



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE  
CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE  
CORRIENTE ALTERNA (HVAC)**

**Lázaro Nathanael Cán Yancoba**

Asesorado por el Ing. Jorge Gilberto González Padilla

Guatemala, julio de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE  
CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE  
CORRIENTE ALTERNA (HVAC)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**LÁZARO NATHANAEL CÁN YANCOBA**

ASESORADO POR EL ING. JORGE GILBERTO GONZÁLEZ PADILLA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, JULIO DE 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Alfredo Enrique Beber Accituno
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolado Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedolla Barrios
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

### **ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (HVAC)**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de agosto de 2014.

**Lázaro Nathanael Cán Yancoba**

Guatemala, 09 de febrero de 2017

**Ingeniero  
Otto Fernando Andrino González  
Coordinador Área de Electrotecnia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala**

Estimado Ingeniero:

Reciba un atento saludo de mi parte, la razón de la presente es para comunicarle que he revisado y asesorado el trabajo de graduación desarrollado por el estudiante **Lázaro Nathanael Cán Yancoba** con número de carné **2006 14866**, titulado **ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (HVAC)** y luego de haber realizado las revisiones y correcciones correspondientes, he encontrado que el mismo ha sido concluido satisfactoriamente, por lo que procedo a notificar por este medio su aprobación final.

Atentamente,

*Jorge Gilberto González Padilla*  
INGENIERO ELECTRICISTA  
No. DE COLEGIADO 9055

---

Jorge Gilberto González Padilla  
Ingeniero Electricista  
Colegiado: 9055





Ref. EIME 20. 2017  
Guatemala, 26 de ABRIL 2017.

Señor Director  
Ing. Francisco Javier González López  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE  
TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y  
SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA  
(HVAC), del estudiante Lázaro Nathanael Cán Yancoba, que  
cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
**ID Y ENSEÑAD A TODOS**

Ing. Otto Fernando Andriano González  
Coordinador de Electrotécnica



STO





REF. EIME 20. 2017.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; LÁZARO NATHANAEL CÁN YANCOBA titulado: ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (HVAC) procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 26 DE MAYO 2017.

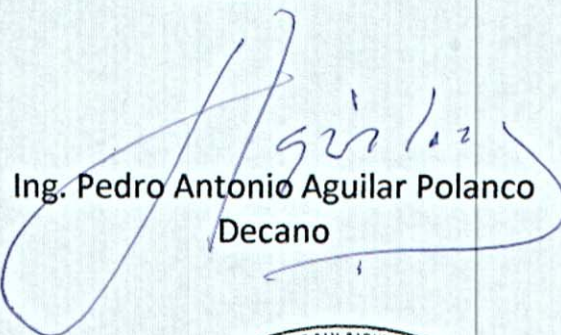




DTG. 302.2017

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO TÉCNICO COMPARATIVO DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE DIRECTA (HVDC) Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (HVAC)**, presentado por el estudiante universitario: **Lázaro Nathanael Cán Yancoba**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  
Decano

Guatemala, julio de 2017

/gdech





## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por ser mi guía a lo largo de mi carrera, mi fortaleza en momentos de debilidad, por una vida llena de aprendizajes, experiencias y sobre todo felicidad.
- Mis padres** Lázaro Cán Pantzay y Piedad Yancoba de Cán por su instrucción en los caminos de Dios, su amor será siempre mi inspiración.
- Mi esposa** Jessica Sosa de Cán, por su apoyo y ánimo que me brinda día con día para alcanzar nuevas metas, tanto profesionales como personales.
- Mis hermanos** José, Ruth y Edgar, por ser parte de mi vida y por su cariño inagotable.
- Mi familia** Guillermo, Emilia, Dinora, César, Gerson, Alexander, Dylan, y Jimena, por animarme y apoyarme siempre.
- Mis amigos** Por estar siempre allí cuando los necesitaba.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Dios</b>	Por darme la oportunidad de poder compartir este logro con mis seres queridos.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por proporcionarme los conocimientos necesarios y ser parte del desarrollo de Guatemala.
<b>Mis amigos de la facultad</b>	Por todo el apoyo recibido a lo largo de la carrera, siempre serán parte fundamental de este logro.
<b>Programa de Desarrollo de Liderazgo Compassion Guatemala</b>	Por brindarme la oportunidad de creer en un sueño y lograr alzarlo.
<b>Mi asesor</b>	Ing. Gilberto González, por el apoyo y guía en este proyecto.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XIII
GLOSARIO .....	XV
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. EVOLUCIÓN DE LA TRANSMISIÓN HVDC .....	1
1.1. Evolución de la tecnología en HVDC.....	1
1.1.1. Válvulas de arco de mercurio .....	3
1.1.2. Válvula de tiristores .....	8
1.2. Principales enlaces HVDC a base de válvulas de arco de mercurio.....	8
1.2.1. Interconexión Suecia-Gotland.....	8
1.2.2. Interconexión Konti-Skan.....	10
1.2.3. Interconexión Cross-Channel (Canal de la Mancha).....	11
1.3. Principales enlaces HVDC con convertidores a base de puente de tiristores .....	13
1.3.1. Interconexión de Eel River (Quebec, Canadá – New Brunswick, Canadá) .....	13
1.3.2. Interconexión Cahora Bassa.....	13
1.3.3. Interconexión de Itaipú .....	13
1.4. Principales enlaces HVDC con convertidores VSC .....	15
1.4.1. Interconexión Eagle Pass .....	15

1.4.2.	Plataforma Troll A (Noruega).....	15
2.	DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA HVDC .....	17
2.1.	Configuración de los sistemas de transmisión HVDC .....	18
2.1.1.	Configuración <i>back to back</i> .....	18
2.1.2.	Configuración punto – punto .....	19
2.1.3.	Configuración multiterminal .....	20
2.1.3.1.	Paralela .....	20
2.1.3.2.	Serie .....	21
2.1.3.2.1.	Mixta .....	22
2.1.4.	Configuración unitaria .....	23
2.2.	Clasificación de las conexiones .....	24
2.2.1.	Enlace monopolar .....	24
2.2.2.	Enlace bipolar.....	26
2.2.3.	Enlace homopolar .....	30
2.3.	Componentes de un sistema HVDC.....	31
2.3.1.	Estación convertidora .....	32
2.3.2.	Transformador convertidor .....	35
2.3.3.	Filtros.....	36
2.3.3.1.	Filtros de corriente alterna.....	37
2.3.3.2.	Filtros de corriente directa .....	37
2.3.4.	Reactancia de suavizado .....	37
2.3.5.	Condensador en paralelo .....	38
2.3.6.	Línea DC .....	39
2.3.6.1.	Líneas aéreas.....	39
2.3.6.2.	Líneas submarinas .....	40
2.3.6.3.	Líneas subterráneas.....	40
2.3.7.	Interruptores DC.....	40



2.3.7.1.	HSNBS ( <i>high-speed neutral bus switch</i> ) .....	41
2.3.7.2.	HSGS ( <i>high-speed ground switch</i> ) .....	42
2.3.7.3.	MRTB ( <i>metallic return transfer breaker</i> ) .....	42
2.3.7.4.	GRTS ( <i>ground return transfer switch</i> )....	43
2.3.8.	Interruptores AC .....	43
2.3.9.	Puesta a tierra .....	45
2.4.	Sistema de control para la tecnología HVDC .....	45
2.4.1.	Principios de control .....	46
2.4.1.1.	Control de corriente .....	48
2.4.1.2.	Curva $V_d$ vs $I_d$ .....	49
2.4.2.	Organización y jerarquía de un sistema de control HVDC.....	51
2.4.2.1.	Sistema de control maestro .....	52
2.4.2.2.	Sistema de control de polos.....	54
2.4.2.3.	Sistema de control para grupo de válvulas y tiristores .....	55
3.	DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA VSC-HVDC .....	57
3.1.	Válvulas utilizadas en VSC.....	58
3.1.1.	Tipos de semiconductores utilizados en VSC.....	58
3.1.1.1.	GTO ( <i>gate turn – off</i> ) .....	58
3.1.1.2.	ICGT ( <i>integrated gate commutated thyristor</i> ).....	60
3.1.1.3.	IGBT ( <i>insulated gate bipolar transistor</i> ).....	61
3.2.	Componentes de un sistema VSC-HVDC .....	62
3.2.1.	Transformadores .....	64

3.2.2.	Filtros de alta frecuencia .....	64
3.2.3.	Módulo de IGBT .....	65
3.2.4.	Reactores de fase .....	65
3.2.5.	Filtros AC.....	66
3.2.6.	Filtros DC .....	66
3.2.7.	Capacitores DC .....	67
3.2.8.	Cables DC .....	67
3.3.	El convertidor VSC como rectificador.....	68
3.4.	El convertidor VSC como inversor.....	69
3.4.1.	Conmutación del inversor por modulación de ancho de pulso (PWM).....	70
3.4.1.1.	PWM senoidal .....	72
3.4.1.2.	PWM senoidal más tercer armónico.....	74
3.5.	Convertidores multinivel en sistemas VSC-HVDC .....	75
3.5.1.	De dos niveles.....	75
3.5.2.	Multinivel basado en topología Diodo Clamped .....	76
3.5.3.	Flying capacitor .....	78
3.6.	Modelo de convertidor en dq.....	79
3.7.	Sistema de control de un sistema VSC-HVDC.....	81
3.7.1.	Sistema de control de corriente interna.....	83
3.7.2.	Sistema de control para la tensión DC .....	85
3.7.3.	Sistema de control para corriente DC .....	86
3.7.4.	Sistema de control de potencia activa.....	87
3.7.5.	Sistema de control de potencia reactiva.....	89
3.7.6.	Sistema de control para frecuencia .....	90
3.7.7.	Coordinación de controles.....	91



4.	COMPARACIÓN DE SISTEMAS HVAC, HVDC Y VSC-HVDC .....	95
4.1.	Comparación de un sistema de transmisión de HVAC, VSC HAVDC con HVDC .....	96
4.1.1.	Economía de transmisión .....	96
4.1.2.	Consideraciones técnicas.....	98
4.1.3.	Rentabilidad.....	99
4.2.	Comparación de las líneas de transmisión en HVAC, HVDC Y VSC-HVDC .....	99
4.2.1.	Línea de transmisión aérea .....	101
4.2.2.	Línea de transmisión submarina.....	102
4.2.2.1.	Cables con aislante de aceite (self- contained fluid filled cables – SCFF) .	103
4.2.2.2.	Cables con aislante sólido .....	103
4.2.2.3.	Cables con aislante mixto papel- polipropileno (PPL) .....	104
4.2.3.	Transmisión subterránea .....	105
4.3.	Pérdidas en HVDC y comparativa con pérdidas HVAC.....	106
4.3.1.	Pérdidas provocadas por el entorno .....	107
4.3.1.1.	Temperatura ambiental.....	107
4.3.1.2.	Exposición a la luz solar .....	107
4.3.1.3.	Cambios en la densidad del aire.....	108
4.3.1.4.	Cambios en la humedad de aire .....	108
4.3.1.5.	Contaminación ambiental .....	108
4.3.2.	Pérdidas en los equipos .....	108
4.3.2.1.	Pérdidas en un transformador .....	109
4.3.2.1.1.	Pérdidas en el cobre o pérdidas por efecto Joule.....	110
4.3.2.1.2.	Pérdidas en el hierro ..	110

4.3.2.1.3.	Pérdidas por histéresis .....	110
4.3.2.1.4.	Pérdidas por corrientes de Foucault.	111
4.3.2.1.5.	Pérdidas en conductores.....	111
4.3.2.1.6.	Pérdidas por efecto Joule .....	111
4.3.2.1.7.	Pérdidas por efecto corona .....	111
4.3.2.1.8.	Efecto skin o efecto piel .....	112
4.3.2.1.9.	Corrientes armónicas ..	112
4.3.3.	Consideraciones medioambientales.....	113
5.	INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS HVAC Y HVDC.....	117
5.1.	Nivel de tensión y potencia activa en una interconexión HVAC y HVDC .....	118
5.1.1.	Conexión síncrona .....	120
5.1.2.	Control del flujo de potencia.....	120
5.1.3.	Corrientes de cortocircuito.....	121
5.2.	Consideración de fallas en una interconexión HVDC Y HVAC .....	121
5.2.1.	Fallas en la parte de HVAC .....	121
5.2.1.1.	Fallas trifásicas.....	121
5.2.1.2.	Fallas monofásicas.....	122
5.2.1.3.	Falla doble línea .....	122
5.2.1.4.	Falla doble línea a tierra .....	122
5.2.2.	Fallas en HVDC.....	123



	5.2.2.1.	Fallas en las líneas de transmisión en corriente directa .....	123	
	5.2.2.2.	Descarga atmosférica .....	123	
	5.2.2.3.	Descargas por contaminación .....	123	
	5.2.2.4.	Sobretensiones.....	124	
	5.2.2.5.	Fallas en las estaciones convertoras	124	
	5.2.2.6.	Fallas de conmutación en el rectificador .....	124	
	5.2.2.7.	Fallas de conmutación en el inversor	125	
5.3.		Ventajas y desventajas de las interconexiones .....	125	
	5.3.1.	Ventajas de interconexiones HVDC.....	126	
	5.3.2.	Desventajas de una interconexión HVDC.....	127	
	5.3.3.	Ventajas de una interconexión HVAC.....	127	
	5.3.4.	Desventajas de una interconexión HVAC .....	128	
5.4.		Tecnologías utilizadas por distintos fabricantes .....	129	
	5.4.1.	ABB .....	129	
		5.4.1.1. HVDC <i>Classic</i> (LLC) .....	129	
		5.4.1.2. HVDC <i>Light</i> (VSC).....	130	
		5.4.1.3. Control y protección MACH de ABB ..	131	
	5.4.2.	SIEMEN.....	134	
		5.4.2.1. HVDC classic.....	135	
		5.4.2.2. HVDC plus .....	135	
		5.4.2.3. Control y protección Win-TDC de <i>SIEMENS</i> .....	137	
			5.4.2.3.1. Funciones básicas de control de un sistema HVDC .....	137

CONCLUSIONES..... 141  
RECOMENDACIONES ..... 143  
BIBLIOGRAFÍA..... 145

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Primera central eléctrica.....	2
2.	Válvula de arco de mercurio.....	3
3.	Circuito de un rectificador monofásico .....	4
4.	Doctor Uno Lamm .....	5
5.	Enlace Gotland.....	7
6.	Mapa del enlace Suecia – Gotland .....	9
7.	Enlace Konti-Skan.....	11
8.	Interconexión Canal de la Mancha .....	12
9.	Mapa de conexión Itaipú .....	14
10.	Plataforma Troll Noruega .....	16
11.	Diagrama unifilar de una interconexión HVDC .....	17
12.	Estación convertidora <i>back-to-back</i> .....	19
13.	Configuración punto – punto .....	20
14.	Configuración multiterminal en paralelo .....	21
15.	Configuración multiterminal en serie .....	22
16.	Configuración multiterminal mixta .....	23
17.	Enlace monopolar .....	25
18.	Proyecto Cahora-Bassa .....	26
19.	Enlace bipolar .....	27
20.	Conexión bipolar por retorno por tierra 1.....	28
21.	Conexión bipolar por retorno por tierra 2.....	29
22.	Funcionamiento monopolar de un enlace bipolar.....	29
23.	Esquema de conexión homopolar .....	30



24.	Estructura de una subestación HVDC monopolar.....	31
25.	Rectificador de 6 pulsos.....	33
26.	Configuración de tiristores de 12 pulsos .....	34
27.	Transformador convertidor.....	36
28.	Interruptor DC .....	41
29.	Circuito equivalente de un MRTB y GRTS.....	43
30.	Interruptor de potencia con hexafloruro de azufre (SF6) .....	44
31.	Esquema monopolar en una transmisión HVDC.....	47
32.	Circuito equivalente a un enlace monopolar en HVDC .....	47
33.	Control de corriente en el rectificador .....	49
34.	Curva de control de los convertidores.....	50
35.	Niveles del sistema de control .....	52
36.	Control maestro .....	53
37.	Sistema de control para los polos.....	55
38.	Control de válvula y tiristores.....	56
39.	Símbolo de un GTO y onda de corriente de puerta requerida para encender y apagar el GTO .....	59
40.	Símbolo del IGCT .....	61
41.	Símbolo de un IGBT .....	62
42.	Topología de un sistema VSC-HVDC.....	63
43.	Diagrama unifilar en un extremo del sistema de transmisión.....	63
44.	Convertidor VSC.....	68
45.	Formas de onda de una tensión e intensidad controlados con un $V_{DC}$ .....	69
46.	Principio de operación de PWM.....	73
47.	Convertidor trifásico de dos niveles .....	75
48.	Estructura de convertidores Diodo Clamped .....	77
49.	Enlace VSC-HVDC <i>flying capacitor</i> .....	78
50.	Convertidor VSC-HVDC en modelo dq.....	79

51.	Modelo simplificado dq.....	80
52.	Estructura de un control basado en tecnología VSC-HVDC .....	82
53.	Control de corriente Id.....	84
54.	Control de corriente Iq.....	84
55.	Sistema de control con tensión DC constante.....	86
56.	Sistema de control para corriente DC .....	86
57.	Control de potencia activa.....	87
58.	Sistema de control de potencia activa.....	88
59.	Control de potencia reactiva.....	89
60.	Sistema de control de potencia reactiva.....	90
61.	Sistema de control de frecuencia .....	91
62.	Coordinación de controles en una transmisión VSC-HVCS .....	92
63.	Costo de inversión vs longitud .....	97
64.	Capacidad de carga vs distancia .....	98
65.	Estructuras o torres de transmisión HVDC VS HVAC .....	102
66.	Estructura de un cable con aislante sólido .....	104
67.	Tendido de cable enlace de Murraylink Australia .....	106
68.	Franjas de servidumbres en torres de AC y en CD .....	113
69.	Torres típicas para transportar 1 000 MW .....	114
70.	Potencia vs Distancia para transmisión AC y DC.....	118
71.	Interconexión con sistema HVDC .....	119
72.	Proyectos destacados por ABB.....	131
73.	Control MACH ABB .....	132
74.	Interface del sistema de control ABB .....	134
75.	Proyectos destacados por Siemens .....	136
76.	Generalidades de función del Win-TDC.....	138

## TABLAS

I.	Capacidad de Suecia-Gotland .....	10
II.	Características de los cables para transmisión VSC-HVDC .....	67



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
<b>A</b>	Amperio
<b><math>\delta</math></b>	Ángulo de desfase
<b>GW</b>	Giga watts
<b>km</b>	Kilometro
<b>kV</b>	kilo voltio
<b>kW</b>	Kilo watts
<b>MW</b>	Mega watts
<b>P</b>	Potencia activa
<b>Q</b>	Potencia reactiva
<b>X</b>	Reactancia
<b>V</b>	Voltaje
<b>V</b>	Voltio



## GLOSARIO

<b>AC</b>	Corriente alterna.
<b>Aislamiento galvánico</b>	Consiste en la separación de partes funcionales de un circuito eléctrico para prevenir el traspaso de portadores de carga. Este tipo de aislamiento se usa cuando se desea que se transmitan señales entre las distintas partes funcionales, pero las masas tienen que mantenerse separadas.
<b>Campo eléctrico</b>	Propiedad del espacio mediante la cual se propaga la interacción entre cargas. Una región del espacio donde existe una perturbación tal que a cada punto de dicha región se le puede asignar una magnitud vectorial, llamada intensidad de campo eléctrico $E$ .
<b>Campo magnético</b>	Los campos magnéticos son producidos por corrientes eléctricas que pueden ser corrientes macroscópicas en cables o corrientes microscópicas asociadas con los electrones en órbitas atómicas.
<b>Cuadripolo</b>	Se llama cuadripolo a una red (circuito eléctrico) con dos puertos (o dos pares de polos), considerada como una caja negra y caracterizada por una serie de parámetros, relacionados con las impedancias



que presenta en cada una de las puertas y con su función de transferencia.

**DC**

Corriente directa.

**FACTS**

Por sus siglas en ingles *flexible alternating current transmission systems*; sistemas de transmisión flexible en corriente alterna.

**Grupo electrógenos**

Conjunto de máquinas rotativas, eléctricas y de combustión, acopladas mediante un eje mecánico, capaces de transformar la energía térmica precedente del combustible en energía mecánica en forma de giro del eje, a su vez, esta energía eléctrica en forma de corriente alterna.

**HVAC**

Transmisión en alta tensión de corriente alterna.

**HVDC**

Transmisión en alta tensión de corriente directa.

**Intensidad**

Intensidad eléctrica es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material.

**Inversor**

Convertidor de voltaje de DC a AC.

**Oscilación**

Es un sistema capaz de crear perturbaciones o cambios periódicos en un medio, ya sea un medio material (sonido) o un campo electromagnético

(ondas de radio, microondas, infrarrojo, luz visible, rayos X, rayos gamma, rayos cósmicos).

<b>PWM</b>	Por sus siglas en inglés, <i>pulse width modulation</i> , se refiere a la modulación del ancho de pulso de voltaje.
<b>Rectificador</b>	Es el elemento o circuito que permite convertir la corriente alterna en corriente continua.
<b>SCR</b>	El rectificador controlado de silicio (en inglés, SCR: <i>silicon controlled rectifier</i> ) es un tipo de tiristor formado por cuatro capas de material semiconductor con estructura PNPN o bien NPNP.
<b>STATCOM</b>	Por sus siglas en inglés, <i>static compensator</i> , se refiere a los compensadores estáticos, tiene la capacidad de generar y absolver potencia reactiva.
<b>Tensión</b>	La tensión eléctrica o diferencia de potencial es una magnitud física que cuantifica la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.
<b>Tiristor</b>	Es un componente electrónico constituido por elementos semiconductores que utiliza realimentación interna para producir una conmutación
<b>VSC-HVDC</b>	Convertidor de fuente de tensión en transmisión de corriente directa.



## RESUMEN

A través del tiempo se ha estado acostumbrado a los sistemas de transmisión de energía eléctrica por líneas aéreas en corriente alterna, desarrollado en su momento por bajos costos en relación a otros sistemas de transmisión; pero en una era de la evolución de la transmisión aparecen dos factores que hacen cambiar estos paradigmas: medioambientales, costos elevados y el tiempo de puesta en operación de estas líneas de transmisión.

Se estudia la evolución de tecnología HVDC como una alternativa ideal en la transmisión a largas distancias: el principio de los sistemas a base de válvulas de arco de mercurio, pasando luego a sistemas de válvulas a base de tiristores y, por último, los sistemas basados en IGBT que desarrollan el sistema de VSC-HVDC; se mencionan ejemplos de las interconexiones hechas en estos sistemas.

Se desarrolla la tecnología HVDC clásica basada en tiristores, las diferentes configuraciones, conexiones y componentes que la caracterizan, necesario para la comprensión de dicho sistema, base principal de su predecesora con válvulas de IGBT.

La tecnología VSC-HVDC, el funcionamiento de los convertidores de fuente de tensión en la transmisión de alta tensión de DC, los componentes de dicho sistema basados en IGBT, las topologías empleadas.

Se desarrolla el estudio técnico compartido entre los sistemas HVAC, HVAC y VSC-HVDC, la economía de transmisión, pérdidas en el entorno,



pérdidas en los equipos y varios factores que involucrarán las comparaciones como las consideraciones necesarias para una interconexión de sistemas HVAC y sistemas HVDC.

# OBJETIVOS

## General

Realizar un estudio técnico comparativo de sistemas de transmisión de corriente directa (HVDC) y sistemas de transmisión de corriente alterna (HVAC).

## Específicos

1. Investigar sobre la evolución de la tecnología HVDC.
2. Describir la tecnología utilizada en HVDC.
3. Analizar la tecnología VSC–HVDC.
4. Comparación entre sistemas HVAC, HVDC VSC-HVDC.
5. Describir una interconexión de los sistemas HVAC y HVDC



## INTRODUCCIÓN

A medida que las ciudades crecen, sus centros de producción de energía se alejan. Se prevé que esta tendencia se acentúe y que el aumento en la demanda de abastecimiento energético suponga uno de los grandes retos del futuro.

Por las energías renovables y el continuo crecimiento demográfico, los enlaces HVDC (transmisión de corriente continua de alta tensión) serán claves para el suministro eléctrico en grandes cantidades para superar barreras geográficas y permitir el desarrollo de un futuro más sostenible.

Aunque se sabe que la primera transmisión de energía eléctrica se realizó en el año de 1882 en Estados Unidos al mismo tiempo también en Europa, se transmitió corriente continua de baja tensión a 110 V y 2 kV, esto motivó a desarrollar la transmisión HVDC que permitió generar y transportar electricidad de un modo más económico, que rápidamente se extendió a varias partes del mundo.

A medida que se extendía en distancia, en las líneas HVAC aparece el problema de la energía reactiva, que oscilaba entre las capacitancias y las inductancias de los sistemas; por esa razón, de nuevo resurge el HVDC, este de nuevo tomó auge y empezó a disponer de nuevos sistemas de convertidores, de AC-DC; este sistema se ha empleado como alternativa al transportar energía a grandes distancias sin tener pérdida alguna.

Estos avances tecnológicos en la transmisión de energía eléctrica en corriente continua han añadido una nueva dimensión a las capacidades de los sistemas actuales, mediante este trabajo se propone un estudio comparativo de los sistemas actuales HVAC y HVDC.

Para desarrollar esta tecnología, el transporte de energía eléctrica en HVDC se vuelve eficiente al poder conectar redes de CA asíncronas en colindancias de ciudades que pudieran tener discrepancia en cuanto a frecuencias de sus sistemas; las estaciones HVDC referidas convierten la electricidad de forma que pueden fluir en ambos sentidos, con lo que las redes adyacentes pueden ajustar eficazmente la oferta a la demanda.

# **1. EVOLUCIÓN DE LA TRANSMISIÓN HVDC**

Los sistemas de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica han evolucionado a lo largo de la historia. Las primeras redes de distribución europea y estadounidense funcionaban en corriente directa a baja tensión con considerables pérdidas en los cables.

## **1.1. Evolución de la tecnología en HVDC**

En 1882 se desarrolló e instaló la primera central eléctrica en Nueva York por Thomas Alva Edison, que unos años atrás había desarrollado la lámpara incandescente; con este avance se realizó la primera transmisión de energía en DC (corriente directa) que abasteció a 85 hogares, tiendas y oficinas, que se iluminaron con 400 bombillas incandescentes.

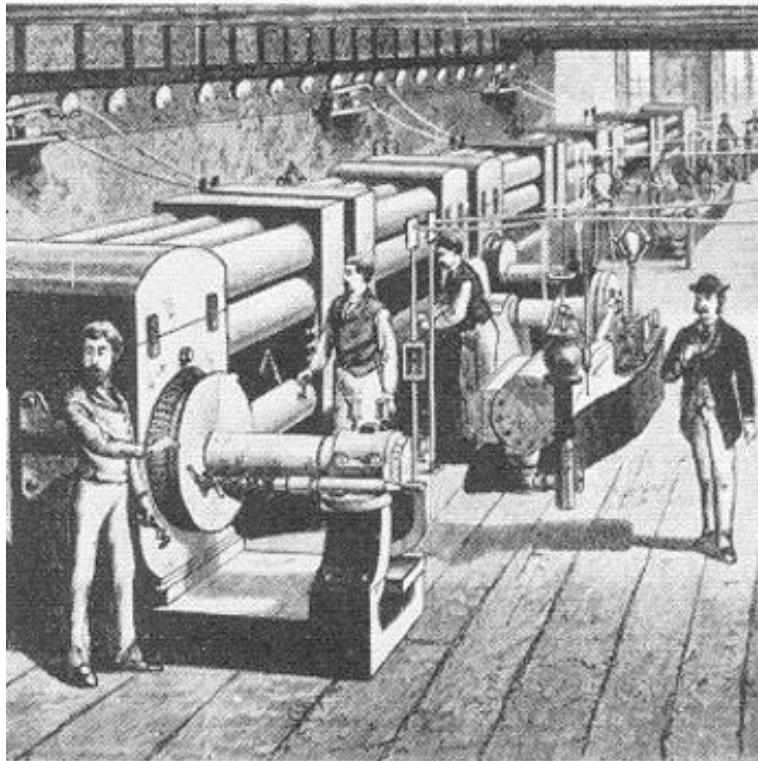
Edison dio a conocer al mundo la primera estación generadora de electricidad a partir de vapor, ilustrada en la figura 1, se embarcó en lo que llamó La aventura más grande de mi vida, así fue como puso en funcionamiento la primera central eléctrica de la historia.

La aparición y difusión del transformador, junto con las mejoras en los generadores de corriente alterna, propiciaron el cambio del transporte en corriente directa a corriente alterna.

De ahí en adelante comienza el desarrollo de los conocimientos que se desean presentar en el trabajo de graduación.



Figura 1. **Primera central eléctrica**



Fuente: *La primera central eléctrica de la historia*. [http://www.erroreshistoricos.com/images/articulos/electrica\\_edison.jpg](http://www.erroreshistoricos.com/images/articulos/electrica_edison.jpg). Consulta: 3 de abril de 2015.

El uso de corriente continua obligaba a que su generación central fuera cerca del local que la necesitaba o incluso en el mismo local ya que Edison no sabía transformar el voltaje; al aumentar el voltaje, se reduce la corriente por lo que se reduce la pérdida resistiva del cable.

El desarrollo de la tecnología HVDC comenzó a finales de 1920 y durante los posteriores 25 años hubo un extenso desarrollo que culminó en 1954 cuando se inauguró la primera instalación comercial de transmisión de corriente directa.

Una mejora sensible se produjo en la década de 1970 cuando aparecieron los tiristores, actualmente esta tecnología es utilizada.

Los hechos históricos más importantes que han favorecido el desarrollo de la transmisión HVDC a lo largo del tiempo, se detallan a continuación:

### 1.1.1. Válvulas de arco de mercurio

En 1902 aparecen los rectificadores de vapor de mercurio, del inventor americano Peter Cooper Hewitt. Él presentó una configuración con un electrodo hecho de mercurio y el otro de acero, encerrado en una ampolla de cristal que contenía vapor de mercurio; en 1940, fueron llamados válvulas de arco de mercurio. La figura 2 hace alusión a una válvula de arco de mercurio de esa época.

