

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**“TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CORRIENTE  
CONTINUA”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

**RAFAEL IVAN VERA POMALAZA**

**PROMOCIÓN 1988-2**

**LIMA-PERÚ**  
**2002**

## **Dedicatoria**

A mis queridos padres, por su constante apoyo, y ejemplo de familia, y a mis hermanos por sus consejos y cariño.

**“TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CORRIENTE  
CONTINUA”**

## **Agradecimiento**

A los profesores de la facultad FIEE por sus enseñanzas, en especial al Ing. Rodolfo Moreno Martínez por su gran apoyo en el desarrollo de este documento.

Agradezco también a la Srta. Rosario del Pilar Bonilla Tumialan por su decidida colaboración a la traducción y revisión de los temas de este documento, así como a su alentamiento y cariño que me dio las fuerzas suficientes para seguir adelante.

## SUMARIO

El siguiente documento tiene la finalidad de presentar la transmisión de energía eléctrica en corriente continua como una aplicación importante de la electrónica de potencia. Comenzaremos con el elemento básico de la conversión como son los módulos de tiristores, continuando con la descripción del funcionamiento del convertidor básico, para luego seguir con la descripción del sistema de transmisión en CC. Luego se presentan algunos aspectos de importancia en los sistemas HVDC, como consideraciones de diseño, construcción, operación y mantenimiento, además se verá una estructura de costos y una comparación con el sistema de alto voltaje en CA. Finalmente se describirán algunos sistemas HVDC existentes en el mundo que permitirán ilustrarnos con los actuales avances de estos sistemas.

## INDICE

	Pag.
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>ELEMENTO BÁSICO DE LA CONVERSIÓN</b> .....	5
1.1 El tiristor .....	6
1.2 Representaciones .....	9
1.3 El módulo de tiristores .....	10
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>EL CONVERTIDOR BÁSICO Y SU FUNCIONAMIENTO</b> .....	11
2.1 Conexión de puente de 6 pulsos .....	18
2.2 Relaciones de tensión y corriente .....	23
<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN CC</b> .....	33
3.1 La configuración de la subestación en CC .....	33
3.2 Enlace completo en corriente continua .....	37
3.3 Configuraciones de sistemas de transmisión HVDC .....	38
3.4 Componentes de un sistema de transmisión en HVDC .....	43
3.5 Operación de los convertidores en HVDC .....	49
3.6 Control del sistema de transmisión HVDC.....	53
3.7 Simulación de un enlace de transmisión HVDC .....	76

**CAPÍTULO IV**

<b>ASPECTOS DE IMPORTANCIA EN LOS SISTEMAS HVDC</b> .....	83
4.1 Consideraciones de diseño, construcción, operación y mantenimiento .	83
4.2 La estructura de costo .....	85
4.3 El sistema HVDC versus el sistema de alto voltaje en CA .....,.....	88
4.4 Consideraciones económicas .....	91

**CAPÍTULO V**

<b>ALGUNOS SISTEMAS HVDC EXISTENTES</b> .....	93
5.1 Cable Báltico HVDC .....	93
5.2 Interconexión HVDC Brasil - Argentina .....	95
5.3 Transmisión HVDC Chandrapur - Padghe .....	98
5.4 Estación back-to-back HVDC Highgate .....	100
5.5 Transmisión HVDC Intermountain .....	102
5.6 Transmisión HVDC de Itaipú .....	104
5.7 Enlace HVDC de italia – grecia .....	107
5.8 Transmisión HVDC Québec - New England .....	109
<b>CONCLUSIONES</b> .....	112
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	118

## INTRODUCCIÓN

La transmisión de la energía eléctrica se desarrolló inicialmente en corriente continua (CC). Sin embargo, las posibilidades que presentaban los transformadores, así como el desarrollo y mejoramiento de los motores de inducción a comienzos del siglo 20, produjeron una gran orientación hacia el uso de la transmisión en corriente alterna (CA). No obstante, en la ASEA, en Suecia, en 1929 se logró desarrollar a través de la investigación una válvula de arco de mercurio para controlar grandes potencias y tensiones, lo que permitió, a partir de 1930, en Suiza y los Estados Unidos iniciar investigaciones sobre el uso de la válvula de arco de mercurio en el proceso de conversión eléctrica para la transmisión de energía y el manejo de la frecuencia.

La creciente necesidad de energía eléctrica en Europa, después de la Segunda Guerra Mundial, estimuló a la investigación sobre la transmisión de energía -particularmente en Suecia y Rusia-. En 1950, una línea de transmisión experimental de 112 Km, 30 Mw, 150 A a 200 kV. fue colocada entre Moscú y Kasira, y en 1954 se construyó la primera línea de transmisión comercial (HVDC) de 96 Km, 20 Mw, y 100 kV de cable submarino con retorno por tierra entre la isla de Gotland y Suiza.

En los inicios de los años '60 (ej. Inglaterra-Francia, 65 km, 160 Mw, 200 kV en 1961), se aplicaron los tiristores en la transmisión CC, lo que dio lugar a que las válvulas de estado sólido se transformaran en una realidad y en 1969, en Canadá, fue premiado el primer sistema de transmisión HVDC, que utilizó válvulas de estado sólido. Actualmente, los sistemas de transmisión en CC están en un nivel de tensión de 1500 Kv, como es el caso del sistema de transmisión HVDC de Siberia-Kazakstan en la Unión Soviética. La transmisión en corriente continua, en la actualidad, es parte integral de los sistemas de transmisión de energía eléctrica en muchos países en el mundo.

La transmisión en corriente alterna de tres fases es el método mayormente establecido para transmitir grandes bloques de energía eléctrica, tanto para cortas y largas distancias. Sin embargo, hay un límite de distancia en el que se puede transmitir en CA por líneas aéreas, debido a la limitación de la impedancia en sobretensión, lo que produce altos voltajes de caídas de tensión, a menos que se emplee alguna forma de compensación. Para extensas líneas aéreas, una forma alternativa de transmisión es el uso de corriente continua. También, si se requieren cruces submarinos mayores a 45 Km, debido a las limitaciones de la corriente de carga en los cables CA, la mejor alternativa es la transmisión en CC.

La opción de transmisión en CC, sin embargo, está basada en la economía. Con el uso de dispositivos semiconductores de gran corriente en alta tensión, las estaciones convertidoras y sus controles están volviéndose más económicas, más confiables, y comparables a muchos componentes y

sistemas en CA. Seguidamente, describiremos las principales razones técnicas para la transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC):

- a) En la interconexión de dos sistemas grandes de CA, sin tener que asegurar el sincronismo y los márgenes de estabilidad entre ellos (el canal de cruce que enlaza el Reino Unido y Francia con 2000 Mw tiene esta característica);
- b) En la interconexión entre sistemas de frecuencia diferente. (Por ejemplo, la conexión entre las islas del Norte y Sur en Japón, la cual tiene sistemas de 50 Hz y 60 Hz, respectivamente);
- c) En la larga transmisión por tierra de grandes potencias, donde las torres de transmisión en CA, aisladores, y conductores son más caros que usar HVDC. (Por ejemplo, el esquema del Río Nelson en Manitoba, con un total de 4000 Mw , y con una distancia superior a los 600 Km).

Las principales ventajas del HVDC comparado con HVAC son:

- a) Se requieren solo dos conductores, positivo y negativo a tierra, en lugar de tres; por ello, se reducen los costos en torres y cable;
- b) El voltaje continuo puede diseñarse equivalente a la cresta del voltaje alterno para una misma capacidad de aislamiento a tierra (entonces  $V_{CC} = \sqrt{2} V_{CA}$ .)
- c) Se puede reducir el efecto de la tensión en la superficie del conductor en CC; por lo tanto, se reducen las pérdidas por efecto corona, las emisiones audibles y la interferencia de radio;

- d) Los alimentadores en HVDC no elevan la capacidad necesaria de cortocircuito del conmutador en los lados CA;
- e) En el control rápido de los convertidores, puede usarse para amortiguar las oscilaciones del sistema CA conectado.

Las desventajas del HVDC son:

- a) El costo más alto de las estaciones convertidoras comparado con una subestación transformadora en CA;
- b) La necesidad de colocar filtros y el equipo asociado para asegurar que la forma de onda y el factor de potencia sean aceptables en el lado CA;
- c) La facilidad limitada de formar redes multiterminales en CC, debido a la necesidad de contar con controles coordinados y de no aceptar circuitos abiertos en CC.

## CAPITULO I

### ELEMENTO BÁSICO DE LA CONVERSIÓN

El rápido crecimiento del uso de la corriente continua desde los años '80 ha dado lugar al desarrollo de los dispositivos semiconductores de gran corriente en alta tensión. Estos se han conseguido del uso previo de la compleja y cara válvula de arco de mercurio, donde se emplea un depósito de mercurio como cátodo y una columna graduable de alta tensión como ánodo, todo estructurado en acero y cerámica para proporcionar un estrecho vacío.

Hoy en día, las unidades semiconductoras se apilan para formar un grupo que pueda resistir los voltajes de diseño y puedan pasar corrientes máximas deseadas -este conjunto todavía sigue siendo llamado una "válvula" en el lenguaje del HVDC-.

Desde que los convertidores HVDC operan conectados a sistemas activos CA, la conmutación en línea es el método más barato y fiable para emplear, por lo que se requieren dispositivos que puedan dispararse y apagarse, reduciendo a cero la corriente a través de ellos. El dispositivo principal usado para este propósito es el tiristor.

## 1.1 El tiristor

Se fabrican tiristores de obleas puras de silicón, las cuales son versiones de cuatro capas de la unión P-N del rectificador simple, como se muestra en la figura 1.2(a). La capa P, en el medio, se conecta a un terminal diagonal de puerta, de manera que la unidad entera pueda bloquear el paso de la corriente, incluso cuando exista voltaje positivo en el ánodo. Aplicando un pulso positivo a la puerta, puede empezarse la conducción hasta que (luego de que el control de voltaje en puerta no tiene efecto) la corriente directa principal caiga debajo del valor de cierre (latching) (ver figura 1.2(c)). Esta corriente debe mantenerse debajo del valor de cierre (latching), típicamente de 100  $\mu$ s antes de que el tiristor pueda recobrar sus propiedades de corte del voltaje. (Observe que en la conducción directa todavía hay un voltaje pequeño a través de las uniones P-N, lo que implica que la potencia esté siendo disipada –por lo tanto, los dispositivos semiconductores deben refrescarse y justificar sus pérdidas-).

En la práctica, se utilizan varios dispositivos, cada uno de rango de 5000 V y arriba de los 2000 A, los cuales se apilan en una válvula para proporcionar un rango de alrededor de 200kv y de 2000A. Estas válvulas se conectan en serie para bloquear voltajes directos arriba de 500 ó 600 kv en cada 'polo' respecto a tierra. Cada tiristor semiconductor puede ser de 8-10 centímetros de diámetro y de 2 centímetros de altura, con sus terminales de ánodo y cátodo. Un dispositivo típico se muestra en la figura 1.1(a) y de una válvula en la figura 1.1(b).

El avance reciente en la tecnología del dispositivo ha sido el transistor bipolar de puerta aislada (IGBT) que es un desarrollo del mosfet en el cual la corriente se corta a través del apagado por tensión desde la puerta, permitiendo que la potencia sea entregada o no a lo largo de un ciclo CA. Esto proporciona un medio de controlar las corrientes en relación al voltaje en un sistema CA, para que los VARs puedan generarse o absorberse. En sistemas CA, la inyección de corriente para el control de flujo de potencia se consigue usando estos dispositivos. Con los IGBTs, son posibles rangos por encima de 4 Kv y 1000 A, aunque la caída de voltaje en el estado de conducción es generalmente más grande que con un tiristor.

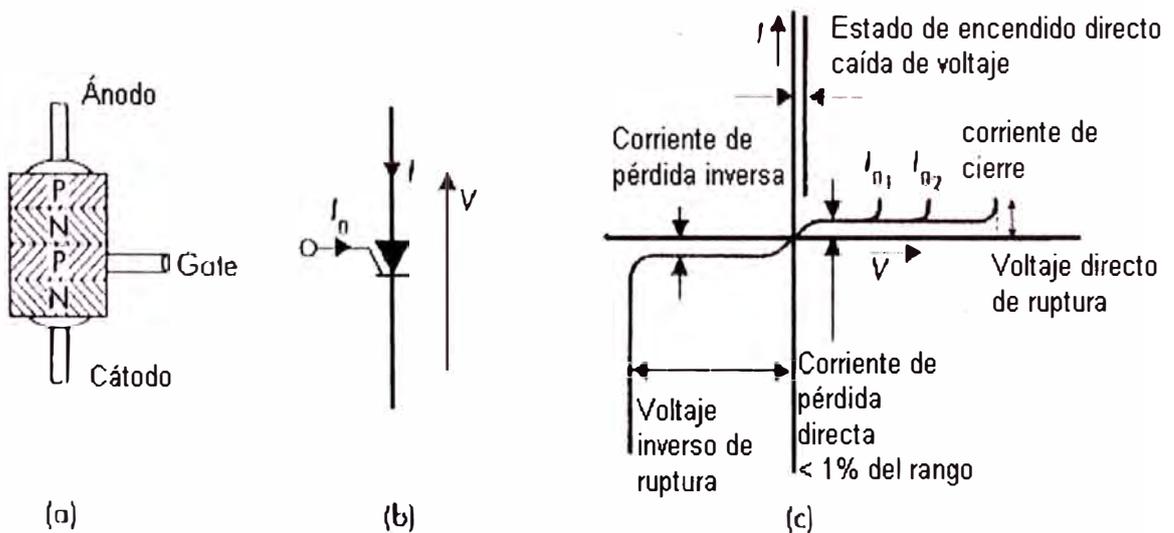


(a)



(b)

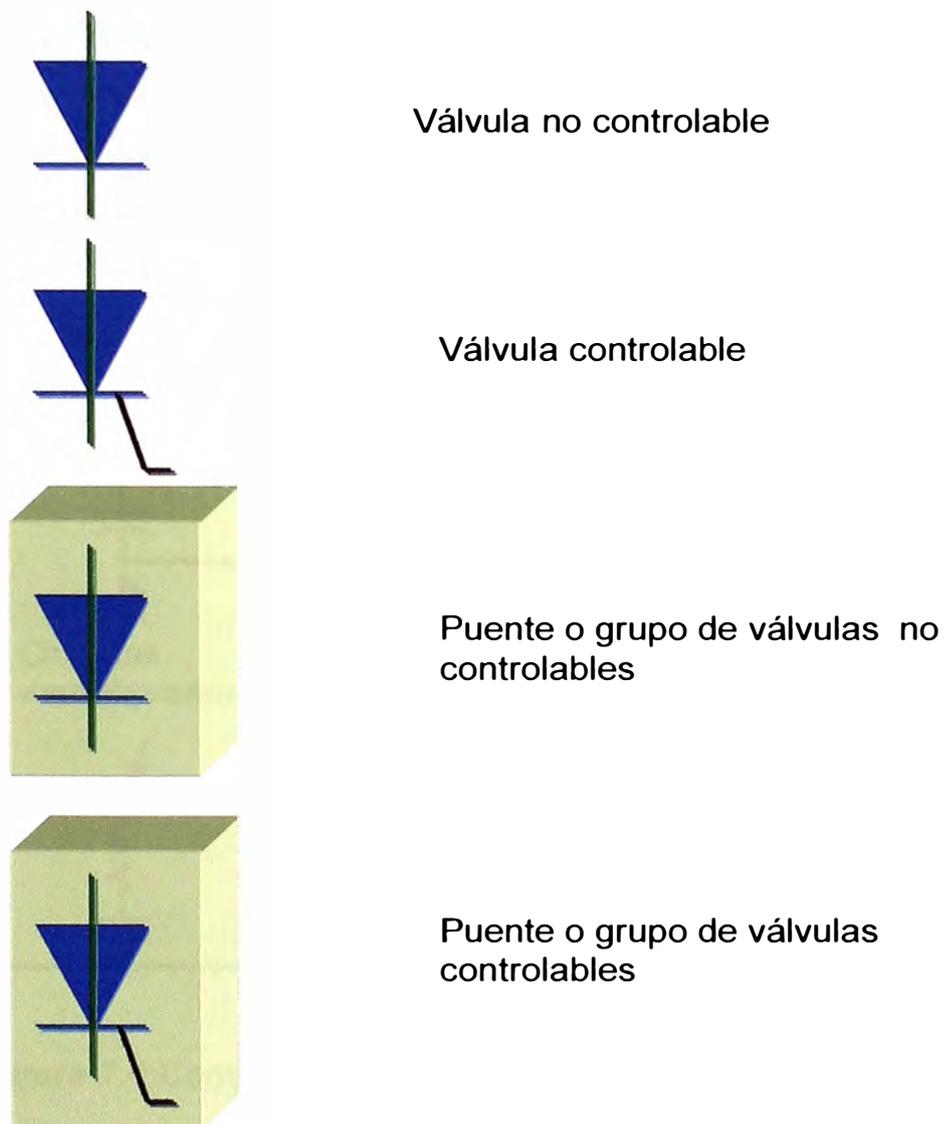
**Figura 1.1** (a) El dispositivo de silicón del tiristor de gran potencia. (b) Las válvulas de tiristor en la estación convertidora



**Figura 1.2** (a) Estructura de un tiristor de cuatro capas. (b) Símbolo. (c) Característica de la corriente de puerta  $I_g$  para encendido del tiristor a tensión directa.

## 1.2 Representaciones

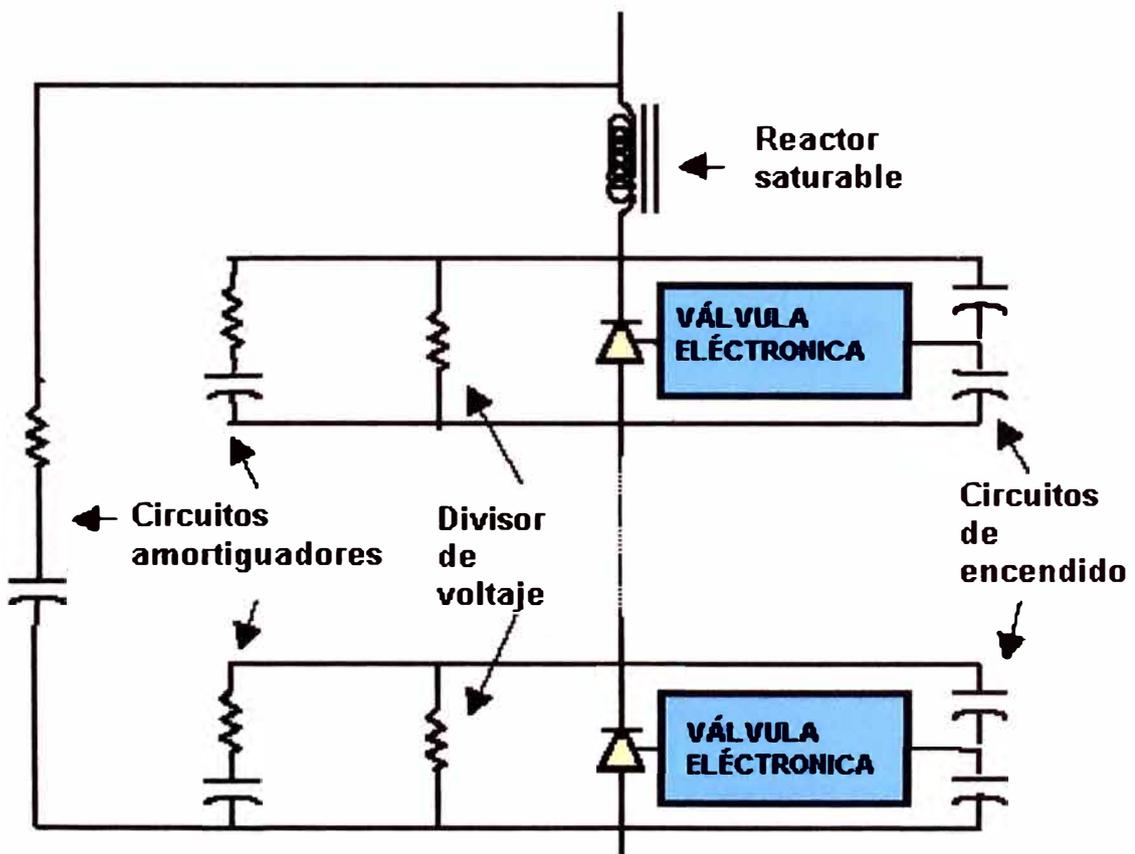
La parte fundamental de un convertidor de potencia HVDC es la válvula o paquete de válvulas. Puede ser no controlable si se construye de uno o más diodos de potencia en serie, o controlable si se construye de uno o más tiristores en serie. En la figura 1.3, se muestran los símbolos gráficos para las válvulas.



**Figura 1.3** Los símbolos gráficos normales para las válvulas

### 1.3 El módulo de tiristores

Un módulo de tiristores o de válvulas es un conjunto ensamblado mecánicamente de tiristores conectados en serie y de sus componentes auxiliares, como disipadores de calor enfriados por aire, agua o glycol, circuitos amortiguadores y de encendido electrónico de las válvulas. Un módulo de tiristores es normalmente intercambiable para propósitos de mantenimiento y consiste en componentes eléctricos como se muestra en la figura 1.4.



*Figura 1.4 Componentes de los módulos de tiristores que constituyen una válvula*

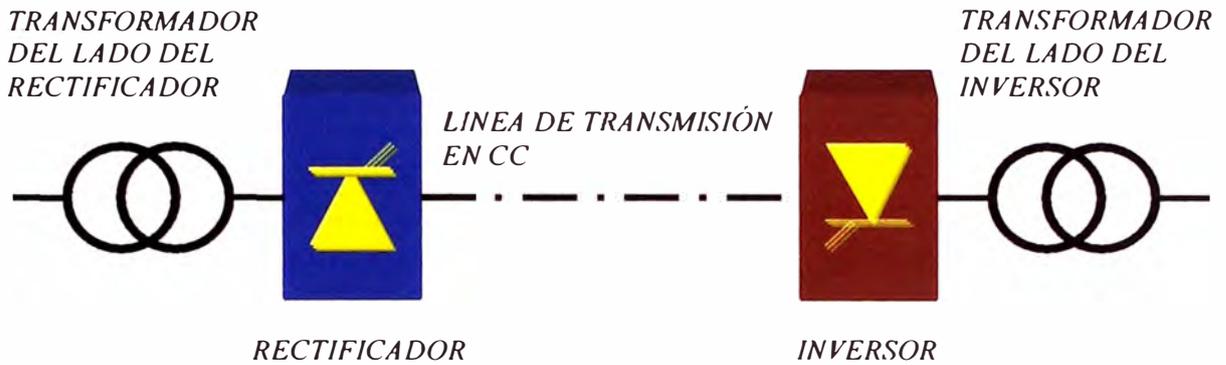
## CAPITULO II

### EL CONVERTIDOR BÁSICO Y SU FUNCIONAMIENTO

En una línea CC, se requiere de un convertidor en cada extremo de la misma; uno opera como un rectificador (de CA a CC) y el otro como un inversor (transmite la potencia del lado CC al lado CA) (Figura 2.1). Las válvulas en el extremo de envío de la línea rectifican la corriente alterna, proporcionando corriente continua que se transmite al inversor. En este último, se vuelve a convertir en una fuente de corriente alterna que podrá ser conectada a un sistema CA (Figura 2.2 (a)). Si se requiere una inversión del flujo de la potencia, el inversor y el rectificador intercambian roles y los voltajes continuos en cada extremo se invierten (Figura 2.2 (b)). Esto es necesario, porque la corriente continua fluye en una sola dirección (del ánodo al cátodo en las válvulas); para invertir la dirección del traslado de la potencia, debe invertirse la dirección de voltaje.

La forma de onda de la corriente alterna inyectada por el inversor en el extremo de recepción del sistema CA, debido también al rectificador, es aproximadamente de forma trapezoidal; así no solo se produce una onda sinusoidal fundamental, sino también armónicos de un orden dependiente del número de válvulas. Para un puente de seis válvulas, el orden está dado

por de  $6n \pm 1$ , por ejemplo 5,7,11,13,etc. Asimismo, se podrán incorporar filtros para eliminar estos armónicos.

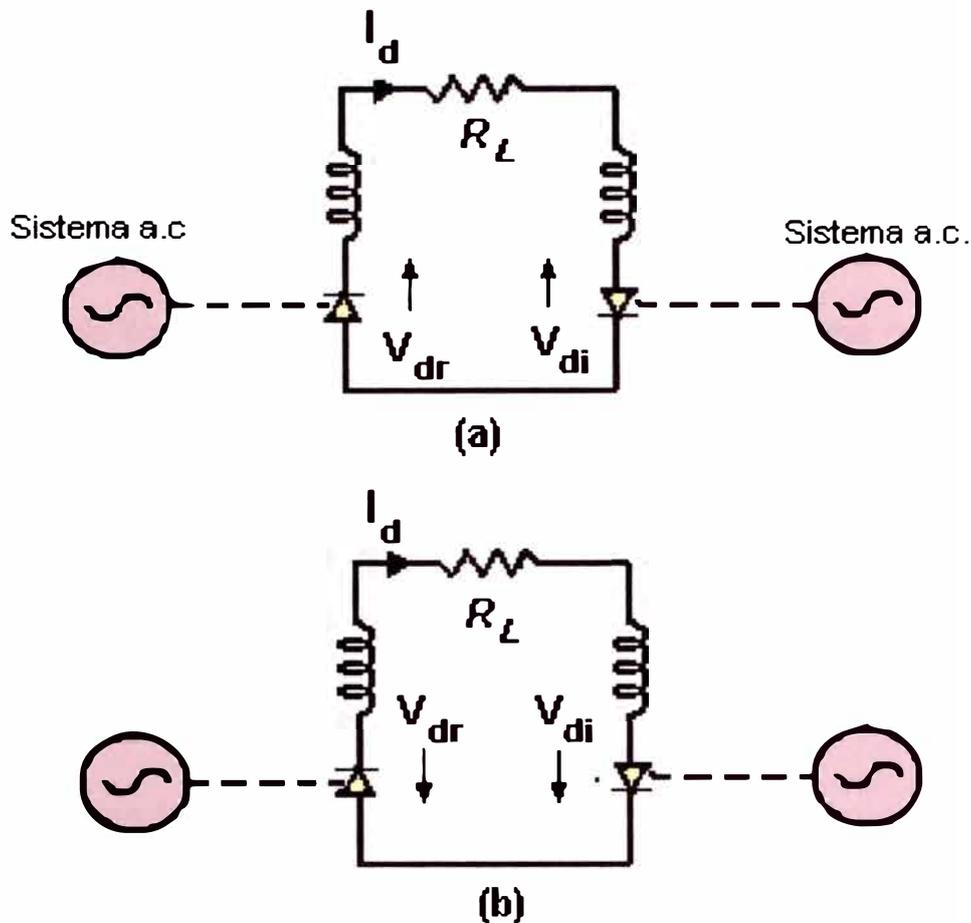


(a)



(b)

**Figura 2.1** (a) Esquema simple de una Línea CC. (b) Transformador por conectarse al puente del convertidor



**Figura 2.2** (a) Representación simbólica de dos sistemas de corriente alterna conectados por un enlace de corriente continua;  $V_{dr}$  = voltaje continuo a través del rectificador,  $V_{di}$  = voltaje continuo a través del inversor. (b) Sistema como en la parte (a), pero el flujo de la potencia invertido.

Las conexiones secundarias del transformador, como el de la figura 2.1 (b), pueden diseñarse para proporcionar varias fases a fin de alimentar a las válvulas. Los arreglos comunes son de tres, seis y doce fases; también, son posibles números más altos. El de seis fases es el más popular, debido a las mejores características de voltaje de salida.

