



**Universidad**  
**Tecnológica de Bolívar**  
CARTAGENA DE INDIAS

**PROTECCION DE SISTEMAS HVDC**

**JAIRO DAVID RICARDO QUINTERO**

**JUAN PABLO VEGA RODRIQUEZ**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA & ELECTRÓNICA**  
**CARTAGENA D. T. Y C.**

**2006**

**PROTECCION DE SISTEMAS HVDC**

**JAIRO DAVID RICARDO QUINTERO**

**JUAN PABLO VEGA RODRIGUEZ**

**Monografía del Minor de Sistemas de potencia  
De Ingeniería Eléctrica.**

**SALOMÓN ZARUR**  
**Ingeniero Electricista**  
**Director**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRICA & ELECTRÓNICA**  
**CARTAGENA D. T. Y C.**

**2006**

Nota de aceptación

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

Cartagena de Indias D. T. y C. Marzo de 2006

Señores  
**Departamento de Investigaciones**  
**Universidad Tecnológica de Bolívar**  
Cartagena D. T. y C.

Respetados Señores:

Presentamos para su consideración la monografía titulada **PROTECCION DE SISTEMAS HVDC** como requisito del modulo de Minor de Sistema de potencia del Programa de Ingeniería Eléctrica.

Atentamente,

---

**JUAN P. VEGA RODRIGUEZ**

---

**JAIRO D. RICARDO QUINTERO**

Cartagena de Indias D. T. y C. Marzo de 2006

Señores  
**Departamento de Investigaciones**  
**Universidad Tecnológica de Bolívar**  
Cartagena D. T. y C.

Respetados Señores:

Tengo el agrado de presentar a su consideración, estudio y aprobación, la monografía con título: **PROTECCIONES DE SISTEMAS HVDC**, desarrollado por los estudiantes Juan Pablo Vega Rodríguez y Jairo David Ricardo Quintero.

Al respecto me permito comunicar que he dirigido el citado trabajo, el cual considero de gran importancia y utilidad.

Atentamente,

---

**SALOMÓN ZARUR**  
Ingeniero Electricista  
Director

Dedico este trabajo de grado:

A mis padres, familiares Y amigos por brindarme su comprensión, amor y afecto.

A todas las personas que han estado allí para apoyarme incondicionalmente en todo momento.

**JUAN PABLO**

Dedico este trabajo de grado:

Dedico este trabajo de grado a mi madre, mi abuelita, mis tías, amigos y demás familiares que me brindaron su apoyo en todo momento para lograr alcanzar esta meta.

**JAIRO DAVID**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos:

A Dios por haber permitido iniciar nuestras carreras universitarias, por brindarnos la voluntad y el carácter necesaria para plasmar este trabajo investigativo, pues gracias a El todo esto fue posible.

A nuestra Director, Ingeniero Salomón Zarur, quien con su enfocada orientación y destreza hizo posible la realización de este trabajo.

A todos los docentes de la Universidad Tecnológica de Bolívar que durante la realización de la carrera fueron nuestros guías y a quienes les debemos los conocimientos que hoy poseemos.

A todos aquellos amigos que de una u otra forma nos brindaron su apoyo y su tiempo para superar los obstáculos que se presentaron durante la realización de este trabajo investigativo.

## CONTENIDO

<b>CAP.</b>		<b>Pág.</b>
	INTRODUCCIÓN	19
1.	ASPECTOS FUNDAMENTALES	21
1.1.	DIAGRAMA UNIFILAR DE UN ENLACE DE DC O ENTRE SISTEMAS DE AC	21
1.2.	PRINCIPALES COMPONENTES DE LAS TERMINALES DE CONVERSIÓN	22
1.2.1	Válvulas y controles de estado sólido	24
2.	ARREGLOS PARA LA TRANSMISION	27
2.1.	ARREGLO MONOPOLAR	27
2.2.	ARREGLO BIPOLAR	28
2.3.	ARREGLO HOMOPOLAR	29
3.	RELACIONES MATEMATICAS DEL LADO DE AC CON EL LADO DE DC	30
3.1.	RELACIONES BÁSICAS ENTRE CANTIDADES DE AC Y DC PARA UNA ESTACIÓN RECTIFICADORA	30
3.2.	RELACIONES BÁSICAS ENTRE LAS CANTIDADES DE AC Y	32

## DC PARA UNA ESTACIÓN DE INVERSIÓN

3.3.	POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE LA RED DE AC	33
4.	PROTECCIONES PARA SISTEMAS HVDC	35
4.1.	PROTECCIÓN EN LA PARTE DE AC	35
4.2.	PROTECCIÓN EN LA PARTE DE DC	36
4.3.	PRINCIPIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN DC	37
4.4.	PROTECCIÓN DE REGULACIÓN DE CORRIENTE	40
4.5.	PROTECCIÓN DE MARGEN DE CONMUTACIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE DC	43
4.6.	PROTECCIÓN DE ONDA VIAJERA	44
4.7.	PROTECCIÓN DIFERENCIAL	46
4.7.1.	Puente de protección diferencial	46
4.7.2.	Grupo de protección diferencial	48
4.7.3.	Protección diferencial en los polos de la estación	49
4.7.4.	Protección diferencial en la línea de transmisión	50
4.7.5.	Protección de los electrodos de línea	51
4.7.6.	Protección diferencial de equipos	52
4.8.	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	53
4.9.	PROTECCIONES ESPECIALES DEL SISTEMA HVDC	55
4.9.1.	Detección de disparo fallido	55
4.9.2.	Detección de fallas de conmutación	56
4.9.3.	Protección del circuito de filtro	58

4.9.4. Aterrizadores	64
4.10. PROTECCIÓN DE EQUIPOS	65
CONCLUSIONES	67
BIBLIOGRAFÍA	69
ANEXOS	70

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Niveles de monitoreo y sus respuestas	62

## LISTA DE FIGURAS

		Pág.
<b>Figura 1.</b>	Diagrama unifilar de un enlace de DC o entre sistemas de AC.	21
<b>Figura 2.</b>	Terminal convertidora con todas sus partes.	23
<b>Figura 3.</b>	Puente de graetz de seis pulsos.	24
<b>Figura 4.</b>	Convertidor de 12 pulsos.	25
<b>Figura 5.</b>	Arreglo monopolar.	27
<b>Figura 6.</b>	Arreglo bipolar.	28
<b>Figura 7.</b>	Arreglo homopolar.	29
<b>Figura 8.</b>	Diagrama esquemático simplificado de una estación convertidora.	30
<b>Figura 9.</b>	Enlace Back to Back de un sistema HVDC.	38
<b>Figura 10.</b>	Protección de zonas del sistema HVDC en grandes distancias.	39
<b>Figura 11.</b>	Modificación de las características de control.	42
<b>Figura 12.</b>	Principio de medida del puente de protección diferencial.	47
<b>Figura 13.</b>	Principio de medida del grupo de protección diferencial.	48

<b>Figura 14.</b>	Protección diferencial en los polos de la estación.	49
<b>Figura 15.</b>	Protección de sobrecorriente.	54
<b>Figura 16.</b>	Detección de falla de conmutación usando la protección del puente diferencial.	57
<b>Figura 17.</b>	Protección para el circuito de filtrado AC.	59
<b>Figura 18.</b>	Conexión “H” de un banco de capacitores de un filtro.	62
<b>Figura 19.</b>	Aterrizador con grupo convertidor de 12 pulsos.	65

## GLOSARIO

**AC, Alternating Current:** Corriente alterna.

**Back to Back:** Configuración del sistema HVDC, donde dos estaciones se disponen espalda con espalda para compartir una estación convertidora.

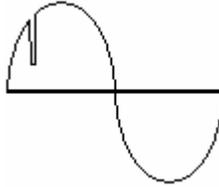
**Back Up:** Modismo asociado a un equipo para indicar que su operación es de respaldo.

**By-Pass:** Operación consistente en habilitar una conexión que anule la función de un dispositivo o equipo.

**CEC, Current Error Compensation:** Compensación usada para restringir cambios bruscos en la corriente cuando esta manipulando el parámetro del voltaje.

**DC, Direct Current:** Corriente directa.

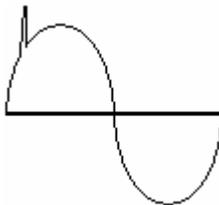
**Drop:** Efecto en la onda senoidal que se manifiesta con una pequeña caída temporal en el trayecto de la onda, como en la siguiente figura:



**Fem:** Fuerza electromotriz.

**Flash over:** Chispa ocasionada por falla ya sea de operación o intrínseca del equipo.

**Gap:** Efecto en la onda senoidal que se manifiesta como un pico de temporal de voltaje en el trayecto de la onda, como en la siguiente figura:



**HVAC, High Voltage Alternating Current:** Corriente alterna en alto voltaje.

**HVDC, High Voltage Direct Current:** Corriente directa en alto voltaje.

**RMS, Root Medium Square:** Raíz media cuadrada, operador usado para sacar valores eficaces.

**Tap:** Selector.

**Transductores:** Dispositivo que permite traducir señales físicas (presión, temperatura, etc.) en señales eléctricas (voltajes o corrientes) en rangos específicos.

**Traslapo:** Efecto de superposición, en nuestro caso aplicado a las zonas de protección.

**VDCOL, Voltage Dependent Current Order Limitation:** Técnica que se implementa para controlar el comportamiento de los transitorios, consiste de un ajuste del set point de corriente cuando la señal de voltaje experimenta un drop o gap.

## SIMBOLOGÍA

- $U_d$  Voltaje directo.
- $U_{di0}$  Voltaje directo ideal sin carga
- $I_d$  Corriente directa, valor promedio
- $U_L$  Voltaje fundamental de fase – fase en la barra de AC, valor rms.
- $I_L$  Corriente procedente de una red AC.
- $E_L$  Fem interna de la red AC.
- $P$  Energía activa que pasa por el convertidor =  $U_d I_d$ .
- $Q$  Potencia reactiva.
- $\cos \varphi$  Factor de potencia.
- $Q_L$  Capacidad de corto circuito de la red AC =  $U_{LN}^2 / X_L$
- $Q_c$  Generación de filtros y bancos de capacitores de AC a voltaje nominal.
- $s$  Número de puentes de 6 pulsos conectados en serie en el lado DC.
- $m$  Razón o relación de transformación.
- $k$  Constante proporcional =  $3\sqrt{2} / g16. \approx 1.35sm$
- $\alpha$  Ángulo de atraso del rectificador.
- $\gamma$  Ángulo de extinción del inversor (margen de conmutación).
- $R_c$  Resistencia equivalente de conmutación.
- $d_N$  Caída de voltaje directo, porcentaje de  $U_{di0N}$ .