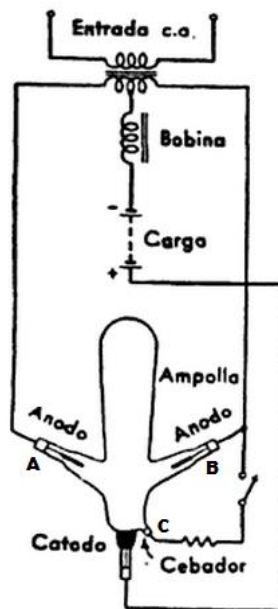
Figura 2. Válvula de arco de mercurio



Fuente: ALBERT, Arthur Lemuel. *Electrónica y dispositivos electrónicos*. p. 102.

En la figura 3, se ve el circuito de un rectificador monofásico de arco de mercurio. El principio de funcionamiento radica en que la corriente solo pasa a través de los vapores de mercurio, desde uno de los carbones a la masa líquida de este metal. Esto obliga a que en el interior de la ampolla haya vapor de mercurio en forma permanente, de lo contrario, el rectificador no funciona.

Figura 3. **Circuito de un rectificador monofásico**



Fuente: ALBERT, Arthur Lemuel. *Electrónica y dispositivos electrónicos*. p. 102.

Para poner en funcionamiento el equipo se empieza por cerrar el circuito de la resistencia de puesta en marcha (cebador); acto seguido, se conecta el primario del transformador a la línea; luego, se balancea la ampolla hacia la izquierda, de forma que el mercurio se derrame en la cavidad donde esté el tercer carbón C; se vuelve la ampolla a la posición vertical con lo que, al retirarse el mercurio, se rompe el circuito entre este y el carbón, produciéndose un arco.

En estas condiciones, la corriente aplicada a los carbones A y B pasa a la masa de mercurio, cada vez que tienen polaridad positiva y negativa, respectivamente, hacen el ciclo completo; esto hace que se mantenga el arco permanente y se produzcan vapor de mercurio en forma continua.

Durante el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio se encontraron ciertos problemas por la incapacidad de lograr tensiones mayores aumentando la separación entre ánodo y cátodo. Quien resolvió este problema fue el ingeniero electricista Dr. Uno Lamm, a quien se ve representado en la figura 4, considerado padre de HVDC, quien introdujo electrodos de distribución de campo entre ánodos y cátodos.

Figura 4. **Doctor Uno Lamm**



Fuente: ABB Review Special Report. *60 years of HVDC*. p. 14.

En 1944, el Dr. Uno Lamm consiguió operar en su laboratorio un rectificador y un inversor de DC sobre una carga de 2 000 kW utilizando voltajes de 60 kV. Diez años después nace la primera transmisión comercial en HVDC, que se construiría en la isla de Gotland, entre el mar báltico y la zona continental de Suecia.

Una central de prueba fue construida en 1945 entre el Ministerio Sueco de Energía y la ASEA (Compañía Eléctrica General Sueca, ahora ABB). Se trataba de una línea de 50 km que era usada para pruebas; fue en 1950 cuando el Ministerio Sueco de Energía llegó a un acuerdo con ASEA para la construcción de la que llegaría a convertirse en la primera línea comercial para transporte de energía en corriente directa.

La figura 5 muestra los trabajos realizados en la construcción del enlace HVDC; se puso en marcha de manera oficial en 1954 y transmitió energía con una potencia de 20 MW, a 200 A y 100 kV en DC.

Figura 5. **Enlace Gotland**



Fuente: JOHANSSON, Jan G. *Tecnología HVDC, características y beneficios.*

<http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/1-2-jan-johansson---tecnologia%20de%20hvdc.pdf?sfvrsn=2>. Consulta: 22 de abril de 2015.

El diseño de otros componentes de las centrales convertidoras como transformadores, reactancias o equipamiento de protección y control, tuvo lugar al mismo tiempo que el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio.

Los conocimientos en sistemas de AC eran sólo aplicables parcialmente, lo que provocó la aparición de nuevas técnicas para el desarrollo de estos sistemas. Estas nuevas técnicas se desarrollaron con el uso de métodos matemáticos y simuladores analógicos.



### **1.1.2. Válvula de tiristores**

En la primavera de 1967 una de las válvulas de arco de mercurio del enlace Gotland fue remplazada por un tiristor, fue la primera vez que se usaba con efectos comerciales. Estos aumentaron su uso en la década de los 70, marco de nuevo la historia del transporte en HVDC.

Después de casi un año de funcionamiento, el Ministerio Sueco de Energía decidió instalar un grupo completo de válvulas nuevas para cada convertidor, utilizando tiristores y aumentando de esta forma la capacidad del enlace en un 50 %.

En esa década, Gotland fue el pionero en conectar válvulas de tiristores en serie, con los dos grupos de válvulas de arco de mercurio ya existentes. De esta forma se consiguió pasar de un voltaje de 100 kV a 150 kV.

## **1.2. Principales enlaces HVDC a base de válvulas de arco de mercurio**

### **1.2.1. Interconexión Suecia-Gotland**

Primera conexión comercial en el mundo, situado entre la isla de Gotland en el mar báltico y el territorio continental sueco, construida en tres fases; el primer enlace entró en servicio en 1954 con una potencia original de 20 MW y  $\pm 100$  kV de tensión nominal.

Los convertidores utilizados se basaban en válvulas de vapor de mercurio; en 1970 se amplió la estación, añadiendo válvulas de tiristores en serie con las de arco de mercurio, lo que significó un incremento en la potencia hasta 30 MW,

la tensión nominal hasta  $\pm 150$  kV; esta fue la primera vez que se utilizaban válvulas de estado sólido a base de tiristores en un enlace comercial.

La figura 6 muestra el mapa de enlace del sistema sueco continental con el de Gotland mediante un único cable submarino de 96 km con retorno por mar mediante electrodos.

Figura 6. **Mapa del enlace Suecia – Gotland**



Fuente: *The Gotland HVDC link*. <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/the-gotland-hvdc-link>. Consulta: 22 de abril de 2015.

En 1983 entró en servicio el segundo cable, la capacidad de transmisión fue de 130 MW y la tensión nominal de  $\pm 150$  kV. Las válvulas de los convertidores utilizadas estaban basadas en tecnología de tiristores que operaban independientemente del enlace original.

Se instaló un tercer enlace en 1987 ante la perspectiva de que se incrementara la demanda en Gotland; este se realizó con una conexión bipolar con la fase dos.

En 1986 el enlace original quedó fuera de servicio y en 1999 se instaló en este enlace el primer convertidor con tecnología VSC (Convertidor de fuente de Tensión). La tabla 1, muestra actualmente la capacidad de este sistema.

Tabla I. **Capacidad de Suecia-Gotland**

Año puesta en marcha	Polo 3: 1 987 Polo 2: 1 983
Potencia	260 MW
Número de polos	2
Voltaje de AC	130 Kv (Västervik), 70 Kv (Ygne)
Voltaje DC	± 150 kV
Longitud del DC cables submarinos	2 x 96 km
Longitud de la línea aérea DC	7 km
Razón principal para elegir HVDC	Duración de la travesía marítima
Aplicación	Conexión de cargas remotas

Fuente: *The Gotland HVDC link*. <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/the-gotland-hvdc-link>. Consulta: 22 de abril de 2015.

### 1.2.2. Interconexión Konti-Skan

Enlace situado entre Suecia y Dinamarca, a una tensión de ±150 kV y ±400 kV. Se puso en servicio en agosto de 1965 con un polo y retorno por tierra-mar. La figura 7 muestra el mapa de la interconexión y una estación de conversión situada en Lindome, Suecia.

Figura 7. **Enlace Konti-Skan**



Fuente: *The Gotland HVDC link*. <http://new.abb.com/systems/hvdc/references/the-gotland-hvdc-link>. Consulta: 22 de abril de 2015.

Las estaciones convertidoras se basan en tecnología de válvulas de arco de mercurio, la longitud total de la transmisión es de 173 km, repartidos en 87 km submarinos y 86 km de líneas aéreas en ambos lados. La potencia del polo 1 es de 250 MW a  $\pm 150$  kV de tensión nominal.

En 1988 se instaló una segunda fase o polo, que transmite 300 MW y consta de una línea a 300 kV con una longitud de 141 km; las estaciones convertidoras son a base de tiristores. En el 2006 se sustituyeron por convertidores a base de tiristores.

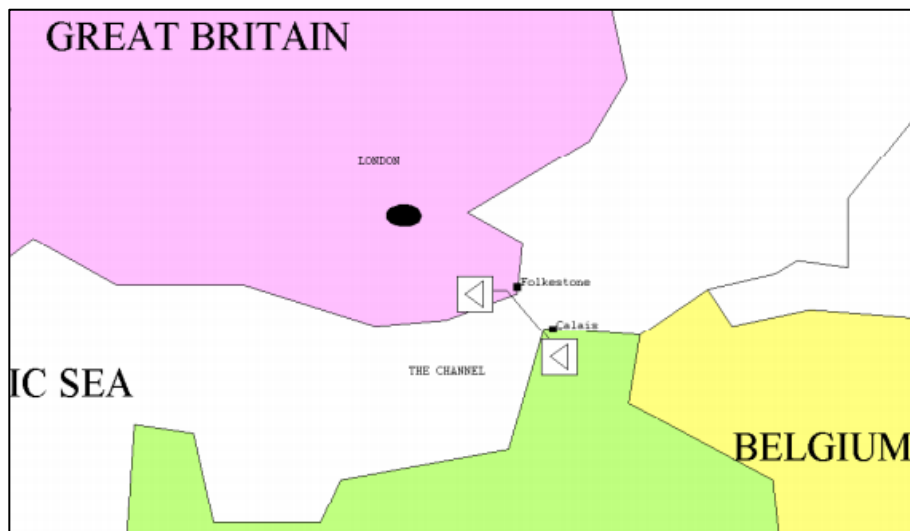
### **1.2.3. Interconexión Cross-Channel (Canal de la Mancha)**

Se iniciaron las pruebas a finales en 1961, proyecto que, por su economía, sustituyó al previo que se había concebido a base de corriente alterna.

Interconecta la red inglesa a 275 kV con la francesa a 220 kV. Potencia 160 MW, con tensión de servicio  $\pm 100$  kV, puesta a tierra en una sola estación. Equipada con dos puentes de conversión de 200 A por terminal. El enlace es asincrónico.

La figura 8 muestra el mapa de la interconexión, la canalización submarina de Dungeness-Le Porte tiene 48 km y 16 km de líneas aéreas en los extremos. A finales de 1974 se habrá sustituido un puente con válvulas de vapor de mercurio por otro a base de tiristores.

Figura 8. **Interconexión Canal de la Mancha**



Fuente: *Compendium of all HVDC projects*. [http://b4.cigre.org/Publications/ Other- Documents/Compendium-of-all-HVDC-projects](http://b4.cigre.org/Publications/Other-Documents/Compendium-of-all-HVDC-projects). Consulta: 5 de mayo de 2015.

### **1.3. Principales enlaces HVDC con convertidores a base de puente de tiristores**

#### **1.3.1. Interconexión de Eel River (Quebec, Canadá – New Brunswick, Canadá)**

La estación entró en funcionamiento en 1972, fue la primera con válvulas de tiristores de estado sólido; la finalidad fue enlazar los sistemas asíncronos de Hidro Quebec y New Brunswick, con una potencia de 320 MW, a una tensión de  $\pm 80$  kV en la línea de corriente continua y de 230 kV en ambos terminales de corriente alterna.

#### **1.3.2. Interconexión Cahora Bassa**

Ofrece una capacidad de transmisión de 1 920 MW de energía, captada de una central hidroeléctrica en el río Zambezi, en el norte de Mozambique, se puso en servicio en tres etapas de 1977 a 1979.

Formado por dos polos o líneas paralelas que llevan  $\pm 533$  kV, utiliza convertidores a base de puente de tiristores aislados y refrigerados por aceite, conectados por medio de 280 tiristores en serie para formar ocho puentes convertidores, es decir, cuatro por polo de seis pulsos, capaces de soportar 133 kV.

#### **1.3.3. Interconexión de Itaipú**

Durante más de veinte años fue el mayor sistema de transmisión HVDC construido en el mundo, transmiten 6 300 MW de potencia a  $\pm 600$  kV de tensión.



El enlace consiste en dos líneas bipolares para transmisión HVDC desde la central hidroeléctrica de Itaipú a una frecuencia de 50 Hz, hasta la red de Sao Paulo de 60 Hz; la figura 9 muestra el mapa de la interconexión con las características mencionadas.

Figura 9. **Mapa de conexión Itaipú**



Fuente: *HVDC references*.

<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/itaipu>. Consulta: 06 de mayo de 2015.

El sistema HVDC de Itaipú usa válvulas a base de tiristores, refrigeradas por agua y aisladas por aire, están construidas como un cuádrupolo. Una sola válvula contiene 8 módulos de tiristores conectados en serie; cada módulo contiene 12 tiristores, por tanto, funciona como rectificador de 12 pulsos.

## **1.4. Principales enlaces HVDC con convertidores VSC**

### **1.4.1. Interconexión Eagle Pass**

Se construyó para mitigar la inestabilidad del voltaje, permitió el intercambio de energía entre las estaciones en Eagle Pass, Texas, y Piedras Negras, México.

La instalación tiene dos convertidores VSC de 36 MVA, equipados con transistores bipolares de puerta aislada (IGBT), operados con la modulación de ancho de pulso (PWM).

### **1.4.2. Plataforma Troll A (Noruega)**

Se puso en servicio en 1995, en el Mar del Norte, para la extracción de gas. En el 2002, ante las necesidades energéticas de la plataforma, se planteó la transmisión en corriente continua.

La instalación HVDC-VSC entró en servicio en 2005 siendo la primera conexión de este tipo en el mundo, se basó en una conexión bipolar que opera a  $\pm 60$  kV para transmitir 88 MW (44 MW) por polo, uniendo la estación convertidora de Kollsnes (rectificador) en Noruega a 132 kV CA, con la plataforma Troll (inversor de dos niveles) a 56 KV CA.

La distancia entre la plataforma y tierra es de 70 km, y el enlace se compone de 4 cables submarinos (dos por polo).

La figura 10 muestra la estructura de la plataforma marina Troll A, esta es alimentada desde tierra con un enlace en corriente continua, el fabricante fue ABB. En la plataforma se encuentran dos tecnologías clave: HVDC – VSC y VHV Motor (motor de muy alta tensión), así como otras soluciones para hacer funcionar a los dos compresores de 40 megavatios sin necesidad de generadores locales. Esto contribuye a ahorros en emisiones a la atmósfera y a reducir los costos.

Figura 10. **Plataforma Troll Noruega**



Fuente: *HVDC references*.

<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/itaipu>. Consulta: 06 de mayo de 2015.

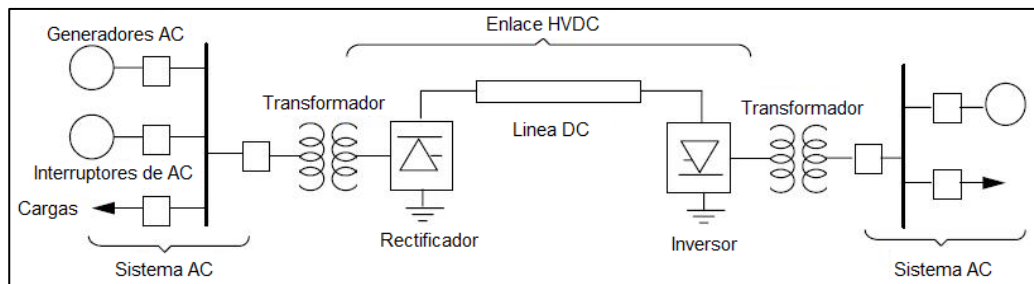
## 2. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA HVDC

Un enlace o interconexión HVDC tiene normalmente dos o más estaciones convertidoras conectadas a las redes de corriente alterna (AC). Estas comúnmente interconectadas por medio de líneas aéreas, cable submarino y, en algunos casos, cables subterráneos.

Es una alternativa muy eficiente en aspectos de control y seguridad porque en DC no se tiene frecuencia de oscilación, la potencia transmitida es potencia activa en su totalidad, mientras que en AC existen potencias reactivas además de la activa.

El diagrama de la figura 11 presenta un sistema HVDC: los generadores de AC, con sus respectivos transformadores y rectificadores, la línea HVDC que transmite la energía eléctrica en DC hasta llegar a los inversores que entregan la energía eléctrica en AC hacia los transformadores reductores que distribuyen la energía a las cargas a través de las redes de subtransmisión y distribución.

Figura 11. Diagrama unifilar de una interconexión HVDC



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

## **2.1. Configuración de los sistemas de transmisión HVDC**

### **2.1.1. Configuración *back to back***

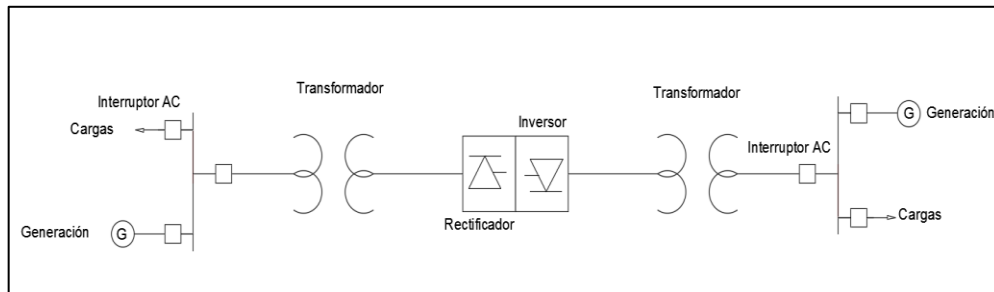
Consiste en la interconexión del rectificador e inversor que se encuentran en la misma estación, usado para conectar redes contiguas, asíncronas y síncronas con distinta regulación de frecuencia, para la estabilización de redes y para el aislamiento de perturbaciones o distorsiones de una carga o red sobre otra red.

Otra ventaja es que no tiene una línea larga para su conexión, basta con utilizar una línea corta para su funcionamiento.

Cuando los extremos tienen frecuencias diferentes, la estación rectificadora realiza el trabajo de mitigar esta y poder transmitir en ambas direcciones sin fallos en los sistemas.

La figura 12 muestra la representación de una estación: en los extremos se tienen las redes de HVAC, la tensión es reducida por los transformadores, llegando a los rectificadores. Estos convierten de HVAC a HVDC y viceversa para que en la siguiente barra se tenga AC, lista para poder ser distribuida a los lugares requeridos.

Figura 12. Estación convertidora *back-to-back*



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

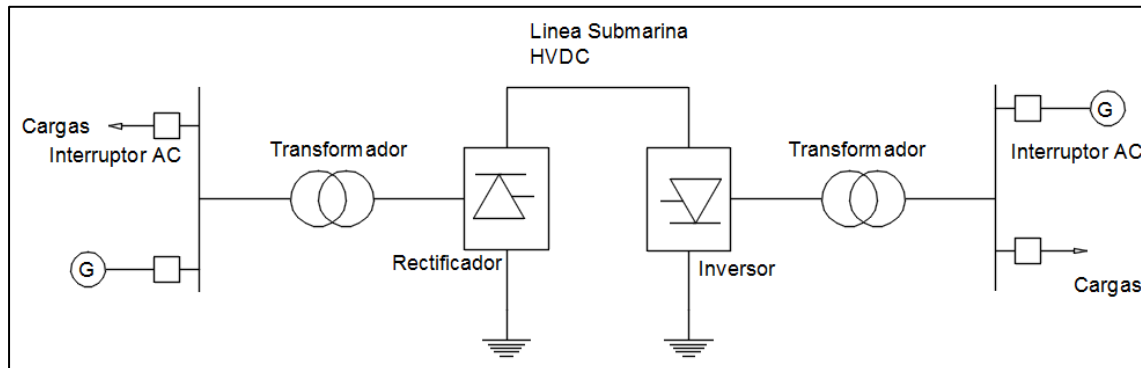
### 2.1.2. Configuración punto – punto

La conexión se realiza directamente entre dos subestaciones, cuando por razones técnicas, económicas o ambientales la conexión mediante HVAC no es posible o no resulta rentable.

En esta configuración una estación funciona como rectificador y otra como inversor en función de la dirección del flujo de potencia, pudiendo adoptar una configuración monopolar o bipolar. Sirve para conectar cargas aisladas mediante enlaces submarinos de cargas aisladas como sistemas insulares, estaciones petrolíferas o parques eólicos.

La figura 13 muestra la configuración, teniendo en ambos lados HVAC, reduciéndolo y pasando por los convertidores hasta realizar el proceso de conversión y traslado al siguiente punto para su distribución.

Figura 13. **Configuración punto – punto**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.1.3. **Configuración multiterminal**

Se obtiene cuando se conectan 3 o más subestaciones a un sistema HVDC. La conexión puede ser:

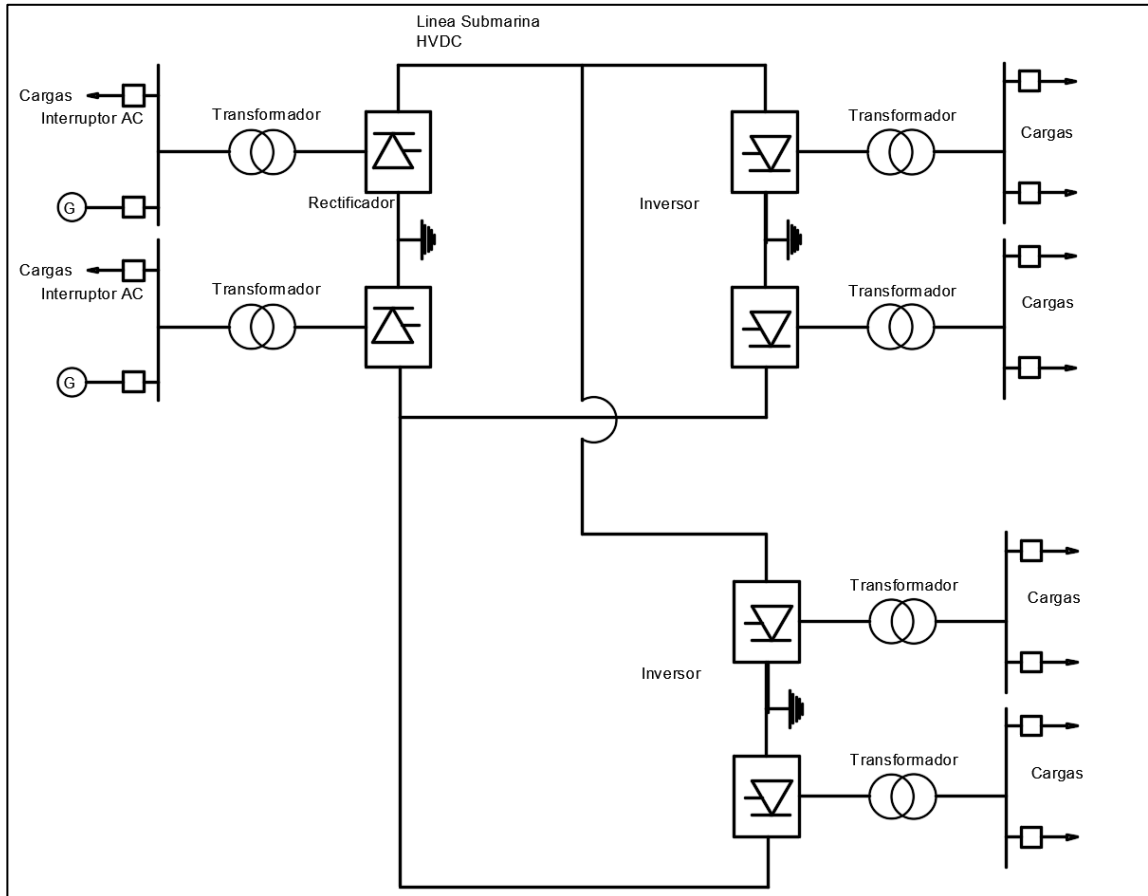
#### 2.1.3.1. **Paralela**

Todas las estaciones convertidoras están conectadas a la misma tensión y se utiliza cuando superan el 10 % de la potencia total de las estaciones rectificadoras conectadas.

Estas pueden adoptar conexiones monopolares o bipolares con una potencia que oscila entre 1 200 MW a 6 400 MW, esta última se da en grandes ciudades industrializadas. En la figura 14 se aprecia un diagrama unifilar del tipo de conexión que va desde la generación en la barra hacia la transformación llegando a los rectificadores y pasando a los convertidores para terminar el ciclo de conversión de energía.



Figura 14. Configuración multiterminal en paralelo

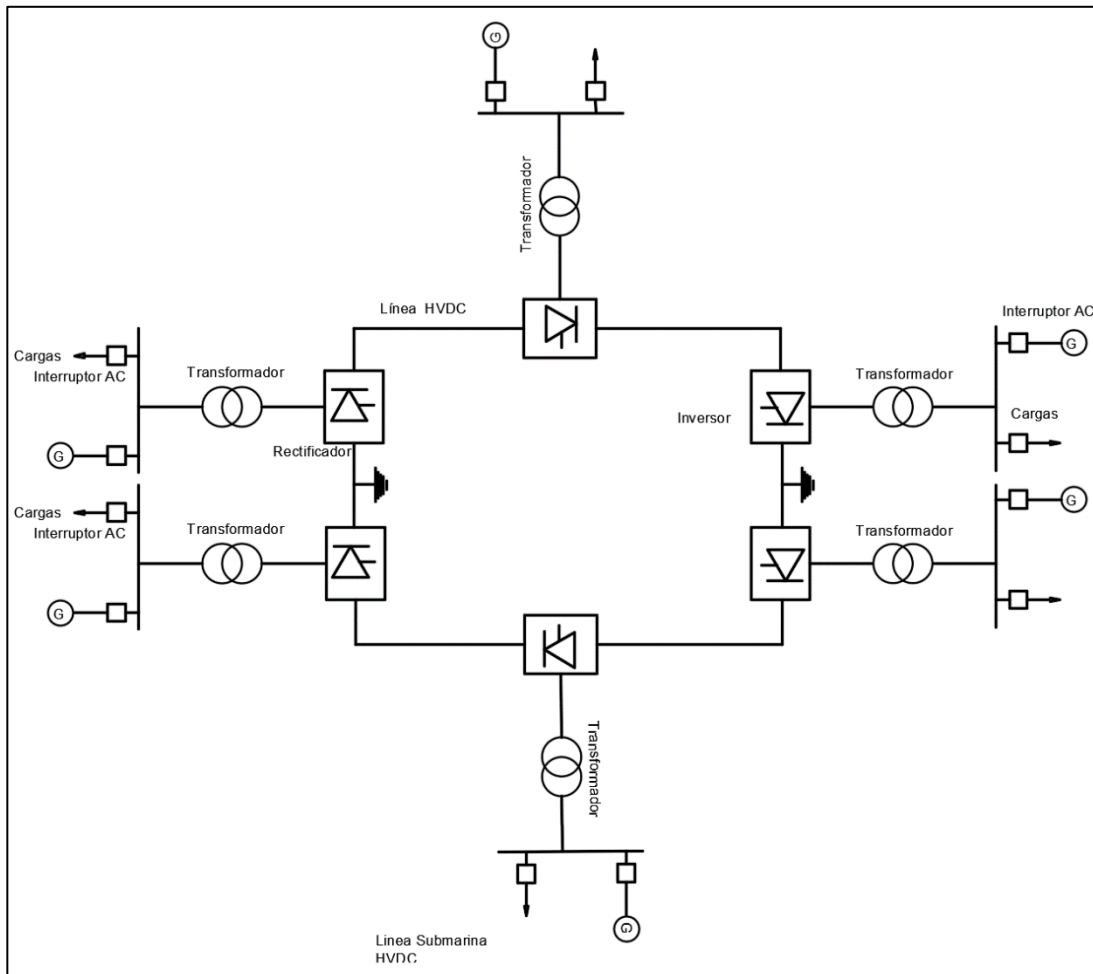


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.1.3.2. Serie

Las subestaciones se conectan en serie y a cada una llega una tensión diferente. Una subestación conectada no puede superar más del 10 % de la potencia total de las estaciones rectificadoras para no afectar la tensión que llega a las otras. En la figura 15 se observa el unifilar de una subestación en configuración serie.

Figura 15. **Configuración multiterminal en serie**

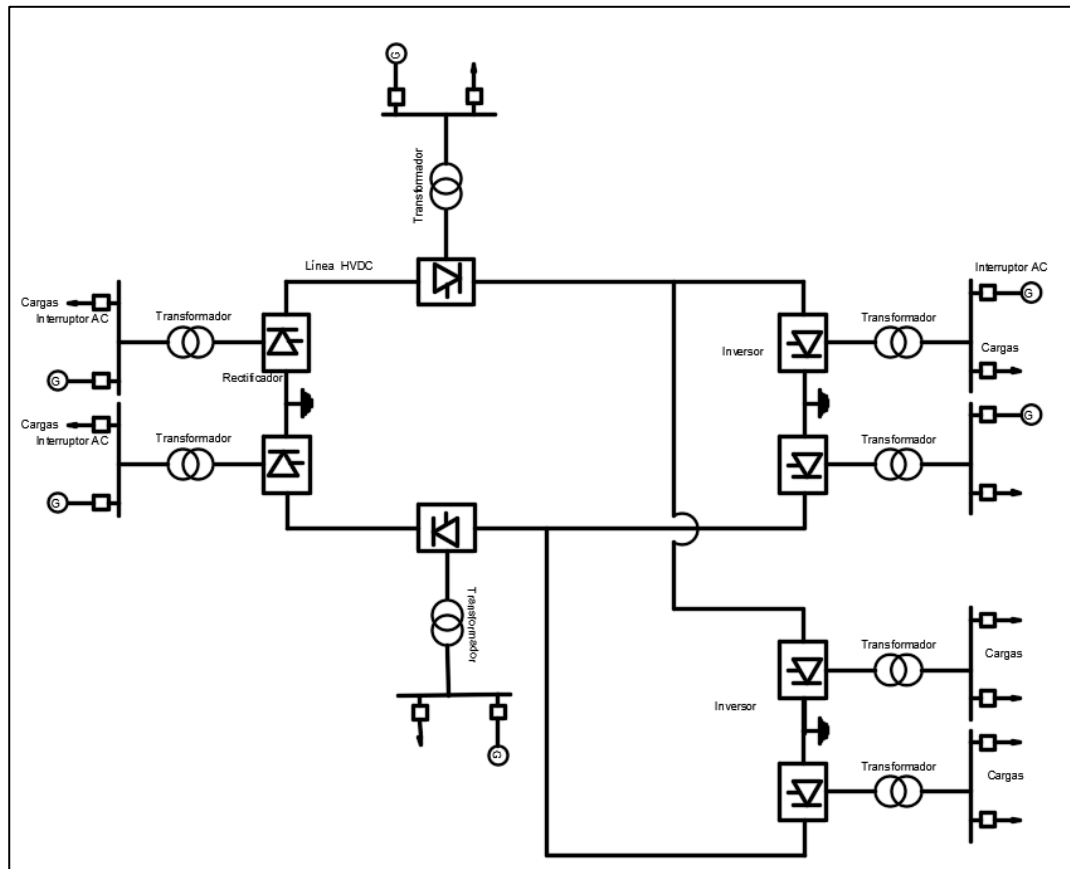


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

### 2.1.3.2.1. **Mixta**

Es una combinación de los sistemas paralelo y serie visto anteriormente, la figura 16 detalla una configuración mencionada.

