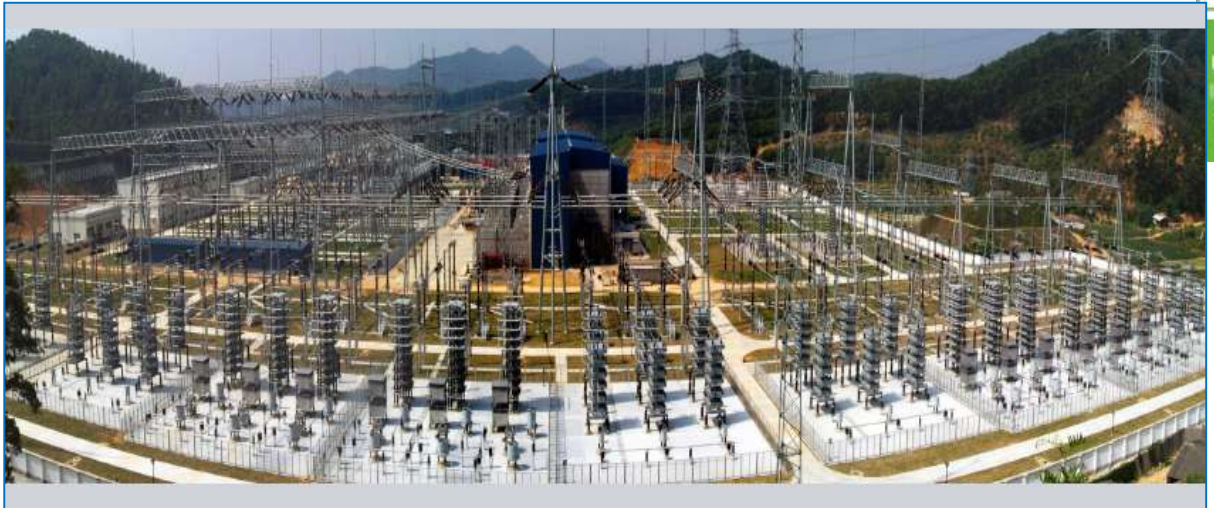


Figura 23. Filtros de AC. Subestación de conversión Shezhen – HVDC (500kV, 3000MW).

Imagen de Siemens.

Para el 2009 la CIGRE⁶ publicó 'DISEÑO PRELIMINAR SISTEMA DE FILTROS DE ARMÓNICAS AC-HVDC'. Este documento resume la metodología y los resultados del diseño preliminar de los filtros AC para el futuro sistema de transmisión HVDC Aysén-SIC ubicado en Chile.

1.3.3.2 Filtros de DC.

Su función es reducir la componente AC de la señal continua que se desea obtener (reducción del rizado). Básicamente, son filtros pasa bajos diseñados para filtrar armónicas de varios órdenes. Armónicos de tensión que puedan ocurrir en el lado DC de una subestación convertidora causan corrientes AC, las cuales pueden sumarse a la corriente DC de la línea de transmisión. Estas corrientes alternas de alta frecuencia pueden crear interferencia en los sistemas telefónicos vecinos a pesar de las limitaciones impuestas por el reactor de alisamiento. Los filtros DC, que son conectados regularmente en paralelo a la subestación de los polos, son una efectiva herramienta para combatir estos problemas. La configuración de los filtros DC es semejante a la de los filtros AC.

⁶ CIGRÉ; Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas, es una organización internacional no gubernamental sin fines de lucro creada en 1921, con sede central en París, reconocida mundialmente como una organización líder en sistemas eléctricos de potencia con miembros en más de 80 países.

En las instalaciones submarinas así como en las subestaciones back-to-back generalmente no es necesario el uso de filtros. Los filtros de corriente directa no solamente están formados por componentes pasivos (condensadores, inductancias, resistencias), sino también por dispositivos de electrónica de potencia que mide, invierte e inyecta en la línea un ruido armónico en oposición de fase con respecto al de los convertidores, reduciendo su amplitud. En pocas palabras reinyecta los armónicos a la línea. En la figura 1.22. se observa un filtro de CC.



Figura 24. Filtro de corriente directa activo de 200kVA.

Imagen de ABB.

1.3.4 Reactor Suavizador

Si la transmisión se realiza utilizando la tecnología LCC, un reactor serie suficientemente grande se usa en el lado de DC para suavizar corriente DC y también para protección. El reactor está diseñado como un reactor lineal y está conectado en el lado de la línea, en lado neutro o en ubicación intermedia.

Las principales funciones de este dispositivo son [9]:

- Prevención de corriente intermitente: La corriente intermitente debido al ripple de corriente puede causar altos sobre tensiones en el transformador y en el reactor de alisamiento.



- Limitación de la corriente de falla DC: El reactor de alisamiento puede disminuir la corriente de falla y la tasa de aumento para fallas de conmutación y fallas en la línea DC.
- Prevención de resonancia en el circuito DC: El reactor de alisamiento se diseña para evitar resonancia en el circuito DC a bajos órdenes en la frecuencia de las armónicas, como 100 o 150 Hz. Esto es importante para evitar la amplificación de armónicas desde el sistema AC, como secuencia negativa y la saturación del transformador.
- Reducir armónicas de corriente incluida la limitación de interferencia telefónica: La limitación de interferencia viniendo de las líneas aéreas DC es una función esencial de los filtros DC. Sin embargo, el reactor de alisamiento juega una importante labor en reducir armónicas en la corriente actuando como una impedancia en serie.

Mientras los niveles de corriente y de tensión pueden ser especificados en el reactor con base en los parámetros del sistema DC, la inductancia es el factor determinante en el tamaño del reactor. Tomando todos los aspectos de diseño en cuenta, el tamaño del reactor es siempre seleccionado en el rango de 100 a 300 mH para transmisión a larga distancia y 30 a 80 mH para estaciones Back-to-Back [10].

Existen básicamente dos tipos de diseño de reactor:

- Con aislamiento en Aire de tipo seco reactores.
- Con aislamiento de aceite en un tanque de reactores.

El tipo de reactor se seleccionarán teniendo los siguientes aspectos: Inductancia, Costos Mantenimiento y localización de las unidades de repuesto, Requisitos Sísmicos

Una ventaja del reactor tipo seco es que el mantenimiento de las unidades no es costoso, ya que suelen ser varias bobinas parciales. Sin embargo, para inductancias

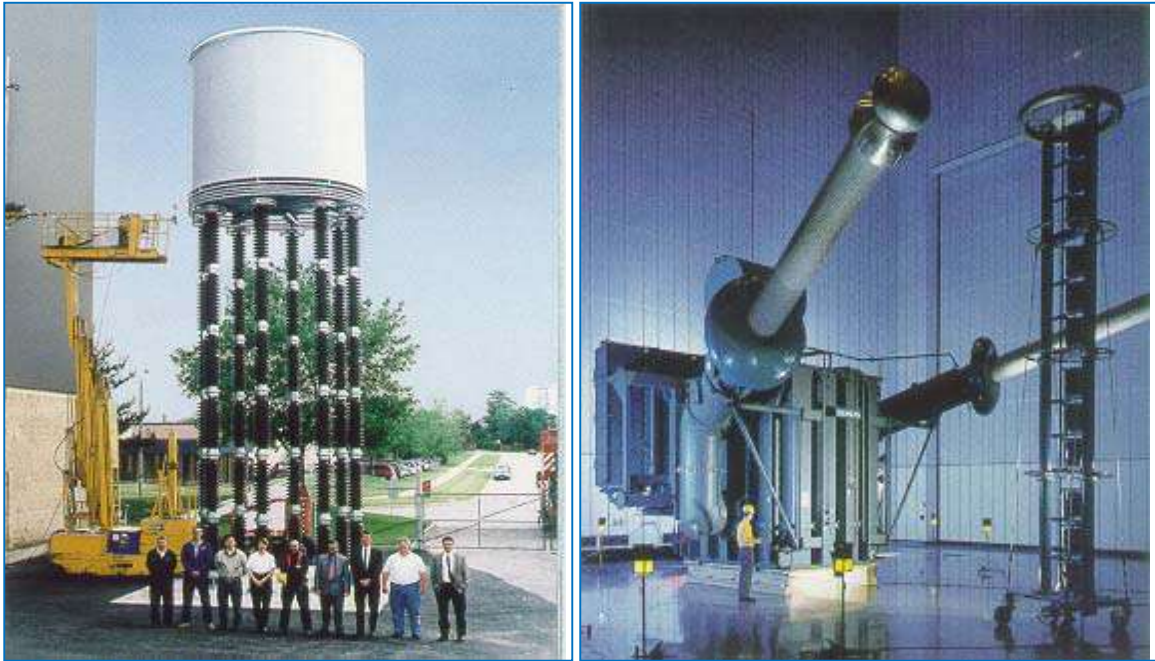


Figura 25. Reactor suavizador con aislamiento de aire (150mH, 500kV, 1800A) y aislamiento en aceite (270mH, 500kV, 3000A), respectivamente.

Imágenes de ABB.

grandes es posible tener más de una unidad y que podría ser un problema si el espacio es reducido. En altas regiones sísmicas, poniéndolos en post-aisladores o sobre una plataforma aislante es un posible problema. Con aislamiento de aceite los reactores son entonces la solución preferida [10].

El reactor de aceite aislante es económico para una potencia relativamente alta. Es la mejor opción para las regiones con altos requerimientos sísmicos.

1.3.5 Líneas de transporte

El modelo matemático de una línea de transmisión en corriente directa no incluye el efecto inductivo. Solo incluyen las pérdidas por efecto Joule, de esta manera una línea DC se modela con una simple resistencia. El siguiente circuito equivalente es la representación simplificada de un Polo – HVDC.

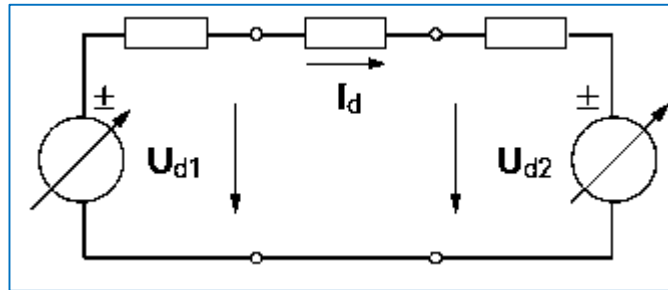


Figura 26. Circuito equivalente DC.

La corriente, y por lo tanto el flujo de potencia, se controla por medio de la diferencia entre las tensiones (controladas) en los convertidores. La dirección de la corriente es fija y la dirección de la potencia se controla por medio de la polaridad de la tensión.

Las líneas de transporte de energía en corriente directa presentan muchas ventajas respecto a las líneas de transmisión en corriente alterna, permite mayor capacidad de transporte de energía, su servidumbre por torres es menor, a pesar de que la distancia entre líneas es $\sqrt{3}$ veces mayor a HVAC, poseen la facilidad de ser instaladas en ambientes especiales como fuentes renovables que se limitan por su localización, enfocada a suplir estas necesidades. Las interconexiones pueden ser hechas de forma aérea, subterránea y submarina.

1.3.6 Consideraciones de la subestación – DC.

Al igual que las subestaciones en AC, existen diferentes configuraciones para los arreglos de los equipos de un patio de conexiones en DC, de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo de la distribución de la energía.

En la actualidad se halló un número considerable de interruptores-DC, destinados a aumentar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas HVDC. Conmutadores de DC se puede proporcionar con el fin de permitir el uso de cualquiera de los conductores para la conexión a cualquier polo de la subestación o el neutro. De esta manera los interruptores – DC se utilizan para interrumpir pequeñas corrientes (empleado como seccionadores), corrientes de carga nominal (*MRTB* 'interruptor de transferencia de retorno metálico') y posibles corrientes de falla para el convertidor VSC.

En el caso de un sistema bipolar, si un polo de una subestación se inhabilita, el sistema puede ser operado monopolar con retorno metálico, utilizando el otro polo de la subestación. Para ello se requieren interruptores-DC de alta velocidad destinados a realizar esta operación.

Hay diferencias significativas entre los requisitos de los interruptores AC y de circuitos DC, debido principalmente a la ausencia de un cero natural de corriente de cruce en sistemas DC. Interruptores de DC tiene que interrumpir corrientes de cortocircuito con gran rapidez y la necesidad de disipar la gran cantidad de energía que se almacena en las inductancias del sistema. En el capítulo 3 se detalla las especificaciones de dichos interruptores.

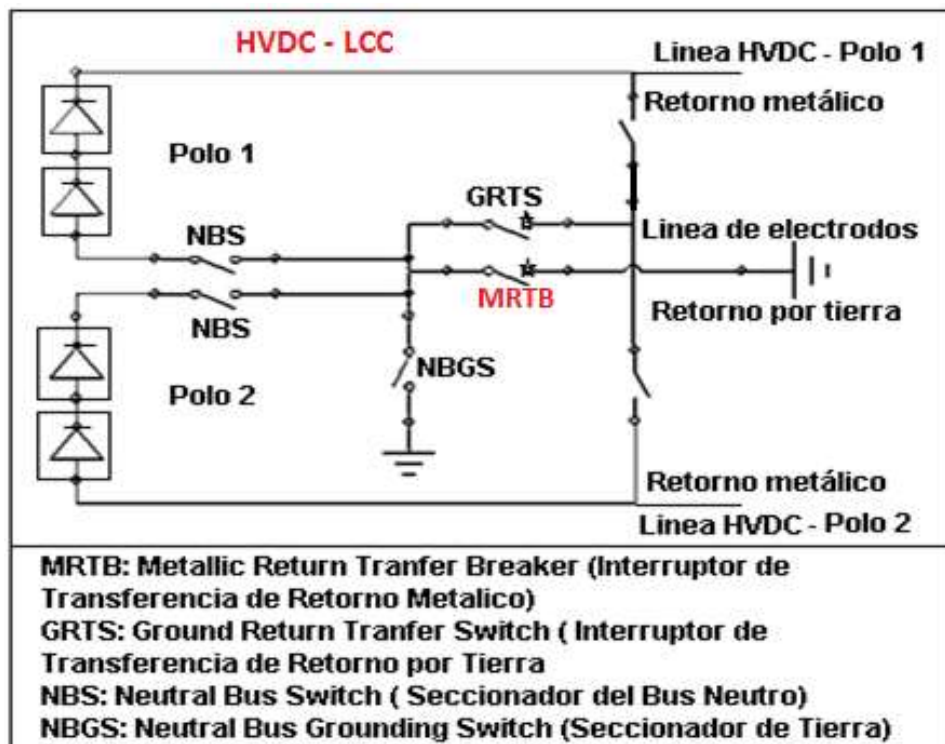


Figura 27. Principales interruptores – DC de una subestación HVDC LCC Bipolar.

La figura 1.25 nos muestra los principales Interruptores-DC de una subestación HVDC-LCC Bipolar. Distinciones deben ser hechas entre dispositivos los cuales son usados para abrir en ausencia de corriente (NBS y NBGS) y dispositivos permitidos para interrumpir cualquier corriente dentro de su rango (MRTB y GRTS).



Sin embargo, una de las principales limitaciones de los sistemas VSC radica en los convertidores, porque se hallan indefensos ante fallas. También se debe tener en cuenta que la capacidad de soportar fallas es mucho menor que la de los convertidores clásicos, que se basan en tiristores. El método de protección que generalmente se utiliza consiste en evitar estas fallas, debido a que habitualmente aparecen en líneas aéreas, los sistemas VSC utilizan cables subterráneos o no tienen circuito de transporte. Hoy en día, no hay ningún sistema VSC comercial instalado con líneas aéreas [11].

2. COMPARACIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS HVDC Y HVAC.

En cualquier plan de expansión. Resulta imperativa la necesidad de tener un referente de comparación que permita evaluar de manera certera las ventajas/desventajas que cada alternativa tenga, y poder traducir los beneficios/perjuicios en un posterior análisis económico.

Para elegir entre un sistema HVAC o HVDC en la transmisión de energía eléctrica, se deben tener en cuenta diversos criterios. Uno de los principales es la viabilidad técnica de realizar el enlace con cada una de las tecnologías. Así como otros factores adicionales. Habitualmente, el más importante acostumbra a ser el económico. A la hora de analizar el coste total de un sistema de transporte es necesario contar con los costes directos de la instalación (líneas y convertidores/transformadores, etc) y los indirectos (pérdidas capitalizadas).

La aplicación clásica de los sistemas HVDC es la transmisión de potencia a largas distancias, porque el costo global y las pérdidas del sistema de transmisión son menores que en AC. Una ventaja significativa de la interconexión DC radica en que no hay límite de estabilidad relacionados con la cantidad de energía o la distancia de transmisión. A continuación se muestra algunas diferencias y ventajas de los sistemas HVDC y HVAC desde el punto de vista económico, técnico y ambiental.

2.1 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS.

El coste de una línea de transmisión incluye el coste de inversión y operacional. El costo de **inversión** de los terrenos de servidumbre, torre de transmisión, conductores, aisladores y equipos de las subestaciones de conversión. El costo **operativo** incluye principalmente el costo de las pérdidas.

En las siguientes graficas se muestra la evolución de los costos de una alternativa DC comparada con su homóloga AC en función de la distancia del enlace. Obsérvese que a partir de una determinada distancia (entre 500 y 600 [km]), se hace más rentable emplear HVDC, aun cuando los costos de las estaciones convertidoras sean mayores. En el punto de equilibrio, comúnmente denominado **Break-Even distance** [12], podría perfectamente reevaluarse, y pensar en nueva distancia cercana a los 400 [km]; esto debido al desarrollo

de la Electrónica de Potencia (tecnología de enlace), los equipos y componentes asociados con Ella. El Punto de Equilibrio depende de varios factores, como el medio de transmisión (cable, subterráneo, submarino, aéreo, etc.), diferentes aspectos locales (permisos, normativa, costo de mano de obra).

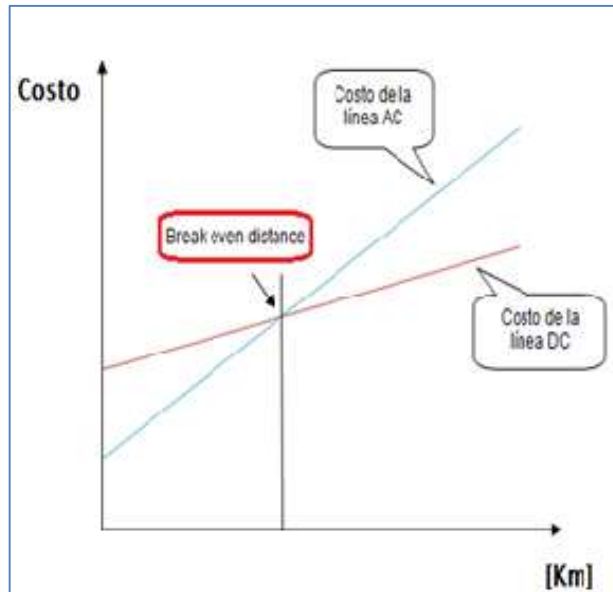


Figura 28. Evolución de costos de un sistema HVDC y HVAC en función de la distancia del enlace.

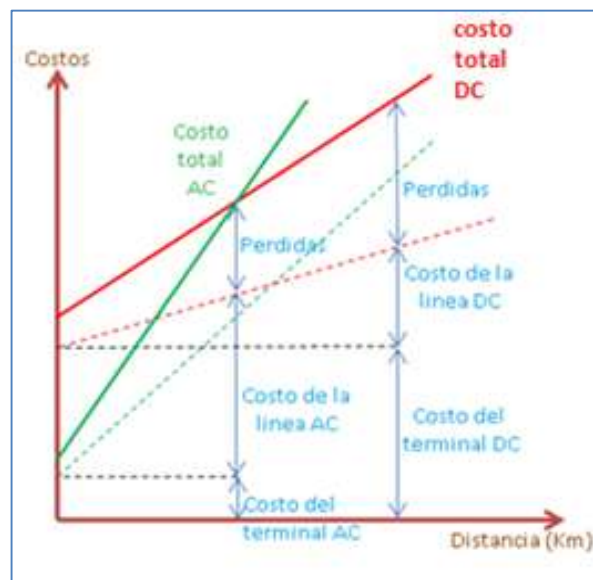


Figura 29. Distribución de las subestación HVDC en función de la distancia del enlace [1].

La figura 1 y 2 ilustra las pérdidas de los sistemas HVDC Y HVAC durante la transmisión de potencia. Se observa que los sistemas HVDC tienen una pérdida menor para una distancia superior al punto **break-even distance**. En general la potencia en los sistemas HVDC se mantiene prácticamente independiente de la distancia, mientras con HVAC la capacidad disminuye con la longitud de sus líneas debido a los efectos inductivos, lo que conlleva a la instalación de banco de condensadores cada 50, 100 o 200 km.

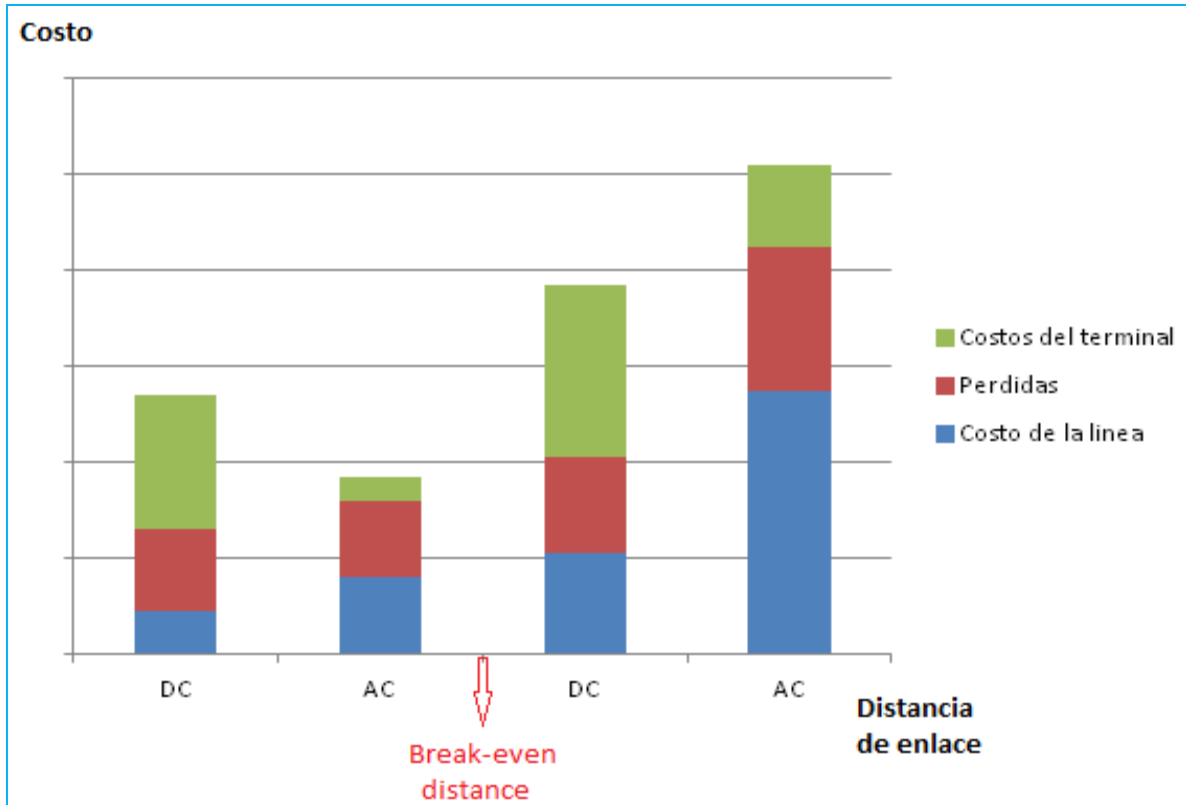


Figura 30. Comparación entre tecnologías HVAC vs HVDC.

