



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL, ESPECIALIDAD ELECTRICIDAD

PROYECTO FIN DE CARRERA

**TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
CORRIENTE CONTINUA. ENLACES HVDC-VSC.**

Autor:

Monterrubio Diez, Mario

Tutor:

Zorita Lamadrid, Ángel Luis

Ingeniería Eléctrica

MARZO – 2013

RESUMEN DEL PROYECTO.

La transmisión y distribución de energía eléctrica en corriente continua (CC) no ha dejado de ser objeto de desarrollo e investigación desde su comienzo en 1882, aportando avances y soluciones, a pesar de haber permanecido en un segundo plano hasta hoy día debido a la simplicidad de la transmisión en corriente alterna (CA).

La necesidad de transportar energía eléctrica a grandes distancias, la creciente aportación de las energías renovables y la necesidad de integrarlas en las redes de transporte, y el desarrollo de la electrónica de potencia hacen cada vez más útil el uso de corriente continua en alta tensión (*High Voltage Direct Current*, HVDC por sus siglas en inglés). Comúnmente la transmisión HVDC se ha empleado como alternativa al transporte eléctrico a larga distancia, mediante líneas aéreas típicamente en corriente alterna en alta tensión (*High Voltage Alternating Current*, HVAC por sus siglas en inglés), pero gracias al desarrollo de la electrónica de potencia las aplicaciones HVDC ya no se centran solo en este caso.

Dentro del campo de la transmisión HVDC se puede distinguir dos tecnologías, en función del tipo de convertidor que se instale. Estas son:

- a) Tecnología HVDC clásica o LCC (*Line Commutated Converter*). Utiliza tiristores como elemento de conmutación.
- b) Tecnología HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*), implementada a partir de convertidores con IGBT.

La tecnología HVDC-VSC hoy por hoy es la que presenta más perspectivas de futuro por aventajar, en una serie de campos a su predecesora. Es por esto que diferentes compañías emplean cada vez más esta solución, las que desarrollan los equipos ofrecen mejores componentes para un rango de tensiones y potencias como es el caso de: ABB con HVDC-Light, Siemens que comercializa HVDC PLUS (*Power Link Universal System*), y recientemente ALSTOM con HVDC MaxSine; y las que se dedican a la construcción de redes eléctricas, como los operadores del sistema de cada país, utilizan cada vez más esta solución por sus ventajas económicas, técnicas y/o medioambientales.

El proyecto fin de carrera se plantea como un estudio de la tecnología HVDC-VSC, por su carácter novedoso y reciente implantación en los sistemas de transporte de electricidad. Con este trabajo se pretende dar a conocer de modo general la tecnología HVDC y de manera particular la variante HVDC-VSC. Para esto, los puntos principales que se desarrollan a lo largo de 5 capítulos son:

- Introducción del contexto en el que se sitúa el proyecto fin de carrera. Introducción de la tecnología HVDC y situación histórica mediante el desarrollo de una serie de casos en los que se han aplicado las diferentes tecnologías existentes hasta la aparición de la HVDC-VSC.
- Descripción de las características de la tecnología HVDC en general, técnicas, económicas y medioambientales, y comparativa frente a la tecnología HVAC.
- Análisis de los distintos tipos de configuración y conexiones, por las que se puede optar a la hora de realizar una instalación HVDC, tanto si se emplean convertidores LCC como VSC.
- Descripción de la tecnología HVDC-LCC, dando a conocer los componentes principales que se emplean, como convertidores, filtros, cables de las líneas, etc., siendo muchos de ellos comunes tanto en HVDC-LCC como HVDC-VSC.

Una vez conocidos el contexto del transporte de CC y los detalles generales de la tecnología HVDC, particularmente HVDC-LCC, se pasa a describir la tecnología HVDC-VSC. Esto se consigue desarrollando los siguientes puntos:

- Descripción de la unidad básica de un convertidor VSC, la válvula VSC, que se compone principalmente por dispositivos IGBT, con unas características que también se describen brevemente.
- Detalles de los componentes que se emplean en HVDC-VSC pero que no se emplean en HVDC-LCC y/o presentan alguna diferencia importante con ésta.
- Descripción del funcionamiento del convertidor, tanto en modo rectificador como inversor, describiendo las topologías existentes, como

son el inversor PWM y el inversor multinivel, aportando detalles que permitan diferenciarlos y compararlos.

- Descripción del control que se efectúa en los convertidores VSC. Cómo se controla la potencia, que estrategias o modos de control se pueden seguir para conseguir el control de los parámetros del convertidor, como son la tensión, la potencia o la frecuencia.
- Se realiza una comparativa entre las dos variantes existentes en HVDC, dejando claro que ventajas aporta la tecnología HVDC-VSC frente a la HVDC-LCC y señalando las limitaciones a las que actualmente está sujeta.
- Además de realizar la descripción y la comparativa de las dos posibles opciones dentro tecnología HVDC, se señala como aplicación más común de esta tecnología la conexión e integración de energías renovables a los sistemas eléctricos. Especialmente se señala el empleo cada vez mayor de la tecnología HVDC-VSC en la integración de parques eólicos en alta mar (*offshore*)

Para terminar el proyecto se detallan una serie de instalaciones en las que se ha empleado HVDC-VSC, y otra serie de ellas que están en construcción o aún están en fase de proyecto. Cabe señalar el caso de la Interconexión HVDC-VSC España-Francia, por ser la única de estas características (en construcción) en España.

Palabras clave: corriente continua, corriente alterna, HVDC-VSC, HVDC-LCC o clásica, IGBT, PWM, multinivel.