A continuación, explicaremos brevemente el principio de la conversión. En la figura 2.3(a), se muestra un rectificador de tres fases, y en la figura

2.3(b) se muestran las variaciones del voltaje y corriente con el tiempo en las tres fases del transformador de suministro. Sin el control de la puerta, la conducción tendrá lugar entre el cátodo y el ánodo a gran potencial. Por lo tanto, la onda del voltaje de salida está representada por la línea gruesa y la de la salida de corriente por la línea continua. En un sistema de  $n$  fases, la conversión del ánodo ocurre a  $(\pi/2 - \pi/n)$  grados a un voltaje  $\hat{V} \sin(\pi/n)$ , ( $\hat{V}$  es el pico de voltaje del lado CA), y el valor medio del voltaje de salida continua es:

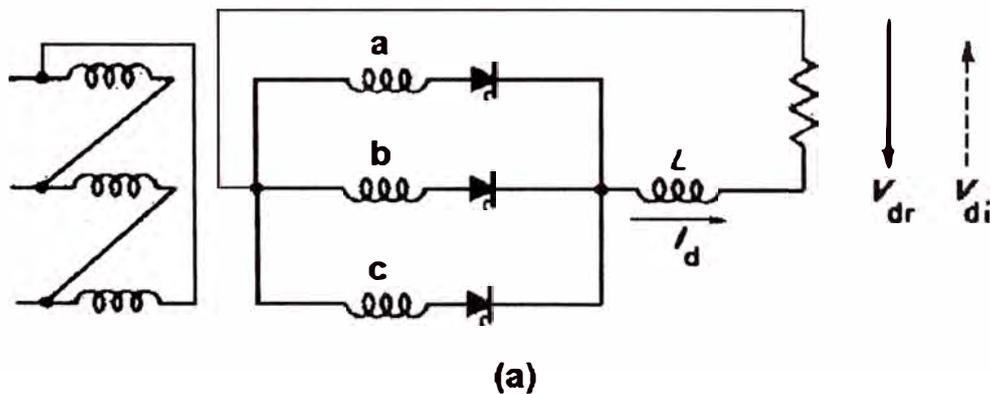
$$V_o = \frac{\hat{V} \sin(\pi/n)}{\pi/n} \quad (2.1)$$

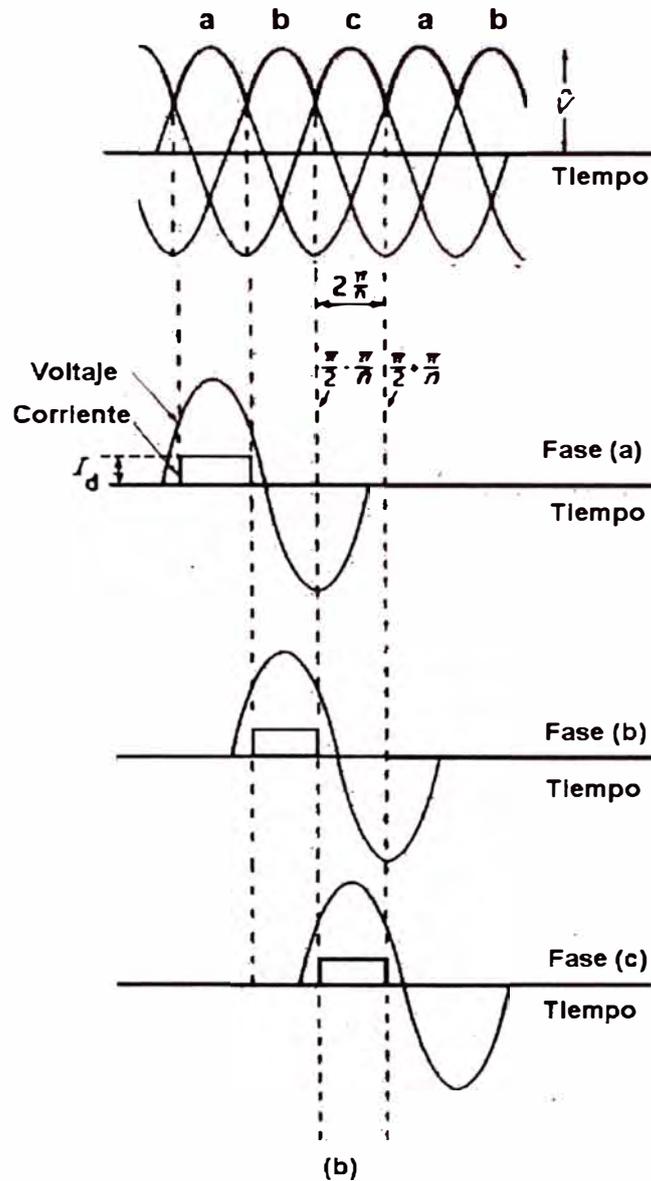
Para tres fases,

$$= \hat{V} \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} = 0.83\hat{V}$$

y para seis fases,

$$V_o = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V = \frac{3}{\pi} \hat{V} = 0.955\hat{V} \quad \text{donde } \hat{V} = \text{voltaje r.m.s.}$$

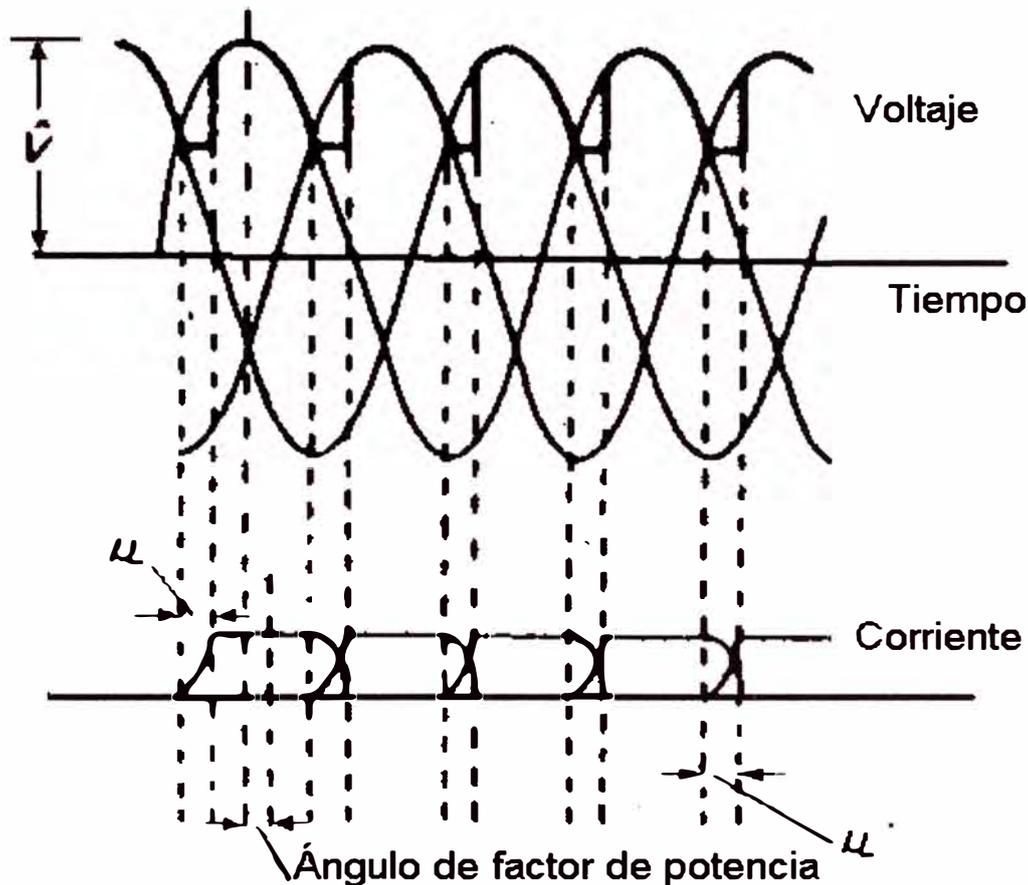




**Figura 2.3** (a) Rectificador de tres fases;  $V_{di}$  = voltaje en operación como inversor. (b) Formas de onda del voltaje del ánodo y de la corriente rectificada en cada fase

Debido a la presencia de la inductancia en el circuito, la corriente no puede cambiar instantáneamente de  $+I_d$  a 0 en un ánodo y de 0 a  $I_d$  en el siguiente. Por lo tanto, dos ánodos conducen simultáneamente en un periodo conocido como el tiempo de conmutación o ángulo de superposición ( $\mu$ ). Cuando la válvula **b** comienza a conducir, pone en cortocircuito las fases

de (a) y (b); la corriente de cortocircuito eventualmente se vuelve cero en la válvula a, y  $I_d$  en la válvula b. Esto se muestra en la figura 2.4.



**Figura 2.4** Formas de onda del voltaje y corriente mostrando el efecto del ángulo de conmutación  $\mu$ . Se produce un factor de potencia atrasado

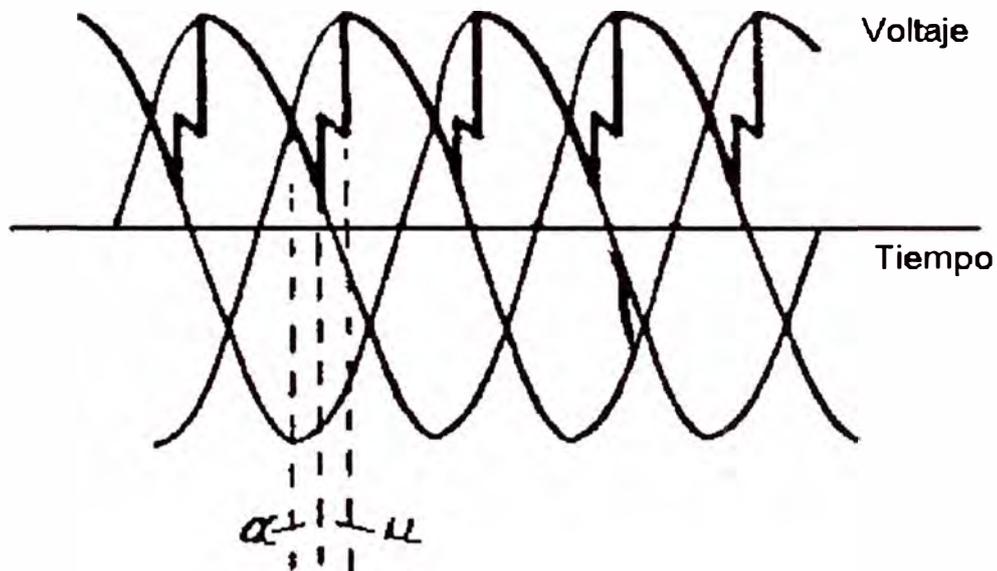
### Control de puerta (gate)

Un pulso positivo aplicado a la puerta situada entre el ánodo y el cátodo controla el momento en que la conducción comienza, y una vez que la conducción ha ocurrido la puerta no ejerce ningún control adicional. En la forma de onda del voltaje mostrada en la figura 2.5, la conducción en las válvulas se ha atrasado un ángulo  $\alpha$ , retrasando, adecuadamente, la

aplicación del voltaje positivo en las puertas. Considerando  $n$  fases e ignorando el ángulo de conmutación  $\mu$ , el nuevo voltaje de salida continua con un ángulo de atraso de  $\alpha$  es:

$$\therefore V_o = V_o \cos \alpha \quad (2.2)$$

donde  $V_o$  es el valor máximo de voltaje de salida continua definido por la ecuación (2.1).

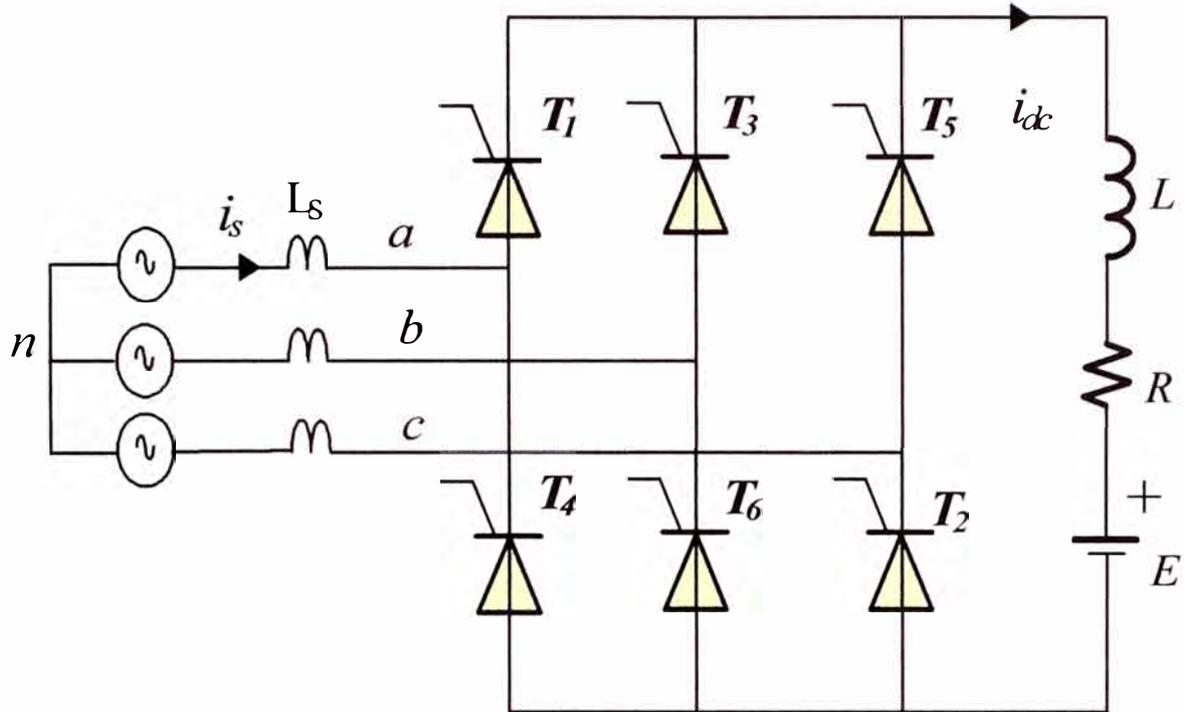


**Figura 2.5** Formas de onda del rectificador con el momento de disparo atrasado por un ángulo  $\alpha$  por medio del control de entrada

### Conexión del puente

Para evitar la complejidad en describir las operaciones básicas, el arreglo del convertidor usado hasta ahora en este capítulo es simple y tiene desventajas en la práctica, principalmente porque el voltaje de salida CC se duplica. El arreglo del puente mostrado en la figura 2.6 es adecuado, ya que siempre hay dos válvulas que conducen en serie. Las formas de onda de

voltaje y corriente correspondientes se muestran en la figura 2.7 (asumiendo que la operación del rectificador es ideal).

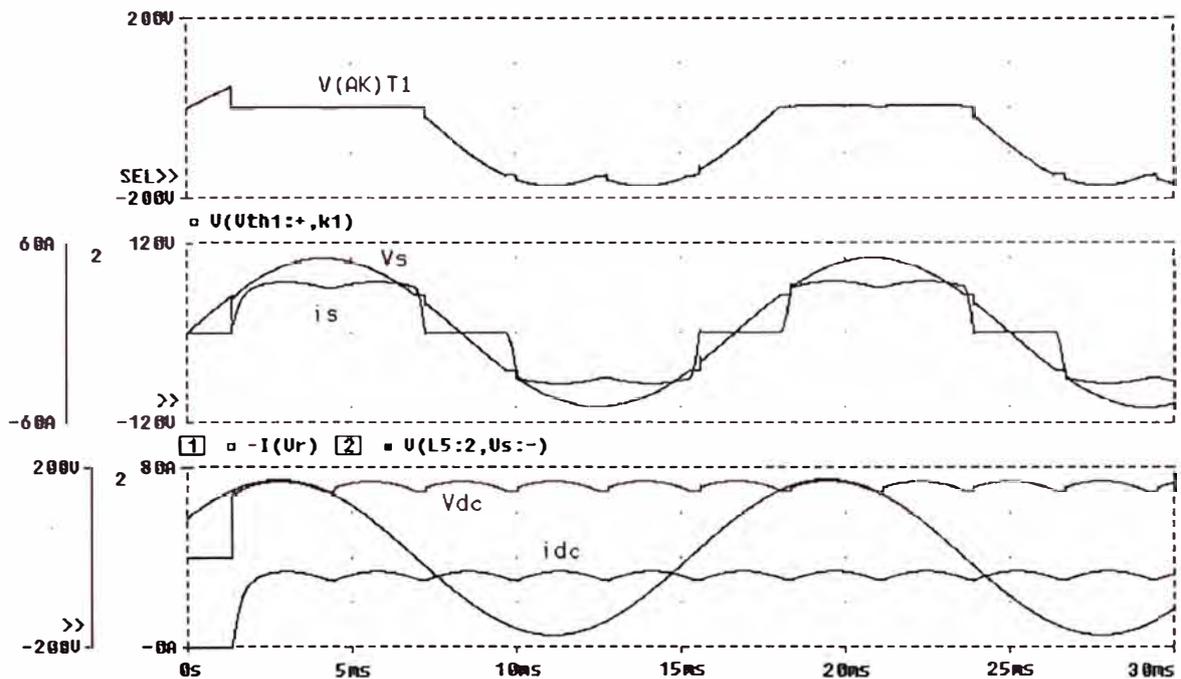


**Figura 2.6** Rectificador trifásico de 6 pulsos

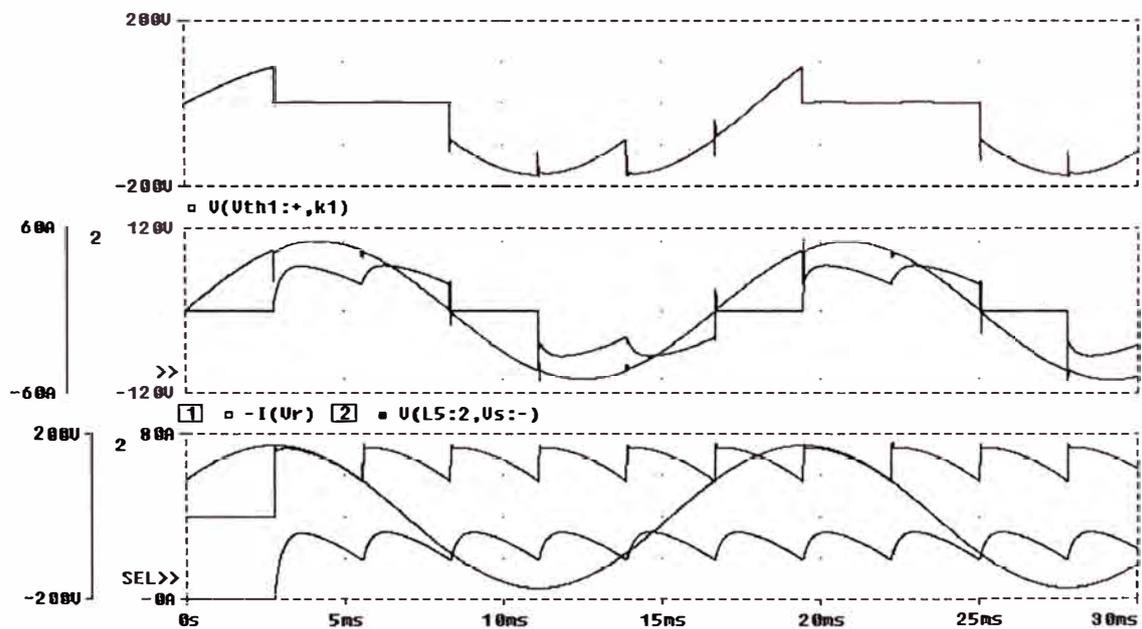
## 2.1 Conexión de puente de 6 pulsos

El puente común de 6 pulsos se define como una conexión de forma doble que comprende seis válvulas. El circuito eléctrico del convertidor de seis pulsos era el más usual cuando las válvulas eran de arco de mercurio.

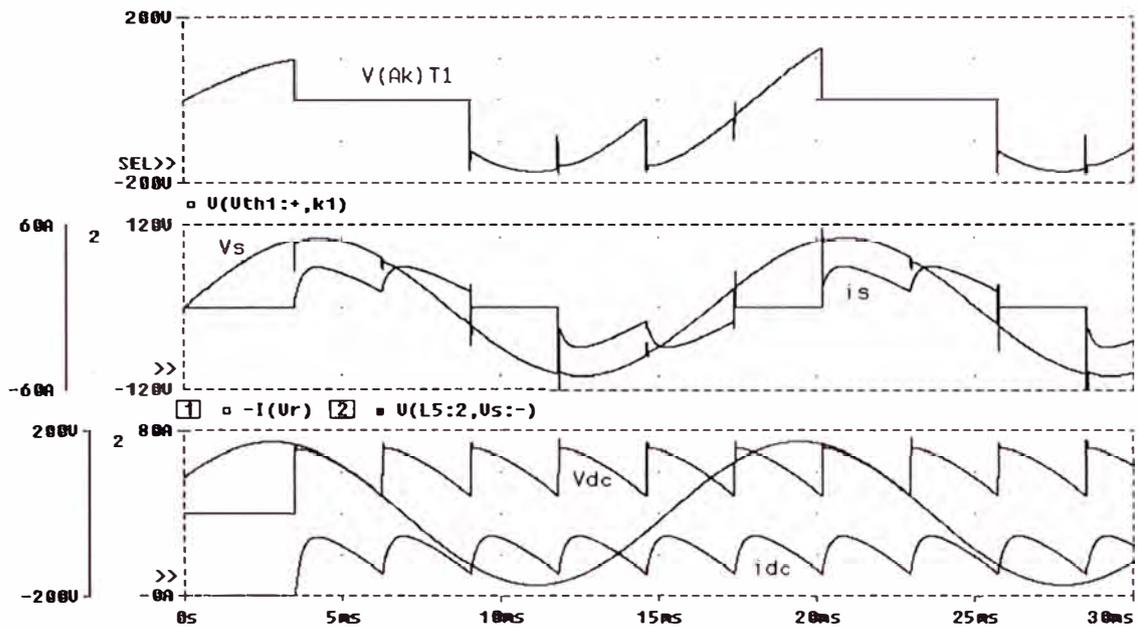
Esta configuración es bastante utilizada en aplicaciones industriales hasta el nivel de 220 Kw. Los tiristores conducen en intervalos de  $\pi/3$ . La frecuencia de la tensión de salida es 6 veces la frecuencia de la red.



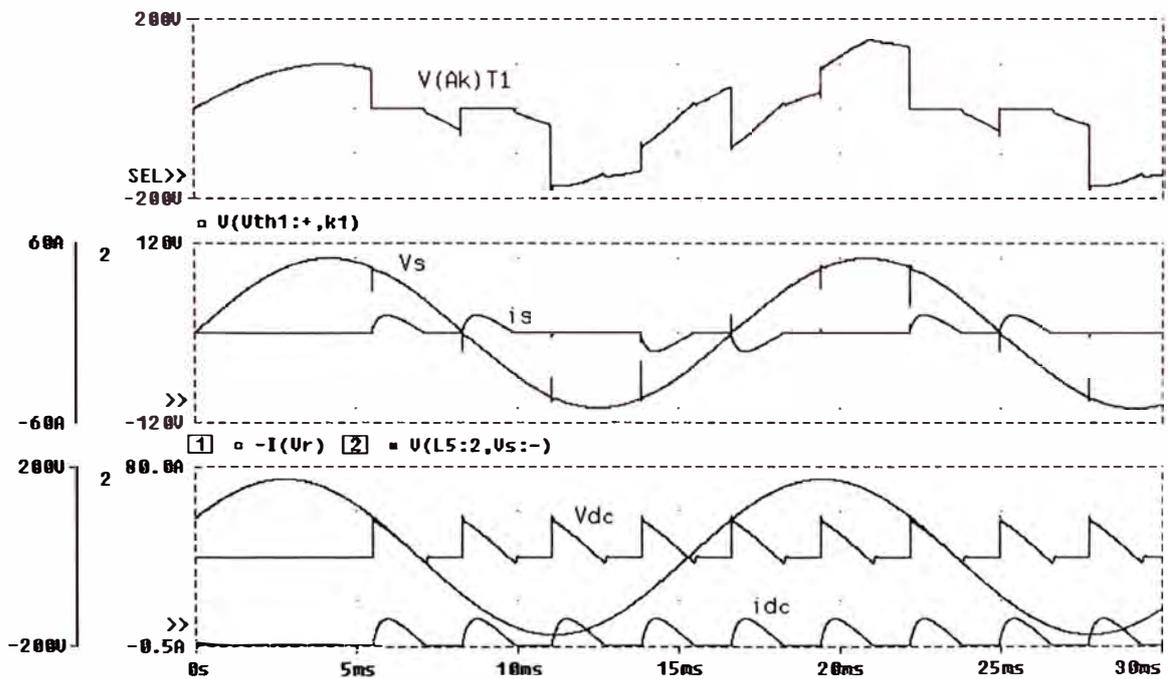
**Figura 2.7** Formas de onda del puente de 6 pulsos para  $\alpha=0$  grados: Tensión ánodo- cátodo por el tiristor. Tensión y corriente de línea. Tensión y corriente en la carga



**Figura 2.8** Formas de onda del puente de 6 pulsos para  $\alpha=30$  grados: Tensión ánodo- cátodo por el tiristor. Tensión y corriente de línea. Tensión y corriente en la carga



**Figura 2.9** Formas de onda del puente de 6 pulsos para  $\alpha=45$  grados: Tensión ánodo- cátodo por el tiristor. Tensión y corriente de línea. Tensión y corriente en la carga



**Figura 2.10** Formas de onda del puente de 6 pulsos para  $\alpha=85$  grados: Tensión ánodo- cátodo por el tiristor. Tensión y corriente de línea. Tensión y corriente en la carga

tensiones por fase

$$v_{an} = V_m \text{ sen } \omega t$$

$$v_{bn} = V_m \text{ sen } (\omega t - 2\pi / 3)$$

$$v_{cn} = V_m \text{ sen } (\omega t + 2\pi / 3)$$

tensión de línea

$$v_{ab} = v_{an} - v_{bn} = \sqrt{3} V_m \text{ sen } (\omega t + \pi / 6)$$

$$v_{bc} = \sqrt{3} V_m \text{ sen } (\omega t - \pi / 2)$$

$$v_{ca} = \sqrt{3} V_m \text{ sen } (\omega t + \pi / 2)$$

Voltaje promedio de salida

$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{3} V_m \cos \alpha}{\pi} \quad (2.3)$$

donde  $V_m$  es el valor pico por fase

componente fundamental de la corriente de línea

$$I_{s1} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_a \quad (2.4)$$

Donde  $I_a$  es la corriente rms de entrada

Distorsión de corriente

$$THD_i = \left[ \left( \frac{I_s}{I_{s1}} \right)^2 - 1 \right]^{1/2} = 0.3108 \quad \text{o} \quad 31.08\% \quad (2.5)$$

El factor de desplazamiento

$$FD = \cos \phi_1 = \cos(-\alpha) \quad (2.6)$$

El factor de potencia

$$FP = \frac{I_{s1}}{I_s} \cos(-\alpha) = \frac{3}{\pi} \cos \alpha \quad (2.7)$$

Efecto de la reactancia de dispersión

$$\Delta V = \frac{3 X_s I_a}{2 \pi}$$

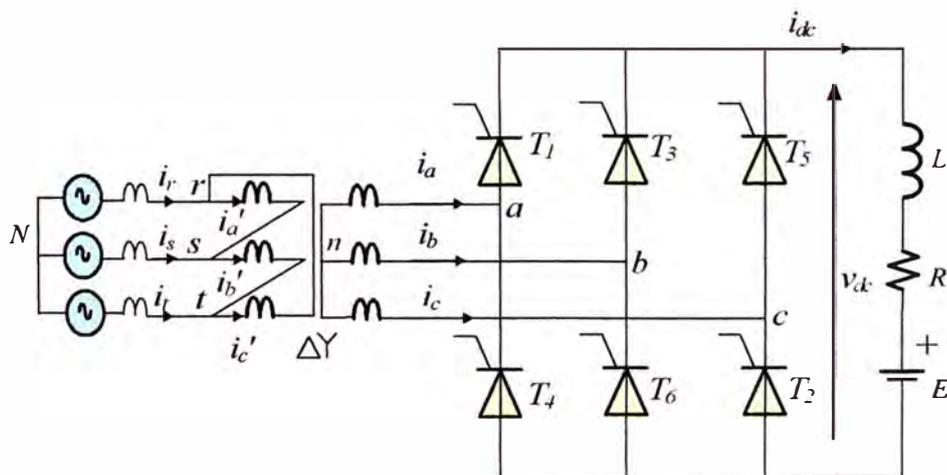
$$V_{dc} = \frac{3\sqrt{3} V_m \cos \alpha}{\pi} - \frac{3 X_s I_a}{2\pi} \quad (2.8)$$

$X_s$  : reactancia por fase

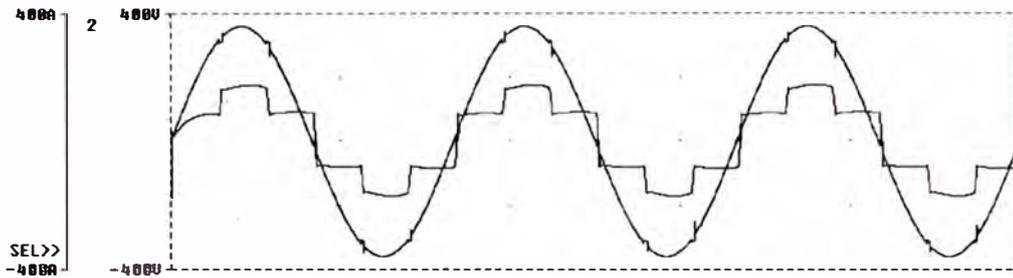
Ángulo de conmutación

$$\mu = \cos^{-1} \left( \cos \alpha - \frac{2 X_s I_a}{\sqrt{6} V_s} \right) \quad (2.9)$$

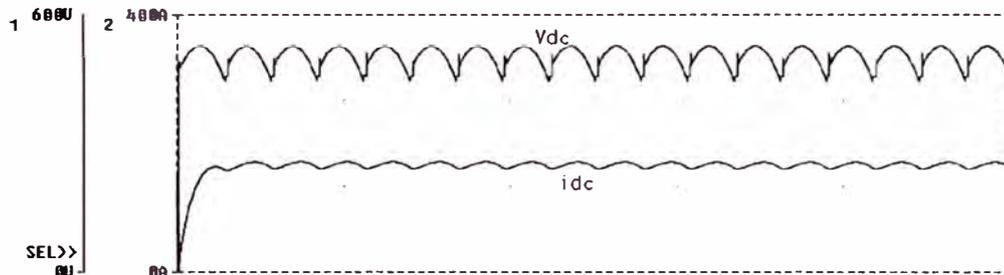
**Convertidor acoplado por transformador**



**Figura 2.11** Rectificador de 6 pulsos acoplado por transformador



**Figura 2.12** Formas de onda del rectificador de 6 pulsos para  $\alpha=0$  grados: Corriente y tensión de línea en el lado en delta del transformado



**Figura 2.13** Formas de onda del rectificador de 6 pulsos para  $\alpha=0$  grados: Corriente y tensión en la carga.

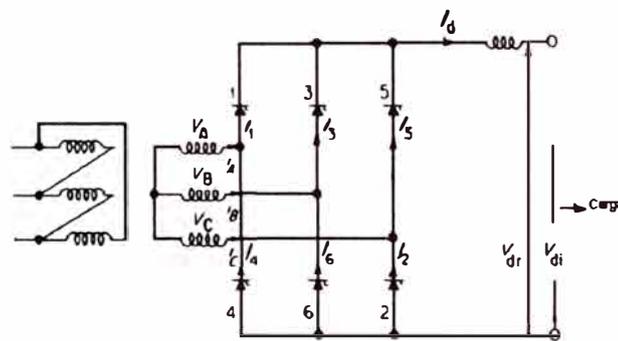
## 2.2 Relaciones de tensión y corriente

En las secciones siguientes, se analizarán los procesos de rectificación e inversión del puente.

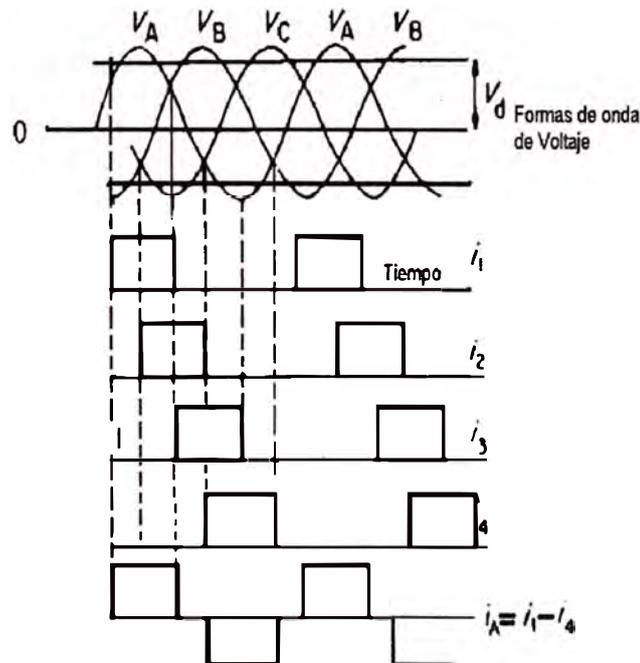
### Rectificación

La secuencia de eventos en la conexión del puente de la figura 2.14 es como sigue (ver la figura 2.15). Asuma que el voltaje del transformador  $V_A$  es positivo al principio de la sucesión, luego la válvula 1 conduce y la corriente fluye a través de la válvula 1, de modo que la carga vuelve a través de la válvula 6; entonces  $V_B$  es muy negativo. Después de este periodo,  $V_C$  se vuelve el más negativo y la corriente fluye a través de las válvulas 1 y 2.