Figura 16. Configuración multiterminal mixta



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

#### 2.1.4. Configuración unitaria

El rectificador se conecta directamente al generador, a efectos prácticos, la energía es generada directamente en DC. Este sistema utiliza generadores hidráulicos y eólicos asíncronos; tras esta transformación, el sistema convierte de nuevo la energía a CA a la frecuencia del sistema lo que permite conectar el generador.

Esta configuración permite aprovechar la velocidad de las turbinas para generar la energía necesaria en cada momento independientemente de la frecuencia del sistema. Realiza, por lo tanto, una función similar al *back-to-back*, con un lado de frecuencia fija (sistema) y otro de frecuencia variable (generador).

## **2.2. Clasificación de las conexiones**

A continuación, se enuncian y se explica las configuraciones empleadas en la transmisión HVDC.

### **2.2.1. Enlace monopolar**

Emplea un solo conductor, usualmente de polaridad negativa, con retorno por tierra o mar, esta conexión permite el ahorro de un conductor.

Generalmente, se emplea esa polaridad en el conductor porque la posibilidad de que se produzca el efecto corona es menor con el empleo de tensiones negativas.

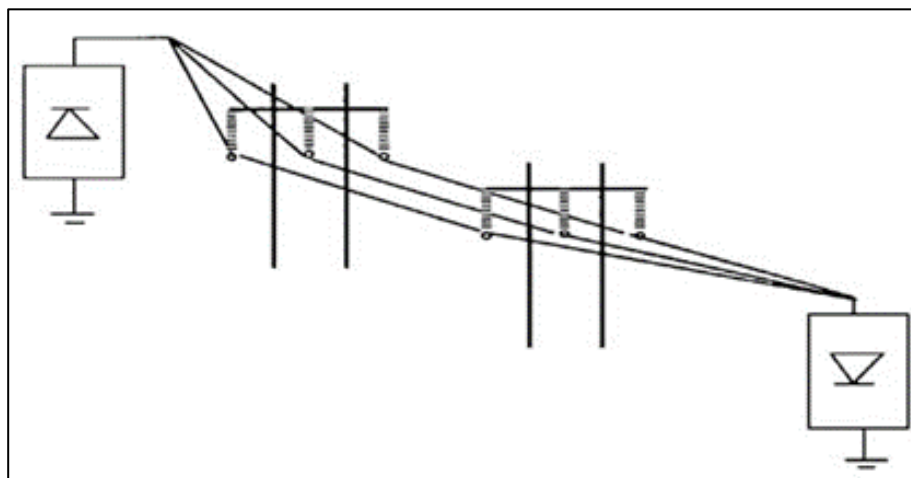
Algunos sistemas monopolares incluyen un retorno metálico cuando no es posible realizarlo mediante electrodos conectados a tierra, normalmente por cuestiones medioambientales, o cuando las pérdidas son demasiado importantes; esta conexión se conoce como monopolar simétrico.

La potencia que permite este sistema ronda los 1 500 a 2 000 MW aproximadamente; el bajo costo de este tipo de conexiones, las convierte en una atractiva solución de interconexiones en sistemas aislados como parques

eólicos en alta mar, estaciones petrolíferas, etc.; a los sistemas continentales donde el no instalar cable de retorno pueda suponer un ahorro considerable.

La figura 17 esquematiza la solución de transmisión en HVDC de tipo tradicional, muestra cómo podría realizarse una transmisión monopolar, aprovechando una línea trifásica, y el retorno por tierra conectando el inversor y el rectificador en ambos extremos de la línea para luego convertirlo en HVAC.

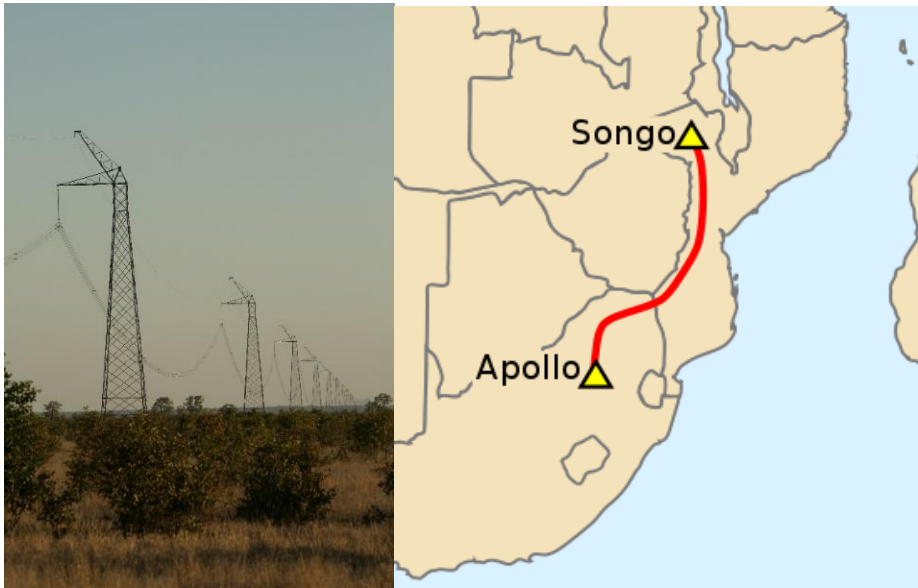
Figura 17. **Enlace monopolar**



Fuente: Inducor ingeniería. *Alta tensión, capítulo 1*. [http://www.inducor.com.ar/academicos/alta-tension/alta-tension-capitulo2.html,\\_001.jpg](http://www.inducor.com.ar/academicos/alta-tension/alta-tension-capitulo2.html,_001.jpg). Consulta: 30 de mayo de 2015.

La figura 18 muestra el proyecto llamado Cahora Bassa ubicado en Mozambique, África del Sur. Este proporciona 1 920 MW de capacidad de potencia en transmisión, se puso en servicio en tres etapas ente los años de 1977 a 1979.

Figura 18. **Proyecto Cahora-Bassa**



Fuente: *Cahora Bassa (HVDC)*. [https://en.wikipedia.org/wiki/Cahora\\_Bassa\\_\(HVDC\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Cahora_Bassa_(HVDC)). Consulta: 30 de mayo de 2015.

### **2.2.2. Enlace bipolar**

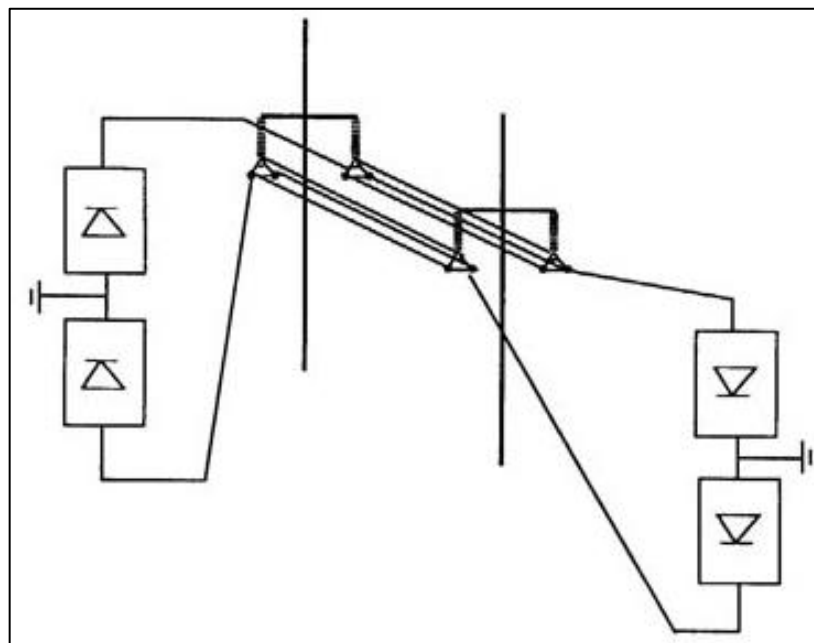
Compuesto por dos conductores, de los cuales uno es el polo positivo y el otro es el polo negativo; para el funcionamiento de cada polo es necesario utilizar un convertidor en cada terminal de la línea.

En la parte donde se unen los convertidores es necesario aterrizar la línea en un terminal, o bien ambas. Estos pueden estar conectados a tierra mediante electrodos o mediante un cable de retorno por tierra.

Es utilizada cuando se supera la capacidad de un enlace monopolar, gran parte de los enlaces HVDC con líneas aéreas es construida en forma bipolar. La potencia de transmisión de este sistema también ronda de 1 500 MW a

2 500 MW, aproximadamente, y dada la sencillez en comparación con otros sistemas es bastante económico sobre todo si no es necesario el uso del retorno metálico, este no es más que utilizar otro conductor en vez de electrodos; la figura 19 muestra un enlace bipolar con líneas aéreas.

Figura 19. **Enlace bipolar**



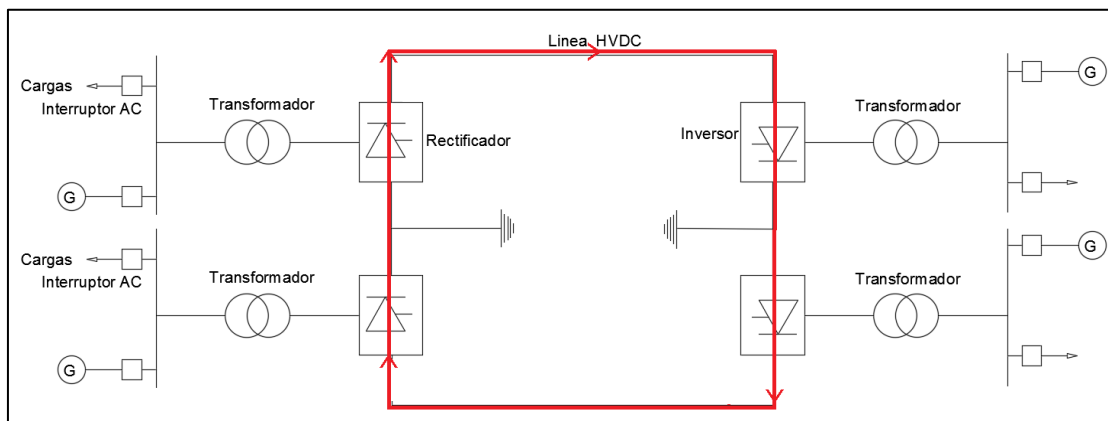
Fuente: Inducor ingeniería. *Alta tensión, capítulo 2*. <http://www.inducor.com.ar/academicos/alta-tension/alta-tension-capitulo2.html>. Consulta: 30 de mayo de 2015.

En caso de avería en un conductor, la conexión bipolar puede funcionar temporalmente como monopolar; puede transmitir más de un 50 % de la potencia total en función de los criterios de explotación y de la capacidad del polo restante, que proporciona mayor fiabilidad al sistema.

Una de las ventajas de utilizar una configuración bipolar frente a los monopolos es el menor costo de la línea debido al retorno común y las menores pérdidas.

Otra ventaja de este enlace son las configuraciones a las que puede estar sometido una configuración por retorno por tierra, esta configuración utilizada en sistemas bipolares aporta una solución muy versátil y flexible a la hora de operarlas en alguna contingencia o un mantenimiento programado; la figura 20 muestra el funcionamiento de un enlace bipolar equilibrado.

Figura 20. **Conexión bipolar por retorno por tierra**

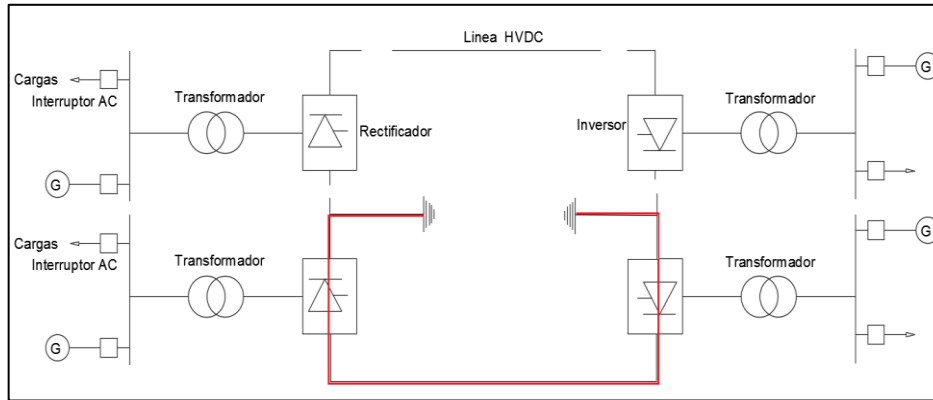


Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Si ocurriera una falla en algunos de los polos, la corriente del polo afectada es asumida por el retorno por tierra para ser aislado; la figura 21 muestra el funcionamiento monopolar por retorno por tierra con las estaciones de conversión y línea fuera de servicio por una falla.



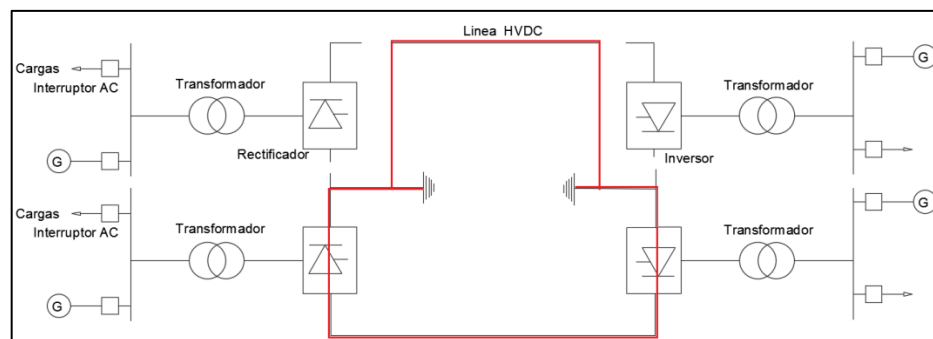
Figura 21. **Conexión bipolar por retorno por tierra**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Si por algún motivo, la falla ocurriera solamente en las estaciones de conversión, la corriente puede ser conmutada desde el retorno por tierra a un retorno metálico que es un aporte de la línea que tiene falla en las estaciones de conversión; la figura 22 muestra una conexión bipolar con daños en los polos, a la hora de conmutar se vuelve el funcionamiento monopolar por retorno metálico.

Figura 22. **Funcionamiento monopolar de un enlace bipolar**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

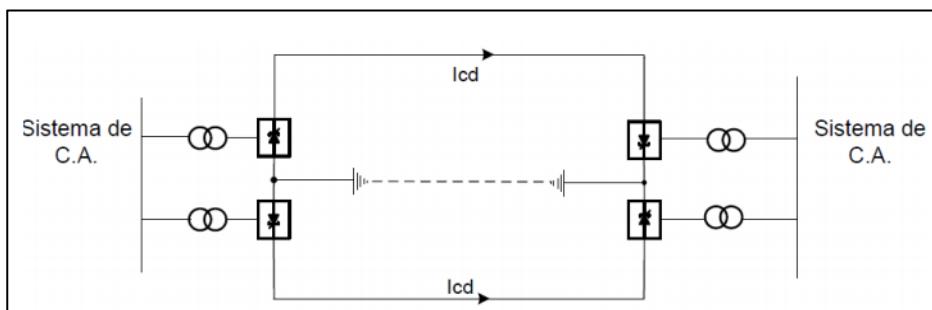
### 2.2.3. Enlace homopolar

Esta conexión tiene dos conductores con la misma polaridad, por lo general, negativa y siempre operando por retorno a tierra; cada estación convertidora consiste de un polo positivo y un polo negativo como se aprecia en la figura. Cada polo consta de dos convertidores trifásicos conectados, principalmente, por transformadores de potencia con configuración Y-Y y Y- $\Delta$ .

Este mismo enlace también puede operar con retorno metálico; en este caso si se analiza la configuración, se ve claramente que por las leyes de Kirchhoff la corriente que circulará por el retorno será el doble de la que circula por cada uno de los conductores.

Por una parte, el coste en cuanto aislamiento es menor, pero tiene el inconveniente que, por tener un retorno recorrido por una gran corriente, implica un costo mayor al tener que dimensionar los electrodos alojados en medio de cada terminal convertidora, por lo que es poco habitual su uso; la figura 23 muestra el esquema de este enlace.

Figura 23. Esquema de conexión homopolar



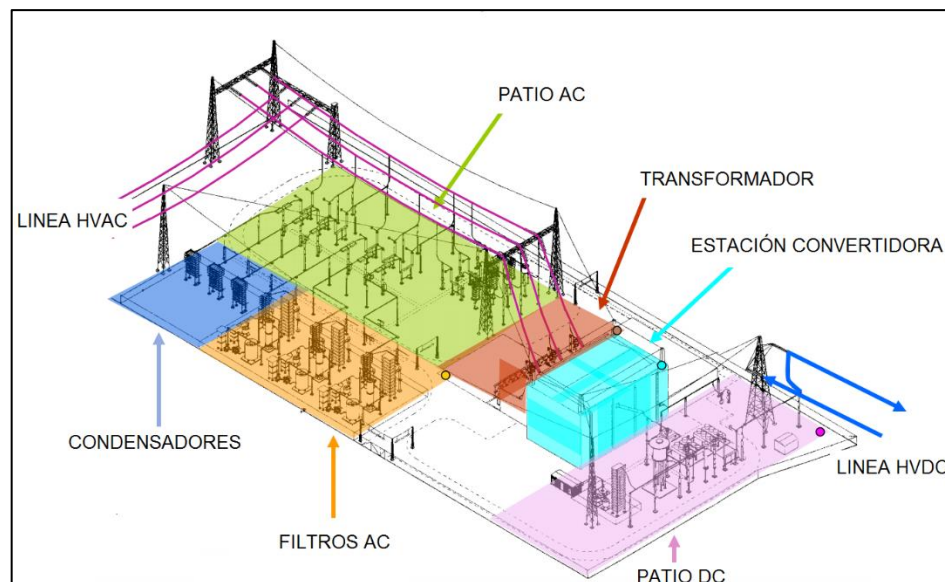
Fuente: PEÑARANDA BEJARANO, Diana Lorena; GUERRA RODRÍGUEZ, Carlos Alberto. *Impacto de las instalaciones HVDC sobre los sistemas de protección de la red de CA.* p. 33.

### 2.3. Componentes de un sistema HVDC

Los componentes utilizados en un sistema HVDC son similares a un sistema HVAC, con la ventaja de poder utilizar dentro del campo de conversión sistemas específicos de DC.

Otros componentes necesarios para el correcto funcionamiento del enlace, son los transformadores asociados a los puentes convertidores que dan el nivel adecuado de tensión para su uso, los sistemas de protección AC y DC, entre otros; la figura 24 se muestra la estructura de planta de una subestación HVDC monopolar para larga distancia.

Figura 24. Estructura de una subestación HVDC monopolar



Fuentes: JOHANSSON, Jan G. *Tecnología HVDC, características y beneficios, power sytem-HVDC*. p. 48.

Componentes que incluye esta subestación HVDC:

- Estación convertidora
- Transformador convertidor
- Filtro de AC
- Filtro de DC
- Reactancia de suavizado o reactancia de DC
- Condensador en paralelo
- Línea de CC
- Interruptores de CC
- Interruptores de CA
- Puesta a tierra de la instalación

### **2.3.1. Estación convertidora**

Es el elemento donde se lleva a cabo el proceso de conversión de AC a DC y de DC a AC. Estas estaciones están hechas de tiristores que generalmente consisten en 2 puentes convertidores trifásicos de 6 pulsos.

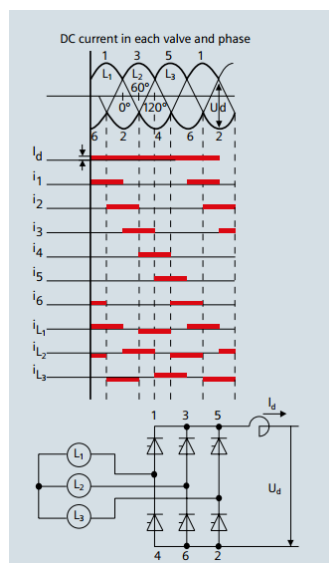
Cuando se dice que son 6 pulsos, se refiere al resultado de la rectificación de las tres fases en un ciclo, ya que la señal entregada está formada por 6 pulsos de igual período.

El funcionamiento en este caso, es que las formas de tensión sinusoidales son recortadas por las válvulas, obteniéndose así una señal que opera solo en un cuadrante, con lo que el flujo de potencia circula desde el lado AC al lado DC.

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 (el ángulo de disparo está entre  $0^\circ$  y  $90^\circ$ ), una válvula conducirá corriente en una dirección siempre que reciba una señal de encendido y que la diferencia de voltaje entre el ánodo y el cátodo sea positiva; de la misma forma, la válvula dejará de conducir únicamente cuando la polarización sea negativa.

De acuerdo a la figura 25, se pueden observar los estados de cada válvula; por ejemplo, en el primer tramo, la pareja de tiristores 1 y 2, en estado de conducción, permiten el ingreso de la corriente por el dispositivo 1 y el retorno por el 2. De manera similar, en el segundo tramo, la pareja empleada corresponde a 1 y 6, y así sucesivamente hasta finalizar con el ciclo de los tiristores 5 y 2. Además, se observa la onda rectificada de 6 pulsos.

Figura 25. **Rectificador de 6 pulsos**

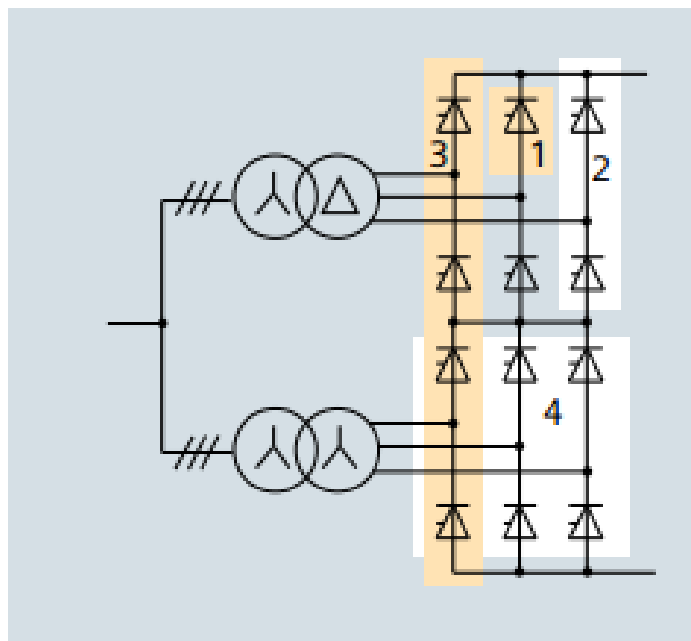


Fuente: High Voltage. *Direct current transmission*. p. 8.

Se pueden encontrar configuración de tiristores de doce pulsos, en este caso se conectan en serie dos puentes de seis pulsos, la rectificación se consigue con una onda de corriente continua con un rizado menor.

Durante su trabajo se generan armónicos de orden  $12n \pm 1$  en el lado de corriente alterna y de orden  $12n$  en el lado de continua, con lo que se reduce la tasa de distorsión armónica y se estabiliza la onda de salida si se compara con el rectificador de seis pulsos; este esquema se observa en la figura 26.

Figura 26. **Configuración de tiristores de 12 pulsos**



Fuente: High Voltage. *Direct current transmission*. p. 9.

### **2.3.2. Transformador convertidor**

Es una parte importante en un sistema HVDC que se encarga de la transformación de AC en los niveles respectivos para el accionamiento de las válvulas.

Puede tener diferentes configuraciones:

- Transformadores trifásicos de dos devanados
- Transformadores monofásicos de tres devanados
- Transformadores monofásicos de dos devanados

Otro uso que se le da en muchos casos es que actúe también como filtro en el lado de corriente alterna; estos transformadores se caracterizan por estar diseñados para soportar el alto contenido de armónicos generados por las estaciones convertoras sin sobrecalentarse. Además, están diseñados para soportar la pre magnetización continua del núcleo, el ruido (eléctrico) y otras características de este tipo de montajes.

Tienen un aspecto diferente a los utilizados normalmente en corriente alterna debido a la altura de sus contactos necesarios para alcanzar las torres de válvulas que suelen estar suspendidas en techo del lugar de instalación de las estaciones convertoras.

La unidad convertora que se utiliza para este tipo de transformadores es una unidad de 12 pulsos, compuesta de dos unidades de 6 pulsos conectadas en serie, anteriormente ya vista.

Una de las ventajas de una unidad de 12 pulsos sobre una de 6 pulsos es que la primera posee mayor capacidad de proveer una mayor tensión al lado de DC; además, permite reducir la cantidad de armónicos que inyecta el rectificador a la red de AC; la figura 27 muestra un transformador para sistemas HVDC.

Figura 27. **Transformador convertidor**



Fuente: *ALSTOM SF6 circuit breakers till 420kV*. [http://en.el-insta.cz/w/elinsta/cache/live-tank-circuit-breaker-for-550-kv\\_1600x900ms.jpg](http://en.el-insta.cz/w/elinsta/cache/live-tank-circuit-breaker-for-550-kv_1600x900ms.jpg). Consulta: 22 de mayo de 2015.

### **2.3.3. Filtros**

Dentro de la estructura de construcción de un sistema HVAC se contemplan estos elementos que son los encargados de la eliminación de armónicos y otras interferencias que se produzcan. Estas interferencias pueden ser creadas por los convertidores o pueden ser un problema intrínseco a la parte de corriente alterna la que conecta con el sistema HVDC.



### **2.3.3.1. Filtros de corriente alterna**

Los convertidores generan corrientes armónicas múltiplos del tercer armónico y las introducen en el sistema de AC, los filtros armónicos de AC reducen el paso de estos al sistema de AC al proporcionar una baja impedancia de armónicos a tierra.

Proporcionan parte de la potencia reactiva consumida por el convertidor, hay veces que se utilizan condensadores shunt independientes al filtro AC. Compensa, también, el factor de potencia intentando conseguir que  $\cos \varphi = 1$  para evitar que al crecer la demanda de potencia reactiva se produzcan fluctuaciones de voltaje en la red.

### **2.3.3.2. Filtros de corriente directa**

Se utiliza también para reducir el contenido de armónico de secuencia positiva y los posibles daños que esta cause, la forma de conexión es en paralelo a la línea DC.

Lo anterior explica el hecho de que se generen altas frecuencias, trayendo de la mano la alteración o interferencia de líneas de telecomunicaciones próximas a la línea DC; es posible utilizar filtros activos para apalear lo anterior que tienen mejor desempeño que los clásicos filtros pasivos.

### **2.3.4. Reactancia de suavizado**

Son componentes vitales en los sistemas HVDC, la corriente continua que sale del rectificador lleva componentes armónicas, conocidas como rizado.

Existen estos elementos cuya finalidad es reducir el denominado rizado de la corriente en el lado de DC del sistema; proporciona una impedancia elevada al flujo de las corrientes armónicas, reduciendo su magnitud y, de este modo, suaviza la corriente continua.

La forma de conexión de estos elementos es en serie con el rectificador, a través de la misma circulará toda la corriente de carga.

### **2.3.5. Condensador en paralelo**

En las transmisiones HVDC que operan normalmente se consume energía reactiva, los condensadores que se conecta en paralelo se instalan en el lado de CA del convertidor, suministran energía reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión en el convertidor. Se conectan o desconectan automáticamente mediante interruptores y pueden hacer las veces de filtros de armónicos.

Los condensadores conectados en serie en el lado AC siguen el concepto utilizado en los CCC (*capacitor commutated converters*); mejoran el comportamiento dinámico, principalmente, en sistemas con baja potencia de cortocircuito o líneas HVDC largas.

Este sistema unido a pequeños filtros mejora la calidad de la señal reduciendo el rizado y la demanda de energía reactiva.

Por lo regular, están situados entre el transformador y el puente de válvulas para reducir la corriente causada por la capacidad de los cables en caso de desconexión y el fallo del inversor. Esto se debe a que, en este punto, la corriente está controlada por el convertidor.

### **2.3.6. Línea DC**

Los conductores o líneas siempre estarán presentes en cualquier tipo de configuración HVAC ya sean subterráneas, submarinas o bien aéreas, exceptuando en la configuración *back-to-back*.

Cuando se tiene definido el esquema a utilizar, siempre se define el tipo de cable a utilizar y el número de conductores, algunas instalaciones utilizan electrodos para el retorno por tierra o mar; debido a causas medioambientales se suele utilizar retorno metálico por cable, aunque acrecienta un poco el costo del proyecto; también, en conjunto se lleva fibra óptica para el enlace de la comunicación entre estaciones convertoras.

#### **2.3.6.1. Líneas aéreas**

Se emplean en el transporte HVDC, tienen una serie de ventajas frente a las de transporte HVAC. Las torres están mecánicamente diseñadas como si de una línea de CA se tratara, aunque cabe señalar diferencias en cuanto a la configuración de los conductores, el campo eléctrico y el diseño de los aisladores.

