

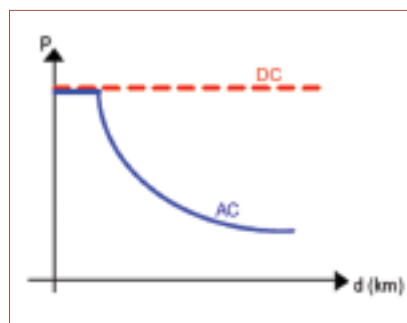
Estado actual y perspectivas

Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC

La electricidad empezó a utilizarse para transportar energía hace aproximadamente 120 años, y el primer enlace en HVDC se realizó hace 50 (año 1954), por lo que podemos considerar a la HVDC como una tecnología consolidada, aunque en continua evolución tanto por la electrónica de potencia como por las mejoras tecnológicas de los cables extruidos. La mejor prueba de su madurez son los más de 70.000 MW instalados hasta el año 2005 en más de 90 proyectos en todo el mundo, así como los numerosos proyectos HVDC en curso.

A la hora de elegir entre un sistema HVAC (*High Voltage Alternating Current*) o HVDC en la transmisión de energía eléctrica, se deben tener en cuenta diversos criterios. Uno de los principales es la viabilidad técnica de realizar el enlace con cada una de las tecnologías.

La figura adjunta muestra cómo la potencia del sistema HVDC se mantiene prácticamente independiente de la distancia, mientras con HVAC la capacidad de transmisión disminuye con la longitud de las líneas, debido a sus efectos inductivos. Otra dificultad añadida es el desfase producido por esta misma inductancia entre los dos extremos de la línea, puesto que puede conducir a la inestabilidad del sistema. Estos problemas no aparecen en los sistemas



■ Relación potencia / distancia de las líneas HVAC y HVDC.

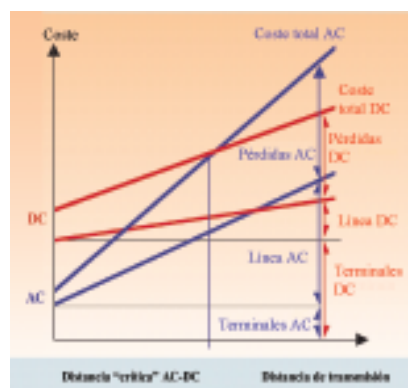
HVDC por no estar afectados por la inductancia de la línea [6].

Otro factor técnico básico consiste en la imposibilidad de conectar en corriente alterna dos sistemas que funcionan a diferente frecuencia (asíncronos). En estos casos se hace imprescindible el uso de HVDC independientemente de la distancia que separe ambos sistemas. En ocasiones, la conexión de los sistemas se realiza en el interior de una subestación, haciendo innecesaria la instalación de líneas de transporte (sis-

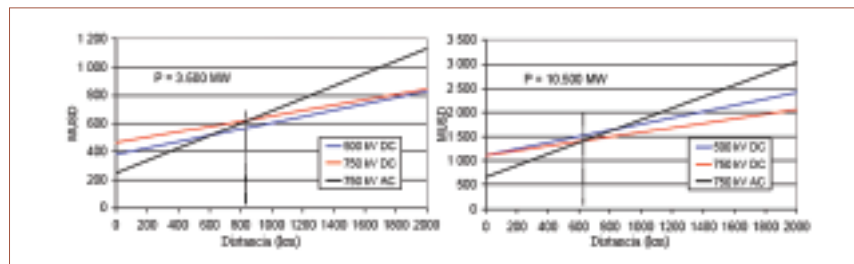
temas *back-to-back*).

Cuando es posible implementar un sistema tanto en HVAC como en HVDC, es necesario tener en cuenta otros factores adicionales. Habitualmente, el más importante acostumbra a ser el económico. A la hora de analizar el coste total de un sistema de transporte será necesario contar con los costes directos de la instalación (líneas y convertidores/transformadores) y los indirectos (pérdidas capitalizadas). La figura inferior izquierda muestra la distribución de los costes de las instalaciones HVDC y HVAC en función de la distancia. La figura inferior derecha muestra la relación coste/distancia en dos sistemas de 3.500 y 10.500 MW con líneas aéreas [7].

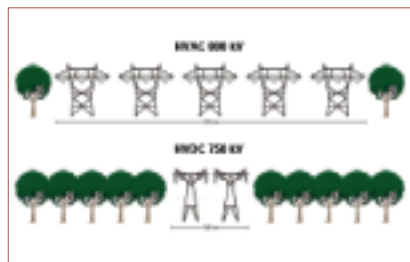
Al comparar ambas figuras se observa cómo la distancia crítica entre un sistema y otro disminuye para mayores potencia y tensiones. Esto es debido al mayor coste fijo de los sistemas HVDC (coste estación de conversión > coste transformador),



■ Comparación del coste de los sistemas HVAC y HVDC en función de la longitud de la línea de transporte.



■ Comparación del coste de los sistemas HVAC y HVDC en función de la longitud de la línea de transporte (distancias críticas).



■ Comparación de corredores de paso HVAC (75 m por torre) y HVDC (50 m por torre) para 10.000 MW.



■ Comparación de torres HVAC (800 kV, 2000 MW) y HVDC (500 kV, 3000 MW).

que se ve corregido por el menor coste de las líneas HVDC (menor número de líneas), de los apoyos (menor resistencia mecánica necesaria), pérdidas (mayores pérdidas en la estación de conversión compensadas por las menores pérdidas en las líneas HVDC).

Otro criterio a tener en cuenta en la solución finalmente adoptada es el impacto medioambiental de las instalaciones.

En el caso de líneas aéreas, el tamaño de los apoyos es menor en HVDC para el mismo nivel de transmisión de potencia. Esto repercute también en el tamaño del corredor de paso necesario (inferior en HVDC).

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

Desde un punto de vista medioambiental, las líneas HVDC se caracterizan por [8]:

- Necesidad de un pasillo (corredor de paso) menor para líneas aéreas HVDC con la misma transmisión de potencia y con torres más simples, por lo que el impacto visual es también inferior.
- Los campos eléctricos y magnéticos generados por una línea HVDC son estáticos y del mismo orden de magnitud que los generados por la Tierra de forma natural, por lo que a

priori no afectan negativamente a ningún ser vivo. En el caso de los magnéticos, estos campos se anulan al instalar retornos metálicos.

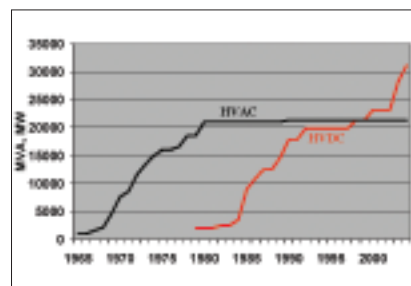
- La generación de ozono por efecto corona es del mismo orden de magnitud que el generado en procesos naturales.

- En instalaciones monopolares con retorno por tierra, el campo magnético puede modificar la lectura de una brújula en las proximidades del cable. Esto puede solucionarse mediante un retorno metálico que anule dicho campo magnético. Estas instalaciones también pueden inducir corriente en tuberías o conductos metálicos cercanos a las estaciones de conversión. En estos casos, la instalación de un retorno metálico puede ser también necesaria.

- El efecto corona es superior en HVAC, por lo que las medidas para atenuarlo deben ser mayores, con el coste que esto acarrea.

- La altura geográfica de la instalación afecta más a las líneas HVDC que a las HVAC, debido a que las tensiones tipo rayo y la densidad del aire (inferior a mayor altura) están relacionadas.

En 2002, el proyecto Murraylink, enlace de alta tensión HVDC VSC de mayor longitud subterránea del mun-



■ Potencia instalada en HVDC (> 500 kV) y HVAC (750 kV) [7].

do con 176 km, ganó el *Case EARTH Award for Environmental Excellence* por el cuidado con el medio ambiente durante su diseño y construcción. En 2003, recibió el premio Engineering South Australia Award del Instituto de Ingenieros (*The Institute of Engineers*) por su diseño y reducido impacto medioambiental [9].

Existen casos donde los sistemas HVDC son necesarios [7]:

- La transmisión de energía utilizando cables submarinos está limitada a cortas distancias en el caso HVAC (~130 km en la actualidad) debido a la alta capacidad dieléctrica de los cables, por lo que la tecnología HVDC permite la conexión de sistemas aislados (estaciones petrolíferas, parques eólicos en alta mar, sistemas insulares, etc.) a los sistemas continentales, independientemente de la distancia.

- Transporte de energía mediante líneas subterráneas HVDC a zonas congestionadas donde es imposible la instalación de generación (zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético).