Luego, conduce la válvula 3 relevando a la válvula 1, y la corriente regresa a través de la válvula 2. La secuencia completa de conducción de las válvulas es por consiguiente: 1 y 6; 1 y 2; 3 y 2; 3 y 4; 5 y 4; 5 y 6; 1 y 6. El control puede lograrse exactamente de la misma manera como se describe este procedimiento; las formas de onda de voltaje y corriente consideradas con el atraso y el tiempo de conmutación se muestran en la figura 2.16.



**Figura 2.14** Arreglo del puente de válvulas

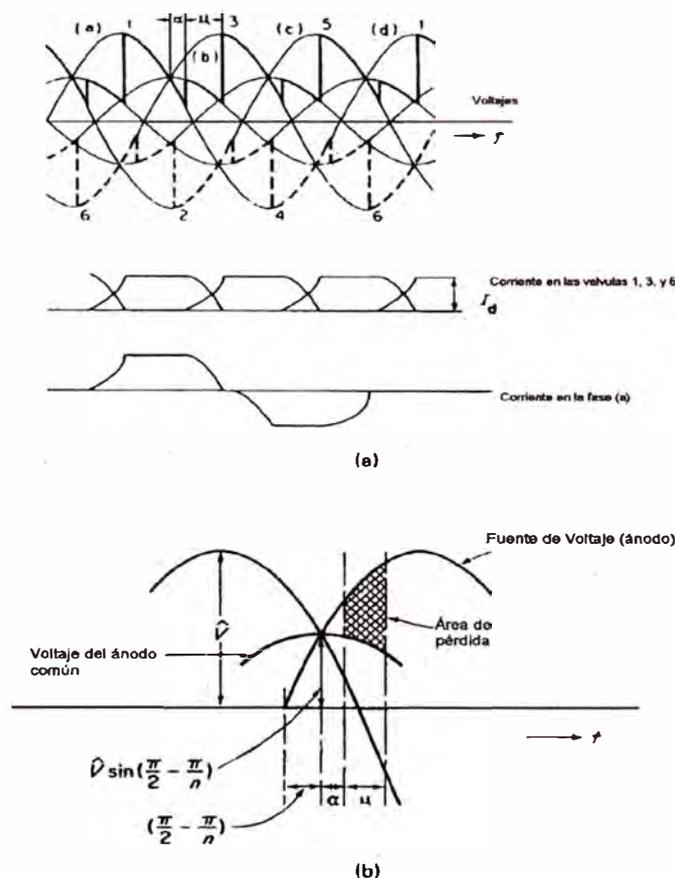


**Figura 2.15** Voltaje ideal y formas de onda de corriente para el arreglo del puente

La salida de voltaje continuo en el puente puede calcularse usando el voltaje de línea (fase a fase) en la fórmula para seis válvulas, seis fases de rectificación o determinando la magnitud para la operación de tres válvulas y duplicándola, de manera que ambos lados del puente contribuyen al voltaje continuo. Por lo tanto,

$$V_O = \sqrt{2}V_L \times 3/\pi \quad (\text{donde } V_L = \sqrt{3}V) \quad V_L \text{ en rms}$$

Si el análisis usado para obtener la ecuación (2.2) se repite para el puente, se mostrará que  $V_d = V_o \cos \alpha$ , donde  $V_o$  es el máximo voltaje continuo de salida para la conexión del puente.



**Figura 2.16** (a) Formas de onda de voltaje y corriente en la conexión del puente considerando la conmutación ( $\mu$ ) y el atraso ( $\alpha$ ). (b) Formas de onda expandidas que muestran la caída de voltaje debido a la conmutación.

Durante el proceso de conmutación, cuando dos válvulas están conduciendo simultáneamente, las dos fases secundarias correspondientes del transformador de suministro se ponen en cortocircuito; si la caída de voltaje en las válvulas se omite, se aplica el siguiente análisis.

Cuando dos fases del transformador, cada una de inductancia de pérdida  $L$  henrios, se ponen efectivamente en cortocircuito, la corriente de cortocircuito ( $i_s$ ) se rige por la ecuación:

$$2L \frac{di_s}{dt} = \hat{V}_L \sin \omega t = \text{Voltaje resultante entre las dos fases}$$

También, cuando

$$\omega t = \alpha + \mu \qquad i_s = I_d$$

entonces,

$$\therefore I_d = \frac{V_L}{\sqrt{2}\omega L} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] \quad (2.10)$$

donde  $V_L =$  Voltaje r.m.s. línea a línea para el circuito del puente,

$$V_O = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_L$$

y

$$I_d = \frac{\pi V_O}{3X_s} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)] \quad (2.11)$$

El voltaje medio de la salida en continua, considerando solo el ángulo  $\alpha$  de atraso de puerta, se denota como  $V_O \cos \alpha$ . Si consideramos el ángulo  $\alpha$  y también el ángulo de conmutación  $\mu$ , el voltaje mostrado con solo  $\alpha$  será

modificado por la substracción de un voltaje igual al valor medio del área bajo la curva del voltaje de pérdida del ánodo, debido a la conmutación (ver las figuras 2.4 y 2.16).

Refiriéndose a la figura 2.4 ( $\alpha = 0$ ), la caída de voltaje debido a la conmutación es

$$\Delta V_o = \frac{V_o}{2} (1 - \cos \mu)$$

Cuando  $\alpha > 0$  (ver figura 2.16 (b)), la caída de voltaje se obtiene como el área entre la onda de voltaje de entrada y el voltaje del ánodo común, como sigue (valor medio del área de pérdida),

$$\Delta V_o = \frac{V_o}{2} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)]$$

La salida de voltaje continuo,

$$V_d = \frac{V_o}{2} [\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)] \quad (2.12)$$

De las ecuaciones (2.11) y (2.12), se obtendrá la ecuación final,

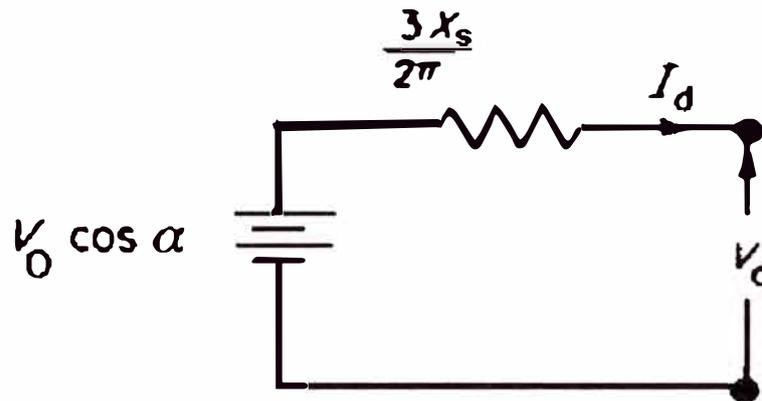
$$\therefore V_d = V_o \cos \alpha - \frac{3X_s I_d}{2\pi} \quad (2.13)$$

El factor de potencia se da aproximadamente por

$$\cos \phi = \frac{1}{2} [\cos \alpha + \cos(\alpha + \mu)] \quad (2.14)$$

La ecuación (2.13) puede representarse por el circuito equivalente mostrado en la figura 2.17; el término  $(3X_s/2\pi)*I_d$  representa la caída de voltaje debido a la conmutación y no a una caída de resistencia física. Debe

recordarse que  $V_0$  es el máximo valor teórico del voltaje de salida continua y es evidente que  $V_d$  puede variarse cambiando  $V_0$  (el control del voltaje secundario del transformador se puede realizar por cambios de tap) y cambiando  $\alpha$ .



**Figura 2.17** Circuito equivalente que representa la operación de un rectificador de puente. Reactancia por la fase  $X$  ( $\Omega$ )

### Inversión

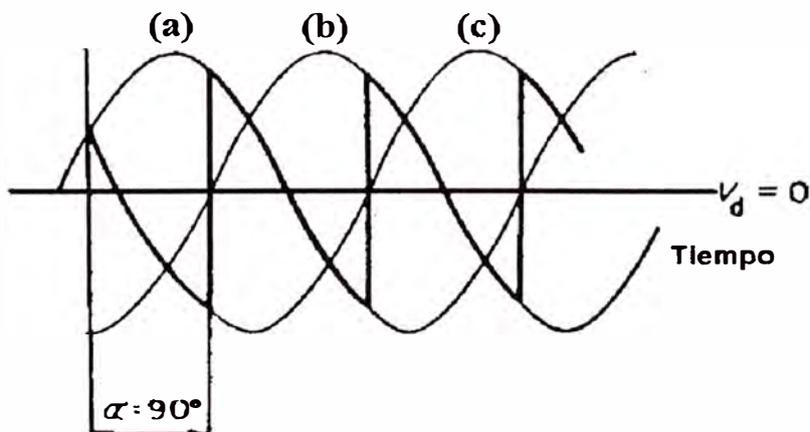
Con la operación del rectificador, la corriente de salida  $I_d$  y el voltaje de salida  $V_d$  son tales que la potencia se absorbe por una carga en CC. Para la operación del inversor, se requiere transferir potencia del lado en corriente continua para el lado en corriente alterna; como la corriente puede fluir solo del ánodo al cátodo (es decir, en la misma dirección como en la rectificación), la dirección del voltaje asociado debe ser invertida. Esto sucede con el entendimiento de que un sistema de voltaje alterno debe existir en el lado primario del transformador, y que el control de las puertas de los convertidores es esencial.

Como se ha tratado la conexión del puente de uso frecuente, este se usará para explicar el proceso de la inversión. Si en el puente rectificador gradualmente se atrasa el ángulo  $\alpha$ , el voltaje de salida disminuye, volviéndose cero cuando  $\alpha$  es  $90^\circ$ , tal como se muestra en la figura 2.18. Con un atraso adicional, el voltaje continuo promedio se vuelve negativo y el voltaje continuo aplicado (del rectificador) impulsa a la corriente a través de las válvulas en contra de este voltaje negativo creciente. Así, el convertidor recibe la potencia e invierte la señal. El puente inversor se muestra en la figura 2.19 (a) y las formas de onda de voltaje y corriente, en la figura 2.19(b). La conmutación de la válvula 5 a la válvula 1 solo es posible cuando la fase (a) es positiva con respecto a la fase (b); el cambio de la corriente debe completarse antes del punto F por un tiempo ( $\gamma_0$ ) igual al tiempo de recuperación de las válvulas. De las formas de onda de corriente se ve que la corriente proporcionada por el inversor al sistema CA adelanta al voltaje; por eso, el inversor puede ser considerado como un absorbente de VARs.

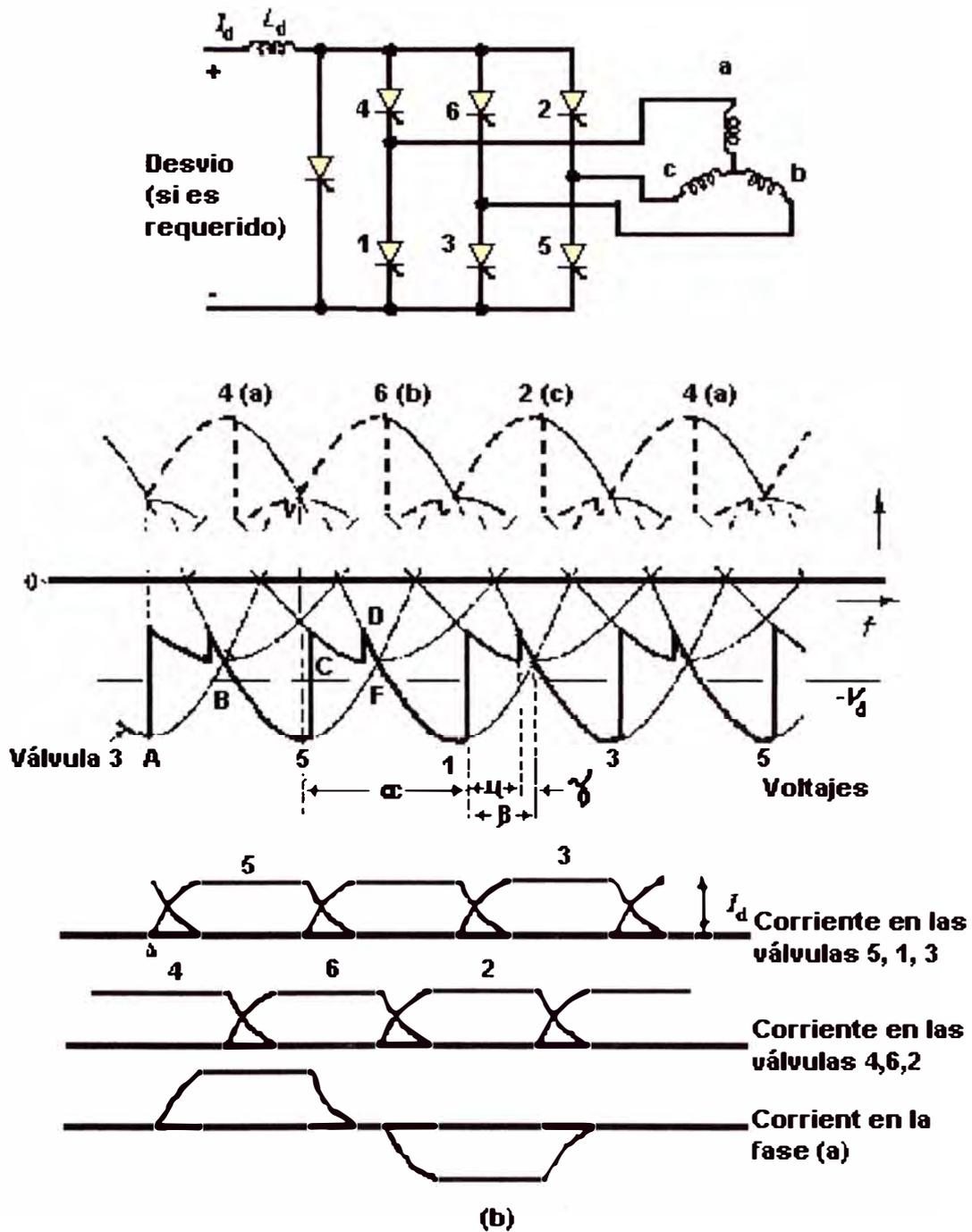
El factor de potencia es  $\cos\phi \cong (\cos\gamma + \cos\beta)/2$ , donde  $\gamma$  y  $\beta$  se definen en la figura 2.19 (a). La válvula 5 se dispara en el tiempo A y como el cátodo se mantiene negativo con respecto al ánodo por el voltaje continuo aplicado ( $V_d$ ), la corriente fluye solo limitada por la impedancia del circuito. Si la caída de voltaje en la válvula se desprecia, entonces el cátodo y el ánodo están al mismo potencial en la válvula 5. Cuando se alcanza el tiempo B, el voltaje a circuito abierto de ánodo a cátodo es cero y la válvula es forzada a cesar la conducción. Sin embargo, la gran inductancia del lado CC  $L_d$ , que previamente ha guardado energía, ahora mantiene la constante de corriente

( $e = -L(di/dt)$  y si  $L_d \rightarrow \infty$ ,  $di/dt \rightarrow 0$ ). Por ello, la conducción en la válvula 5 continúa hasta el tiempo C, donde la válvula 1 se dispara. Como el voltaje de ánodo a cátodo para la válvula 1 es mayor que para la válvula 5, la válvula 1 conducirá, pero por un tiempo las válvulas 5 y 1 conducen juntas (tiempo de conmutación); la corriente se transfiere gradualmente de la válvula 5 a la válvula 1 hasta que la válvula 5 esté en no conducción en el punto D. Si se atrasa el disparo al punto F, la válvula 5, que todavía está conduciendo, estaría sujeta a un voltaje positivamente creciente y continuaría conduciendo en el medio ciclo positivo con la falla en el proceso de inversión. Por lo tanto, el disparo debe permitir el cese del flujo de corriente antes del tiempo F.

El ángulo ( $\gamma$ ) entre la extinción de la válvula 1 y el punto F, donde los voltajes del ánodo son iguales, es llamado el ángulo de extinción; es decir, debe permitirse el tiempo suficiente para que la puerta recobre el control. Es usual reemplazar el ángulo de atraso  $\alpha$  por el ángulo  $\beta = 180 - \alpha$ ; por ello,  $\beta$  también es igual a  $(\gamma + \mu)$ . El valor mínimo de  $\delta$  será  $\delta_0$ .



**Figura 2.18** Formas de onda en operación con  $\alpha = 90^\circ$ , y el voltaje directo cero. En la transición del rectificador a la acción del inversor



**Figura 2.19** (a) Operación del puente de la conexión de inversor. (b) Voltaje del puente de conexión de inversor y formas de onda de las corrientes

La acción del inversor es esencialmente como la del rectificador, pero con el ángulo  $\alpha$  de atraso mayor que  $90^\circ$ , y el voltaje continuo de salida ( $V_d$ ) en una cierta dirección; así como  $\alpha$  se incrementa,  $V_d$  disminuye; y cuando

$\alpha = 90^\circ$ ,  $V_d = 0$ ; con el incremento adicional en  $\alpha$ ,  $V_d$  se invierte y se obtiene la acción del inversor. Por lo tanto, el cambio del rectificador a la acción del inversor, y viceversa, se obtiene fácilmente por el control de  $\alpha$ . Esto puede verse consultando las figuras 2.4 ( $\alpha = 0$ ), 2.18 ( $\alpha=90^\circ$ ), y 2.19 (a) ( $\alpha > 90^\circ$ ).

Las ecuaciones (2.11) y (2.12) pueden usarse para describir la acción del inversor. Reemplazando  $\alpha$  por  $(180 - \beta)$  y  $\mu$  por  $(\beta - \gamma)$ , se obtiene lo siguiente:

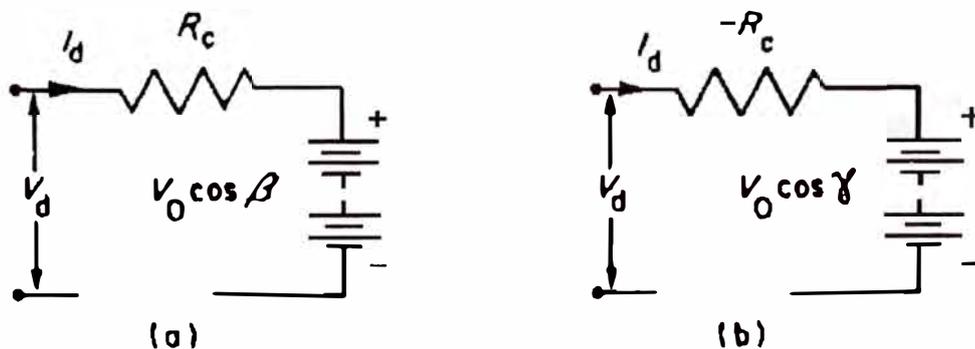
$$V_d = -[V_0 \cos \beta + I_d R_c] \quad (2.14)$$

$$V_d = -[V_0 \cos \gamma - I_d R_c] \quad (2.15)$$

donde

$$R_c = \frac{3X_s}{2\pi}$$

Por consiguiente, se obtienen dos circuitos equivalentes para el circuito puente, como se muestra en la figura 2.20 (a) para la constante  $\beta$  y la figura 2.20 (b) para la constante  $\gamma$ .



**Figura 2.20** (a) Circuito equivalente del inversor en términos del ángulo  $\beta$ . (b) Circuito equivalente del inversor en términos del ángulo  $\gamma$ .

## **CAPITULO III**

### **SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN CC**

Los sistemas de transmisión en corriente continua son utilizados para transmitir potencia a largas distancias, desde los puntos de generación hasta ciudades, pueblos u otros países con grandes demandas. En el inicio de los estudios y proyectos de la transmisión en CC, se utiliza la denominación HVDC (High Voltage Direct Current), que significa corriente continua a alto voltaje; por otro lado, en la representación de las subestaciones en CC se incluye el símbolo del tiristor como en la figura 3.1. Actualmente, hay más compañías que están comenzando a usar líneas de transmisión en continua, ya que ven las ventajas que se producen al construir líneas de CC para grandes distancia como de 600 u 800 Km de extensión, así también en casos especiales de interconexión; esto debido a que, en estos casos, la diferencia en costos entre las grandes subestaciones (CC) y las estaciones de transformación simple (CA) tienden a equilibrarse.

#### **3.1 La configuración de la subestación en CC**

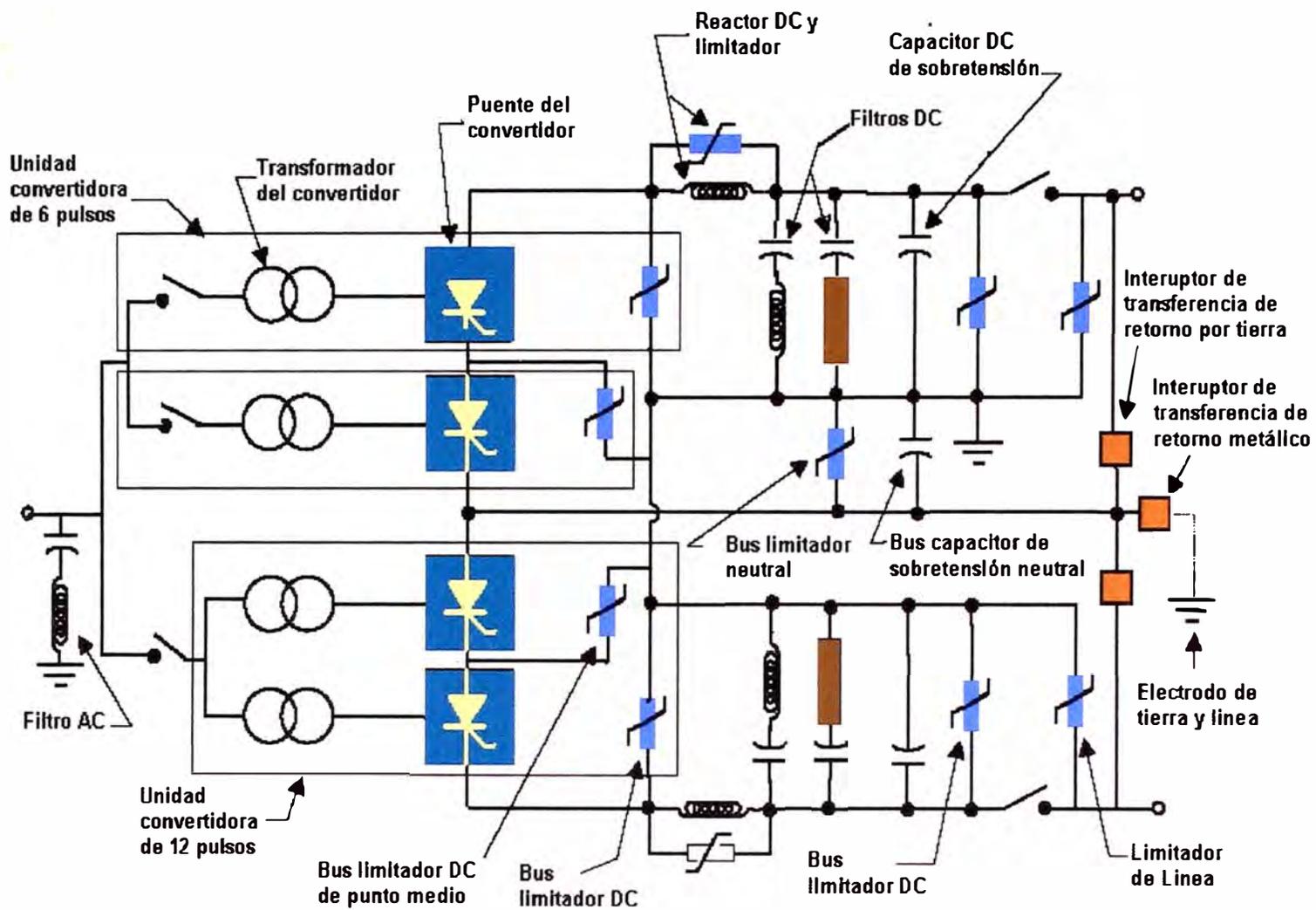
El equipo central de una subestación CC está constituido, principalmente, por los convertidores de tiristores, que normalmente se alojan dentro de una cámara de válvula. Las válvulas al aire libre se han aplicado como en el caso de Cahora Bassa, línea de la transmisión en CC

entre Mozambique y África del Sur. En la figura 3.2, se muestra el equipo esencial en una subestación de CC, donde, además de los grupos de válvulas, se incluyen los transformadores del convertidor. Su propósito es transformar el voltaje del sistema CA a una adecuada distribución que se conecta al sistema de CC a fin de que el voltaje en CC obtenido del puente sea el adecuado. Para rangos de voltajes de CC superiores en las subestaciones, los transformadores del convertidor para el funcionamiento del puente de 12 pulsos normalmente se conforman de unidades de fase única, la que es una forma eficaz de mantener los costos de las unidades de repuesto y aumentar la fiabilidad.

El lado del bobinado secundario de los transformadores del convertidor se conecta a los puentes del convertidor. El transformador del convertidor se localiza en el patio de maniobras, y si los puentes del convertidor se ubican en la sala de válvulas, la conexión tiene que ser hecha a través de la pared. Esto se cumple en dos formas. Primero, con el bus de barras de fase aislada, donde el bus de conductores se aloja dentro de ductos aislados con aceite o SF6 como medio aislante. Segundo, con cojinetes (bushings) aislados en la pared. Cuando se aplican voltajes a CC a 400 V o mayores, los cojinetes (bushings) en la pared requieren un diseño especial y de cuidado a fin de evitar averías en los aislamientos externos o internos.



**Figura 3.1** Representación gráfica de una subestación en CC que se distingue de las subestaciones en CA, pero ambas están interconectadas para transmitir la potencia



*Figura 3.2 Ejemplo de una subestación HVDC*

### 3.2 Enlace completo en corriente continua

El circuito equivalente completo para un enlace de transmisión en CC, bajo la operación en estado estacionario, se muestra en la figura 3.3. Si ambos, el inversor y el rectificador, operan en ángulos de atraso constantes, la corriente transmitida es:

$$I_d = \frac{V_{dr} - V_{di}}{R_L}$$

o

$$I_d = \frac{V_{0r} \cos \alpha - V_{0i} \cos \beta}{R_L + R_{ci} + R_{ci}}$$

donde  $R_L$  es la resistencia de la línea o cable, y  $R_{cr}$  y  $R_{ci}$  son las resistencias eficaces de conmutación del rectificador e inversor, respectivamente.

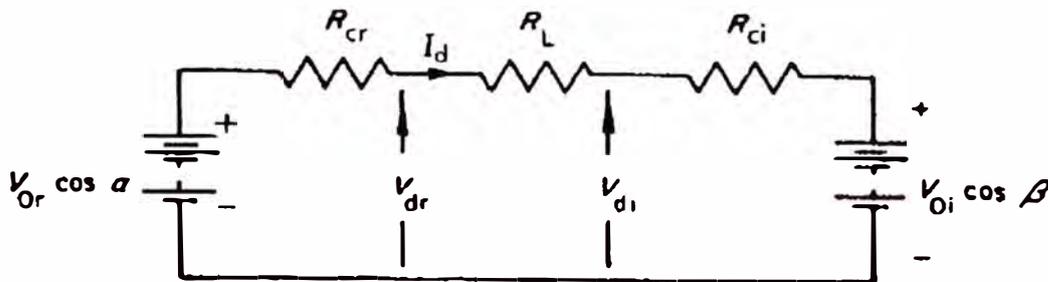
La magnitud de corriente continua puede ser controlada por la variación de  $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $V_{0r}$  y  $V_{0i}$  (los dos últimos por los taps de cambio de los transformadores de suministro). El control del inversor que usa el ángulo de atraso constante tiene la desventaja de que si  $\gamma$  y, por lo tanto,  $\beta$  son demasiado grandes, la demanda de potencia reactiva resulta excesivamente alta (se observará en la figura 2.19 (b) que las corrientes del inversor están considerablemente fuera de fase con los voltajes del ánodo; por ello, se establece un requerimiento grande de potencia reactiva). También, una reducción del voltaje continuo en el inversor produce un aumento en el ángulo de conmutación  $\mu$ , y si se hace  $\beta$  tan grande para cubrir esto, la demanda de potencia reactiva será de nuevo excesiva. Por consiguiente, es

usual operar el inversor con un ángulo  $\gamma$  constante, la que se logra con el uso de sistemas de control adecuados (llamados *compounding*).

La ecuación que rige la operación del inversor puede resumirse como sigue:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}V_L}{\pi} \cos \beta + \frac{3\omega L}{\pi} I_d \quad (\text{constante } \beta)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}V_L}{\pi} \cos \gamma + \frac{3\omega L}{\pi} I_d \quad (\text{constante } \gamma)$$



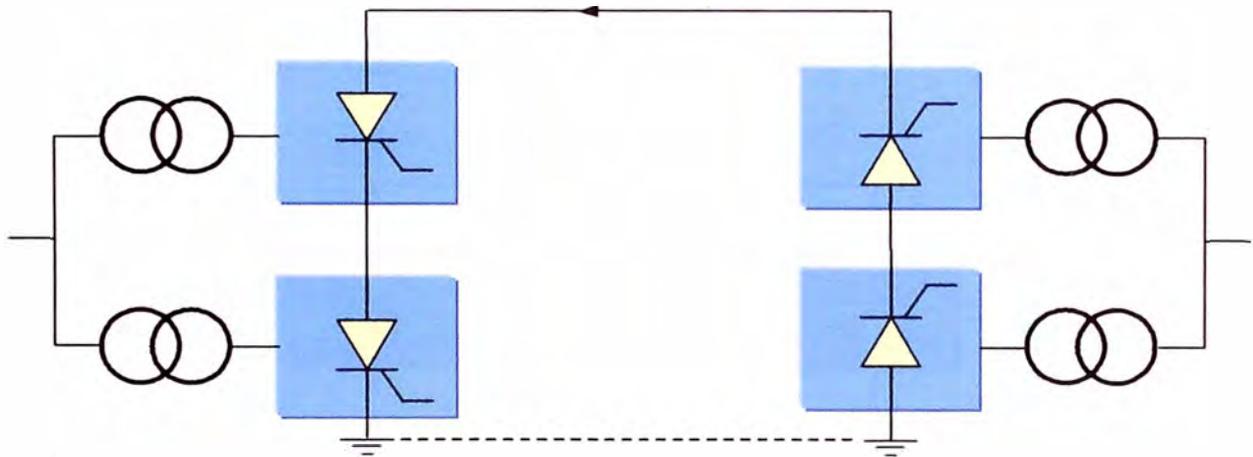
**Figura 3.3** Circuito equivalente de enlace completo con operación de los ángulos de atraso dados para el rectificador y para el inversor

(Note que  $L$  es la inductancia de pérdida por fase del transformador del inversor, y el factor de potencia es  $\cos \phi = (\cos \beta + \cos \gamma) / 2$  adelantado).