Los aisladores de las líneas de CD presentan problemas, ya que estos se diseñan a partir de la norma IEC60815, que marca los estándares para líneas de CA. La línea de fuga que es la distancia más corta entre dos conductores, medida a lo largo del dispositivo que los separa, es el parámetro en el que se basa el diseño de aisladores de CA.

Su construcción se basa en tensiones fase-fase, entre conductores, pero al trasladar estas distancias para los conductores en DC se debe tomar como referencia la tensión fase tierra, por lo que se debe multiplicar el factor dado por la norma por  $\sqrt{3}$ .

### **2.3.6.2. Líneas submarinas**

La transmisión en corriente alterna por cable submarino está limitada a 130 kilómetros por la reactancia propia del cable a diferencia de la transmisión HVDC es la más eficiente y es el único medio para largas distancias. Los sistemas HVDC con cables submarinos interconectan sistemas en distancias mayores a 600 kilómetros con potencias hasta 1 000 MW, establecidos a profundidades no mayores a 80 m.

### **2.3.6.3. Líneas subterráneas**

Utilizado para transferencia de energía por medio de líneas subterráneas HVDC a zonas aglomeradas donde es imposible la instalación de generación (zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético). Este tipo de líneas permiten la transmisión de energía eléctrica de una manera más fácil y práctica.

### **2.3.7. Interruptores DC**

Como en subestaciones de AC, se necesitan dispositivos de conmutación en el patio DC de la subestación. Un grupo de tales dispositivos pueden ser caracterizados como interruptores con capacidades directas de conmutación, comúnmente llamados interruptores de corriente continua de alta velocidad o

bien por sus siglas en ingles *high-speed DC switches*; en la figura 28 se observa un interruptor DC de alto voltaje.

Figura 28. **Interruptor DC**



Fuente: *ALSTOM SF6 circuit breakers till 420kV*. [http://en.el-insta.cz/w/elinsta/cache/live-tank-circuit-breaker-for-550-kv\\_1600x900ms.jpg](http://en.el-insta.cz/w/elinsta/cache/live-tank-circuit-breaker-for-550-kv_1600x900ms.jpg). Consulta: 22 de mayo de 2015.

#### **2.3.7.1. HSNBS (*high-speed neutral bus switch*)**

El funcionamiento de este interruptor es de permanecer abierto (NA), pero cuando se le manda señal de cierre, este conecta la toma de tierra de la estación convertidora a la malla de tierra; se puede mencionar cuando deja de funcionar una línea en un bipolo equilibrado.

### **2.3.7.2. HSGS (*high-speed ground switch*)**

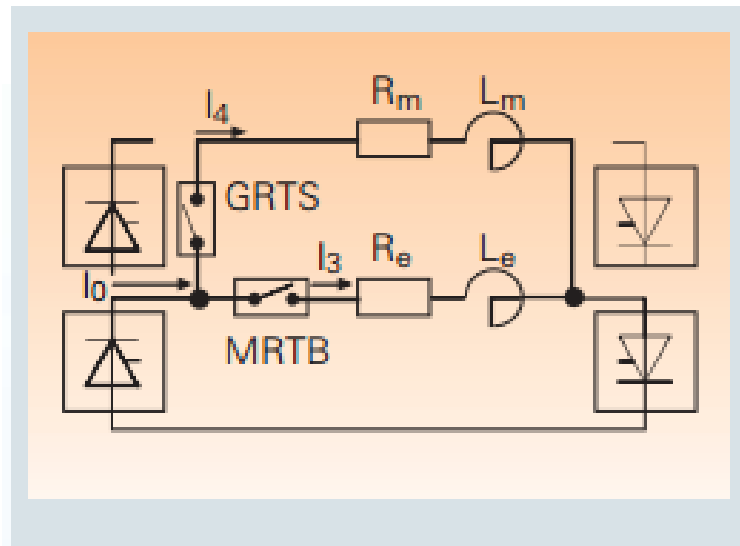
Este interruptor funciona si uno de los polos del sistema bipolar tiene que ser bloqueado; la operación monopolar del segundo polo se activa de forma automática, pero con corriente de retorno a través del suelo; si la duración de la operación de retorno a tierra está bloqueada, es posible un modo alternativo de operación monopolar, utilizando el polo bloqueado como retorno de corriente; este modo se llama retorno metálico. Este sistema brinda un interrumpido flujo de potencia.

### **2.3.7.3. MRTB (*metallic return transfer breaker*)**

Este interruptor funciona si uno de los polos de un sistema bipolar tiene que ser bloqueado; la operación monopolar del segundo polo se activará de forma automática, pero con corriente de retorno a través de tierra.

Si la duración de las operaciones de retorno de tierra está restringida, es posible un modo alternativo de operación monopolar; entonces, la línea del polo bloqueado se puede utilizar para retorno de corriente; este modo es llamado retorno metálico. La figura 29 muestra un circuito MRTB.

Figura 29. **Circuito equivalente de un MRTB y GRTS**



Fuente: Siemens Power. *Transmission and distribution high voltage division, high voltage direct current proven technology for power*. p. 35.

#### 2.3.7.4. **GRTS (ground return transfer switch)**

Este interruptor se utiliza para restablecer una línea en modo bipolar con retorno por tierra, después de que una línea haya estado funcionando como monopolar con retorno metálico; en la figura 29 se aprecia un esquema GRTS.

#### 2.3.8. **Interruptores AC**

Por definición, un interruptor es un dispositivo que cierra e interrumpe (abre) un circuito eléctrico entre contactos separables, bajo condiciones de carga o de falla.

Se describe algunos interruptores que se suelen utilizar para instalaciones en alta tensión; existe varias formas de clasificar los interruptores: por su medio de extinción: interruptores en aceite (de gran volumen de aceite y de pequeño volumen de aceite); interruptores neumáticos, interruptores en vacío e interruptores en hexafloruro de azufre (SF6).

Otra forma de clasificación de los interruptores es por su forma de construcción de tanque muerto o de tanque vivo. De tanque muerto significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de boquillas convencionales.

De tanque vivo significa que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante y están al potencial de línea; en la figura 30 se observa un interruptor de potencia de tanque muerto con hexafloruro de azufre (SF6).

Figura 30. **Interruptor de potencia con hexafloruro de azufre (SF6)**



Fuente: Siemens Power. *Transmission and distribution high voltage division, high voltage direct current proven technology for power.* p. 35.



### **2.3.9. Puesta a tierra**

Los electrodos de puesta a tierra en un sistema HVDC son la conexión física a tierra. Corriente a tierra es un término que se refiere a las corrientes que circulan entre ambas subestaciones convertidoras a través de la tierra como conductor normal.

En los sistemas HVDC los electrodos se usan con dos propósitos: primero, fijar el punto de referencia de 0 voltios, para proteger a las personas y equipos de la estación conversoras; segundo, permitir una ruta alternativa de la corriente cuando ciertos equipos e instalaciones fallen que aumenta la confiabilidad del sistema.

Para las distintas configuraciones de sistemas HVDC mostradas anteriormente, es necesario un camino de retorno para la corriente cuando el sistema deje de funcionar correctamente o se haga algún tipo de mantención.

Una excepción a esto ocurre para el caso del sistema monopolar que, ante el caso de alguna falla, el sistema deja de funcionar completamente y no existe transmisión de energía. Para todas las otras configuraciones, los electrodos de ambas subestaciones funcionarán en su máxima capacidad cuando uno de los polos del sistema deje de operar.

## **2.4. Sistema de control para la tecnología HVDC**

El desarrollo de esta tecnología ha permitido que se pueda controlar por medio del control de ángulos de disparo de los tiristores ubicados en las estaciones conversoras modificando de forma instantánea el voltaje de salida

de las fuentes convertoras permitiendo variar la corriente continua y la potencia transmitida.

Usado también para estabilizar el sistema HVAC al cual está conectado permitiendo controlar la frecuencia de la red o bien auxiliar al control de frecuencia de generadores conectados a las estaciones convertoras.

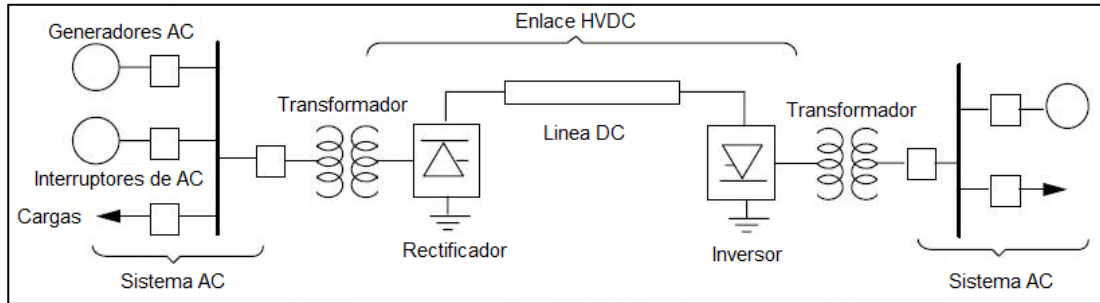
Un papel importante que juega el sistema de control en las estaciones convertoras es prevenir las fluctuaciones en la corriente directa, se logra con una velocidad de respuesta del sistema hacia el control de corriente que puedan garantizar una operación segura del inversor sin ocasionarle fallas de conmutación.

El uso de un sistema de control en una estación con tecnología HVDC es mantener una operación estable y eficiente maximizando la flexibilidad de la potencia a entregar sin arriesgar la seguridad de todos los componentes de transmisión y equipos de conversión de energía. Se utilizan varios elementos en un sistema de control de manera jerárquica de los cuales se detalla la operación, funcionamiento e implementación durante condiciones normales y de falla.

#### **2.4.1. Principios de control**

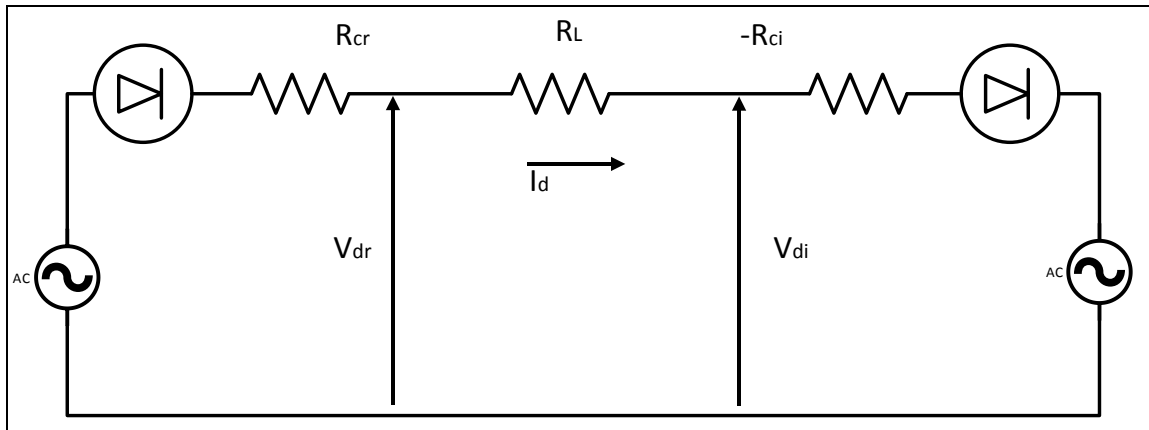
A continuación, se presenta en la figura 31 un esquema monopolar y en la figura 32 el circuito equivalente del mismo sistema.

Figura 31. **Esquema monopolar en una transmisión HVDC**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

Figura 32. **Circuito equivalente a un enlace monopolar en HVDC**



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

El circuito equivalente, se basa en el juego de válvulas conectadas a las estaciones convertidoras por sus características iguales poseen un mismo ángulo de disparo. Las ecuaciones de la corriente  $I_d$  y el voltaje del rectificador mostrados en la figura 32 se define como:

$$I_d = \frac{V_{dr} \cos \alpha - V_{di} \cos \gamma}{R_{cr} + R_L - R_{ci}}$$

$$V_{dr} = V_{dr} \cos \alpha - R_{cr} I_d$$

Donde:

- $V_{dr}$  y  $V_{di}$ : voltajes en vacío del rectificador y del inversor
- $R_{cr}$  y  $R_{ci}$ : resistencias equivalentes de conmutación
- $R_L$ : Resistencia de la línea DC

El denominador de la fórmula de la corriente es pequeño, los cambios leves en las magnitudes de los voltajes pueden ser resultados grandes para la corriente  $I_d$ .

Por ejemplo, si se cambia un 25 % en el voltaje del rectificador como del inversor como resultado se tiene que la corriente varié más de un 100 %. Lo cambios de voltaje pueden ser repentinos, esto indica que no es posible el control manual de los ángulos de disparo de las estaciones, por medio del control de los ángulos de disparo de los tiristores en las estaciones convertoras.

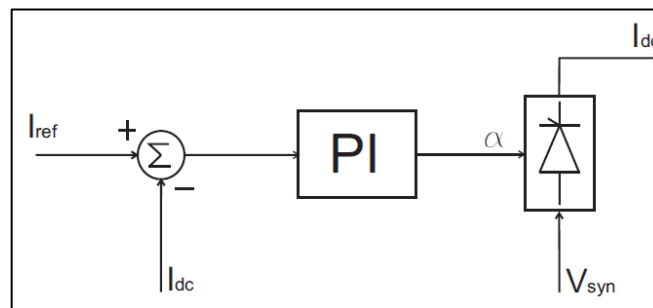
#### **2.4.1.1. Control de corriente**

Al rectificador le corresponde el trabajo de controlar la corriente continua y al inversor de mantener el ángulo de extinción en un valor contante, este mismo depende del consumo de potencia reactiva y de las posibles fallas que tengan en la conmutación en las estaciones convertoras.

La figura 33 muestra el control de corriente de un rectificador retroalimentado negativamente con una corriente, este modelo se emplea en el lado del rectificador, midiendo la corriente DC del sistema y comparando con la corriente de referencia se obtiene el error, este alimenta al controlador PI con una ganancia proporcional e integral  $K_p$  y  $K_i$ , respectivamente. La salida PI será una señal proporcional al ángulo de ignición, este mismo se compara con la salida de la unidad de disparo de puerta para dar el respectivo pulso a la válvula correspondiente.

La salida de la señal del control PI será limitado para asegurar que no tenga ningún inconveniente en el rectificador, estos están dados por los ángulos ( $\alpha_{\min} = 5^\circ$  y  $\alpha_{\max} = 150^\circ$ ); estos valores límites permiten que el control permanezca de forma estable.

Figura 33. **Control de corriente en el rectificador**



Fuente: BAUTISTA BARAJAS, Iván Darío. *Modelado y simulación de un sistema de transmisión en corriente directa*. p. 54.

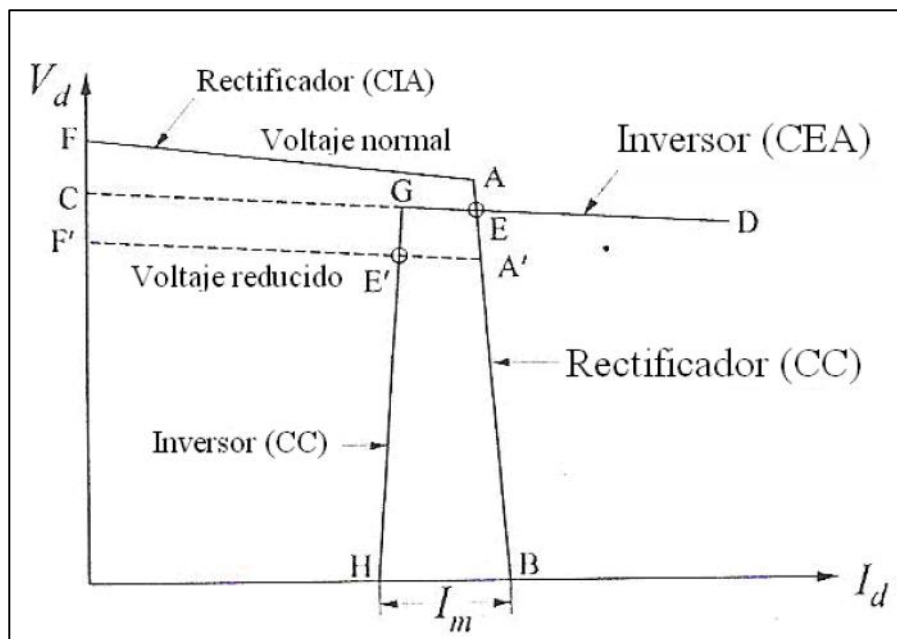
#### 2.4.1.2. Curva $V_d$ vs $I_d$

Este método explica utilizando curvas de control de los convertidores mostradas en la figura 34. Utiliza un ángulo de disparo mínimo ya descrito en el

párrafo anterior para tener un adecuado voltaje en la válvula antes que pueda disparar. En los tiristores, el voltaje positivo que aparece antes del disparo es usado para cargar el circuito auxiliar que da energía para el pulso de disparo del tiristor; entonces, el disparo no puede ocurrir antes del ángulo de alfa teniendo 5 grados.

Las características de CD pueden no ser puramente vertical, lo que depende del controlador de corriente. Con el sistema de control proporcional, tiene una pendiente negativa por la ganancia del regulador de corriente. Con un control integral, la CD es vertical, la curva nominal del rectificador de voltaje está definida por el segmento FAB; si se reduce el voltaje la curva cambia, es lo que indica el segmento FAB.

Figura 34. **Curva de control de los convertidores**



Fuente: ELGUETA JAQUE, Fabián Alonso. *Control de sistemas HVDC*. p. 33.

El segmento (CEA) intersecta la curva del rectificador (CC) en un punto E para el voltaje nominal, esta misma curva no intersecta la del rectificador a un voltaje reducido. Para evitar el decaimiento del voltaje el inversor es provisto de un control de corriente, a un valor más bajo que la corriente de referencia que el rectificador; esta característica está dada por el segmento (DGH).

$I_m$  es la diferencia entre la corriente de referencia del rectificador y la corriente de referencia del inversor llamada corriente de margen.

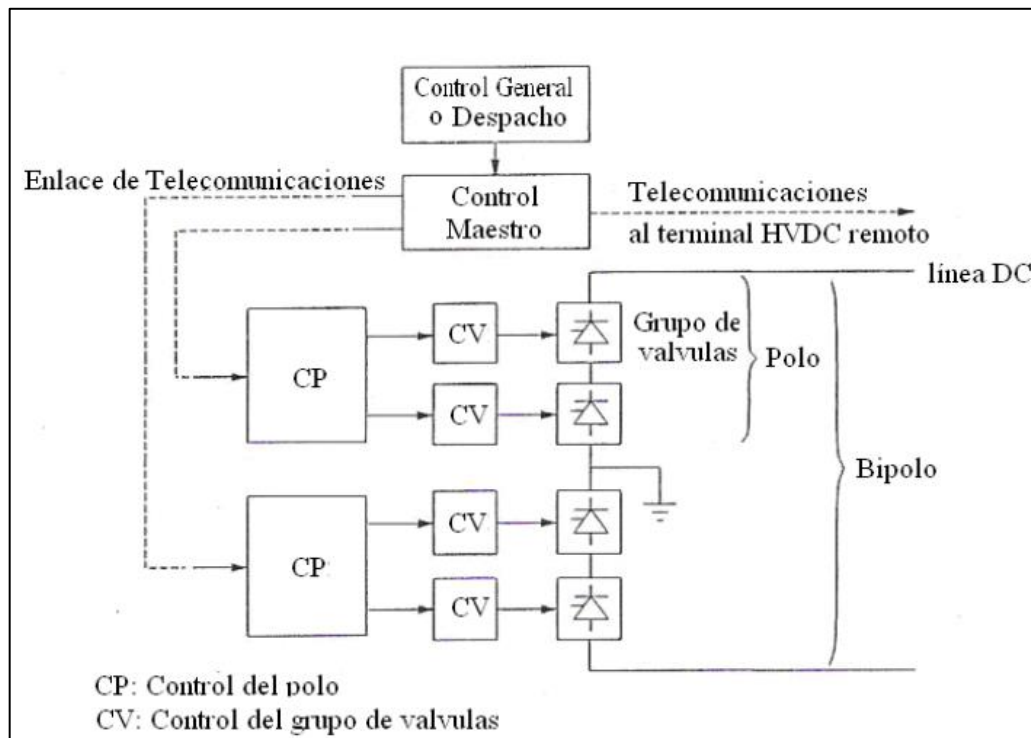
#### **2.4.2. Organización y jerarquía de un sistema de control HVDC**

El sistema de control de un sistema HVDC se puede dividir en tres niveles jerárquicos:

- Sistema de control maestro
- Sistema de control de polo
- Sistema de control de válvulas

La figura 35 muestra la organización del sistema de control.

Figura 35. **Niveles del sistema de control**



Fuente: ELGUETA JAQUE, Fabián Alonso. *Control de sistemas HVDC*. p. 40.

### 2.4.2.1. Sistema de control maestro

Encargado de supervisar el control de un bipolo o bien un monopolo completo, este se encarga de verificar los siguientes parámetros:

- Funciones de frecuencia
- Modulación de potencia activa
- Modulación de potencia reactiva
- Control del voltaje
- Aumento de corrientes transitorias

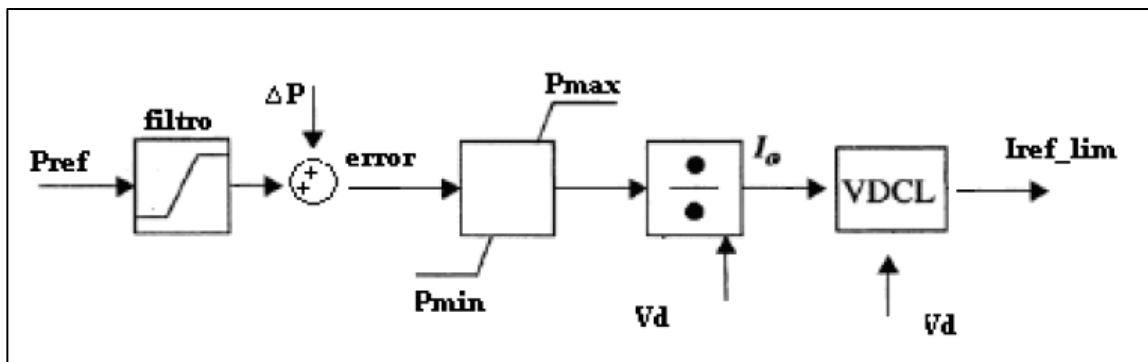


- Balance de corriente de los polos
- Comunicación de potencias/corriente a las estaciones convertidoras

El funcionamiento se basa en recibir una señal de potencia a transportar desde el sistema de despacho, sujeto a un controlador auxiliar que es el encargado de verificar la fluctuación de potencia con el fin de proteger el sistema de cambios drásticos en la potencia de entrega.

La recepción del cambio de potencia  $\Delta P$ , como lo muestra la figura 36, es implementada en esta etapa para múltiples aplicaciones de control, una es estabilizar el sistema AC,  $P_{max}$  y la  $P_{min}$  limitan los recorridos de la potencia. Al final la potencia de referencia se divide por el voltaje DC medido, para poder entregar la corriente de referencia deseada y esta es enviada al finalizar a controlar los polos.

Figura 36. **Control maestro**



Fuente: ELGUETA JAQUE, Fabián Alonso. *Control de sistemas HVDC*. p. 41.

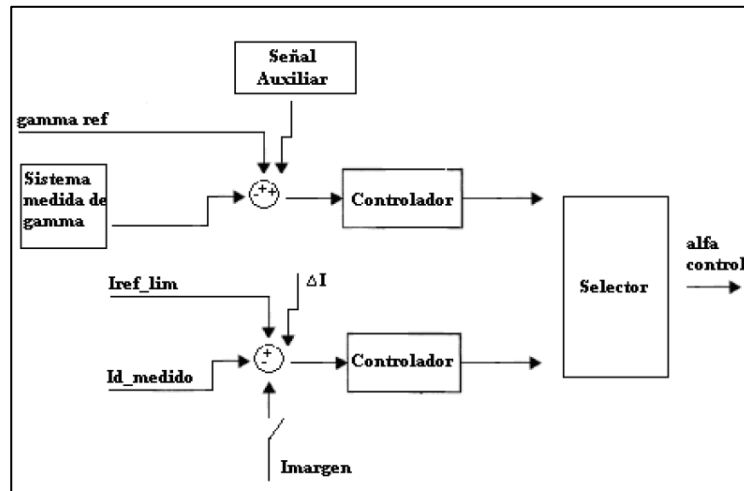
### **2.4.2.2. Sistema de control de polos**

La referencia de este esquema de sistema de control es la corriente de referencia  $I_{ref\_lim}$  que es suministrada por el control maestro. La corriente  $\Delta I$  suplementaria es añadida con la de referencia  $I_o$  con el fin de alcanzar cualquier modulación de corriente de referencia que se desea.

La corriente de regencia está limitada a una corriente máxima y a una mínima como protección del sistema; si se excediera esta corriente es comparada con la corriente medida  $I_d$  este a su vez tendrá que registrar una señal de error anclado a un controlador.

Otra que puede modificar la corriente de referencia del control de polos es la corriente de margen, este es requerida solo por el inversor. En un inversor adicional al control de corriente descrito, se necesita un controlador alimentado por el  $\gamma$  medido y el  $\gamma$  de orden de referencia. Esto se puede observar en la figura 37; también, se implementa una señal de control auxiliar por si se requiere utilizar en alguna modificación al control  $\gamma$  del inversor.

Figura 37. Sistema de control para los polos



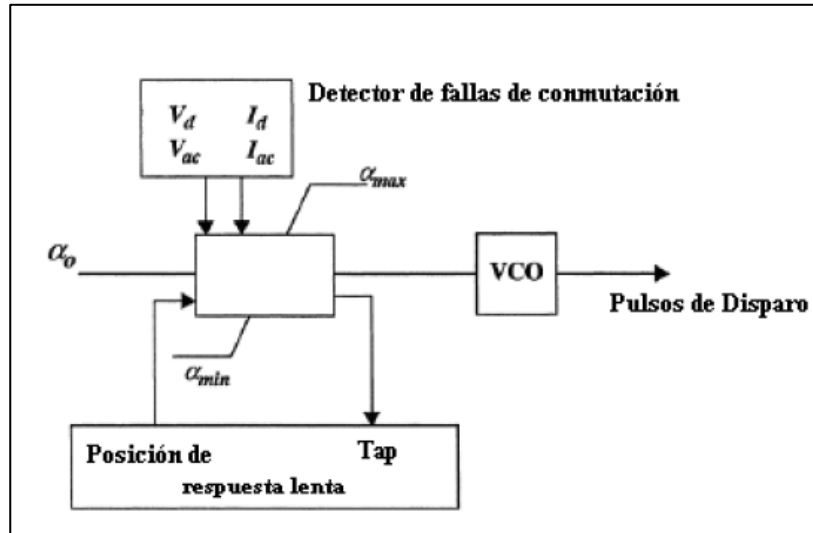
Fuente: ELGUETA JAQUE, Fabián Alonso. *Control de sistemas HVDC*. p. 42.

### 2.4.2.3. Sistema de control para grupo de válvulas y tiristores

La señal de referencia de este sistema de control es la señal proveniente del sistema de control de polos, esto genera los pulsos de disparo para las válvulas de control de cada convertidor.

Para controlar las válvulas se utilizan dos señales: una es la del control de taps del transformador y la otra es el control de falla de conmutación, este detecta posibles fallas de conmutación utilizando voltaje de referencia AC proveniente de la conmutación; este diagrama se observa en la figura 38.

Figura 38. Control de válvula y tiristores



Fuente: ELGUETA JAQUE, Fabián Alonso. *Control de sistemas HVDC*. p. 43.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA VSC-HVDC

El convertidor de fuente de tensión en transmisión de corriente directa llamada también VSC por sus siglas en inglés, *voltage source converter*, se basa en un convertidor de fuente de tensión, donde las válvulas son construidas por IGBTs y por la modulación del ancho de pulso, conocida por PWM por su sigla en inglés, *pulse-width modulation*, se utiliza para crear la forma de onda del voltaje deseado.

Con PWM es posible crear cualquier forma de onda hasta un cierto límite establecido por la frecuencia de conmutación, cualquier ángulo de fase y la magnitud de la componente fundamental.

Los cambios en la forma de onda, ángulo de fase y magnitud se pueden hacer por el cambio del patrón PWM, lo que puede hacerse casi instantáneamente. El convertidor de fuente de tensión puede ser considerado como una fuente de tensión controlable.

Esta alta capacidad de control permite una amplia gama de aplicaciones, desde un sistema de punto de vista VSC-HVDC actúa como una máquina sincrónica sin masa que puede controlar potencia activa y reactiva de forma casi instantánea.

### **3.1. Válvulas utilizadas en VSC**

La válvula de un sistema HVDC es un interruptor electrónico controlado que realiza las conmutaciones necesarias para conseguir la conversión de DC a AC y viceversa.