## INTRODUCCIÓN

### Generalidades Sistema HVDC

Desde los comienzos de la transmisión de la energía eléctrica, su transporte en DC fue mucho mas económico que la trifásica en AC, sin embargo la corriente alterna es mas ventajosa por los beneficios que trae en la generación, distribución en bajos voltajes y su consumo, aunque para disfrutar de los beneficios económicos que traía consigo la transmisión en DC la energía generada en AC tiene que convertirse en energía de DC en una estación convertidora y luego transmitirse por una línea de DC a otra estación convertidora en donde se convierte de nuevo en AC, como para esta transmisión se utiliza una estación convertidora a alto voltaje, la falta de confiabilidad en estos equipos hizo la aplicación de los sistemas de DC fuera poco practica hasta mediados de los años 1954 en donde se hizo la primera instalación comercial de DC, que fue el sistema de transmisión de Gotland, en suecia gracias a unos convertidores de válvulas de arco de mercurio; luego se llevo la tecnología de los semiconductores de estado sólido a los sistemas de conversión de HVDC y se construyeron los primeros convertidores de tiristores, y se puso en operación el primer sistema HVDC todo de estado sólido del mundo en Eel River en New Brunswick, Canadá.

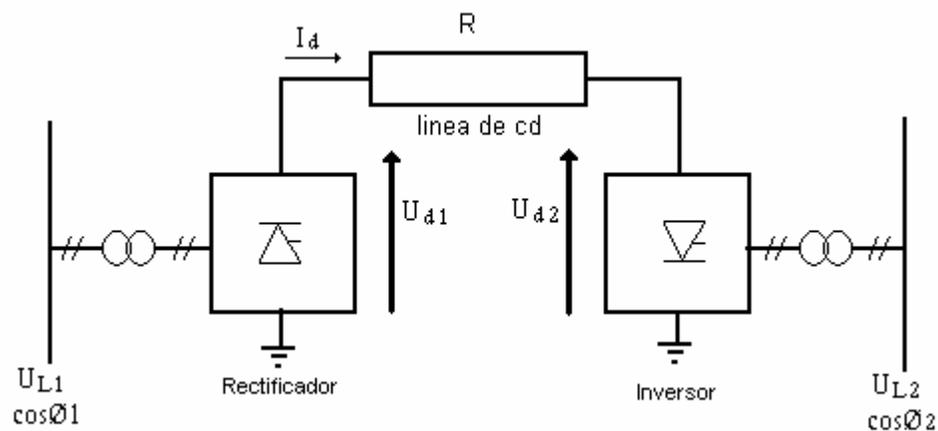
## **Por Que Hacer Transmisiones En DC A Alto Voltaje**

Debido a que tiene ventajas económicas, funcionales y ambientales; económicas, ya que los sistemas de DC proporcionan a menudo una alternativa un poco menos costosa que la AC, para sistemas con líneas aéreas largas de transmisión, líneas submarinas (ver Anexo A) y líneas subterráneas; el costo mas bajo de las líneas de DC compensa los mayores costos de las terminales convertidoras; funcionales por que permite interconexiones no sincrónicas, control del flujo de energía y modulación para incrementar el flujo de energía; Ambientales, los anatemas de HVDC ambientalmente son mas compatibles y dan menos dificultades de operación que un sistema comparable de AC.

La interconexión entre sistemas de energía se justifica en donde existen diversas variedades de cargas o por limitación de la reserva disponible de energía

## 1. ASPECTOS FUNDAMENTALES

### 1.1. DIAGRAMA UNIFILAR DE UN ENLACE DE DC O ENTRE SISTEMAS DE AC



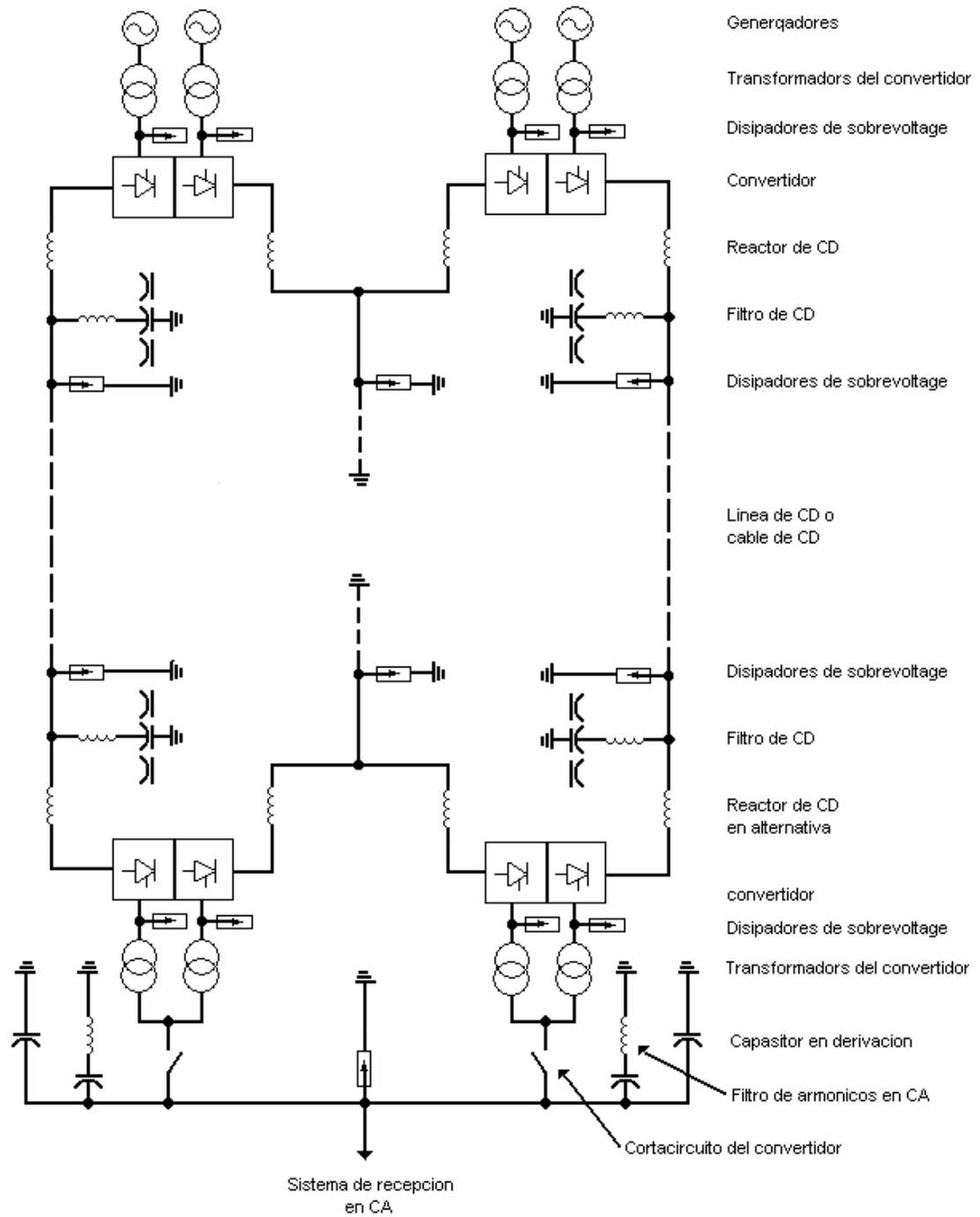
**Figura 1.** Diagrama unifilar de un enlace de DC o entre sistemas de AC.

El diagrama anteriormente mostrado es la forma más fácil de mostrarles un sistema de transmisión en DC o interconexión entre dos sistemas AC; que funciona básicamente de esta manera, la energía generada en AC tiene que convertirse en energía de DC en una estación convertidora y luego transmitirse por una línea de DC a otra estación convertidora en donde se convierte de nuevo en AC.

La Terminal de HVDC es una parte integral del sistema de HVDC, cuando una Terminal convierte de AC a DC se le denomina Terminal rectificadora; cuando convierte de DC a AC se le denomina Terminal inversora o de inversión. En vista de que la mayoría de los terminales se diseñan actualmente para ambos modos de operación, a cualquiera de las dos clases de terminales se les puede llamar Terminal Convertidora o de conversión.

## **1.2. PRINCIPALES COMPONENTES DE LAS TERMINALES DE CONVERSIÓN**

- Válvulas y controles de estado sólido.
- Transformadores convertidores.
- Reactores.
- Filtros.
- Suministros de potencia reactiva.
- Equipo de protección, monitoreo o seguimiento, de medición, de comunicación y auxiliar.



**Figura 2.** Terminal convertidora con todas sus partes.

En la anterior figura se muestra un arreglo de transmisión con el extremo de envío en el punto de generación, el extremo de recepción conectado a un sistema de AC por medio de una línea bipolar de DC y con el retorno de tierra que funciona como conductor extra.

**1.2.1. Válvulas y controles de estado sólido.** Es el bloque de construcción fundamental para el proceso de conversión de AC/DC/AC, que es realizado por puentes de 6 pulsos que constan de 6 elementos, en donde cada elemento representa un número optimizado de tiristores de estado sólido conectados en serie y en ocasiones en paralelo.

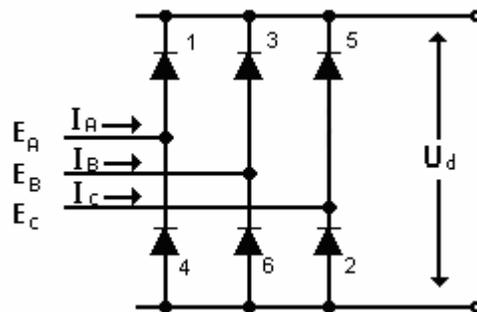


Figura 3. Puente de graetz de seis pulsos<sup>1</sup>.