### 3.3 Configuraciones de sistemas de transmisión hvdc

**Monopolar.-** Este sistema emplea un conductor -usualmente de polaridad negativa-. El camino de retorno es por tierra. Por consideraciones de costo, este sistema es empleado particularmente para transmitir por cable. Este tipo de configuración puede ser utilizado también como la primera etapa del desarrollo de un sistema bipolar.

En lugar de tener el retorno por tierra, puede ser usado un retorno metálico en situaciones donde la resistividad del suelo es muy grande o presenta interferencias con estructuras metálicas. El conductor que se emplea como retorno metálico estará a baja tensión.

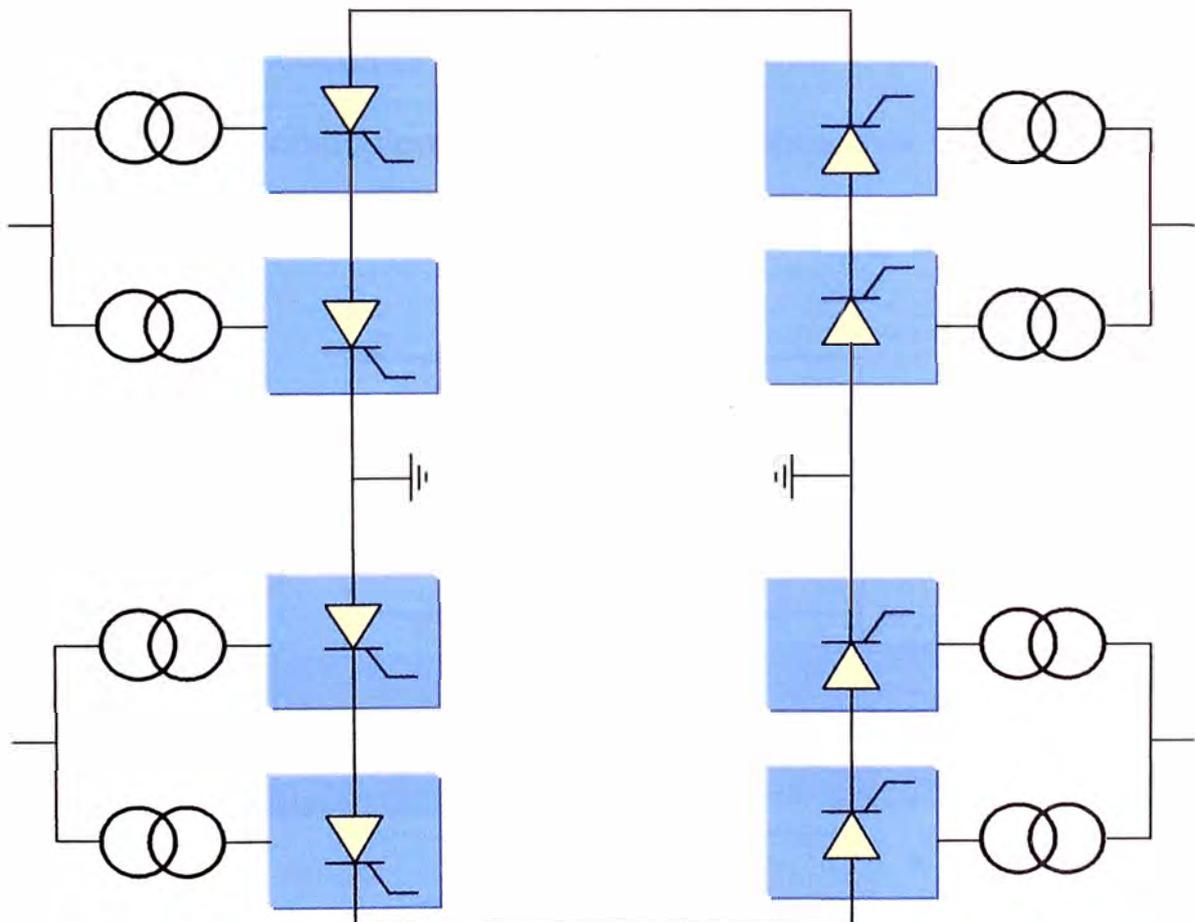


**Figura 3.4** Configuración Monopolar

**Bipolar.-** Esta configuración tiene dos conductores: uno positivo y otro negativo, los cuales son conocidos como polos. Cada estación tiene dos convertidores de igual tensión nominal conectados en serie por sus lados en CC. La unión entre los dos convertidores está aterrada. Normalmente, la corriente entre los dos convertidores o polos son iguales y con una corriente en la conexión a tierra igual a cero. Sin embargo, los dos polos pueden operar independientemente. Si uno de los polos es aislado por falla en el conductor, el otro polo puede seguir funcionando, cerrando el circuito por tierra y transportando la mitad de

la carga nominal o un poco mayor, aprovechando la capacidad de sobrecarga del convertidor y de las líneas.

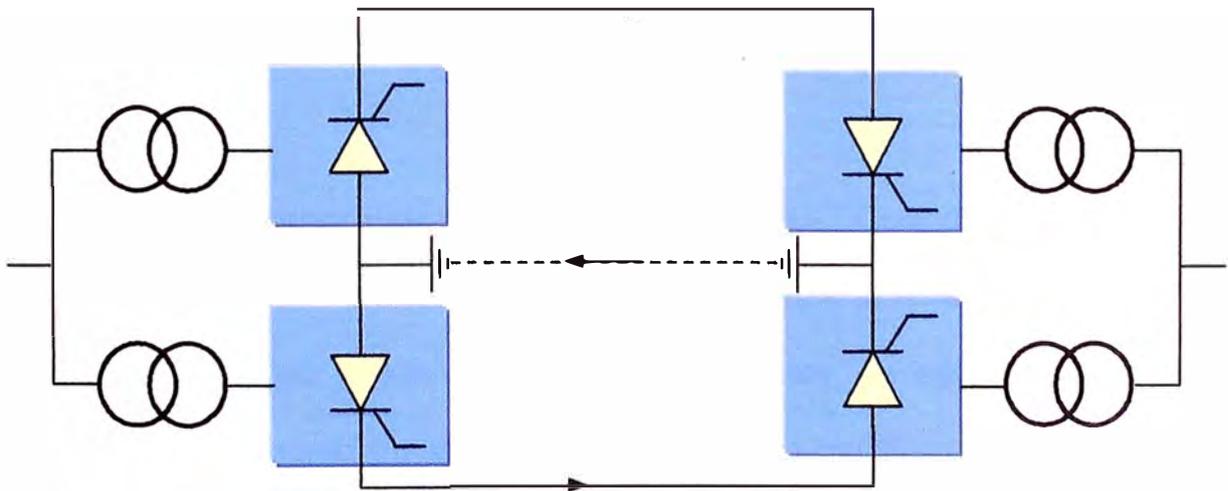
El sistema HVDC bipolar equivale a un sistema de transmisión en CA de doble circuito. En operación normal, produce menor contaminación o interferencia armónica que la configuración monopolar. La inversión en la dirección de la transmisión de potencia puede ser obtenida invirtiendo la polaridad de los dos polos a través del control.



**Figura 3.5** Configuración Bipolar

**Homopolar.-** Esta configuración tiene dos o más conductores, todos de la misma polaridad. Normalmente, la polaridad negativa es

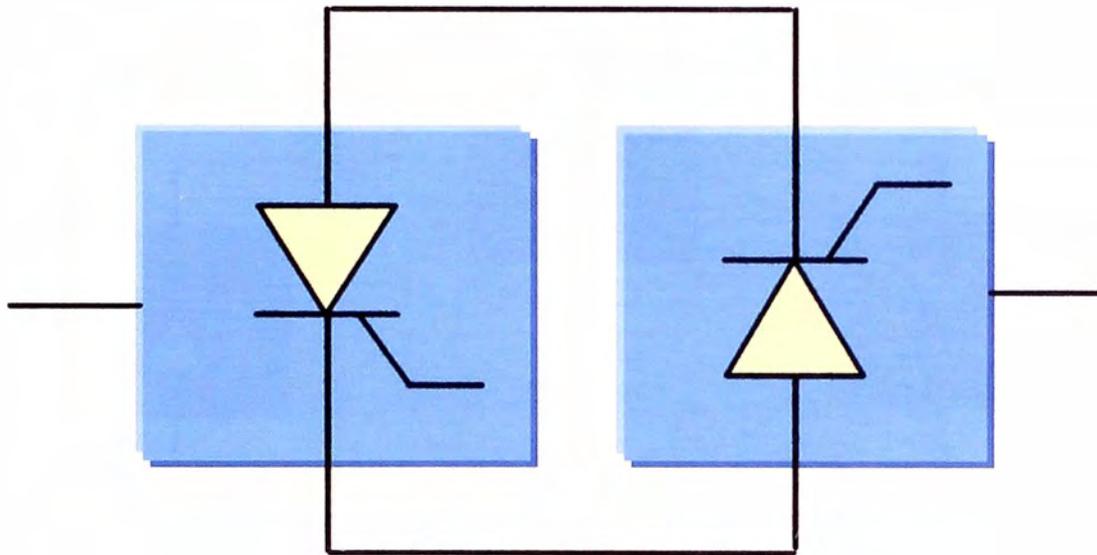
preferida, debido a que causa menor interferencia por efecto corona. El retorno en este sistema es a través de tierra. Cuando una línea falla, el resto del sistema puede seguir operando a través del conductor restante y, con un cierto grado de sobrecarga, puede transmitir una potencia mayor que la nominal. La configuración Homopolar ofrece ventajas cuando ocurren situaciones donde la corriente por tierra de forma continua es aceptable. El retorno por tierra puede tener efectos negativos sobre las tuberías de gas si existieran, pues estas podrían actuar como conductores de la corriente de retorno por tierra causando corrosión. Por consiguiente, las configuraciones que usen retorno por tierra podrían ser no aceptables.



**Figura 3.6** Sistema Homopolar

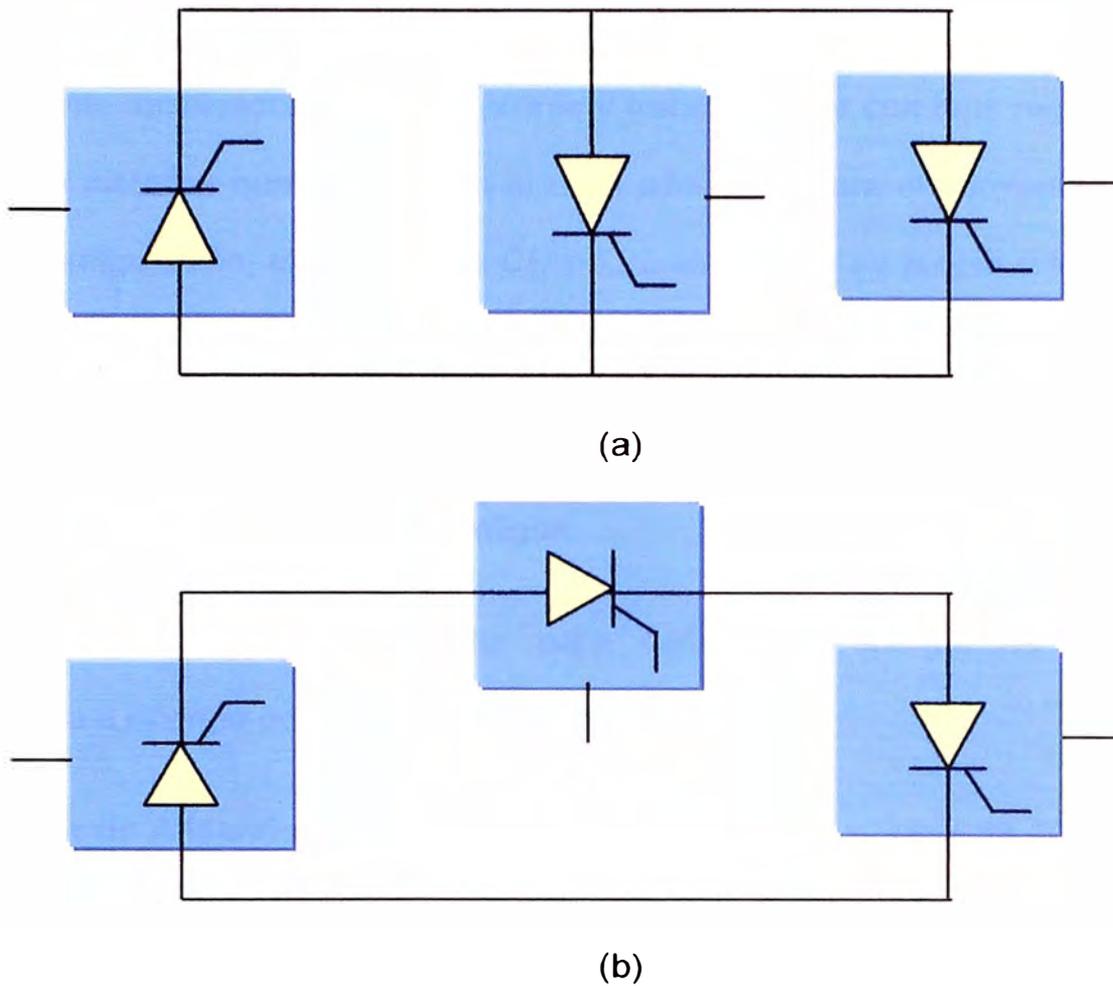
**El sistema back-to-back (para enlace asíncrono).**- Este sistema, en el que los dos sistemas de CA para ser conectados están físicamente

en una misma subestación que no requiere de línea o cable de transmisión en CC entre los convertidores (Figura 3.7) y la conexión, puede ser proyectado para operar como monopolar o bipolar -con un número de tiristores por polo que dependerá del propósito de la interconexión y del nivel de confiabilidad-.



*Figura 3.7 Sistema Back-to-Back*

**Sistema de transmisión cc multiterminal.-** Cuando tres o más subestaciones de transmisión están geográficamente separadas e interconectadas por líneas de transmisión o cables, en ese caso el sistema es denominado como un sistema de transmisión multiterminal. Si todas las subestaciones están conectadas al mismo nivel de tensión de CC, el sistema es multiterminal paralelo. Si uno o más convertidores están conectados en serie en uno o dos polos, el sistema es llamado multiterminal serie.



**Figura 3.8** Sistema CC Multiterminal a) Paralelo b) Serie

### 3.4 Componentes de un sistema de transmisión en HVDC

Los sistemas de transmisión en CC están conformados como mínimo por 2 subestaciones a cada lado del mismo; en cada uno de los sistemas descritos anteriormente, usualmente se emplean grupos de convertidores conectados en cascada, cada uno conectado a un transformador. Seguidamente, describiremos algunos componentes de un sistema de transmisión en CC; en la figura 3.14, se muestra un esquema de un sistema bipolar.

**Convertidor.** Realiza la conversión CA en CC y CC en CA , que consiste en un puente rectificador de 6 ó 12 pulsos y transformador con taps regulables y neutros aislados que suministran el nivel adecuado para el convertidor. Con esta configuración, el sistema de CC podrá establecer su propia referencia a tierra, aterrando el terminal positivo o negativo del convertidor.

**Rectificador.** Dispositivo convertidor para cambiar la energía de corriente alterna a energía de corriente continua.

**Inversor.** Dispositivo convertidor para cambiar la energía de corriente continua a energía de corriente alterna.

**Reactor de Alisamiento.** Reduce el rizado de tensión y corriente en el lado CC de la línea. Asimismo, previene de fallas en la conmutación en el convertidor operado como inversor y la discontinuidad con cargas ligeras. Limita el pico de corriente en el rectificador durante los cortocircuitos en el lado de CC.



**Figura 3.9** Reactor de alisamiento de corazón de aire en transmisión HVDC



**Figura 3.10** Reactor de alisamiento enfriado en aceite en transmisión HVDC

**Válvula.** Dispositivo de conducción unidireccional (tubos de arco de mercurio, conjunto de tiristores).



**Figura 3.11** Módulo de tiristores HVDC de ABB con la cubierta removida

**Filtros para Armónicos.** El convertidor genera armónicos de tensión y corriente en el lado de CC y CA, respectivamente. Estos armónicos pueden causar aumento de temperatura en los condensadores, generadores e

interferir con los sistemas de telecomunicaciones. Los filtros son colocados en el lado de CA y CC del convertidor.



**Figura 3.12** Filtros de CA de 400Kv tipo capacitor shunt en transmisión HVDC



**Figura 3.13** Filtro de CC de 500Kv con capacitores suspendidos en transmisión HVDC

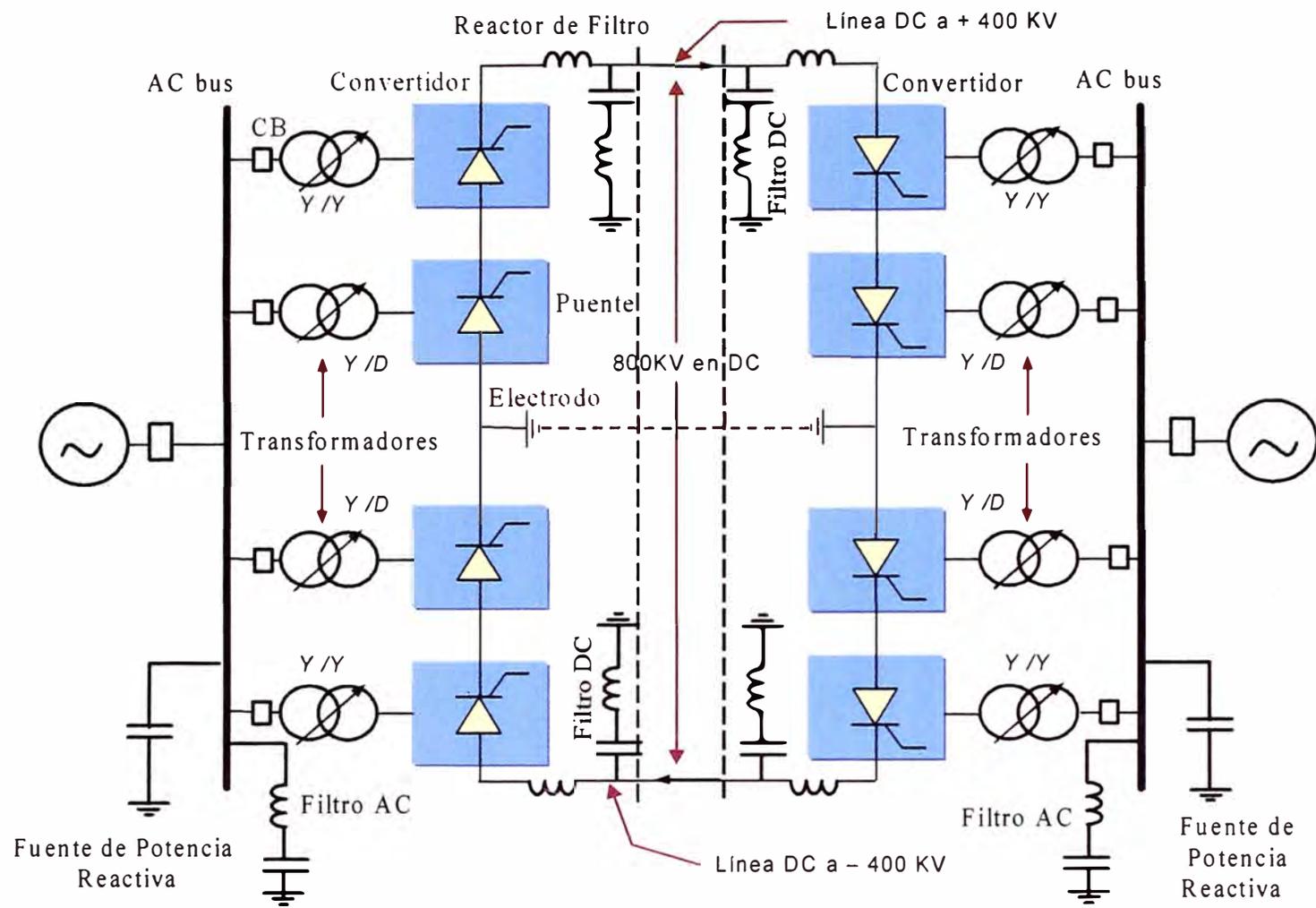
**Compensador de potencia reactiva.** Como se mostró anteriormente, los convertidores consumen potencia reactiva; bajo condiciones de estado

permanente, el consumo de la potencia reactiva es alrededor del 50% de la potencia activa transferida, pero bajo condiciones transitorias, el consumo de potencia reactiva puede ser mayor. Los compensadores de potencia reactiva deben colocarse cerca del convertidor; para sistemas fuertes, lo usual es utilizar condensadores, que dependiendo del sistema de CA, parte de la compensación reactiva puede ser suministrada por compensadores estáticos. El condensador asociado con el filtro suministra parte de la potencia reactiva requerida.

**Electrodos.** Muchos de los sistemas de transmisión de CC son diseñados para utilizar la tierra como conductor neutro de retorno durante breves periodos de tiempo. La conexión a tierra requiere de una gran área para minimizar la densidad de corriente y gradiente de tensión sobre la superficie. Este conductor es conocido como electrodo; si es necesario restringir el flujo de corriente a través de la tierra, un conductor de retorno podrá ser utilizado como parte de la línea de CC.

**Interrupidores de CA.** Los interruptores de CA son utilizados para liberación de las fallas en el transformador y para poner fuera de servicio a la línea de CC. Esta protección no es empleada en el lado de CC, debido a que estas fallas pueden ser rápidamente eliminadas por el control del convertidor.

**Línea de CC.** Puede ser una línea aérea, enterrada o submarina; a excepción del número de conductores y del espaciamiento requerido, la línea de CC es muy similar a la línea de CA.



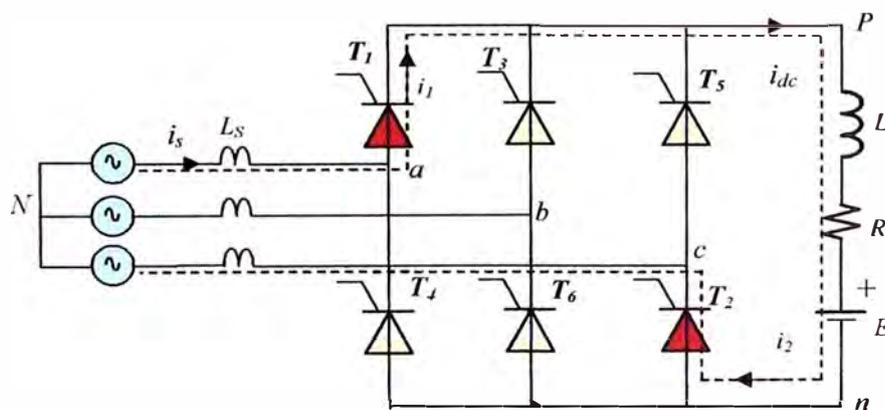
**Figura 3.14** Diagrama del circuito HVDC

### 3.6 Operación de los convertidores en HVDC

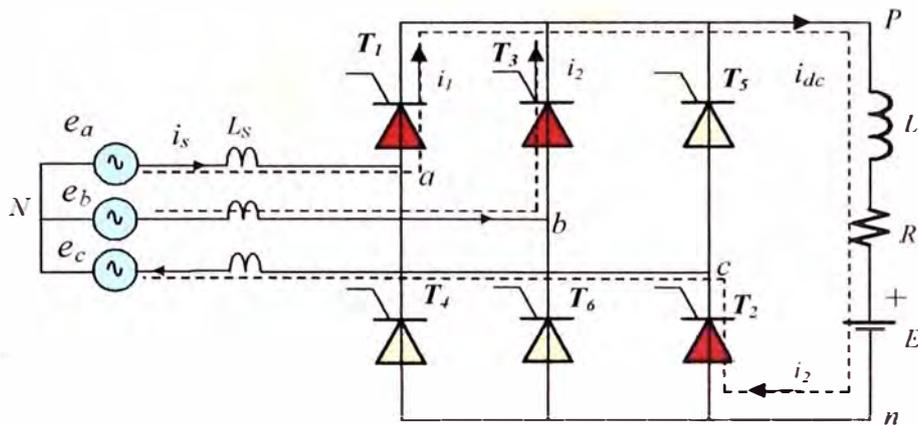
Se podría decir que el rectificador de seis pulsos es la unidad básica del sistema de transmisión HVDC y es usado como un rectificador cuando la potencia fluye del lado de CA hacia el lado de CC y como un inversor cuando el flujo de potencia se produce del lado de CC hacia el lado de CA. Los tiristores son controlados a través del proceso de conmutación por línea; es decir, que conducen la corriente en una dirección y dejan de conducir solo cuando la corriente se invierte y cruza por cero.

#### Conmutación

La rectificación y la inversión en la operación de los convertidores están acompañadas del proceso de la conmutación natural o por señal de línea. Con la conmutación por señal de línea, la tensión de CA en el rectificador e inversor es suministrada por la red de CA en cada extremo; asimismo, debe ser trifásica y relativamente libre de distorsión. El proceso de conmutación es la transferencia de corriente entre dos tiristores en el convertidor que conducen corriente simultáneamente durante un tiempo en este proceso.



(a)



(b)

**Figura 3.15** (a) Conmutación en el convertidor con dos tiristores en conducción (b) Con tres tiristores en conducción

### Ángulos de la operación

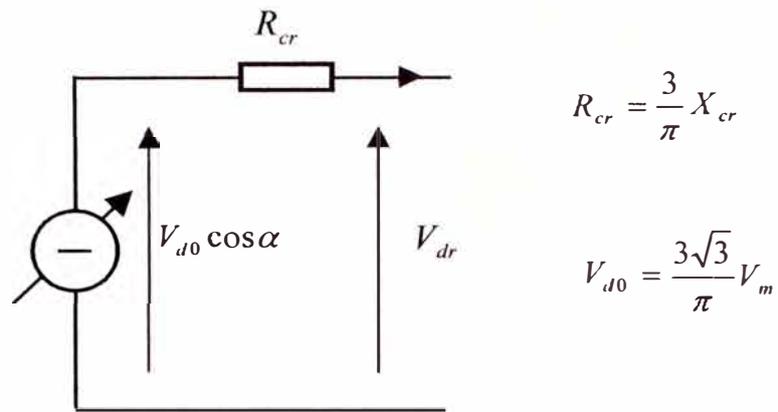
Operación como rectificador:

**Ángulo de ignición ( $\alpha$ ):** Tiempo expresado en ángulo eléctrico. Este ángulo es controlado por el pulso de disparo y es menor de 90 grados cuando el convertidor es operado como rectificador y mayor de 90 grados cuando el convertidor es operado como inversor.

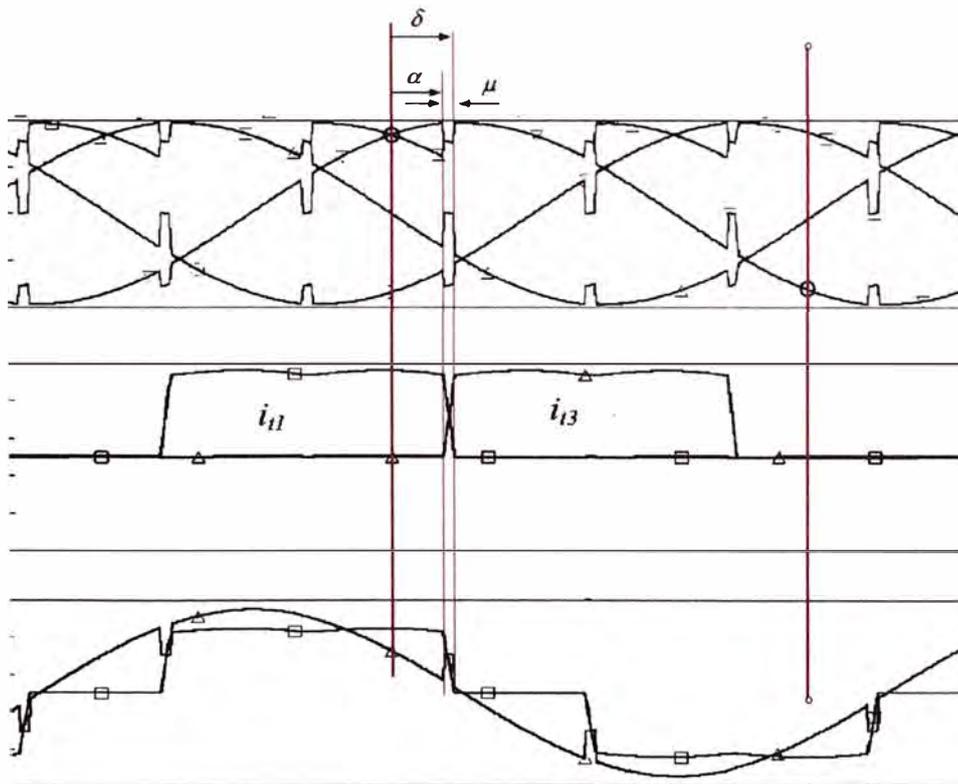
**Ángulo de conmutación ( $\mu$ ):** Duración de la conmutación entre dos tiristores de dos fases expresada en ángulo eléctrico.

**Ángulo de extinción ( $\delta$ )**  $\delta = \alpha + \mu$

$$V_{O_{dc}} = V_{d0} \cos \alpha - R_c I_d \quad (3.1)$$



**Figura 3.16** Circuito equivalente del convertidor como rectificador



**Figura 3.17** Operación del convertidor como rectificador con  $\alpha = 20^\circ$

Operación como inversor:

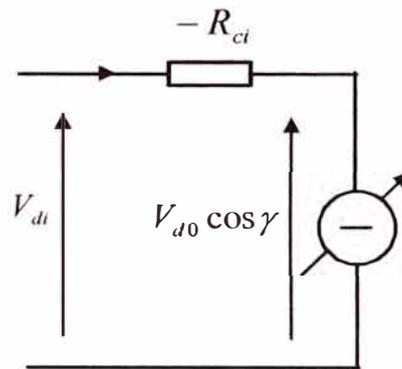
La operación del inversor está definida por el uso del ángulo de avance  $\beta$  y por el ángulo de extinción  $\mu$ .