- Incremento de la capacidad de transporte utilizando corredores de paso existentes en HVAC.

- Cuando es necesario tener control total del flujo de potencias activa y reactiva.

Estos factores han hecho que la instalación de sistemas HVDC se haya incrementado sustancialmente en la última década, como muestra la figura inferior.

Componentes de un sistema HVDC

Aunque muchos de los consumos instalados actualmente funcionan con corriente continua, todos ellos están diseñados para realizar la conversión desde el nivel de corriente alterna al que están conectados al de continua necesario para su funcionamiento. Del mismo modo, la generación de energía eléctrica se realiza en AC.

Esto significa que, para transportar la energía utilizando HVDC, es necesario convertirla de AC a DC para posteriormente realizar la transformación inversa, de DC a AC. Los

principales elementos en este doble proceso son:

- Convertidores AC/DC (rectificadores) y DC/AC (inversores).
- Transformadores de conversión.
- Líneas de transporte.
- Filtros AC y DC.

Estaciones de conversión

Los convertidores tienen como objeto la transformación entre corriente alterna y continua a ambos lados de la transmisión. En el paso de AC a DC interesa conseguir una entrada con el mayor número de fases posible, puesto que esto permite entregar a la salida una señal continua prácticamente plana (mínimo rizado), antes de conectar un filtro.

Tecnología clásica o LCC (*Line Commutated Converter*)

La principal característica de los convertidores clásicos es la utilización de tiristores o SCR (*Silicon-Controlled Rectifiers*) (más modernamente LASCOR (*Light-Activated Silicon-Controlled Rectifiers*)). Esto resulta en un convertidor con dispositivos semicontrolados, dado que este circuito permite seleccionar el momento (ángulo) de disparo o conexión durante la polarización directa del dispositivo, pero no es posible controlar el corte, que no llegará hasta que sea polarizado inversamente.

Este tipo de control permite regular a voluntad la potencia activa, pero no la reactiva, que depende solamente de la potencia activa entregada según la siguiente ecuación:

$$Q = P \cdot \tan[\cos^{-1}(\cos \alpha - d_x)]$$

donde [1]

Q = Potencia Reactiva

P = Potencia Activa

α = Ángulo de disparo

d_x = Caída de tensión inductiva relativa

que resulta, aproximadamente, en un consumo de reactiva que debe aportarse al convertidor de:

$$Q \cong 30\% \text{ a } 55\% \cdot P$$
 [2]

Los tiristores utilizados actualmente en HVDC se caracterizan por:

- Tensión de bloqueo hasta 8 kV.

Un poco de historia

Desde que Alejandro Volta inventase en 1799 la pila eléctrica, la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica ha evolucionado sustancialmente. Aunque el primer generador de corriente alterna fue construido en 1832 por Hipólito Pixii, la utilidad de la energía eléctrica no se hizo evidente hasta el invento de la bombilla de cristal al vacío, en 1879, por Thomas Edison. En aquellos momentos, los principales avances se habían realizado en acumuladores y generadores eléctricos en corriente continua, por lo que se planteó la distribución de energía eléctrica con esta tecnología. Así, se realizó, en 1882, el tendido de una línea de 2 kV DC (corriente continua) de 50 km entre Miesbach y Munich (Alemania). Las primeras redes de distribución instaladas en Europa y USA funcionaron en DC y baja tensión, pero gran parte de la energía generada se perdía en los cables.

El cambio de corriente continua a alterna en la distribución de energía eléctrica se debe, además de al perfeccionamiento del generador en AC (corriente alterna), que permitía generar energía de forma barata mediante turbinas hidroeléctricas, al invento del transformador en 1885. Gracias al transformador fue posible, a partir de ese momento, variar de forma sencilla, eficiente y con aislamiento galvánico el nivel de tensión, lo que permitió el transporte de energía eléctrica a largas distancias con menores pérdidas. Además, la introducción de la transmisión trifásica en 1893, los avances en la construcción de motores de inducción a principios del siglo XX y el estado embrionario en el que se encontraba este campo, propiciaron el uso de la corriente alterna como único medio de transmisión de energía eléctrica. El primer sistema trifásico en AC se instaló en Suecia en 1893. Un siglo más tarde (1997), el mismo corredor de paso de la línea AC sería utilizado para instalar el primer enlace HVDC (*High Voltage Direct Current* - alta tensión en corriente continua), con tecnología VSC (*Voltage Source Converter*).

De todas formas, el desarrollo de la distribución en DC continuó en paralelo. Utilizando la tecnología existente en la época (diodo en 1904, triodo en 1906 y tubo de vacío en 1910), en 1929 se inició el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio en los procesos de transmisión y conversión de energía eléctrica para altas tensiones y potencias. En 1930 se instalaron plantas de investigación en USA y Suecia, donde el Dr. Uno Lamm, considerado como el padre de la HVDC, se convirtió en el máximo responsable de la investigación y el desarrollo de esta tecnología. La corriente continua resultaba interesante en la transmisión de energía a largas distancias, al no perder capacidad de transporte en largos recorridos.

En 1941 se firmó el primer contrato comercial para la construcción de un enlace de 60 MW HVDC en Alemania. Este cable debía transmitir hasta 150 A utilizando ± 200 kV. El enlace estuvo preparado para funcionar en 1945, pero fue desmantelado antes de llegar a ser conectado [1]. A partir de la Segunda Guerra Mundial, con el incremento de las necesidades energéticas, aumentó el interés en enlaces a larga distancia, principalmente en Rusia y Suecia. Así, en 1950 se construyó un enlace experimental de

- Intensidad máxima de 4 kA.
- Señal de puerta óptica. Tecnología LTT (*Light Triggered Thyristor*) o ETT (*Electrical-Triggered Thyristor*).

La primera característica hace necesario el montaje en serie de varios tiristores para alcanzar la tensión de funcionamiento de la red a la que se

encuentra conectado, lo que implica el montaje de torres, habitualmente modulares, de cientos de tiristores por válvula. Estas grandes torres suelen estar suspendidas del techo del edificio que las alberga, principalmente en aquellas zonas que puedan sufrir movimientos sísmicos importantes.

La utilización de la tecnología LTT

116 km entre Moscú y Kasira a una tensión de 200 kV. El primer sistema comercial se construyó en 1954 y unió, mediante un cable submarino de 98 km, la isla de Gotland con Suecia. Este sistema funcionaba a una tensión de 100 kV y transportaba hasta 200 A (20 MW). Dos años antes, en 1952, y también en Suecia, se ponía en marcha el que entonces fue el enlace en AC a mayor tensión del mundo (400 kV) [2].

En 1967 se empezaron a utilizar válvulas de estado sólido (tiristores) en la transmisión en HVDC, siendo Gotland (una vez más) el primer enlace en utilizar esta tecnología. Se utilizaron 180 tiristores en serie. Un año más tarde, en la interconexión Cahora Bassa-Apollo se conectaron 280 tiristores en serie, batiendo 4 récords del mundo: mayor tensión (533 kV), mayor potencia (1920 MW), mayor longitud (1420 km) y el primero que instalaba las válvulas en intemperie [1].

En el cincuenta aniversario del primer enlace HVDC (2004), la capacidad instalada en el mundo utilizando esta tecnología ascendía a más de 70.000 MW [3]. Los mayores proyectos realizados hasta la fecha son [4]:

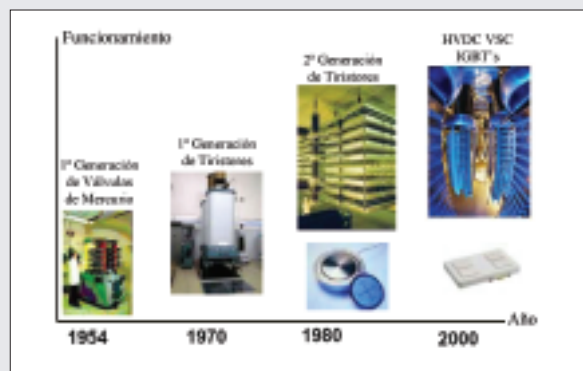
- Mayor enlace construido (Itaipu, Brasil): 6.300 MW, ± 600 kV. Año 1985.
- El mayor convertidor (Gorges-Changzhou, China): 1.500 MW, 500 kV. Año 2002.
- El cable subterráneo de mayor longitud con tecnología VSC (Murraylink, Australia): 180 km, 200 MW. Año 2002.
- El mayor sistema VSC (Cross Sound, USA): 330 MW. Año 2002.
- Primera carga en alta mar (plataforma petrolífera Troll, Noruega): 2 x 42 MW. (Proyecto en año 2002).
- Primer sistema multiterminal (Québec-Nueva Inglaterra, Canadá): 2000 MW. Año 1992.
- El cable submarino tendido a mayor profundidad (Italia-Grecia): 1000 m. Año 2001.