El voltaje de salida de DC de un puente de 6 pulsos contiene armónicos de orden de

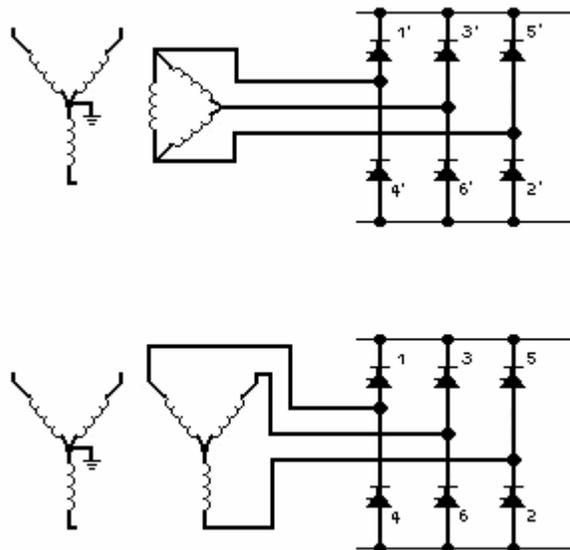
$$6, 12, 18, \dots, 6n \quad n=1, 2, 3, \dots$$

<sup>1</sup> El puente de graetz es el bloque básico de integración para el proceso de conversión AC/DC/AC.

Y los armónicos del lado de AC son del orden de

$$5, 7, 11, 13, 17, 19, 25, \dots, 6n \pm 1$$

Si no se filtran estos armónicos, fluirán al sistema de AC y DC y ocasionaran distorsión de voltaje e interferencia telefónica; a continuación se muestra un convertidor de 12 pulsos el cual consta de dos puentes de 6 pulsos



**Figura 4.** Convertidor de 12 pulsos.

Otro convertidor que es el más usado por los sistemas modernos consta de dos puentes de 6 pulsos en serie para formar un convertidor de 12 pulsos<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo III Pág. 15-15.

Que contiene armónicos del lado de DC del orden de

12, 24, 36, .....,  $12n$

Y del lado de AC

11, 13, 23, 25, ...,  $12n \pm 1$

Únicamente se explico brevemente las válvulas y sistemas de estado solidó ya que los siguientes temas los vamos a tratar más adelante.

## 2. ARREGLOS PARA LA TRANSMISIÓN

En transmisión, el retorno a tierra puede utilizarse como conductor, es decir cada conductor de transmisión aislado de manera separada, en conjunto con la trayectoria de retorno a tierra, forma un circuito eléctrico separado.

### 2.1. ARREGLO MONOPOLAR

En esta configuración solo se tiene instalado un polo de transmisión. El retorno a tierra se usa en forma permanente, como se muestra en la figura. Este tipo de arreglo solo se usa en sistemas de capacidad de potencia relativamente baja, principalmente con transmisión por cable.

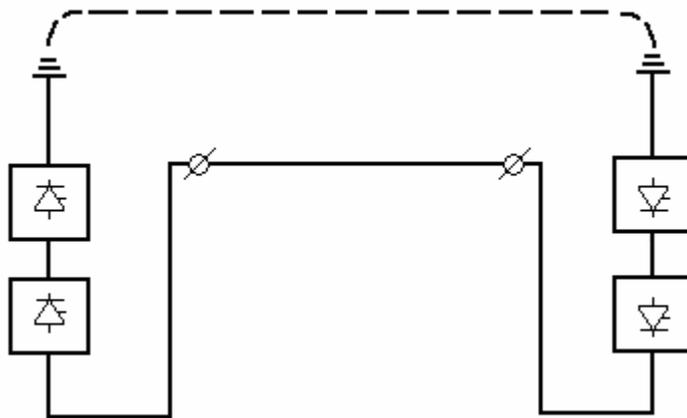
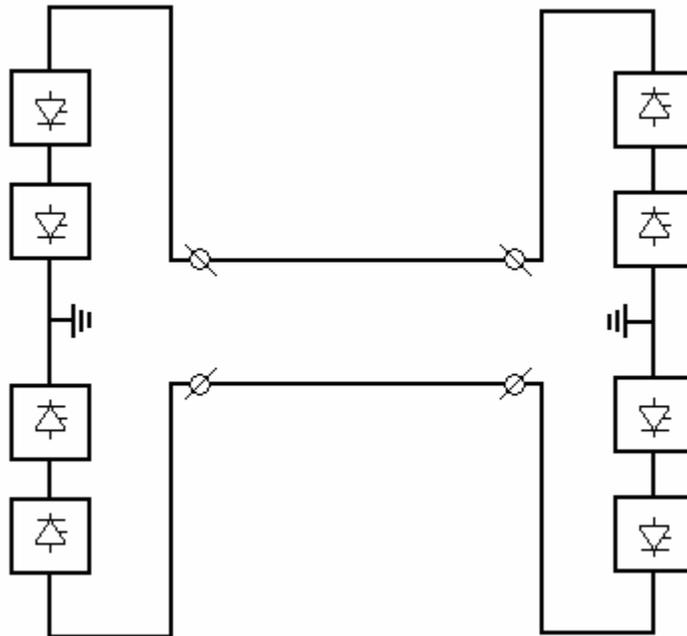


Figura 5. Arreglo monopolar<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> En la figura 5. se muestran los arreglos de transmisión monopolar, en corriente directa se emplean en sistemas de capacidad de potencia relativamente baja.

## 2.2. ARREGLO BIPOLAR

Este es mecánicamente mas adecuado para diseñar una torre de línea aérea. Estos pueden disponerse como polos más y menos en la transmisión bipolar aquí no necesariamente se usa un retorno a tierra, pero normalmente se incorpora para incrementar la disponibilidad de transmisión en el caso de que falle un polo.



**Figura 6.** Arreglo bipolar.

Los arreglos de transmisión bipolar de corriente directa aprovechan el hecho de que las torres son mecánicamente mas adecuadas para dos conductores aislados.

### 2.3. ARREGLO HOMOPOLAR

Este arreglo se utiliza para sistemas muy grandes de transmisión aérea en donde se emplean dos circuitos bipolares y las cadenas de aisladores de cada torre soportan dos conductores separados con la misma polaridad como en la siguiente figura.

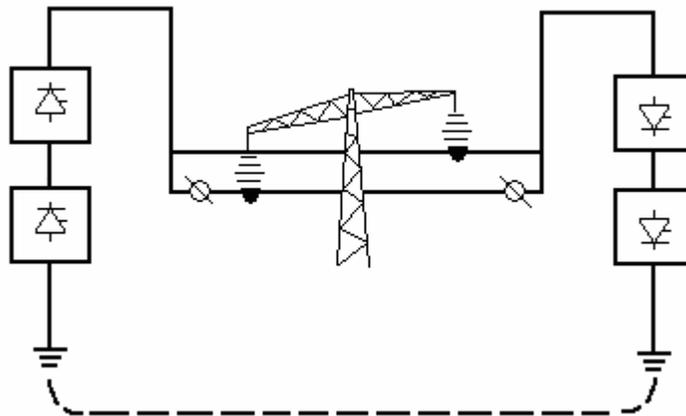


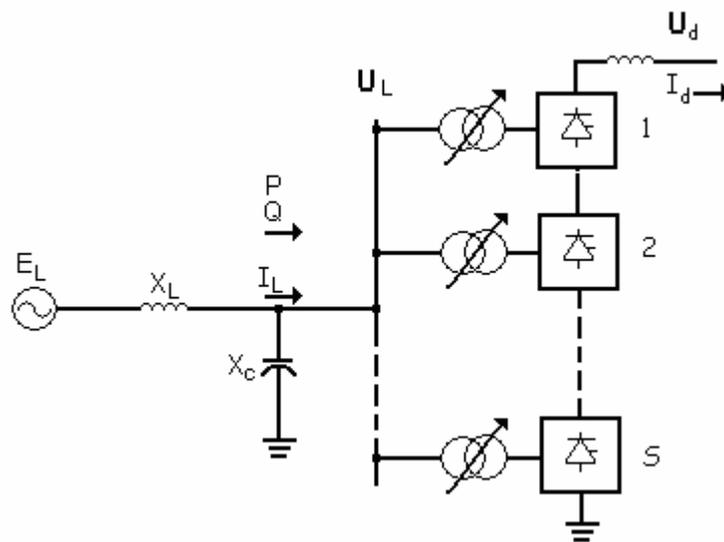
Figura 7. Arreglo homopolar<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> Los arreglos de transmisión homopolar de corriente directa pueden considerarse para sistemas aéreos de transmisión muy grande cuando se emplean dos circuitos bipolares.

### 3. RELACIONES MATEMATICAS DEL LADO DE AC CON EL LADO DE DC<sup>5</sup>

#### 3.1. RELACIONES BÁSICAS ENTRE CANTIDADES DE AC Y DC PARA UNA ESTACIÓN RECTIFICADORA

En la siguiente figura se ilustra un diagrama esquemático simplificado de una estación convertidora y la red de alimentación de AC.



**Figura 8.** Diagrama esquemático simplificado de una estación convertidora.

Como se puede ver en la figura 8. Se muestra la red de AC representada por el equivalente de thevenin como una fem  $E_L$  conectada en serie con una

<sup>5</sup> Más información en el Anexo B.

impedancia. En este diagrama se desprecian las pérdidas y se designa por la reactancia  $X_L$ . El voltaje en el bus de AC es básicamente senoidal debido a la conexión de un filtro de AC. El valor RMS del voltaje fundamental de fase a fase en el bus de AC se indica por  $U_L$  y su valor nominal por  $U_{LN}$ .

La estación convertidora consta de varios puentes convertidores de 6 pulsos conectados en serie en el lado de DC, el número de puentes se denota como  $s$ , siendo el arreglo más común el de  $s=2^6$ .

La corriente del lado de DC es casi completamente allanada por causa del reactor, la componente del DC se indica por  $I_d$ . La denotación para el valor nominal es  $I_{dN}$  y para el voltaje directo es  $U_d$ .

Como el voltaje del bus de AC es básicamente senoidal, las relaciones entre las cantidades de AC  $U_L$  e  $I_L$  y las de DC  $U_d$  e  $I_d$  son las mismas. El voltaje directo ideal sin carga es

$$U_{dio} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} smU_L = 1.35smU_L = kU_L$$

---

<sup>6</sup> Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo III Pág. 15-6.