$\beta = \pi - \alpha$  **Ángulo de ignición** ( $\beta = \mu + \gamma$ )

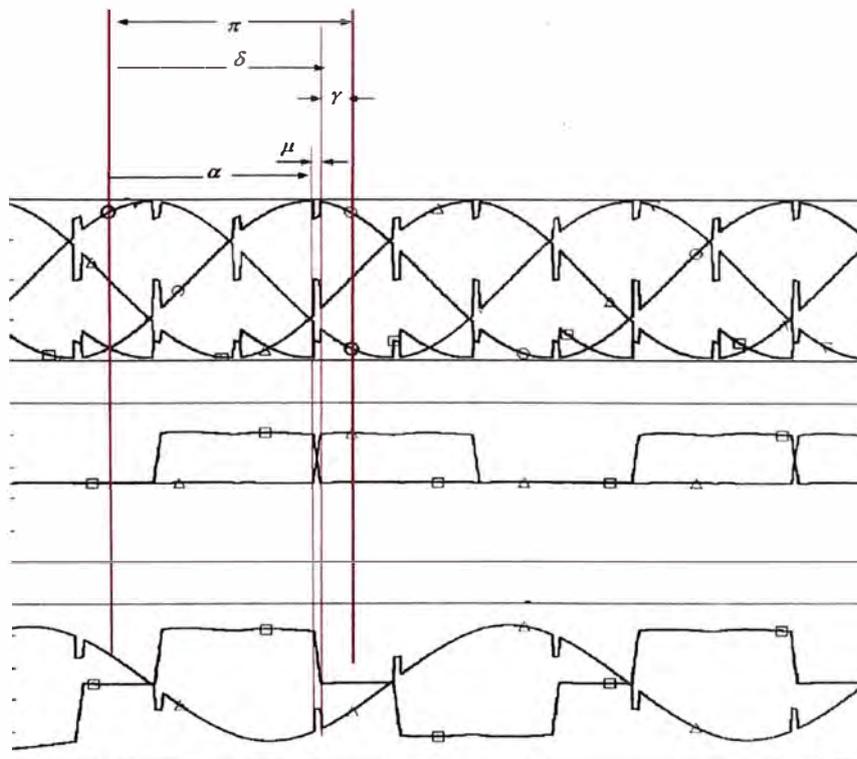
$\mu$  **Ángulo de conmutación**

$\gamma = \pi - \delta$  **Ángulo de extinción**

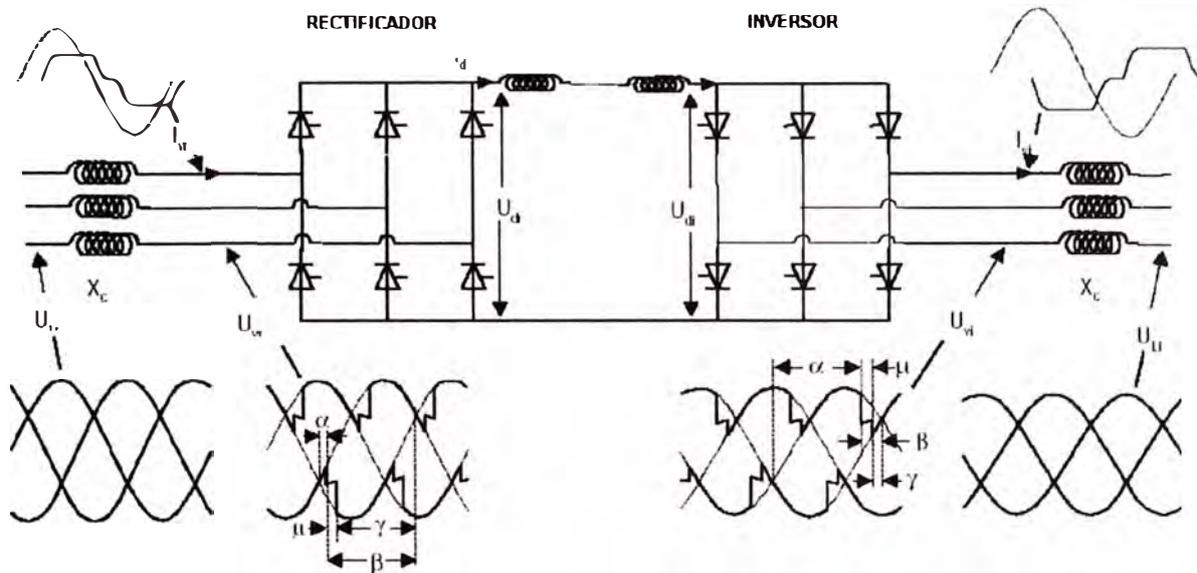
$$\boxed{V_d = V_{d0} \cos \gamma - R_c I_d} \quad (3.2)$$



**Figura 3.18** Circuito equivalente del convertidor como rectificador



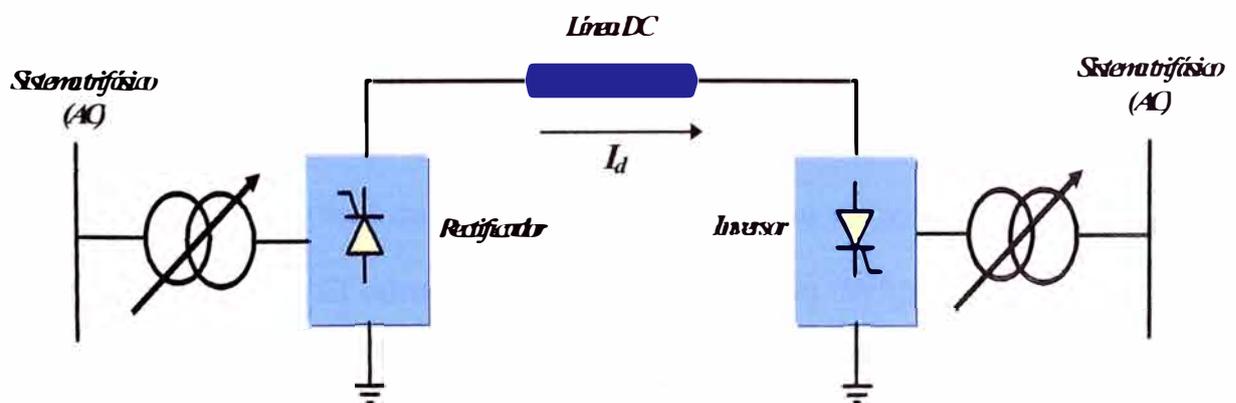
**Figura 3.19** Operación del convertidor como inversor con  $\alpha = 154^\circ$



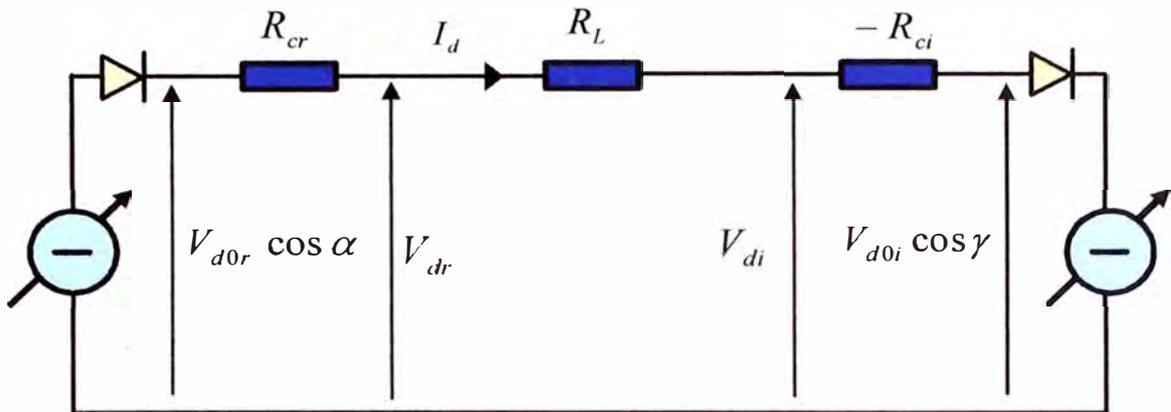
**Figura 3.20** Esquema de ondas en un sistema HVDC

### 3.6 Control del sistema de transmisión HVDC

Consideremos el enlace de CC de la figura 3.21 que representa a una configuración monopolar o a un polo de una configuración bipolar, y cuyo circuito equivalente es el mostrado en la figura 3.22.



**Figura 3.21** Esquema de un sistema de transmisión de CC



**Figura 3.22** Circuito Equivalente del sistema de transmisión de CC

La corriente directa que fluye del rectificador al inversor es:

$$I_d = \frac{V_{d0r} \cos \alpha - V_{d0i} \cos \gamma}{R_{cr} + R_L - R_{ci}}$$

La potencia en los terminales del rectificador es:

$$P_{dr} = V_{dr} \cdot I_d$$

y en los terminales del inversor:

$$P_{di} = V_{di} \cdot I_d = P_{dr} - R_L \cdot I_d^2$$

El control del voltaje en CC, en cualquier punto de la línea así como de la corriente, puede ser registrado a través del control de las tensiones internas del rectificador e inversor -por medio del control del ángulo de ignición o por el control del voltaje en CA, a través de los cambios en el tap del transformador-. El control por medio del ángulo de ignición es rápido (de 1 a 10 ms), mientras que el control por el cambio de tap es lento (de 5 a 6 segundos por paso), y casi siempre es usado de manera complementaria. El

control de fase es empleado para acciones rápidas, seguido de un cambio de tap para recuperar los valores de  $\alpha$  y  $\gamma$  que deben estar dentro de los rangos normales.

### **Bases para el control**

Se tienen que considerar los siguientes puntos:

- a) Prevenir grandes fluctuaciones de la corriente directa, debido a las variaciones en las tensiones de los sistemas de CA.
- b) Mantener el voltaje en CC cerca del valor nominal.
- c) Mantener, en lo posible, altos factores de potencia en el lado de recepción y de envío.
- d) Prevenir fallas en la conmutación.

Existen algunas razones para mantener alto el factor de potencia:

- a) Mantener la potencia de los convertidores lo más alta posible, según la capacidad de corriente y tensión del transformador y tiristores.
- b) Para reducir el estrés de tensión sobre los tiristores.
- c) Para minimizar las pérdidas y mantener los valores nominales de las corrientes en los equipos usados en el sistema de CA, que están conectados al convertidor.
- d) Para minimizar la caída de tensión en los terminales de CA con el incremento de carga.
- e) Para minimizar el costo de la potencia reactiva suministrada a los convertidores.

Para mantener altos los factores de potencia, el ángulo ( $\alpha$ ) del rectificador y el ángulo ( $\gamma$ ) del inversor deben ser mantenidos en valores reducidos como sea posible.

En el rectificador: el rango de operación deber ser de ( $15 \leq \alpha \leq 20$ )

En el inversor: es importante asegurar que la conmutación sea completa con suficiente margen de tiempo, lo que permita la recuperación de la capacidad de bloqueo antes de que la tensión inversa entre ánodo y cátodo se invierta. Debe mantenerse suficiente margen de conmutación por encima del límite mínimo. Algunos valores típicos son:

$$\gamma = 15^\circ \text{ para } 50 \text{ Hz y } \gamma = 18^\circ \text{ para } 60 \text{ Hz}$$

Para el rectificador:

$$\alpha = 15^\circ; \mu = 25^\circ; \cos(\phi) = 0.866 \text{ y } \phi = 30^\circ; \frac{Q}{P} = \tan(\phi) = 0.577 \approx 60\%$$

Para el inversor:

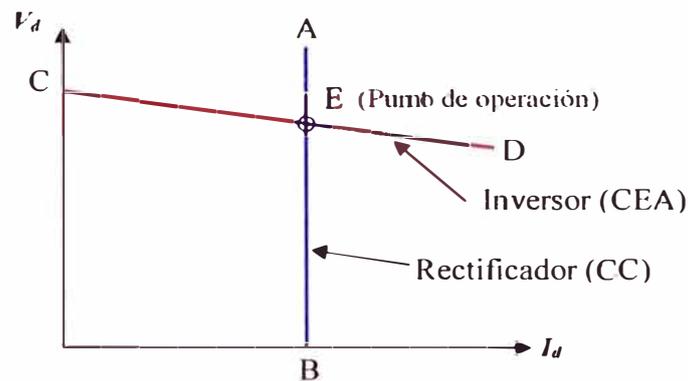
$$\gamma = 15^\circ; \mu = 25^\circ; \alpha = 140^\circ; \cos(\phi) = -0.866 \text{ y } \phi = -150^\circ; \frac{Q}{P} = \tan(\phi) = -0.577$$

$\approx -60\%$

Se concluye que la potencia reactiva requerida por el rectificador e inversor es aproximadamente de 60% de la potencia real requerida.

### **Características del control (características ideales)**

Para satisfacer los requerimientos básicos identificados anteriormente, la responsabilidad de la regulación de la tensión y la corriente son mantenidas separadamente y asignadas a distintos terminales de control.



**Figura 3.23** Característica ideal V-I en estado estacionario.

Bajo operación normal, el rectificador es controlado para mantener la corriente constante (CC) y el inversor es operado con ángulo de extinción constante (CEA), manteniendo un margen adecuado de conmutación. La base para el control se explica mejor usando la característica tensión corriente en estado estacionario. Las características V-I del rectificador y del inversor son medidas en los terminales del rectificador; es decir, que la característica del inversor incluye la caída de tensión a través de la línea. Con el rectificador que mantiene la corriente constante, la característica V-I corresponde a una línea vertical AB como se muestra en la figura 3.23.

$$V_d = V_{d0i} \cos \gamma + (R_L - R_{ci}) \cdot I_d$$

La expresión es obtenida de la característica V-I del inversor, donde el ángulo  $\gamma$  es mantenido en un valor fijo. Si la resistencia de conmutación  $R_{ci}$  es ligeramente mayor que la resistencia de la línea  $R_L$ , la característica del inversor presentará una pendiente negativa que se indica como la línea CD.

Como la condición de operación debe satisfacer las características del rectificador y del inversor, el punto de operación queda definido por la

intersección de ambas características que corresponde al punto E de la figura 3.23.

La característica del inversor puede desplazarse horizontalmente ajustando la referencia de corriente. Si la corriente medida es menor que la de la referencia, el regulador disminuye el ángulo  $\alpha$ .

La característica del inversor puede incrementarse o disminuirse por medio del cambio del tap del transformador, el que está conectado al convertidor. Cuando el tap es cambiado, el regulador (CEA) rápidamente reestablece el valor de  $\gamma$  deseado. Como resultado, la corriente directa cambia, la cual es rápidamente reestablecida por el regulador de corriente del rectificador.

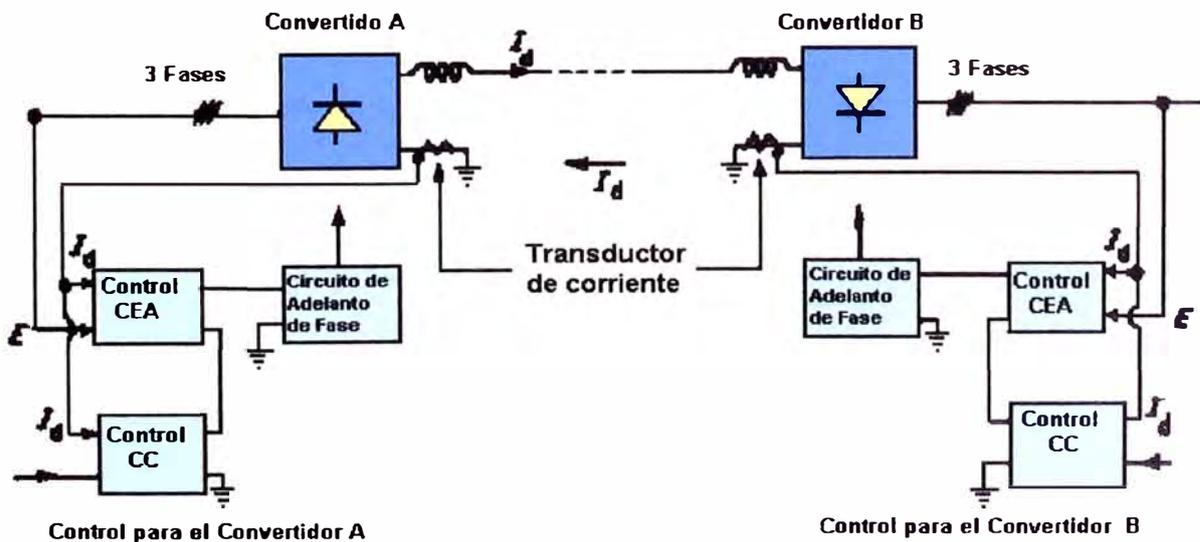
El cambio en el tap del transformador del rectificador también será accionado para colocar el ángulo  $\alpha$  en el rango deseado; es decir, entre  $10^\circ$  y  $20^\circ$ , de manera que asegure un alto factor de potencia y un adecuado tope máximo para el control.

La operación del inversor para un ángulo  $\gamma$  constante es controlada tomando en consideración las variaciones en los valores instantáneos de tensión y corriente. El control del ángulo  $\gamma$  se realizará de manera tal que el ángulo sea mayor al ángulo correspondiente al tiempo  $t_q$  de los tiristores.

### **Métodos de control**

El rectificador y el inversor cambian de roles según lo indica la dirección requerida del flujo de potencia, y es necesario que cada dispositivo tenga sus sistemas de control dual. Un diagrama esquemático de los sistemas de

control se muestra en la figura 3.24, y en la figura 3.25, se muestran las características completas de dos convertidores de un enlace HVDC, con cada convertidor que puede operar, a su vez, como rectificador e inversor. De la mitad hacia arriba del diagrama de la figura 3.25, el convertidor (A) actúa como un rectificador y tiene su característica óptima con un valor  $\alpha$  de cero. Con el control de la corriente constante,  $\alpha$  se incrementa y la característica de corriente-voltaje de salida cruza el eje  $V_d = 0$  en el punto D, debajo del cual el convertidor (A) actúa como un inversor y puede operarse con el control de  $\gamma$  constante. Una característica similar se muestra para el convertidor (B), que comienza como un inversor y, con el control de la corriente constante (incrementando  $\beta$ ), eventualmente cambia para operar como rectificador.



**Figura 3.24** Diagrama esquemático del control de un sistema HVDC con retorno por tierra. CEA = ángulo de extinción constante; CC = corriente constante

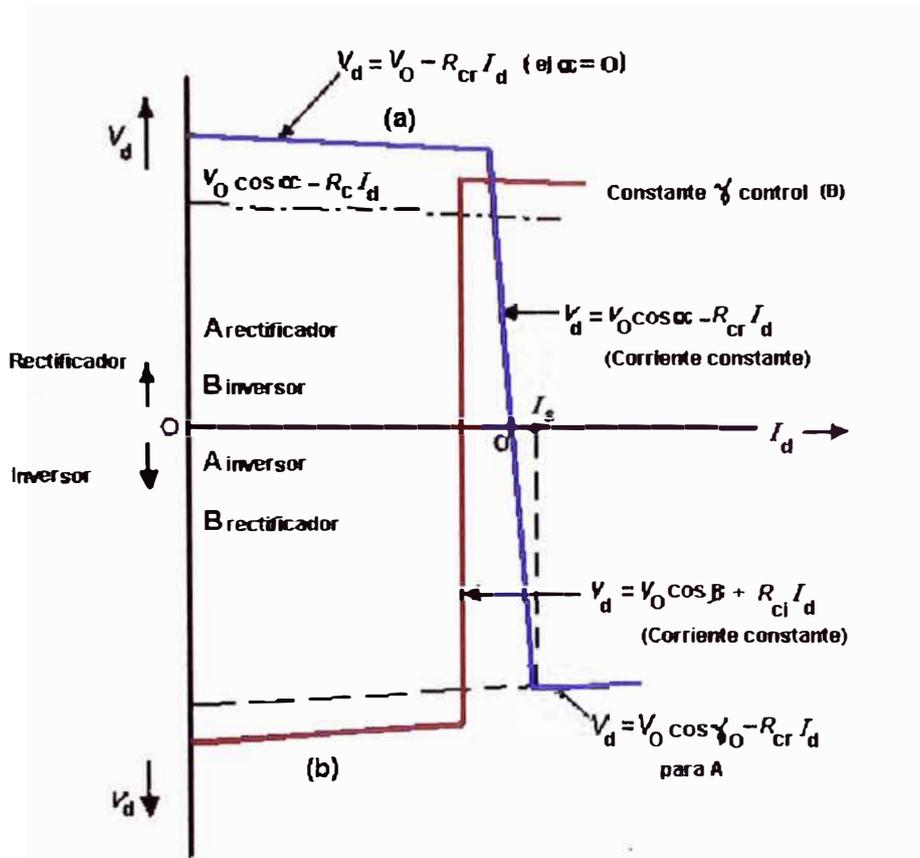


Figura 3.25 Características Voltaje-Corriente del convertidor compuesto

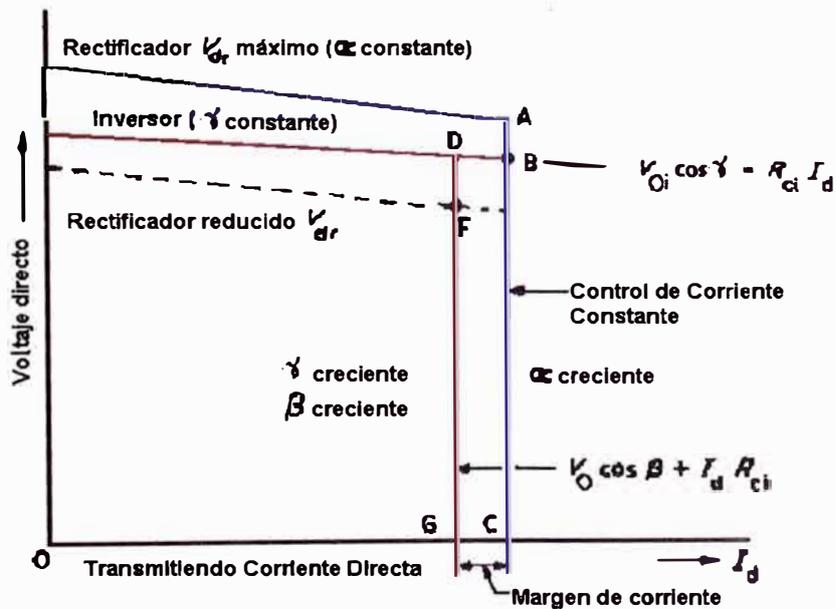


Figura 3.26 Características de la operación del inversor y del rectificador con el componente corriente constante. El punto de operación es donde las dos características se intersecan

En la figura 3.26, se muestra la característica del inversor para un flujo de potencia de A hacia B, graficada solo en la mitad superior de la figura; esto facilitará la discusión del procedimiento operacional.

Para operar un inversor a una constante  $\gamma$ , el momento de disparo de la válvula se controla por una computadora que toma en cuenta las variaciones en los valores instantáneos de voltaje y corriente. La computadora luego controla los tiempos de disparo, de modo que el ángulo de extinción  $\gamma$  es ligeramente más grande que el ángulo de recuperación de la válvula. Como al evaluar la corriente de las válvulas no debe de excederse -alguna medida de control de la corriente es deseable-, la operación a corriente constante será la ideal. Esto puede lograrse en el inversor incrementando  $\beta$  más allá del valor de la constante  $\gamma$ , disminuyendo así el voltaje de retorno desarrollado. Análogamente, el componente de la corriente constante puede incorporarse en el rectificador. En la figura 3.25, se muestran las características de voltaje-corriente para los componentes de corriente del inversor y del rectificador, y es evidente que la corriente transmitida no puede aumentar más allá del valor indicado.

Los métodos de control pueden resumirse como sigue (haciendo referencia a la figura 3.26).

- 1) En el rectificador, se regula la corriente transmitida variando el ángulo de atraso  $\gamma$ , y, por tanto,  $V_{dr}$ . Esto es descrito por ABC. El cambiador tap del transformador del rectificador se usa para

mantener el ángulo de atraso dentro de los límites razonables y también para dar un exceso sobre el voltaje del inversor a fin de cubrir las caídas repentinas en el voltaje de salida del rectificador, el cual puede recuperarse a tiempo por el cambiador tap. Debe recordarse que a mayor ángulo de atraso se consume mayor potencia reactiva. El control normalmente se realiza a través del rectificador, y el control del inversor, usado solo cuando sea necesario.

- 2) El transformador del inversor entrega el voltaje continuo de realimentación requerido por el cambiador tap. De nuevo, esta es una acción lenta y se requiere el control de la corriente constante, dando una característica indicada por DG. El valor de referencia de la corriente es más bajo que para el rectificador -un margen de 10 a 20 por ciento de la corriente evaluada-.
- 3) El punto B muestra la condición de operación con el control normal del rectificador. Cuando ocurre una caída de voltaje del rectificador debajo del margen permitido, debe de evitarse que  $I_d$  se vuelva cero; el voltaje directo de realimentación del inversor (es decir, el voltaje promedio de los voltajes negativos del ánodo) disminuirá, y se dará lugar a la operación a lo largo de DFG y la corriente se mantendrá en el valor OG. El nuevo punto de operación es F y la potencia transmitida es más pequeña que antes. Eventualmente, el cambiador tap del rectificador restaurará las condiciones originales.

Un buen valor del margen de voltaje se debe escoger a fin de evitar operaciones frecuentes en la región del control del inversor.

En resumen, en operación normal, el rectificador opera con la corriente constante y el inversor con  $\gamma$  constante; bajo condiciones de emergencia en el rectificador, el ángulo de disparo de atraso irá a cero (es decir,  $\alpha = 0$ ) y en el inversor se irá a corriente constante.

### **Control y protección (características reales)**

Los sistemas de transmisión HVDC deben transportar cantidades muy grandes de potencia eléctrica que solo puede lograrse bajo condiciones controladas apropiadas. La corriente y el voltaje en CC se controlan precisamente para efectuar el traslado de potencia deseado. Por eso, es necesario contar con cantidades de sistema de medidas constantes y precisas, que consideren en cada puente del convertidor la corriente CC, su voltaje en lado en CC, el ángulo de atraso  $\alpha$  y para un inversor, su ángulo de extinción  $\gamma$ .

El rectificador mantiene la corriente constante a través del cambio del ángulo  $\alpha$ . Sin embargo, el ángulo  $\alpha$  no puede ser menor que el valor mínimo ( $\alpha_{min}$ ). Cuando el valor mínimo es alcanzado, un incremento adicional de la tensión ya no es posible y el rectificador pasará a operar con un ángulo de ignición constante (CIA). Por lo tanto, la característica del rectificador tendrá dos segmentos AB y FA, tal como se muestra en la figura 3.27. El segmento FA corresponde al mínimo ángulo de ignición y representa



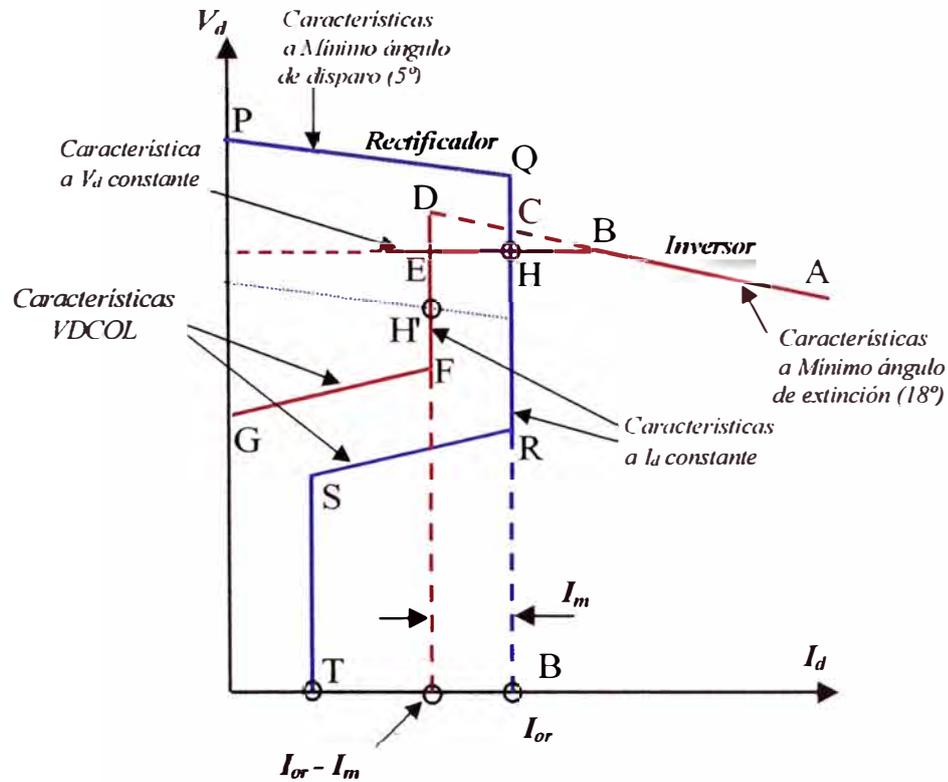
CEA del inversor no interseca al rectificador a tensión o voltaje reducido representado por F'A'B. Por lo tanto, una gran reducción en la tensión del rectificador causaría que la corriente y la potencia sean reducidas a cero luego de un pequeño intervalo de tiempo que depende del reactor del lado CC.

Dos sistemas terminales de transmisión en CC son los más usuales y tienen en común un modo preferente de control durante el funcionamiento normal. Bajo condiciones de estado estacionario, al inversor se asigna la tarea de controlar el voltaje en CC. Esto se puede hacer manteniendo un ángulo de extinción  $\gamma$  constante, que causa la caída del voltaje en CC  $U_d$  con el incremento de la corriente  $I_d$ , tal como se muestra en la característica A-B-C-D del ángulo de extinción  $\gamma$  constante mínimo en la figura 3.28. En el sistema de CA más débil, la caída es más pronunciada en el inversor.

Alternativamente, los inversores normalmente pueden funcionar en un modo controlador de voltaje en CC, que es la característica constante  $U_d$ , tal como se muestra en B-H-E en la figura 3.28. Esto significa que el ángulo de extinción  $\gamma$  debe aumentar más allá de su valor mínimo presentado en la figura 3.28 como  $18^\circ$ .

Si el inversor está funcionando en una constante mínima  $\gamma$  o a la característica constante  $U_d$ , el rectificador debe controlar la corriente continua  $I_d$ . Esto se puede hacer siempre que el ángulo de atraso  $\alpha$  no esté en su límite mínimo (normalmente  $5^\circ$ ). La característica de la corriente constante en estado estacionario del rectificador se muestra en la figura 3.28 como la sección vertical Q-C-H-R. Donde las características del rectificador y

del inversor se intersecan, en cualquiera de los dos puntos C o H, está el punto de funcionamiento del sistema HVDC.