La elección del nivel de tensión DC en la transmisión tiene un impacto directo en el costo total de la instalación. En la etapa de diseño se lleva a cabo una optimización en la búsqueda de la tensión DC óptima y el punto de vista de las pérdidas. Los costes de las pérdidas juegan un papel importante en la evaluación de las pérdidas de energía, así como el tiempo de utilización de la línea de transmisión tiene que ser tenido en cuenta. Por último, el período de amortización y la tasa de retorno deseada deben ser considerados. Por lo tanto, para estimar los costos de un sistema HVDC, se recomienda que los análisis financieros y de ciclo de vida se lleven a cabo.

Normalmente se toma contacto con un fabricante con el fin de obtener una primera idea de los costos y alternativas. Los fabricantes deben ser capaces de dar un presupuesto inicial basada en pocos datos, como la potencia nominal, la distancia de transmisión, tipo de transmisión, nivel de tensión en las redes AC donde los convertidores van a ser conectados.

2.2 CARACTERÍSTICAS EN LA TRANSMISIÓN AC Y DC.

En la mayoría de los casos, más de un enlace de AC es necesario para la fiabilidad, sin embargo, hay ejemplos de un solo circuito en interconexión para energía de reserva y de cambio, donde se acepta una fiabilidad limitada del enlace. Por el contrario, la interconexión de los sistemas con DC elimina las restricciones relativas a los problemas de **estabilidad** o de las estrategias de control, ganando así fiabilidad al sistema.

Si los problemas de estabilidad son encontrados los cuales pueden ser resueltos por control de frecuencia rápida, los sistemas HVDC están en condiciones de cumplir esta tarea debido a la capacidad de cambiar el punto de operación de manera instantánea, HVDC puede alimentar o reducir la potencia activa en el sistema perturbado para controlar la frecuencia mucho más rápido que un generador AC normalmente controlada. Si el sistema de alimentación de AC es lo suficientemente fuerte, el enlace en DC puede, dentro de sus características, controlar la frecuencia en el sistema receptor [13]. Un requisito para este tipo de apoyo al sistema es sólo el modo adecuado de control.

Un **flujo de carga** de corriente alterna depende de la diferencia en el ángulo entre los vectores de tensión en diferentes partes de la red. Este ángulo no se puede influir directamente pero depende del balance de potencia. En segundo lugar, un cambio en la generación de energía o en la demanda provocará un cambio en la frecuencia del sistema que tiene que ser restaurada de inmediato, mediante la alteración o control de la generación. Como esta tarea la deben cumplir los controladores de velocidad del generador, la restauración de frecuencia es una acción relativamente lenta. La estabilidad del sistema también depende de que haya suficiente flexibilidad para permitir el ajuste automático de los vectores de tensión. Los sistemas HVDC con tecnología VSC permiten cambiar rápidamente la dirección del flujo de potencia activa sin realizar ningún cambio en la configuración del sistema, lo cual se debe a que no se invierte la polaridad de las tensiones sino el sentido del flujo de las corrientes; los conversores pueden controlar la

potencia reactiva a las redes de alterna mientras ocurre esta inversión⁷, la cual se puede hacer en unos pocos milisegundos a menos que las redes de alterna impongan limitaciones [14].

La **interconexión entre sistemas asíncronos** es una de la ventajas de la transmisión HVDC, es decir permite la conexión entre dos sistemas de distinta frecuencia (o fase) o redes diferentes, las cuales pueden estar no sincronizadas por distintos motivos. Esto es imposible de realizar utilizando la transmisión clásica en corriente alterna debida, por ejemplo, a la inestabilidad que se produciría en los sistemas, a niveles de cortocircuito elevados.

Limitación de las fallas; Las fallas que causan variaciones en la tensión gracias a oscilaciones del flujo de potencia no se transmiten a través de la barrera de DC. Pueden surgir en el otro lado de un enlace DC simplemente como una reducción en el flujo de potencia. Limitar la influencia de ciertos fallos críticos en los sistemas de AC puede ser un atributo valioso de DC.

Para la interconexión **submarina**, a medida que aumenta la distancia, los cables de corriente alterna generan una variación de la tensión cada vez más amplia con el flujo de potencia. Adicionalmente unidades intermedias para la compensación de reactivos no pueden ser instaladas, y si añadimos la restricción del límite máximo para la ubicación de las unidades de compensación se limitaría la transmisión a distancias relativamente cortas y de baja capacidad de potencia. Ahora con la llegada del cable **XLPE** (polietileno reticulado) para uso submarino, con una capacitancia de derivación inferior a los tipos anteriores, se ha aumentado este límite a aproximadamente 100 km. Más allá de esta distancia, DC es la única solución técnicamente viable. Una conexión HVDC requiere sólo conductores positivos y negativos (polo y retorno), o en algunos casos un solo conductor con retorno por tierra. Se puede decir que no existe un límite con respecto a la longitud del enlace, excepto el coste. En el siguiente numeral se hablara en detalle de los cables para HVDC.

⁷ El control de la potencia reactiva para un sistema HVDC-VSC puede lograrse controlando el desfase entre la tensión y la corriente; si el ángulo de desfase es cero, la potencia reactiva es cero.



2.2.1 Cable de transmisión

Actualmente, la mayoría de la energía eléctrica se transporta mediante corriente alterna clásica, porque la transformación de una tensión a otra es relativamente sencilla. En las zonas rurales se suelen usar los tendidos aéreos para el transporte a largas distancias, mientras que para las zonas urbanas son adecuados los cables de alimentación. Los cables submarinos de AC se utilizan para distancias limitadas en mares y lagos.

Sin embargo, los sistemas de transporte de AC tienen algunas limitaciones técnicas, como la generación y el consumo de energía reactiva y la ausencia de control del flujo de potencia. Se utilizan técnicas de compensación, como los dispositivos FACTS, para limitar los efectos de la generación y el consumo de energía reactiva. Además, en comparación con los tendidos aéreos, los cables de AC tienen mayores corrientes de carga capacitiva, lo que limita su capacidad para transportar electricidad a grandes distancias.

Las ventajas principales de los cables HVDC con respecto a sus homólogos HVAC son el peso y las dimensiones menores, que se traducen en una **densidad de potencia mayor**.

La energía que se puede transportar por kilogramo de cable es mayor para los conductores HVDC que para los HVAC. Las razones principales para ello son:

- Los cables HVDC trabajan con mayores intensidades de campo, por lo que el aislamiento es más delgado que el de los cables HVAC.
- Los conductores de los cables HVAC se deben dimensionar teniendo en cuenta las pérdidas por efecto Joule, por efecto de proximidad, por pérdidas inducidas en apantallamientos y revestimientos, y en el caso de cables submarinos, por pérdidas inducidas en las armaduras. Los cables HVDC sólo tienen que dimensionarse teniendo en cuenta las pérdidas óhmicas.
- Un sistema HVAC precisa tres cables, mientras que uno HVDC sólo necesita dos.

Los cables y los materiales aislantes tienen mayor **vida útil** para corriente directa que para corriente alterna en alta tensión; la gráfica muestra esta propiedad.

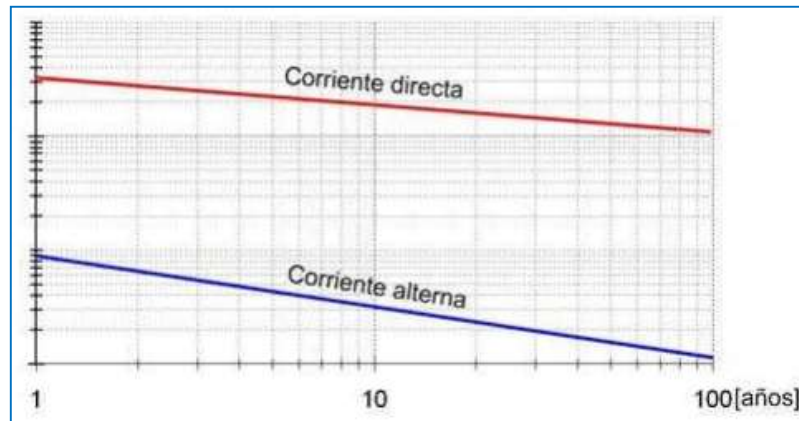


Figura 31. Comparativo de vida útil de los cables para DC y AC [15].

2.2.1.1 Cables para corriente directa (líneas subterráneas y submarinas)

Existen diferentes tecnologías disponibles en cables para DC, algunas de ellas comunes a las existentes en AC para transmisión en redes aéreas. Los siguientes son cables de aplicación HVDC en **líneas subterráneas y submarinas**.

- Cables con aislante de aceite fluido (Self-Contained fluid filed cables – **SCFF**): se trata de cables cuyo sistema de aislamiento está compuesto por papel impregnado por fluido sintético de baja viscosidad, que se mantiene constantemente a presión en un ducto realizado en el centro del conductor: esto conlleva una limitación en el nivel de profundidad máxima de colocación; utilizada para grandes tránsitos de energía siempre y cuando se evite superar en el conductor la temperatura de 85 °C. como desventaja se tiene la posibilidad de que se produzca un fuga de aceite (factor de riesgo para el medio ambiente) [16].
- Cable con aislamiento sólido (**MI** Mass Impregnated): cuyo aislamiento está formado por papel de alta densidad, impregnado por una mezcla densa la cual no circula por el conductor, sino que permanece prácticamente en su posición original, los límites técnicos se hallan a 600 kV y a 55 °C. este tipo de cable ha sido utilizado

recientemente para la realización de la interconexión submarina en DC entre Italia y Grecia⁸ [16].

- Cable con aislante mixto papel-polipropileno (Polypropylene Laminated Paper (**PPL**)): su aislamiento está formado por papel de alta densidad impregnado de una mezcla viscosa, pero de manera que las capas del papel están separadas por películas de polipropileno; esta solución conjuga las ventajas de las tecnologías anteriores. La utilización de este tipo de cable permite construir tramos significativamente más largos [16].
- Cable **XLPE** (cross-linked polyethylene): este cable utiliza como aislante polímero extruido, resultando un cable con aislamiento seco. Este material permite una temperatura de trabajo de 90°C y una de cortocircuito de hasta 250°C.; actualmente se utiliza en conexiones HVDC con generación o consumos en alta mar, como aerogeneradores o estaciones petrolíferas [15].



Figura 32. Sección transversal cable HVDC [ABB HVDC cable].

⁸ Interconexión Italia- Grecia; (conexión a 400kV 500MVA, con una longitud de 160km)

Las siguientes imágenes muestran distintos tipos de cables para DC [17]:



Figura 33. Cables para HVDC, de izquierda a derecha: cable MI, cable SCFF, cable XLPE trifásico y monofásico y cable PPL.

2.2.1.2 Cable submarino

Vimos que una de las ventajas de los enlaces HVDC era la interconexión de sistemas de generación ‘mar adentro’ (offshore) como las centrales eólicas. Esto gracias a que las técnicas basadas en cables con tensión alterna deben enfrentarse al problema de las pérdidas capacitivas: resulta necesario contar con dispositivos de compensación cuando la longitud del cable sobrepasa algunas decenas de kilómetros. En el caso de las conexiones submarinas, que hacen imposible dicha compensación a lo largo del trazado del cable, las pérdidas capacitivas constituyen de hecho una limitación de la longitud máxima posible de la conexión. Las características de los cables submarinos modernos hacen que la longitud máxima de conexión en corriente alterna sea de aproximadamente 50 a 100 km.

Lo anterior conlleva a que se deseché la solución de cable submarino con tensión alterna y se conserve únicamente, para la solución submarina en DC.

Vale la pena decir que el coste de mantenimiento de los cables submarinos sumergidos es prácticamente nulo, en la medida en que afecta únicamente a la limpieza de las extremidades, que podría además ser parte del mantenimiento periódico que debe efectuarse en las estaciones de conversión. Sin embargo, puede ser útil prever un seguimiento periódico de los cables a lo largo del trazado, por ejemplo cada 4 o 5 años (en cualquier caso durante los 10 o 15 primeros años de servicio) [16].

2.2.1.3 Cable con aislamiento gaseoso (SF₆)

Los cables con aislamiento gaseoso (CIG) son esencialmente tubos metálicos que contienen conductores sostenidos por aisladores de soporte. El aislamiento se garantiza mediante un gas (o una mezcla de gases) a presión.

Las líneas con aislamiento gaseoso ofrecen una alternativa interesante en el caso que existan grandes dificultades para encontrar el espacio físico necesario para la instalación de una línea aérea. Esta tecnología está caracterizada por:

- El valor elevado de la capacidad de potencia unitaria (1500-6000 MW), lo que permite reducir el número de líneas en paralelo necesarias para el transporte de una determinada cantidad de energía;
- **La posibilidad de enterramiento**, lo que permite reducir el impacto visual de las líneas eléctricas.
- **El bajo valor del efecto capacitivo** (capacidad alrededor de 50 nF/km), lo que permite la realización de líneas de longitud importante (hasta 100 km) sin necesidad de compensar la potencia reactiva (necesario para los enlaces de cable subterráneo cada 20-30 km) ;
- **Un valor de pérdidas por efecto Joule inferior** entre 1/3 y 1/2 a las líneas aéreas;
- **Un nivel prácticamente nulo de campo eléctrico y reducido de campo magnético** en relación con el creado por las demás tecnologías.

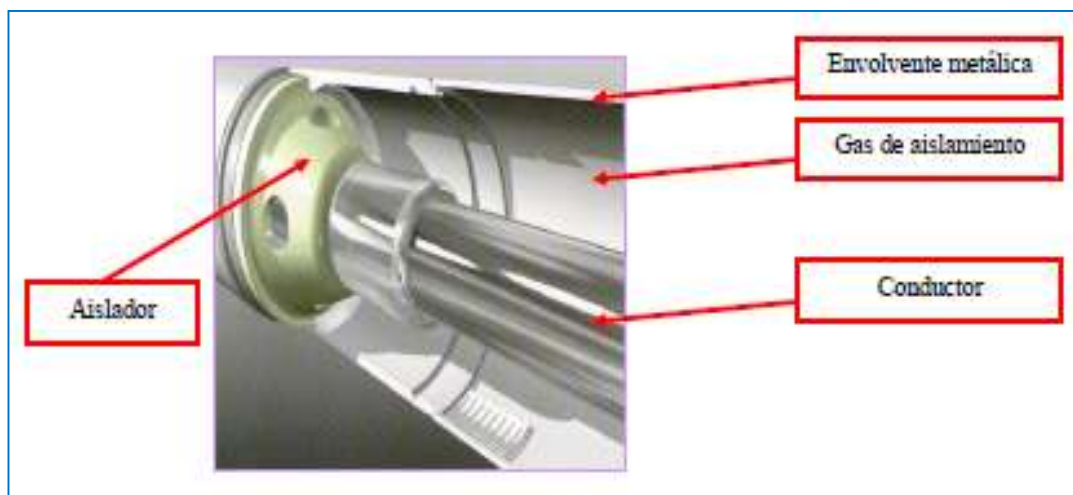


Figura 34. Esquema general del cable con aislamiento gaseoso [16].

2.3 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

Por último figura 2.7 y 2.8. Nos muestra otro criterio a tener en cuenta en la solución finalmente adoptada como lo es el impacto medioambiental de las instalaciones [imagen de ABB].

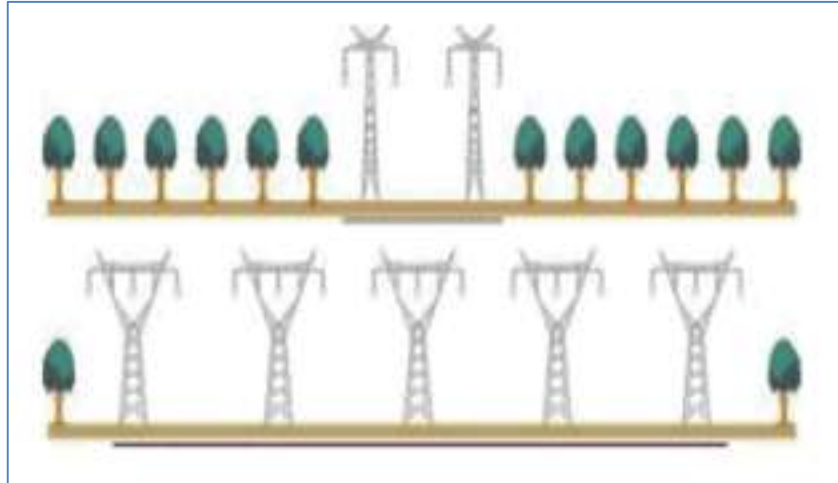


Figura 35. Comparación de ancho de servidumbre HVAC (75 m por torre) y HVDC (50 m por torre para 10000 MW).

En el caso de líneas aéreas, el tamaño de los apoyos es menor en HVDC para el mismo nivel de transmisión de potencia. Esto repercute también en el tamaño del ancho de servidumbre necesario (inferior en HVDC). En corriente directa se requieren un menor número de líneas (generalmente 2 conductores) y por lo tanto, se necesita una menor resistencia mecánica en las torres [17].

Las principales consideraciones medioambientales a tener en cuenta en las proximidades de instalaciones eléctricas de alta tensión, además del impacto visual, están relacionadas con los campos eléctrico y magnético, que pueden ionizar el aire alrededor del cable, apareciendo el efecto corona. Este efecto puede producir interferencias de radiofrecuencia, ruido audible y generación de ozono.

En instalaciones monopolares con retorno por tierra, el **campo magnético** puede modificar la lectura de una brújula en las proximidades de la línea, lo cual se puede solucionar instalando un retorno metálico. Por otra parte, un retorno por tierra puede inducir una corriente en tuberías o conductos metálicos que se encuentren cerca de las estaciones de conversión, lo cual puede producir la oxidación o corrosión de estos elementos. Esto último



es la principal razón por la cual el retorno por tierra puede estar restringido a solamente algunas horas de uso.

Por todo ello, es importante conocer su orden de magnitud. El **efecto corona** de las líneas de transmisión producen una pequeña contribución de ozono (relativamente baja en comparación a su homóloga). [18].

3. EQUIPOS DE PATIO EN DC PARA SUBESTACIONES HVD

3.1 GENERALIDADES

La tecnología HVDC ha avanzado considerablemente a pesar de numerosos desafíos técnicos. La realización de redes a gran escala HVDC es ahora seriamente discutida y consideradas. Para la aceptación y la fiabilidad de dichas redes, la disponibilidad de *interruptores (breakers)* HVDC ha sido fundamental, ya que han permitido el desarrollo de esta tecnología. Numerosas ideas para los sistemas de interruptores HVDC se han publicado y patentado, pero soluciones inaceptables se ha encontrado para interrumpir corrientes de falla en los sistemas HVDC.

Existen diferencias significativas entre los requisitos de los interruptores AC y los interruptores de circuitos de DC, debido principalmente a la ausencia de un cero natural en la corriente. Los interruptores de DC tienen que interrumpir corrientes de cortocircuito con gran rapidez y la necesidad de disipar la gran cantidad de energía que se almacena en las inductancias del sistema. Hoy en día, estos interruptores son sólo ampliamente disponibles para la gama baja y media tensión. Para aplicaciones de HVDC, sólo conmutadores de corriente de carga están en uso. Interruptores de corrientes de cortocircuito HVDC, no están comúnmente disponibles y tienen calificaciones limitadas.

Equipos como pararrayos, puesta a tierra y aisladores son similares a los homólogos equipos tradicionales de AC. Es por ello que en el presente capítulo se hará énfasis en los interruptores de DC.

Para el diseño y selección de los equipos de patio en la tecnología HVDC se requieren factores mucho más complejos (los cuales no están dentro de los alcances del presente documento) tales como:

- Resultados de los estudios del sistema (flujo de carga, análisis de corto circuito, sobretensiones, entre otros)
- Normas técnicas aplicables (IEC, ANSI, NEMA)
- Experiencia nacional e internacional en la utilización de equipos.

3.2 PARÁMETROS GENERALES PARA SELECCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PATIO EN DC.

El diseño y selección de las características eléctricas de los equipos de subestación se basa en factores como: resultados de los estudios del sistema, normas técnicas aplicables, experiencia nacional e internacional en la utilización de equipos. Dentro de los estudios básicos para la selección de equipos están: flujo de cargas (conmutadores, divisores de tensión y transductores de corriente), cortocircuito (conmutadores, transductores de corriente, conmutadores) y sobretensiones (conmutadores, DPS).

- Tensión de operación
- Corriente en servicio continuo
- Corriente de corta duración
- Tensión asignada de alimentación de dispositivos de cierre, apertura y circuitos auxiliares
- Nivel de cortocircuito
- Nivel de aislamiento
- Duración admisible asignada de la corriente de cortocircuito
- Presión asignada de alimentación de gas comprimido para aislamiento y/o maniobra
- Condiciones normales de servicio: equipo para interior o exterior, humedad, presión, temperatura, entre otros factores externos que afectan la operación de los equipos.
- pruebas tipo y de rutina

A continuación se muestra las principales características de los equipos de patio en DC para subestaciones HVDC.

3.2.1 Conmutadores – hvdc

Un aspecto característico entre los enlaces de AC es la facilidad para interrumpir la corriente en caso de fallas. Los interruptores en corriente alterna se apoyan en el hecho de que la señal de corriente pasa dos veces por cero en un periodo. Se diseñan para incrementar de

forma rápida la tensión de ruptura entre los dos puntos que se ha producido el arco, de tal forma que este no sea duradero. En cambio, en corriente directa, la corriente no pasa de forma natural por cero; por lo que para interrumpir con éxito una parte del circuito hay que forzar la corriente a cero.

Existen ciertas técnicas para suplir esta dificultad. De hecho, en un enlace HVDC-LCC Punto a Punto, no es necesario tener interrupciones en la parte de continua, ya que una falla en la línea se soluciona con el sistema de control de los tiristores [19]. Sin embargo para enlaces HVDC-VSC esto no es posible, ya que los convertidores poseen diodos de libre circulación que impiden cortar la corriente en el lado de DC. Razón por la cual es necesario la presencia de interruptores con el fin de evitar daños en los equipos o pérdida de control en los convertidores, debido a posibles fallos en el lado de corriente directa.

La elección de la tecnología es particularmente importante para los interruptores-HVDC ya que determina los requisitos sobre los circuitos de interrupción en el sistema, que sería considerablemente diferente. Si la elección es VSC, el interruptor tiene que ser rápido y debe tener alta capacidad de *corriente de interrupción*.

3.2.1.1 Tipos y funciones de los conmutadores de DC.

Los dispositivos conmutadores han sido usados en el lado de DC de sistemas HVDC para varias funciones:

- By-pass y desconexión de la unidad de conversión
- Conectar o desconectar el polo de la subestación para la línea del electrodo de tierra en enlaces bipolares
- Conectar polos o bipolos en paralelo, incluyendo inversión de polaridad
- Conmutación del bus neutro
- Conectar o desconectar la línea de DC
- Conectar o desconectar los filtros de DC.

Distinciones deben ser hechas entre:

- dispositivos los cuales son usados para abrir en corriente cero, a pesar que puede estar limitada la capacidad de conexión y desconexión

- un interruptor DC el cual este diseñado para interrumpir cualquier corriente dentro de su rango y soportar la tensión de recuperación.