Las válvulas VSC tienen la capacidad *turn-on* y *turn-off* sin necesidad de una fuente alterna para conmutar, se puede controlar tanto el encendido como el apagado del dispositivo sin ayuda de una fuente de tensión adicional. Una válvula VSC consiste básicamente de varios dispositivos IGBT (el número depende de la tensión que se quiere conseguir) y la unidad de puerta (controla la conmutación)

#### **3.1.1. Tipos de semiconductores utilizados en VSC**

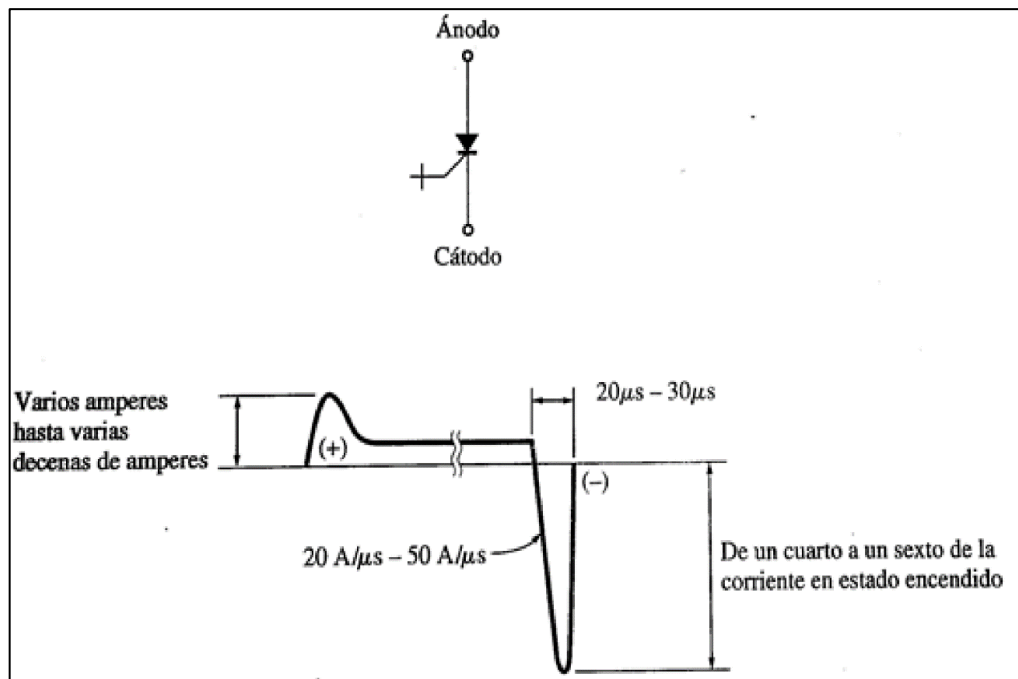
Entre los dispositivos semiconductores desarrollados, existen los denominados dispositivos auto conmutados, como el GTO (*gate turn-off thyristor*) o el IGCT (*integrated gate commutated thyristor*) y el IGBT (*insulated gate bipolar transistor*).

##### **3.1.1.1. GTO (gate turn – off)**

Este tiristor, conocido en nuestro medio como interruptor por puerta (GTO), es un SCR que puede apagar con una gran cantidad de pulso negativo en su terminal de puerta, incluso si la corriente  $I_D$  excede  $I_s$ . Aunque los tiristores GTO se introdujeron desde los años 1960, solo se comenzaron a aplicar al control de motores a finales de los años 1970.

Estos dispositivos son cada vez más comunes en los paquetes de control de motores debido a que eliminan la necesidad de utilizar componentes externos para apagar los SCR en circuitos de DC; el símbolo de un tiristor GTO puede observarse en la figura 39; también, muestra la onda típica de la corriente de puerta de un tiristor GTO de alta potencia.

Figura 39. **Símbolo de un GTO y onda de corriente de puerta requerida para encender y apagar el GTO**



Fuente CHAPMAN, Sthepen J. *Máquinas eléctricas*. p. 157.

En la figura anterior también se muestra la onda típica de la corriente de puerta de un tiristor GTO de alta potencia. Un tiristor GTO, normalmente, requiere una corriente de puerta más grande para encenderse que un SCR ordinario.

Para los grandes dispositivos de alta potencia, las corrientes de puerta son del orden de 10 A, a mayores si es necesario. Para apagar el dispositivo se requiere de un pulso de corriente negativo con una duración de 20 a 30  $\mu$ s, la magnitud de corriente negativo debe ser de un cuarto o un sexto de la corriente que fluye a través del dispositivo.

### **3.1.1.2. ICGT (*integrated gate conmmutated thyristor*)**

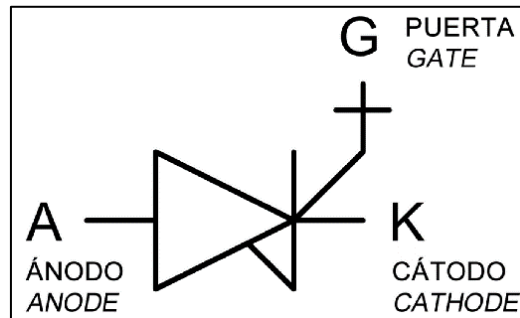
Es conocido como tiristor controlado por puerta integrada, es un dispositivo semiconductor empleado en electrónica de potencia para conmutar corriente eléctrica en equipos industriales.

Es la evolución del tiristor GTO y un interruptor controlable, permitiendo además de activarlo, también desactivarlo desde el terminal de control puerta o G (*gate*) puede conmutar grandes cantidades de energía eléctrica en un solo componente.

Esta capacidad permite que el IGCT se use en motores de media tensión, interconexiones de redes eléctricas, compensadores estáticos (STATCOM), interruptores de estado sólido; en la figura 40 se ve el símbolo del IGCT.



Figura 40. **Símbolo del IGCT**



Fuente CHAPMAN, Sthepen J. *Máquinas eléctricas*. p. 157.

### 3.1.1.3. **IGBT (*insulated gate bipolar transistor*)**

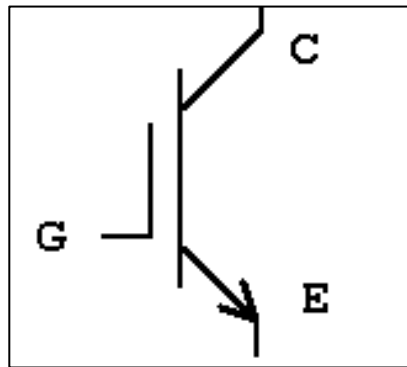
El transistor bipolar de puerta aislado (IGBT) es un desarrollo relativamente reciente, es similar al transistor de potencia, excepto en que está controlado por el voltaje aplicado a la puerta en lugar de la corriente que fluye hacia la base, como en el transistor de potencia. La impedancia de la puerta de control es muy alta en un IGBT por lo que la cantidad de corriente que fluye a través de la puerta es extremadamente pequeña.

El dispositivo es, de manera básica, equivalente a la combinación de un transistor semiconductor metal-óxido de efecto de campo (MOSFET) y un transistor de potencia.

En la figura 41 se muestra el símbolo del IGBT que está construido por cuatro capas (PNPN); se puede observar que consta de tres terminales: compuerta (G), emisor (E) y colector (C).

Esta tecnología de los IGBT se desarrolla rápidamente y en la actualidad se puede encontrar dispositivos con valores nominales de voltaje de 6,5 kV y 2,4 kA de corriente.

Figura 41. **Símbolo de un IGBT**



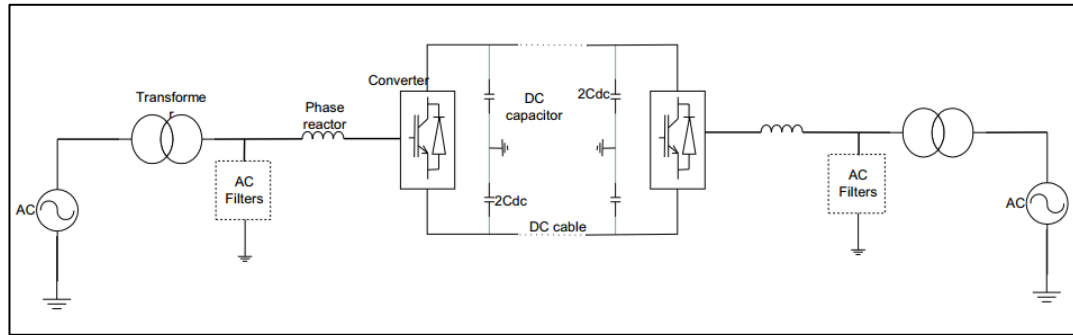
Fuente CHAPMAN, Stephen J. *Máquinas eléctricas*. p. 157.

Sin duda, la característica esencial de los semiconductores utilizados en los convertidores VSC es que pueden ser apagados o encendidos de acuerdo a las necesidades propias del sistema mediante una señal de control, solo se utilizan IGBT en los convertidores de enlaces VSC – HVDC.

### **3.2. Componentes de un sistema VSC-HVDC**

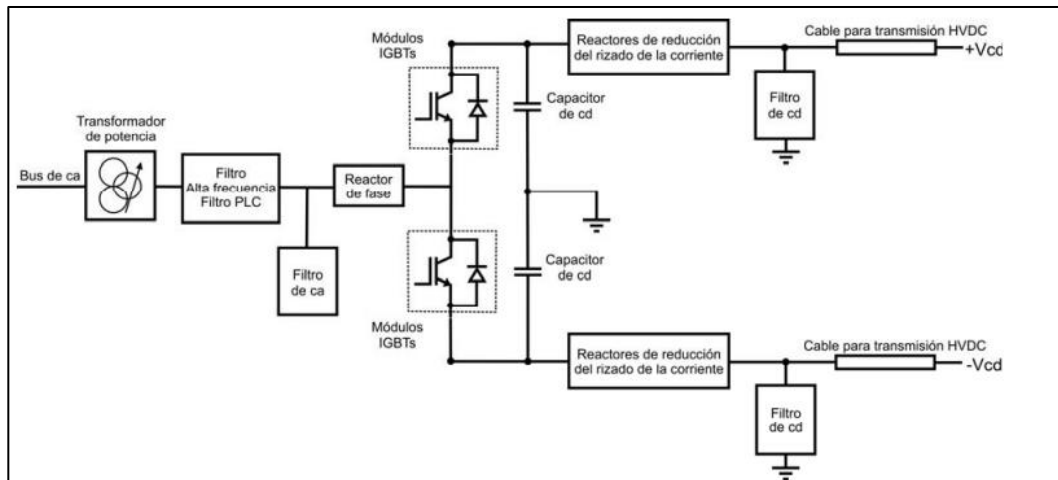
Tiene una representación general vista en la figura 42; en la figura 43 se aprecia el diagrama unifilar en uno de los extremos para detallar los componentes.

Figura 42. **Topología de un sistema VSC-HVDC**



Fuente: Chiquin Du, *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*. p. 23.

Figura 43. **Diagrama unifilar en un extremo del sistema de transmisión**



Fuente: UGALDE, Luis. *Diseño y construcción de un prototipo de laboratorio de una estación de un sistema de transmisión hvdc-vsc*. p. 19.

### **3.2.1. Transformadores**

Los convertidores están conectados al sistema de corriente alterna a través de transformadores, la función importante es transformar la tensión del sistema de corriente alterna a un valor adecuado para el convertidor.

Estos transformadores se caracterizan por estar diseñados para soportar el alto contenido de armónicos generado por las estaciones conversoras sin sobrecalentarse. Además, están diseñados para soportar la premagnetización continua del núcleo, el ruido y otras características de este tipo de montajes.

Un aspecto diferente a los utilizados normalmente en corriente alterna debido a la altura de sus contactos necesarios para alcanzar las torres de válvulas, que suelen estar suspendidas en techo del lugar de instalación de las estaciones conversoras, estos suelen ser de dos devanados o más.

### **3.2.2. Filtros de alta frecuencia**

En VSC, los altos armónicos producidos por la conmutación de los IGBT generan ruido de alta frecuencia. Para prevenir que el ruido de alta frecuencia se propague del convertidor a las redes de potencia conectadas, se hace un estudio para el diseño de los módulos de IGBT, el blindaje del cable y se asegura la apropiada conexión de tierra a los equipos para mitigar el ruido de alta frecuencia.

### **3.2.3. Módulo de IGBT**

Un módulo IGBT consiste de un IGBT, una unidad de compuerta, un divisor de voltaje y un disipador enfriado por agua. Cada unidad de compuerta incluye circuitos manejadores de compuerta, circuitos de supervisión e interface óptica.

La electrónica de manejo de compuerta controla el voltaje de compuerta y la corriente de encendido y apagado, a fin de que el proceso de encendido y apagado sea el óptimo.

El voltaje en el IGBT es medido durante el encendido; la información es enviada a la unidad de control de los módulos IGBTs a través de fibra óptica. El divisor de voltaje conectado a través del IGBT provee a la unidad de compuerta con la corriente necesaria para manejar la compuerta y alimentar a los circuitos de comunicación óptica y al control electrónico.

### **3.2.4. Reactores de fase**

Son usados para el control de la potencia activa y reactiva, mediante la regulación de corriente; también, funcionan como filtros de AC reduciendo los contenidos de los armónicos de alta frecuencia que son producidos por la operación de conmutación de la VSC; además, limita la corriente de cortocircuito.

Estos se pueden encontrar por fase que consisten en bobinas verticales montadas sobre aisladores. Tiene varios metros de altura y de diámetro. El blindaje elimina los campos magnéticos fuera de las bobinas.

### **3.2.5. Filtros AC**

La salida de voltaje de CA contiene componentes armónicos de orden 5, 7, 17 19, etc., derivados de la conmutación de los IGBT que contiene los VSC.

Estos armónicos tienen que ser corregidos evitando que sean transmitidos al sistema de AC, radio, sistemas de aire acondicionado y perturbaciones que puedan ocasionarse en telecomunicaciones.

Para esto se instalan filtros paso alto que se diseñan con base en la capacidad de la estación convertidora que son los encargados de cuidar de estos armónicos de alto orden, ya que con los convertidores VSC no tienen necesidad de compensar cualquier potencia reactiva consumida por el propio convertidor.

Los armónicos de orden inferior en este caso tienen la corriente pequeña, por lo tanto, la cantidad de filtros en este tipo de convertidores se reduce drásticamente, en comparación con convertidores utilizados con tiristores.

### **3.2.6. Filtros DC**

Las estaciones convertidoras para los sistemas de transmisión VSC-HVDC usadas en combinación con cables para transmisión HVDC, el filtrado en el lado de DC es llevado a cabo por el capacitor de DC del convertidor y los reactores de reducción del rizado de la corriente. Se considera que esta combinación es suficiente para proveer la supresión de cualquier armónico.

Bajo ciertas circunstancias, si el cable de DC comparte el mismo derecho de vía o está tendido en las cercanías de alambres de servicio telefónico,

cables de comunicación para el ferrocarril o similar hay una posibilidad de exponer interferencia armónica al cable.

### 3.2.7. Capacitores DC

Sobre la línea DC hay dos capacitores del mismo tamaño, el tamaño de estos depende de la tensión requerida en DC; ofrecen un camino de baja inductancia para el apagado de corriente y para un almacenamiento de energía que sea capaz de controlar el flujo de potencia; este también reduce el rizado de la tensión de DC que podría ser ocasionado por una falla en AC que causaría variaciones en la tensión DC.

### 3.2.8. Cables DC

El cable utilizado en aplicaciones VSC-HVDC, el aislamiento está hecha de un polímero extruido que es particularmente resistente a la tensión continua, debido a su resistencia mecánica, la flexibilidad y el bajo peso. En la tabla número dos se observa algunas características de estos.

Tabla II. **Características de los cables para transmisión VSC-HVDC**

	Cables submarinos con conductor de cobre para enlaces de $\pm 800\text{kV}$ , $\pm 320\text{kV}$ $\pm$ y $150\text{kV}$		Cables terrestres con conductor de aluminio para enlaces de $\pm 800\text{kV}$ , $\pm 320\text{kV}$ $\pm$ y $150\text{kV}$	
Clima	Tropical	Moderado	Tropical	Moderado
Área (mm <sup>2</sup> )	De 95 a 2 400	De 95 a 2 400	De 95 a 2 400	De 95 a 2 400
Corriente Máxima (A)	De 282 a 2 198	De 343 a 2 678	De 211 a 1 681	De 258 a 2 066
Transmisión de potencia (MW)	De 45 a 1 407	De 55 a 1 714	De 34 a 1 076	De 41 a 1 322
Peso por cable (kg/m)	De 4,7 a 61	De 4,7 a 61	De 1,2 a 16	De 1,2 a 16
Resistencia por fase ( $\Omega$ )	De 0,193 a .0,073	De 0,193 a .0,073	De 0,32 a .0,0121	De 0,32 a .0,121

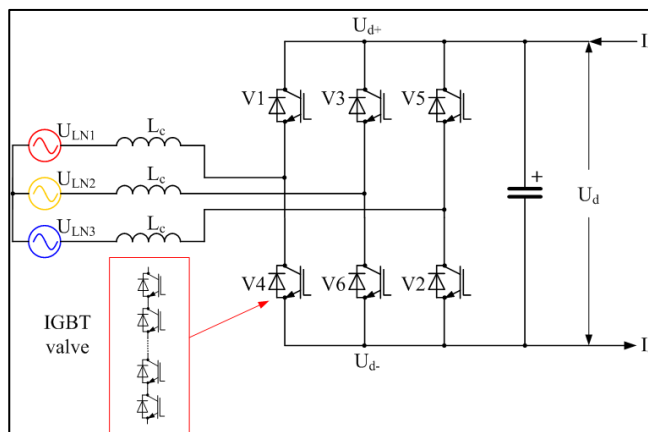
Fuente: elaboración propia.

### 3.3. El convertidor VSC como rectificador

El principio de funcionamiento de un rectificador controlado es ajustar el ángulo de disparo ' $\alpha$ ' del interruptor que conducirá cuando esté polarizado en directa y se le aplique un pulso en la puerta.

En la figura 44 se ve el diagrama de un convertidor de dos niveles, su funcionamiento dice que cada instante solo puede conducir un interruptor de la mitad superior y uno de la mitad inferior y en ningún caso pueden conducir a la vez los interruptores de una misma fase V1-V4, V3-V6, y V5-V2.

Figura 44. **Convertidor VSC**

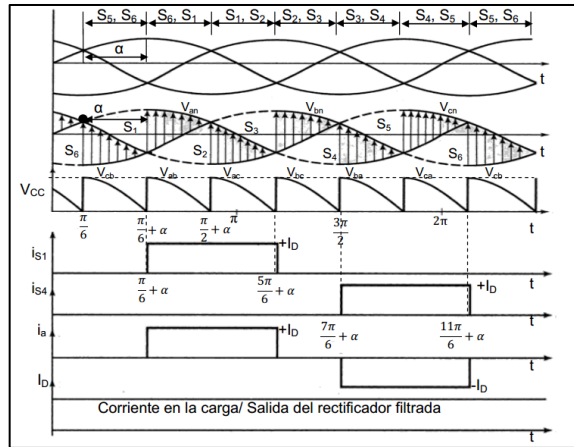


Fuente: *File:2 level converter*. [http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/ab/2\\_level\\_converter.png](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/ab/2_level_converter.png). Consulta: 8 de junio de 2015.

Gráficamente, se puede ver la acción del capacitor en la figura 45; dado que esta vez, la válvula conduce únicamente cuando el voltaje del generador es mayor que el del capacitor, la corriente en cada diodo registrará dos picos.



Figura 45. **Formas de onda de una tensión e intensidad controlados con un  $V_{DC}$**



Fuente: MONTEERRUBIO, Mario. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua, enlaces HVDC-VSC*. p. 59.

### 3.4. El convertidor VSC como inversor

Un puente trifásico puede operar tanto como rectificador como inversor, cuando el convertidor opera como rectificador la corriente  $I_D$  es positiva y el condensador DC se descarga; por el contrario, en el caso de operar como inversor  $I_D$  es negativa y el condensador DC se carga.

Una característica de los convertidores de fuente de tensión es que la tensión siempre tiene la misma polaridad en ambos terminales y el control de la potencia se logra variando la corriente.

Partiendo de este principio, y ante la necesidad de controlar en el convertidor VSC, tanto la tensión alterna de salida como el flujo de potencia, y aportar un método de reducción de armónicos aparecen técnicas de modulación

por ancho de pulso PWM (pulse width modulation); posteriormente, cuando el empleo de estos convertidores en los sistemas eléctricos de potencia se hace más común, aparecen los convertidores multinivel como opción a los inversores PWM.

### **3.4.1. Conmutación del inversor por modulación de ancho de pulso (PWM)**

Una manera efectiva de controlar la señal del voltaje de un VSC es utilizar una frecuencia de conmutación alta, con la cual se controla el tiempo de conducción de los IGBT'. Esta acción debe mantener el voltaje de DC constante en un valor deseado; también, con esta variación en el tiempo de conducción de los IGBT' se logra eliminar cierta cantidad del contenido armónico de baja frecuencia.

La utilización de PWM da una efectiva solución al control simultáneo del voltaje y su contenido armónico. En lo referente a los convertidores VSC, lo anterior se logra con una alta frecuencia de conmutación en la señal cuadrada de voltaje a la salida de un proceso básico de conversión de energía. Sin embargo, para fines prácticos de transmisión de potencia se tienen que tomar en cuenta las siguientes condiciones.

La señal de salida debe estar libre de armónicos, bajo estas condiciones el voltaje de línea a línea solo tendrá armónicos impares de orden diferente a los múltiplos de tres, porque las formas de onda que poseen simetría de media onda o cualquier asimetría predominante se elimina de los voltajes de línea a línea.

El sistema trifásico debe ser simétrico; las formas de onda de las tres fases deben ser iguales, pero deben estar desplazadas entre si 120°.

Un término importante en el proceso de conmutación es el índice de modulación de frecuencia que se define como el cociente de la frecuencia de conmutación entre la frecuencia fundamental.

$$M_f = \frac{f_{conmutación}}{f_{fundamental}}$$

Esta relación determina el espectro armónico para un cierto grado de control y para un patrón de modulación. Un valor alto de la modulación de frecuencia reducirá los armónicos de bajo orden dentro de los límites especificados.

Sin embargo, un valor grande de este factor producirá muchas pérdidas por conmutación por altas frecuencias e interferencia electromagnética.

Más aún, el área utilizable de voltaje-tiempo se reducirá y con ello se reducirá el componente fundamental del voltaje de salida; otro factor utilizado es la relación de modulación  $M_a$ , que se define como:

$$M_a = \frac{V_{control}}{V_{triangular}}$$

Donde:

- $V_{control}$  = el valor pico del voltaje de la señal del control
- $V_{triangular}$  = el valor pico del voltaje de la señal triangular o portadora

Existen algunos esquemas que se toman en cuenta en esta configuración que se detallan a continuación.

En la figura 38, gráficamente se explicó el principio de funcionamiento que se basa en comparar la señal de control y la señal portadora. La comparación se lleva a cabo mediante circuitos realizados por amplificadores operacionales o microcontroladores, que generan un tren de pulsos de ancho específico que se utiliza en la conmutación del puente inversor, esto es, se generan pulsos a una frecuencia determinada y se hace variar el ciclo de trabajo.

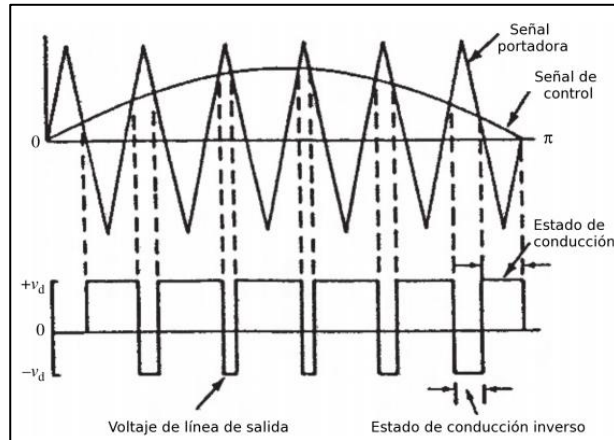
#### **3.4.1.1. PWM senoidal**

En este esquema de conmutación los cortes son instantáneos y no arreglados, se realizan en la intersección de la señal de control senoidal a la frecuencia fundamental con una señal de modulación (o portadora) que tiene forma de dientes de sierra que tiene una frecuencia de conmutación superior a la nominal, preferentemente, la frecuencia de la señal portadora debe ser impar y múltiplo de tres ( $n=3, 9, 15$ , etc.)

En la figura 46, gráficamente se explica el principio de funcionamiento que se basa en comparar la señal de control y la señal portadora.

La comparación se lleva a cabo mediante circuitos realizados por amplificadores operacionales o microcontroladores, que generan un tren de pulsos de ancho específico que se utiliza en la conmutación del puente inversor, esto es, se generan pulsos a una frecuencia determinada, y se hace variar el ciclo de trabajo.

Figura 46. Principio de operación de PWM



Fuete: ARRILLAGA, Jos; LIU, Y. H. and WATSON N. R. *Flexible power transmission the HVDC*.  
p. 127.

Para un inversor trifásico, las señales moduladoras son un conjunto trifásico sinusoidal balanceado encargado de configurar la amplitud, frecuencia y fase a la salida del inversor y se pueden expresar algebraicamente de la siguiente manera.

$$V_a(t) = m_f * A * \text{sen}(wt)$$

$$V_b(t) = m_f * A * \text{sen}(wt - 120^\circ)$$

$$V_c(t) = m_f * A * \text{sen}(wt + 120^\circ)$$

Donde:

- A = amplitud máxima de la señal moduladora
- $m_f$  = índice de modulación
- W = frecuencia triangular

### 3.4.1.2. PWM senoidal más tercer armónico

Existe una variante del PWM que consiste en inyectar el tercer armónico a la señal deseada con la que se compara la señal triangular. Este armónico tiene la propiedad de ser mínima cuando el armónico principal es máximo. Esto permite, con el mismo margen dinámico de la tensión de bus, aumentar la potencia del armónico principal.

Los algoritmos PWM con inyección del tercer armónico logran incrementar la tensión trifásica de salida de un inversor sin salir de la zona lineal. En este método se propone inyectar una señal con amplitud de un cuarto de la señal fundamental y el triple de la frecuencia fundamental. Este algoritmo viene dado por las ecuaciones siguientes:

$$V_a(t) = m_f * A * \text{sen}(wt) + A3 * \text{sen}(3wt)$$
$$V_a(t) = m_f * A * \text{sen}(wt - 120^\circ) + A3 * \text{sen}(3wt - 3 * 120)$$
$$V_a(t) = m_f * A * \text{sen}(wt + 120^\circ) + A3 * \text{sen}(3wt + 3 * 120)$$

En la modulación PWM, la amplitud de la tensión de salida se puede controlar por medio de las formas de ondas moduladoras.

- Ventajas:
  - La modulación PWM reduce requerimientos de la utilización de filtros para los armónicos.
  - El control de la amplitud de salida es mucho más fácil.

- Desventajas:
  - Los circuitos de control de los interruptores o válvulas a base de IGBT son más complejos.
  - Mayores pérdidas debidas a una conmutación más frecuente en las válvulas.

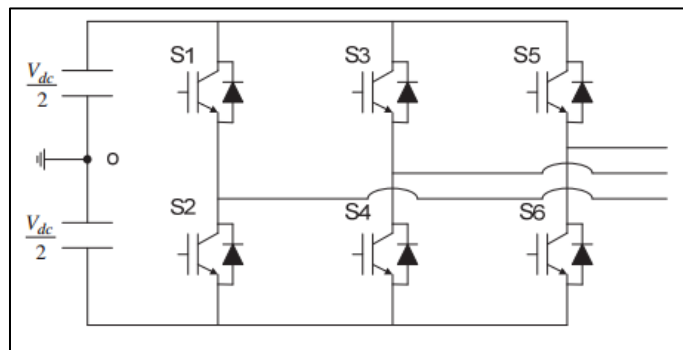
### 3.5. Convertidores multinivel en sistemas VSC-HVDC

Las topologías clásicas de convertidores de potencia implementados en sistemas de VSC-HVDC son:

#### 3.5.1. De dos niveles

Este tipo de convertidor, como se ve en la figura 47, permite utilizar técnicas tales como la modulación por anchura de pulso o PWM (por sus siglas en inglés).

Figura 47. **Convertidor trifásico de dos niveles**



Fuente: RODRÍGUEZ RAMIRO, Francisco José. *Comparativa convertidores HVDC-VSC*. p. 35.

Mediante esta técnica es posible modular una onda de tensión a frecuencia fundamental. No obstante, este tipo de control a su vez repercute en armónicos de gran magnitud a frecuencias altas.

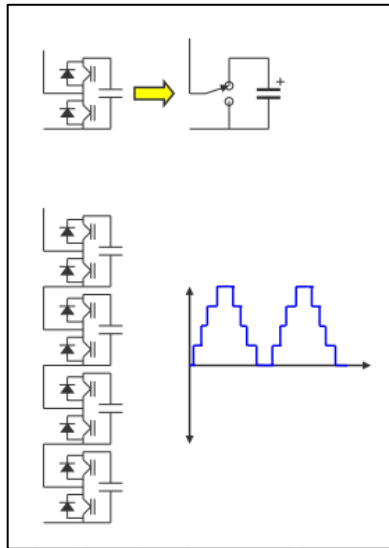
- Ventajas
  - Fácil construcción.
  - Menor complejidad de las técnicas de control y modulación.
  - Todos los semiconductores dentro de un convertidor se utilizan con el mismo promedio, por lo cual, no hay más desgastes en algunos que en otros.
  
- Desventajas
  - Los semiconductores deben resistir altos niveles de tensión.
  - Baja calidad de la tensión AC modulada (alto número de armónicos).
  - Altas pérdidas por conmutación.

### **3.5.2. Multinivel basado en topología Diodo Clamped**

La figura 48 muestra un convertidor multinivel; se han ido desarrollando en aplicaciones de VSC-HVDC debido, principalmente, a la capacidad de manejar altas tensiones y altas potencias, a la vez que generan ondas de tensión de mayor calidad que los convertidores de dos niveles. Estos permiten manejar mayores tensiones de trabajo y alcanzar mayores potencias, que las topologías de dos niveles, utilizando semiconductores de mediana potencia.



Figura 48. Estructura de convertidores Diodo Clamped



Fuente: RADNYA A MUKHEDKAR. *Introduction to HVDC VSC HVDC, ALSTOM*. p. 12.

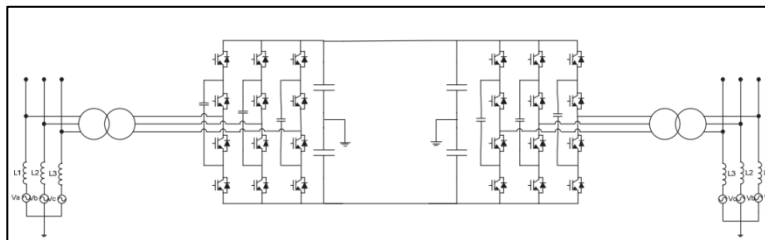
Es posible encontrar convertidores Diodo Clamped de tres niveles, al aumentar el número de estos, el control del convertidor es más complejo y son necesarios un gran número de diodos conectados en serie para soportar la tensión de cada nivel, complicando las características mecánicas del equipo.