$U_{dio}$  es entonces directamente proporcional al voltaje del bus de AC  $U_L$ , al número de puentes conectados en serie  $s$  y a la razón del transformador  $m$ . Las reactancias y pérdidas en el trafo y en las válvulas producen caídas de voltaje adicional, la ecuación básica para determinar el voltaje directo es

$$U_d = U_{dio} \cos \alpha - R_c I_d$$

$$R_c = \frac{3}{\pi} \omega L_c$$

Además Puede demostrarse que la razón entre AC y DC puede obtenerse en forma muy aproximada por la ecuación

$$\frac{I_L}{I_d} = \frac{k}{\sqrt{3}}$$

### **3.2. RELACIONES BÁSICAS ENTRE LAS CANTIDADES DE AC Y DC PARA UNA ESTACIÓN DE INVERSIÓN**

Las suposiciones y relaciones que se realizaron antes para una estación rectificadora son completamente validas para una estación de inversión. Con la diferencia de que el Angulo de atraso  $\alpha$  es entonces mayor que  $90^\circ$ , es mas conveniente definir un Angulo de extinción  $\gamma$ , el cual es por lo general

del mismo orden de magnitud que el Angulo de atraso en el rectificador ( $15^\circ$  a  $18^\circ$ )<sup>7</sup>.

Entonces la ecuación pasada de voltaje directo queda de esta manera

$$U_d = U_{dio} \cos \gamma - R_c I_d$$

### 3.3. POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DE LA RED DE AC

Suponiendo que no hay pérdidas en la estación convertidora la potencia que esta pasando es

$$P = \sqrt{3}U_L I_L \cos \phi = U_d I_d$$

La siguiente relación para el factor de potencia se deriva de las ecuaciones, del voltaje directo ideal sin carga, la razón entre AC y DC y la ecuación de la potencia anteriormente citada

$$\cos \phi = \frac{U_d}{kU_L} = \frac{U_d}{U_{dio}} = \frac{U_{dio} \cos \alpha - R_c I_d}{U_{dio}}$$

---

<sup>7</sup> Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo III Pág. 15-7.

Este factor de potencia solo se determina así debido a la relación que existe entre el voltaje directo  $U_d$  y el voltaje ideal sin carga  $U_{dio}$ .

Las pérdidas activas que ocurren en el transformador y las válvulas pueden tomarse en cuenta incrementando  $U_d$  en el rectificador y haciendo bajar  $U_d$  en el inversor o una cantidad que corresponda a las pérdidas.

La siguiente ecuación es la potencia aparente que se deriva de la ecuación de el voltaje directo ideal sin carga y la razón entre AC y DC.

$$S = \sqrt{3}U_L I_L = U_{dio} I_d$$

Y para la potencia reactiva sería

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = U_d I_d \sqrt{\left(\frac{U_{dio}}{U_d}\right)^2 - 1}$$

## **4. PROTECCIONES DE SISTEMAS HVDC**

### **4.1. PROTECCIÓN EN LA PARTE DE AC**

El funcionamiento de los relevadores de protección que se instalan en las estaciones de HVDC es similar a la de cualquier estación importante de HVAC, es primordial que cada uno de los equipos cuente con protección primaria de alta velocidad, por lo general las de mas alta velocidad son las protecciones de tipo diferencial de zona cerrada; esta protección debe detectar todo tipo de falla que ocurra en el equipo y aislar la porción mas pequeña posible del sistema o de la estación, en correspondencia con el equipo de cortacircuito o interruptores que se tenga instalado, para mas seguridad se debe incluir en una segunda zona de protección para proporcionar respaldo, no es necesario tener un relevador especifico de respaldo por cada relevador primario ya que uno puede proporcionar respaldo para varios relevadores primarios.

La sincronizaron de la protección local de respaldo debe estar coordinada con cualquiera otros relevadores del sistema que también puedan detectar una falla.

Los estudios que se requieren para determinar los tipos, intervalos, niveles de protección y tiempos de operación de los relevadores de protecciones son<sup>8</sup>

- ☑ Análisis de cortocircuito para las condiciones de generación máxima y mínima, incluyendo las fallas de fase y las de tierra.
- ☑ Estudios de coordinación en las líneas adyacentes o estaciones cercanas para asegurar tiempos de operación correctos
- ☑ Análisis de circuitos de relevadores–transformador de corriente–transformador de potencial para determinar las posiciones de ajuste para los relevadores
- ☑ Estudios de distribución de voltaje para los bancos de capacitores y filtros

#### **4.2. PROTECCIÓN EN LA PARTE DE DC**

La protección del enlace de DC, desde el lado de las válvulas de los transformadores convertidores en adelante, esta contenida en su mayor parte en el control del convertidor. Las funciones de protección pueden dividirse en amplias categorías como protección de circuitos de energía en DC por falla, protección de válvulas por mal funcionamiento o por condiciones que puedan someter a las válvulas a sobreesfuerzos.

---

<sup>8</sup> Manual de Ingeniería Eléctrica, Tomo III Pág. 15-31.

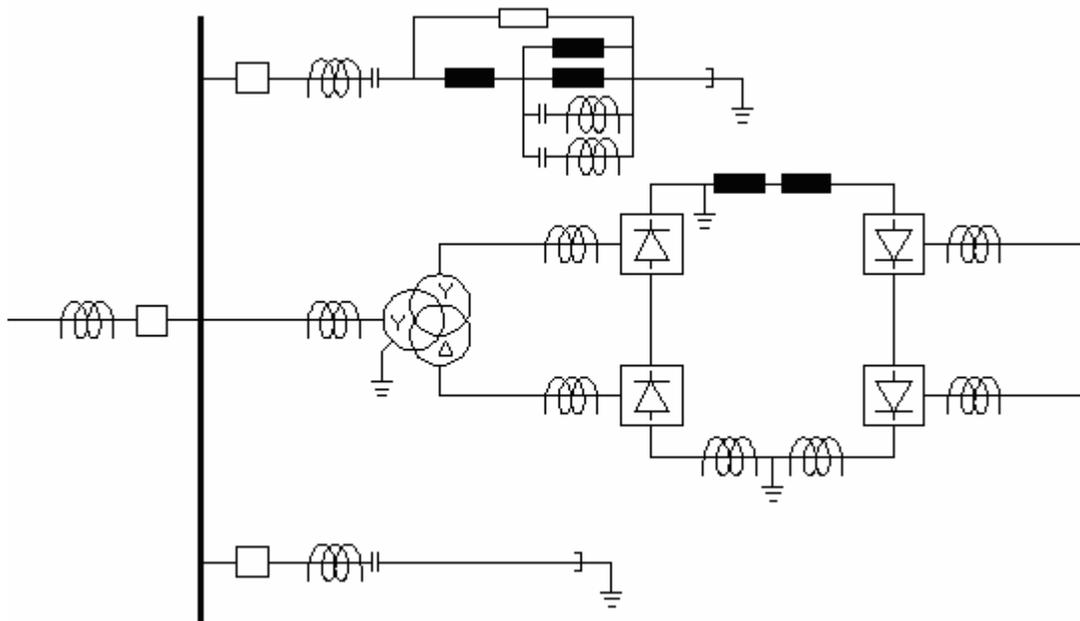
El propósito de los dispositivos de protección es detectar y tomar la acción apropiadas, en este caso se emplean circuitos de protección primaria, de respaldo y relevadores redundantes de disparo en desconexión para proteger contra cualquier falla única de contingencia, se ubican transformadores redundantes de AC y DC en las zonas críticas de protección. La protección se lleva a cabo por polo para hacer mínima la probabilidad de que una falla aislada afecte a ambos polos.

Además de las protecciones por falla que se utilizan en los circuitos, se le incorporan unos artificios en el control para la protección de las válvulas, como son; protección por bajo voltaje en AC, por sobrevoltaje en AC, protección por seguridad térmica, pérdidas de potencia de control, inversión no ordenada de la energía, pérdida de corriente de control, conmutación prolongada sin corriente, protección por tiempo-sobrecorriente, protección térmica de las válvulas y protección del reactor de allanamiento de ondas.

#### **4.3. PRINCIPIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN**

Un sistema HVDC esta compuesto por dos estaciones convertidoras, un conductor o línea que las interconecta, y dos electrodos a tierra asociados a estas; para la conexión Back to Back, las dos estaciones convertidoras son combinadas en una sola, pero aún así es un sistema complejo.

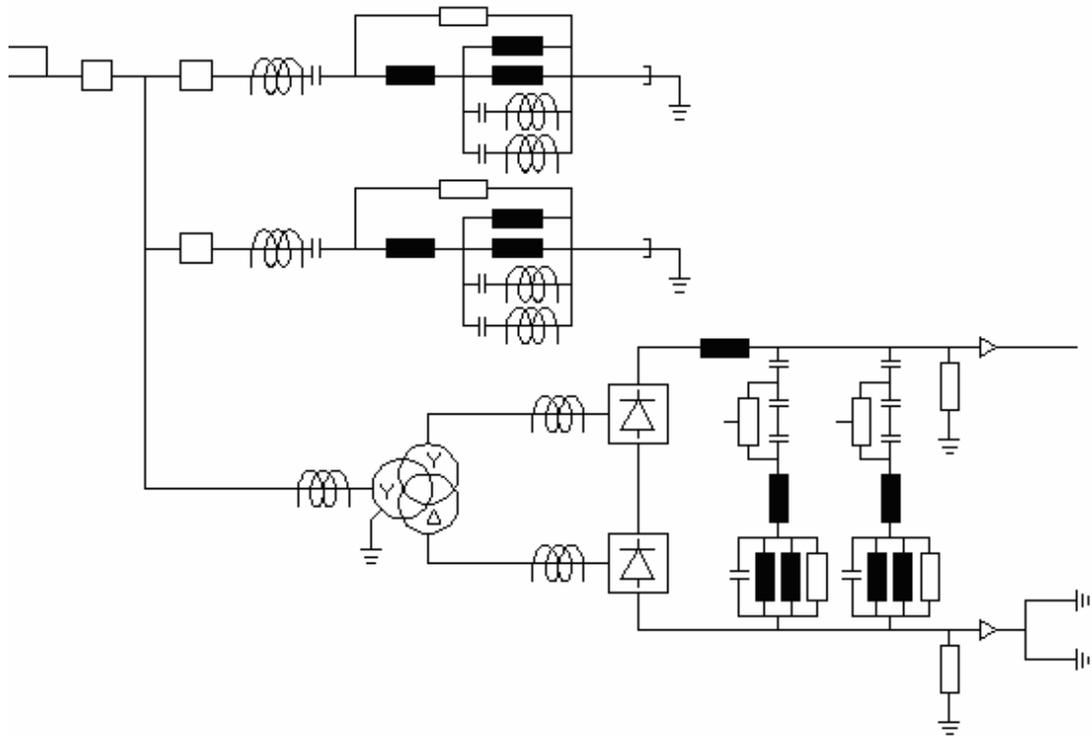
Para realizar las protecciones se debe tener en cuenta la complejidad del sistema, la coordinación de las protecciones para las funciones requeridas; se recomienda proteger las zonas de traslapos con los mismos criterios que para sistemas AC. Estas consideraciones permiten suprimir las zonas desprotegidas y seleccionar las protecciones mas adecuadas.