3.2.1.2 Principios básicos de trabajo de los conmutadores – HVDC con tecnología LCC.

Ellos suelen clasificarse con respecto a varios aspectos. La figura 3.1 nos da un ejemplo global de los dispositivos de conmutación sobre el lado de DC de una subestación con los siguientes significados:

- interruptores de conmutación de corriente '**S**': proporciona una opción para una mayor flexibilidad del sistema de transmisión completo. Por ejemplo para una transmisión bipolar 800 kV DC, dos convertidores de 400 kV en cada polo puede ser operado en serie, y cada uno puede ser anulada sin interrupción de potencia cuando sea necesario.
- seccionadores '**D**': tiene que proporcionar un aislamiento de seguridad de todo el equipo en caso de sistema de parada, incluyendo el mantenimiento.
- seccionadores de tierra '**E**':

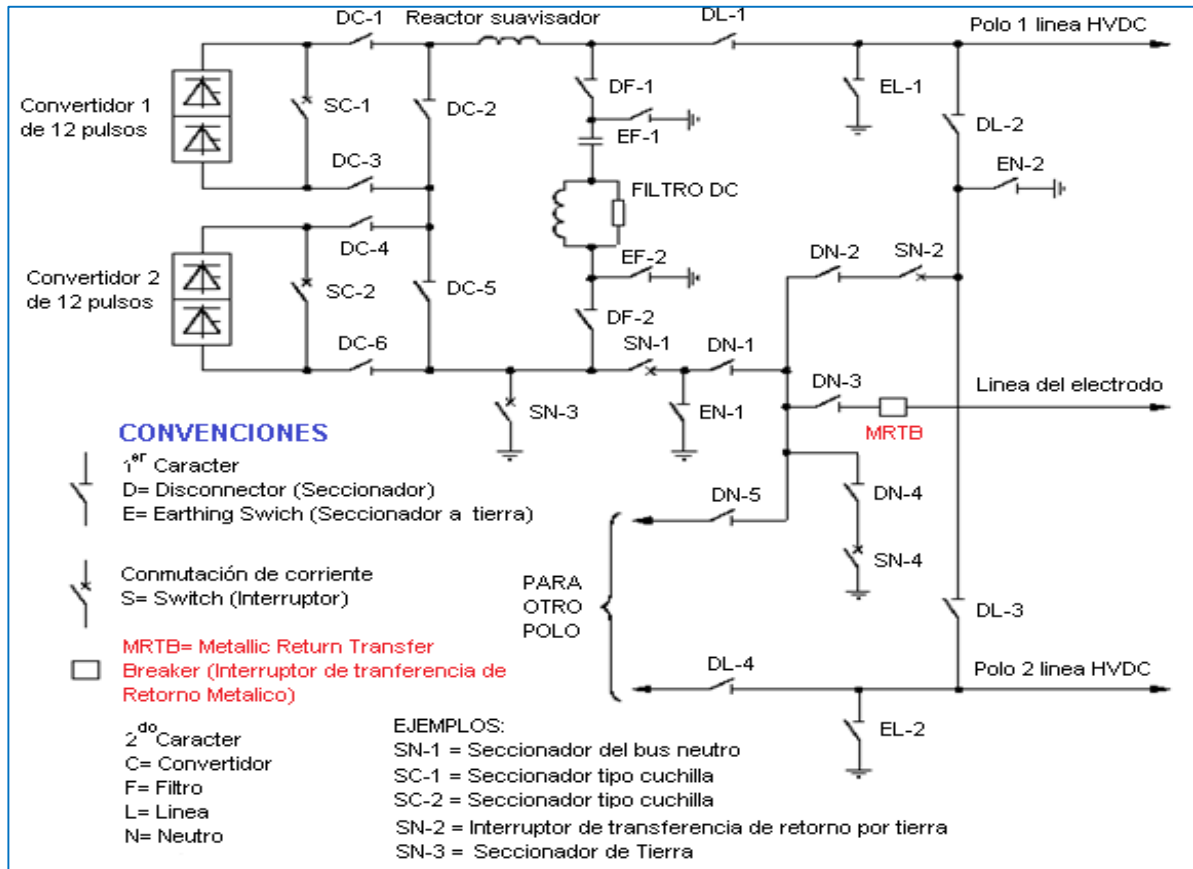


Figura 36. Conmutadores de DC para una subestación bipolar HVDC [20].

Sin embargo los conmutadores de corriente principales incluyen hasta cuatro tipos distintos de dispositivo Interruptor de DC. En la siguiente tabla se muestra la jerga de algunos fabricantes asignada a los interruptores, así como sus características [21].

Tabla 1. Tipo de interruptores y sus características.

Tipo	Funciones
NBS (Neutral Bus Switch) 'SN'; Seccionador del bus neutro.	Se necesita para eliminar una falla a tierra en un polo de la subestación convertidora conmutando la corriente del polo sano a la línea de electrodos. Sin capacidad significativa de conmutación de corriente
NBGS	Si hay una falla de circuito abierto en la línea de electrodos, el NBGS se cierra para proporcionar una conexión a tierra temporal, permitiendo así que el sistema siga transmitiendo



<p>(Neutral Bus Grounding Switch); seccionador de tierra</p>	<p>electricidad. Sin capacidad significativa de conmutación de corriente</p>
<p>MRTB (Metallic Return Transfer Breaker); Interruptor de transferencia de retorno metálico</p>	<p>Si un polo de un sistema bipolar tiene que ser bloqueado, la operación monopolar del segundo polo se consigue automáticamente, pero con corriente de retorno a través de tierra (consulte la fig. 3.2). Si la duración de la operación de retorno a tierra es restringido (por razones de corrosión y de seguridad, a menudo está prohibido operar un sistema HVDC continuamente a una corriente de tierra elevada), un modo alternativo de operación monopolar es posible si la línea de comandos del polo se puede usar para la corriente de retorno. Este modo se denomina retorno metálico (ver figura 3.2). El MRTB se requiere para la transferencia desde la tierra hasta el retorno metálico sin interrupción del flujo de potencia.</p>
<p>GRTS o MRS (Ground Return Transfer Switch); Interruptor de transferencia a retorno por tierra</p>	<p>Se usa para volver de una configuración monopolar a una bipolar con retorno metálico, pasando por una monopolar con retorno por tierra sin interrumpir el suministro; este paso es necesario para poder retornar al funcionamiento bipolar. También sin interrupción del flujo de potencia.</p>

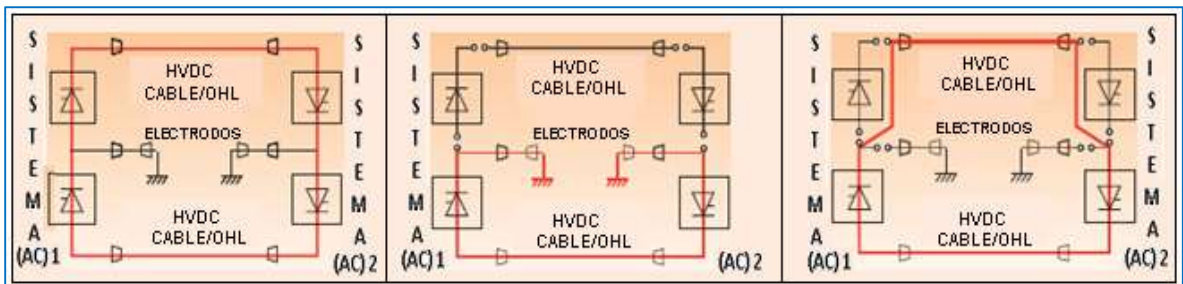


Figura 37. Operación de interruptor MRTB, izquierda: bipolar, centro: monopolar con retorno por tierra, derecha: monopolar con retorno metálico.

Estos dispositivos se ubican de varias maneras adaptándose a cada situación, en función de los requisitos del cliente. Así pueden realizar toda una serie de tareas, tales como la reconfiguración del sistema y la protección contra fallas, cortocircuitos, etc.

La funcionalidad general de este tipo de interruptores es de conmutar la carga máxima de corriente directa de un circuito a otro paralelo.

Se diferencian por los circuitos implicados, aunque son componentes modestos, desempeñan una labor importante en la continuidad y la calidad del servicio.

La siguiente imagen nos muestra una fotografía de una subestación convertidora con los principales Conmutadores – DC.



Figura 38. Principales interruptores DC para una subestación convertidora [22].

3.2.1.3 Filosofía de funcionamiento del interruptor MRTB.

La inexistencia de ceros de corriente naturales en las redes de DC implica que es preciso dotar al interruptor de elementos capaces de crear un cero de corriente artificial. Para ello se requiere utilizar circuitos auxiliares junto con un interruptor, el método más utilizado en la conmutación de corriente directa de aplicación HVDC-LCC se muestra en la Figura 3.4. Propuestas de diversa índole para los diseños del interruptor se han presentado en artículos y aplicaciones patentadas. Todos comprenden diferentes conexiones series y en paralelo de los clásicos interruptores de corriente alterna en SF6, circuitos de resonancia con inductores y capacitores, semiconductores, unidades de carga, varistores, o resistencias.

El esquema del interruptor de DC es un buen ejemplo, con sus dos ramas paralelas; la primera es un circuito LC en serie y la segunda un protector contra sobretensiones que incorpora un pararrayos (varistor de óxido metal (MOV)). La acción de conmutación es un proceso de dos pasos:

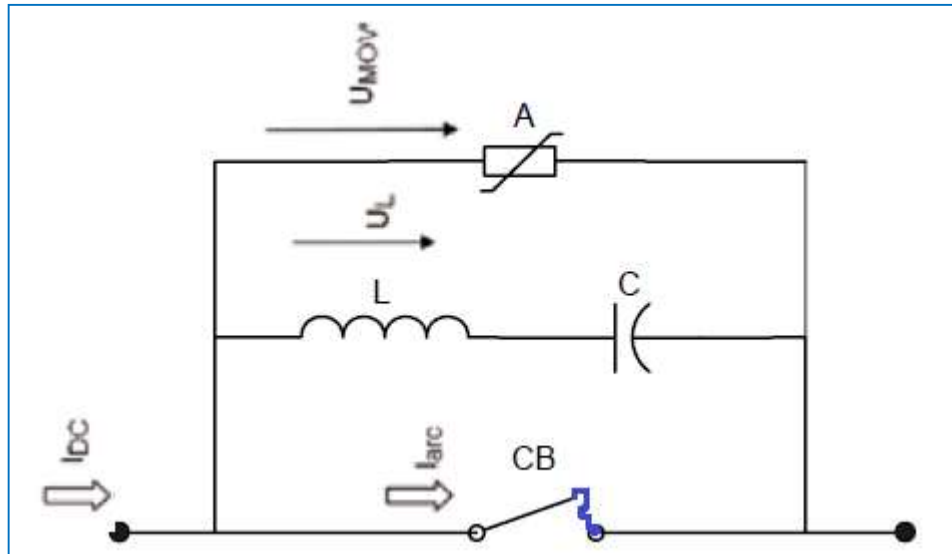


Figura 39. Interruptor HVDC con circuito auxiliar pasivo; correspondiente al interruptor MRTB (metallic return transfer breaker) [23].

Modificada por autores.

- **Paso 1.** En la posición de cierre, la corriente atraviesa el interruptor y las ramas LC y el pararrayos (MOV) no hacen nada. Cuando se produce la orden de desconexión, el interruptor genera un arco cada vez más largo entre sus contactos, pero el paso de corriente a su través (I_{arc}) sigue siendo prácticamente el mismo que cuando el interruptor estaba cerrado. A medida que la tensión de arco aumenta, el arco empieza a interactuar con el circuito LC: las fluctuaciones naturales de la tensión de arco inician oscilaciones de corriente en el bucle formado por el interruptor y la rama LC. La corriente oscilante ($I_c=I_L$) aumenta y, finalmente, excede la corriente directa (I_{dc}) que hay que interrumpir. Ahora I_{arc} tiene pasos por cero y el interruptor puede cortar la corriente. El tiempo de arco ronda los 20 ms.
- **Paso 2.** Cuando la corriente de arco se interrumpe, la energía en la línea (o el cable) sigue siendo demasiado alta, y la línea sigue cargando el condensador. Cuando se

alcanza la tensión de codo 2 del MOV, éste empieza a conducir, absorbe energía y retiene la tensión en UMOV. Esta tensión se opone al flujo de corriente que atraviesa el MRTB y conmuta lentamente la corriente al retorno metálico. La duración de esta acción es al menos un orden de magnitud mayor que la de extinción del arco. Por consiguiente, la energía disipada en el MOV es el factor de dimensionamiento.

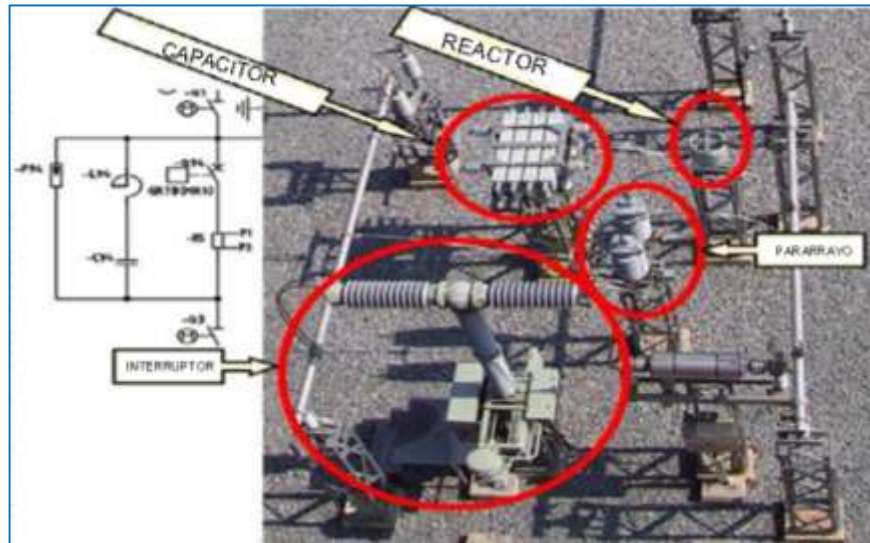


Figura 40. Fotografía de los equipos del Interruptor MRTB [22].

Es de resaltar que las múltiples industrias de equipos para subestaciones eléctricas han hecho sus propios interruptores – DC. Por ejemplo ABB desarrollo el **interruptor Híbrido**, ALSTOM hizo un **interruptor by pass** para aplicaciones HVDC. AREVA utilizó un diseño similar al circuito resonante del interruptor MRTB de Siemens.

El interruptor by-pass de ALSTOM combina las funciones entre el disyuntor y el seccionador que comprende una cámara de interrupción en el que un contacto móvil y una boquilla de chorro de arco son accionadas de forma independiente, este diseño innovador ofrece verdaderas ventajas técnicas [24].

El interruptor Híbrido de ABB combina la conmutación mecánica y electrónica de potencia para interrumpir el flujo de potencia en un tiempo de hasta 5 [ms] [25]



Figura 41. Alstom; Interruptor By-pass para aplicaciones HVDC [24], ABB interruptor híbrido HVDC [25].



Figura 42. Interruptor By-pass y Seccionador de Siemens, respectivamente [26].

3.2.2 Interruptores automáticos HVDC – VSC (VSC – IA).

Una de las principales limitaciones de los sistemas VSC es que los convertidores están indefensos ante fallas de DC. También se debe tener en cuenta que la capacidad de soportar fallas es mucho menor que la de los convertidores clásicos, que se basan en tiristores. El método de protección que generalmente se utiliza consiste en evitar estas fallas. Debido a que habitualmente aparecen en líneas aéreas, los sistemas VSC utilizan cables subterráneos o no tienen circuito de transporte. Hoy en día, no hay ningún sistema VSC comercial instalado con líneas aéreas [27].

Cuando aparece una falla de DC en un enlace VSC, el condensador se cortocircuita y los diodos en antiparalelo conducen como un puente rectificador, alimentando la falla (Fig. 2). A pesar de que los convertidores se bloquean por puerta, la corriente de falla no se interrumpe y está limitada únicamente por la impedancia de la reactancia, provocando grandes corrientes que pueden destruir los dispositivos semiconductores. La corriente soportada por los IGBT típicamente es el doble de la corriente nominal. El convertidor no es capaz de extinguir la corriente de falla como en el caso de los sistemas tradicionales HVDC. En el circuito de DC se pueden considerar diferentes fallas [27]:

- Falla línea a tierra (positiva o negativa)
- Cortocircuito entre las dos líneas

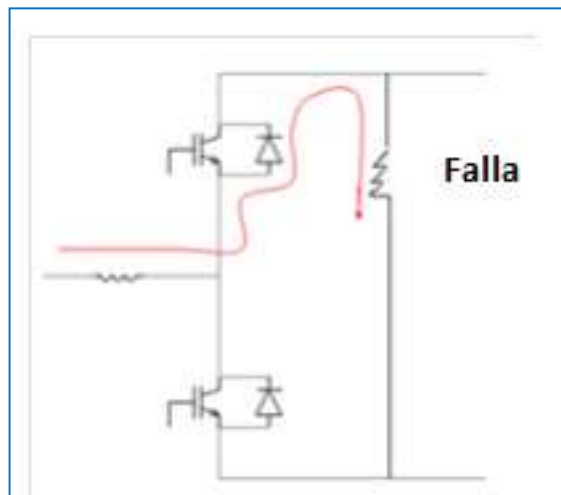


Figura 43. Los diodos alimentan la corriente de falla [27].

3.2.2.1 Métodos para extinguir la corriente de falla.

- Utilización de IA de DC.

La corriente de falla se extingue mediante un IA (Interruptor Automático) de DC. Este método es el más eficaz pero es el más caro.

- Utilización de IA de AC.

La corriente de falla se extingue utilizando un IA de AC. Es el método más barato, ya que los sistemas VSC ya están equipados en el lado de AC, pero que requiere un tiempo de actuación grande [27].

3.2.2.2 Extinción de las componentes de la corriente de falla.

La corriente de falla es debida a la intensidad que pasa a través del convertidor y a la intensidad del condensador. Para extinguir la corriente de falla, se deben eliminar sus dos componentes. El condensador se descarga con una constante de tiempo pequeña (la constante de tiempo del condensador es relativamente pequeña para conseguir un rizado pequeño, una sobretensión transitoria pequeña en la tensión de DC y para permitir un control rápido de la potencia activa y reactiva). El condensador se puede proteger mediante hardware, por medio de snubbers (amortiguador) que limiten la velocidad de descarga de la corriente. Sin embargo los snubbers no interrumpen la corriente de descarga. Para interrumpir esta corriente se necesita un IA del condensador rápido. En la Fig. 3.10 se muestra in IA del condensador con base en ETO (Emitter Turnoff Device). El principio de operación consiste en comparar la corriente que circula con un valor límite, cuando la corriente a través del condensador supera este límite, se corta el dispositivo en 3-7 μ s [28].

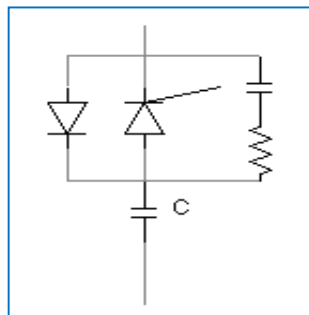


Figura 44. Protección del condensador

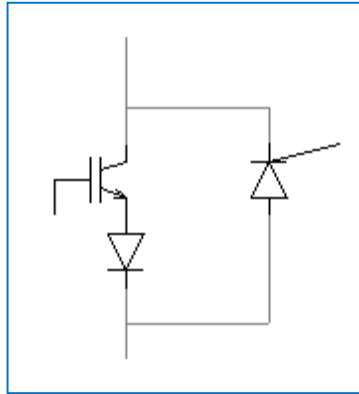


Figura 45. Interrupción de la corriente por medio de elementos de auto-apagado.

Para interrumpir la corriente a través de los diodos en antiparalelo, se pueden reemplazar estos diodos por dispositivos electrónicos de auto-apagado (Fig. 3.11) [28].

3.2.2.3 Parámetros de selección de los conmutadores en dc

PARA INTERRUPTOR MRTB

- Según el diseño; de tanque vivo o muerto
- Según medio de interrupción; en aceite, aire comprimido, SF6
- Según mecanismo de operación; resortes, neumático y hidráulico
- Normas aplicables; IEC 62271-100 /60376/61283
- Capacitancia de banco de capacitores
- Inductancia del reactor
- DPS

SECCIONADORES

- Función desempeñada; by-pass, de puesta a tierra, transferencia
- Tipo constructivo; de apertura central, rotación central, pantógrafo, semipantografo
- Mecanismo de operación; motorizados y/o manuales
- Normas aplicables: IEC TR 60919-2 de 2008, IEC 62271-102/60265/60694

3.2.2.4 IA-IGBT

Se puede colocar un IGBT que realiza la función de un IA. Este método consiste en interruptores IGBT y diodos en antiparalelo situados entre los nodos del condensador y los nodos de la línea de DC. (Fig. 4). Esta solución no posee una capacidad de bloqueo bidireccional, pero es económica. Cuando la corriente de DC. Circula desde el convertidor

hacia la línea (flecha azul), el bloqueo del IGBT corta esta corriente. Cuando la corriente tiene la dirección contraria (flecha roja), no puede ser cortada por el IGBT y fluye a través del diodo. En este caso, el corte de la corriente se realiza bloqueando los IGBT del convertidor [27].

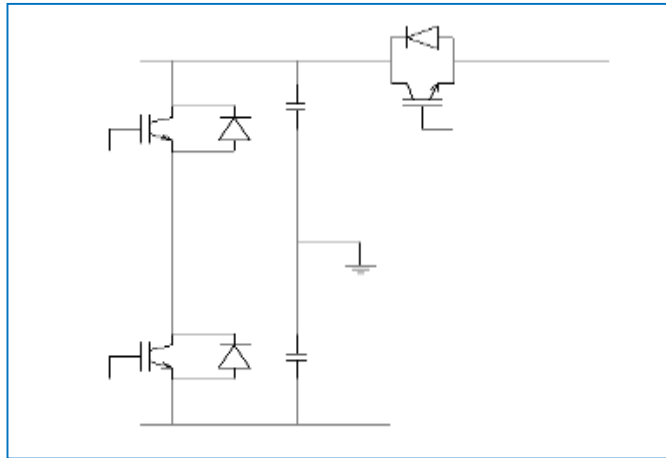


Figura 46. Protección del convertidor con IA-IGBT [27].

3.2.3 Pararrayos

Los equipos utilizados en las estaciones HVDC, por ejemplo condensadores, reactores, transformadores, filtros y válvulas, están expuestos a las sobretensiones de diferente origen. Impactos de rayo en el sistema de energía eléctrica, en la misma subestación o en sus cercanías dan lugar a sobretensiones. La acción de conmutación en las válvulas convertidoras causa sobretensiones de conmutación. Ciertas condiciones de funcionamiento debido al control de flujo de carga causan sobretensiones temporales. Por último, las sobretensiones pueden ser causadas por fallos internos o externos y a corrientes de cortocircuito. Sin contramedidas, la aparición de estas sobretensiones en el sistema puede llevar a la ruptura del aislamiento de los equipos y a su falla.

Los pararrayos son la primera línea de protección de sobretensiones, se usan para proteger los equipos en diferentes etapas del sistema de transmisión, conversión y para soportar altas descargas atmosféricas. Estos son una ayuda esencial para la coordinación del aislamiento en sistemas eléctricos de potencia. Equipos altamente valiosos pueden ser protegidos contra rayos y sobretensiones de maniobras.