En España no existe ningún enlace HVDC en servicio. Las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos son en HVAC a 400 kV, incluyendo el enlace submarino España-Marruecos de 500 MW. Las distancias a las que se realizan las transmisiones anteriores son más económicas en corriente alterna.

No obstante, en pocos años están previstas en España dos interconexiones submarinas en HVDC, según la planificación estatal del transporte de electricidad finalizada en 2003 [5].

En dicho documento se incorporan como proyectos vinculantes las interconexiones Mallorca-Ibiza de 100 MW en HVDC (año 2007) y el enlace Península-Mallorca de 300 MW en HVDC (año 2011). No obstante, en el caso del enlace Mallorca-Ibiza a 100 MW, la solución HVAC con un cable tripolar a 132 kV es viable técnicamente y puede resultar competitivo económicamente respecto a la solución HVDC.

Desde un punto de vista de viabilidad técnica, el enlace entre Vandellós y Mallorca únicamente es abordable en corriente continua dada la longitud de la interconexión (210 km). El mayor reto técnico que deberá resolverse en este caso es la profundidad máxima existente, aproximadamente 1.800 m, que impone dificultades técnicas no resueltas hasta la fecha, tanto en el diseño del cable submarino (de 300 MW) como en el caso de reparación a dicha profundidad. Cabe reseñar que el cable submarino más profundo a nivel mundial está instalado a casi la mitad de profundidad máxima que el planificado entre la Península y Baleares.



Evolución de la tecnología de las válvulas utilizadas en estaciones de conversión HVDC.

permite el disparo de un tiristor mediante una señal óptica de aproximadamente 40 mW, lo que elimina parte de la electrónica de control y mejora el aislamiento y el nivel de protección. La tecnología ETT, controlada por una señal eléctrica, tiene un consumo del circuito de control de unos 10 W [1].

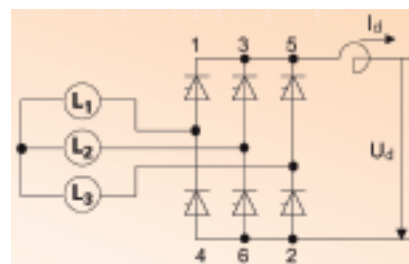
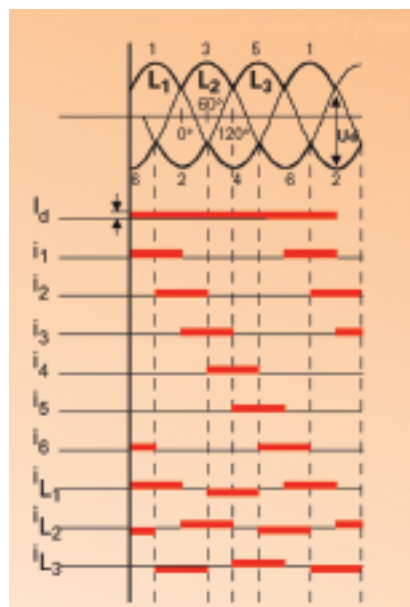
Funcionamiento del rectificador de 6 pulsos

La tecnología HVDC clásica utiliza un puente rectificador trifásico. Con una tensión trifásica equilibrada a su entrada (desfase entre fases de 120°), el puente rectificador es capaz de invertir el semiciclo negativo (o positivo) de cada fase, dando a su salida

una señal continua variable totalmente positiva (o negativa). Suponiendo la polaridad positiva (será lo mismo en caso de polaridad negativa) y una frecuencia de red de 50 Hz, la señal rectificada tiene una frecuencia de 300 Hz, ya que está formada por seis semiciclos positivos, los tres inicialmente positivos más los



Red AT e interconexiones existentes en el noreste de Europa



■ Formas de onda de entrada y salida de un rectificador de 6 pulsos con un ángulo de disparo $\alpha = 0^\circ$ (izquierda) y circuito rectificador (arriba) posible.

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{50} \left(\frac{U_h}{U_1} \right)^2}$$

en estos convertidores es del orden del 25% al 40% [10].

Funcionamiento del rectificador de 12 pulsos

El rectificador de 12 pulsos está formado por 2 convertidores de 6 pulsos montados en tótem. La salida del rectificador se toma entre los extremos de los rectificadores de 6 pulsos no conectados entre sí.

Esta configuración permite conectar el secundario de dos transformadores, uno por puente. Con objeto de conseguir una señal lo más plana posible, se utilizan dos tipos de conexión diferente en los transformadores de entrada: uno será estrella-estrella (desfase de 0°) y el otro estrella-triángulo (desfase de 30°). La salida de los puentes son dos señales con una frecuencia de 300 Hz (rectificador de 6 pulsos) desfasadas 30° entre ellas. La combinación de ambas señales entrega a la salida del convertidor de 12 pulsos una señal de 600 Hz, más estable que la en-

tregada por el convertidor de 6 pulsos.

Estos convertidores generan armónicos de corriente, que se traducen a armónicos de tensión, de orden $12n \pm 1$ en el lado de AC y de orden $12n$ en el de continua. Se eliminan, por lo tanto, los armónicos de corriente 5° y 7° en el lado de alterna y el 6° en el de continua generados por el convertidor de 6 pulsos. El THD de estos convertidores es del orden del 9% al 11% [10].

A pesar de la significativa reducción en el THD conseguida con el convertidor de 12 pulsos respecto del convertidor de 6 pulsos (25-40% a 9-11%), la normativa obliga a un THD máximo en las redes AT del 3%. Por tal motivo, en las especificaciones de estaciones de conversión es habitual exigir una reducción del THD hasta valores del 2 o 3%, que obligan a instalar filtros AC adhoc [11].

Tecnología VSC

Esta tecnología se caracteriza por su capacidad de controlar tanto el encendido como el apagado de los dispositivos del convertidor, permitiendo el control independiente de la potencia activa y reactiva entregada al sistema según las siguientes expresiones:

$$P = \frac{U_L \cdot U_V}{X} \cdot \sin \alpha$$

$$Q = \frac{U_L \cdot (U_L - U_V \cos \alpha)}{X}$$

donde [3]

P = Potencia activa

Q = Potencia Reactiva

U_L = Tensión en lado generador – bobina

U_V = Tensión en lado válvulas

α = ángulo de disparo

Teniendo en cuenta que es posible controlar de forma independiente tanto el ángulo de disparo α como la amplitud de la tensión en el lado bobina-generador U_L , es posible el control independiente de los valores de P y Q en cada momento. Por lo tanto:

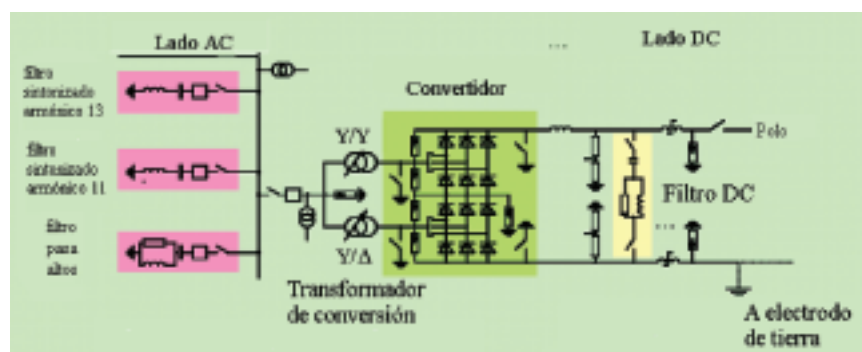
$$P = f(\alpha)$$

$$Q = f(\text{Amplitud } U_L)$$

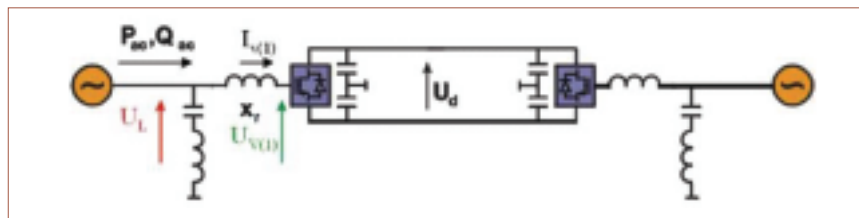
tres invertidos de las tres fases ($360^\circ / 6 = 60^\circ \Rightarrow 50 \text{ Hz} \times 6 = 300 \text{ Hz}$).