**Figura 9.** Enlace Back to Back de un sistema HVDC.

La figura anterior, muestra las zonas de protección de un enlace Back to Back y el sobrealcance en cada una de las zonas. Con la protección de cada zona se proporciona protección a línea entera; también se provee de protecciones de alto orden cuyas funciones afectan muchas de las zonas de protecciones.

Si el sistema es bipolar el número de las zonas de protección debe ser el doble respecto a un sistema monopolar, de esta forma se logra independizar las protecciones de cada uno de los polos.



**Figura 10.** Protección de zonas del sistema HVDC en grandes distancias.

La figura muestra la protección de zonas a grandes distancias de transmisión, el sistema ilustrado es monopolar; en caso de un sistema bipolar, el número de zonas de protección debe ser doblado para alcanzar alto grado de independencia en ambos polos.

Para que el sistema este altamente protegido es necesario disponer protecciones para los lados AC y DC, de esta forma se garantiza la operación del convertidor, funciones de regulación, funciones de control, automonitoreo de transductores y procesadores de medida; obteniendo un sistema confiable y seguro.

Como un principio de protección se establece que todo el sistema debe estar protegido ante la falla o salida de uno de sus componentes, y este evento no debe tener repercusión para sacar de operación a todo el sistema. Estos principios se pueden cumplir disponiendo circuitos redundantes y protecciones de Back Up, algunas veces con arreglos de tres elementos de protección en paralelo, donde uno esta en funcionamiento y los dos restantes de respaldo.

Es importante para la función de protección el monitoreo de parámetros como: valores de disparo, tiempos de retardo, valores de reset, etc.; aun si el sistema esta en operación o algunos de los parámetros son modificados.

#### **4.4. PROTECCIÓN DE REGULACIÓN DE CORRIENTE**

La regulación de corriente determina el desempeño del sistema en estado estacionario y en transmisión dinámica, que son parámetros fundamentales

para establecer las funciones de protección de límite de carga de los equipos que conforman el sistema HVDC, como son: las válvulas, transformadores convertidores, reactores de disminución de rizado, y las líneas HVDC como elemento. La sobrecarga permitida y el tiempo de duración algunas veces se calculan para cada uno de los componentes, luego se agregan a los cálculos de límites de corriente establecidos teniendo en cuenta las condiciones ambientales; de esta forma se obtienen los valores de capacidad de sobrecarga transitoria según en medio ambiente y las condiciones de operación.

Las protecciones que garantizan la regulación de corriente son la anulación de drops que estén por debajo del mínimo valor de corriente para evitar gaps en la onda de corriente AC durante la regulación; el valor límite de gaps depende de parámetros como el control de ángulos. Otra protección es la reducción de la corriente DC ante perturbaciones relacionadas con el sistema de voltaje DC, es decir implementar la función de protección VDCOL<sup>9</sup>; que evita sobrecargas en la válvula cuando el inversor no esta habilitado para realizar la conmutación. Y por último, la interrupción de la corriente ante una falla a tierra facilitando la extinción del arco.

---

<sup>9</sup> Voltaje dependiente del orden de limitación de corriente (Voltage Dependent Current Order Limitation).

Una mejora en el comportamiento de un transitorio se puede obtener con la introducción de una protección VDCOL (Voltaje dependiente del orden de limitación de corriente). Un drop en el voltaje del sistema DC causa problemas en el sistema AC, y automáticamente se reduce el set point de corriente.

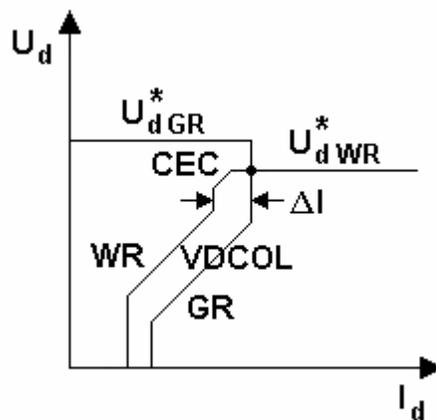


Figura 11. Modificación de las características de control.

De esta forma, cuando se incrementa la demanda de potencia reactiva y se incrementa la tensión en la válvula previniendo afecciones en la subestación debido a las perturbaciones. A demás, el despeje de falla se hace más fácil cuando la subestación se ve afectada<sup>10</sup>. La figura muestra la aproximación realizada por el CEC<sup>11</sup>, que previene una reducción abrupta del  $\Delta I$  en la transmisión de corriente cuando en el sistema el voltaje es reducido gradualmente.

<sup>10</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 340.

<sup>11</sup> Compensación de error de corriente (Current Error Compensation).

#### 4.5. PROTECCIÓN DE MARGEN DE CONMUTACIÓN Y REGULACIÓN DE VOLTAJE DC

El desempeño del inversor esta determinado por la regulación del ángulo de extinción del convertidor  $\gamma$ , también llamado margen de conmutación, o por la regulación del voltaje DC,  $U_d$ ; para proteger dichos parámetros se tiene en cuenta que el voltaje DC no se exceda como resultado de una sobretensión del lado AC del inversor; la protección de regulación de voltaje DC es inherente ante este evento, en cambio la protección de regulación de  $\gamma$ , permite que éste se amplíe temporalmente hasta alcanzar las posiciones requeridas en los taps.

Otra protección para la función de regulación, es la de evitar conmutaciones en el inversor durante fallas como la caída de voltaje en la red AC o la elevación del sistema de corriente como consecuencia de una acción preventiva. Para eventos de este tipo  $\gamma$  se aumenta y  $U_d$  se reduce, permitiendo que el sistema incremente la velocidad de reacción ante en evento.

Para brindar protección adicional a la regulación de  $U_d$ , estas son indiferentes si se usan válvulas convertidoras o cambiador de taps, son: la

operación con reductor de voltaje DC para prevenir flash overs que deterioren el aislamiento de la línea cuando hay condiciones climáticas desfavorables como neblina o llovizna. El conductor usado para transmitir la potencia debe estar protegido para reducir el voltaje sin que el incremento de la corriente cree vacíos o burbujas en el dieléctrico, aislante o el cable, provocando un efecto corona que deteriore el aislamiento.

#### **4.6. PROTECCIÓN DE ONDA VIAJERA**

En las líneas aéreas HVDC la falla a tierra se da frecuentemente de forma transitoria, sin embargo el despeje de falla necesita del informe de interrupciones en la transmisión en el polo afectado y el intervalo de corriente cero; de manera que el arco se desionice para llevar el sistema a la reestabilización. La falla a tierra de una línea de transmisión debe ser despejada rápidamente y diferenciarse de alguna caída de voltaje provocada por fallas en la red AC o fallas en la conmutación en el convertidor.

La protección de onda viajera detecta las ondas que se producen por arcos en puntos calientes y en la estación rectificadora, las caídas de voltajes, los incrementos de corriente o las modificaciones de ambos, son detectadas y medidas; esta característica brinda confiabilidad en los criterios para identificar falla de baja impedancia en la línea, que puede ocurrir por la

contaminación de arcos sobre el aislamiento de la línea o de un arco entre la línea y tierra. Los polos afectados de la estación convertidora reaccionan con rapidez, provocando que el ángulo de retardo lleve la corriente a cero en 30ms; luego el sistema eleva el voltaje DC a través de la rampa especificada.

El inversor es confiable para prevenir cambios en el control de pulso dentro de un rango de rectificación dado por  $\alpha < 90^\circ$ , si el control de pulso es cambiado en el rango de rectificación, la regulación de la corriente del inversor mantendría el flujo de corriente a través del sitio de falla y evitaría el instante de corriente cero, trayendo como consecuencia que el arco no sea extinto.

La protección de línea en la estación convertidora puede ser implementada con el concepto de back up, para esta aplicación se implementa un lazo de telecomunicación. Si la falla reaparece el sistema detecta falla de confiabilidad, aun si el arco aparece en voltajes relativamente bajos, en estos casos el sistema amplía el intervalo de corriente cero antes del segundo intento de recierre. Esta protección generalmente permite ajustar un número determinado de recierres, donde cada uno es de mayor periodo que el anterior. Como medida de seguridad, la opción es operar con el voltaje DC reducido después del segundo o tercer intento de recierre.

## 4.7. PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Un método y confiable de protección es el empleado en la tecnología AC, que también puede ser aplicado en el área del convertidor y del lado DC del sistema HVDC.

El sistema se divide en zona de protección y se adecuan las protecciones y medidas necesarias para reaccionar ante un evento fallido y evitar salidas innecesarias del sistema.

**4.7.1. Puente de protección diferencial.** Las válvulas AC y el rectificador de 6 pulso del sistema DC, tienen la capacidad de reconocer eventos; cuando hay un corto circuito la corriente fluye a través de una o varias válvulas (perspectiva AC), y se efectúan conmutaciones lo mas rápido posible en el convertidor debido a al limite de temperatura de los tiristores (perspectiva DC).

Los criterios de disparo para la protección son los siguientes<sup>12</sup>:

$$\text{Para } I \sim I - ; \quad \Delta I > 3I_{dN} \quad \rightarrow \quad t_v = 0$$

---

<sup>12</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 378.