Inicialmente los pararrayos se fabricaban con descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio (SiC) en aplicaciones AC, pero en los últimos años han sido desplazados por pararrayos contruidos con resistencias no lineales de óxido de zinc (ZnO) sin descargadores, para aplicaciones en AC y DC.

En cierta forma, existen diferencias en el diseño y las pruebas, pero sobre todo en la clasificación de pararrayos para protección de estaciones HVDC en comparación con pararrayos de aplicaciones estándar de alta tensión AC. Mientras que la clasificación de pararrayos estándar se determina principalmente por el rayo, la conmutación y las sobretensiones temporales, la clasificación de pararrayos HVDC se basa en las sobretensiones por condiciones de fallo o sobretensiones internas.

Los pararrayos en AC son usualmente especificados por su tensión asignada y su máxima tensión de operación, mientras en el lado de DC la tensión asignada no es definida y la tensión de operación es especificada de diferente manera.



Figura 47. Pararrayo en porcelana para aplicaciones HVDC de 800 kV.

Imagen de Siemens.

La *tensión asignada* de los pararrayos en DC son especificados como:

- PCOV (Peak Continuous Operating Voltage)
- CCOV (Crest Continuous Operating Voltage)
- ECOV (Equivalent Continuous Operating Voltage)

Sobre el lado de AC el valor máximo de tensión fase-fase o fase-tierra es la tensión más alta del sistema, para DC corresponde al PCOV.

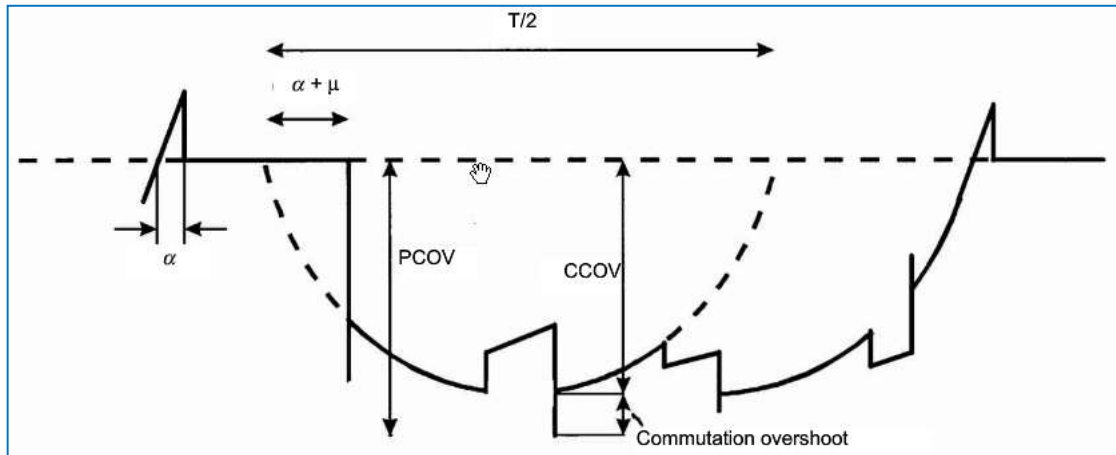


Figura 48. Tensiones asignadas en los pararrayos DC.

3.2.3.1 Pararrayos para la protección de las estaciones HVDC.

Una subestación HVDC como un sistema bastante complejo incluye un número de diferentes pararrayos para la protección de diferentes piezas del equipo.

Como se indica en la figura 3.15 existen básicamente 6 tipos de pararrayos que son comúnmente denominados con las letras A-F [29].

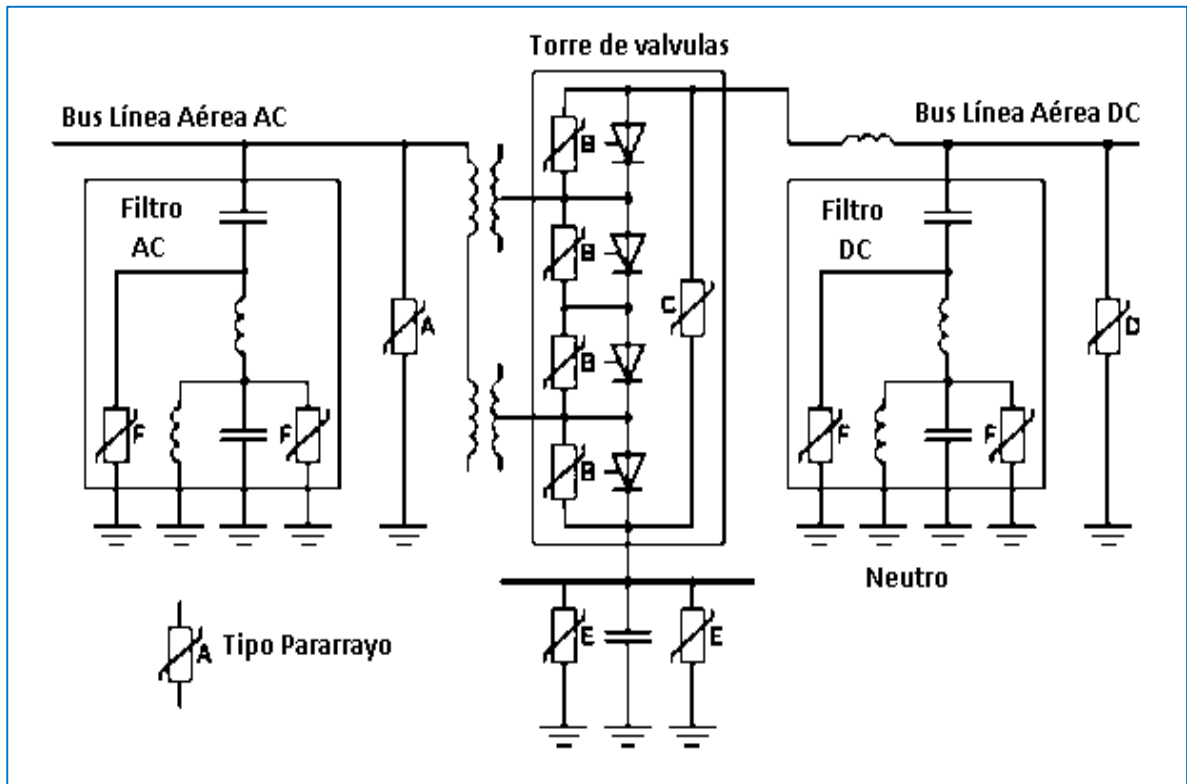


Figura 49. Diagrama unifilar de una subestación HVDC con pararrayos.

Algunos sistemas son mucho más complejos al que se muestra en la anterior figura, no todos los pararrayos son utilizados en los proyectos. Se recuerda que para los sistemas HVDC no existe un estándar, razón por lo cual todos los diseños de los proyectos son diferentes.

La siguiente tabla nos explica la filosofía de los tipos de Pararrayos presentes en las subestaciones HVDC [29].

Tabla 2. Clasificación de los tipos de pararrayos presentes en las estaciones HVDC.

Tipo Pararrayo	Localización	Principales características
Tipo A	Cerca de los terminales de las líneas de entrada de AC y cerca del buje del transformador convertidor.	Protección contra sobretensiones producidas por rayos, sobretensiones de maniobra y en cierta medida para transitorios en operaciones del interruptor.



Tipo B	Paralelo a cada válvula de tiristor.	Proteger la válvula de tiristores de sobretensiones excesivas, el nivel de protección debe ser lo más bajo posible proporcional al nivel de aislamiento de las válvulas
Tipo C	Entre el bus de alta tensión y el neutro, paralelo a la torre de válvulas.	Protección contra sobretensiones en el bus del convertidor de DC en el área de las válvulas.
Tipo D	En el reactor de la línea DC.	Protege el equipo de maniobras, y al reactor de sobretensiones del lado DC
Tipo E	Conectado al bus neutro y al equipo conectado al mismo.	Pueden someterse a grandes descargas de energía en caso de fallas a tierra, estos protegen a la torre de válvulas y a los equipos conectados al bus neutro.
Tipo F	En los filtros del lado AC y DC	Para proteger los reactores de filtro y capacitores de AC y DC de sobretensiones transitorias durante fallas.

El dimensionamiento de los pararrayos tipo B y C para protección de los semiconductores en la torre de válvulas es particularmente crítico, por un lado el nivel de protección debe mantenerse tan bajo como sea posible con el fin de proteger los semiconductores y reducir al mínimo el número de estos componentes costosos.

Actualmente la norma en vigencia para pararrayos de aplicación HVDC es la **IEC-TS 60071-5-2002**, correspondiente a la **Coordinación de Aislamiento en Sistemas HVDC**.

A la hora de especificar un pararrayos para un sistema HVDC se hace necesario como mínimo identificar la siguiente información:

- Tensión continua de operación, con: CCOV, PCOV Y ECOV
- máxima corriente de corto circuito

- identificación del montaje; intemperie o encapsulado
- para pararrayos GIS⁹ la presión de gas para aislamiento de 20 °C
- altura sobre el nivel del mar
- temperatura ambiente
- aislamiento en porcelana o polimérico.

Para mayor detalle en la especificación y requerimientos de los Pararrayos-HVDC, pueden consultar la norma 'IEC 60099-9 Ed. 1.0: **Surge arresters - Part 9**' [30].

3.2.4 Sistema de puesta a tierra

Un sistema de puesta a tierra consiste en la conexión de equipos eléctricos y electrónicos a tierra, para evitar que se dañen en caso de una corriente transitoria, o también por falla de aislamiento en uno de los conductores y al quedar en contacto con las placas de los contactos y ser tocados por alguna persona pudiera ocasionarle lesiones o incluso la muerte. Los objetivos de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar las corrientes de falla con suficiente capacidad.
- En algunos casos, servir como conductor de retorno.

Por estas razones, se recomienda que se realicen las instalaciones de puesta a tierra, donde la resistividad del terreno sea baja. De manera que si ocurre una falla la corriente tome el camino de puesta a tierra, y no la de otros equipos o personas.

Según la norma IEC 60919-1 del 2005 la resistencia máxima del electrodo de tierra respecto a la distancia a la Tierra debe ser indicado, debe tenerse en cuenta que esta resistencia puede aumentar con el tiempo y el medio ambiente y / o las condiciones de carga, como también debe especificarse el valor máximo de temperatura ambiente.

⁹ GIS: gas insulateswitchgear

Todo sistema de potencia HVDC requiere un punto de referencia a tierra para la coordinación de aislamiento y protección de sobretensiones. En el caso de sistemas monopolares la puesta a tierra juega un papel importante cuando realiza las funciones de retorno de la corriente sin importar si es anódico o catódico. En sistemas bipolares hace funciones similares al neutro de un sistema trifásico o en situaciones cuando uno de los dos polos falle, ya sea en la línea o en la subestación, de manera que el sistema pueda continuar operando con media potencia mientras la corriente circula a través de tierra. Esto contribuye a la confiabilidad de un sistema bipolar HVDC. Si el sistema es equilibrado no realiza ninguna función.

Las puestas a tierra suelen conectarse a cierta distancia de las estaciones de conversión (entre 10 y 50 km) para evitar interferencias con los equipos instalados en la subestación [31]. En función de las necesidades, pueden instalarse horizontal o verticalmente, en tierra. En zona costera o a mayor profundidad, pueden ser anódicos o catódicos, haciendo la función de electrodo en conexiones submarinas. Se debe tener en cuenta que existe peligro de corrosión no solo en la tierra, sino también en todas las estructuras de metal empotradas en tierra, tales como cables, tuberías, etc.

La norma **IEEE Std 80 (2000)** supone que la practica más común con respecto al diseño del sistema de tierra seguro.

3.2.4.1 Electrodo de tierra vertical

Si la capa de tierra cerca de la superficie tiene una alta resistencia específica, pero debajo de ella existe una capa densa y conductora, el electrodo de tierra vertical es una posible solución. Ver figura 3.16.

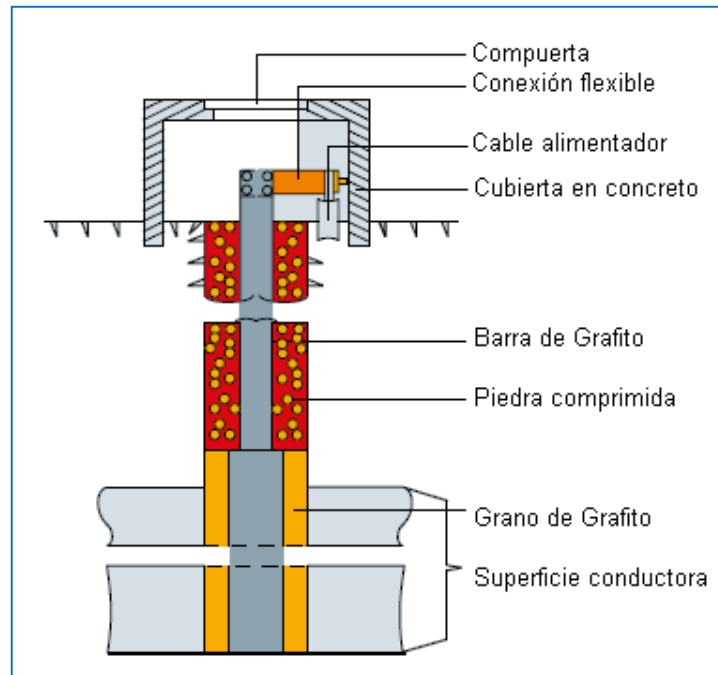


Figura 50. Disposición característica de un electrodo vertical [32].

3.2.4.2 Electrodo de tierra horizontal

Se utiliza para áreas suficientemente grande con tierra plana, por economía es recomendable. Ver figura 52.

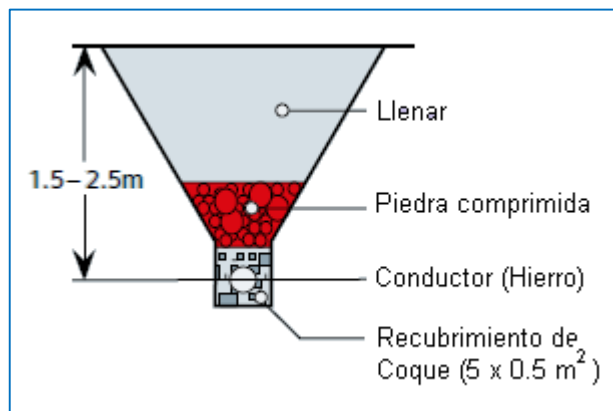


Figura 51. Disposición característica de un electrodo horizontal [32].

El electrodo de tierra debe soportar continuamente la transmisión de corriente, este debe conducir puntualmente la corriente desde la línea pasando por el electrodo hacia la tierra

y viceversa. Durante esta operación, el suelo en el área cercana al electrodo no debe sobrecalentarse y debe tener una buena humedad relativa [33].

3.2.4.3 Electrodo marinos.

Los electrodos se instalan en el mar, para electrodos negativos consiste en conductores tendidos en el fondo del mar. Los electrodos positivos se protegen para evitar que los animales marinos se aproximen a (9 m) del electrodo. Estos electrodos son de grafito o de magnetita, como ejemplo está el sistema de Glotand (200 A) utilizo 12 electrodos de magnetita montados en el interior de áreas separadas del mar abierto por muros de piedra

3.2.4.4 Geometrías en electrodos ubicados en tierra.

Según las características de cada proyecto se pueden clasificar en dos grupos [34], [35].

- **Arreglos horizontales**

Para áreas con características similares en todos sus puntos

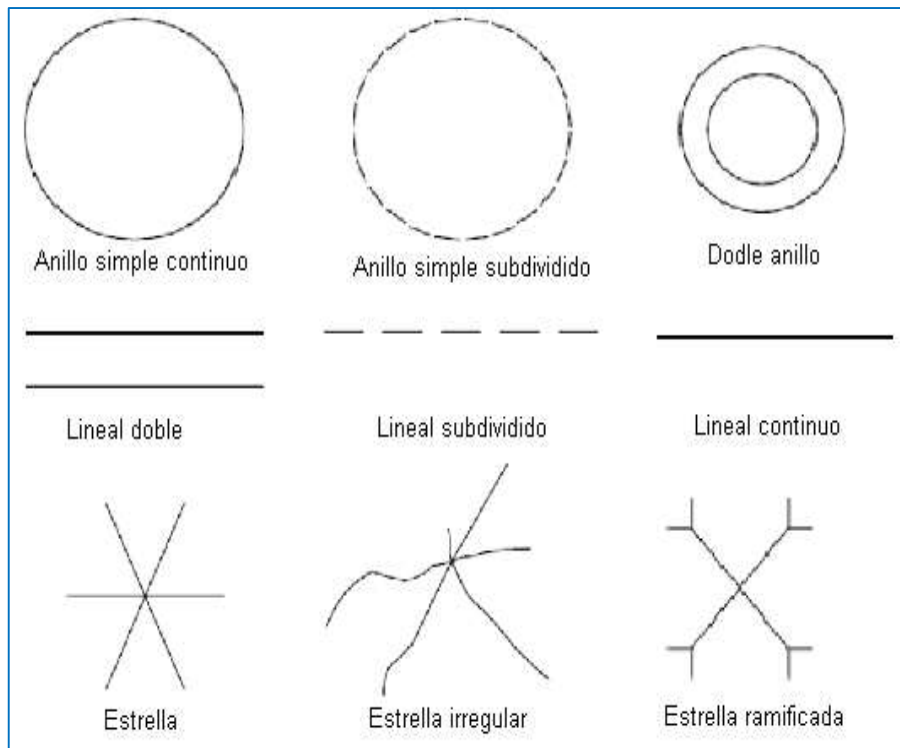


Figura 52. Arreglos horizontales de electrodos [36].



- **Arreglos verticales**

Cuando el estrato superior del terreno posea una resistividad mayor que en la profundidad del mismo; además ocupan menor espacio en la superficie y tienen una tensión de paso menor.

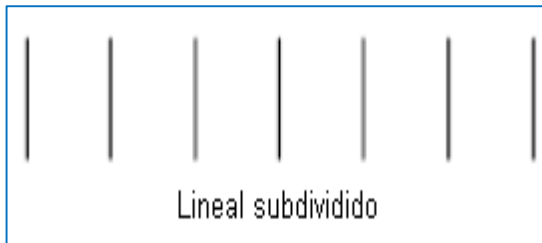


Figura 53. Arreglos verticales de electrodos [36].

3.2.5 Divisor de tensión

Normalmente en sistemas con tensiones superiores a los 600 V las mediciones de tensión no son hechas directamente de la red primaria sino a través de equipos diseñados para reducir tensiones. En los sistemas de transmisión AC estos elementos son denominados transformadores de tensión, y para sistemas HVDC son llamados Divisores de Tensión [37].

Los divisores de tensión son principalmente resistivos, diseñados para medida de las tensiones DC, ya sea para subestaciones a la intemperie o encapsuladas (GIS). A fin de garantizar una tensión adecuada incluyendo tensiones transitorias los divisores de tensión DC son construidos con condensadores en paralelo a los elementos resistivos, formando los denominados '**Divisores de Tensión resistivos-capacitivos**'. Los elementos capacitivos y resistivos se ensamblan en módulos conectados en serie por lo tanto los divisores de tensión pueden soportar tensiones DC elevadas gracias a la adición de los módulos en serie.



Figura 54. Divisor de tensión para aplicación HVDC de 800 kV [33].

3.2.6 Transductores de corriente

En los sistemas de transmisión AC se utilizan transformadores de corriente para efectuar las mediciones de corriente. En el caso de mediciones de corriente DC esto no puede ser posible. Para ello se utilizan los *Transductores de Corriente*.

El estado del arte actual de transductores de corriente en altas tensiones son los transductores de corriente ópticos (OCT) [37]. Los cuales se basan en el efecto Faraday con interferómetro de reflexión¹⁰. Estos transductores utilizan tecnología de sensores ópticos. Básicamente, el transductor de corriente parece un grupo de anillos apilados que cuelga de la barra de tensión. También se puede instalar como dispositivo autosustentable entre la barra y el suelo del lado de DC. Opera a temperaturas comprendidas entre 60°C y -40°C, con un error de factor de escala inferior al 0.1%, y presenta un ancho de banda que va hasta los 5 kHz. Los transductores proporcionan medidas que permiten monitorear un amplio rango de condiciones críticas, como sobretensiones, desequilibrios en corrientes DC o movimientos inesperados de interruptores.

La siguiente imagen nos muestra la tecnología óptica mixta de Alstom Grid basada en sensores de efecto Faraday y shunt de DC [38].

¹⁰transductor óptico de corriente en DC (OCT); realizó la prueba de campo en Hokkaido Honshu-enlace HVDC en Japón a partir de febrero de 2008 [39].



Figura 55. Transductor de corriente óptico (OCT); Ensayo dieléctrico en el laboratorio de alta tensión de Graz (Austria) [38].

3.3 SUBESTACIÓN STRI 800 kV, EN LUDVIKA, SUECIA.

Las siguientes fotografías nos muestran una subestación HVDC con los equipos de patio en DC. Con un tensión nominal de 800 kV la subestación STRI, ubicada en LUDVIKA, SUECIA nos deja una buena imagen del futuro de los sistemas de transmisión eléctrica y la los retos que ella nos trae. [39]



Figura 56. Subestación Stri 800 kV, en Ludvika, Suecia.



Figura 57. Equipos de patio en DC.

4. ANÁLISIS DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA—PANAMÁ.

De todas las obras de infraestructura eléctrica proyectadas en Panamá y Colombia, esta interconexión merece toda la atención de esta investigación, por constituirse en el caso práctico donde se comprobarán algunos conceptos planteados anteriormente.

La idea principal de dicha interconexión es crear un corredor energético que a futuro permita integrar los mercados eléctricos de América, desde el **SIEPAC** hasta **MERCOSUR** (argentina, Brasil, Paraguay, Uruguay), pasando por la **CAN** (Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela). Este futuro bloque de países aprovechara ostensiblemente las diferencias horarias, los cambios estacionales y la variabilidad de los recursos como fuente de energía, a fin de mantener precios estables y otorgar beneficios a los usuarios.

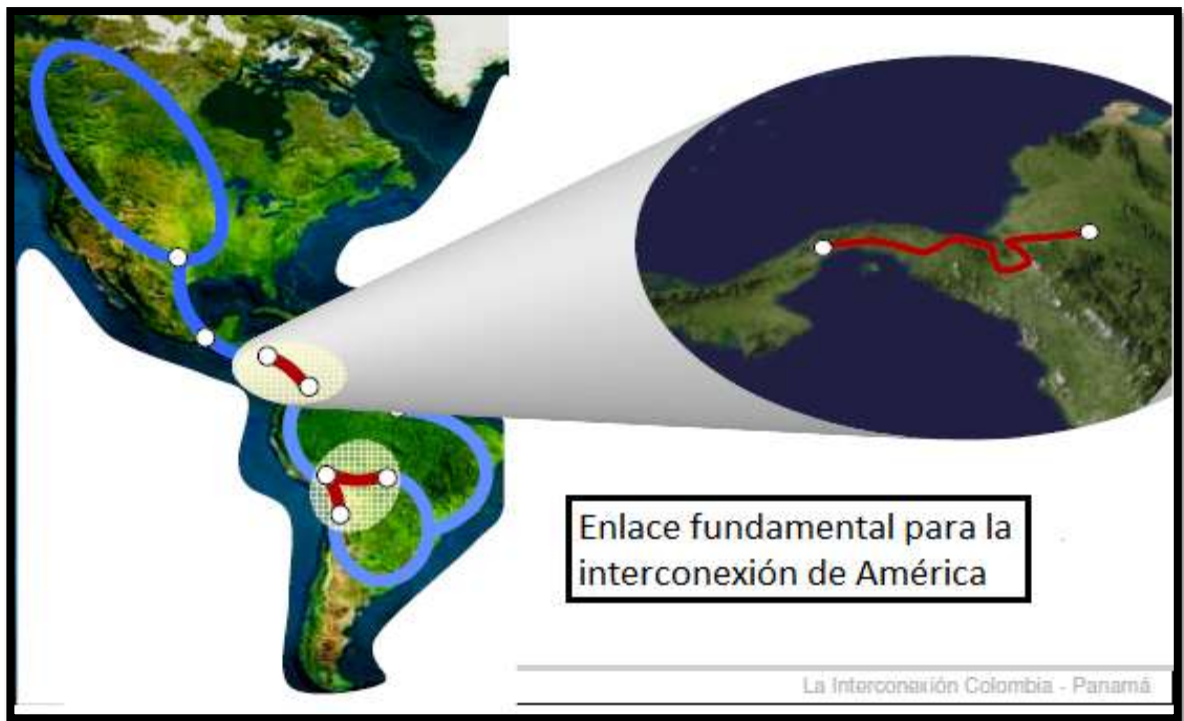


Figura 58. Geográfica de la interconexión Colombia – Panamá y los de proyectos restantes para la interconexión de América. [43].