**Figura 3.28** Característica  $V_d - I_d$  en estado estacionario de un sistema HVDC de dos terminales

El punto de funcionamiento se alcanza por la acción en línea de los cambiadores tap de los transformadores del convertidor. El inversor debe establecer el voltaje en CC  $U_d$  por acción del cambiador tap en línea para lograr el funcionamiento en un nivel deseado, estando en un control constante mínimo de  $\gamma$ . En el control constante de  $U_d$ , el cambiador de tap en línea debe ajustar su tap para permitir que el nivel controlado de  $U_d$  se logre con un ángulo de extinción equivalente o ligeramente más grande que su valor mínimo de  $18^\circ$ , en este caso.

Los cambiadores de tap en línea en los transformadores del convertidor del rectificador son controlados para ajustar sus posiciones de tap para que el ángulo de atraso  $\alpha$  tenga un rango activo en un nivel entre aproximadamente  $10^\circ$  y  $15^\circ$  a fin de mantener el valor de la corriente constante  $I_{\text{referencia}}$  (ver figura 3.28). Si el inversor está funcionando a un control de voltaje en CC constante en el punto de funcionamiento H, y si la corriente de referencia  $I_{\text{referencia}}$  se incrementa para que el punto de funcionamiento H se mueva hacia el punto B y más allá, el modo de control del inversor revertirá el control del ángulo de extinción constante  $\gamma$  y funcionará en la característica A-B. El voltaje en CC  $U_d$  será menor que el valor deseado, y entonces el cambiador de tap en línea del transformador del convertidor en el inversor aumentará su voltaje en el lado de CC hasta que el control de voltaje en CC se reanude.

No todos los controles del sistema de transmisión HVDC tienen un control de voltaje en CC constante, tal como se representa por la característica horizontal B-H-E en la figura 3.28. En cambio, el control del ángulo de extinción constante  $\gamma$  de la característica A-B-C-D y el cambiador de tap proporcionarán el control de voltaje en CC.

### **Margen de corriente**

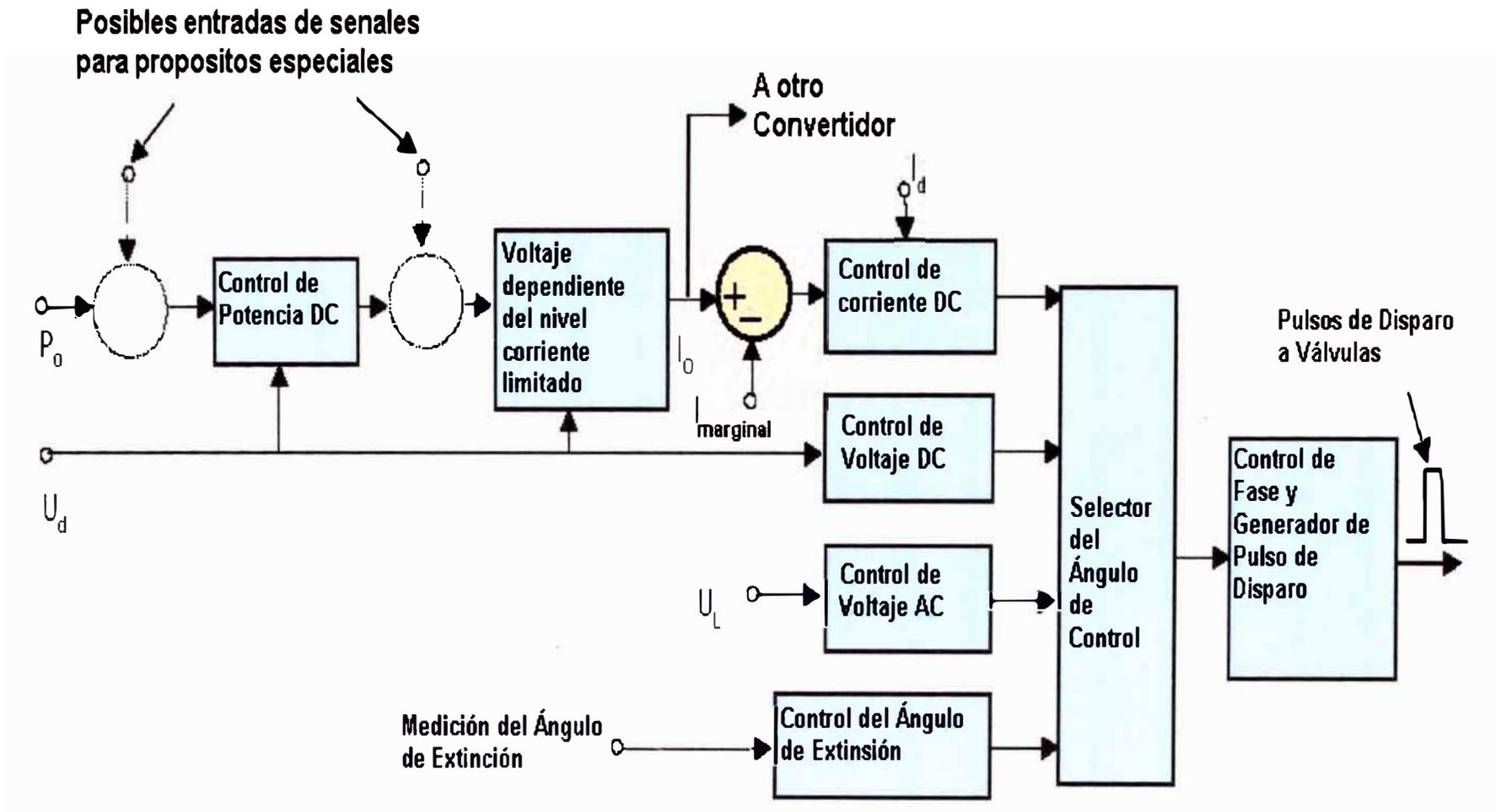
La corriente de referencia  $I_{\text{referencia}}$  se envía tanto al rectificador como al inversor. Esto es usual a fin de obtener un valor pequeño de referencia de corriente desde  $I_{\text{referencia}}$  enviada al inversor. Se le conoce como margen de corriente  $I_{\text{margen}}$  y se representa en la figura 3.28. El inversor también tiene un controlador de corriente y este intenta controlar la corriente  $I_d$  al valor

$I_{\text{referencia}} - I_{\text{margen}}$ , pero el controlador de la corriente en el rectificador normalmente lo sobrecontrola para mantener la corriente en CC en  $I_{\text{referencia}}$ . Esta diferencia se resuelve en el inversor en el normal funcionamiento en estado estacionario, debido a que su controlador de corriente no es capaz de mantener la corriente CC al valor deseado de  $I_{\text{referencia}} - I_{\text{margen}}$ , y es forzado fuera de acción. El control de corriente en el inversor llega a ser activado solo cuando el control de corriente en el rectificador cesa, cuando su ángulo de atraso se fija frente a su límite de ángulo de atraso mínimo. Esto prontamente se observa en las características de funcionamiento de la figura 3.28, donde el límite de ángulo de atraso mínimo en el rectificador es la característica P-Q. Si por alguna razón u otra, tal como un bajo voltaje de conmutación CA en el extremo del rectificador, la característica cae debajo de los puntos D o E, el punto de funcionamiento cambiará desde el punto H a algún lugar en la característica vertical D-E-F, donde se interseca por la característica P-Q reducida. El inversor revierte el control de corriente, controlando la corriente  $I_d$  al valor  $I_{\text{referencia}} - I_{\text{margen}}$ , y el rectificador está controlando eficazmente el voltaje en CC, tanto como este funcione en su característica P-Q de ángulo de atraso mínimo. Los controles pueden diseñarse, de manera que la transición desde el controlador de corriente en el rectificador hacia el controlador de corriente en el inversor sea automática y suave.

#### **Limitador de corriente de referencia dependiente del voltaje (VDCOL)**

Durante perturbaciones donde el voltaje en CA en el rectificador o inversor se reduzca, no será de gran ayuda para un débil sistema de CA si el

sistema de transmisión HVDC intenta mantener la corriente a plena carga. Una disminución en el voltaje en CA, en cualquier extremo, daría también como resultado una disminución del voltaje en CC. Las características de control en CC, que se muestran en la figura 3.28, indican que la corriente de referencia en CC se reduce si el voltaje en CC se reduce. Esto puede observarse en la característica del rectificador R-S-T y en la característica del inversor F-G en la figura 3.28. El controlador, el cual reduce la corriente de referencia máxima, es conocido como un limitador de corriente de referencia dependiente del voltaje o VDCOL. El control VDCOL, si es activado por una perturbación en el sistema de CA, mantendrá la corriente  $I_d$  en su límite reducido durante la recuperación, ayudando así a la recuperación correspondiente del sistema de CC. Solo cuando el nivel de voltaje en CC  $U_d$  se haya recuperado lo suficiente, la corriente de referencia volverá a su nivel original  $I_{\text{referencia}}$ .



**Figura 3.29** Diagrama esquemático de cómo los controles del sistema de transmisión en CC normalmente son llevados a cabo

## **Control del voltaje en CA**

Es deseable mantener estrictamente el voltaje en el bus de conmutación y el sistema de CA a un valor constante para el mejor funcionamiento del sistema de transmisión HVDC. Esto se logra más fácilmente cuando el rango de cortocircuito es alto. Con los sistemas de rango de cortocircuito bajo o muy bajo, las dificultades pueden elevarse para continuos cambios de carga. Con rápidas variaciones de carga, puede originarse un exceso o deficiencia de potencia reactiva en el bus de conmutación en CA, lo que resultará en sobrevoltajes y bajovoltajes, respectivamente. Cuando el sistema de CA es débil, los cambios en el voltaje del bus de CA del convertidor, seguidos de una perturbación, pueden llevarlo fuera de los límites permisibles. En tales casos, se requiere un regulador de voltaje en CA por las siguientes razones:

- a) Para limitar la sobretensión dinámica y transitoria dentro de los límites permisibles definidos por las especificaciones de los equipos de la subestación y por las normas.
- b) Para prevenir los flicker de voltaje en CA y fallas en la conmutación, debido a las fluctuaciones -cuando ocurren la conexión y desconexión de cargas y filtros-.
- c) Para mejorar la recuperación del sistema de transmisión en CC, seguido de severos disturbios en el sistema de CA.
- d) Para evitar la inestabilidad del sistema de control, particularmente cuando el inversor está en funcionamiento en la modalidad de control a ángulo constante de extinción (CEA).

El compensador síncrono ha sido el medio preferido del control de voltaje en CA, tal que este aumenta el rango de cortocircuito y sirve como una fuente de potencia reactiva variable. Sus desventajas incluyen grandes pérdidas y mantenimiento que se adicionan a su costo global. Adicionalmente, los controladores de voltaje en CA están disponibles e incluyen:

- 1) Compensadores estáticos que utilizan tiristores para controlar la corriente a través de inductores y conmutadores internos o externos de varios niveles de capacitores. Por este principio, es posible el control rápido de la potencia reactiva para mantener el voltaje en CA dentro de los límites deseados. La desventaja principal es que no incrementa el rango de cortocircuito.
- 2) El control del convertidor, a través del control del ángulo de atraso, hace posible regular la demanda de potencia reactiva de los puentes del convertidor. Esto requiere que las mediciones del voltaje en CA se usen como señal de realimentación en los controles de CC, y el ángulo de atraso  $\alpha$  se module temporalmente para regular el voltaje en CA del bus de conmutación. Esta forma de control está limitada en su efectividad, particularmente cuando hay poca o ninguna corriente en CC en el convertidor cuando se requiere el control del voltaje.
- 3) El uso de varistores de óxido de metal especialmente enfriados, junto con una rápida conmutación mecánica de reactores, de capacitores y de filtros en paralelo. Los varistores de óxido de metal

protegerán el equipo de la subestación HVDC contra las sobretensiones transitorias, y la conmutación de los componentes de potencia reactiva logrará equilibrar la potencia reactiva. Su desventaja es que el control de voltaje no es continuo; el control de la potencia reactiva se retrasa por la lentitud de la conmutación mecánica, y el rango de cortocircuito no se incrementa.

- 4) Los reactores saturados se han aplicado para limitar sobretensiones y han logrado el equilibrio de la potencia reactiva. Los capacitores y filtros en paralelo son requeridos para mantener los reactores en saturación. El control de voltaje en CA, en una caída característica, se logra sin estos controles. El rango de cortocircuito no se incrementa.
- 5) Los capacitores en serie en la forma de CCC o CSCC pueden incrementar el rango de cortocircuito y mejorar la regulación del voltaje en CA del bus de conmutación.
- 6) El compensador estático o STATCOM hace uso del apagado desde la puerta de los tiristores en la configuración del puente convertidor de la fuente de voltaje. Este es el regulador de voltaje con la más rápida respuesta disponible y puede ofrecer una capacidad limitada para incrementar el rango de cortocircuito.

Desde que cada sistema de CA con su aplicación HVDC es único, el método de control de voltaje aplicado está sujeto a estudio y diseño.

## Controles de propósito especiales

Hay un número de controladores de propósito especiales, los cuales son adicionados a los controles HVDC para beneficio de la rápida respuesta de un enlace en CC y para ayudar al rendimiento del sistema de CA. Esto incluye:

Controles de amortiguamiento en sistemas de CA. Un sistema de CA está sujeto a los cambios bruscos de potencia debido a las oscilaciones electromecánicas. Puede adicionarse un controlador a fin de modular la potencia o la corriente de referencia en CC para adicionar amortiguamiento. La frecuencia o el ángulo de fase del voltaje del sistema de CA se miden en uno o ambos extremos del enlace en CC, y el controlador se diseña para ajustar coordinadamente la potencia del enlace en CC.

El control de frecuencia del sistema de CA. Un controlador de respuesta lenta también puede ajustar la potencia del enlace en CC a fin de ayudar a regular la frecuencia del sistema de potencia. Si el rectificador e inversor son sistemas de potencia asíncronos, el controlador de CC puede derivar la potencia de un sistema a otro para ayudar en la estabilidad de frecuencia de cada uno.

El cambio de paso de la regulación de potencia. Un controlador de potencia no continua puede implementarse para aprovechar la habilidad de un sistema de transmisión HVDC a fin de reducir o aumentar rápidamente la potencia. Si la protección de un sistema de CA determina que un generador o línea de transmisión en CA sea intervenida, una señal puede enviarse a los controles de CC para cambiar su potencia o corriente de referencia por

una cantidad que compensará la pérdida. Esta característica es útil para ayudar a mantener la estabilidad del sistema de CA y para evitar el choque de una perturbación por encima de una zona de holgura.

Compensación de bajo voltaje en CA. Algunas partes del sistema de potencia eléctrica son propensas al colapso de voltaje en CA. Si un sistema de transmisión HVDC está en tal situación, puede implementarse un control, el cual detecte la caída de voltaje en CA y el rango en el que está cayendo; una rápida reducción de la potencia o de la corriente de referencia del enlace en CC puede originarse. La reducción en la potencia y en la potencia reactiva puede remover el esfuerzo del bajo voltaje en el sistema de CA y restaurarlo a su voltaje normal.

La amortiguación de oscilación subsíncrona. Una turbina de vapor y un generador eléctrico pueden tener modos de oscilación subsíncrona mecánicos en varias etapas de la turbina y el generador. Si tal generador alimenta dentro del rectificador de un enlace en CC, un control suplementario puede requerirse en el enlace en CC para asegurar los modos de oscilación subsíncrona, considerándolos positivamente amortiguados a fin de limitar los esfuerzos torsionales en el eje de la turbina.



*Figura 3.30 Sala de control de Gezhouba, China*

### 3.7 Simulación de un enlace de transmisión hvdc

La prueba se realizó con el software de simulación especializada PSCAD/EMTDC en su versión 3 de 1998 -2000, de Manitoba HVDC Research Centre, el 05 de abril de 2000. Las figuras representan gráficas obtenidas del software.

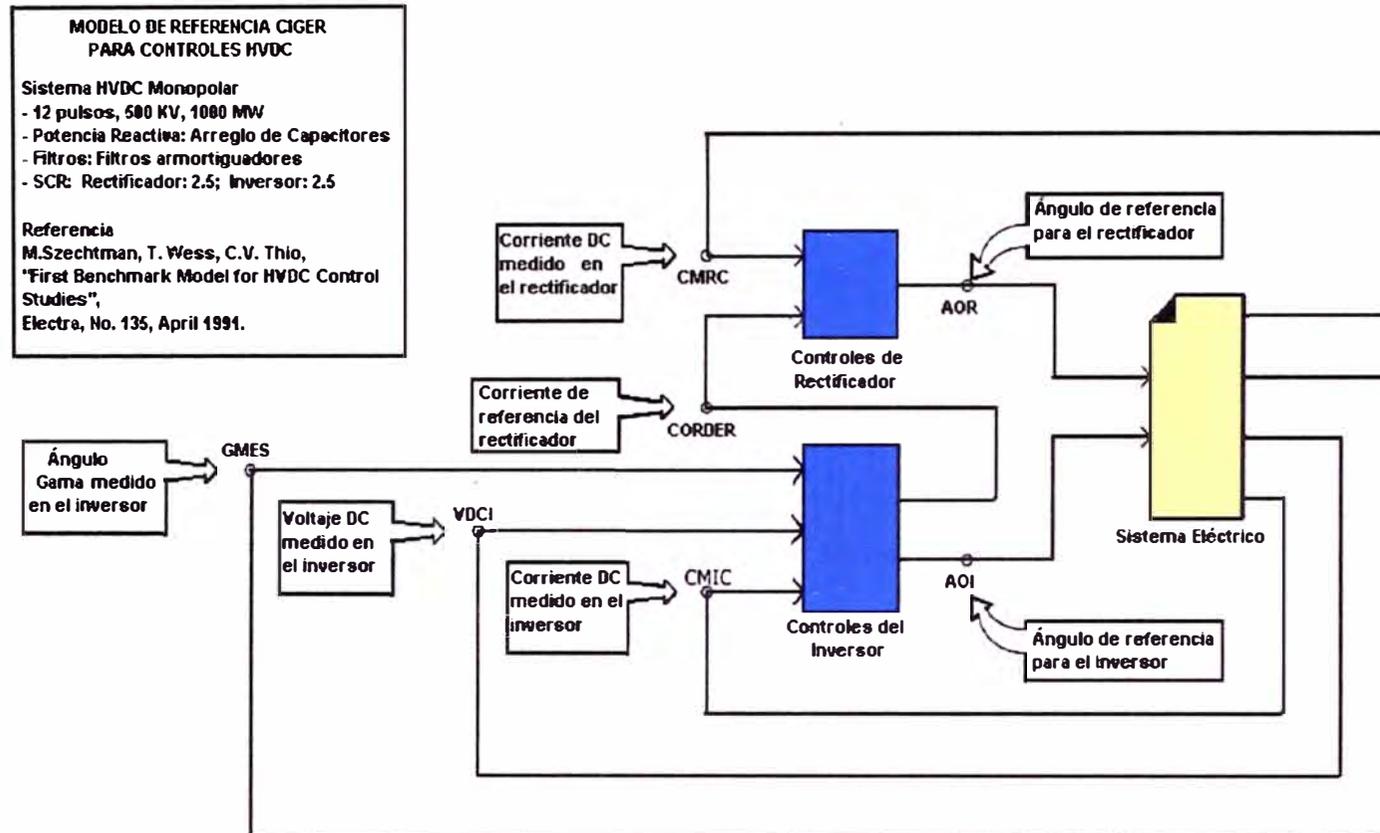
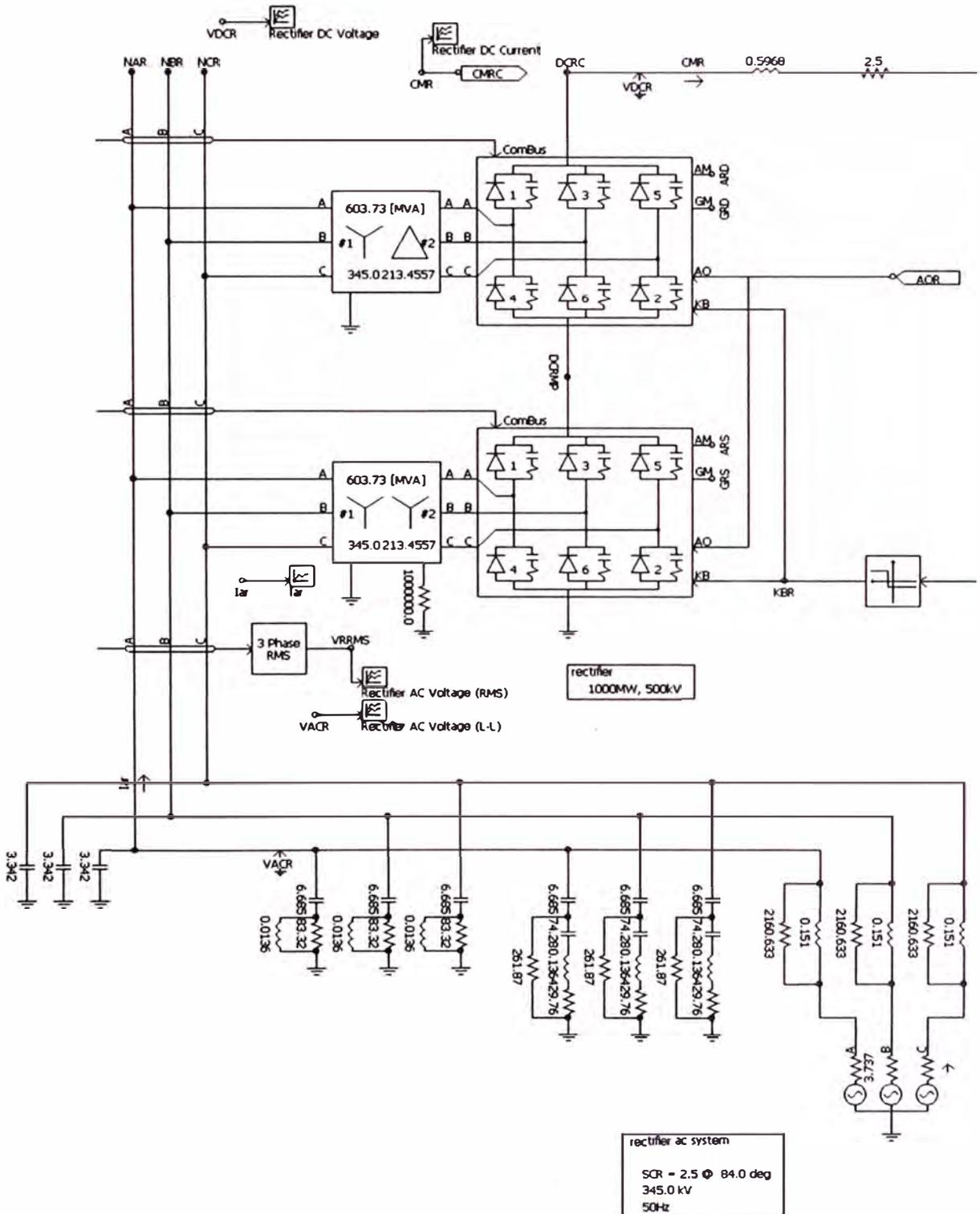


Figura 3.31 Diagrama de sistema HVDC propuesto para la simulación



**Figura 3.32** Diagrama del circuito del sistema HVDC del lado del rectificador en el software

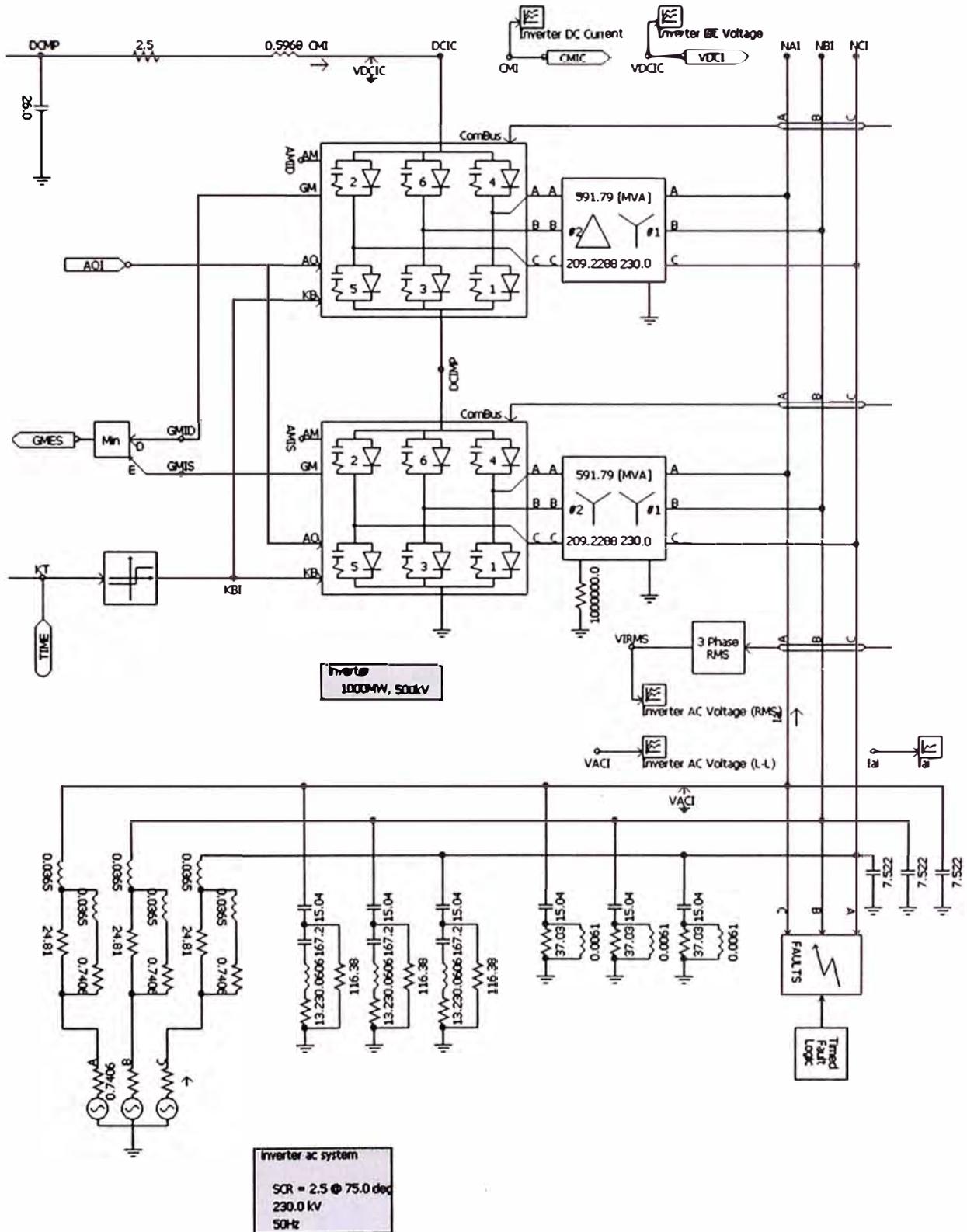


Figura 3.33 Diagrama de circuito del sistema HVDC del lado del Inversor en el software

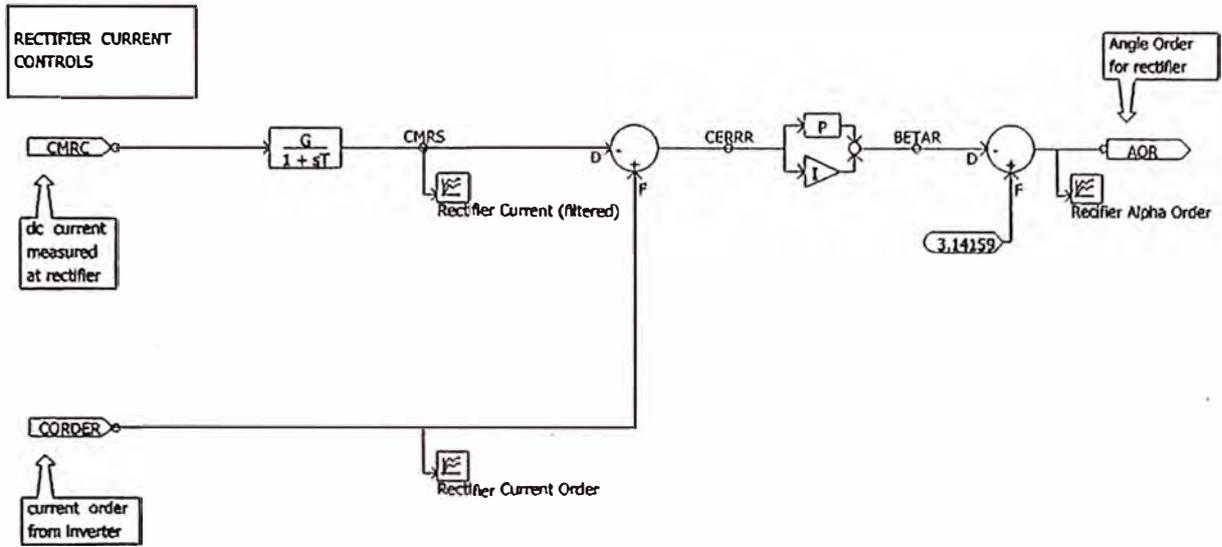


Figura 3.34 Diagrama de circuito de los controles del rectificador en el software