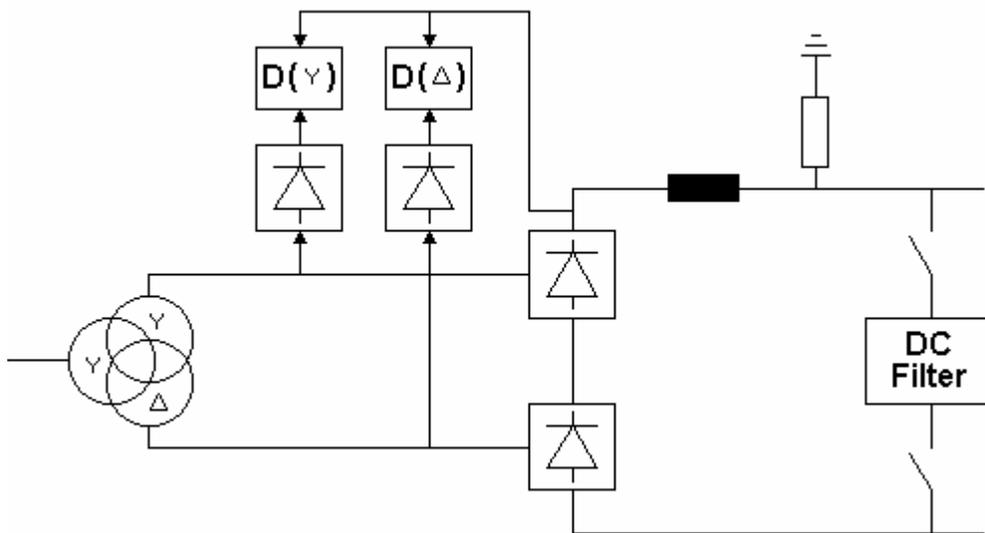
Donde:

$I \sim$  Corriente alterna de la válvula rectificadora del puente, normalmente equivalente a  $I_d$ .

$I -$  Corriente del sistema DC  $I_d$ , medida por el transformador.

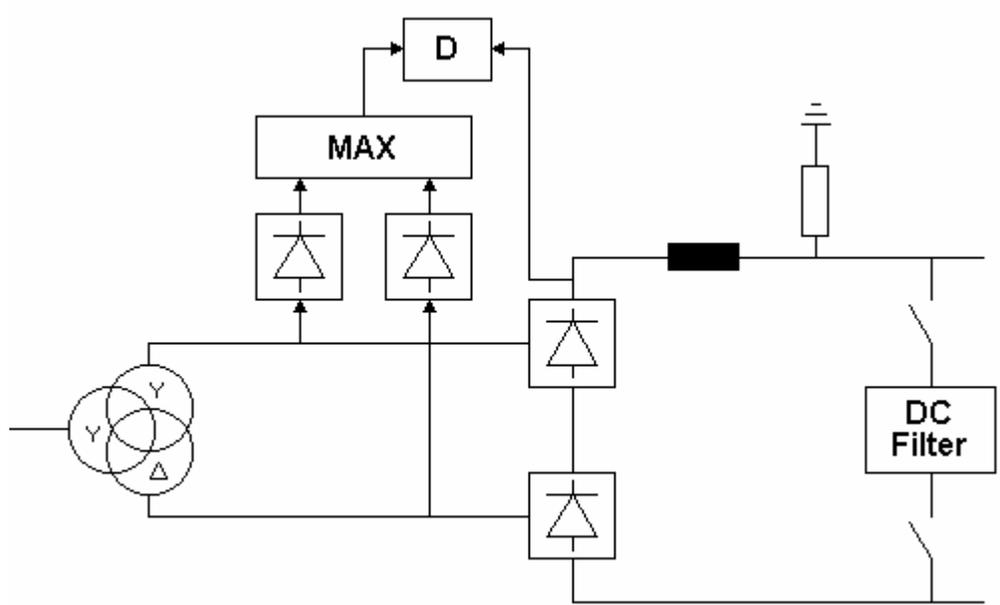
$\Delta I$  Diferencia entre la corriente de entrada y salida del puente, evaluada por la protección diferencial.

$t_v$  Retardo del disparo.



**Figura 12.** Principio de medida del puente de protección diferencial.

#### 4.7.2. Grupo de protección diferencial.



**Figura 13.** Principio de medida del grupo de protección diferencial.

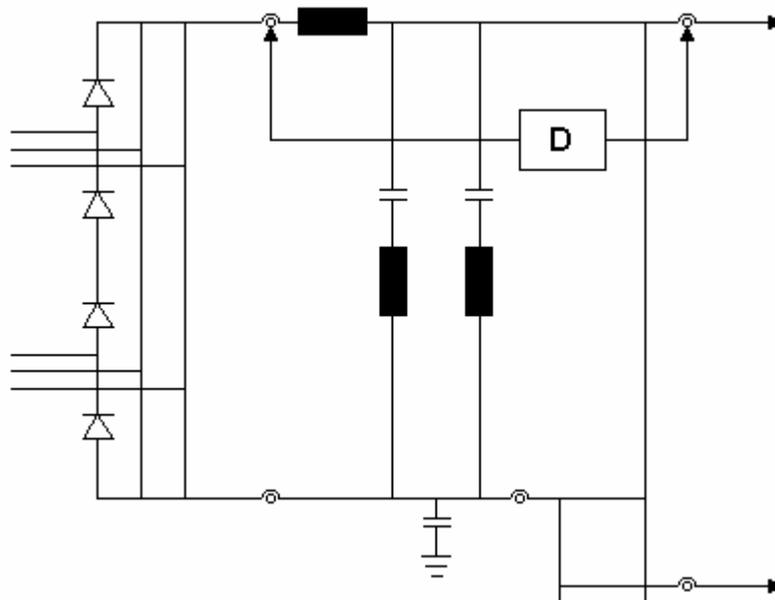
La figura muestra el máximo valor rectificado por la válvula AC de los dos puentes, y este valor es evaluado como un grupo de convertidor de 12 fases; la función especial de este grupo es reconocer fallas en el convertidor que causen cortocircuitos, así no son detectadas por el puente de protección diferencial.

Por consiguiente el disparo es retardado y suele tener dos niveles de respuesta.

Los siguientes son los criterios de disparo<sup>13</sup>:

$$\text{Para } I \sim I-; \quad \begin{array}{l} \Delta I > 0.4I_{dN} \\ \Delta I > 0.2I_{dN} \end{array} \rightarrow \begin{array}{l} t_v = 200ms \\ t_v = 1000ms \end{array}$$

**4.7.3. Protección diferencial en los polos de la estación.** Usualmente la corriente DC es medida del lado de la estación por un transformador DC ubicado en los empaques de la válvula y por uno en la estación de salida de la línea de transmisión como se muestra en la figura.



**Figura 14.** Protección diferencial en los polos de la estación.

<sup>13</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 380.

El circuito a tierra del lado DC es confiable cuando se dispone la protección diferencial entre los dos transformadores de corriente, el equipo de falla del lado DC de la estación también cubre esta protección, y extiende los resultados hasta el circuito de los polos y tierra de la estación o el barraje neutro. El sistema brinda un retardo en la respuesta para prevenir falsos disparos por descargas de corriente en el circuito de filtrado del lado DC durante cambios bruscos de voltajes.

Criterios de disparo<sup>14</sup>:

$$\text{Para } I_{dS} \neq I_{dL}; \quad \Delta I > 0.4U_{dN} \quad \rightarrow \quad t_v = 200ms$$

Donde:

$I_{dS}$  Corriente directa medida en el convertidor del lado de la barra DC de los polos de la estación.

$I_{dL}$  Corriente directa medida en la línea del lado de la barra DC de los polos de la estación.

**4.7.4. Protección diferencial en la línea de transmisión.** La protección diferencial longitudinal es apropiada para detectar falla de alta impedancia de línea a tierra, cuando la protección de onda viajera no actúa; es necesario

---

<sup>14</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 380.

utilizar un lazo de protección telecomunicado para sincronizar ambas protecciones. En este caso es considerable aceptar que la falla de alta impedancia no presenta ningún daño a la línea, pero a largo plazo podría provocar una reacción que retarde la orden de despeja de falla.

Criterios de disparo<sup>15</sup>:

$$\text{Para } I_{direct} > I_{dinv}; \quad \Delta I = 0.2I_{dN} \quad \rightarrow \quad t_v = 1000ms$$

**4.7.5. Protección de los electrodos de línea.** La falla a tierra sobre los electrodos de la línea no causa ninguna corriente considerable ni saltos en el voltaje, por eso no es detectado por la protección de onda viajera; sin embargo hay dos protecciones diferenciales que aplican para estos casos.

La primera es la llamada protección diferencial longitudinal, esta protección es muy confiable, requiere una estación de medida con fuente de energía en el sitio de los electrodos a tierra y sistema de telecomunicaciones con el resto de la instalación HVDC. La segunda es la protección diferencial paralela, que se usa si el electrodo de línea es dividido en dos sistemas independientes (configurado como monopolar), en esta configuración la corriente de los dos

---

<sup>15</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 381.

sistemas puede ser medida y comparada; en caso de un evento de falla a tierra de uno de los sistemas, aparece una corriente diferencial debido a el paralelo en la conexión a tierra de los dos sistemas, esta corriente es utilizada para detectar corto circuito a tierra.

Para ambos casos la protección funciona solo si hay flujo de corriente a través de los electrodos de línea; en un sistema bipolar la corriente no fluye a través del electrodo de línea en operación normal, por lo tanto no se detecta falla a tierra en el electrodo, entonces se emplea un método de prueba en el que un transitorio asimétrico se introducen en los polos de los dos sistemas. Este transitorio crea una intervención en el balance del regulador de corriente, la forma del pulso a través del electrodo de línea con este método hace posible que la falla se registre en el monitor de falla a tierra ya sea por la protección diferencial longitudinal o paralela.

En alta frecuencia se aplica la medida de la impedancia en la línea que se ha propuesto a monitorear, este método de prueba es independiente de la operación del sistema HVDC.