La forma de la señal a la salida del puente dependerá del instante en que se disparen los tiristores (cebado). Es posible variar el ángulo de disparo desde 0° hasta 180° , lo que permite controlar la potencia a transmitir cuando funciona como rectificador (de 0° a 90°) o la de salida cuando funciona como inversor (de 90° a 180°) mediante el control de la tensión. Independientemente del ángulo de disparo, la señal será suavizada por una serie de filtros con objeto de obtener una tensión continua lo más estable y “plana” posible.

Estos convertidores crean una serie de armónicos que deben ser atenuados mediante filtros tanto en el lado de AC como en el de DC. Los armónicos creados en el lado de AC son de orden $6n \pm 1$. En el lado de DC, los armónicos son de orden $6n$. El THD (Total Harmonic Distortion)



■ Esquema de estación de conversión con rectificador de 12 pulsos (monopolo).



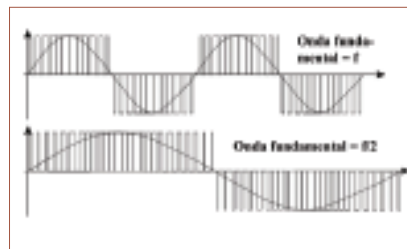
■ Esquema unifilar básico de un sistema HVDC VSC.

Esto le permite operar en sistemas con baja potencia de cortocircuito e incluso iniciar un sistema desde cero (*blackout*), lo que es de gran ayuda al energizar cargas aisladas pasivas o recuperar un sistema débil.

Esta gran capacidad de control del convertidor es debido a la utilización de IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) en lugar de tiristores. Estos dispositivos se empezaron a utilizar en HVDC en 1997 (Hellsjön, Suecia) y permiten controlar la intensidad entre dos de sus terminales mediante la tensión en un tercer terminal, de forma semejante a un transistor.

Una de las ventajas del IGBT respecto al tiristor consiste en la baja potencia de control necesaria gracias al aislamiento de la puerta tipo MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*), lo que produce unas pérdidas inferiores a las obtenidas mediante un transistor de potencia equivalente. En comparación con los tiristores (semicontrolados), el IGBT proporciona control total de la señal de potencia, lo que se traduce en mayor control de potencia activa y reactiva, mayor velocidad y menor nivel de armónicos [12].

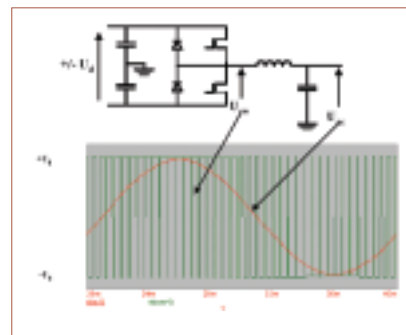
Este control de la señal se obtiene



■ Principio de funcionamiento de PWM generado con IGBT y onda fundamental obtenida a la salida de un filtro pasabajos ideal.

gracias a la técnica de modulación de ancho de pulso PWM (*Pulse Width Modulation*), que consiste en la generación y posterior filtrado de una señal de alta frecuencia, de tal forma que produzca, a la salida del filtro, una señal a la frecuencia deseada (50 Hz en Europa).

La señal a la salida del convertidor tiene siempre la misma amplitud (máxima), pero los pulsos que la componen varían su duración, lo que supone la entrega de una señal con una tensión media que varía en función del ancho de pulso. Si esta señal se conecta a la entrada de un filtro pasabajos, la forma de onda a la salida tendrá en cada momento el valor de la tensión media de cada pulso. Así es posible controlar tanto la frecuencia como la amplitud de la señal.



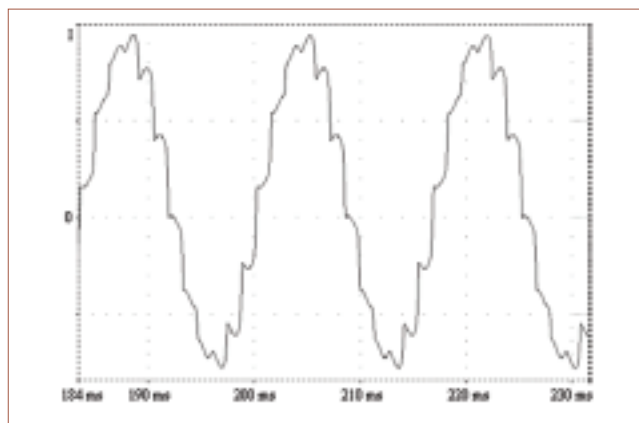
■ Esquema y tensiones de un inversor VSC.

El estado del arte de la tecnología VSC ofrece una máxima potencia nominal de 330 MW a 150 kV con equipos modulares ensayados en fábrica, que permiten reducir significativamente el tiempo de pruebas in situ, respecto de la tecnología convencional a tiristores (LCC).

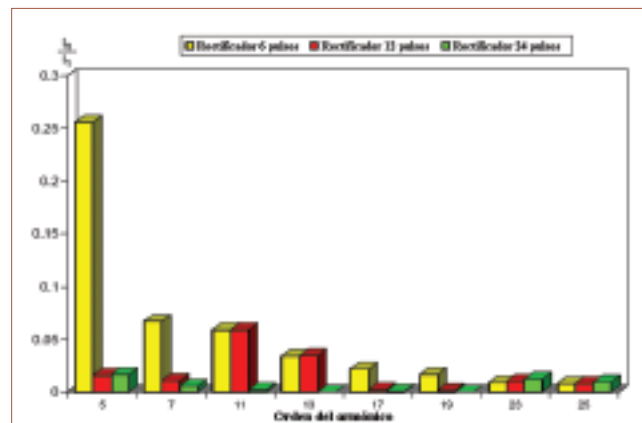
Tecnología IGCT (*Integrated Gate-Commutated Thyristor*)

Esta tecnología representa una evolución de los GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*). En los años 90, el GTO era el único interruptor controlado de potencia (hasta 15 MW), pero era relativamente lento, lo que complicaba su conexión en serie (necesaria en equipos superiores a 15 MW).

El primer intento para mejorar este dispositivo fue la integración del mismo en unidades de puerta adaptadas (*gate-units*), lo que redujo los tiempos de conmutación. Posteriormente, el diseño se modificó hasta mejorar las pérdidas en un 40% en lo que se conoce como GCT (*Gate-Commutated Thyristor*). Finalmente se creó el IGCT, que integra el anterior



■ Forma de onda de corriente en el lado AC de un convertidor de 12 pulsos.



■ Armónicos de corriente presentes en el lado AC de convertidores de 6, 12 y 24 pulsos.

dispositivo con un circuito exterior que se encarga de la conmutación, parte de la refrigeración y conexión de control al exterior mediante fibra óptica. Las pérdidas alcanzadas en el IGCT son similares a un tiristor (caída de tensión en conducción de 2 V con 4 kA), y el control es comparable al del IGBT. La frecuencia de conmutación típica varía de los 500 a los 1000 Hz, similar al resto de tecnologías.

Es posible utilizar este dispositivo en potencias de 0,3 a 300 MW con consumos del circuito de control de 10 a 100 W, pero aún no es competitiva ni comparable al nivel comercial alcanzado por la tecnología VSC.

Transformadores de conversión

La función de los transformadores es convertir la tensión alterna de las líneas de entrada en la tensión alterna de entrada a los convertidores HVAC/HVDC. Además, proporcionan el aislamiento necesario entre la red y el convertidor. Habitualmente se instalan dos grupos de transformadores (convertidor de 12 pulsos) desfasados 30 o 150 grados eléctricos (esquemas Yy0 e Yd5).

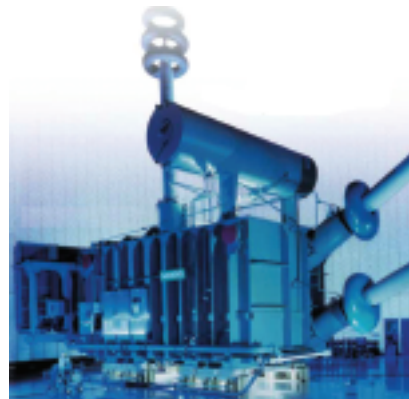
La relación de transformación de estos transformadores viene dada por las siguientes expresiones:

$$S_{\text{Rectificador}} = \sqrt{2} \cdot I_{dV} \cdot U_{\text{SecRectificador}}$$

$$S_{\text{Inversor}} = \sqrt{2} \cdot I_{dV} \cdot U_{\text{SecInversor}}$$

$$TR = \frac{U_d + U_{dV} \frac{I_d}{I_{dN}} \frac{X_C}{(2 \cos(\varphi) - X_C)}}{1,35 TR_N \cos(\varphi)}$$

[5]



■ Transformador de conversión instalado en Tian Guang ($S_n = 354 \text{ MVA}$, $U_{AC} = 220 \text{ kV}$, monofásico).

donde

$S_{\text{Rectificador}}$ = Potencia aparente del transformador funcionando como rectificador.