Los diodos implementados en su construcción deben ser de recuperación rápida y estar dimensionados a la corriente nominal del convertidor lo cual puede incrementar su costo. En algunos casos será necesario disponer de varios diodos en serie con el fin de soportar la tensión nominal de cada uno de los niveles.

### 3.5.3. Flying capacitor

Los convertidores con topología multinivel *flying capacitor* que le ve en la figura 49, tienen la misma estructura de los Diodos Clambred.

Figura 49. **Enlace VSC-HVDC *flying capacitor***



Fuente: RODRÍGUEZ RAMIRO Francisco José. *Comparativa convertidores HVDC-VSC*. p. 27.

Cuentan con la ventaja de tener un tipo de construcción modular, lo que hace más fácil, el incrementar el número de niveles del convertidor. Es la topología más eficiente de las implementadas en enlaces VSC-HVDC.

En esta topología los condensadores de cada nivel, deben estar dimensionados para soportar las altas corrientes del convertidor con el fin de no limitar la potencia nominal del equipo.

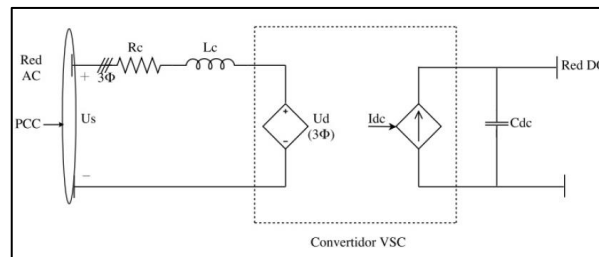
Es necesario asegurar que la tensión de los capacitores se encuentra en los niveles de trabajo, sin importar el modo de funcionamiento del convertidor, lo cual trae consigo algunas dificultades a la hora de implementar el control.

Por último, la necesidad de prestar especial atención durante la puesta en marcha de este tipo de equipos, ya que es necesario hacer una correcta precarga de cada uno de sus capacitores.

### 3.6. Modelo de convertidor en dq

Este modelo se basa en un promedio del convertidor. Visto desde el lado de corriente alterna, se realiza por medio de una fuente dependiente trifásica conectada en serie con una resistencia  $R_c$ , una inductancia  $L_c$  y la parte DC se modela con una fuente de corriente dependiente en paralelo con un capacitor de corriente directa que representa el filtro del convertidor. Se toma como referencia el punto de acoplamiento entre AC y el convertidor VSC, para realizar mediciones en el lado de AC; la figura 50 muestra el esquemático del convertidor.

Figura 50. **Convertidor VSC-HVDC en modelo dq**



Fuente: GARZÓN YUSTI, Daniel. *Operación y control de sistemas HVDC multiterminal*. p. 16.

Al aplicar ley de Kirchhoff y la transformación dq se obtiene:

$$v_{sd} - v_{cd} = R_c I_{cd} + L_c \frac{dI_{cd}}{dt} - \omega L I_{cq}$$

$$v_{sq} - v_q = R_c I_q + L_c \frac{dI_{cq}}{dt} - \omega L I_{cd}$$

Las potencias quedarán de la siguiente forma:

$$S = \frac{3}{2} V x_{dq} I c_{dq}$$

$$P = \frac{3}{2} (V x_{dq} I c_{dq} + V x_q I c_q)$$

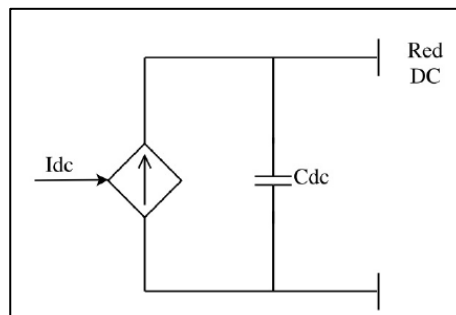
$$Q = \frac{3}{2} (j V x_q I c_d + V x_d I c_q)$$

Si el sistema VSC-HVDC opera de forma estable se dice que la potencia activa en el lado de AC desde el punto x es igual a la potencia DC del sistema, por lo tanto:

$$P_{dq} = P_{dc} = \frac{3}{2} (V x_{dq} I c_{dq} + V x_q I c_q) = V_{dc} I c_{dc}$$

Entonces, el sistema se sincroniza con  $V_d$ , la potencia activa y reactiva pueden ser controladas de forma independiente; por consiguiente, se dice que el lado DC se puede modelar como fuente de corriente en paralelo con la capacitancia como muestra la figura 51.

Figura 51. **Modelo simplificado dq**



Fuente: GARZÓN YUSTI, Daniel. *Operación y control de sistemas HVDC multiterminal*. p. 17.

### **3.7. Sistema de control de un sistema VSC-HVDC**

Una de las características más atractivas de los convertidores VSC para el transporte de energía eléctrica es el rápido control de la potencia activa, reactiva, y la reducción de perturbaciones durante el transporte.

Con la tecnología HVDC clásico, la potencia reactiva no se puede controlar independientemente de la potencia activa. Con VSC-HVDC hay un grado adicional de libertad; el VSC-HVDC, que utiliza la tecnología PWM, permite controlar la potencia reactiva y la potencia activa independientemente.

El caudal de potencia reactiva puede controlarse por separado en cada convertidor por la tensión alterna que se solicita o se ajusta manualmente sin cambiar la tensión continua. El flujo de potencia activo puede ser controlado por voltaje de CC en el lado de CC o la variación de frecuencia del lado de corriente alterna, o se puede ajustar manualmente.

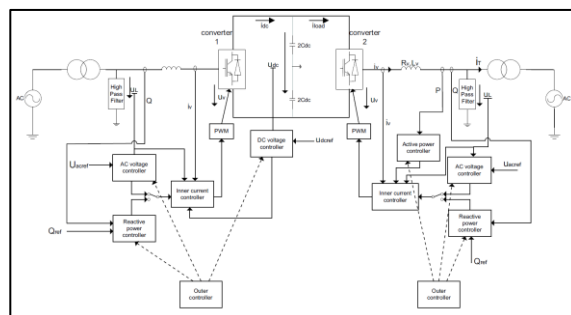
Por lo tanto, el flujo de potencia activa, el flujo de potencia reactiva, la tensión alterna, la tensión continua y la frecuencia se pueden controlar cuando se utiliza VSC-HVDC.

El sistema de control del VSC-HVDC se basa en un lazo de control interno de corriente rápida que controla la corriente alterna. La referencia de corriente alterna es suministrada por los controladores externos. Los controladores externos incluyen el controlador de voltaje de CC, el controlador de voltaje de CA, el controlador de potencia activa, el controlador de potencia reactiva o el controlador de frecuencia.

El valor de referencia de la corriente activa puede deducirse del controlador de tensión continua, del controlador de potencia activa y del controlador de frecuencia; el valor de referencia de la corriente reactiva puede obtenerse del controlador de voltaje de corriente alterna, el controlador de potencia reactiva.

En todos estos controladores, los integradores se pueden utilizar para eliminar los errores de estado estacionario. Por ejemplo, como se muestra en la figura 52, cualquiera de los lados del enlace puede elegir entre control de voltaje de corriente alterna y control de potencia reactiva.

Figura 52. Estructura de un control basado en tecnología VSC-HVDC



Fuente: CHIQING, Du. *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power system.*

p. 22.

Cada uno de estos controladores genera un valor de referencia para el controlador de corriente interno. El controlador de corriente interna calcula la caída de voltaje sobre el reactor convertidor que conducirá a la corriente deseada.

Obviamente, no todos los controladores pueden ser utilizados al mismo tiempo. La elección de diferentes tipos de controladores para calcular los valores de referencia de la corriente del convertidor dependerá de la aplicación y puede requerir algún estudio avanzado del sistema de potencia.

### 3.7.1. Sistema de control de corriente interna

El bucle de control de corriente interna está basado en la transformación del modelo dq que se detalla a continuación:

$$v_{sd} - v_{cd} = R_c I_{cd} + L_c \frac{dI_{cd}}{dt} - \omega L I_{cq}$$

$$v_{sq} - v_q = R_c I_q + L_c \frac{dI_{cq}}{dt} - \omega L I_{cd}$$

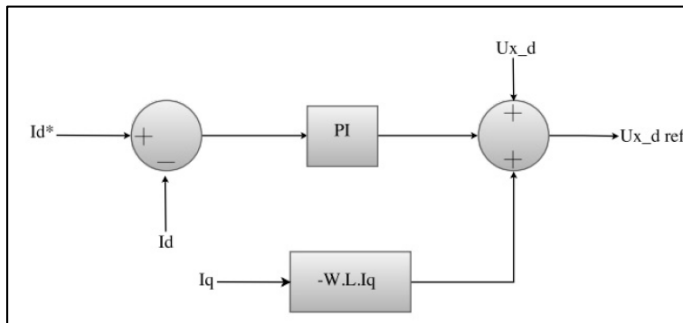
Para un funcionamiento equilibrado en estado estacionario, las tensiones y corrientes dq tienen que ser constantes (despreciando la distorsión de forma de onda, lo que permite algoritmos de control simples).

El funcionamiento desequilibrado, los componentes positivo y negativo del sistema de corriente alterna deben ser considerados en el sistema de control.

Para diseñar el sistema de control para cumplir con las condiciones de funcionamiento diferentes, el controlador de corriente interno se divide en dos partes: el controlador de corriente de secuencia positiva y el controlador de corriente de secuencia negativa. Al mismo tiempo, se adopta un método para separar secuencias positiva y negativa.

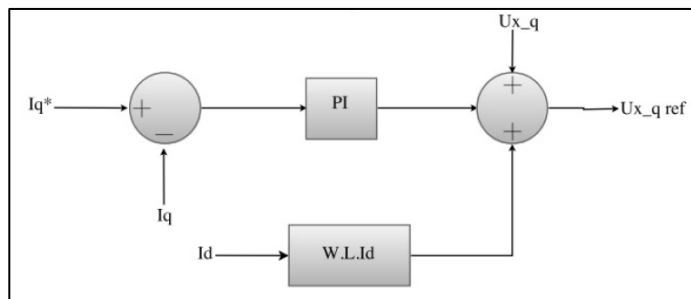
Con el fin de tener una visión general detallada del sistema de control, el control basado en la ecuación para el modelo mostrado se presenta en la figuras 53 y 54.

Figura 53. **Control de corriente Id**



Fuente: GARZÓN YUSTI, Daniel. *Operación y control de sistemas HVDC multiterminal*. p. 19.

Figura 54. **Control de corriente Iq**



Fuente: GARZÓN YUSTI, Daniel. *Operación y control de sistemas HVDC multiterminal*. p. 19.



### 3.7.2. Sistema de control para la tensión DC

El sistema de control para la tensión DC es dependiente de la energía que pueda almacenar el capacitor en ese lado del sistema. Para compensar las variaciones en la tensión DC, es necesario ajustar la energía entregada al capacitor. Se asume que el  $\Delta W$  es la cantidad de energía absorbida por el capacitor durante  $\Delta t$ , esta energía será proporcional a:

$$\Delta W = \frac{1}{4} C V_d^2(t + \Delta t) - \frac{1}{4} C V_d^2(t) = \frac{1}{4} C \Delta(t)$$

$$\Delta V_d^2(t) = \frac{4\Delta W}{C} = \frac{4\Delta P_{dc}\Delta(t)}{C}$$

Donde  $\Delta P_{dc}$  es la potencia promedio absorbida por el capacitor durante un  $\Delta(t)$ ; ahora bien, si la resistencia del lado DC es invariable, entonces, se tiene la siguiente ecuación:

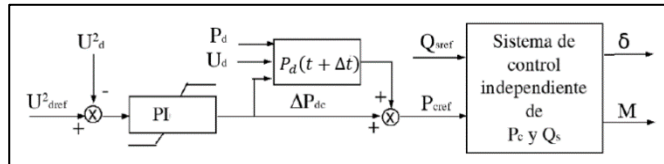
$$\frac{V_d(t + \Delta t)}{I_d(t + \Delta t)} = \frac{V_d(t)}{I_d(t)}$$

La expresión final se obtiene de la siguiente forma:

$$P_d(t + \Delta t) = \frac{V_d^2(t + \Delta t)}{V_d^2(t)} P_d(t) = \left(1 + \frac{4\Delta P_{dc}\Delta(t)}{C V_d^2(t)}\right) P_d(t)$$

Done  $P_d(t + \Delta t)$  es un valor estimado de la potencia activa de la línea DC cuando la tensión DC tiene variaciones. Ahora bien, el sistema de control de la tensión DC se muestra a continuación en la figura 55.

Figura 55. **Sistema de control con tensión DC constante**



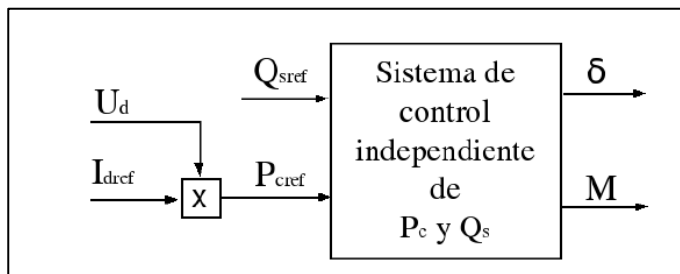
Fuente: BAUTISTA BARAJAS, Iván Darío. *Modelo y simulación de un sistema de transmisión en corriente directa*. p. 63.

### 3.7.3. Sistema de control para corriente DC

Para este sistema de control en operación normal la tensión DC es contante en la configuración VSC-HVDC, por lo tanto, la potencia activa es proporcional a la corriente DC.

$P_{cref}$  se tiene del producto de la corriente y tensión DC; la figura 56 muestra el sistema de control para corriente DC.

Figura 56. **Sistema de control para corriente DC**

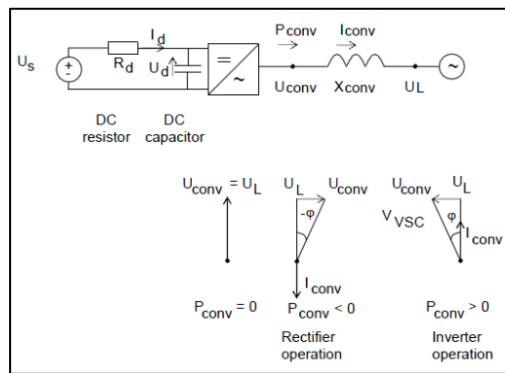


Fuente: BAUTISTA BARAJAS, Darío Iván. *Modelo y simulación de un sistema de transmisión en corriente directa*. p. 63.

### 3.7.4. Sistema de control de potencia activa

La potencia activa se controla regulando el ángulo de fase de la tensión  $U_{CONV}$  (Voltaje de conversión), según se aprecia en la figura 57.

Figura 57. Control de potencia activa



Fuente: MONTERRUBIO DIEZ, Mari. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua, enlaces HVDC-VSC*. p. 97.

Su funcionamiento se basa en el ángulo de tensión de salida del convertidor VSC adelanta al de la red de AC; el VSC inyecta potencia activa y, por tanto, funciona como inversor. En el lado de conversión se obtiene una corriente equivalente de la fuente de DC y el efecto es una reducción de  $U_D$  ( $U_D = U_S - R_D \times I_D$ ).

En cambio, si el ángulo de la tensión de salida del VSC ( $U_{CONV}$ ) retrasa al de la tensión de la red de AC, el VSC absorberá potencia activa; es decir, opera como rectificador, inyectando en el lado de DC una corriente que hace aumentar la tensión de  $U_D$  ( $U_D = U_S + R_D \times I_D$ ).

La potencia activa entré convertidor y la red de AC se puede calcular mediante la siguiente expresión.

$$P = \frac{V_{conv} V_L}{X} \sin \delta$$

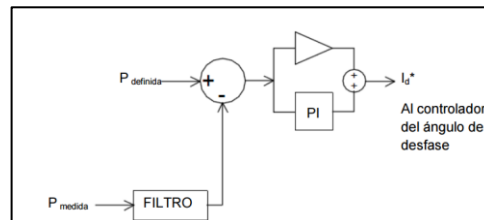
Donde:

- $V_{conv}$  = a tensión del convertidor VSC
- $V_L$  = la tensión de red de AC (carga activa)
- $X$  = es la reactancia del convertidor
- $\delta$  = angulo desfase entre  $V_{conv}$  y  $V_L$

El control de la potencia activa solo se puede llevar a cabo si el convertidor VSC se conecta a una carga activa en el lado de AC, tal como una red eléctrica o un generador de AC.

En cuanto al sistema de control de la potencia, como se ha explicado, el control de la potencia activa se basa en el control del ángulo de desfase. La figura 58 muestra el sistema de control.

Figura 58. **Sistema de control de potencia activa**

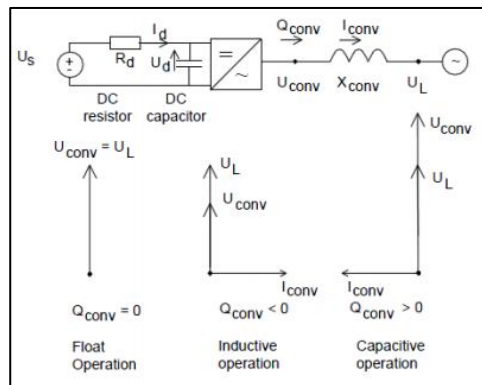


Fuente: MONTERRUBIO DIEZ, Mario. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua, enlaces HVDC-VSC*. p. 90.

### 3.7.5. Sistema de control de potencia reactiva

La regulación de la potencia reactiva se consigue mediante la regulación de la amplitud de la tensión alterna de salida del convertidor VSC,  $U_{CONV}$ . La forma en que se consigue la regulación se explica en la siguiente figura 59.

Figura 59. Control de potencia reactiva



Fuente: MONTERRUBIO DIEZ, Mario. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua, enlaces HVDC-VSC*. p. 98.

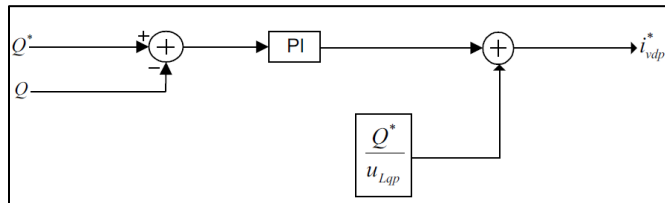
Cuando la amplitud de la tensión del sistema de AC es mayor que la del convertidor VSC ( $U_L > U_{CONV}$ ), el convertidor VSC absorbe energía reactiva del sistema de AC funcionando en modo inductivo.

En cambio, si la amplitud de la tensión del convertidor VSC es mayor que la amplitud de la tensión del sistema de AC ( $U_{CONV} > U_L$ ), el VSC inyecta energía reactiva en el sistema de AC, funcionando en modo capacitivo.

$$Q = \frac{V_L(V_l - V_{conv} \cos \delta)}{X}$$

El sistema de control se ve en la figura 60.

Figura 60. **Sistema de control de potencia reactiva**



Fuente: CHIQUING, Du. *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*.  
p. 32.

### 3.7.6. Sistema de control para frecuencia

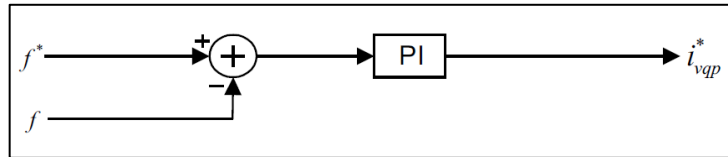
El propósito del controlador de frecuencia es mantener la frecuencia en su valor de referencia. El cambio de potencia para un cambio dado en la frecuencia en un sistema interconectado se conoce como la rigidez del sistema.

La característica de potencia-frecuencia puede aproximarse por una línea recta y donde  $\Delta P$  es el cambio de potencia,  $\Delta f$  es la desviación de frecuencia,  $K$  es una constante.

Por lo tanto, es suficiente utilizar el controlador PI en el bucle de realimentación de la frecuencia controlada y el error de control puede reducirse a cero.

En estado estacionario, el diagrama de bloques del controlador de frecuencia se muestra en la figura 61.

Figura 61. **Sistema de control de frecuencia**



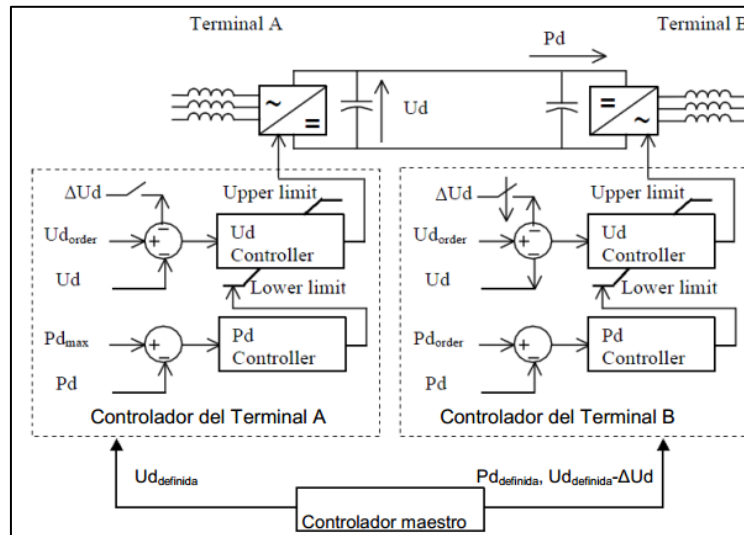
Fuente: CHIQING, Du. *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*.  
p. 33.

Debe observarse que dicho controlador de frecuencia sólo puede usarse para el suministro a un sistema sin otras fuentes de control de frecuencia. En un sistema con más fuentes de control de frecuencia, se debe usar un controlador P para compartir las variaciones de carga sobre la fuente.

### 3.7.7. Coordinación de controles

En transmisión VSC-HVDC se debe tener un control coordinado; según la imagen de la figura 62, se observa un esquema de coordinación.

Figura 62. **Coordinación de controles en una transmisión VSC-HVCS**



Fuente: MONTERRUBIO DIEZ, Mario. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua, enlaces HVDC-VSC*. p. 106.

El funcionamiento del rectificador conectado a la red principal o al generador, puede tener un control de tensión DC o bien un control de tensión de AC del lado del generador que esta anterior al rectificador.

El terminal receptor o inversor puede tener un control de frecuencia dado por la carga que alimenta, o bien un control de tensión de AC del lado receptor que queda posterior al inversor.

Estos sistemas poseen una interconexión de dos o más sistemas eléctricos de potencia, ya sean síncronos o asíncronos, hay elección en el modo de control que se puede emplear.

Cada convertidor puede controlar la tensión de AC de su terminal correspondiente. En este caso, el rectificador (o uno de los rectificadores en el



caso de conexión multiterminal) debe incluir el control de la tensión de DC, y en el resto de convertidores se incluye el control de la potencia activa.

El control de la tensión de la DC y de la potencia entre los convertidores se puede intercambiar según convenga. Sin embargo, si se necesita amortiguación electromecánica en el sistema de AC, el control de la potencia activa se tiene que situar junto al terminal necesitado de la amortiguación.



## **4. COMPARACIÓN DE SISTEMAS HVAC, HVDC Y VSC-HVDC**

Los avances que se han producido en la electrónica de potencia, han permitido que los sistemas de HVAC, HVDC y VSC-HVDC se encuentren en constante estudio para su perfeccionamiento.

Los circuitos electrónicos de potencia tienen la función principal de convertir la energía eléctrica utilizando dispositivos electrónicos. Las aplicaciones abarcan desde los equipos de conversión de alta potencia, como los sistemas de transmisión de corriente continua, hasta dispositivos de uso común.

La electrónica de potencia incluye aplicaciones tales como:

- Procesar miliwatts hasta megawatts.
- Conversión de corriente alterna en corriente continua y viceversa.
- La conversión de una alimentación alterna de determinada amplitud y frecuencia en otra amplitud y frecuencia distinta.

El diseño de los equipos de conversión de potencia precisa numerosas disciplinas de la ingeniería eléctrica, como el campo de interés en la transmisión de energía eléctrica en HVDC en comparación de la transmisión tradicional de HVAC.

#### **4.1. Comparación de un sistema de transmisión de HVAC, VSC HAVDC con HVDC**

Las principales diferencias que se pueden observar al comparar ambos sistemas de transmisión son los siguientes:

##### **4.1.1. Economía de transmisión**

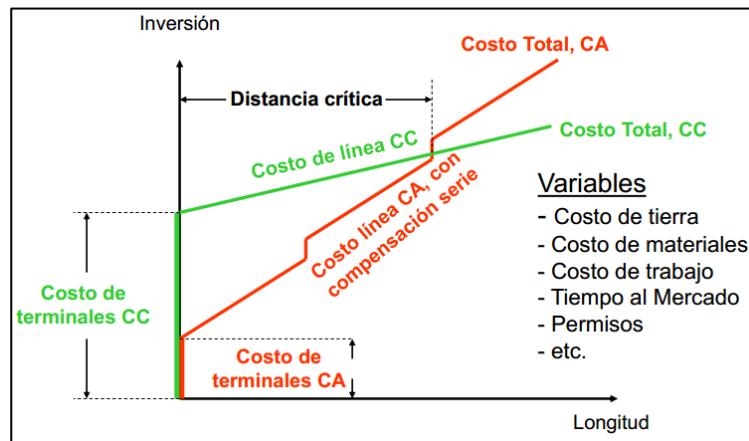
Se refiere a la inversión y a los costos de operación en un sistema de transmisión de energía eléctrica. La inversión y los costos incluyen las instalaciones de las torres de transmisión, conductores, aisladores y demás equipos, además, de cuantificar las pérdidas que se presentan en el sistema. de inversión es que en una línea de transmisión de HVDC puede soportar más potencia con menos conductores, a diferencia de un sistema de transmisión de HVAC donde se necesitarían tres conductores.

Esta característica del HVDC permite que las torres sean más esbeltas y que tengan una menor resistencia mecánica. Así mismo, las pérdidas en la transmisión de la energía eléctrica en un sistema de DC disminuye hasta un 67 %, esto se debe a que los problemas que se presentan en una línea de AC como el efecto piel y el efecto corona son insignificantes o inclusive ausentes en DC.

La figura 63 muestra una comparativa del costo de transmisión en HVAC y HVDC. Indica porque cuesta menos construir en DC que una línea de AC para la misma capacidad de transmisión, sin embargo, también es cierto que las estaciones terminales de HVDC son más caras debido a que debe realizar la conversión de AC a DC y DC a AC.

Pero a una cierta distancia, la llamada 'distancia neutral o distancia crítica' (aprox. 600-800 km en líneas aéreas), la alternativa HVDC será siempre lograr el menor costo.

Figura 63. Costo de inversión vs longitud



Fuente: JOHANSSON, Jan G. *Power system – HVDC*, p. 14.

El punto de equilibrio es mucho menor para los cables submarinos (típicamente alrededor de 50 km). La distancia depende de varios factores tanto para las líneas y cables que necesitan análisis para cada caso individual.

El concepto de la distancia de equilibrio es importante, pero solo uno de una serie de factores; como la capacidad de control, que son importantes al considerar la elección de un sistema de transmisión de corriente alterna o HVDC.

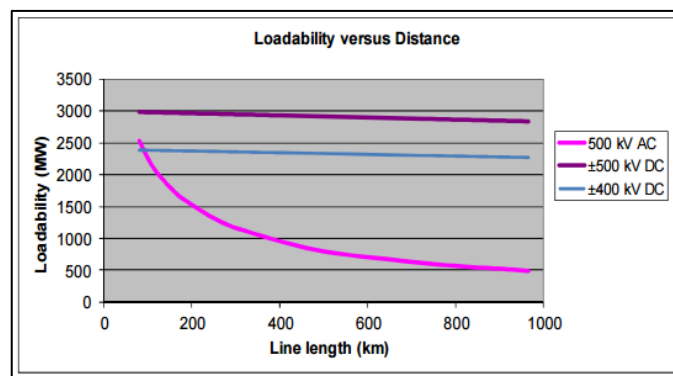
#### 4.1.2. Consideraciones técnicas

Los parámetros capacitivos e inductivos que se presentan en las líneas de transmisión de AC se encargan de establecer los límites entre las distancias que puede existir entre los enlaces de un sistema con otro y en la capacidad que tiene la línea de transmitir la energía eléctrica de un punto a otro.

Estas limitaciones son particularmente importantes si se desean emplear cables subterráneos, submarinos o aéreos ya que los mismos cables son fuentes de reactivos que a mayor longitud de cable los reactivos se incrementan.

En la tecnología HVDC no existen limitaciones ya que estos sistemas no se encuentran afectados por la inductancia o capacitancia de las líneas o cables, anclado a la capacidad de carga, como se ve en la figura 64.

Figura 64. Capacidad de carga vs distancia



Fuente: JOHANSSON, Jan G. *Power system. – HVDC.* p. 13.

En un sistema de transmisión HVDC permite la conexión entre dos sistemas de distinta frecuencia (o fase) o entre diferentes redes que pueden estar o no sincronizadas por distintos motivos. Esto es imposible de realizar utilizando la transmisión clásica en corriente alterna, debido a la inestabilidad que se puede presentar en los sistemas de AC, por los niveles de cortocircuito muy elevados y los intercambios no deseados de flujos de potencia entre sistemas.

Un sistema de HVDC tiene la ventaja de que puede controlar de una manera rápida y segura la potencia activa entregada en un sistema, algo que un sistema de HVAC no podría realizar. Esto es posible gracias a los dispositivos electrónicos con los que cuenta un sistema de DC.

#### **4.1.3. Rentabilidad**

Se presenta en un sistema DC que es mayor, comparada con un sistema de AC, esto se debe a que los sistemas de DC emplean dispositivos de electrónica de potencia y controladores, incrementando la capacidad de control y protección del sistema de DC.

#### **4.2. Comparación de las líneas de transmisión en HVAC, HVDC Y VSC-HVDC**

Hay dos opciones tecnológicas para la transmisión de AC de alta tensión (HVAC) y DC de alta tensión (HVDC). Los imperativos térmicos limitan generalmente las capacidades de transmisión de las líneas HVAC a 400 MW para 230 kV, 1,100 MW para 345 kV, 2 300 MW para 500 kV y unos 7 000 MW para 765 kV.