Así la interconexión Colombia—Panamá más que una interconexión es el enlace entre los mercados de la región andina y América central. Aunque algunas interconexiones son débiles, hoy hacen falta solo tres proyectos para enlazar físicamente las redes eléctricas en América; Panamá-Colombia, Perú – Bolivia y Bolivia o Perú – Mercosur. La figura 5.1 nos

muestra un mapa simplificado de las interconexiones eléctricas restantes para el enlace global de América.

4.1 PROYECTO SIEPAC

El proyecto busca constituir la columna vertebral del sistema eléctrico en América central, para promover la optimización de los recursos energéticos y garantizar seguridad, confiabilidad y calidad del suministro de energía.

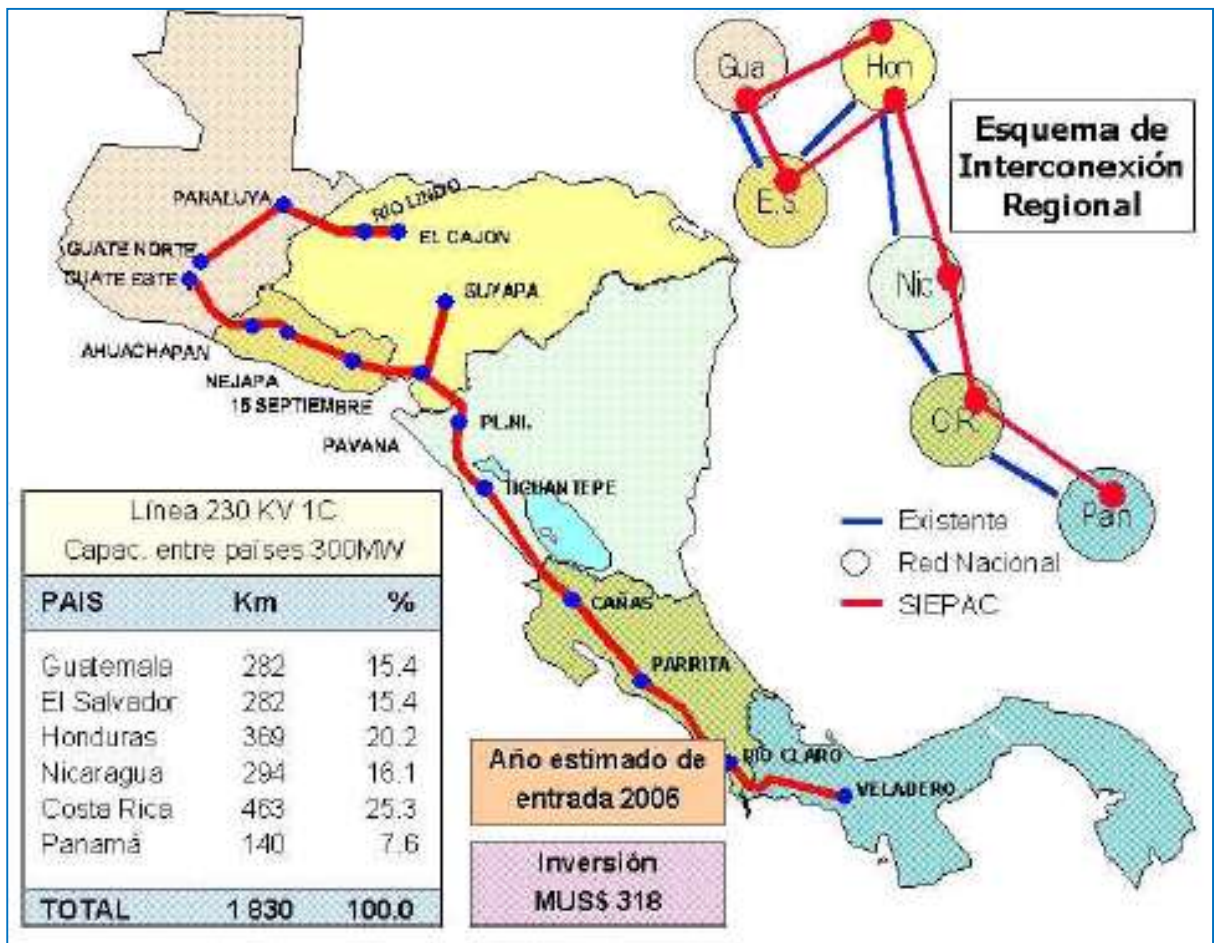


Figura 59. Esquema de interconexión SIEPAC [44].

El proyecto consiste en construir una red de 230 [kV] desde Panamá hasta Guatemala, cercana a los 1800 [km], para permitir en forma gradual la operación conjunta y el desarrollo del mercado eléctrico regional. Las inversiones para este proyecto son del orden US\$ 320 millones, para lo cual se prevé un financiamiento cercano al 90 % por parte de BID. El restante será aportado mediante una alianza estratégica entre las empresas eléctricas

estatales de honduras, costa rica, Nicaragua, el salvador, Guatemala y panamá; para lo cual se ha constituido la Empresa Propietaria de la Red (EPR¹¹) que tendrá a su cargo desarrollar, diseñar, financiar, construir y administrar dicha transmisión.

En la figura 5.2 se esquematiza la interconexión propuesta por el proyecto SIEPAC, complementada con algunos datos relevantes.

A la fecha, el proyecto cuenta con un avance general del 94%; los tramos de El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá ya están finalizados en un 100%, quedando pendiente el tramo de Costa Rica equivalente al 6%.

La puesta en operación de los tramos restantes está programada para el 2012, y se finalizará tentativamente en agosto de 2013, con el tramo Parrita-Palmar en Costa Rica [45].

4.2 INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ

4.2.1 Características generales del sistema eléctrico de panamá

Con una población que apenas supera los tres millones de habitante, distribuidos en apenas 78.000 [km²], Panamá su ubica como uno de los países más pequeños de toda América. Lo anterior sumando al bajo consumo per cápita de energía eléctrica, contribuye a que su capacidad instalada sea de 1555 [MW] (repartidos equitativamente entre generación térmica e hidráulica), que en comparación con el sistema colombiano equivale a una relación 1:9.

¹¹Empresa Propietaria de la Red (EPR): constituye una sociedad público-privada integrada por las empresas nacionales de electricidad: INDE de Guatemala, CEL de El Salvador, ENNE de Honduras, ENATREL de Nicaragua, ICE de Costa Rica, ETESA de Panamá; y tres socios extra regionales: ENDESA de España, ISA de Colombia y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

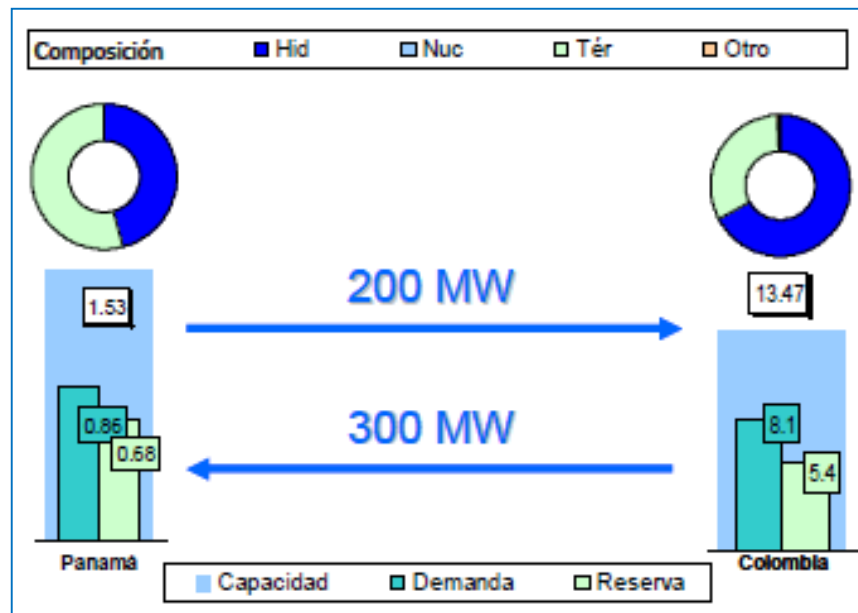


Figura 60. Datos generales del sistema eléctrico de Panamá y Colombia [informe interconexión eléctrica S.A.].

La reserva del sistema panameño en condiciones climáticas y operativas normales asciende a tan solo 680 [MW], mientras que Colombia con cerca de 5000[MW] se constituye en un gran exportador natural. Tal situación se refrenda en las suposiciones manejadas en la planeación: transferencia Colombia-Panamá 300[MW] y 200[MW] en sentido contrario para la interconexión propuesta en el plan de expansión como nos muestra la figura 5.3.

La empresa Interconexión Eléctrica S.A., ETESA; es la entidad encargada de preparar los planes de expansión en la generación y transmisión, donde identifica las adiciones de capacidad que permiten atender la carga, sobre la base de los criterios fijados por la Comisión de Política Energética (COPE)¹² y la información sobre demanda, oferta de generación, datos técnicos y económicos sobre el sistema de transmisión.

Actualmente el sector energético de Panamá pasa por un momento decisivo. Ante la excesiva dependencia del petróleo para la generación de electricidad, el país se ha visto abocado a desarrollar nuevas fuentes energéticas que impulsen su economía. Motivo por el cual le da aun mayor cabida la interconexión Colombia - Panamá en la planeación de expansión.

¹² El Gobierno de Panamá creó COPE en 1997 con el propósito de desarrollar políticas y estrategias en materia energética.

4.2.2 Ventajas de la interconexión

Sin duda alguna el enlace eléctrico entre los países de Panamá y Colombia es de gran importancia en la interconexión de América. La interconexión **SIEPAC-CAN**, geográficamente constituye un paso obligado para la interacción de energía del norte de Suramérica con Centro América y por la posibilidad de complementar los enlaces con infraestructura para telecomunicaciones (red de fibra óptica), gasoductos y trenes.

Algunas ventajas del enlace Panamá – Colombia de acuerdo a estudios de factibilidad realizados por ISA [43].

- Se demuestra que existe un potencial para la integración y que la interconexión es técnica y ambientalmente viable.
- El proyecto contribuye al logro de los pronósticos de integración del Plan Puebla – Panamá¹³.
- La diferencia en costos marginales demuestra el potencial para el desarrollo de la interconexión.
- Existe potencial en la complementariedad hidrológica entre Región Andina y América Central.
- Dada la diferencia de zonas horarias se presenta complementariedad entre las curvas de carga de ambas regiones.
- La región alcanza beneficios significativos como resultado de la reducción en los Costos Marginales.
- El análisis eléctrico concluyo que la interconexión es viable utilizando tecnología HVDC.
- De acuerdo a los estudios realizados la interconexión es viable ambientalmente.
- El plan de Expansión de Panamá permite el enlace de la interconexión con la línea SIEPAC.

¹³El PPP se desarrollará en Centroamérica y Colombia articulando varios megaproyectos pensados para interconexión continental americana y su mercantilización, que cubre temas como infraestructura vial y energética, comercio medioambiental, energético y laboral, además de reestructuraciones a los Estados.

4.2.3 Riesgos del proyecto

- Implicaciones ambientales para el desarrollo del proyecto
- Disponibilidad energética en la Región Andina para atender el mercado eléctrico de América Central.
- Competitividad de la interconexión en relación con otros energéticos para generación eléctrica.
- Nivel de dependencia energética
- Competencia con gasoductos
- Probabilidad de atentados contra infraestructura de transmisión en Colombia.

4.2.4 Características de la interconexión.

En febrero del 2003 se iniciaron los estudios de viabilidad para justificar este proyecto, gracias al Banco Interamericano de Desarrollo (BID) quien financió dichos estudios¹⁴, los cuales fueron realizados por la empresa panameña de transmisión ETESA y las colombianas ISA y XM, Compañía de Expertos en Mercados, se lograron los estudios técnicos en detalle y los análisis ambientales, necesarios para justificar el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá, así como formalizar la cooperación técnica del BID.

De los estudios y análisis realizados por ISA S.A. y ETESA y presentados por la UPME en el plan de expansión 2004-2018 se identifican cuatro alternativas ambientalmente viables (Anexo 2), dos de carácter terrestre y dos combinadas, entre tramos terrestres y submarinos. En cualquiera de las alternativas seleccionadas, la interconexión uniría la subestación Cerromatoso, en el departamento de Córdoba en Colombia, con la subestación Panamá II en Ciudad de Panamá.

A continuación se transcriben algunos resultados presentados por la UPME en el Plan de Expansión de Referencia 2004-2018 para la interconexión Colombia-Panamá.

¹⁴ inversión aproximada fue de US\$ 2.6 millones; fondos no reembolsables del BID para ingeniería básica, prediseño, el estudio de impacto ambiental y un análisis de la armonización regulatoria.

“De acuerdo con el estudio de conexión presentado por ISA, el DAA ha identificado varias rutas viables que en resumen podrían llevar a dos alternativas principales, una completamente terrestre y otra combinada con tramo submarino y terrestre.

La alternativa en HVAC, tendría un costo aproximado de 173 MUS\$; el estudio presentado por ISA indica que esta alternativa presenta inestabilidad ante contingencias, inclusive con Ecuador. ***Por esta razón considera que esta alternativa no es viable técnicamente.***

Las alternativas 2 y 3 que consideran transmisión en HVDC presentan buen comportamiento eléctrico. Los convertidores aportan estabilidad a los sistemas y aíslan eléctricamente el efecto de contingencias de un sistema al otro. De esta forma, la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá es viable técnicamente, permitiendo intercambios desde Colombia hacia Panamá de 300 MW y desde Panamá hacia Colombia de 200MW. La alternativa 2 tiene un costo aproximado de 192 MUS\$ de los cuales 107 MUS\$ corresponden al tramo colombiano”.

En contraposición a la solución tradicional en corriente alterna, la alternativa en corriente directa (HVDC) no introduce modos de oscilación inter-área y contribuye a mejorar los amortiguamientos existentes, además de las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, y los beneficios asociados en términos de costos de inversión e impacto ambiental [46]

En agosto del 2006 se conoció el *Status del proyecto de interconexión eléctrica Colombia-Panamá*, elaborado por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) donde se definió la ruta de interconexión en el cual el tramo que corresponde a Colombia se encuentra ya aprobado por las autoridades ambientales (con una variación propuesta en la llegada a la frontera para considerar la conexión con cable submarino, saliendo cerca de Acandí, para entrar a Panamá por ese medio). El cruce de frontera mediante cable submarino supone beneficios en términos ambientales y sociales, minimizando el impacto en la Comarca Kuna Yala, y la Serranía del Darién, base del Corredor Ambiental Mesoamericano [47]. El tipo de enlace que se determinó principalmente por ser un reto técnico mayor y a la fecha de realización de este trabajo de grado es la alternativa que presenta menor costo.

El Tapón del Darién, las reservas naturales, los cruces del Atrato y su desembocadura, fueron factores de alto peso a la hora de determinar la ruta definitiva y la utilización de un tramo de cable submarino cercano a los 50[km].

El mapa de la figura 5.4. Nos ilustra la ruta probable para la interconexión, y las participaciones y tramos correspondientes a cada país.

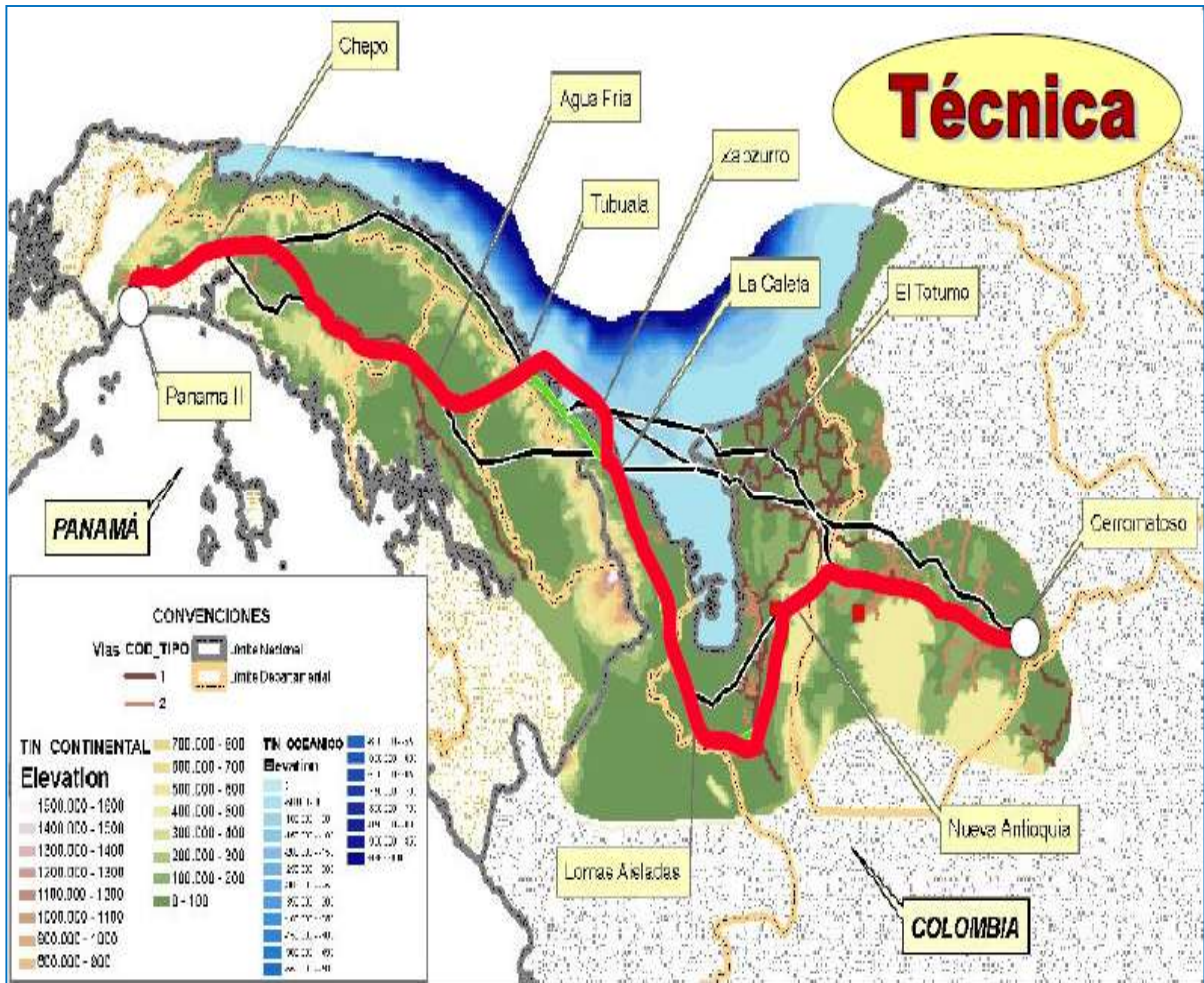


Figura 61. Esquema interconexión Colombia – Panamá. [43].

Las características técnicas de la interconexión Colombia – Panamá, se resume en la siguiente tabla:



Tabla 3. Características técnicas de la interconexión Colombia-Panamá

Características técnicas de la interconexión	
Potencia a transferir	300[MW] hacia Panamá 200[MW] hacia Colombia
Tensión nominal	250 – 450 [kV]
Tipo de enlace	HVDC Monopolar (hibrido línea- cable)
Nodos terminales	Cerromatoso 220 [kV] (Colombia) Panamá II 230 [kV] (Panamá)
Longitud de interconexión	614 [km]

Con base a los estudios presentados por la empresa colombiana ISA [43] se elaboró el presupuesto preliminar del proyecto.

Tabla 4. Presupuesto preliminar del proyecto de interconexión Colombia -Panamá.

	Longitud [km]			Inversión estimada (MUSD)				
	Aéreo	Subm	Total	Línea/cable		ambiental	Subestac ión HVDC	Total
				Aéreo	submarino			
Colombia	325	15	340	38	11	5	42	96
Panamá	234	40	274	27	31	11	42	111
total	559	55	614	65	42	16	84	207

4.3 ESTADO ACTUAL DE LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ

A la fecha, y de acuerdo con un plan de trabajo definido entre ambos países, se continúa avanzando en la ejecución de las actividades de viabilidad del proyecto.

Desde el inicio del proyecto, y a través de personal de ICP, de ETESA y de ISA, se ha establecido una relación de información sobre el proyecto con las comunidades del Corredor Energético entre Colombia y Panamá. Entre estas comunidades se encuentran las comarcas Indígenas Emberá Wounan y Kuna Yala con quienes se han establecido mecanismos de información bidireccionales sobre el proyecto.

En abril de 2011 se dio la orden de inicio al Estudio de Impacto Ambiental y Social, con el cual se pretende aminorar los impactos al medio ambiente en la construcción de la obra. Los resultados estarán listos, tentativamente, en noviembre de 2012, y a partir de entonces se procederá con el trámite de la licencia ambiental [48].

Por último, se estima el inicio de la construcción de la obra en el 2013 y se prevé que culminen en el último trimestre de 2014, completándose la infraestructura necesaria para la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Regional¹⁵ (MER) [48].

5. MODELO Y SIMULACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ UTILIZANDO LA TECNOLOGÍA HVDC.

El sistema consiste de un enlace HVDC, el cual se representa mediante una configuración monopolar establecido en el plan de expansión de referencia 2010-2024, realizado por la UPME [49], la potencia a transferir por el enlace es de 600 [MW] según especificaciones preliminares, conectándose en Colombia en la subestación Cerromatoso 500 kV, 60 Hz por medio de un transformador (conexión Yg/Y/D) con relación 0,9 mediante convertidores de 12 pulsos formados por dos bloques “Universal Bridge” (puentes de Graetz) conectados en serie, el inversor conectado a este sistema se encargan de convertir la potencia enviada desde Colombia en CD a AC (o viceversa según sea el intercambio de energía), también se observa las línea de transmisión en CD la cual interconecta el inversor (Panamá) con el rectificador (Colombia), obteniendo una tensión nominal en continua de 450 kV y una corriente nominal de 1,5 kA. El modelo de los convertidores del enlace HVDC es a partir de Line Commutated Converter LCC cada uno con un puente de rectificación. Las líneas tienen una longitud de 614 km de los cuales 55 km serán en un tramo submarino. Los reactores series de 0,79 mH su finalidad de la reactancia es reducir el denominado rizado de la corriente en el lado de DC del sistema. [50].