S_{Inversor} = Potencia aparente del transformador funcionando como inversor.

$U_{\text{Sec Rectificador}}$ = Tensión en el lado de las válvulas (Rectificador).

$U_{\text{Sec Inversor}}$ = Tensión en el lado de las válvulas (Inversor).

TR = Relación de transformación del transformador.

TR_N = Relación de transformación nominal del transformador.

U_d = Tensión deseada.

U_{dN} = Tensión nominal.

U_L = Tensión en el primario del transformador.

I_d = Intensidad deseada.

I_{dN} = Intensidad nominal.

X_C = Reactancia de conmutación.

φ = siendo el ángulo de disparo en un rectificador (α) o el de extinción en un inversor (γ).

La principal característica de este tipo de transformador es su adapta-

ción al alto contenido de armónicos generados por los convertidores. Los montajes suelen realizarse con transformadores monofásicos con núcleos diseñados especialmente para soportar el calentamiento debido a los armónicos, la premagnetización de continua del núcleo, el ruido y otras características de este tipo de montajes.

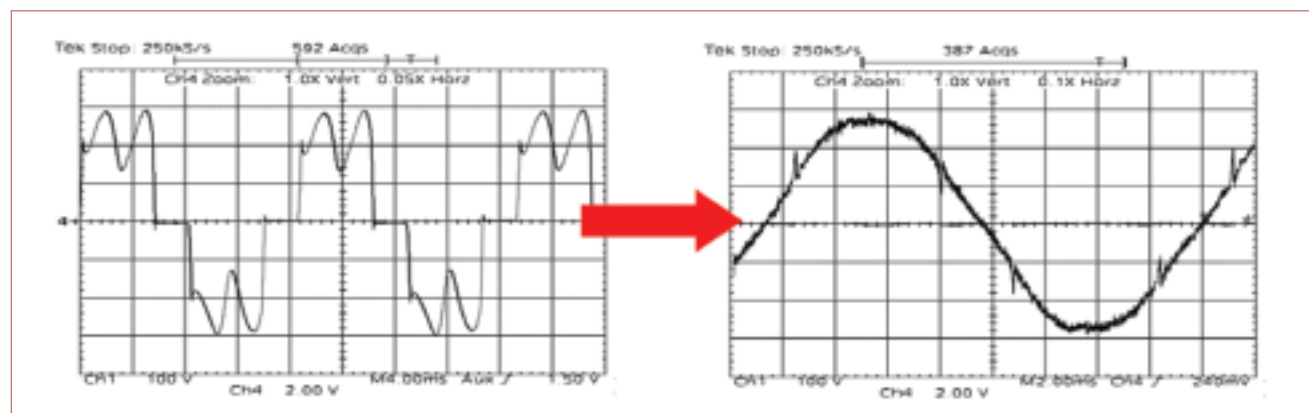
Tienen un aspecto distinto al de los HVAC debido a la elevada altura y longitud de los contactos, necesarios para conectarse a las torres de válvulas que suelen estar suspendidas del techo. Por estos motivos, el depósito de aceite se encuentra también a una altura considerable. Otra diferencia es el montaje del radiador y la ventilación, que suelen estar en el lado opuesto a los contactos para facilitar el cambio del transformador.

Filtros

Debido al alto contenido de armónicos generados en el convertidor, es necesaria la instalación de filtros tanto en el lado de AC como en el de DC.

Existen valores límite tipo en función de la clase de interferencia a atenuar. Algunos de estos valores son [11]:

- En frecuencias entre 150 kHz y 500 kHz deberá generarse un ruido inferior a -30 dBm (0 dBm = 0,775 V, 1 μ W sobre 600 Ω y un ancho de banda de 4 kHz).
- En el rango de radiofrecuencia de 500 kHz a 30 MHz deberá cumplirse la norma ENV50121-5 (1996).
- El ruido por efecto corona cerca de la estación de conversión y lí-



■ Efecto de un filtro activo sobre la intensidad generada por un rectificador LCC de 6 pulsos en el lado AC.

neas aéreas no debe exceder los 100 $\mu\text{V/m}$ entre los 500 kHz y los 30 MHz.

Filtros AC

Los filtros en el lado AC de la estación de conversión se encargan de absorber los armónicos generados por el convertidor y de proporcionar una parte de la potencia reactiva que necesita el convertidor (depende de la potencia activa, la reactancia del transformador y el ángulo de control de las válvulas).

El orden de los armónicos depende del tipo de convertidor. Por ejemplo, un convertidor de 6 pulsos genera armónicos de orden $6n \pm 1$, siendo n el orden del armónico. En uno de 12 pulsos, en cambio, los armónicos son de orden $12n \pm 1$. Estas serían las condiciones de funcionamiento ideal, pero en condiciones de explotación normal, asimetrías y otros defectos de la señal, se producen armónicos no característicos de los convertidores, como los de 3º orden, que también han de filtrarse.

Estos filtros pueden ser de primer, segundo o tercer orden, con frecuencias de resonancia entre 3 y 24 Hz. Estos filtros pasivos pueden ser complementados con filtros activos controlados electrónicamente, que llegan a eliminar hasta armónicos de orden 50 si es necesario [13].

Estos filtros deben cumplir una serie de requisitos [11]:

- Distorsión armónica individual:

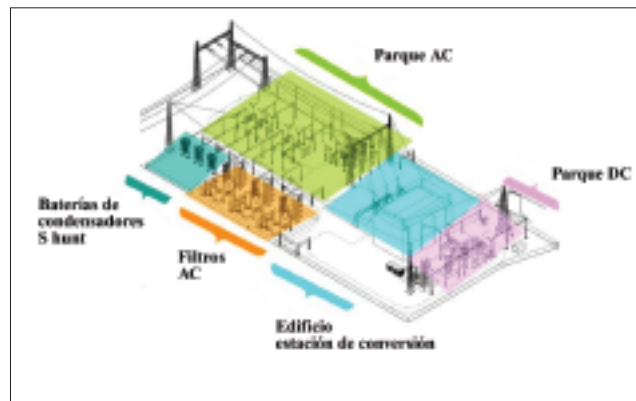
$$D_k = \frac{U_k}{U_1} \leq 1\%$$

- Distorsión armónica total:

$$THD = \sqrt{\sum_{k=2}^{50} \left(\frac{U_k}{U_1} \right)^2} \leq 1\%$$

- Factor de influencia telefónica:

$$TIF = \sqrt{\sum_{k=2}^{50} \left(\frac{U_k TIF_h}{U_1} \right)^2} \leq 40$$



■ Perspectiva general de una estación de conversión y parques asociados.

donde

U_h = Tensión fase-tierra del h armónico.

U_1 = Tensión nominal fase-tierra a la frecuencia fundamental.

TIF_h = Factor ponderante de cada armónico según documento EEI 60-68 (1960).

Condensadores serie

Los condensadores serie en el lado AC siguen el concepto utilizado en los CCC (*Capacitor Commutated Converters*). El objetivo es mejorar el comportamiento dinámico, principalmente en sistemas con baja potencia de cortocircuito o líneas HVDC largas. Este sistema, unido a pequeños filtros, mejora la calidad de la señal reduciendo el rizado y la demanda de energía reactiva.

Estos condensadores se sitúan entre el transformador y el puente de válvulas para reducir la corriente causada por la capacidad de los cables en caso de desconexión y el fallo del inversor. Esto se debe a que, en este punto, la corriente está controlada y, por lo tanto, determinada por el convertidor.

Filtros DC

Estos filtros se instalan en el lado DC para reducir el componente AC de la señal continua que se desea obtener (reducción del rizado). Básicamente son filtros pasa-bajos que, al igual que los instalados en el lado AC, pueden ser de varios órdenes.

Durante el diseño de estos filtros se deben tener en cuenta las interferencias sobre líneas telefónicas cer-

canas. Este defecto se cuantifica mediante la siguiente expresión [11]:

$$I_{eq} = \left(\frac{1}{P_f} \right) \sqrt{\sum_f (P_f \cdot I_f)}$$

[11]

donde

I_{eq} = intensidad perturbadora equivalente a la frecuencia f ponderado con el peso psofométrico.