Sin embargo, estas restricciones térmicas, la capacidad de los sistemas de transmisión de CA también depende de las limitaciones de tensión, de estabilidad y de operación del sistema. En consecuencia, la capacidad de entrega de energía eléctrica de largas líneas de transmisión HVAC suele ser inferior a estos valores.

Las de corriente 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.

La transmisión HVDC es más eficiente para la transferencia masiva de energía a largas distancias (por ejemplo, más de 600–1 000 km) con líneas aéreas. Los sistemas HVDC tienen una capacidad de transporte entre 2 y 5 veces la de una línea de AC de tensión similar.

El impacto medioambiental de HVDC es menos grave que el de las líneas de corriente alterna, ya que se necesita menos terreno para derechos de paso, a menudo, el sistema HVDC se ha utilizado para interconectar sistemas de AC cuando no es posible establecer enlaces de AC por falta de estabilidad del sistema o por diferencias de frecuencia nominal de los dos sistemas.

La transmisión HVDC se usa para cables submarinos de más de 50 km de longitud, ya que la transmisión HVAC es poco práctica por las altas capacitancias del cable; de lo contrario, se requerirían estaciones de compensación intermedias.

Un reciente desarrollo en transmisión HVDC utiliza un convertidor de fuente de tensión compacto con tecnología IGBT, haciendo posible una mejor calidad de suministro en redes eléctricas de AC.



Esta tecnología, que utiliza pequeñas estaciones convertidoras de bajo perfil y transmisión de cables submarinos, reduce el impacto medioambiental. Llamada VSC - HVDC, esta tecnología crea nuevas posibilidades para mejorar la calidad del suministro en redes eléctricas de AC por medio del control rápido e independiente de la potencia activa y reactiva, soporte de potencia de emergencia y posibilidad de arranque tras un apagón.

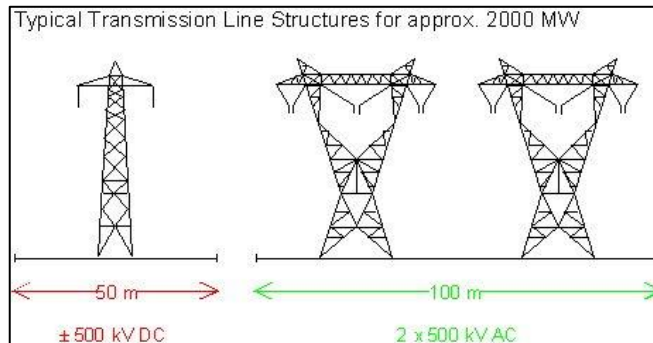
#### **4.2.1. Línea de transmisión aérea**

Las líneas aéreas de un sistema HVDC presenta una serie de ventajas importantes respecto a las aéreas HVAC; una de ellas es el tamaño de las torres.

La distancia entre líneas debido a la tensión es superior en HVDC (en un factor  $\sqrt{3}$ , el número de líneas es inferior dos líneas en HVDC frente a tres en HVAC). Esta diferencia en la distancia entre líneas es debida a que en AC depende de la tensión entre fases, mientras que en DC depende de la existencia entre fase y tierra.

El resultado son unas torres de menor tamaño y menor necesidad de corredor de paso como se observa en la figura 65. En contra, se podría decir que los aisladores de los circuitos HVDC han de ser de mayor calidad ya que acumulan mayor cantidad de residuos en la superficie debido al sentido unidimensional de la corriente.

Figura 65. **Estructuras o torres de transmisión HVDC VS HVAC**



Fuente: *WordPress*. <https://webberenergyblog.files.wordpress.com/2010/02/hvdc-benefits-4-b1.jpg>, Consulta: 16 de junio de 2015.

Para una transmisión de potencia, un sistema de transmisión HVDC requiere una menor necesidad de franja de servidumbre y torres más esbeltas ya que, a diferencia de lo ocurrido en HVAC; en corriente continua se requiere un menor número de líneas (generalmente 2 conductores) y, por lo tanto, se necesita una menor resistencia mecánica en las torres.

#### 4.2.2. **Línea de transmisión submarina**

La transmisión submarina se efectúa generalmente en DC debido a que en AC estaría limitada a menos de 130 kilómetros, por efectos de la reactancia equivalente de la línea, lo cual hace que su transmisión en AC es técnicamente inviable.

Los sistemas HVDC con cables submarinos permiten la interconexión de sistemas en distancias mayores a 600 km, con potencias que pueden llegar a los 1 000 MW, en profundidades no mayores a 100 m, los cables más utilizados en transmisión submarina son las siguientes.

#### **4.2.2.1. Cables con aislante de aceite (self-contained fluid filled cables – SCFF)**

Son cables cuyo sistema de aislamiento está compuesto por papel impregnado por un fluido sintético de baja viscosidad, que se mantiene constantemente a presión en un conducto realizado en el centro del conductor: esto conlleva una limitación en el nivel de profundidad máxima de colocación.

Esta solución, utilizada desde hace muchos años, es adecuada para grandes tránsitos de energía, siempre que se evite superar en el conductor la temperatura de 85°C, debido a la presencia del aceite que es un fluido en circulación impone la adopción de circuitos hidráulicos y de estaciones de bombeo en los extremos. La posibilidad de que se produzca una fuga de aceite constituye un peligro potencial para el medio ambiente.

#### **4.2.2.2. Cables con aislante sólido**

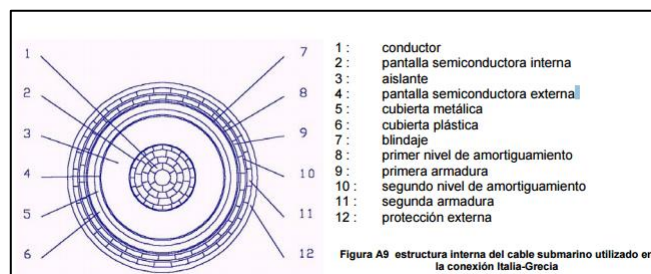
Tienen un sistema de aislamiento, está formado por papel de alta densidad, impregnado de una mezcla densa.

Al contrario de lo que sucede con los cables con aislante de aceite fluido, la mezcla de impregnación no circula por el conductor ni dentro del cuerpo del cable, sino que permanece prácticamente estable en su posición original.

Actualmente, se pueden crear conexiones de varios cientos de kilómetros de longitud utilizando esta técnica; los límites técnicos se encuentran a 600 kV de tensión y a 55 °C de temperatura.

Este tipo de cable ha sido utilizado recientemente para la realización de la interconexión submarina en corriente continua entre Italia y Grecia (conexión a 400 kV 500 MVA, con una longitud de 160 km). El cable con aislante sólido utilizado tiene la estructura que se muestra en la figura 66.

Figura 66. **Estructura de un cable con aislante sólido**



Fuente: Rapport. *Descripción detallada de las tecnologías alternativas al cable aéreo y al cable subterráneo.* p. 11.

#### 4.2.2.3. Cables con aislante mixto papel-polipropileno (PPL)

Poseen un sistema de aislamiento, está formado por papel de alta densidad impregnado de una mezcla viscosa, pero de manera que las capas de papel están separadas por películas de polipropileno, esta solución desarrollada recientemente, tiene las ventajas de las dos tecnologías actuales.

En relación con la solución de aislante sólido, permite una ganancia del 25 % al 50 % de la potencia transportada o una reducción del 30 % de las dimensiones para un mismo tránsito; esto permite lograr una reducción del diámetro del 10 %, del peso en aire del 20 % y del peso en agua del 25 %.

La utilización de este tipo de cable permite, pues, construir tramos significativamente más largos y transportar en la plataforma de tendido un 25 % más de cable en comparación con la tecnología de aislante.

#### **4.2.3. Transmisión subterránea**

Cuando se proyectan líneas tradicionales de transmisión aérea es mejor elegir líneas de alta tensión para la transmisión a largas distancias, ya que permiten aumentar la capacidad de transmisión y reducir al mismo tiempo las pérdidas.

La situación es algo diferente, sin embargo, para la transmisión en AC con cables subterráneo se procede a aumentar la tensión también aumenta la absorción de potencia reactiva del cable, de modo que la máxima longitud técnica no aumenta, sino que se reduce.

Las leyes de la física actúan en este caso en contra de las líneas de transmisión de AC de gran longitud. La experiencia actual de transmisión por cable sugiere una distancia máxima de transmisión de unos 60 km para un cable subterráneo de AC de 345 kV.

Esta transmisión, está en el enlace de Murraylink (Australia) esto se aprecia en la figura 67.

Figura 67. **Tendido de cable enlace de Murraylink Australia**



Fuente: GRÜNBAUM, Rolf; PETERSSON, Åke; THORVALDSSON, Björn. *Flexibilidad de redes eléctricas*. p. 4.

#### **4.3. Pérdidas en HVDC y comparativa con pérdidas HVAC**

Las pérdidas en una instalación de transporte de energía eléctrica, pueden definirse como la energía perdida durante la transferencia de una determinada energía de un punto otro.

Representan uno de los principales motivos económicos para permitir la viabilidad de la instalación y, por lo tanto, una razón de peso por la que invertir en ese tipo de instalación. Por ello, como es lógico, el objetivo es realizar los esfuerzos necesarios para obtener las mínimas pérdidas posibles en la instalación.

Conseguir un determinado tanto por ciento de pérdidas con respecto a la potencia total entregada puede suponer un nivel de garantía específico de la instalación por lo que si después no se cumpliera puede representar penalizaciones económicas.

Las pérdidas pueden generarse por diversas razones: pérdidas debidas a causas intrínsecas a la instalación y sus elementos, otro tipo de pérdidas provocadas por el entorno en que se sitúe la instalación.

#### **4.3.1. Pérdidas provocadas por el entorno**

Son comunes a las instalaciones tanto de corriente continua y corriente alterna, y en todo caso, las diferencias de este tipo de pérdidas, entre un tipo de instalación y otra serían establecidas por los elementos alojados en cada sistema.

Se Enuncian algunas de las pérdidas provocadas por el entorno:

##### **4.3.1.1. Temperatura ambiental**

Cuanto mayor sea la temperatura del fluido que rodea los equipos (entiéndase aire o agua en el caso de las instalaciones submarinas), tanto intrínsecos a la transmisión de energía, como auxiliares, peor será la transferencia de calor, por lo que menor será el rendimiento, que, en conclusión, significa mayores pérdidas.

En los conductores se ha de tener en cuenta que un aumento de temperatura, producirá un aumento en la resistencia del conductor, lo que significa un aumento en las pérdidas por efecto Joule.

##### **4.3.1.2. Exposición a la luz solar**

La incidencia a los rayos solares, además de provocar un aumento en la temperatura de los equipos puede producir la descomposición de los materiales

aislantes de origen polimérico. Fallos en el aislamiento pueden producir descargas o fugas de corriente lo que significa pérdidas debidas a este fenómeno.

#### **4.3.1.3. Cambios en la densidad del aire**

Un aumento en la densidad del aire es causa directa de que aumente la facilidad con la que el aire que rodea un conductor o equipo eléctrico, se pueda ionizar, provocando el conocido como efecto corona que, produce una disipación de energía, además de deterioro de los materiales.

#### **4.3.1.4. Cambios en la humedad de aire**

Al igual que el caso anterior facilita la ionización del aire, así como la posibilidad de que se produzcan descargas por arco eléctrico.

#### **4.3.1.5. Contaminación ambiental**

Si hay un exceso de partículas en el aire como polvo u otros elementos que puedan depositarse sobre las cadenas de aisladores y/u otras partes expuestas de la instalación, puede favorecer la aparición de arcos eléctricos y corrientes de fuga por efecto de una pérdida del nivel de aislamiento.

### **4.3.2. Pérdidas en los equipos**

Son las pérdidas intrínsecas al funcionamiento de la instalación y causadas por las propiedades y características de los equipos, máquinas y dispositivos que forman parte de la instalación y permiten su funcionamiento.



También se deben contemplar, los equipos auxiliares a la instalación como pueden ser, sistemas de refrigeración, sistemas de maniobra, equipos de medida y control, así como otros necesarios para el funcionamiento y protección de la explotación.

Principalmente, los equipos donde más pérdidas se producen, así como los más comunes a la hora de realizar los estudios y cuantificar las pérdidas corresponden a los transformadores y a los conductores.

Esto último, corresponde al caso de corriente alterna, ya que en HVDC le deben tener en cuenta las pérdidas tanto del transformador y los conductores como las pérdidas provocadas por los convertidores, filtros y el smoothing reactor.

En HVDC debido a la gran generación de armónicos del convertidor se deben estudiar las pérdidas que puedan llegar a generar estos.

De una forma general le puede hacer una pequeña clasificación y definición de ciertas pérdidas propias de los transformadores y conductores que se van a dar tanto en alterna y continua, aunque su forma de cálculo y análisis varíe en función de que sea HVAC o HVDC; las pérdidas más comunes están en los transformadores y conductores.

#### **4.3.2.1. Pérdidas en un transformador**

Se deben tener en cuenta las siguientes pérdidas:

#### **4.3.2.1.1. Pérdidas en el cobre o pérdidas por efecto Joule**

Se trata de un proceso irreversible que se produce cuando un conductor es atravesado por una corriente en el cual, la energía cinética de los electrones se transforma en energía calorífica aumentando la temperatura del conductor y, por tanto, su resistencia.

#### **4.3.2.1.2. Pérdidas en el hierro**

Se pueden definir como pérdidas propias al circuito magnético y que se cuantifican mediante:

#### **4.3.2.1.3. Pérdidas por histéresis**

Se generan al someter el núcleo de un electroimán a un campo magnético oscilante.

Al aumentar el valor del campo magnético los dipolos del material del núcleo se alinean en la dirección del campo, al decrecer el campo magnético al que está expuesto el núcleo sus dipolos no logran orientarse en la dirección del nuevo valor del campo magnético, debido a la energía que ha quedado almacenada en el núcleo. Esto es lo que se conoce como campo magnético remanente y esa energía generará pérdidas al disiparse en forma de calor.

#### **4.3.2.1.4. Pérdidas por corrientes de Foucault**

Se producen al exponer un núcleo magnético a un campo magnético variable. Al exponer este al campo se inducen corrientes que circularán por el núcleo, generando así pérdidas por efecto Joule.

#### **4.3.2.1.5. Pérdidas en conductores**

Las pérdidas que se plantean son las siguientes:

#### **4.3.2.1.6. Pérdidas por efecto Joule**

Al igual que en el caso anterior al estar el cable recorrido por un corriente, este aumenta su temperatura como o causa de la transformación de la energía cinética de los electrones.

#### **4.3.2.1.7. Pérdidas por efecto corona**

El efecto corona está causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión de la línea.

Al momento de que las moléculas que componen el aire se ionizan son capaces de conducir la corriente eléctrica y parte de los electrones que circulan por la línea pasan a circular por el aire, lo que generará pérdidas.

#### 4.3.2.1.8. Efecto *skin* o efecto piel

Se produce solo en corriente alterna y se debe a que la densidad de corriente en AC no se reparte por toda la sección del conductor si no que circule por su periferia.

Esto hace que la resistencia en corriente alterna sea mayor que la resistencia del mismo conductor en corriente continua. Esto afecta a las líneas en cuanto al diseño de los conductores en corriente alterna, así como los diseños de los devanados ya que deben ser los apropiados para evitar tener demasiadas pérdidas por disipación de energía.

La profundidad superficial se define como el área efectiva por la que circula corriente en el conductor.

Y viene dada por:

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{2\pi * \mu * \rho}}$$

#### 4.3.2.1.9. Corrientes armónicas

Donde  $f$  es la frecuencia en Hz,  $\mu$  es la permeabilidad magnética del material, y  $\rho$  la resistividad del material.

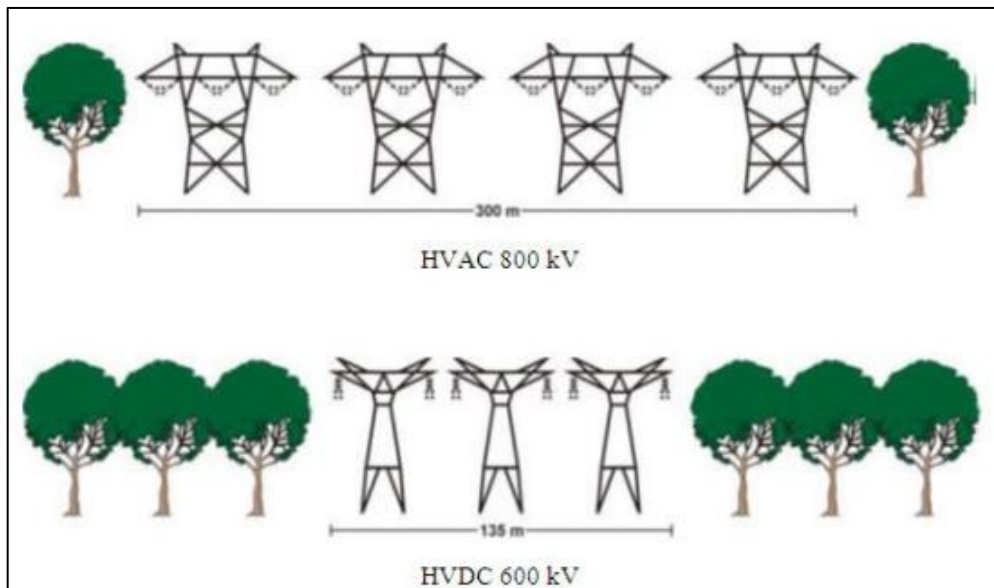
Se debe tener en cuenta que pueden estar circulando corriente no senoidal o corriente a frecuencias mayores que la fundamental lo que pueden provocar variaciones de flujo, calentamientos y otros efectos perjudiciales e incluso peligrosos.

### 4.3.3. Consideraciones medioambientales

Para una misma transmisión de potencia, un sistema de transmisión HVDC requiere una menor necesidad de franja de servidumbre y torres más esbeltas ya que, a diferencia de lo ocurrido con AC, en corriente continua se requieren un menor número de líneas (generalmente 2 conductores).

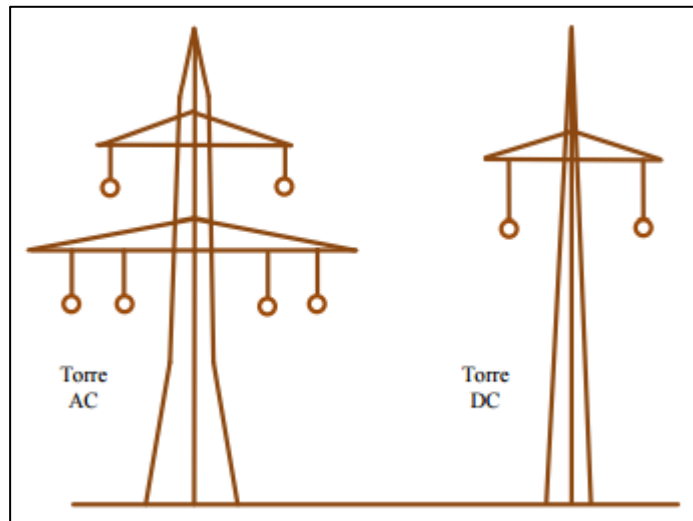
Por lo tanto, se necesita una menor resistencia mecánica en las torres, se puede ver una comparación entre el tamaño y la franja de servidumbre de las torres utilizadas en AC y en DC, en la figura 68 y 69.

Figura 68. Franjas de servidumbres en torres de AC y en CD



Fuente: SALAZAR, María. *Alternativas de solución para el incremento de cargabilidad en líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional*. p. 60.

Figura 69. **Torres típicas para transportar 1 000 MW**



Fuente: SALAZAR, María. *Alternativas de solución para el incremento de cargabilidad en líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional*. p. 61.

El campo magnético constante en los alrededores de la línea de transmisión es muy semejante al campo magnético producido de forma natural por la tierra. Por esta razón, es muy improbable que esta pequeña contribución de las líneas de transmisión HVDC al campo magnético de la tierra pueda ser preocupante de alguna forma.

Al igual que en el caso del campo magnético, el campo eléctrico estático experimentado debajo de las líneas hasta la franja de servidumbre no presenta efectos biológicos negativos. En la actualidad, no existen teorías o mecanismos que puedan verificar si los niveles de campo eléctrico producido por las líneas HVDC tengan efectos negativos en la salud humana.

El efecto corona de las líneas de transmisión producen una pequeña contribución de ozono, la cual es del mismo orden de magnitud que el generado en procesos naturales.

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.

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.





## 5. INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS HVAC Y HVDC

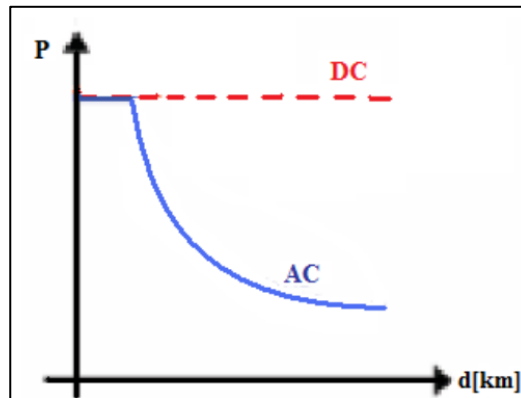
Una interconexión entre sistemas con distintas frecuencias sólo es posible con HVDC, esta es solo una de las tantas aplicaciones donde HVDC es una mejor solución, tanto técnica como económica.

Algunos casos a ser considerados:

- Cuando no es posible o deseable coordinar el control de frecuencia de dos sistemas.
- Cuando pudiera ser difícil de obtener operación estable usando una interconexión con HVAC, o si se desea mejorar los márgenes de estabilidad de los sistemas.
- Cuando la distancia a transmitir supera la distancia donde el HVDC es más económico que HVAC.
- Cuando la interconexión se realiza con cables submarinos.
- Cuando las líneas aéreas no son aceptadas y es necesario usar cables subterráneos de longitud considerable.

Con el encarecimiento de la obtención de las servidumbres, la diferencia entre el espacio utilizado por las torres de transmisión entre una conexión HVAC y una HVDC (figura 70) tienen un papel importante a la hora escoger una opción.

Figura 70. **Potencia vs Distancia para transmisión AC y DC**



Fuente: NAVARRETE, Leonardo. *Modelación de sistemas de corriente continua en una simulación estacionaria de un SEP*. p. 21.

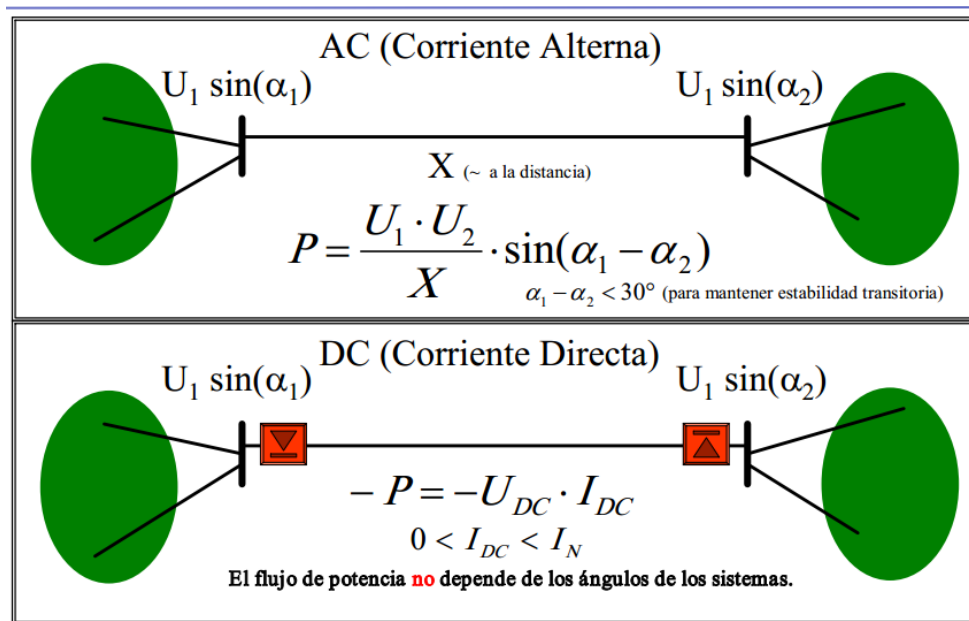
En la gráfica anterior, se observa la comparación entre ambas soluciones para una misma potencia a transmitir. Las pérdidas por resistencia crecen en ambas linealmente con la distancia, pero llega un punto en que las pérdidas por capacitancia en las líneas AC crecen mucho más rápido, entregando uno de los motivos por el cual se prefiere la transmisión en DC a transmisión en AC a partir de cierta distancia.

### **5.1. Nivel de tensión y potencia activa en una interconexión HVAC y HVDC**

El nivel de voltaje de HVDC es elegido para obtener la mejor solución técnico-económica del enlace completo y no es necesario coordinarlo con el nivel de voltaje del lado de corriente alterna. Un gran número de enlaces HVDC con potencia nominal de 1 200 MW a 3 000 MW operan con +/- 500 Kv DC.

Al contrario de la corriente alterna, donde se encuentran dificultades cuando la distancia a transmitir es considerable, con HVDC los límites técnicos entregados por la distancia son casi nulos, esto lo demuestra la figura 71.

Figura 71. **Interconexión con sistema HVDC**



Fuente: ABB Review Special Report. *HVDC Transmisión de potencia digna de confianza*. p. 6.

Una de las características fundamentales de un enlace con HVDC es su asincronismo. Las redes conectadas al rectificador y al inversor no necesitan estar sincronizadas. Interconectando dos redes con HVDC es posible mantener el control de frecuencias por separado.

Una distorsión en una de las redes que resulte en un cambio de frecuencia no afectará la potencia transmitida por el enlace (a no ser que el sistema de

control haya sido específicamente diseñado para ello), y no hay ningún riesgo de inestabilidad en la interconexión. En este sentido se puede ver el enlace HVDC como un muro cortafuego con respecto a las contingencias.

La posibilidad de controlar exactamente el nivel de la potencia transmitida es una de las ventajas del HVDC. Este control es realizado electrónicamente por los sistemas de control en las estaciones convertidoras.

Usualmente el modo de control principal es el de transferencia de potencia constante, es decir, el operador da la orden del nivel de potencia a transmitir por el enlace.

Otra función de control que es frecuentemente implementada en los casos donde se interconectan diferentes sistemas de potencia, es permitir al enlace cambiar automáticamente el nivel de orden de potencia para de esta manera asistir a la red que experimente problemas, como la pérdida de generación.

Consideraciones técnicas.

#### **5.1.1. Conexión síncrona**

Un enlace HVDC es una conexión asíncrona entre dos sistemas de frecuencias distintas y, además, presenta una ventaja en cuanto a que no transfiere las perturbaciones de uno a otro sistema.

#### **5.1.2. Control del flujo de potencia**

Un enlace HVDC es capaz de mantener el flujo de potencia especificado con independencias de las oscilaciones electromecánicas presentes en la red.

### **5.1.3. Corrientes de cortocircuito**

Las redes malladas en corriente alterna pueden presentar problemas de elevadas corrientes de cortocircuito en ocasiones próximas a la capacidad de la aparamenta instalada. Esta circunstancia se resuelve con el uso de enlaces HVDC dado que el enlace al no transferir potencia reactiva no contribuye al aumento de la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión.

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente

## **5.2. Consideración de fallas en una interconexión HVDC Y HVAC**

### **5.2.1. Fallas en la parte de HVAC**

Los aspectos y las funcionalidades de los sistemas HVAC que influyen sobre el resto del sistema de potencia pueden ser analizados y estudiados sin un conocimiento detallado del diseño final o del proceso de conversión que toma lugar en el conversor HVDC.

Un análisis más detallado de los fenómenos asociados requiere un conocimiento más profundo del proceso de conversión DC y el modelamiento del sistema HVAC.

#### **5.2.1.1. Fallas trifásicas**

Consisten en el contacto de las tres fases, directamente o a través de una impedancia de valor bajo o bien provocado por es la caída de una torre de

transmisión. Este tipo de cortocircuitos es el más grave en el sistema, produciendo las mayores corrientes.

Debe ser detectado rápidamente y eliminada la fuente de fallo del sistema (por medio de la actuación del sistema de protección) en el plazo menor posible.

Desde el punto de vista de análisis, es el más simple de calcular, porque al estar involucradas las tres fases en la misma forma las corrientes de cortocircuito son iguales en las tres fases, siendo representado por un sistema de corrientes simétrico.

#### **5.2.1.2. Fallas monofásicas**

El cortocircuito monofásico (contacto de una fase y tierra) es responsable de la mayor cantidad de cortocircuitos en el sistema. Las corrientes de cortocircuito que provoca dependen de la impedancia de la falla y de las conexiones a tierra de los transformadores en la línea.

#### **5.2.1.3. Falla doble línea**

Se presenta cuando dos conductores energizados de un sistema bifásico o trifásico se tocan simultáneamente.

#### **5.2.1.4. Falla doble línea a tierra**

La falla simultánea entre dos conductores de fase y tierra son conocidas como falla doble línea a tierra.

## **5.2.2. Fallas en HVDC**

Las fallas en un enlace HVDC se clasifican según la zona en que ocurre, se analizarán los siguientes componentes:

### **5.2.2.1. Fallas en las líneas de transmisión en corriente directa**

Estas fallas dependen del tipo de conductor que se utilice para el transporte de la energía; si se utiliza líneas aéreas, la mayor probabilidad de falla sería de un polo a tierra; dado que es poco probable que se unan ambos polos, debe ocurrir un daño físico considerable para que sucediera este evento.

Con los cables subterráneos o submarinos, las fallas presentadas son de carácter permanente; por este motivo, se debe analizar el tipo de conductor al momento de realizar maniobras a posibles fallas en estos enlaces

### **5.2.2.2. Descarga atmosférica**

Las líneas aéreas se encuentran protegidas por cables de guarda, pero no se puede descartar la descarga directa de un rayo en un poste o en una torre.

### **5.2.2.3. Descargas por contaminación**

En una línea de CD que pasa por una zona se encuentra expuesto a elementos naturales como arena, polvo, humedad, etc., que se acumulan en los aislantes y generan interrupciones en el sistema.