**4.7.6. Protección diferencial de equipos.** Los equipos del lado AC de la estación HVDC también deben estar protegidos de forma adecuada por una protección diferencial, esta protección se aplica directamente sobre los

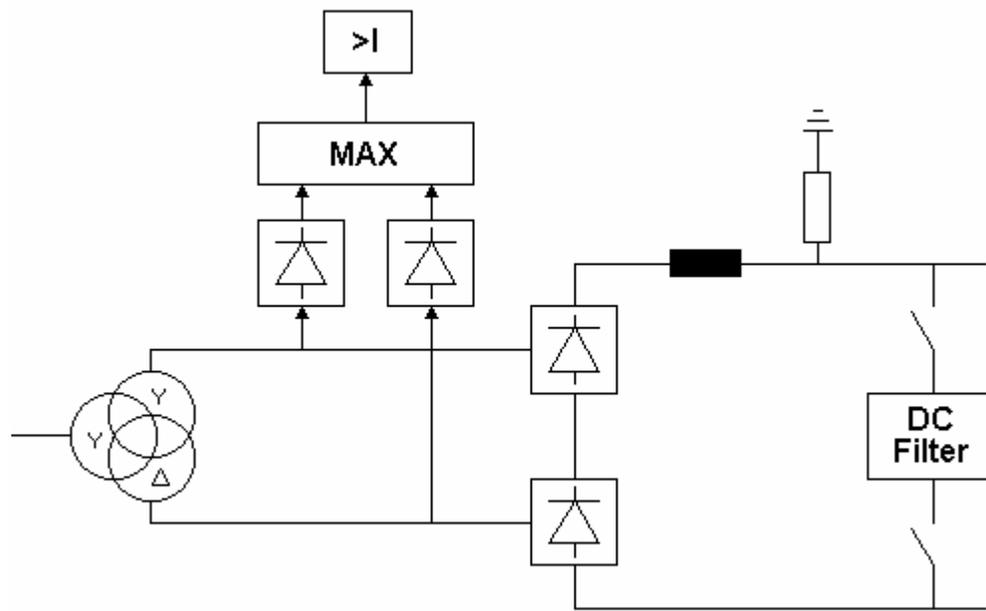
transformadores, pero también se puede implementar en los circuitos de filtrado, capacitares, reactores, etc.

#### **4.8. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE**

Teniendo en cuenta que la regulación de corriente sirve como protección de sobrecorriente para equipos importantes de la estación HVDC, es recomendado usar la protección de sobrecorriente como protección de respaldo para estas situaciones.

Esta protección también puede ser aplicada en equipos cuya carga de corriente es independiente de la regulada por el sistema DC, como son los circuitos de filtrado del lado AC.

La figura muestra un esquema de protección de sobrecorriente en el convertidor; el máximo valor de rectificación de corriente es especificado en las válvulas AC de los puentes rectificadores. La protección de sobrecorriente esta diseñada para varios niveles dependiendo de la intensidad de la falla, los valores de respuesta y tiempos de disparos son adaptados a la capacidad de carga de las válvulas.



**Figura 15.** Protección de sobrecorriente.

Criterios de disparo de niveles individuales de 4 niveles de protección de sobrecorriente<sup>16</sup>:

Nivel 1:	$1.2I_{dN}$	→	$t_v = 20s$
Nivel 2:	$1.35I_{dN}$	→	$t_v = 10s$
Nivel 3:	$1.6I_{dN}$	→	$t_v = 100ms$
Nivel 4:	$2.5I_{dN}$	→	$t_v = 50ms$

La protección de sobrecorriente dispara el breaker del lado AC.

<sup>16</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 383.

## **4.9. PROTECCIONES ESPECIALES DEL SISTEMA HVDC**

Las perturbaciones en el convertidor no siempre son resultados de maniobras de operación que pueden ser identificadas por la protección de sobrecorriente o diferencial y deben ser tomadas por los medidores. Para estas situaciones es necesario implementar la siguiente serie de protecciones para el sistema HVDC.

**4.9.1. Detección de disparo fallido.** La constante pérdida de los pulsos de disparos de una válvula rectificadora de la estación es provocada por una componente de la frecuencia de red, que el DC afecta al grupo de rectificadores pero continua operando. Esto incrementa la tensión sobre la válvula y mientras la válvula trabaje en estas condiciones se crearan perturbaciones alrededor de la línea HVDC. En esta situación es posible que se cree una frecuencia de resonancia que induzca a sobrevoltajes, especialmente si es en cables de transmisión submarinos, por consiguiente los fallos en los disparos deben ser detectados.

Una manera de solucionar este inconveniente es disponer filtros para los componentes externos a la red del sistema de medida DC, es necesario asegurarse del apropiado filtrado de eventos transitorios o dinámicos para que no generen falsos disparos. En el caso de un inversor los disparos

fallidos resultan de la conmutación de fallas que requieren una respuesta más rápida, por esta razón se necesita un método diferente de detección de fallas.

**4.9.2. Detección de fallas de conmutación.** En un inversor no se pueden permitir fallas de conmutación, estas dependen del ángulo de extinción en un tiempo dado, una caída de voltaje en el barraje de la estación AC del 10% o 15% es tomada como falla de conmutación. Si estas fallas persisten se obtendrá como resultado la caída del sistema y podría causar transitorios recíprocos de una polaridad que afecten al grupo de rectificadores, por eso es importante detectar cuando el inversor no opera correctamente y habilitar los medidores para cualquier evento que cause modificaciones en la conmutación antes de que crezca la corriente de corto circuito. Esta consideración aplica especialmente en bajadas de voltaje causadas por un corto circuito remoto en el lado AC del inversor; en estas condiciones el inversor puede mantener el ángulo de disparo si es necesario para aislar la falla.

La protección en el puente rectificador de la figura, muestra una posibilidad para la rápida detección de fallas de conmutación; es este caso se forma un transitorio en la válvula de By-Pass lo que hace que el sistema DC no sea suficientemente grande para el flujo de corriente que atraviesa las fases del



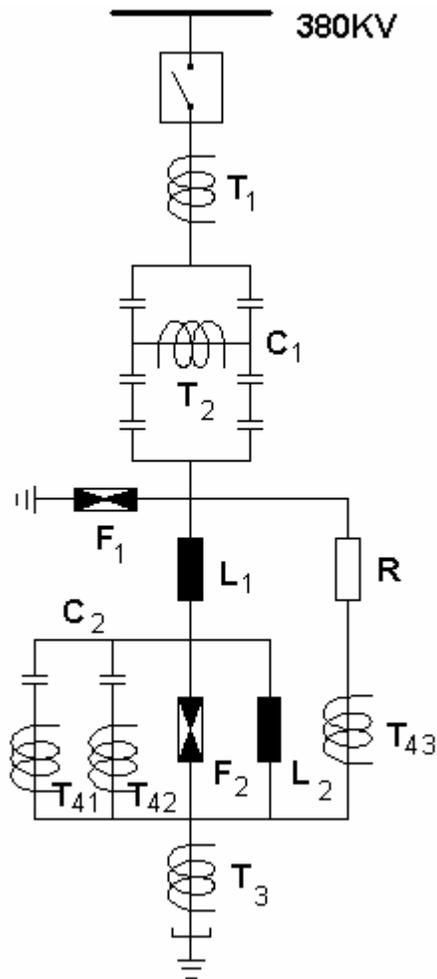
conmutación en zonas de traslapo que resulta del aumento de drops en el voltaje y/o corriente, se puede obtener un gran valor de ángulo de extinción  $\gamma$ .

El incremento de  $\beta$  puede ser producido por intervenciones en el regulador del convertidor, extinción del ángulo de regulación, regulación en el voltaje DC, o provocarse directamente sobre el dispositivo de disparo. Aún cuando la conmutación se mantenga la perturbación no tendrá éxito, ya que las condiciones de conmutación para estas válvulas pueden cambiar lo suficiente para evitar la perturbación.

**4.9.3. Protección del circuito de filtro.** Las protecciones para el filtro AC o banco de capacitores se opone a las fallas de línea a tierra que pueden prevenirse fácilmente con la protección de sobrecorriente diferencial, además la detección de fallas asimétricas por el comparador de fase o por medidas de flujo de corriente a tierra puede considerarse un método convencional de protección.

La figura siguiente describe una fase de un filtro con doble sintonización en pasa alta, aterrizadores para protección de sobrevoltaje y transformadores de corriente  $T_1$  a  $T_{43}$  sobrecorriente según la configuración de la protección. Una

configuración determina que cada capacitor primario  $C_1$  es subdividido en cuatro bancos parciales conectados en "H"; el transformador de corriente  $T_2$  puede detectar cualquier asimetría en la rama donde se encuentra instalado.



**Figura 17.** Protección para el circuito de filtrado AC.

La detección de la pérdida de un capacitor o de un cable de conexión de uno de los capacitores con fusible interior, es tarea específica del sistema HVDC; debido que la sintonización de los circuitos de resonancia serie y las

pequeñas desviaciones en la capacitancia deseada pueden causar considerable deterioro en la filtración.

A demás, la pérdida se una fila de la matriz de capacitancias genera un incremento en la resistencia capacitiva de la fila y una elevación proporcional del voltaje total, los elementos remanentes de la fila son sobrecargados respecto al voltaje y corriente.

El elemento mas pequeño de los conectados en paralelo, es el que presenta mayor grado de sobrecarga, esto se considera cuando la conexión de voltaje en el filtro es superior a 400KV y la capacitancia de filtrado es relativamente pequeña debido a las filas de la matriz de dichos elementos, cada uno con solo unos cuantos elementos en paralelo.

Si la conexión en AC no fuera tan alta y el filtro tuviera una alta frecuencia fundamental, la capacitancia con fusible externo desactiva por completo la unidad de la matriz del banco ante eventos defectuosos o fallidos.

La conexión en "H" y el transformador  $T_2$  ya no son necesarios debido que las modificaciones en los eventos de falla hacen que ésta sea lo suficientemente grande y pueda ser mostrada por la detección asimétrica del monitoreo en el circuito filtro.

Este sistema de monitoreo requiere mediciones del voltaje de barra AC y la corriente total de filtrado, el flujo de corriente a través del filtro AC es calculado del voltaje AC; dicho calculo es igual a la magnitud en falla de secuencia cero del banco de capacitores, al igual que la medida de corriente. Ante un evento de falla el incremento sobre la corriente fluye a través del filtro AC debido al rechazo de capacitancia; este incremento de corriente fluye hasta la unidad de fusibles que tiene elementos de aislamiento.