I_f = vector suma de corrientes armónicas en el

par de cables y pantallas a la frecuencia f .

f = frecuencia (≤ 2.500 Hz).

P_f = peso psofométrico a la frecuencia f .

Bobina de choque

Es una bobina en serie (de choque o suavizado) a la salida del circuito de DC que se encarga de atenuar el rizado a la salida del convertidor, limitar la corriente de cortocircuito, eliminar resonancia en el lado de DC, reducir interferencias con líneas telefónicas, etc.

Suelen fabricarse secas (aislamiento de aire) o en aceite, y son bobinas de elevada potencia, dado que toda la corriente del conversor pasa a través de las mismas. En Tian Guang, por ejemplo, se ha instalado una de 150 mH, 500 kV y 1800 A.

Líneas de transporte

De los 70.000 MW de capacidad de transmisión HVDC instalados, un 12 % aproximadamente corresponden a cables subterráneos/submarinos (~8.000 MW) y un 88% corresponden a líneas aéreas (~62.000 MW) [14].

Líneas aéreas

Las líneas aéreas de un sistema HVDC presentan una serie de ventajas importantes respecto a las aéreas HVAC. Una de ellas es el tamaño de las torres. Si bien la distancia entre líneas debida a la tensión es superior en HVDC (en un factor $\sqrt{3}$), el número de líneas es inferior (2 líneas HVDC frente a 3 HVAC). Esta diferencia en la distancia entre líneas es debida a



■ Cable MI.

■ Cable OF.

que en AC depende de la tensión entre fases, mientras que en DC depende de la existente entre fase y tierra. El resultado son unas torres de menor tamaño y menor necesidad de corredor de paso (servidumbre) [13].

En contra, se podría decir que los aisladores de los circuitos HVDC han de ser de mayor calidad, ya que acumulan mayor cantidad de residuos en su superficie (*ceteris paribus*) debido al sentido unidireccional de la corriente [13].

Líneas subterráneas y submarinas

Los últimos cables HVDC desarrollados tienen capacidades entorno a los 800 MW y una tensión de 500 kV utilizando aislamientos tanto extruido como de papel impregnado. Existen diferentes tecnologías disponibles en cables para DC, algunas de ellas comunes a las existentes en AC.

Cable de papel impregnado (MI Mass Impregnated)

Está formado por un conductor central de cobre laminado cubierto por capas de papel impregnado en aceite y resinas. A continuación, el cable



■ A la izquierda, cable XLPE trifásico y monofásico. En el centro, cable PPLP. A la derecha, cable extruido VSC.

es cubierto por unas capas de polietileno extruido y acero galvanizado que lo protege contra la corrosión y contra las deformaciones mecánicas durante su funcionamiento. También suele reforzarse con una capa de acero y/o plomo.

Es el único cable instalado a una profundidad de 1000 m (enlace Italia-Grecia, 500 MW a 400 kV). Este tipo de cable está disponible para tensiones de hasta 500 kV y potencias de 800 MW. Su capacidad está limitada por la temperatura que puede alcanzar el conductor, pero no tiene limitada su longitud.

Cable de aceite (OF Oil Filled)

Este tipo de cable es similar al MI, pero utiliza un papel impregnado de menor densidad y un conducto longitudinal en el eje del conductor, para el aceite refrigerante. Este conductor alcanza también grandes profundidades, pero su longitud está limitada a unos 100 km debido a la

necesidad de hacer circular el líquido refrigerante a lo largo del cable (estaciones de bombeo). Además, el riesgo de fugas hace que sea cuestionado medioambientalmente.

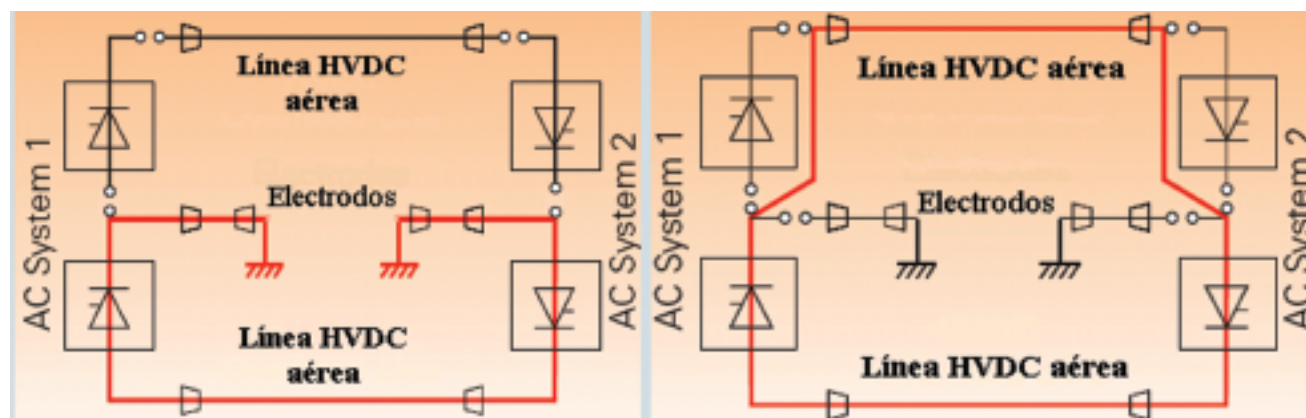
Cable XLPE (Cross-Linked Polyethylene)

Este cable utiliza como aislante un polímero extruido, resultando un cable con aislamiento seco. Este material permite una temperatura de trabajo de 90 °C y una de cortocircuito de hasta 250 °C.

Actualmente se utiliza en conexiones HVDC con generación o consumos en alta mar, como aerogeneradores o estaciones petrolíferas, entre otras aplicaciones (además de las habituales de transporte y distribución en AC).

Cable PPLP (Polypropylene Laminated Paper)

Utiliza un aislamiento formado por capas de papel y polipropileno lamina-



■ Sistema bipolar en configuración monopolar con retorno por tierra (izquierda) y metálico (derecha).

do con objeto de reducir las pérdidas dieléctricas. Se utiliza en HVDC debido a su comportamiento térmico y su aislamiento, superiores a los del papel impregnado, que resultan en una mayor capacidad de transporte.

Actualmente se encuentra en fase de pruebas y, como peor cualidad, se encuentra su debilidad ante cambios de polaridad en la tensión.

Extruido para VSC

Esta tecnología aparece con el objetivo de superar las limitaciones de los cables extruidos existentes en HVDC convencional. Estos nuevos cables plásticos combinan gran capacidad para trabajar a altas tensiones en DC (100 kV) con un bajo peso (1 kg / m) y potencias elevadas (mayor de 30 MW).

Otros elementos

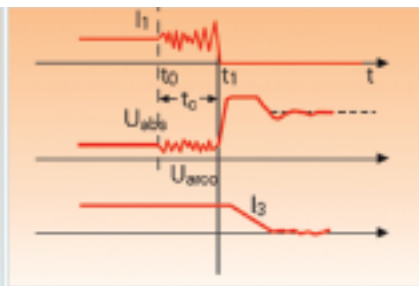
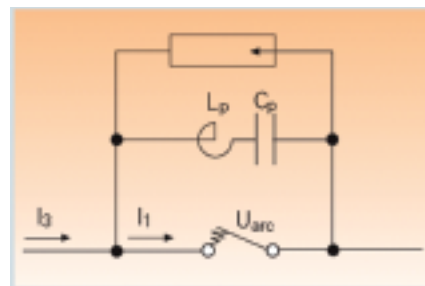
Pararrayos

Estas protecciones se instalan entre las diferentes etapas del sistema de transmisión y conversión. Se caracterizan por ofrecer una alta resistencia en condiciones normales de funcionamiento y baja resistencia en caso de contingencia (pararrayos de óxidos metálicos, con el mismo principio de funcionamiento que en AC).

Esto se utiliza para conectar a tierra las diferentes zonas de la instalación en caso de rayo o sobrecorrientes elevadas, pero también hay que tener en cuenta las diferencias de tensión entre componentes que pueden aparecer en caso de conectar los diferentes pararrayos a distintas tomas de tierra o la posibilidad de corrientes reflejadas en la red.

Interruptores rápidos DC

Los interruptores permiten que la estación de conversión opere en sus



■ Interruptor rápido DC y formas de tensión y corriente durante la apertura del circuito.

diferentes modos posibles con objeto de mantener el sistema en funcionamiento. Se fabrican en atmósfera SF6 y se conectan en paralelo con filtros encargados de absorber los transitorios creados en la apertura y cierre de los interruptores. La figura inferior de la página anterior muestra algunas configuraciones de los convertidores y sistemas HVDC.