¹⁵Mercado Eléctrico Regional (MER); ente regulador del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, para garantizar el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios.

5.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

$$I_{dc} = \frac{600 * 10^6}{450 * 10^3} = 1333,33 A$$

De esta manera y a criterio de los autores se toma una corriente nominal de 1,5 kA

➤ Conductor

Para el **tramo aéreo** se toman cuatro conductores en haz **ACSR**, calibre 636 MCM, capacidad amperimétrica 777 A, resistencia de DC a 20°C 0,0883 Ω/km [51]. Con el fin de reducir pérdidas por efecto joule, y pérdidas por efecto corona

Para el **tramo submarino** se toma un conductor **XLPE**, sección 2000 mm², capacidad amperimétrica 1555 A, resistencia DC a 20°C 0,009 Ω/km [52].

➤ Reactor

Con la finalidad de reducir el denominado rizado de la corriente en el lado de DC se introduce una inductancia. Para ello se utilizó el siguiente criterio [50].

$$L = \frac{V}{w * I} = \frac{450}{120 \text{ []} * 1,5} = 0,79 H$$

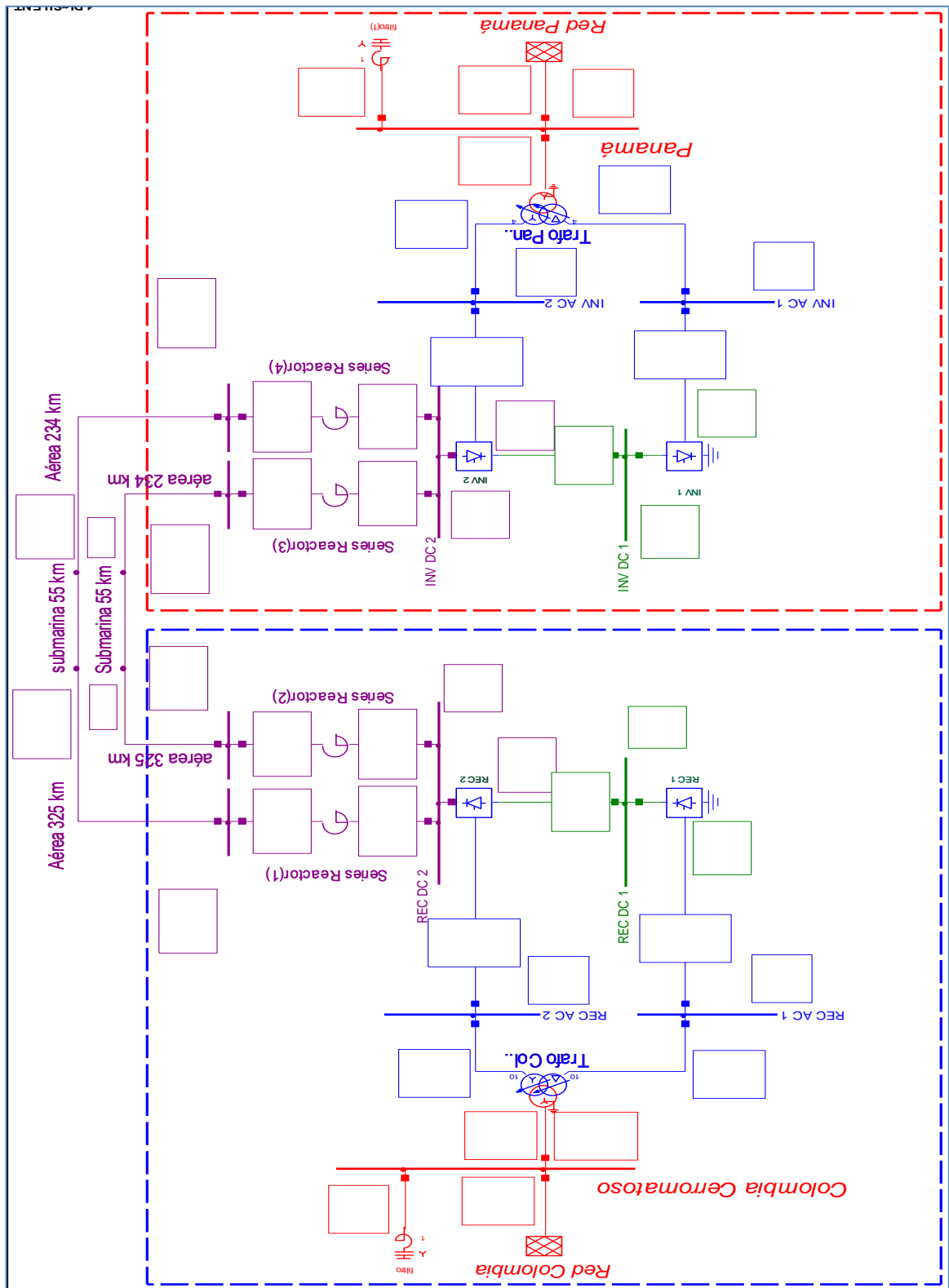


Figura 62. Modelo Interconexión Colombia - Panamá

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se procedió a modelar el sistema con el software DigSilent Power Factory, obteniendo el diagrama unifilar de la figura 1.

DigSilent Power Factory es una herramienta para el análisis eléctrico de sistemas de potencia empleada por el CND (Centro Nacional de Despacho) operativamente en sus procesos de planeación, despacho y coordinación de la operación del sistema eléctrico colombiano. En ella se encuentra modelado todo el SIN (Sistema Interconectado Nacional) con sus diferentes controles y permite ejecutar tareas tales como Flujo de cargas AC/DC Balanded/Unbalanced, Análisis de fallas, Funciones de estabilidad, Análisis armónicos, Funciones de protecciones, Análisis de confiabilidad, Flujo de carga optima, entre otros.

En éste software se modeló el enlace HVDC de la interconexión Colombia-Panamá con el fin de realizar un análisis de flujo de carga y de cortocircuito, los cuales se utilizan para la especificación de equipos eléctricos, por ejemplo interruptores. Para éste caso, las redes de Colombia y Panamá se modelaron como sistemas infinitos.

En Colombia se presentan excedentes en la generación respecto a panamá razón por la cual será el nodo fuerte en el sistema se asume que Colombia como rectificador y a Panamá como inversor para las simulaciones realizadas.

5.2 ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Este flujo de potencia da información suficiente para el cálculo de corrientes, tensiones y potencias en cada barra, considerando condiciones balanceadas. Su solución fue dada a partir del algoritmo de Newton Raphson y permite calcular pérdidas de potencia en las líneas de sistema ejemplo: en la salida de rectificador Colombia se tiene 599,94 MW y en la entrada del inversor Panamá II se tiene 585,10 MW lo cual representa pérdidas en la línea DC por valor 14,84 MW. Se observa que la tensión en las barras se encuentra dentro de los límites permitidos.

El valor obtenido por perdidas en la línea es considerablemente elevado, esto debido a que la longitud de interconexión es considerablemente grande. Además que la simulación planteada no tuvo en cuenta los circuitos de filtrado y banco de capacitores asociados, los cuales están encargados de mitigar los armónicos de AC generados por las unidades convertidoras y suministrar la potencia reactiva requerida para la conmutación de las mismas, factores que influyen en la calidad de onda y por ende en las perdidas.

A modo de ejemplo se procede a capitalizar las pérdidas obtenidas, con un valor de 100 \$kW/h. Las pérdidas capitalizadas en un año serían aproximadamente 10 billones de pesos, cifra demasiado elevada en lo que concierne a pérdidas por transmisión de energía. Razón por la cual se hace necesario realizar diseños con mayor aproximación.

➤ **Cálculos de pérdidas de potencia porcentual**

$$\%Pp = \frac{P_{sal} - P_{ent}}{P_{ent}} * 100 = \frac{599,94 - 585,10}{585,10} * 100 = 2,53\%$$

➤ **Cálculos de eficiencia del sistema**

$$\%\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} * 100 = \frac{585,10}{599,94} * 100 = 97,52\%$$

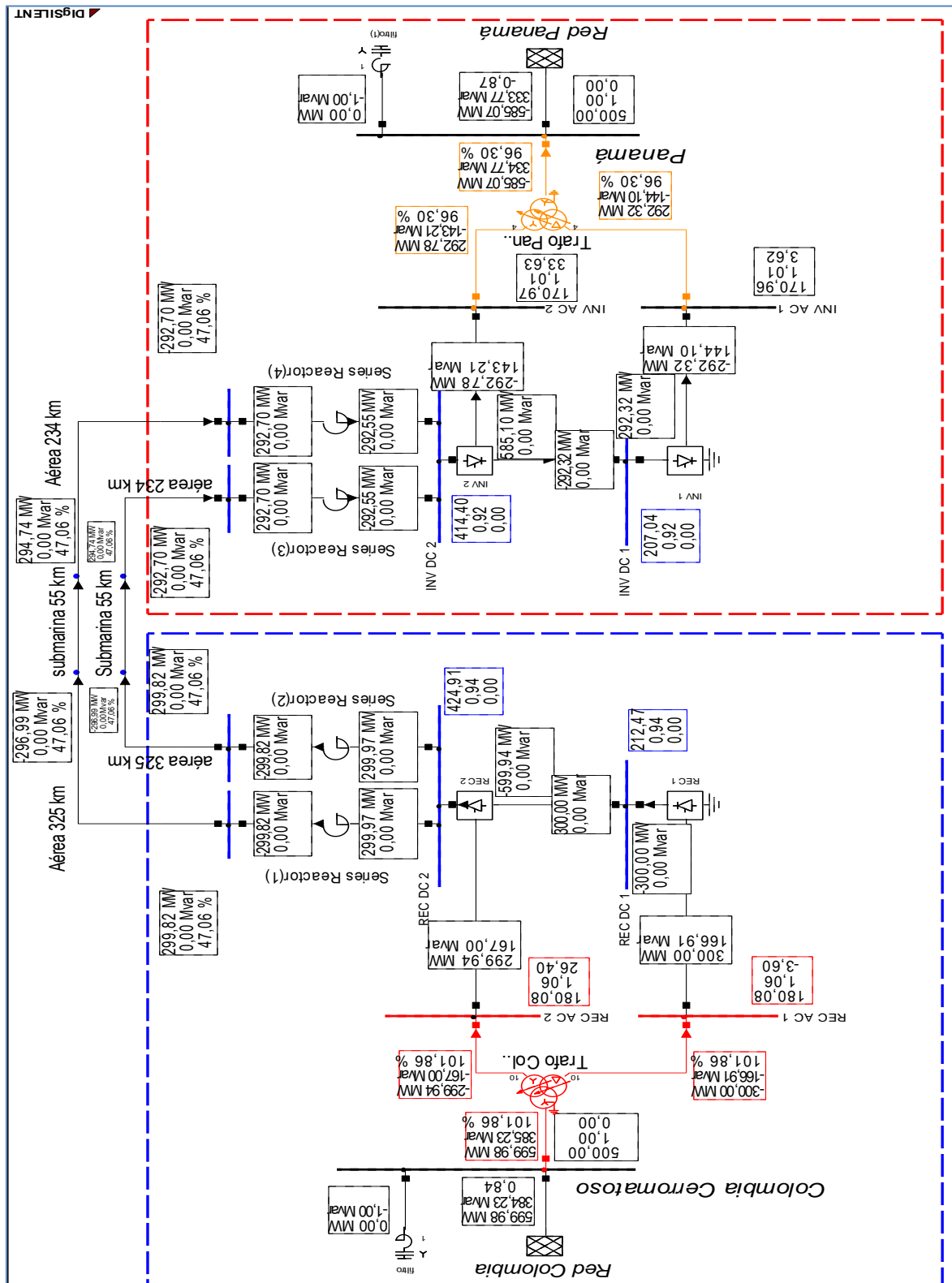


Figura 63. Flujo de potencia Interconexión Colombia- Panamá.



Tabla 5. Elementos del Sistema.

	Nombre	En la carpeta	Tipo
	Interconexion 2	Colombia	Line Type
	Interconexion 2-1	Colombia	Line Type
	INV 2	Panama	Rectifier / Inverter
	REC 2	Colombia	Rectifier / Inverter
	INV 1	Panama	Rectifier / Inverter
	REC 1	Colombia	Rectifier / Inverter
	Series Reactor(1)	Colombia	
	Series Reactor(2)	Colombia	
	Series Reactor(3)	Colombia	
	Series Reactor(4)	Colombia	
	B1	Line	
	B2	Colombia	
	B3	Line	
	B4	Colombia	
	B5	Line	
	B6	Colombia	
	B7	Line	
	B8	Colombia	
	Colombia Cerromatoso	Colombia	
	INC DC 1	Panama	
	INV AC 1	Panama	
	INV AC 2	Panama	
	INV DC 2	Panama	
	Panamá	Panama	
	REC AC 1	Colombia	
	REC AC 2	Colombia	
	REC DC 1	Colombia	
	REC DC 2	Colombia	
	Trafo Colombia	Colombia	3-Winding Transformer Type
	Trafo Panama	Panama	3-Winding Transformer Type
	Red Colombia	Colombia	
	Red Panamá	Panama	



Tabla 6. Resultados obtenidos al flujo de potencia.

Load Flow Calculation							
AC Load Flow, balanced, positive sequence							
Automatic Tap Adjust of Transformers No							
Consider Reactive Power Limits No							
Automatic Model Adaptation for Convergence No							
						Max. Loading of Edge Element	80,00 %
						Lower Limit of Allowed Voltage	0,95 p.u.
						Upper Limit of Allowed Voltage	1,05 p.u.

						DIGSILENT	Project:
						PowerFactory	
						14.1.3	Date: 5/17/2013

Study Case: EMT						Annex: / 1	
Name	Type	Loading [%]	Voltage [p.u.]	[kV]	Station/Branch	Apparent Power [MVA]	Current [kA]

Overloaded Elements							
B2	Term	0.94	424,70		Colombia		
B4	Term	0.94	424,70		Colombia		
B6	Term	0.92	414,61		Colombia		
B8	Term	0.92	414,61		Colombia		
INV DC 1	Term	0.92	207,04		Panama		
INV DC 2	Term	0.92	414,40		Panama		
REC AC 1	Term	1.06	180,08		Colombia		
REC AC 2	Term	1.06	180,08		Colombia		
REC DC 1	Term	0.94	212,47		Colombia		
REC DC 2	Term	0.94	424,91		Colombia		
Terminal(1)	Term	0.93	420,68		Colombia		
Terminal(2)	Term	0.93	420,68		Colombia		
Terminal(3)	Term	0.93	417,50		Colombia		
Terminal(4)	Term	0.93	417,50		Colombia		
Trafo Colombia	Tr3	101.96			Colombia Cerrumatoso	713,00	0,82
					REC AC 1	343,31	1,10
					REC AC 2	343,30	1,10
Trafo Panama	Tr3	96.30			Panamá	674,08	0,78
					INV AC 1	325,91	1,10
					INV AC 2	325,93	1,10

➤ Regulación de Tensión

Para ello se toma la tensión en la salida del rectificador y a la entrada del inversor de la tabla 2.

$$\%RV = \frac{V_{REC} - V_{INV}}{V_{INV}} * 100 = \frac{424,91 - 414,40}{414,40} * 100 = 2,53 \%$$

La regulación de tensión se halla dentro de los límites permisibles.

5.3 ANÁLISIS EN VALORES INSTANTÁNEOS

Coci monofásico en barra Colombia DC t=10 ms

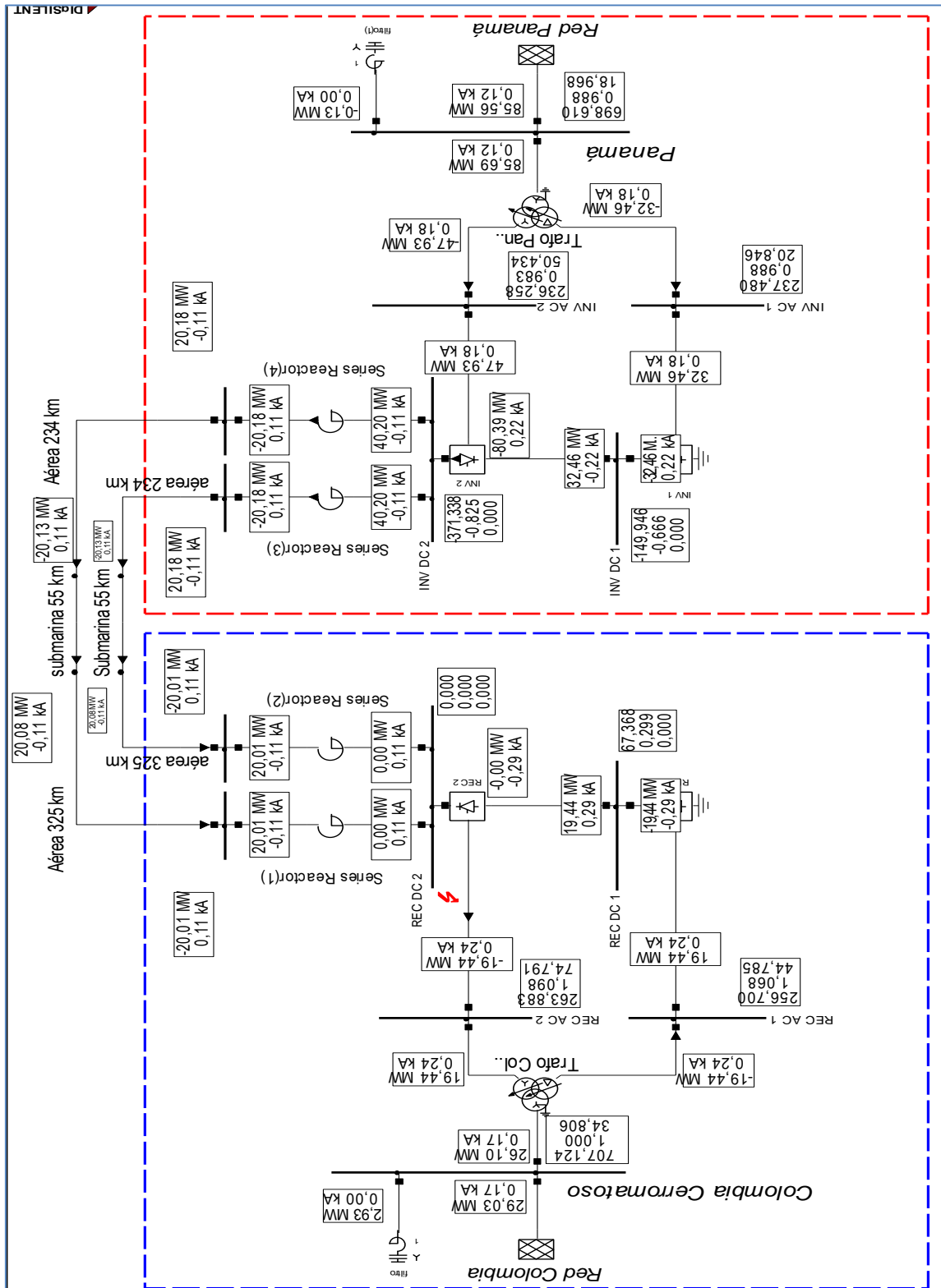


Figura 64. Falla Monofásica rectificador Colombia.



Respuesta de los rectificadores a falla monofásica rectificador Colombia.

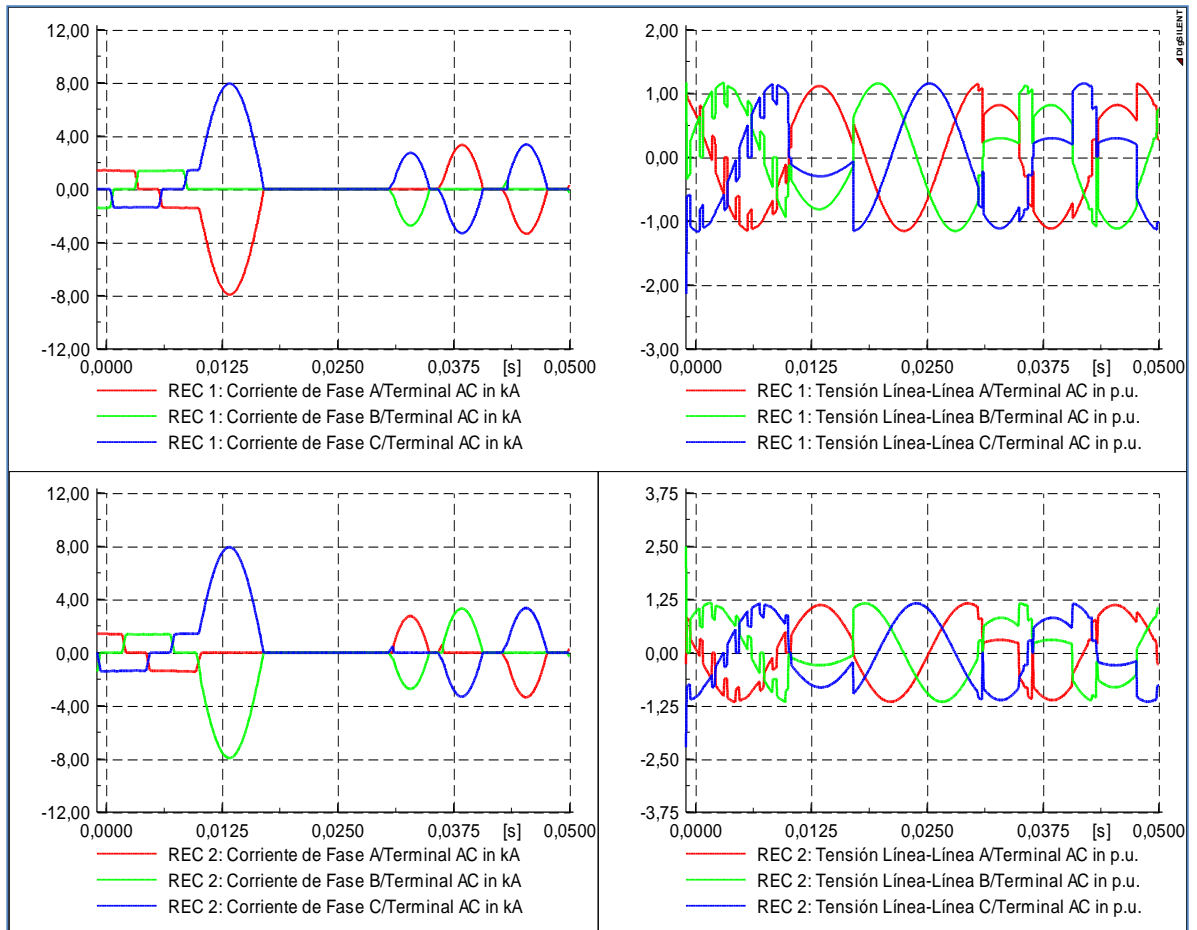


Figura 65. Respuestas de tensión y corriente en el rectificador a falla rectificador Colombia.

Tabla 7. Corrientes y tensiones del rectificador a falla rectificador Colombia.

ELEMENTO ANALIZADO	Corrientes en kA.		Tensiones en pu.	
	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
RECTIFICADOR 1	8,722917	-8,722917	1,332517	-2,30222
RECTIFICADOR 2	8,722917	-8,722917	2,733196	-2,461097



Respuesta de los inversores a falla monofásica rectificador Colombia.