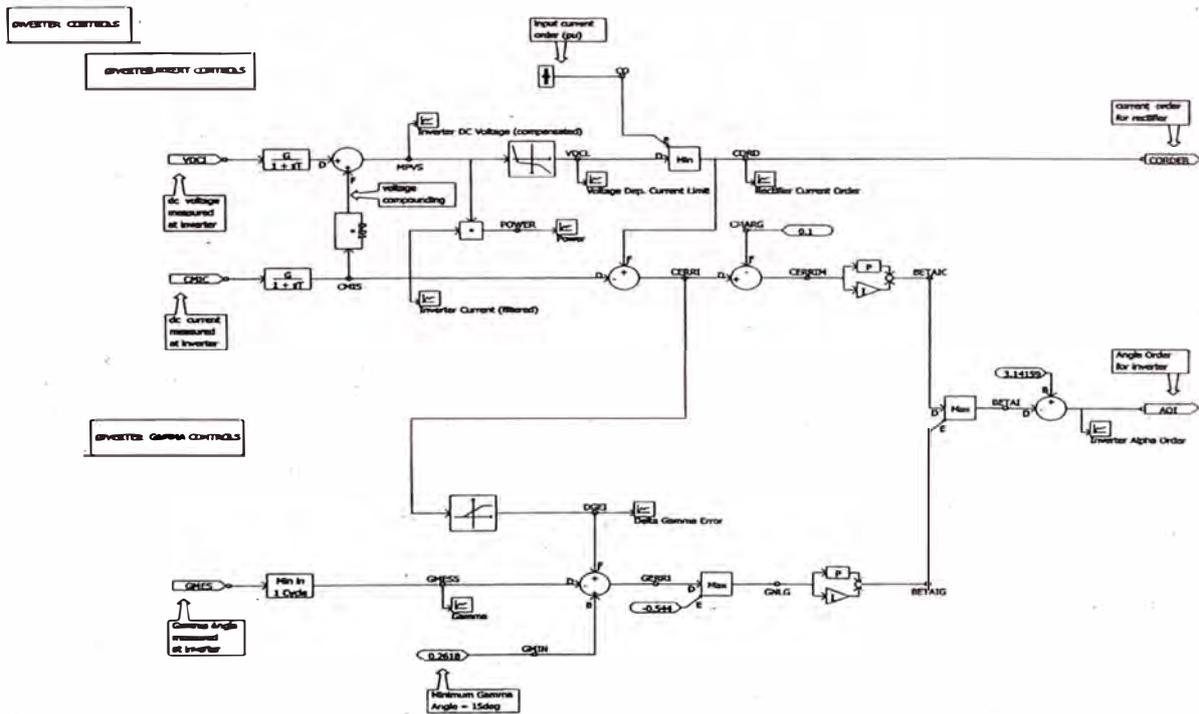
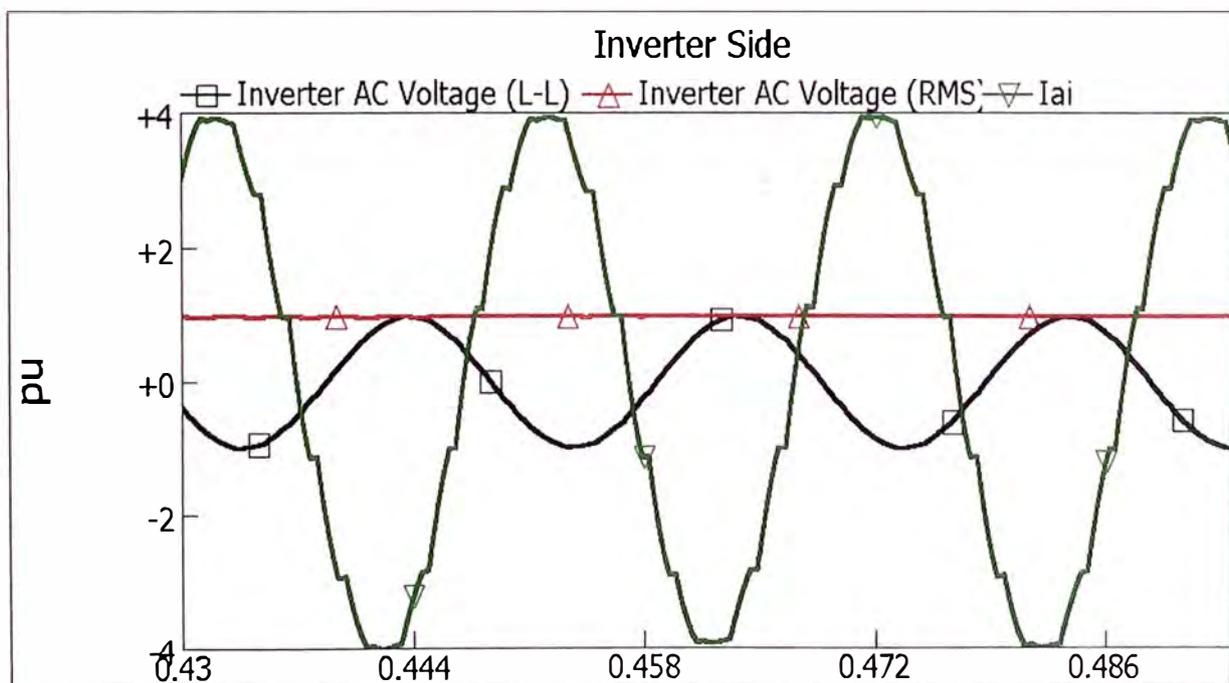
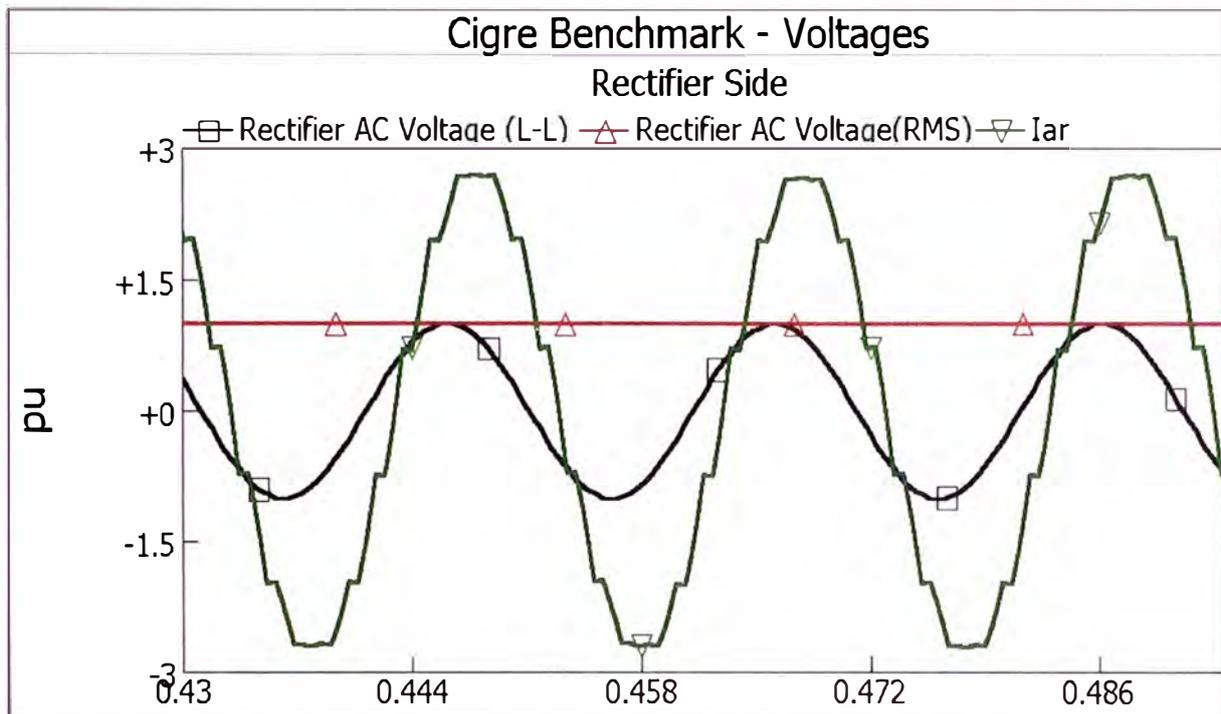
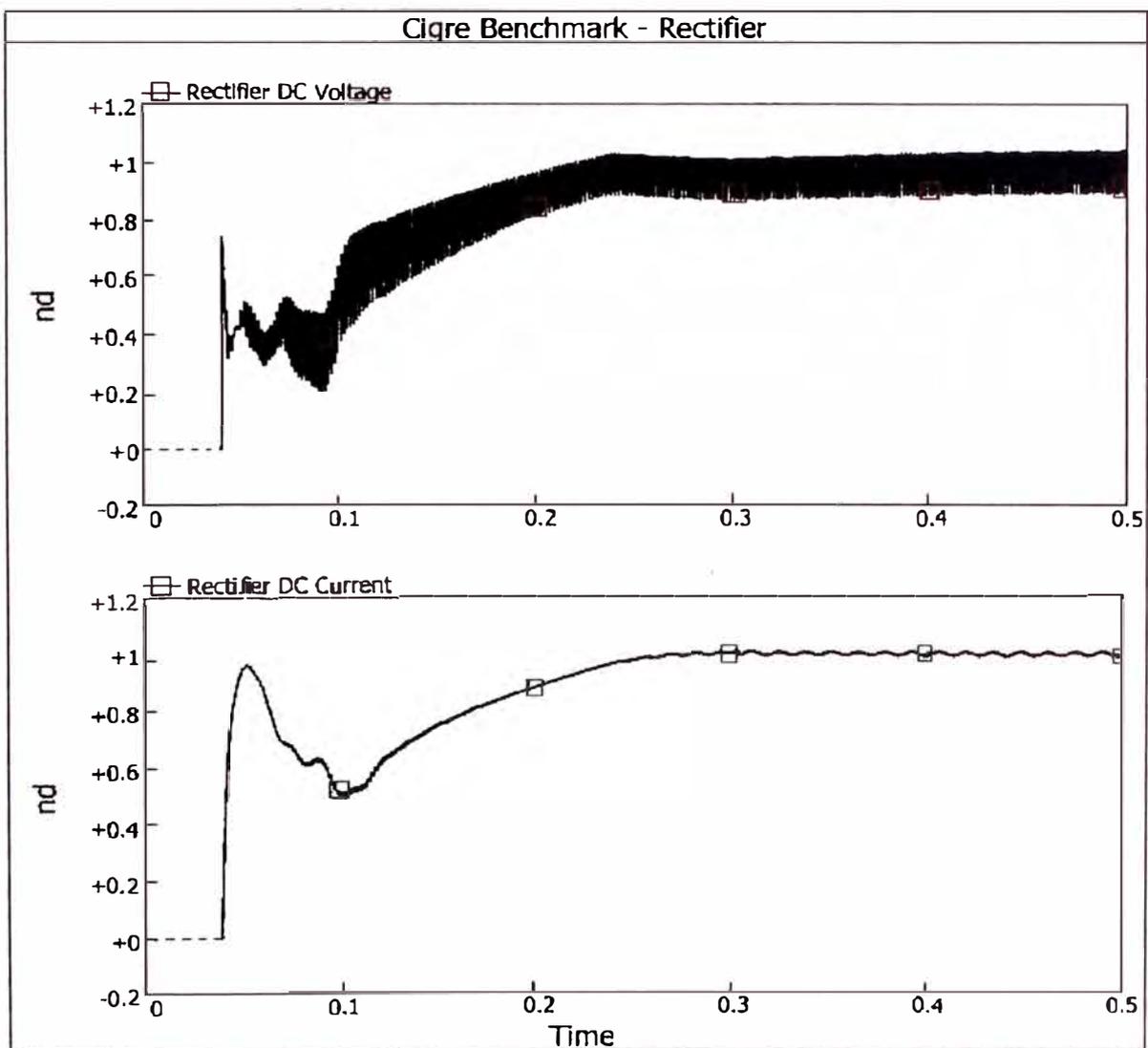


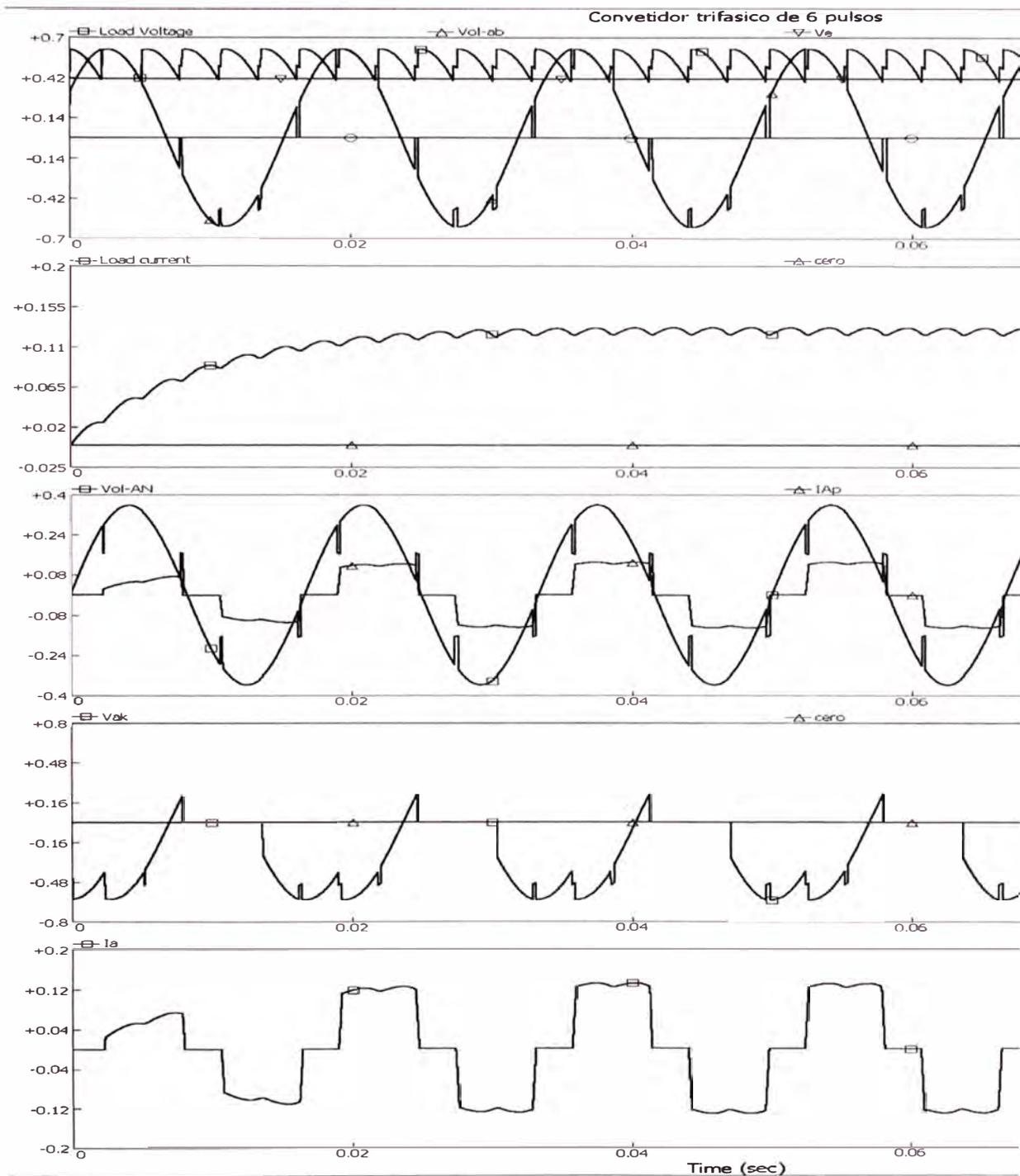
Figura 3.35 Diagrama de circuito de los controles del inversor en el software



**Figura 3.36** Resultados de la forma de onda del sistema de simulación



**Figura 3.37** Comportamiento de la corriente y voltaje en el rectificador del sistema simulado



**Figura 3.38** Resultados de la forma de onda de la corriente y voltaje, donde se aprecian las distorsiones debido a la conmutación de los tiristores en el convertidor en el sistema simulado

## **CAPITULO IV**

### **ASPECTOS DE IMPORTANCIA EN LOS SISTEMAS HVDC**

Consideraremos los aspectos metodológicos de los proyectos, así como los de costos, y la comparación respecto a los sistemas de alto voltaje en CA.

#### **4.1 Consideraciones de Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento**

En general, los parámetros básicos como la potencia a ser transmitida, la distancia de transmisión, el nivel de voltaje, la sobrecarga temporal y continua, el estado de la red en el extremo receptor, los requerimientos medioambientales etc. Son necesarios para comenzar un diseño de un sistema HVDC.

Para propósitos de licitar un diseño conceptual, éste se lleva acabo siguiendo especificaciones técnicas o con colaboración cercana del fabricante. El diseño final y sus características técnicas son de hecho el resultado del entendimiento y de las negociaciones con el fabricante o proveedor. Se recomienda escoger una ejecución llave en mano, que incluso es de práctica común en los países desarrollados.

Por lo que se refiere a la construcción, puede considerarse tres años para los sistemas HVDC grandes basados en tiristores, a sólo un año para

sistemas HVDC basados en VSC (Voltage Source Converters), para establecer la fecha del contrato y empezar a comisionar. El cuadro siguiente muestra la experiencia para las diferentes tecnologías HVDC:

<b>Conmutación Natural HVDC</b>	<b>3 años</b>
<b>Basado en CCC - HVDC</b>	<b>2 años</b>
<b>Basado en VSC - HVDC</b>	<b>1 año</b>

Si la acción de la operación denota las actividades incesantes que se aplican para mantener la disponibilidad del sistema en los niveles diseñados, los enlaces HVDC modernos pueden operarse remotamente, debido a los actuales sistemas de control basados en semiconductor y microprocesador. Existen algunas instalaciones operadas completamente sin personal. Es más, los sistemas HVDC modernos se diseñan para operarse sin personal. Esta característica es particularmente importante en situaciones de países donde las personas experimentadas son pocas, y estas pocas personas pueden operar varios sistemas HVDC de forma centralizada.

El mantenimiento de los sistemas HVDC es comparable a los sistemas de alto voltaje en CA. El equipo de alto voltaje en las estaciones del convertidor es comparable al equipo correspondiente a las subestaciones en CA, y el mantenimiento puede ejecutarse de la misma manera. El mantenimiento podría enfocarse en: los filtros CA y CC, los reactores suavizadores, el bushings de la pared, el equipo de ventilación de la válvula, las válvulas de tiristores. En todo lo anterior, el proveedor debe proporcionar un adecuado entrenamiento y apoyo continuo durante la instalación, mientras comisiona y también en el periodo inicial de la operación.

Para el normal mantenimiento rutinario, se recomienda realizar esté en una semana cada año Incluso en los sistemas más recientes pueden pasar dos años antes de requerir mantenimiento. De hecho en un sistema bipolar, un polo puede detenerse momentáneamente durante el tiempo requerido para el mantenimiento, y el otro polo puede continuar normalmente operando, y dependiendo de la capacidad de diseño de sobrecarga puede hacerse cargo de una parte de la carga del polo bajo mantenimiento.

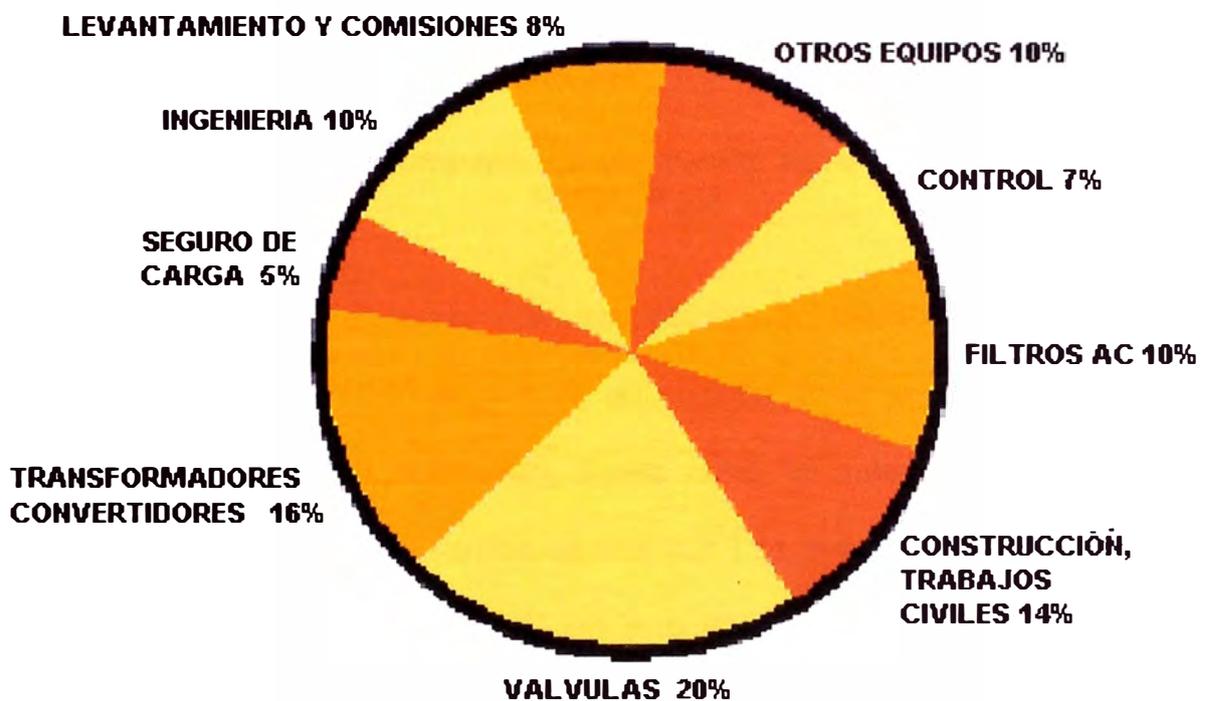
Además, el mantenimiento preventivo se llevara acabo para que las plantas y equipos logren el equilibrio de disponibilidad óptima con respecto a los costos de mantenimiento, disturbios de operación y salidas de servicio. Como un valor aceptable, el objetivo será lograr una disponibilidad del 98% según Cigré protocolo 14-97.

Mientras los sistemas HVDC pueden necesitar sólo un pequeño número de personal experimentado para la operación y el mantenimiento, sin embargo, otros factores influyen en el número del personal necesario en una estación. Estos factores son: rutinas y regulaciones locales, condiciones de trabajo, requerimientos de unión, regulaciones de seguridad, y otras reglas locales que pueden separadamente o en conjunto afectar el número total del personal requerido para el tipo de equipo instalado.

#### **4.2 La estructura de costo**

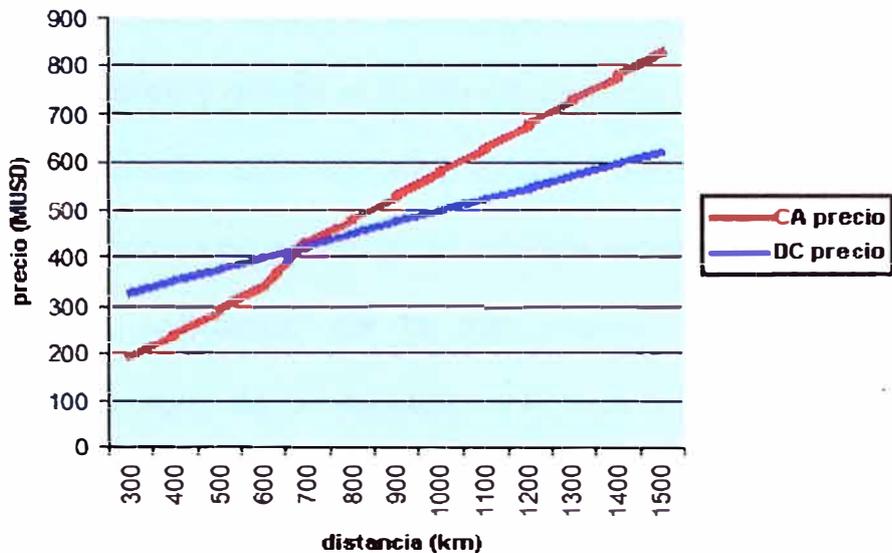
El costo de un sistema de transmisión HVDC depende de muchos factores, como la capacidad de potencia ha ser transmitida, el tipo de medio de transmisión, las condiciones medioambientales y de seguridad,

requerimientos de regulación, etc. Incluso cuando éstos son posibles, las opciones disponibles para el diseño óptimo (diferentes técnicas de conmutación, variedad de filtros, transformadores etc.) hacen difícil dar con un esquema del costo para un sistema HVDC. No obstante, una estructura de costo típica para las estaciones del convertidor podría darse como sigue:



*Figura 4.1 Esquema del costo para un sistema HVDC*

Seguidamente, se presenta un ejemplo, que muestra la variación del precio para una transmisión de CA comparada con una transmisión HVDC para 2000 MW.



**Figura 4.2** Comparación de precios entre sistemas HVDC Y CA

Consideraciones que se hicieron en los cálculos del precio:

- Para la transmisión en CA de un circuito doble se supuso un precio por Km. de 250 kUSD/Km. (cada uno), la subestaciones de CA y compensación serie (arriba de 600 Km.) se estima a 80 MDUS.
- Para la transmisión HVDC en una línea bipolar OH se asumió un precio por Km. de 250 KUSD/Km., estimando las estaciones del conversor a 250 MUSD.

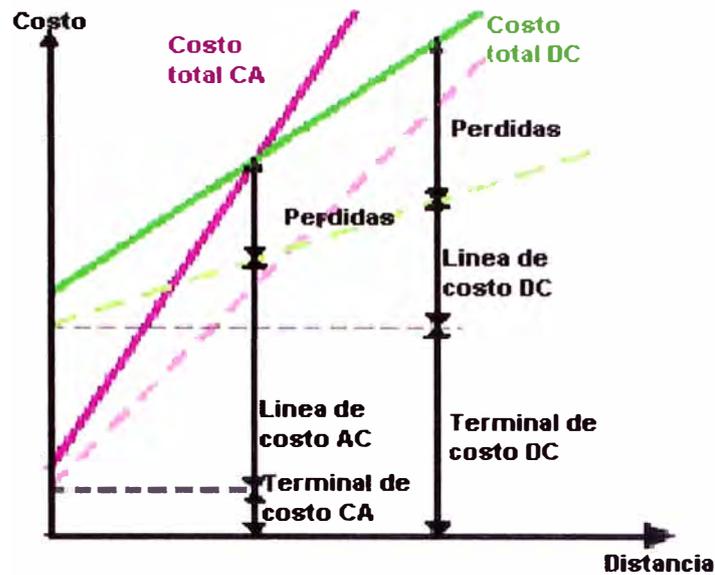
Es recomendable contactarse con un fabricante para conseguir una primera idea de los costos y alternativas posibles. Los fabricantes pueden proporcionar un presupuesto basado en pocos datos, como el rango de potencia, la distancia de transmisión, el tipo de transmisión, el nivel de voltaje en CA de la red dónde los convertidores van a ser conectados.

La opción del nivel de voltaje de transmisión CC tiene un impacto directo en el costo total de la instalación. En la fase de diseño una buena

optimización se realiza hallando el voltaje CC óptimo de salida, según la inversión a realizarse y desde el punto de vista de las pérdidas. Los costos de las pérdidas también son muy importantes – tiene que tomarse en cuenta la evaluación del costo de pérdidas de energía y del horizonte del tiempo de vida durante la utilización de la transmisión. Finalmente deben ser considerados el periodo de depreciación y la tasa de retorno deseada (o tasa de descuento). Por consiguiente, para estimar los costos de un sistema HVDC, se recomienda que se realice bajo el análisis del costo del ciclo de vida.

#### **4.3 El sistema HVDC versus el sistema de alto voltaje en CA**

La inversión para las estaciones convertidoras HVDC es más alta que para las subestaciones de alto voltaje en CA. Sin embargo, los costos del medio de transmisión (líneas aéreas y cables), los costos de adquisición / el derecho de paso de terreno son más bajos en el caso de HVDC. Además, los costos de operación y mantenimiento son más bajos en el caso de HVDC. Los niveles de pérdida inicialmente son más altos en el sistema de HVDC, pero estos no varían con la distancia. Contrariamente, el nivel de pérdida aumenta con la distancia en un sistema de alto voltaje en CA. El cuadro siguiente muestra el costo de pérdidas (mostrado con y sin considerar las pérdidas).



**Figura 4.3** Gráfica de costo de pérdidas

La distancia de equilibrio depende de varios factores, como el medio de transmisión (cable o línea OH), diferentes aspectos locales (permisos, costo laboral local etc.). Al comparar la transmisión en alto voltaje en CA con la transmisión HVDC, es importante comparar una transmisión HVDC bipolar con un doble circuito de transmisión de alto voltaje en CA, sobre todo cuando se considera la disponibilidad y la fiabilidad.

Sin embargo, el equilibrio en la distancia y la transferencia de potencia deben de tomarse con un buen nivel de criterio y con la información del costo comparativo en la perspectiva apropiada, debido a las razones siguientes:

- a) En el presente (y futuro) el ambiente de la industria de los mercados competitivos liberalizados y los esfuerzos elevados para conservar el ambiente. En tal sentido, la alternativa para un sistema de transmisión es una planta de potencia de ciclo combinada fuente en-situ y a gas,

no es necesariamente una opción entre una transmisión de CA y uno de HVDC.

- b) Segundo, el sistema de precios para los sistemas CA y HVDC, se tiene una gran variedad para un nivel dado de transferencia de potencia. Por ejemplo, se han incurrido en diferentes niveles de costos de proyecto para un sistema de HVDC con una capacidad de traslado de potencia de 600 MW. Lo que esto muestra por consiguiente es que, además de los criterios expresados (los niveles de potencia, distancia, las condiciones de los elementos de transmisión, el medioambiente etc.), el mercado condicionante en el momento del proyecto es un factor crítico, quizás más así que las comparaciones numéricas entre los costos de un CA o sistema de CC.
- c) Tercero, los desarrollos tecnológicos han tendido a empujar los costos del sistema HVDC cuesta abajo, mientras las consideraciones medioambientales en los sistemas de alto voltaje en CA han empujando los costos hacia arriba.

Por consiguiente, para los propósitos del análisis de viabilidad de la fase inicial del tipo de sistema de transmisión, es quizás bueno considerar al sistema HVDC y al de alto voltaje en CA como alternativas de igual costo.

Por otro lado en el Perú actualmente no se ha desarrollado ningún proyecto de sistema HVDC, y siguen siendo predominantes los sistemas de alto voltaje en CA, inclusive en nuevos proyectos.

#### 4.4 Consideraciones Económicas

Un estudio elaborado para el Oak Ridge National Laboratory reportó las siguientes consideraciones económicas, basado en los costos de tres suministradores de equipos para transmisión HVDC para dos subestaciones bipolares y para 4 sistemas representativos de transmisión. Los cuatro sistemas representativos están resumidos en la tabla I. Y en la tabla II se muestran los costos de los componentes más importantes considerando su costo promedio suministrado por los proveedores.

La comparación de los costos fue realizada en dólares Americanos, en el año 1995/96. El esquema es Back-to-Back y el costo es calculado para la instalación completa.

El costo de la línea puede ser estimado entre 80% a 100% del costo de una línea en CA cuya tensión nominal es la misma que la tensión de un polo a tierra de la línea CC.