Existen diferentes tipos de interruptor en función del trabajo a realizar:

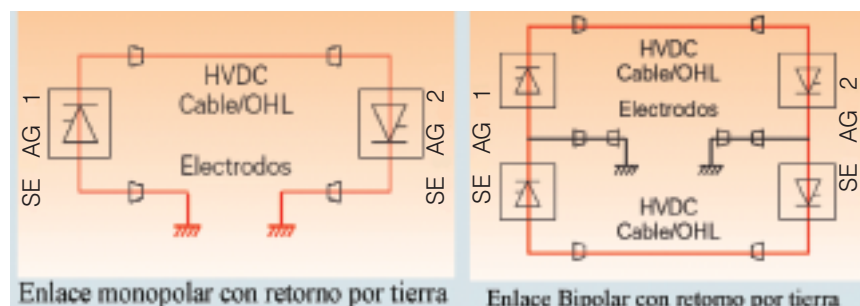
- HSNBS (*High-Speed Neutral Bus Switch*): conduce cierta corriente continua por la puesta a tierra en caso de falta a tierra del neutro de la estación de conversión.
- HSGS (*High-Speed Ground Switch*): conecta el neutro de la estación de conversión a la red de tierra si el camino a la puesta a tierra es interrumpido.
- MRTB (*Metallic Return Transfer Breaker*): en caso de fallo en uno de los convertidores en una conexión bipolar, permite utilizar el cable conectado a ese convertidor como retorno sin interrupción de suministro. El paso de funcionamiento bipolar a monopolar con retorno metálico se realiza pasando por monopolar con retorno por tierra.
- GRTS (*Ground Return Transfer Switch*): permite volver de una

conexión monopolar con retorno metálico a una bipolar pasando por una monopolar con retorno por tierra. El paso se realiza sin interrupción de suministro.

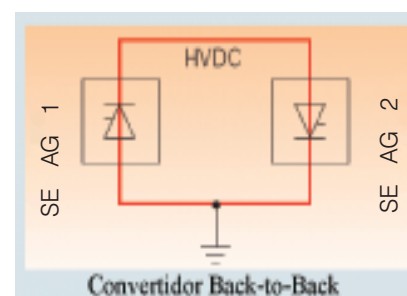
En el montaje de los dos últimos interruptores, se debe tener en cuenta la elevada energía generada en la apertura y cierre. Esto es debido, principalmente, a la baja resistencia del retorno por tierra, que produce un arco en los contactos del interruptor. Para evitar daños en los contactos de los interruptores, éstos se protegen mediante un montaje consistente en un circuito resonante LC y un absorbente de energía, ambos en paralelo con el interruptor DC, como puede apreciarse en la figura superior (parte izquierda), que no es más que un interruptor estándar SF6 AC. La misma figura (derecha) muestra las intensidades y tensiones durante la apertura, siendo la tensión U_{abs} la presente en el absorbente de energía.

Puesta a tierra

La puesta a tierra de las estaciones de conversión es especialmente importante en el caso de sistemas monopoles, puesto que realizan las funciones de retorno de la corriente DC. En sistemas bipolares hacen funciones similares al neutro en un



■ Dos posibles configuraciones de un sistema HVDC.



■ Configuración Back-to-back.

Comparación entre tecnologías HVDC: VSC versus LCC

En la actualidad, la tecnología VSC presenta un coste específico (€/kW) inferior a la tecnología LCC ofreciendo, en cambio, unas prestaciones técnicas superiores (hasta 250-300 MW) [15]. Anteriormente se han presentado los criterios más importantes a la hora de decidir entre un sistema HVDC y uno HVAC. Si finalmente se decide utilizar la tecnología HVDC, algunos factores a tener en cuenta para determinar el tipo de tecnología con la que se implementará el sistema son [15] [16]:

- La tecnología VSC, actualmente, alcanza potencias máximas de 350 MW y tensiones de ± 150 kV.
- La modularidad de un sistema VSC hace que esta tecnología sea más fácil y rápida de implementar, dado que la mayor parte del equipo se monta en fábrica.
- La tecnología VSC necesita instalar siempre dos cables debido a su naturaleza bipolar. La LCC permite configuraciones monopolares.
- La tecnología VSC permite un control independiente y casi total de la potencia activa y la reactiva. La LCC tan sólo permite controlar la potencia activa, siendo la reactiva una función de la activa transmitida.
- Las estaciones de conversión LCC necesitan grandes filtros debido al alto consumo de potencia reactiva de los convertidores. La VSC necesita filtros más pequeños, sin necesidad de compensación del convertidor.
- La tecnología LCC necesita comunicación entre las dos estaciones de conversión a ambos lados del enlace. Esto no es necesario en caso de utilizar VSC.
- La tecnología VSC permite un control de la frecuencia y la tensión independientes de la red AC. La corriente de cortocircuito y la presencia de potencia reactiva no son factores tan decisivos para el correcto funcionamiento

sistema trifásico; en el caso de un sistema equilibrado no realiza ninguna función, pero en el caso habitual de asimetrías lleva a tierra la diferencia entre ambos polos.

Las puestas a tierra suelen conectarse a cierta distancia de la estación de conversión (entre 10 y 50 km) para evitar interferencias con los equipos instalados en la estación (principalmente con los transformadores de conversión) por corrientes de tierra. En función de las necesidades, pueden instalarse horizontal

o verticalmente, en tierra, en zona costera o a mayor profundidad, pueden ser anódicos y catódicos, haciendo la función de electrodos en conexiones submarinas.

Sistema de control

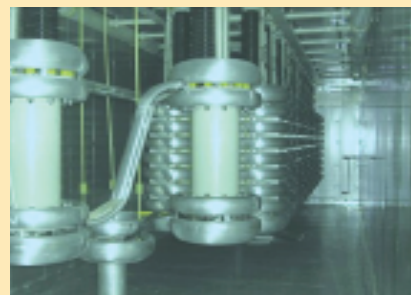
Se encarga de controlar todas las variables del sistema (potencia activa y reactiva entregada), protecciones (interruptores), fallos (redundancia), simulación dinámica, rendimiento de la instalación (filtros, pérdidas), parámetros de

funcionamiento, ruido, compatibilidad electromagnética, comunicaciones, diagnóstico del sistema, etc. Está formado por la electrónica de medida e informática de la estación de conversión.

En cualquier caso, la función principal de este sistema es controlar la tensión e intensidad de la línea, ajustando los ángulos de disparo y extinción de las válvulas rectificadoras / inversoras. Habitualmente, el nivel de tensión lo controla la etapa inversora, bien manteniendo un ángulo de



Aspecto externo de estación de conversión VSC (izquierda) en Suecia (Gotland, 2003, 50 MW) e interior de uno de los convertidores (derecha), donde se aprecia el montaje horizontal de los IGBT.



Aspecto externo de estación de conversión LCC (izquierda) en Dinamarca (Kont Skan, 2001, 300 MW) e interior de uno de los convertidores (derecha), donde se aprecia el montaje vertical de los tiristores.



de un sistema con tecnología VSC como lo son para un LCC. La LCC, en cambio, necesita energía reactiva para funcionar, lo que hace imprescindible la presencia de tensión a ambos lados de un enlace para que las estaciones funcionen. Esta característica permite a un sistema VSC arrancar desde un cero (*blackout*) en cualquier situación, al realizar una función equivalente a la máquina síncrona. Por este motivo, la tecnología VSC puede alimentar redes pasivas (plataformas petrolíferas, islas pequeñas, etc.). En cambio, los convertidores LCC requieren redes activas en ambos extremos (en redes pasivas sería necesario instalar compensadores síncronos). La tecnología LCC también implica un consumo de energía reactiva en la estación de conversión y una potencia de cortocircuito elevada para arrancar desde un 'cero' (*blackout*).

- El impacto visual de las instalaciones de conversión es inferior en el caso de la tecnología VSC, debido al montaje horizontal de los convertidores. Las torres de tiristores utilizadas en la tecnología LCC necesitan instalaciones de mayor altura, puesto que estos convertidores se montan en vertical.
- Aunque ambas tecnologías permiten la inversión del sentido de transferencia de la potencia, con VSC es posible realizarlo sin cambio en la polaridad. Esto afecta positivamente al aislamiento de los conductores en cables VSC, que pueden ser de menor grosor.

extinción fijo y dejando variar la tensión entre ciertos valores, bien variando el ángulo de extinción y manteniendo el valor de la tensión fijo.