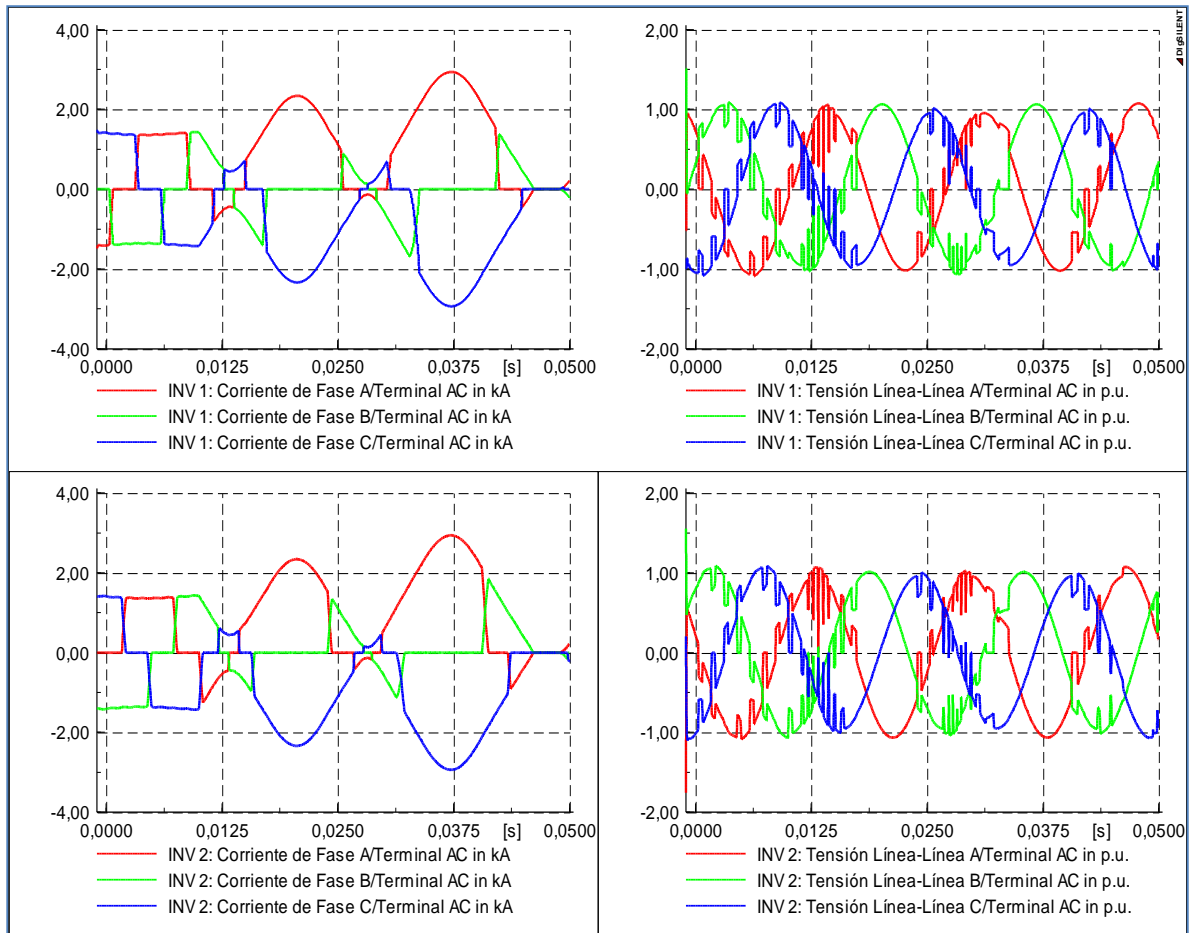


Figura 66. Respuestas de tensión y corrientes en el inversor a falla rectificador Colombia.

Tabla 8. Corrientes y tensiones del inversor a falla rectificador Colombia.

ELEMENTO ANALIZADO	Corrientes en kA.		Tensiones en pu.	
	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
INVERSOR 1	3,231228	-3,231228	1,642392	-1,217676
INVERSOR 2	3,231228	-3,231228	1,56359	-1,921988

COCI EN BARRA PANAMA DC t=10 ms

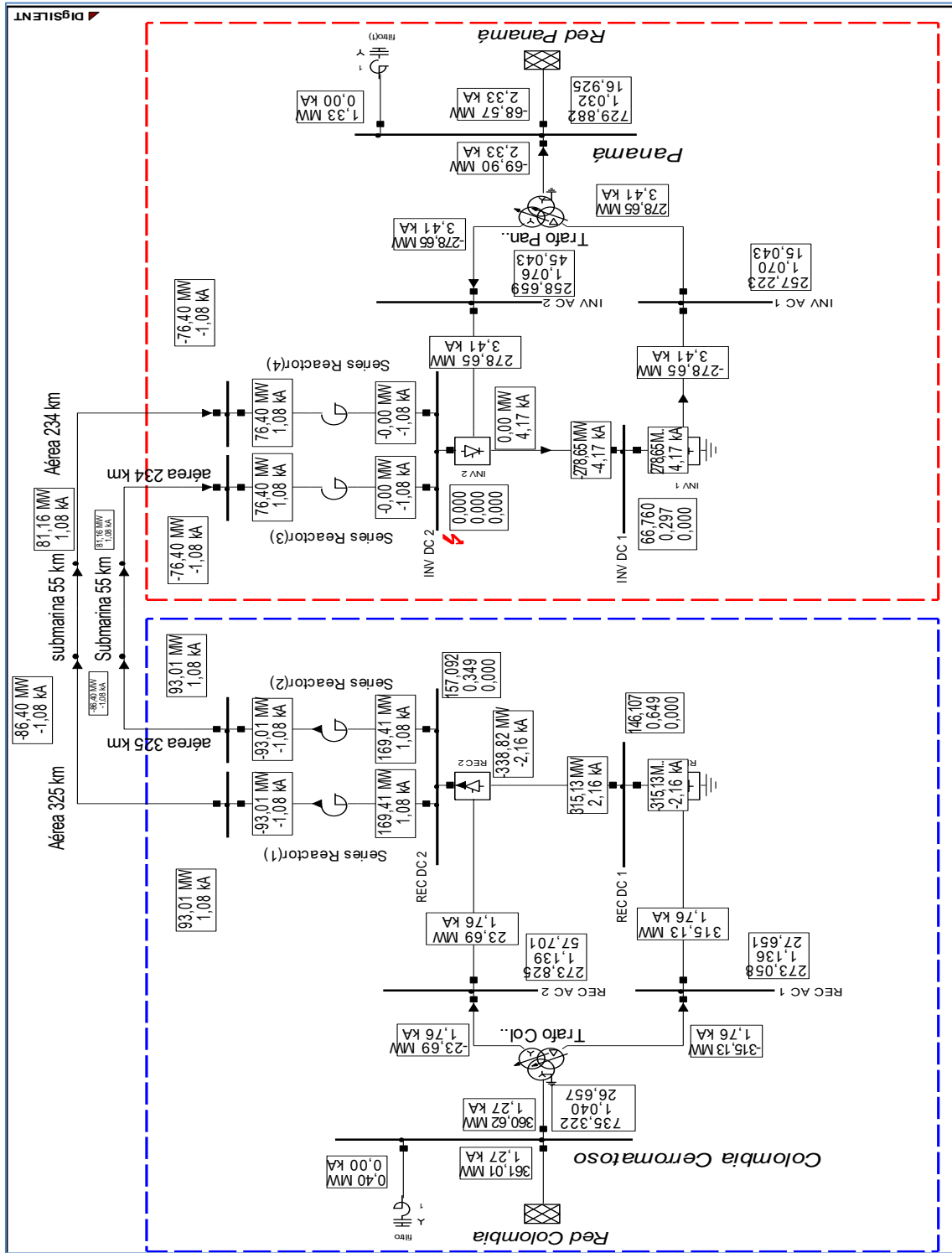


Figura 67. Falla Monofásica inversor Panamá II.



Respuesta de los rectificadores a falla monofásica inversor Panamá II

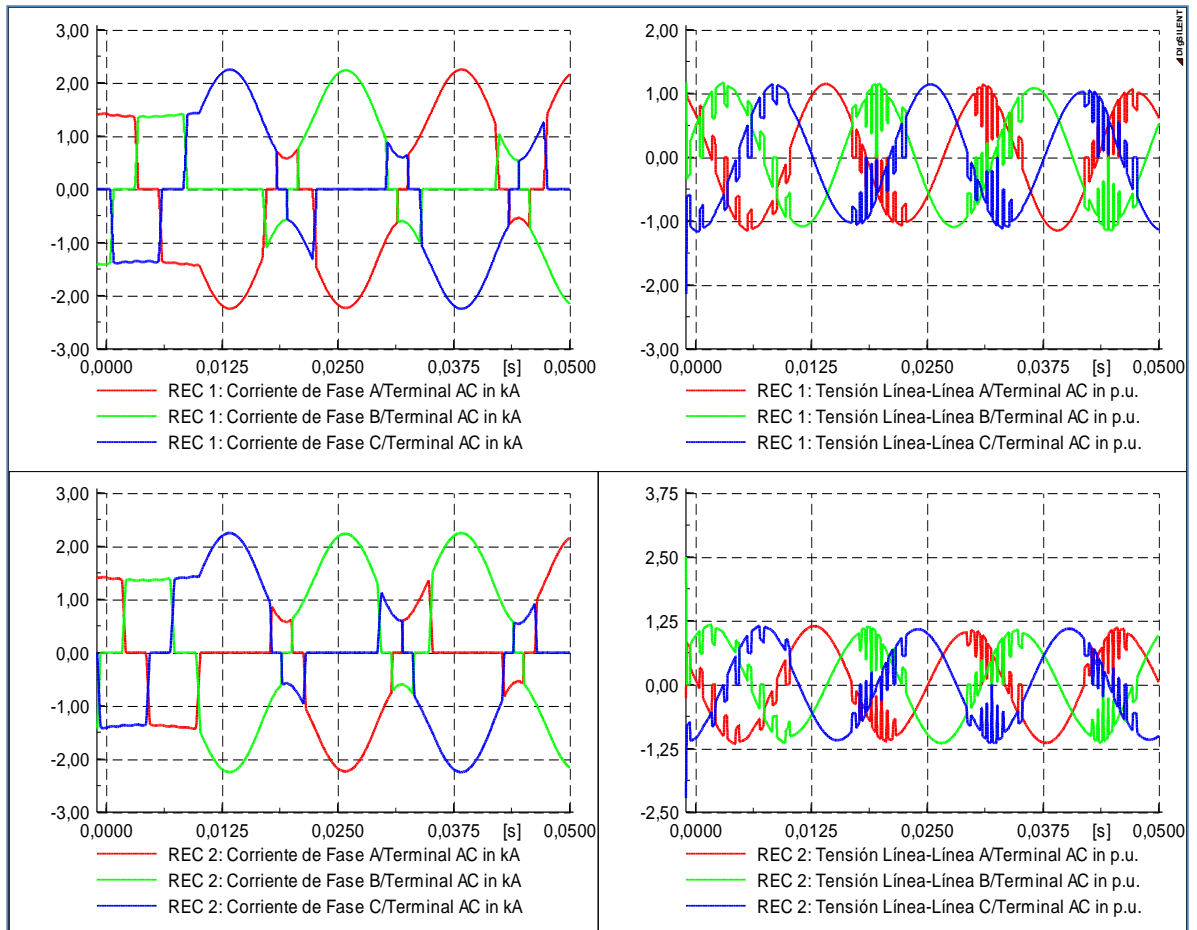


Figura 68. Respuestas de tensión y corrientes en el rectificador a falla inversor Panamá II.

Tabla 9. Corrientes y tensiones del rectificador a falla inversor Panamá II.

ELEMENTO ANALIZADO	Corrientes en kA.		Tensiones en pu.	
	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
RECTIFICADOR 1	2,472825	-2,472825	1,332517	-2,30222
RECTIFICADOR 2	2,472825	-2,472825	2,733196	-2,461097



Respuesta inversores a falla monofásica inversor Panamá II

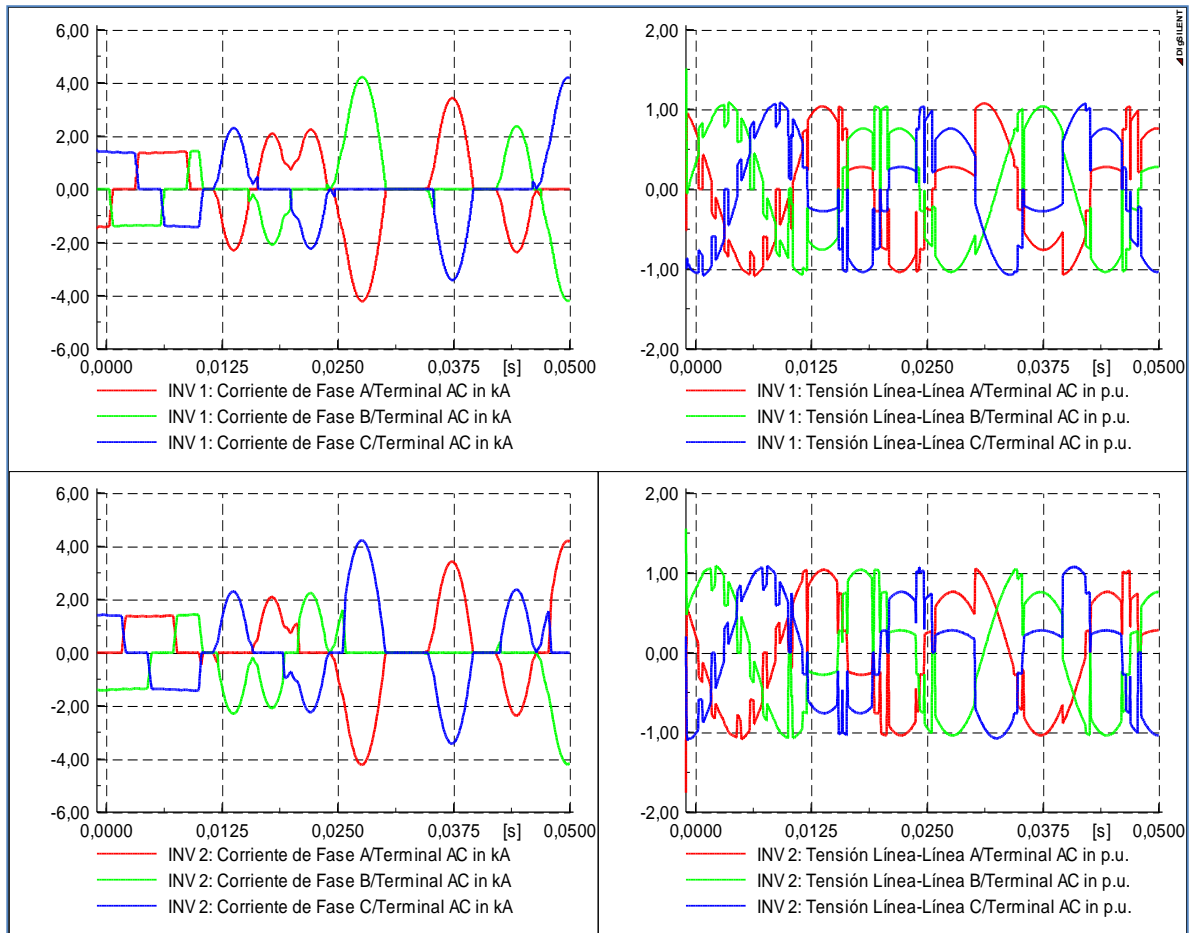


Figura 69. Respuestas de tensión y corrientes en el inversor a falla inversor Panamá.

Tabla 10. Corrientes y tensiones del inversor a falla inversor Panamá II.

ELEMENTO ANALIZADO	Corrientes en kA.		Tensiones en pu.	
	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima
INVERSOR 1	4,636877	-4,636877	1,642392	-1,217676
INVERSOR 2	4,636877	-4,636877	1,718306	-1,921988

5.4 RESPUESTA EN EL DOMINIO RMS

COCI trifásico en barra AC del sistema Panamá $t=100$ ms

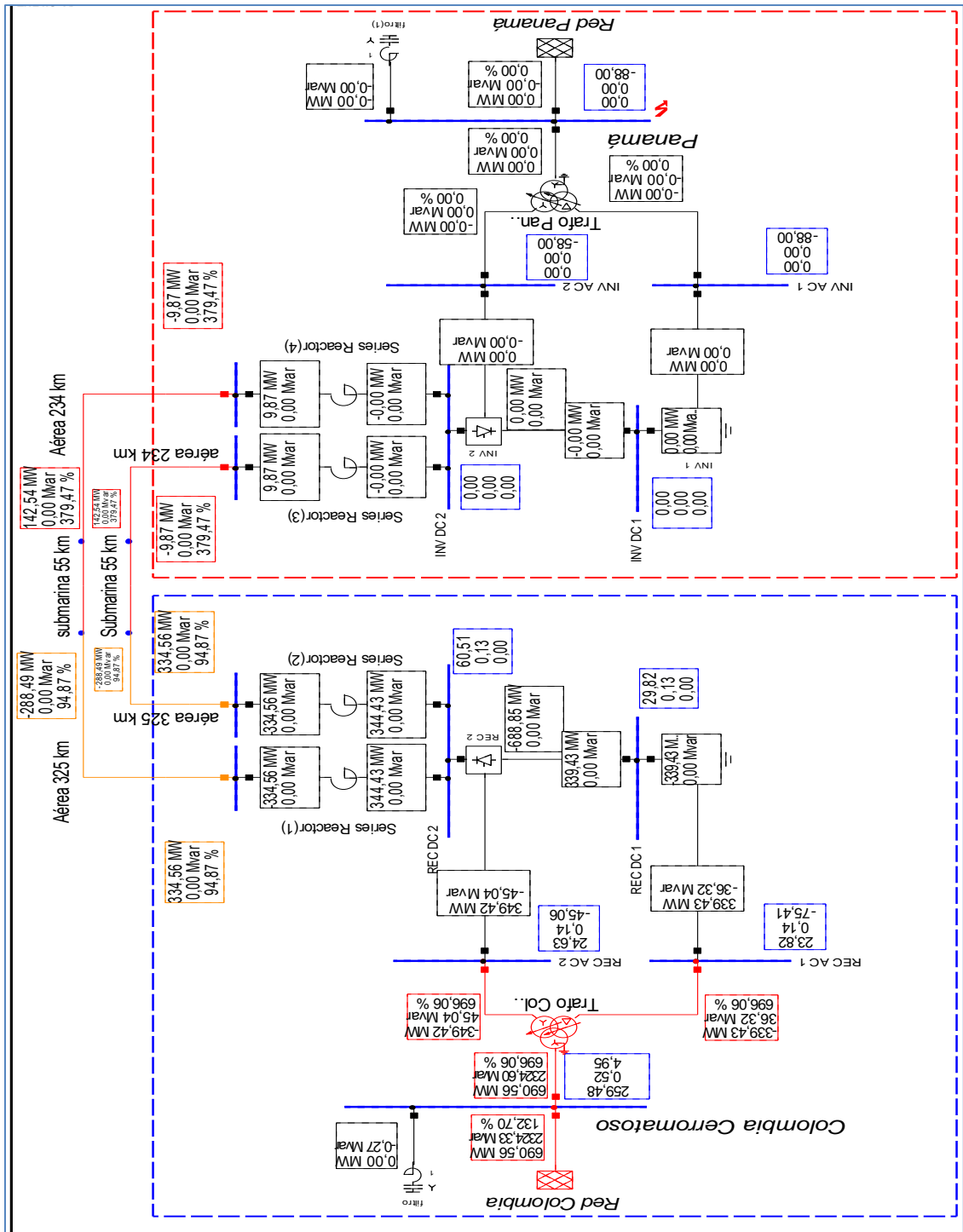


Figura 70. Falla Trifásica subestación Panamá.



Tensiones en el sistema a falla trifásica subestación Panamá.

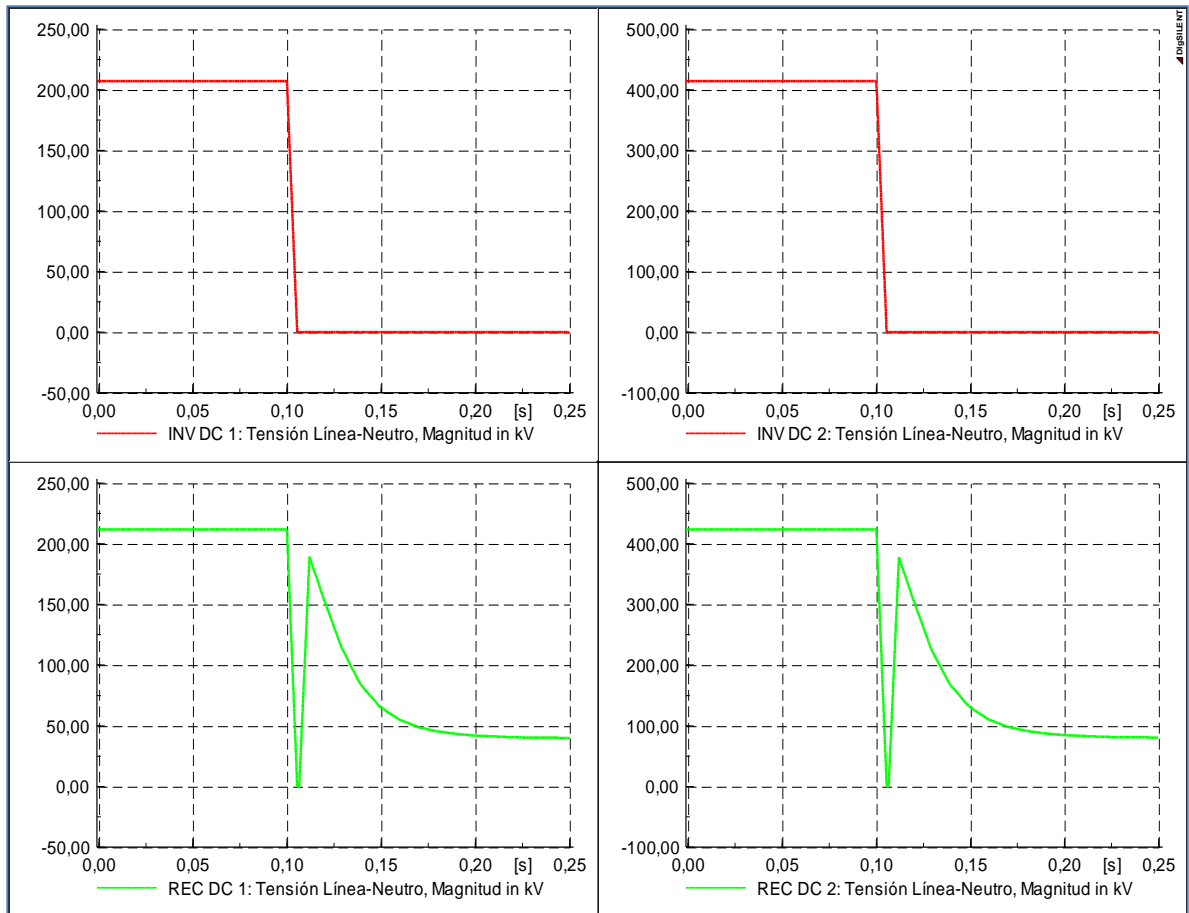


Figura 71. Respuestas de tensiones de rectificadores Falla Trifásica subestación Panamá.

Tabla 11. Tensiones del inversor y rectificador a falla Trifásica subestación Panamá.