#### **5.2.2.4. Sobretensiones**

En un enlace bipolar, al ocurrir descargas de un polo a tierra, se pueden llegar a genera sobretensiones en el polo sano que llegan a ser del orden de 1,4 a 1,9 la tensión nominal debido al acoplamiento capacitivo. Debido a esto la aislación de la línea debe soportar estas sobretensiones evitando la formación de arcos en ella, de lo contrario el rayo puede causar una falla bipolar. Otra causa de sobretensión es el arranque del enlace HVDC con un extremo abierto.

#### **5.2.2.5. Fallas en las estaciones convertoras**

Se consideran fallas en las estaciones convertoras, las ocurridas entre el secundario de los transformadores de conversión y el patio de corriente directa a la salida de la estación. Este tipo de fallas como rotura o daño en las válvulas, aislamiento del transformador, falla entre el polo a tierra y otros, generan automáticamente la desconexión del sistema, ya que se garantiza la protección de los equipos existentes.

#### **5.2.2.6. Fallas de conmutación en el rectificador**

Estas fallas se pueden presentar por la falta de tensión en los terminales, daños en los circuitos alternos o en los pulsos de control. Aunque los efectos por reducción de tensión son menores en el rectificador, pueden ocasionar que se detenga y solo se normalizará cuando la tensión en las válvulas sea restablecida



### **5.2.2.7. Fallas de conmutación en el inversor**

Una falla de conmutación corresponde al mal funcionamiento del inversor, una característica importante del tiristor, que es el elemento activo del sistema HVDC, este elemento debe estar expuesto a una tensión inversa por un tiempo determinado para impedir su conducción. Si se produce lo contrario, el tiristor sigue conduciendo, aunque no tenga una señal de disparo resultando esencial para el proceso de conmutación.

Cambios abruptos en la magnitud, fase o calidad de las tensiones de conmutación podrían causar una o, posiblemente, sucesivas fallas de conmutación.

Cuando una estación convertora se encuentra operando como inversor al término del enlace de corriente directa, una válvula se apagará cuando su corriente conmute a cero y el voltaje a través de la válvula se torne negativo. El periodo en el cual la válvula se encuentra con una polarización negativa corresponde al ángulo de extinción  $\gamma$ , sin un pulso de disparo, la válvula idealmente se encontrará en un estado no conductivo o bloqueado, incluso si experimenta una polarización positiva.

### **5.3. Ventajas y desventajas de las interconexiones**

Es importante señalar que cualquier sistema HVDC no sólo transmite energía eléctrica, sino que también tiene mucho valor agregado que deberá compararse con la transmisión convencional de corriente alterna. Algunos aspectos a considerar de estas interconexiones son:

### 5.3.1. Ventajas de interconexiones HVDC

- No hay límites en la distancia transmitida. Esto es válido tanto para líneas aéreas como para cables marítimos o subterráneos.
- Control muy rápido y preciso del flujo de potencia, lo que implica mejoras de estabilidad, no sólo para el enlace HVDC, sino también para el sistema CA circundante.
- La magnitud y la dirección del flujo de energía se pueden cambiar muy rápidamente (bidireccionalidad).
- Un enlace HVDC no aumenta la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. Esto significa que no será necesario cambiar los interruptores de la red existente.
- HVDC puede llevar más potencia para un determinado tamaño de conductor.
- La necesidad de derecho de paso es mucho menor para HVDC que para una conexión de corriente alterna, para la misma potencia transmitida. El impacto ambiental es por lo tanto más pequeño con HVDC, y es más fácil obtener permiso para construir.
- La potencia se puede transmitir entre dos sistemas AC que funcionan a diferentes frecuencias nominales o a la misma frecuencia sin sincronización de las redes.

### **5.3.2. Desventajas de una interconexión HVDC**

- Alto costo de estaciones convertidoras.
- Imposibilidad de usar transformadores para cambiar los niveles de tensión.
- Generación de armónicas en el lado de corriente alterna.
- Requerimiento de potencia reactiva en las estaciones convertidoras. Complejidad en el diseño de los controladores.
- Falla de las válvulas (tiristores, etc.).

### **5.3.3. Ventajas de una interconexión HVAC**

- El coste de reducir o elevar los voltajes en corriente alterna son menores que en corriente continua.
- La amplia gama de voltajes que se obtienen mediante el uso del transformador.
- Las máquinas que emplean corriente alterna son sencillas, robustas y no requieren mucha reparación y mantenimiento durante su uso.
- La corriente alterna se puede convertir rápidamente en corriente continua con ayuda de rectificadores.
- El costo de una interconexión es menor que una de HVDC.

#### **5.3.4. Desventajas de una interconexión HVAC**

- No puede mantener el mismo voltaje en distancias largas.
- La frecuencia de un sistema siempre tiene que ser la misma, de lo contrario no puede ser útil para una interconexión.
- Las pérdidas por efecto coronan siempre están presentes en la transmisión e interconexión.
- La corriente de cortocircuito en un sistema HVAC de distancia larga en el extremo receptor es muy alta.
- Lo que es ventaja para un sistema es desventaja para otro, dependiendo del estudio que se realice así será el sistema que se elija para interconectar sistemas de alta tensión.

HVDC es ahora el método de elección para la transmisión eléctrica submarina y la interconexión de redes de CA asíncronos, proporcionando la capacidad de transmisión y el control eficiente, estable.

La transmisión HVDC es también la tecnología de elección para larga distancia de transmisión de energía, capaz de enviar grandes cantidades de electricidad a grandes distancias con bajas pérdidas eléctricas. Eso hace que sea una tecnología clave en la superación de un gran problema con la generación renovable como la eólica, solar e hidráulica ya que estos recursos rara vez se encuentran cerca de los centros de población que los necesitan.

En muchos casos, los enlaces HVDC se justifican con base en una combinación de ventajas técnicas, económicas y ambientales.

#### **5.4. Tecnologías utilizadas por distintos fabricantes**

Se mencionan algunas tecnologías de fabricantes pioneros en la industria de la transmisión y control de HVDC.

##### **5.4.1. ABB**

Líder en tecnología, pionera que está escribiendo el futuro de la digitalización industrial. Durante más de cuatro décadas, han estado a la vanguardia, innovando conectado y activado digitalmente equipos y sistemas industriales. Con una herencia que abarca más de 130 años, ABB opera en más de 100 países y emplea a alrededor de 132 000 personas.

Tiene una cadena de negocios dedicada a la transmisión y control de HVDC este sector tiene más de 60 años de experiencia, ha desarrollado 120 proyectos en todo el mundo, de los cuales continuación, se detalla el portafolio del sistema mencionado:

##### **5.4.1.1. HVDC *Classic* (LLC)**

Este sistema principalmente está basado en proyectos con válvulas de tiristores, el creciente interés en los últimos años para el transporte de energía limpia y renovable a partir de plantas de generación hidroeléctrica remotos también ha aumentado el interés en la tensión más alta de transmisión de CC que se utiliza actualmente (es decir, 600 kV DC). Esto ha llevado al desarrollo

de ultracorrente continua de alto voltaje (UHVDC) a 800 kV y más recientemente incluso hasta 1 100 kV DC.

Con 800 kV en transmisiones UHVDC son económicamente atractivo para las transmisiones de energía a granel de 5 000 – 8 000 MW más de 1 000 – 1 500 km y 1 100 kV para las capacidades de transmisión de hasta 10 GW y en distancias que alcanzan incluso por encima de 3 000 km.

#### **5.4.1.2. HVDC Light (VSC)**

Basado en la tecnología VSC (convertidor con fuente de tensión), aumenta la fiabilidad de las redes de energía, el rango de potencia de transmisión está en el rango superior a 1,800 MW y  $\pm 500$  kV.

Pueden conectar lo siguiente:

- Conexión de parques eólicos a las redes eléctricas.
- Enlaces subterráneos.
- Proporcionar fuentes de alimentación de la orilla de las islas y las plataformas de petróleo y gas en alta mar.
- Conexión de las redes asíncronas.

En la figura 72 se ve los proyectos más emblemáticos realizados por esta compañía.

Figura 72. Proyectos destacados por ABB



Fuente: ABB Review Special Report. *HVDC Transmisión de potencia digna de confianza*. p. 6.

### 5.4.1.3. Control y protección MACH de ABB

La plataforma se basa en un hardware estandarizado, aplicaciones de Windows, una herramienta de programación funcional de alto nivel y interfaces abiertas. MACH está construido para ser reconocido con facilidad.

El sistema de control de MACH proporciona capacidad de cálculo sin igual y permite un alto grado de integración y manejo de todas las funciones de control y protección.

Proporciona el registro de fallas y funciones de control remoto. El sistema está diseñado para funcionar 24/7 durante treinta años o más, permitiendo que

el sistema HVDC a ser controlado y protegido sea más fiable durante toda su vida útil.

El sistema consiste en el control de la estación y el seguimiento de los servidores, estaciones de trabajo de operador, control y ordenadores principales de protección, unidades de procesador de señales digitales, sistemas de E / S y unidades de control de la válvula.

Los requisitos de rendimiento de la SVC son altos, ya que a menudo se necesita una acción de subciclo. MACH utiliza una PC industrial equipada con procesadores de señal de última generación, lo suficientemente potente como para asegurar una conmutación precisa de los tiristores SVC, incluso para las aplicaciones más exigentes; la figura 73 muestra a grandes rasgos el equipo MACH.

Figura 73. **Control MACH ABB**



Fuente: ABB Review Special Report. *HVDC Transmisión de potencia digna de confianza*. p. 6.



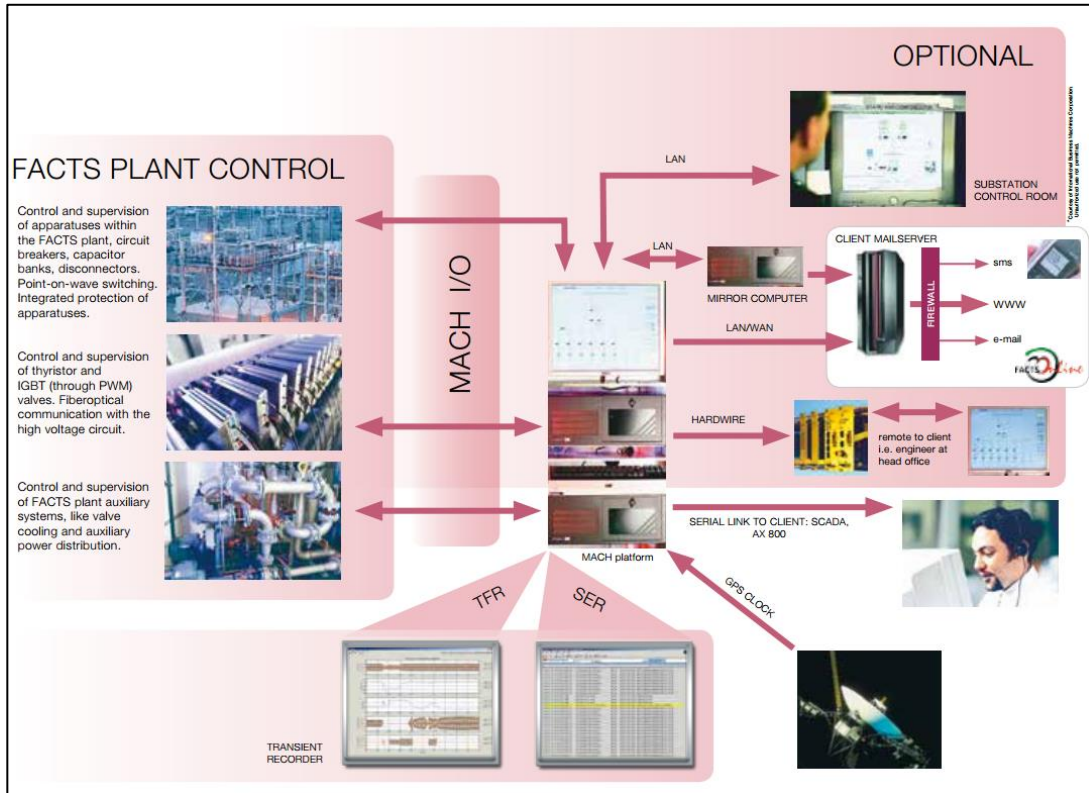
La capacidad del procesador puede ampliarse fácilmente y, de igual modo, el conjunto de circuitos de entrada y salida puede adaptarse para ser compatible con las condiciones locales. La amplia experiencia de ABB en FACTS está detrás de cada programa de aplicación adaptado a clientes de todo el mundo.

Los controles probados en campo incluyen:

- Secuencia simétrica y negativa
- Control de tensión
- Control de ganancia adaptable
- Estrategias de control de voltaje transitorio
- Algoritmos de amortiguación de oscilación de potencia
- Control coordinado de otros elementos de potencia reactiva
- Condensadores y reactores conmutados mecánicamente (MSC, MSR)
- Modos de autotest de SVC

La figura 74 muestra la interface del sistema de control.

Figura 74. Interface del sistema de control ABB



Fuente: ABB Review Special Report. *HVDC Transmisión de potencia digna de confianza*. p. 6.

#### 5.4.2. SIEMEN

Pionera en la historia de la tecnología DC ha sido una de las empresas líderes en el negocio de HVDC durante décadas. Siemens está proporcionando sistemas HVDC como HVDC Classic con las características necesarias para superar los retos en los sistemas de energía del futuro.

Las innovadoras soluciones HVDC de Siemens (*high voltage direct current*) ofrecen una excelente oportunidad para soportar y mejorar el suministro de energía de redes futuras sostenibles, eficientes y fiables.

Siemens ofrece experiencia a largo plazo para ayudar a asegurar una fuente de alimentación estable con un alto grado de energía verde donde sea necesario.

#### **5.4.2.1. HVDC *classic***

Las soluciones HVDC *Classic* de Siemens basadas en la tecnología de tiristores ofrecen una potencia de hasta seis Gigawatts (GW) a un nivel de voltaje de  $\pm 600$  kV y hasta 10 GW a  $\pm 800$  kV y proporcionan:

- Económica y más eficiente transmisión de energía eléctrica a larga distancia.
- Conexión de redes o cuadrículas asíncronas con diferentes frecuencias.
- Controlada en cualquier dirección.
- Transmisión de energía a granel en largas distancias con bajas pérdidas.
- Mejora del rendimiento y un cortafuegos contra apagones en las actuales redes de CA sobrecargadas.

#### **5.4.2.2. HVDC *plus***

El diseño innovador de HVDC *plus* proporciona beneficios tanto técnicos como económicos. A través de la implementación de un nuevo concepto de convertidores de voltaje multinivel, HVDC *plus* es la solución preferida cuando la transmisión HVDC necesita ser combinada con funciones de soporte como control de voltaje de CA o capacidad de arranque en negro o donde el espacio para estaciones de conversión es limitado.

Es ideal para la conexión de plataformas costa afuera remotas y parques eólicos a la red de energía principal así como para la fuente de alimentación a

las megaciudades. HVDC PLUS mejora el rendimiento de la red de transmisión con respecto a la seguridad del sistema. Las funciones dedicadas hacen que HVDC PLUS esté listo para futuros desarrollos de sistemas de energía y redes HVDC.

En la figura 75 mostramos los proyectos desarrollados por Siemens.

Figura 75. **Proyectos destacados por Siemens**



Fuente: ABB Review Special Report. *HVDC Transmisión de potencia digna de confianza*. p. 6.

### **5.4.2.3. Control y protección Win-TDC de SIEMENS**

El sistema de control y protección juega un papel importante en la implementación exitosa de la transmisión HVDC. Se garantiza una alta fiabilidad con un diseño redundante y tolerante a fallos.

La flexibilidad (a través de la elección de los centros de control opcionales) y el alto rendimiento dinámico son requisitos previos para el desarrollo de del sistema de control y protección.

#### Principales ventajas de Win-TDC

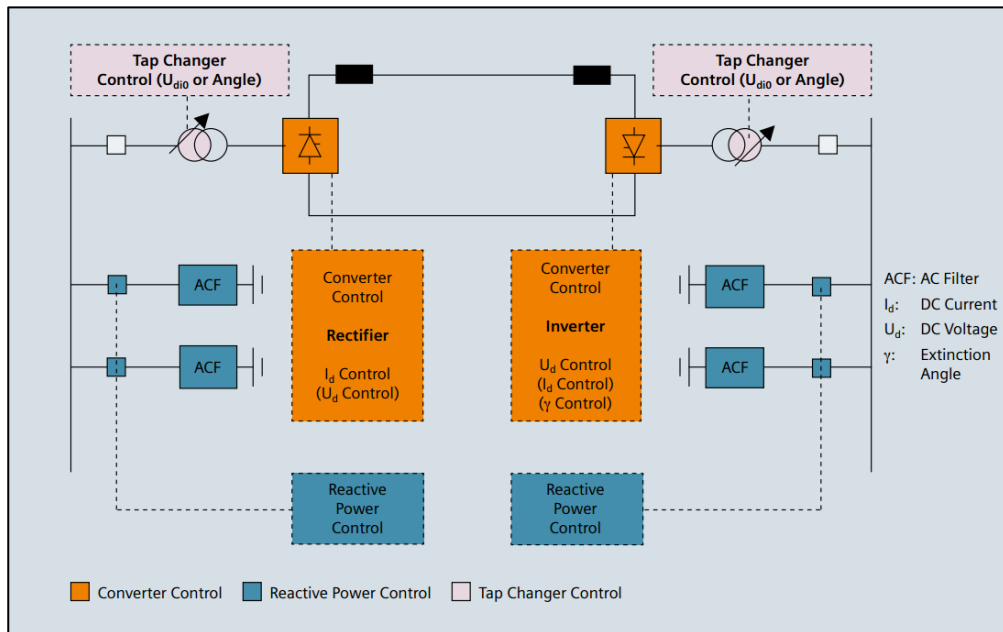
- Tecnología orientada al futuro para aplicaciones HVDC Con el ciclo de vida estimado del producto para los próximos 25 años.
- Muy alta disponibilidad debido a la redundancia completa en todos los niveles con la función *Hot Standby*.
- Todos los sistemas de control y protección utilizan el mismo hardware / software estándar bien probado.
- Diseño muy compacto.
- Interfaz hombre máquina utilizando un sistema operativo basado en Windows y SIMATIC WinCC.
- Registrador de fallas transitorias de muy alto rendimiento.
- Ya hay un control Win-TDC completamente redundante.

#### **5.4.2.3.1. Funciones básicas de control de un sistema HVDC**

Cada estación de un sistema HVDC tiene tres puntos de control básicos: los ángulos de disparo del tiristor, los estados del interruptor (de los elementos

del filtro) y los ajustes del cambiador de tomas de los transformadores del convertidor, la figura 76 detalla el principio de funcionamiento.

Figura 76. **Generalidades de función del Win-TDC**



Fuente: Win-TDC. *The State-of-the-Art Control and Protection System for HVDC Applications from Siemens, Siemens AG, Energy Sector.* p. 2.

Estos tres puntos de control son accionados por los siguientes bucles de control:

- Control del convertidor

El control de alta velocidad de los ángulos de disparo del tiristor controla el flujo de potencia a través de los convertidores de cada estación. Típicamente, se usa un sistema para controlar la corriente continua (lado rectificador) y la tensión continua (lado inversor).

- Control de potencia reactivo

Puesto que ambas estaciones HVDC absorben potencia reactiva (es decir, inductiva) durante la transmisión de potencia, se requiere alguna compensación.

Esta compensación debe ser variable ya que la carga de potencia inductiva aumenta con la potencia activa. Cada estación tiene un controlador de potencia reactiva para conectar / desconectar elementos de filtros capacitivos del sistema de CA dependiendo del punto de funcionamiento del sistema HVDC.

- Control del cambiador de tomas

Para mantener el funcionamiento HVDC optimizado en una gama de voltajes del sistema CA, se proporciona el control de los cambiadores de tomas del transformador. El control del cambiador de tomas varía la tensión de CA en los terminales del convertidor para obtener un punto óptimo para el funcionamiento en estado estacionario.





## CONCLUSIONES

1. De acuerdo a la evolución de la tecnología HVDC, cada ciudad crea sus enlaces de acuerdo a sus necesidades, de las cuales estas hacen eficientes el sistema de transmisión, independientemente si se usan un sistema sencillo HVDC con válvulas de sodio, HVDC con válvulas de tiristores o bien un sistema VSC-HVDC basado IGBT.
2. Cuando describimos las diferentes tecnologías, topologías y conexiones de un sistema HVDC, permite hoy en día encontrar la solución más adecuada, una tecnología HVDC entrega una gran ventaja con respecto al HVAC en cuanto a la posibilidad de poder controlar rápida y de forma segura la potencia activa entregada a un sistema, así mismo permite la conexión entre dos sistemas de distintas frecuencias o redes diferentes, las cuales pueden estar no sincronizadas por distintos motivos. Esto es imposible en un sistema HVAC, debido por la inestabilidad que se produciría en los sistemas a niveles de cortocircuito muy elevados o bien a los flujos de potencias indeseados.
3. Al analizar la tecnología VSC-HVDC, tiene una tecnología compleja porque maneja valores de potencia tan altos que su sistema de control tiene la capacidad de conmutar a altas frecuencias, permitiendo obtener una respuesta dinámica y rápida para el control de las potencias.

4. Cuando comparamos los diferentes sistemas HVAC, HVDC Y VSC-HVDC, sus tecnologías y sistemas de control difieren uno del otro, haciendo que la de tecnologías que más se empleada en HVDC queda claro que existen similitudes entre ambas, como las posibles conexiones y configuraciones, o bien ciertos componentes que son comunes para ambos. Los sistemas HVAC tienden a crecer horizontalmente por el derecho de paso de las líneas, en HVDC, solo se necesita de un espacio reducido para instalar las torres de transmisión, adicional es esto los costos, el tipo de material a utilizar en los conductores hace que se cree una difieren entres si, además el diseño de la estación convertidora hace que sea primordial hacer un balance de costos.
  
5. Al describir la interconexión entre los sistemas HVAC y HVDC, estas interconexiones crean un desarrollo e integración de cualquier país y su ejecución posibilitará el acceso a fuentes de generación económicas con beneficios para los usuarios. Una de las principales características es la estabilidad de tensión que consiste en la capacidad de transferir potencia activa desde las fuentes de producción hacia los centros de consumo en condiciones estables de operación.

## RECOMENDACIONES

1. Se requiere estudiar las nuevas tecnologías de los sistemas HVAC, que sean eficientes y aplicables a proyectos futuros en el mundo.
2. Es necesario realizar diferentes estudios hasta encontrar el lugar adecuado para realizar las implementaciones de un sistema HVDC de tal modo que se tenga un beneficio en gran parte de la red y poder elegir el tipo de conexión a utilizar como también la configuración, ya sea punto-punto, etc.
3. Para los sistemas VSC-HVDC es necesario investigar el desarrollo de nuevas técnicas, modelos y esquemas de control.
4. se debe realizar un estudio técnico económico para futuros proyectos comparados con los actuales.
5. Considerar los límites de corriente y voltaje máximos de los dispositivos tales como tiristores, IGBT, reactores y condensadores, los armónicos de corriente generados ya que, que estos producen pérdidas adicionales e incrementos de temperatura en los dispositivos electrónicos de potencia.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Cahora Bassa*. [En línea]. <<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/cahora-bassa>>. [Consulta: 11 de octubre de 2015].
2. ABB Review Special Report. *60 years of HVDC*. Denver, CO, EE.UU.: Council, 2015. 72 p.
3. \_\_\_\_\_. *HVDC Transmisión de potencia digna de confianza*. Santiago, Chile: Presentación de seminario internacional Cigré, 2005. 55 p.
4. ALBERT, Arthur Lemuel. *Electrónica y dispositivos electrónicos*. 3a ed. Barcelona, España: Reverte, 1972. 602 p.
5. *ALSTOM SF6 circuit breakers till 420kV*. [En línea]. <[http://en.elinsta.cz/w/elinsta/cache/live-tank-circuit-breaker-for-550-kv\\_1600x900ms.jpg](http://en.elinsta.cz/w/elinsta/cache/live-tank-circuit-breaker-for-550-kv_1600x900ms.jpg)>. [Consulta: 22 de mayo de 2015].
6. ARRILLAGA, Jos; LIU, Y. H. and WATSON, N. R. *Flexible power transmission the HVDC*. England: John Wiley & Sons, Ltd, 2007. 374 p.
7. BALTAZAR HERNANDEZ, Guillermo Fernando. *Estabilidad Transitoria en Sistemas Electricos de Potencia con Línea CD en Alta Tensión*. México: Instituto Politécnico Nacional. 2008. 133 p.

8. BAUTISTA BARAJAS, Iván. Darío. *Modelado y simulación de un sistema de transmisión en corriente directa*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2008. 146 p.
9. CABALLERO, Luis Eduardo. *Diseño y construcción de un Prototipo de Laboratorio de una Estación Convertidora de un Sistema de Transmisión HVDC-VSC*. México: Universidad Michoacana de San Nicolas de Hidalgo, 2010. 115 p.
10. *Cahora Bassa (HVDC)*. [En línea]. <[https://en.wikipedia.org/wiki/Cahora\\_Bassa\\_\(HVDC\)](https://en.wikipedia.org/wiki/Cahora_Bassa_(HVDC))>. [Consulta: 30 de mayo de 2015].
11. CHAPMAN, Stephen J. *Máquinas eléctricas*. 3a ed. Venezuela: McGraw-hill, 2000. 775 p.
12. Chiquin Du, *The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power systems*. Suecia: Universidad de Tecnología de Chalmers, 2003. 104 p.
13. *Compendium of all HVDC projects*. [En línea]. <<http://b4.cigre.org/Publications/Other-Documents/Compendium-of-all-HVDC-projects>>. [Consulta: 5 de mayo de 2015].
14. EECKHOUT, Bran Van. *The economic value of VSC HVDC compared to HVAC for offshore wind farms*. Leuven, Belgica: Katholieke Universiteit Leuven. 2008. 120 p.
15. ELGUETA JAQUE, Fabián Alonso. *Control de sistemas HVDC*. Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2008. 198 p.

16. *File:2 level converter*. [En línea]. <[http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/ab/2\\_level\\_converter.png](http://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/ab/2_level_converter.png)>. [Consulta: 8 de junio de 2015].
17. GARZÓN YUSTI, Daniel. *Operación y control de sistemas HVDC multiterminal*. Colombia: Universidad Tecnológica de Pereira, 2015. 212 p.
18. GRÜNBAUM, Rolf; PETERSSON, Åke and THORVALDSSON, Björn. *Flexibilidad de redes eléctricas*. Revista ABB, 2002. 8 p.
19. *HVDC references*. [En línea]. <<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/itaipu>>. [Consulta: 6 de mayo de 2015].
20. Inducor ingeniería. *Alta tensión capítulo 1*. [En línea]. <[http://www.inducor.com.ar/academicos/alta-tension/alta-tension-capitulo2.html,\\_001.jpg](http://www.inducor.com.ar/academicos/alta-tension/alta-tension-capitulo2.html,_001.jpg)>. [Consulta: 30 de mayo de 2015].
21. \_\_\_\_\_. *Alta tensión, capítulo 2*. [En línea]. <<http://www.inducor.com.ar/academicos/alta-tension/alta-tension-capitulo2.html>>. [Consulta: 30 de mayo de 2015].
22. JOHANSSON, Jan G. *Tecnología HVDC características y beneficios*. [En línea]. <<http://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/jornadas-tecnicas-2013---presentaciones/1-2-jan-johansson---tecnologia%ADa-hvdc.pdf?sfvrsn=2>>. [Consulta: 22 de abril de 2015].

23. *La primera central eléctrica de la historia*. [En línea]. <[http://www.erroreshistoricos.com / images/ articulos/electrica\\_edison .jpg](http://www.erroreshistoricos.com/images/articulos/electrica_edison.jpg)>. [Consulta: 3 de abril de 2015].
24. MONTERRUBIO DIEZ, Mario. *Transporte de energía eléctrica en corriente continua enlaces hvdc-vsc*. Valladolid, España: Universidad de Valladolid. 2013. 139 p.
25. MUKHEDKAR, Radnya A. *Introducción to HVDC VSC HVDC, ALSTOM*. Group Leader, 2010. 30 p.
26. NAVARRETE VÁSQUEZ, Leonardo Antonio. *Modelación de sistemas de corriente continua en una simulación estacionaria de un SEP*. Chile: Universidad de Chile, 2008. 78 p.
27. PEÑARANDA BEJARANO, Diana Lorena; GUERRA RODRÍGUEZ, Carlos Alberto. *Impacto de las instalaciones HVDC sobre los sistemas de protección de la red de CA*. Santiago de Cali, Colombia: Universidad Autónoma de Occidente, 2013. 80 p.
28. Rapport. *Descripción detallada de las tecnologías alternativas al cable aéreo y al cable subterráneo*. Francia: Cotentin-Maine, 2003 45 p.
29. RODRÍGUEZ RAMIRO, Francisco José. *Comparativa convertidores HVDC-VSC*. Sevilla, España: Universidad de Sevilla, 2014. 137 p.
30. SALAZAR ALTAMIRANO, María del Rosario. *Alternativas de Solución para el incremento de cargabilidad en líneas de transmisión del*



*sistema eléctrico nacional*. México: Universidad Autónoma de México, 2013. 108 p.

31. Siemens Power. *Transmission and distribution high voltage division, high voltage direct current proven technology for power*. EE.UU.: Siemens, 2013. 48 p.
32. *The Gotland HVDC link*. [En línea]. <<http://new.abb.com/systems/hvdc/references/the-gotland-hvdc-link>>. [Consulta: 22 de abril de 2015].
33. UGALDE CABALLERO, Luis E. *Diseño y construcción de un prototipo de laboratorio de una estación de un sistema de transmisión HVDC-VSC*. México: Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, 2012. 211 p.
34. Win-TDC. *The State-of-the-Art Control and Protection System for HVDC Applications from Siemens*. Erlangen, Germany: Siemens AG, Energy Sector, Freyeslebenstrasse 1, 91058. p. 3.
35. *WordPress*. [En línea]. <<https://webberenergyblog.files.wordpress.com/2010/02/hvdc-benefits-4-b1.jpg>>. [Consulta: 16 de junio de 2015]