La primera opción será viable, principalmente, en sistemas eléctricamente fuertes, puesto que la variación de tensión a la salida será menor para un ángulo dado y un rango de cargas. En este caso, el rectificador debe controlar la intensidad. La acción conjunta de ambos permite controlar la potencia a la salida y, por lo tanto, el punto de funcionamiento.

Configuraciones de un sistema HVDC

La tecnología HVDC permite la implementación de una u otra configuración del sistema en función del objetivo.

Tipos de conexión

Monopolar

Utiliza solamente un conductor para transmitir la energía eléctrica. El retorno se realiza mediante electrodos conectados a las estaciones de conversión, que hacen las funciones de ánodo y cátodo.

Este tipo de conexión se utiliza cuando los sistemas a conectar están separados por grandes distancias y donde la no instalación del cable de retorno puede suponer un ahorro considerable. También se utiliza en sistemas submarinos, donde el mar realiza las funciones de retorno, ofreciendo menores pérdidas que un conductor metálico, o cuando no es posible utilizar una de las fases de una conexión bipolar.

Algunos sistemas monopoles incluyen un retorno metálico cuando no es posible realizarlo mediante electrodos conectados a tierra (normalmente por cuestiones medioambientales) o cuando las pérdidas son demasiado importantes.

Bipolar

Se utiliza cuando se supera la capacidad de un enlace monopolar. Además, proporciona mayor fiabilidad al sistema, ya que puede utilizarse como monopolar en caso de que uno de los polos quede fuera de servicio pudiendo transmitir, en función de los criterios de explotación, más de un 50% de la potencia total.

Los enlaces bipolares pueden estar conectados a tierra mediante electrodos o conectados entre ellos mediante un cable de retorno. Sea cual sea el sistema, este electrodo tan sólo lleva la diferencia entre ambos polos. Su función es similar a la del neutro en un sistema trifásico.

Configuración de sistemas

Back-to-back

Se utiliza para conectar dos sistemas asíncronos o de diferente frecuencia

muy cercanos (la conexión se realiza en la misma subestación). Esta configuración no necesita línea de transmisión entre los equipos rectificadores e inversores, ya que se encuentran en la misma instalación. Las conexiones pueden ser monopoles o bipolares.

Punto a punto

Ésta es la configuración más habitual en HVDC. Se utiliza para conectar dos subestaciones cuando la conexión HVDC es más rentable que la HVAC o cuando la solución HVDC es la única viable técnicamente (por ejemplo, Vandellós-Mallorca, año 2011, 210 km). En este caso, una de las estaciones funcionará como rectificador y la otra como inversor en función de las necesidades del sistema.

Se utiliza también en conexiones submarinas, permitiendo la transmisión a cargas aisladas (estaciones petrolíferas) o de sistemas de generación aislados (parques eólicos en alta mar), o para apoyar sistemas insulares (eléctricamente débiles) desde sistemas continentales (por ejemplo, Gotland, Córcega, Cerdeña, Cheju), entre otras aplicaciones.

Multiterminal

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

- *Paralela*: todas las subestaciones están conectadas a la misma tensión. Se utiliza cuando todas las subestaciones superan el 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- *Serie*: las subestaciones se conectan en serie, y a cada una llega una tensión diferente. Una subestación conectada en serie no puede consumir más del 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras para no afectar al nivel de tensión que llega a las otras.
- *Mixta*: es una combinación de los sistemas anteriores.

Unitario

En esta configuración, el rectificador se conecta directamente al generador. A efectos prácticos, la

Referencias

- [1] *Technology Trends for HVDC Thyristors Valves*. Lips, H.P. Siemens. www.ev.siemens.de
- [2] *The early HVDC Development*. ABB Power Technologies AB, Suecia. 2004. www.abb.com
- [3] *50 years of HVDC*. ABB Power Technologies AB, Suecia. 2004. www.abb.com
- [4] *Chronological list of HVDC developments*. ABB Power Technologies AB, Suecia. 2002. www.abb.com
- [5] *Addenda a la Planificación de los Sectores de la Electricidad y Gas*. Ministerio de Economía. Diciembre, 2003. www6.mityc.es
- [6] *High Voltage Direct Current [HVDC] Transmission Systems Technology Review Paper*. Charpentier, J.P. y otros. World Bank, Estados Unidos. www.worldbank.org
- [7] *Bulk power transmission at extra high voltages, a comparison between transmission lines for HVDC at voltages above 600 kV and 800 kV*. ABB Power Technologies AB, Suecia. 2005. www.abb.com
- [8] *HVDC Transmission*. Woodford, Dennis A. Manitoba HVDC Research Centre, Canada. Marzo, 2005
- [9] *Gotland HVDC Light Project*. ABB Power Technologies AB, Suecia. www.abb.com
- [10] *Harmonic Distortion from Variable Frequency Drives*. Eaton Electrical. www.eatonelectrical.com
- [11] *Typical Technical Specification for an HVDC Light Link Transmission Project*. ABB Power Technologies AB, Suecia. www.abb.com
- [12] *Electrical Transmission: an alternative way to transport energy in a deregulated world*. ABB Power Systems AB, Suecia. 2005. www.worldenergy.org
- [13] *High Voltage Direct Current Transmission-Proven Technology for Power Exchange*. Siemens. www.siemens.com
- [14] *HVDC Cable Transmissions*. ABB High Voltage Cables AB. www.abb.com
- [15] *Differences between HVDC Light and classical HVDC*. ABB Power Technologies AB, Suecia. www.abb.com
- [16] *Benefits During Power Grid Restoration*. ABB Power Technologies AB, Suecia. www.abb.com
- [17] *What is HVDC?* ABB Power Technologies AB, Suecia. 2005. www.abb.com

energía es generada directamente en DC. Este sistema se utiliza con generadores hidráulicos y eólicos asíncronos. Tras esta transformación, el sistema vuelve a convertir la energía a AC a la frecuencia del sistema, lo que permite conectar el generador.

Esta configuración permite aprovechar la velocidad de las turbinas para generar la energía necesaria en cada momento independientemente de la frecuencia del sistema. Realiza, por lo tanto, una función similar al *Back-to-*

back, con un lado de frecuencia fija (sistema) y otro de frecuencia variable (generador).

Conclusiones

La electricidad empezó a utilizarse para transportar energía hace aproximadamente 120 años, y el primer enlace en HVDC se realizó hace 50 (año 1954), por lo que podemos considerar a la HVDC como una tecnología consolidada, aunque en continua evolución tanto por la electrónica de potencia como por las mejoras tecnoló-

gicas de los cables extruidos. La mejor prueba de su madurez son los más de 70.000 MW instalados hasta el año 2005 en más de 90 proyectos en todo el mundo, así como los numerosos proyectos HVDC en curso [17].

El interés en seguir utilizando esta tecnología es evidente ante la evolución de los materiales y dispositivos electrónicos de control de potencia (válvulas de mercurio, tiristores, GTO, IGBT, etc.).

Las potencias máximas actuales de convertidores HVDC dependen de la tecnología. La tecnología LCC, menos flexible, ha alcanzado hasta la fecha la potencia de 1500 MW a 500 kV (*Three Gorges* - China). La potencia máxima transmitida mediante tecnología VSC es de 330 MW (*Cross Sound*, USA), pero están previstos a corto plazo nuevos convertidores de 500 MW aproximadamente.

La tecnología HVDC ha permitido también la conexión de sistemas eléctricamente débiles y cargas / generadores aislados, a sistemas más robustos mediante enlaces submarinos de mayor longitud que los realizados con HVAC. En Europa se utiliza esta tecnología para unir las redes de varios países (Francia-Inglaterra, Grecia-Italia, Alemania-Suecia-Dinamarca, etc.) con un récord de profundidad de enlace submarino hasta la fecha de 1000 m (Italia-Grecia). España tiene previsto interconectar la Península con Mallorca antes del año 2012 en HVDC.

El futuro del HVDC está en este momento enfocado en:

- La fabricación de nuevos materiales y tecnologías que permitan construir cables que soporten mayores profundidades (~1.800 m), tensiones (> 500 kV) y potencias (~1.000 MW).
- El aumento del rango de potencias en VSC de 330 MW a 500 MW, dado que ofrece prestaciones superiores a la tecnología LCC.
- La reducción de pérdidas en las estaciones de conversión VSC (hasta un 1-2%) y la mejora de la fiabilidad en el caso de VSC por disparos imprevistos (1 a 2 disparos anuales).

Joan Ignasi Frau

Jordi Gutiérrez

Endesa Distribución