ELEMENTO ANALIZADO	Tensiones en kV.	
	Máxima	Mínima
INVERSOR 1	217,3873	-10,35178
INVERSOR 2	435,1095	-20,7195
RECTIFICADOR 1	217,6454	-1,613732
RECTIFICADOR 2	435,0986	-1,794755

COCI trifásico en barra AC del sistema Colombia Cerromatoso $t=100$ ms

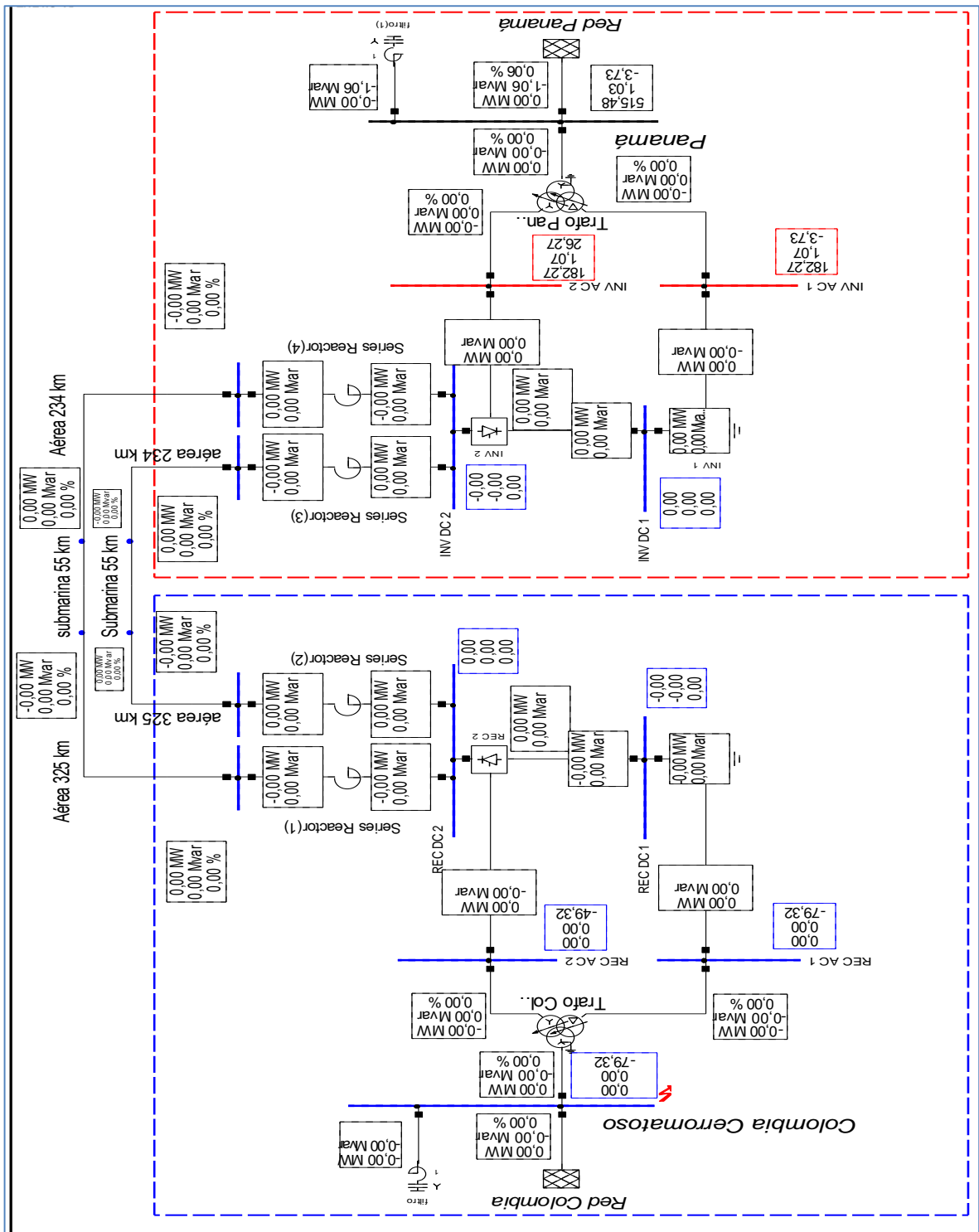


Figura 72. Falla Trifásica subestación Colombia Cerromatoso.



Tensiones en el sistema a falla trifásica subestación Colombia Cerromatoso.

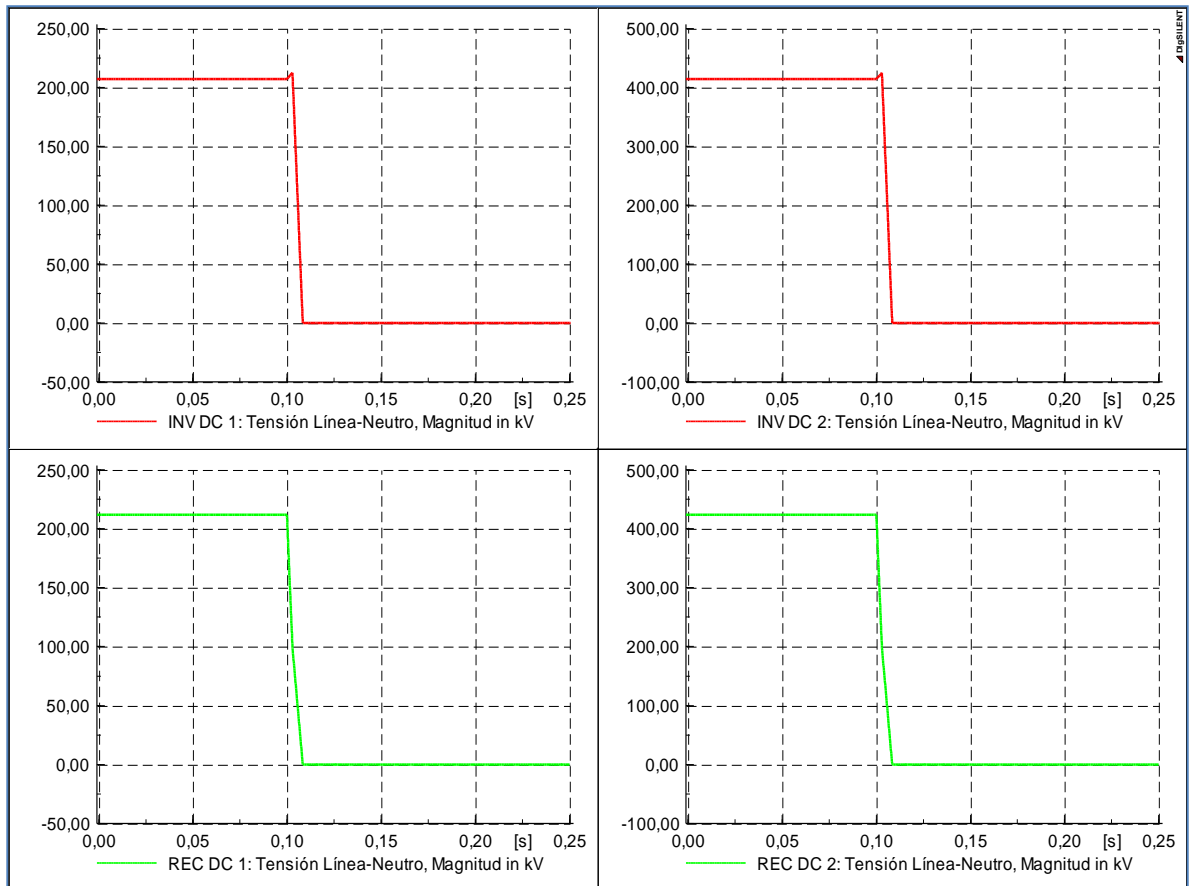


Figura 73. Respuestas de tensiones de rectificadores a falla trifásica subestación Colombia Cerromatoso.

Tabla 12. Tensiones del inversor y rectificador a falla trifásica subestación Colombia Cerromatoso.

ELEMENTO ANALIZADO	Tensiones en [kV].	
	Máxima	Mínima
INVERSOR 1	217,3873	-10,35178
INVERSOR 2	435,1095	-20,7195
RECTIFICADOR 1	217,6454	-1,613732
RECTIFICADOR 2	435,0986	-1,794755



CONCLUSIONES

- Se modeló un sistema HVDC para representar la interconexión Colombia-Panamá, al cual se le realizó análisis de flujo de carga y cortocircuito. Con los estudios realizados al sistema, en la simulación de valores instantáneos se observa claramente el funcionamiento de los rectificadores e inversores y como son afectados ante cortocircuitos súbitos mediante la visualización de las señales de corriente y tensión.
- Del resultado en la simulación de fallas, se pudo observar que estas tienen efectos sobre el sistema causando oscilaciones que pueden llevar al sistema a una inestabilidad transitoria y daño a equipos asociados, estos efectos podrían eliminarse diseñando un sistema de control apropiado, de la mano de una buena coordinación de protecciones entre los sistemas de AC y DC. Una vez la falla es despejada, todo el sistema recupera los valores nominales.
- Por otra parte observamos que cuando ocurre una falla en el rectificador, las corrientes de corto circuito se reducen considerablemente en el inversor en comparación con las del rectificador. De igual manera ocurre cuando la falla es en el inversor. Limitar la influencia de fallos es un atributo valioso de la tecnología HVDC. Así se observa como las subestaciones convertoras aportan estabilidad a los sistemas y aíslan eléctricamente el efecto de contingencias de un sistema al otro.
- Cuando los recorridos **submarinos** son largos (y, por lo tanto, superan los límites técnicos de los cables de tensión alterna sin compensación, es decir, > 50km) se hace necesario la utilización de la tecnología HVDC.
- Un sistema de DC mejora la **capacidad de transporte**, sufre menos pérdidas, es respetuoso con el medio ambiente y las longitudes de transporte no tienen prácticamente límite a causa de la eliminación de las corrientes capacitivas. Además, el transporte con DC es potencialmente ecológico.
- En términos generales podría concluirse que la tecnología HVDC sale bien librada en lo técnico y lo ambiental, mostrándose limitada en lo regulatorio (aunque dichas limitaciones son comunes para ambas estrategias) y desde luego en lo financiero.
- Al comparar, el estado del arte de los interruptores de DC a la nueva tecnología HVDC, las discrepancias se hacen evidentes. Áreas que requieren más investigación y desarrollo son identificadas.



- El desconocimiento técnico no pueden ser la causa que lleve a ignorar alternativas como HVDC en los planes de expansión; por el contrario, esto debe constituirse en una oportunidad para la generación y transferencia de conocimientos especialmente desde las Universidades y los Grupos de Investigación.
- Por su excelente desempeño dinámico, características técnicas y otras, la tecnología HVDC se constituye en una alternativa de expansión de gran valía, que merece ser tenida en cuenta en los futuros planes de expansión.
- Es de resaltar que dicha interconexión eléctrica le genera a Colombia la posibilidad de exportar energía no solo a Panamá, sino también, a toda Centroamérica.



BIBLIOGRAFÍA

[1] AC_DC - The Savage Tale of the First Standards War - T. McNichol (Jossey-Bass, 2006)
WW

[2] Technology trends for HVDC Thyristors Valves. Lips, H.P. Siemens. En:
www.ev.siemens.de

[3] Jorge Mirez. Ing mecánica – eléctrica – maestro en física. Universidad nacional de ingeniería (UNI), Estudiante de Doctorado en Física “Control, Optimización y Gestión de Micro redes de Corriente Continua”. Lima/ Perú, en: <http://jmirez.wordpress.com/>.

[4] HVDC Transmission: Power Conversion Application in Power System; capítulo 1, p 2

[5] IEEE TRANSACTIONS ON POWER ELECTRONICS, VOL. 24, NO. 3, MARCH 2009
VSC-Based HVDC Power Transmission Systems: An Overview. Por: Nikolas Flourentzou, Student Member, IEEE, Vassilios G. Agelidis, Senior Member, IEEE, and Georgios D. Demetriades, Member, IEEE. p 593.

[6] The ABC's of HVDC Transmision Technologies, por: Michael P. Bahrman and Brian K. Johnson. IEEE power & magazine de 2007, p 17.

[7] Artículo de ABB, en: <http://www.abb-conversations.com/2012/10/pushing-the-boundaries-of-transformer-technology/>

[8] Portal oficial de Noticias de ABB, en:
<http://www.abb.com.co/cawp/seitp202/9f19fd11281232f8c1257a31004c1bde.aspx>

[9] Padiyar, K. R., HVDC Power Transmission Systems, Wiley Eastern Limited, India, 1991, p 110.

[10] High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange, H.P.Siemens. Página 21.En: www.siemens.com

[11] Protección contra fallas de CC en sistemas VSC, por: D. D. Lairuskain, I Zamora, J. J. Zamora And O. Abarrategui, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del país Vasco, Bilbao/España, P 1.



[12] Siemens AG, "High voltage current direct transmission – proven technology for power exchange, Alemania 2008, en: <http://web.archive.org/web/2008040811745/>. p 5

[13] HVDC TRANSMISSION, Power Conversion Applications in Power System, Chan-Ki Kim, Vijay K. Sood, Seong-Joo Lim, Gil-Soo Jang and Seok-Jin Lee Capitulo 1, p 5

[14]. High Voltage Direct Current, Second Edition, Jos Arrillaga, P 259

[15] Paper Universidad Pontificia Bolivariana, grupo de investigación T&D, Revisión técnica, modelación y simulación de Sistemas VSC-HVDC, autor: Diego Alejandro Restrepo, p 7, en: <http://eav.upb.edu.co/banco/sites/default/files/files/02Capitulo2.pdf>

[16] Informe CESI: ANEXO 1 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS TECNOLOGÍAS ALTERNATIVAS AL CABLE AÉREO Y AL CABLE SUBTERRÁNEO, Pag 3, 24, 31, en: http://ec.europa.eu/spain/barcelona/images/documents/annexe_es.pdf

[17] Documento en internet; Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Automática e Instrumentación. Abril 2005, pag 9, en: <http://www.cerien.upc.edu>

[18] Woodford, Dennis A., HVDC Transmission. Monitoba HVDC Research Centre, Canadá. Marzo, 2005

[19] Paper IEEE, HVDC INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS FRANCK, MIEMBRO DE LA IEEE, p 3

[20] IEC TR 60919-2 de 2008, p 15.

[21] Paper siemens, High Voltage Direct Current Transmission –Proven Technology for Power Exchange, p 34

[22] Página en internet; www.sari-energy.org, en: http://www.sari-energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/HVDC_Training/Presentations/Day_3/4.DC_HSwitches.pdf

[23] Baoliang Sheng, Senior Member, IEEE. Synthetic Test Circuit for Current Switching Tests of HVDC Circuit Breakers, Paper presented at IEEE PES 2008 T&D Chicago meeting, p 2.

- [24] ALSTOM GRID, prize-winning breakthrough By-pass switch for HVDC applications, CHAPTER III MAKING ENERGY AVAILABLE TO ALL, TODAY AND TOMORROW. p 35-37, en: <http://www.alstom.com/Global/Grid/Resources/Documents/Smart%20Grid/By-pass%20switch%20for%20HVDC%20applications%20-%20Think%20Grid%20n%209%20.pdf>
- [25] Pagina oficial de noticias ABB, ABB achieves another milestone in electrical engineering, en: <http://www.abb-conversations.com/2012/11/abb-achieves-another-milestone-in-electrical-engineering/>
- [26] Paper siemens, High Voltage Direct Current Transmission –Proven Technology for Power Exchange, p 36
- [27] D.M. Larruskain, I. Zamora, J.J. Zamora and O. Abarategui, Protección contra fallas de DC en sistemas VSC, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vasco. Pp 1-5.
- [28] M.E. Baran, N.R. Mahajan, “Overcurrent protection on Voltage Source Converters based multiterminal DC distribution system” , IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 22, No. 1, pp 406-411, January 2007.
- [29] CIGRÉ Publication 33/14-05. Application guide for metal oxide arresters without gaps for HVDC converter stations
- [30] IEC 60099-9 Ed. 1.0: Surge arresters - Part 9 Metal-Oxide Surger Arresters, for HVDC Converter Station.
- [31] Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Automática e Instrumentación. Abril 2005/n°361. p 11
- [32] KANNGIESSER, Karl, HUANG Hartmut, LIPS Peter, Christl Norbert, WILD Georg, HVDC Systems and planning, Berlin: Siemens, 2000. pp 302-335.
- [33] página oficial de Siemens en: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-ultra/dc-components.htm>
- [34] PAS “General guidelines for the design of ground electrodes for high-voltage direct current (HVDC) links”, First edition, 05-2007.
- [35] K.Tykeson, A. Nyman, H. Carlsson, “Environmental and geographical aspect in HVDC Electrode design”, IEEE, 1996.
- [36] PAS “General guidelines for design of ground electrodes for high voltage direct-current (HVDC) links”, first edition, 05-2007.



[37] HVDC Converter Stations for Voltages Above +/-600kV Working Group 14.32, CIGRÉ, Diciembre de 2002, P 20.

[38] Editoria ALSTOM – p. 13 HVDC-VSC: la tecnología de transmisión del futuro, think grid N°08 – Primavera-Verano de 2011, pp 25-27

[39] Gunnar Asplund, revista de ABB; Transmisión de ultra alta tensión Escenarios alternativos para la transmisión masiva de energía eléctrica de 800 kV HVDC y 1000 kV HVAC a largas distancias, Ludvika, Suecia, 2/2007. pp 25.

[40] M. Takahashi, K. Sasaki, Y. Hirata, T. Murao, H. Takeda, Y. Nakamura, T. Ohtsuka, T. Sakai, and N. Nosaka; Field Test of DC Optical Current Transformer for HVDC Lin. pp 1-3.

[41] Diagnostico ambiental de alternativas para líneas de transmisión y subestaciones eter – 300, por: ministerio del medio ambiente, Bogotá 1997.

[42] Documento ABB. High voltaje direct current (HVDC) transmission System. P 6-8

[43] Presentación Reunión Internacional, Inversión e Integración Energética, Desafíos para el Sector Eléctrico Centroamericano, octubre de 2006, El Salvador, presentación ISA-ETESA.

[44] Ministerio de Economía y Finanzas de Panamá en: www.mef.gob.pa

[45] Portal oficial Proyecto de Integración y desarrollo Mesoamérica, en: http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=506&Itemid=85

[46] Paper Colombia y el Plan Puebla Panamá, por Diego Camilo Figueroa, pagina 12, en: <http://www.ciepac.org/docs/colombiayppp.pdf>

[47] Página oficial de INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA PANAMÁ S.A. -ICP- en: http://www.interconexioncp.com/index.php?option=com_content&view=article&id=7&Itemid=13&lang=es

[48] Portal oficial de proyecto Mesoamérica en: http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=173&Itemid=102



[49] Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. , «PLAN DE EXPANCIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2010-2024.,» Bogotá, Noviembre de 2010.

[50] HVDC Power Transmission System: Technology and System interaction K.R Padiyar P 111.

[51] Tabla de conductores, Ing Electricista Ciro Jurado, Profesor de Universidad Industrial de Santander.

[52] Catalogo **General** **Cable,** en:
<http://www.generalcable.es/Productos/Cat%C3%A1logos/tabid/802/Default.aspx>, P 15



ANEXOS

ANEXO A. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LAS TECNOLOGIA HVAC Vs HVDC

ASPECTOS A ANALIZAR			
		HVAC	HVDC
CONTROLABILIDAD	ASPECTOS TÉCNICOS	Parcial desde el equipo de generación, taps. Los flujos de potencia siguen parámetros de las líneas (P-L-C) por tal razón son más rígidos.	Necesidad de compensación de líneas largas. Restricciones para transmitir por cable (cargas capacitivas), consumo de potencia reactiva. Problemas de inarmonismo
COSTOS	REGULACIÓN Y REGLAMENTACIÓN	Mayor número de elementos en las líneas. Menor costo en los equipos Break-point.	Está desampliada en cuanto a interconexiones internacionales.
IMPACTO AMBIENTAL		Mayor ancho de servidumbre.	Deben adaptarse marcos regulatorios internacionales y aspectos como la remuneración y unidades constructivas
		Menor número de elementos en las líneas. Mayor costo en los equipos de estación. Resultan rentables a partir de una determinada distancia.	Mayor transferencia de potencia local para interconexiones asincrónicas
		Excelente permite un ajuste dinámico de las referencias y consignas operativas.	Menor impacto en conductores para proyectos subterráneos o submarinos



ANEXO B. ALTERNATIVAS PLANEADAS POR LA UPME PARA LA INTERCONEXIÓN COLOMBIA – PANAMÁ¹⁶

A continuación se transcriben algunos resultados presentados por la UPME en el plan de expansión de referencia 2004-2018 para la interconexión Colombia-Panamá

Alternativa 1

Esta alternativa consiste en una línea convencional AC a 230 kV en doble circuito. Esta línea parte de la subestación Urabá a 230 kV en Colombia, recorriendo los municipios de Apartadó, Carepa, Chigorodó, Turbo, Unguía y Acandí, luego pasa cerca de la subestación Bayano y finalmente llega a la subestación Panamá II a 230 kV con una longitud aproximada de 434 km desde Urabá.

Debido a la longitud de la interconexión, se debe revisar la conveniencia de tener una subestación intermedia en territorio de Panamá para el manejo de la tensión mediante compensación shunt, quedando entonces configuradas las líneas doble circuito Urabá – S/E Intermedia de 217 km y S/E Intermedia – Panamá II de 217 km. La Gráfica 6-27 muestra la ruta base de esta alternativa a partir de la cual se revisará la necesidad de compensación y refuerzos de transmisión en las redes de ambos países.

¹⁶ Estos datos fueron tomados del Plan de Expansión de la UPME 2004-2018 (Pag 111-113) citados en la bibliografía



Fuente: ISA

Alternativa 2

Esta alternativa consiste en la conexión entre Cerromatoso y Panamá II mediante un enlace monopolar en HVDC a 250 kV con una extensión máxima de 514 km, la cual sale de la subestación Cerromatoso hacia la población de mulatos en Colombia, entra al mar y sale cerca de Carreto, de ahí sigue la misma ruta de la Alternativa 1.

La Gráfica 6-28 muestra la ruta base de esta alternativa combinada, en la cual los convertidores se ubicarían en Cerromatoso y Panamá II, el tramo submarino sería en cable con una longitud aproximada de 51 km y los tramos terrestres serían en línea aérea DC con una longitud total de 463 km.



Fuente: ISA

Alternativa 3

Esta alternativa consiste en una línea aérea en HVDC monopolar a 250 kV, con una ruta terrestre desde la subestación Cerromatoso, pasando cerca de la subestación Urrá, luego sigue hacia la subestación Urabá y continúa con la misma ruta de la alternativa 1. La longitud total de esta alternativa es de 571 km y los convertidores estarían ubicados en Cerromatoso y Panamá II. La Gráfica 6-29 muestra la ruta base de esta alternativa.



Fuente: ISA

A continuación se muestra una tabla comparativa de la tecnología clásica LCC-HVDC con la tecnología VSC-HVDC según sus características.

ANEXO C. TABLA COMPARATIVA SEGÚN EL TIPO DE TECNOLOGÍA

Tabla 13. Características entre LCC-HVDC y VSC-HVDC.

Características	LCC-HVDC	VSC-HVDC
Rango de potencia [GW]	0.6-0.7	1
Semiconductores	Tiristores-SCR	IGBT
Tipo de cables	Mass impregnated paper Oil/paper	Polietileno reticulado (XLPE)
Control de potencia activa	Si	Si
Control de potencia reactiva	No	Si
Potencia inversa sin interrupciones	No	Si

ANEXO D. DIAGRAMA DE UNA SUBESTACIÓN HVDC