El voltaje en el barraje se mantiene constante, así hay una diferencia de corriente entre el valor medido y el calculado para realizar la evaluación; si la diferencia excede cierto valor la unidad de falla asume la reacción ante el evento. La corriente estacionaria se estabiliza cuando el valor es ligeramente más pequeño que el obtenido en falla de secuencia cero del banco de capacitores.

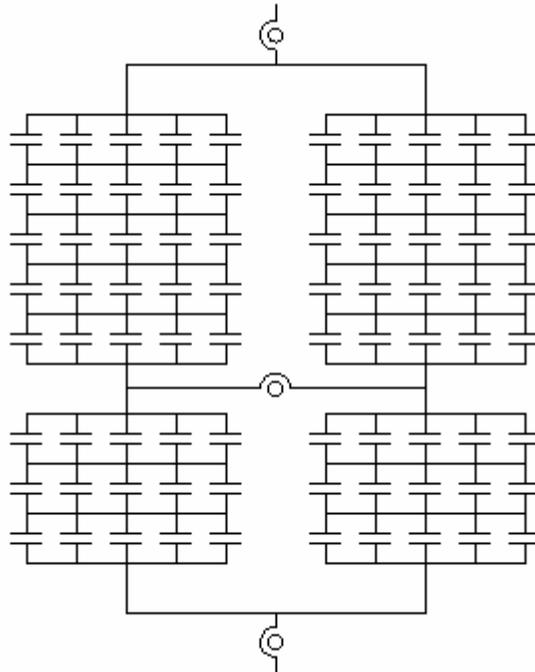
Actualmente las láminas de los capacitores que poseen internamente fusibles en forma de rollo se han convertido en las más comunes en los filtros AC: ante una falla sale de servicio solo el rollo dañado.

El sistema de monitoreo usa tres niveles:

NIVELES	RESPUESTA
Nivel 1: Detección de una unidad	Alarma
Nivel 2: Detección de dos unidades	Alarma y apagado del filtro después de dos horas aproximadamente
Nivel 3: Detección de tres unidades	Apagado del filtro sin tiempo de retardo

**Tabla 1.** Niveles de monitoreo y sus respuestas<sup>17</sup>.

El resto de las capacitancias cambia ligeramente, el voltaje de sobrecarga de los rollos y las capacitancias en la misma línea también es pequeño, aun en el caso de un voltaje alto el filtro con frecuencia relativa pequeña.



**Figura 18.** Conexión "H" de un banco de capacitores de un filtro.

<sup>17</sup> HVDC System And Their Planning, Capítulo 5, Pág 387.

La figura muestra la conexión en “H” que provee al sistema la habilidad de detectar los rollos perdidos por fallas. La pérdida de cada uno de los rollos fusibles causa que la medida de corriente en la rama sea inversa.

Los tres pasos del monitoreo se definen así:

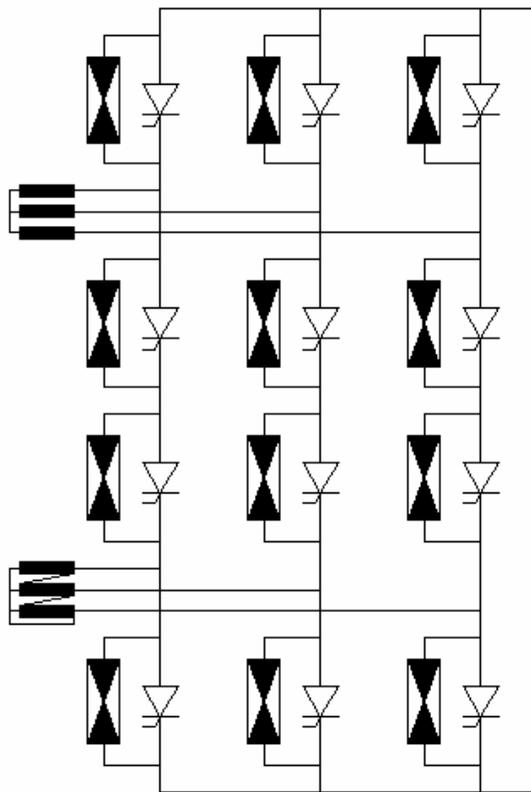
- ☑ En el primer paso se reporta la pérdida de varios rollos fusibles, lo que causa una notificación, pero en el sistema se crea una filtración tolerable e imparcial y/o se mantiene con un sobrevoltaje permisible.
- ☑ En el segundo paso se dispara la alarma cuando el efecto de filtrado es imparcial, así como también se especifica una tolerancia en la distorsión de voltaje no muy grande en condiciones de operación y/o los elementos están expuestos a tal tensión que pueden alcanzar niveles que son aceptables solo temporalmente.
- ☑ En el tercer paso se dispara la protección que saca al sistema de servicio.

La protección del filtro no es perfecta, por razones de seguridad se debe asumir que todos los rollos con falla están en la fila de la matriz de capacitancia; si las fallas producen perturbaciones a través de varias filas del mismo bloque, la protección de paso se activaría tan rápido como fuera

necesario. Un número igual de fallas en los dos bloques en paralelo, o en un arreglo de bloques en serie, la falla se detectaría únicamente en un solo lado. En esta configuración, la protección del filtro provee al sistema aplicabilidad y fiabilidad.

**4.9.4. Aterrizadores.** Los aterrizadores compuestos a base de óxido de algún metal son usados comúnmente en sistemas HVDC que no son inmunes al envejecimiento, esto puede tener como resultado un incremento gradual de la corriente residual del aterrizador en estado estacionario; lo cual produce en ciertas ocasiones inestabilidad térmica y el deterioro del aterrizador. Esta situación de peligro es particular en los aterrizadores de un grupo convertidor si sus condiciones de operación son inusuales, así como las operaciones con ángulos de control altos cuando hay elevaciones de voltaje temporales en el aterrizador.

De acuerdo a lo anterior es importante monitorear la corriente residual en el aterrizador, pero en el caso de aterrizadores tipo válvula, es más difícil debido que no hay relación con el grupo potencial; si las válvulas aterrizadoras están provistas internamente con estructuras mecánicas de torres, el monitoreo se combina con válvulas electrónicas e integradas en la válvula de monitoreo.



**Figura 19.** Aterrizador con grupo convertidor de 12 pulsos.

#### 4.10. PROTECCIÓN DE EQUIPOS

La disposición de sistemas de protección debería incluir a los equipos usados convencionalmente en la estación HVDC, este sistema de protección se implementa con redundancia o protecciones de back-up. Si la capacidad total de sobrecarga disponible en un momento dada especificada, el modelo térmico de cada uno de los dispositivos o piezas de los equipos debe ser

suministrado o incorporado en un software de una central de cálculos de set point.

Los equipos deben estar protegidos contra fuego, si los transformadores convertidores están ubicados de forma adyacente al cuarto donde están las válvulas y sus empaques llegan al cuarto, es importante que estén adecuados para resistir picos de temperatura y un sistema de extinción de fuego; los empaques del lado de las válvulas del transformador deben de estar libres de aceites, por lo que se deben usar empaques secos. Por tal razón es necesario tener un sistema de alarma y contra fuego en el cuarto de válvulas.

## CONCLUSIONES

Actualmente los sistemas eléctricos con transmisión HVDC ofrecen un transporte libre de fuente de energía o del mercado; dicha situación beneficia a los comercializadores de energía, debido que reduce el riesgo de problemas de estabilidad, control de frecuencia, demandad y reservas de energía.

Las protecciones son necesarias en los sistemas HVDC no solo para proteger el equipo sino para minimizar el impacto que puede ocasionar la falla sobre los dispositivos. Garantizando la regulación de corriente se permiten drops por debajo del mínimo valor de corriente DC para prevenir gaps que limiten los parámetros de control. Para asegurar los valores correspondientes a los parámetros de control como son  $\gamma$  y  $U_d$  se implementa la protección de función de regulación.

Al momento de ejecutar la transmisión es importante evitar que las ondas producidas por las fallas no se propaguen a través de la línea; por lo cual se implementa la protección de onda viajera que despeja la falla insertando a la potencia de transmisión, un rango de 100 a 200ms de corriente de secuencia cero.

La protección diferencial es un método confiable para mantener los parámetros de operación que requieren dispositivos como los puentes rectificadores, líneas de transmisión, electrodos, etc.; con la unión de dos puentes en el convertidor se pueden anular de forma aceptable los efectos de los armónicos y generar formas de ondas de voltaje AC admisibles para el sistema. Este efecto también se logra usando un puente convertidor multinivel, se especifican dos niveles y los puentes pueden usar la modulación de ancho de pulso PWM se eliminan armónicos de bajo orden.

Para prevenir corrientes que puedan ocasionar daños a los equipos y demás dispositivos del sistema de transmisión se aplica la protección de sobrecorriente, independiente del sistema de regulación, que tiene niveles de protección diferentes y actúan de forma autónoma para cada uno de los equipos.

Existen otro tipo de protecciones; las cuales se encargan de funciones específicas para optimizar el funcionamiento del sistema y mantener las características de confiabilidad y eficiencia, estas protecciones son las de disparo fallido (detectan cuando el disparo no fue exitoso), fallas de conmutación (detecta errores en la conmutación), protección de filtros y aterrizadores.

## BIBLIOGRAFÍA

- 📁 BEATY, Wayne H. y FINK, Donald G. Manual De Ingeniería Eléctrica. Tomo III, Mc Graw Hill, 13ra Edición, Sección 15.
- 📁 KANNGIESSER, Karl Werner y HUANG, Harmunt. HVDC System And Their Planning, Publisher PTD H 1T, Rev 4. For IN-HOUSE Use Only SIEMENS ©.
- 📁 WOODFORD, Dennis A. HVDC Transmission. Paper. Manitoba (Canadá) HVDC Research Centre, Marzo 18 de 1998.

### Paginas Web:

- 📁 [www.spectrum.ieee.org](http://www.spectrum.ieee.org)
- 📁 [www.iea.lth.se/eks](http://www.iea.lth.se/eks)
- 📁 [www.siemens.com](http://www.siemens.com)
- 📁 [www.iie.org.mx](http://www.iie.org.mx)
- 📁 [www.abb.com.kr](http://www.abb.com.kr)

# **ANEXOS**