Tabla I.- Cuatro sistemas HVDC para el análisis de costo por subestación

Sistema No.	Voltaje C.C.	Capacidad	Voltage C.A.
1	+/- 250 kV	500 MW	230 kV
2	+/- 350 kV	1000 MW	345 kV
3	+/- 500 kV	3000 MW	500 kV
4	Back-to-Back	200 MW	230 kV

Tabla II.-Costo promedio de componentes basado en los costos de tres suministradores de tecnología de transmisión DC (HVDC)

Item	Componentes del Proyecto	Back-to-Back 200 MW	+/- 250 kV 500 MW	+/- 350 kV 1000 MW	+/- 500 kV 3000 MW
1	Válvulas de convertidores	19.0%	21.0%	21.3%	21.7%
2	Transformadores de los convertidores	22.7%	21.3%	21.7%	22.0%
3	Seccionadores DC	3.0%	6.0%	6.0%	6.0%
4	Seccionadores AC	10.7%	9.7%	9.7%	9.3%
5	Control, Protección y Comunicaciones	8.7%	8.0%	8.0%	7.7%
6	Obra Civil	13.0%	13.7%	13.7%	13.7%
7	Fuentes Auxiliares	2.0%	2.3%	2.3%	2.3%
8	Proyecto	21.0%	18.0%	17.3%	17.3%
9	Costo total estimado \$ MUS	43.3	145.0	213.7	451.7
10	Costo-\$/kW/subestación	217	145	107	75

Cuando la energía debe ser transmitida por cable subterráneo o cable submarino, la transmisión por cable en CA se vuelve impracticable debido a la alta corriente capacitiva, siempre que la longitud supere la longitud crítica que es de menos de 50km. Para transmisión submarina y para distancias mayores que la crítica la tecnología actual requiere de transmisión por cable en CC.

## CAPITULO V

### ALGUNOS SISTEMAS HVDC EXISTENTES

#### 5.1 Cable Báltico HVDC



*Figura 5.1.- Un cable HVDC que enlaza Suecia y Alemania*

El sistema HVDC submarino más largo del mundo es el enlace de cable submarino entre los sistemas de potencia suecos y alemanes. El encargado es Cable Báltico AB, una compañía adquirida por Sydkraft AB y Vattenfall AB de Suecia y E.ON Netz GmbH de Alemania. La capacidad es de 600 Mw a 450 Kv en CC. Los proyectistas en HVDC de Cable Báltico hicieron posible posponer la construcción de una nueva planta de generación de potencia y que las plantas de generación existentes pudieran explotarse más

eficazmente por los dueños. Ambos, los convertidores estacionarios y el cable submarino, se adquirieron a ABB. La entrada a servicio fue en diciembre de 1994.



*Figura 5.2.- Estación Convertidora de Kruseberg*

**Datos técnicos:**

El año encargado:	1994
El rango de potencia:	600 Mw
El voltaje en CC:	450 Kv
La longitud de línea CC aérea de:	12 Km
La longitud del cable:	250 Km
Las razones principales para escoger el sistema HVDC:	Cruce del mar

## 5.2 Interconexión HVDC Brasil-Argentina



*Figura 5.3.- Cada una de las dos fases del convertidor Garavi back-to-back de 50/60 Hz y 1100 Mw, de la estación Garavi aprovecha los conceptos avanzados en HVDC de ABB en el 2000*

En 1998, Brasil y Argentina firmaron un contrato de 20 años para importar energía del mercado de Brasil a precio de mayoreo. El contrato se firmó entre MEM de Argentina y CIEN, Companhia de Interconexão Energética, de Brasil. El grupo CIEN es liderado por ENDESA de España y ENDESA de Chile. Este es uno de los primeros proyectos en transmisión independiente y privada (ITP) en el mundo.

El grupo de CIEN hizo un pedido a ABB por un paquete de llaves para la primera fase del sistema de transmisión de potencia, incluyendo la ingeniería, construcción, funcionamiento y mantenimiento, en 1998. El sistema de la transmisión comprende 490 Km de líneas aéreas a 500 Kv en CA entre las

dos subestaciones del Rincón de Santa María en el Norte de Argentina e Itá en el Sur de Brasil. Una estación convertidora HVDC Back-to Back de 1100 Mw se ha instalado en Garabi, Brasil, cerca de la frontera con Argentina. Se requería debido a la diferencia de frecuencias entre los dos países. Los requerimientos de conexión de las dos subestaciones de 500 Kv fueron incluidos en el alcance del contrato con ABB. La primera fase de la interconexión se puso en funcionamiento comercial en junio de 2000.

En julio de 2000, ABB recibió una orden para construir la segunda fase del sistema de transmisión de potencia que conecta a Argentina y Brasil. El segundo enlace correrá en paralelo al primero. El segundo enlace se fija para entrar en funcionamiento comercial a inicios de 2002 (esto se publicó en la prensa).

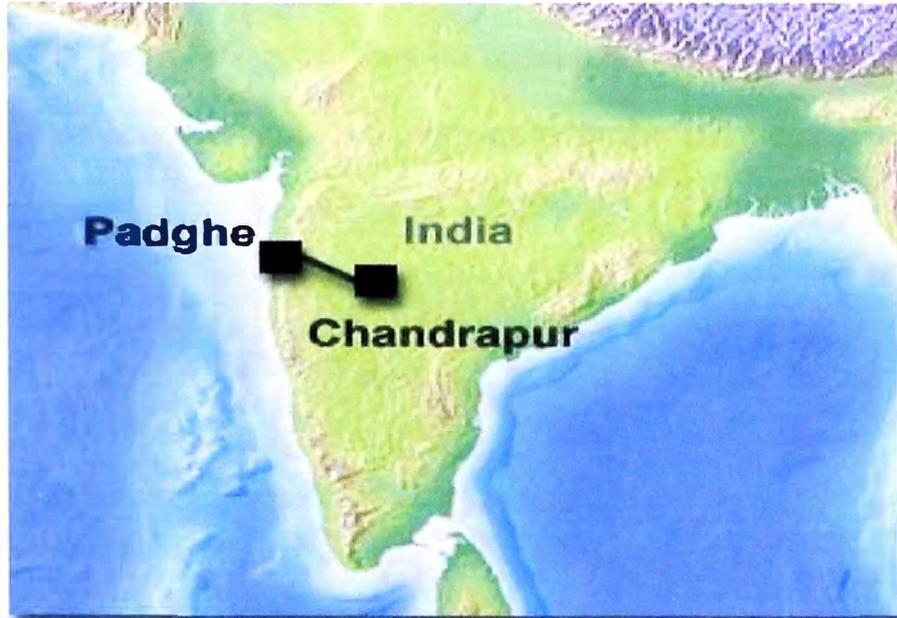
En los convertidores HVDC de 50/60 Hz en Garabi, se aprovecharon los conceptos en HVDC de ABB de 2000.

El sistema de transmisión entre fronteras permitirá a ambos países utilizar los recursos eléctricos más eficaz y rentablemente. La energía comprada por Electrobrás se comercializa en el Sur, Sureste y Oeste-Central. La fiabilidad contribuye para aumentar el consumo de la energía. También, posibilitará el comercio secundario de energía en los dos países.



**Figura 5.4.-** Vista Aérea de la Subestación Back-to-Back del proyecto Brasil-Argentina

### 5.3 Transmisión HVDC Chandrapur-Padghe



*Figura 5.5.- La primera transmisión de HVDC en Mumbai*

Maharashtra State Electricity Board (MSEB) de la India ha construido un enlace de 1500 Mw en HVDC entre Chandrapur y Padghe cerca de Mumbai (Bombay). Los terminales del convertidor fueron construidos por ABB (Suecia e India) y Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL) de la India.

La estación bipolar HVDC de 500 Kv de Chandrapur - Padghe alimenta a Mumbai con 1500 Mw desde la planta de generación termal localizada en el área de Chandrapur, en India central, a 752 Km. El enlace HVDC compensa la demanda en la red de Maharashtra, aumenta el flujo de potencia en las líneas de CA existentes a 400 Kv en CA y minimiza las pérdidas totales en las líneas.

La potencia en barra requerida en Chandrapur a 400 Kv es alrededor de

2700 Mw. La red de transmisión en CA de tres circuitos a 400 Kv, entre Chandrapur y Mumbai, puede asegurar la transmisión de alrededor de 1200 Mw de potencia, sin tener en cuenta cualquier fuera de servicio por contingencia. Por consiguiente, era necesario proporcionar una capacidad adicional de transmisión de alrededor de 1500 Mw.



**Figura 5.6.-** Válvulas del Convertidor en la sala de la estación de Chandrapur-Padghe

**Datos técnicos:**

El año de entrega: 1999

Rango de Potencia: 1500 Mw

Voltaje en CC:  $\pm 500$  Kv

Longitud de línea en CC aérea: 752 Km

Las razones principales para escoger el sistema HVDC: Distancia extensa, la estabilidad de la red, las preocupaciones del medio ambientales

#### 5.4 Estación Back-to-Back HVDC Highgate



**Figura 5.7.-** Enlace HVDC de 200 Mw que une dos redes de distribución radial en Vermont y Québec

En abril de 1984, ABB firmó un contrato para el suministro de una estación convertidora Back-to-Back HVDC de 200 Mw para Vermont Electric Power Company (VELCO). El tiempo de entrega fue sumamente corto, de 17 meses, y la estación entró a servicio en setiembre de 1985. El acuerdo se había alcanzado entre el Estado de Vermont y Québec Hidro sobre la importación de potencia eléctrica, desde que fue cerrada la Estación de Energía Nuclear Yanqui de Vermont para su mantenimiento de 1985 a mediados de septiembre, por un periodo de por lo menos 8 meses. Este fue el tiempo de entrega más corto para cualquier proyecto HVDC en el mundo.

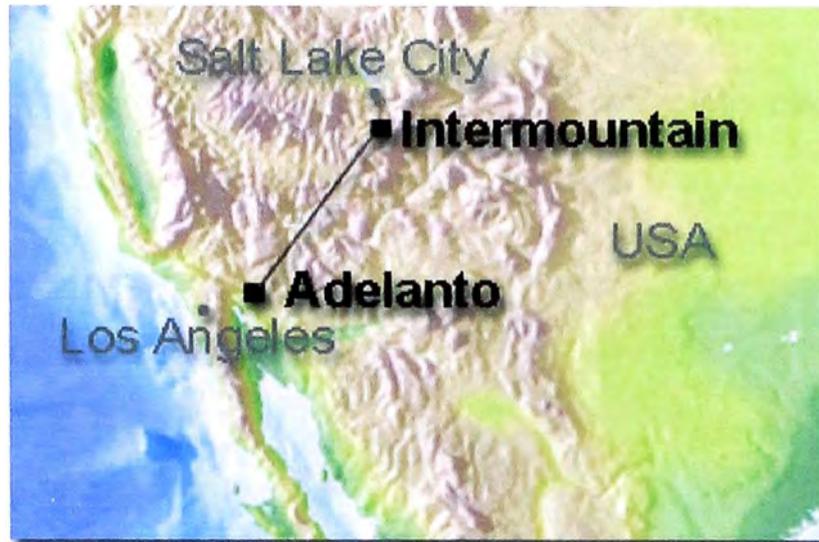


**Figura 5.8.-** Vista aérea de la estación de Highgate

**Datos técnicos:**

El año de entrega:	1985
Rango de Potencia:	200 Mw
Voltaje en CC:	57 Kv
Tipo de enlace:	Estación Back-to-back
Las razones principales para escoger el sistema HVDC:	El enlace asíncrono

## 5.5 Transmisión HVDC Intermountain



*Figura 5.9.- La segunda transmisión HVDC por ABB en Los Ángeles.*

El sistema de transmisión HVDC Intermountain operado por el Departamento de Agua y Energía de Los Ángeles (LADWP) trae la energía de una estación de combustión a carbón en Utah en el área de Los Ángeles. El rango original de potencia estaba en 1600 Mw a  $\pm 500$  Kv en CC, pero el enlace se ha repotenciado para conseguir 1920 Mw. Cada polo puede transportar 1200 Mw de forma continua y a una capacidad de 1600 Mw de carga excesiva en tiempos cortos, minimizando el impacto en el sistema de potencia en caso de la salida de un polo.

La estación receptora en Adelanto se localiza en un área sísmicamente activa, por lo que se usan válvulas de tiristores suspendidas para lograr una seguridad máxima. Se impusieron requisitos sumamente severos en la fiabilidad. El convertidor redundante de ABB permitió que el desarrollo del

sistema cumpla con estos requisitos de funcionamiento. Esto se ha vuelto una norma en ABB para cada proyecto HVDC desde Intermountain.

ABB tenía la responsabilidad del llavero completo para la estación convertidora que le fue encargada en abril de 1986.



**Figura 5.10.-** Vista aérea de la estación convertidora de Intermountain

**Datos técnicos:**

El año de entrega:	1986
Rango de potencia:	1920 Mw
Voltaje en CC:	$\pm 500$ Kv
Longitud de línea en CC aérea:	785 Km
Las razones principales para escoger el sistema HVDC:	La distancia extensa

## 5.6 Transmisión HVDC de Itaipú



**Figura 5.11.-** La transmisión HVDC más grande del mundo - dos grande enlaces HVDC de ABB proporcionan energía a Sao Paulo.

El Proyecto de transmisión HVDC de Itaipú en Brasil, adquirido por Furnas Centrais Eléctricas de Río de Janeiro (una compañía de Electrobrás), es a lo lejos la transmisión HVDC más impresionante en el mundo. Tiene un rango total de potencia de 6300 Mw y un voltaje de registro mundial de  $\pm 600$  Kv en CC. La transmisión HVDC de Itaipú consiste en dos líneas bipolares HVDC que transportan potencia generada a 50 Hz en la planta hidroeléctrica de 12600 Mw en Itaipú, teniendo conexiones binacionales, y como la de Sao Paulo a 60 Hz, en el centro industrial de Brasil.

La transmisión de Potencia empezó con un bipolo en octubre de 1984 con 300 Kv y en julio de 1985 con 600 Kv, y luego con 2 bipolos en julio de

1987. Las estaciones del convertidor eran stepwise encargados de emparejar la capacidad generada por la hidroeléctrica de Itaipú.

La transmisión HVDC era básicamente escogida por dos razones: en parte, para poder transportar la potencia de los generadores a 50 Hz a una frecuencia de 60 Hz, y en parte, porque un enlace HVDC era económicamente preferible para la larga distancia involucrada.

Las estaciones convertidoras Foz do Iguaçu y Ibiuna representan un considerable paso adelante en la tecnología HVDC. Las dos estaciones son únicas en su género.



**Figura 5.12.-** Vista aérea de la estación convertidora de Foz do Iguaçu

**Datos técnicos:**

El año de entrega: 1984 -1987

Rango de potencia: 3150+3150 Mw

Voltaje en CC:  $\pm 600$  Kv

Longitud de línea en CC aérea: 785 Km + 805 Km

Las razones principales para escoger el sistema HVDC : La distancia extensa, la conversión de 50/60 Hz, y la combinación de tamaño y tecnología avanzada

## 5.7 Enlace HVDC de Italia - Grecia



**Figura 5,13.-** El enlace HVDC fue el primer proyecto de transmisión llevado a cabo dentro de la Unión Europea por iniciativa de Red Trans-Europa (TEN).

La eficaz alianza italiana ENEL y PPC en Grecia han decidido instalar un enlace HVDC para interconectar sus redes de potencia eléctrica. Se otorgó a un consorcio de ABB italiano y ABB Power Systems de Suecia el contrato para proporcionar el equipo eléctrico para las dos estaciones del convertidor.

El sistema HVDC tendrá un rango de potencia de 500 Mw a un voltaje en CC de 400 Kv. Las estaciones del convertidor se situarán en Galatina en la región de Puglia al Sureste de Italia y Arachthos en la región griega occidental norte Epirus. Las dos estaciones se interconectan a través de un sistema de transmisión que consiste en 40 Km de cable por tierra en Italia, un cable por mar de 160 Km de largo que cruza el mar Adriático y una línea aérea de 110 Km de largo en el lado griego. También, se harán extensiones

en los sistemas de CA que conectan a las estaciones de CC.

El enlace HVDC Italia-Grecia es el primer proyecto de energía llevado a cabo dentro de la Unión Europea por iniciativa de la Red Trans-Europa (TEN), el cual apunta a la evolución de los sistemas de infraestructura de Cross-Boarder que se encuentran en vías de desarrollo para un solo mercado europeo. El proyecto está financiándose en parte a través de las concesiones de la Comisión Europea y préstamos del Banco de la Inversión Europeo. Compartiendo potencia, Italia y Grecia podrán usar su capacidad total instalada de generación de energía más eficazmente.



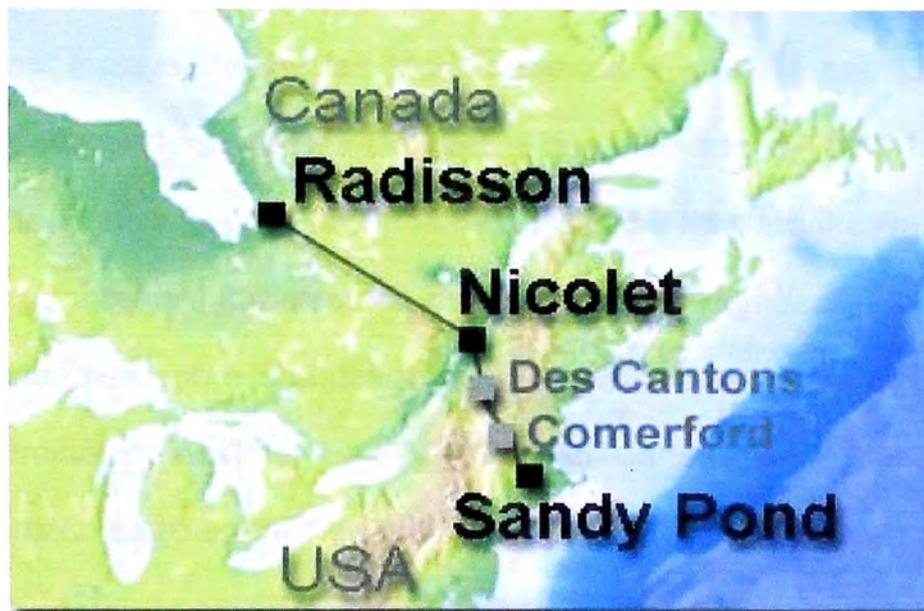
**Figura 5.14.- Estación convertidora de Arachthos**

**Datos técnicos:**

Polos:	1
Rango de potencia:	500 Mw
Voltaje en CC:	400 Kv

Voltaje en CA:	400 Kv
Cable por mar:	160 Km
Cable por tierra:	40 Km
Línea aérea:	110 Km
El año de encargo:	2001

### 5.8 Transmisión HVDC Québec - New England



**Figura 5.15.-** La primera transmisión HVDC multiterminal a gran escala en el mundo

Cuando a ABB se le encargó el contrato para la fase 2 del proyecto HVDC de Québec - New England, en 1986, por Hydro Québec y la National Grid USA. (Que formaron la New England Electric Systems), fue el primer gran sistema HVDC multiterminal contratado. La potencia es generada en la estación hidroeléctrica La Grande II, en el área de James Bay, convirtiendo en CC a la estación convertidora de Radisson, y transmitiendo sobre el

sistema multiterminal para abastecer a los centros en Montreal y Boston.

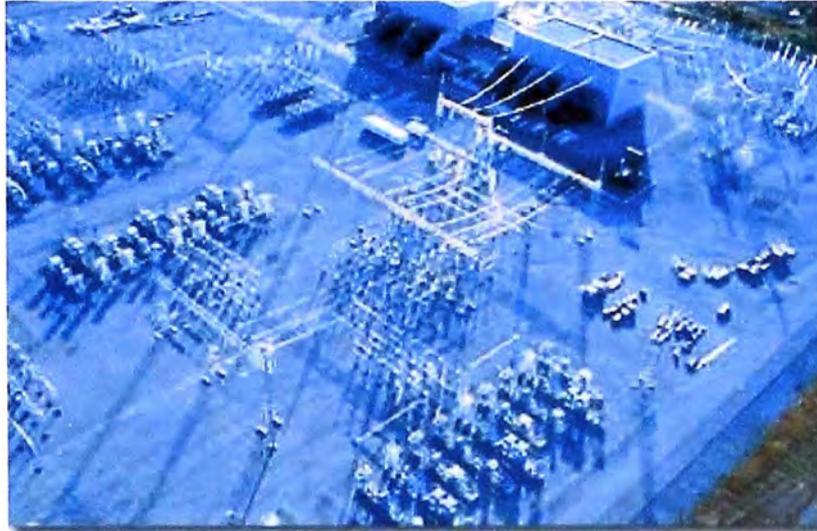
La fase I de la transmisión HVDC bipolar consistió en dos estaciones convertidoras, cada una con un rango de 690 Mw. Un terminal, Des Cantons, se localiza cerca de Sherbrooke, Québec, y el otro, Comerford, se ubica cerca de Monroe, New Hampshire. En la fase I, se pusieron los terminales convertidores en servicio en octubre de 1986.

El contrato para la fase II fue de tres terminales convertidoras adicionales, incluyendo así las modificaciones a lo existente. La línea fue tendida desde el Norte de Des Cantons a una distancia de 1100 Km hasta el terminal de Radisson para una potencia de 2250 Mw, localizada dentro del complejo generador hidroeléctrico de La Grande. Además, la línea también estaba extendida sobre una distancia de 214 Km al Sur de Comerford a un nuevo terminal convertidor de 1800 Mw en Sandy Pond, Massachusetts. Esta extensión entró en funcionamiento comercial plenamente en 1990.

En 1992, otro terminal se puso en servicio en el sistema HVDC multiterminal. Este terminal lleva un promedio de 2138 Mw y se localiza en Nicolet, en Montreal.

Las estaciones convertidoras de Comerford y de Des Cantons originalmente se integrarían en el esquema multiterminal para posibilitar la flexibilidad en su operación; más aún, mientras, se permitirían operar simultáneamente cinco estaciones. Después de reconsiderar los beneficios

de la flexibilidad adicional, los encargados, sin embargo, eligieron suspender la integración multiterminal comercial de Des Cantons y de Comerford.



**Figura 5.16.-** Vista aérea de la estación convertidora de Radisson

**Datos técnicos:**

El año de encargo:	1990-1992
Rango de la potencia:	2000 Mw (multiterminal)
Voltaje en CC:	$\pm 450$ Kv
Longitud de línea en CC aérea:	1480 Km
Razones principales para escoger el sistema HVDC:	El enlace asíncrono

## CONCLUSIONES

### ¿Por qué HVDC?

Las estaciones de potencia generan corriente alterna, y la potencia entregada a los consumidores está también en la forma de CA. Sin embargo, en la transmisión, nos encontramos con la alternativa de transmitir en corriente continua teniendo mejores resultados que en CA, tanto técnicos como económicos. Esto permite ampliar la investigación de la transmisión HVDC, y propone un mejor concepto del manejo de la energía eléctrica para el futuro.

Cada proyecto de transmisión individual despliega su propio juego de razones que justifican la opción de transmitir en HVDC. Los argumentos más comunes para favorecer esta opción son:

- a) El bajo costo en la inversión
- b) El cruce por agua a grandes distancias
- c) Las bajas pérdidas
- d) En la conexión asíncrona
- e) La controlabilidad
- f) Las bajas corrientes de cortocircuito
- g) El mejor comportamiento en el medio ambiente

En general, las razones para usar HVDC pueden ser divididas en dos principales grupos:

- 1) La transmisión HVDC es necesaria o deseable desde el punto de vista técnico (por la controlabilidad).
- 2) La transmisión HVDC requiere de una menor inversión total (incluyendo bajas pérdidas), y/o es beneficiosa para el medio ambiente.

En muchos casos, los proyectos se justifican por la combinación de beneficios de los dos grupos. Hoy los aspectos medioambientales también son considerados de gran importancia. La transmisión HVDC, en ese aspecto, es más favorable en muchos casos al impacto medioambiental, que el uso de CA. Esto se debe al hecho de que una línea de transmisión HVDC es mucho más pequeña y necesita menos espacio que la línea de CA para una misma capacidad de potencia, además de la influencia electromagnética perturbadora de la corriente alterna en alto voltaje.

Las características del sistema de un enlace HVDC difieren mucho de las transmisiones en CA. Una de las diferencias más importantes es la posibilidad de controlar la potencia activa con precisión en la transmisión HVDC. Esto se contrasta con las líneas de CA, donde el flujo de potencia no puede controlarse de la misma forma directa. La controlabilidad de la potencia en HVDC se usa, a menudo, para mejorar las condiciones de funcionamiento de las redes de CA conectadas a las estaciones convertidoras.

Otra propiedad importante de una transmisión HVDC radica en que es asíncrona. Esto permite la interconexión de redes no síncronas.

### **La transmisión HVDC para el bajo costo de la inversión**

Una línea de transmisión HVDC es de menor costo que una de CA para una misma capacidad de transmisión. Sin embargo, las estaciones terminales son más caras en el caso de HVDC, debido al hecho de que estas deben de realizar la conversión de CA a CC y viceversa. No obstante, por encima de una cierta distancia de transmisión (distancia de quiebre de equilibrio), la alternativa de HVDC siempre dará el costo más bajo.

La distancia de quiebre de equilibrio es mucho más pequeña para los cables submarinos (típicamente, 50 Km aproximadamente) que para una transmisión en línea aérea. La distancia depende de varios factores, por lo que debe de hacerse un análisis para cada caso individual.

La importancia del concepto de la distancia de quiebre de equilibrio no debe estar por encima de otros factores, como la controlabilidad, que son importantes en la selección entre la CA o HVDC.

### **La transmisión HVDC para el cruce de agua a grandes distancias**

No hay ningún límite técnico para la longitud de un cable de transmisión HVDC. En una transmisión por cable de CA extensa, el flujo de potencia reactiva, debido a la capacitancia del cable, limitará la distancia de transmisión. Con HVDC, no existe ninguna limitación, por lo que, para enlaces con cable extensos, la transmisión HVDC es la única alternativa técnica viable.

El cable submarino HVDC más extenso que se encuentra en funcionamiento es de 250 Km, en la transmisión a través del Cable Báltico entre Suecia y Alemania. Actualmente, están planeándose varios cables submarinos HVDC de 500 Km o más, en Europa y en otras partes.

### **La transmisión HVDC para pérdidas de transmisión más bajas que en CA**

Una línea de transmisión HVDC perfeccionada tiene más bajas pérdidas que la línea en CA para la misma capacidad de potencia. Las pérdidas en las estaciones del convertidor son aproximadamente 0,6% de la potencia transmitida; las pérdidas totales de la transmisión HVDC son más bajas que las pérdidas en CA en prácticamente todos los casos. También, en el cable HVDC, se tienen más bajas pérdidas que en el cable de CA.

### **La transmisión de HVDC para la conexión asíncrona**

Muchos enlaces de HVDC interconectan sistemas de CA incompatibles. Varios enlaces de HVDC interconectan sistemas de CA que no están entre sí en sincronismo. Por ejemplo, la de Cordel, un sistema de potencia en Escandinavia, que no está en sincronía con la red UCTE al Occidente del continente europeo, aunque las frecuencias nominales son las mismas. Así también, el sistema de potencia del Oriente de EE.UU. no es síncrono con la parte occidental de EE.UU. La razón para esto es que a veces es difícil o imposible conectar dos sistemas de CA, debido a razones de estabilidad, ya que estos están conectados a una red de computadoras. En estos casos, un enlace HVDC es la única forma posible de realizar un intercambio de potencia entre dos redes. Hay también enlaces HVDC que unen redes con

frecuencias nominales diferentes (50 y 60 Hz), como en el Japón y América del Sur.

### **La transmisión de HVDC para la controlabilidad del flujo de potencia**

Una de las ventajas fundamentales de la transmisión HVDC es que es más fácil controlar la potencia activa que en CA. En la mayoría de los proyectos en HVDC, el control principal está basado en el traslado a potencia constante. Esta propiedad en HVDC se ha hecho de mayor importancia en los años recientes, así como los márgenes en las redes se han hecho más pequeños, dando como resultado la reglamentación en muchos países de que un enlace HVDC nunca debe cargarse excesivamente.

En muchos casos, el enlace HVDC puede usarse también para mejorar la actuación del sistema de CA por medio de controles adicionales. Normalmente, estos controles se activan automáticamente cuando cierto criterio se cumple. Tales funciones de control automático podrían controlar, a frecuencia constante, la redistribución del flujo de potencia en la red de CA, el amortiguamiento de la oscilación de la potencia en la red de CA, etc. En otros casos, tales funciones de control adicionales pueden hacer posible el aumento de la capacidad de transmisión de potencia segura de la línea de CA, donde la estabilidad es una limitación.

Hoy en día, el avance de la tecnología del semiconductor, utilizada en los tiristores de potencia y en los microprocesadores para el sistema de control, ha dado origen a posibilidades casi ilimitadas para el control del

sistema de transmisión HVDC. Se usan programas de software diferentes para tipos diferentes de estudios de control.

Normalmente, un programa de sucesión positiva, como por ejemplo el SIMPOW de ABB o el programa de PSS/E de PTI, se usa para el estudio del flujo de carga y de la estabilidad.

Para las investigaciones más detalladas de la actuación de los controles internos del convertidor y de su interacción con las redes cercanas, su funcionamiento se puede simular en un programa de representación trifásica completa como el PSCAD/EMTDC.

### **Una transmisión HVDC limita las corrientes de cortocircuito**

Cuando una transmisión en CA de alta potencia se construye desde una planta de potencia hasta un centro de mayor carga, el nivel de la corriente de cortocircuito aumentará en el sistema receptor. Las corrientes de cortocircuito altas están volviéndose un problema difícil en el crecimiento de muchas grandes ciudades. Ello puede producir una necesidad de reemplazar el circuito existente y otros equipos si su evaluación de cortocircuito es demasiado baja.

Sin embargo, si se conectan nuevas plantas generadoras al centro de carga, vía un enlace en CC, la situación será bastante diferente. La razón es que una transmisión en HVDC no contribuye al incremento de la corriente de cortocircuito del sistema de CA interconectado.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] "Power Electronics - Converters Applications and Design", Mohan / Undeland / Robbins, Second Edition, John Wiley and Sons, 1995.
- [2] "Power Electronics" Muhamamad H. Rashid, Second Edition, Prentice Hall, 1995.
- [3] "Electric Power Systems", B.M. Wiley y B.J. Cory, Cuarta Edición, John Wiley & Sons, octubre 1998 y abril 1999.
- [4] "HVDC Transmission", Dennis A. Woodford, Manitoba HVDC Research Center 400-1619 Pembina Highway Winnipeg, Manitoba, R3T 3Y6, Canadá, marzo 1998.
- [5] "Conceptos básicos sobre la transmisión en alta tensión a corriente directa (HVDC)", Artículo del Boletín IIE, *Héctor Gerardo Sarmiento Uruchurtu, julio- agosto 1997.*
- [6] "High-Voltage CC Solutions", Página web de The ABB Group, 2002.
- [7] Copias del curso de Aplicaciones de Electrónica de Potencia "Transmisión en Corriente Continua", Profesor Ing. Rodolfo Moreno, 2001.
- [8] "Simulación de Circuitos Electrónicos de Potencia con PSPICE", Emilio Figueres Amorós, Edición Universidad Politécnica de Valencia, Alfaomega, 2001.