UNIVERSIDAD de VALLADOLID



ESCUELA de INGENIERÍAS INDUSTRIALES

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL, ESPECIALIDAD ELECTRICIDAD

PROYECTO FIN DE CARRERA

**TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
CORRIENTE CONTINUA. ENLACES HVDC-VSC.**

Autor:

Monterrubio Diez, Mario

Tutor:

Zorita Lamadrid, Ángel Luis

Ingeniería Eléctrica

MARZO – 2013

*A mis padres y hermanos por su apoyo.
A mis compañeros y amigos, por esos
buenos ratos que hemos pasado.*

ÍNDICE DEL CONTENIDO.

1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 Justificación	1
1.2 Objetivos	3
1.3 Resumen del proyecto	3
2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA TRANSMISIÓN HVDC	5
2.1 Resumen	5
2.2 Evolución de la tecnología. Casos significativos	10
2.2.1 Primera generación de enlaces. Válvulas de arco de mercurio	10
2.2.2 Enlaces HVDC con convertidores a base de puentes de tiristores	14
2.2.3 Enlaces HVDC con convertidores VSC	19
3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA HVDC	21
3.1 Comparación de las tecnologías HVDC y HVAC	22
3.1.1 Consideraciones medioambientales	22
3.1.2 Consideraciones económicas	23
3.2 Sistema HVDC. Configuraciones	27
3.2.1 Configuración ‘back-to-back’	27
3.2.2 Configuración ‘punto a punto’	27
3.2.3 Configuración multiterminal	28
3.2.4 Configuración unitaria	28
3.3 Clasificación de las conexiones	28
3.3.1 Monopolar	28
3.3.2 Bipolar	29
3.3.3 Homopolar	32
3.4 Componentes de un sistema HVDC-LCC	33
3.4.1 Convertidor	34
3.4.2 Transformador del convertidor	35
3.4.3 Filtros	36
3.4.4 Reactancia de suavizado	36

3.4.5 Condensadores en paralelo	37
3.4.6 Líneas de CC	37
3.4.7 Interruptores	41
3.4.8 Puesta a tierra de las estaciones	43
4. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA HVDC-VSC	44
4.1 Válvula VSC	45
4.1.1 Tipos de semiconductores para válvulas VSC	45
4.2 Componentes de un sistema HVDC-VSC	50
4.3 El convertidor VSC como rectificador	55
4.4 El convertidor VSC como inversor	60
4.4.1 Inversor modulado por ancho de pulso. PWM	60
4.4.2 Inversor multinivel	75
4.5 Control de un sistema HVDC.VSC	82
4.5.1 Control de la potencia activa y reactiva	83
4.5.2 Modos de control	87
4.5.3 Coordinación de los controles	93
4.6 Comparación entre las tecnologías HVDC-LCC y HVDC-VSC	94
4.7 Integración de parques eólicos <i>off-shore</i>	96
5. ENLACES HVDC-VSC EN EL MUNDO	101
5.1 Enlaces HVDC-VSC en servicio	101
5.2 Enlaces HVDC-VSC programados	110
5.3 Interconexión HVDC-VSC España-Francia	113
6. CONCLUSIONES	118
7. BIBLIOGRAFÍA	120
ANEXOS	125
Anexo I: Transformada de Clarke y Park	125

1. INTRODUCCIÓN.

1.1 Justificación.

La transmisión y distribución de energía eléctrica en corriente continua (CC) no ha dejado de ser objeto de desarrollo e investigación desde su comienzo en 1882, aportando avances y soluciones, a pesar de haber permanecido en un segundo plano hasta hoy día debido a la simplicidad de la transmisión en corriente alterna (CA).

La necesidad de transportar energía eléctrica a grandes distancias, la creciente aportación de las energías renovables y la necesidad de integrarlas en las redes de transporte, y el desarrollo de la electrónica de potencia hacen cada vez más útil el uso de corriente continua en alta tensión (*High Voltage Direct Current*, HVDC por sus siglas en inglés). Comúnmente la transmisión HVDC se ha empleado como alternativa al transporte eléctrico a larga distancia, mediante líneas aéreas típicamente en corriente alterna en alta tensión (*High Voltage Alternating Current*, HVAC por sus siglas en inglés), pero gracias al desarrollo de la electrónica de potencia las aplicaciones HVDC ya no se centran solo en este caso.

Dentro del campo de la transmisión HVDC se puede distinguir dos tecnologías, en función del tipo de convertidor que se instale. Estas son:

- a) Tecnología HVDC clásica o LCC (*Line Commutated Converter*). Utiliza tiristores como elemento de conmutación.
- b) Tecnología HVDC-VSC (*Voltage Source Converter*), implementada a partir de convertidores con IGBT.

La tecnología HVDC-VSC hoy por hoy es la que presenta más perspectivas de futuro por aventajar, como se verá posteriormente, en una serie de campos a su predecesora. Es por esto que diferentes compañías emplean cada vez más esta solución, las que desarrollan los equipos ofrecen mejores componentes para un rango de tensiones y potencias como es el caso de: ABB con HVDC-Light, Siemens que comercializa HVDC PLUS (*Power Link Universal System*), y recientemente ALSTOM con HVDC MaxSine; y las que se dedican a la construcción de redes eléctricas, como los operadores del sistema de cada país, utilizan cada vez más esta solución por sus ventajas económicas, técnicas y/o medioambientales.

Actualmente se pueden encontrar convertidores de electrónica de potencia en cualquier punto de la red donde se requiere cambiar la forma de la energía eléctrica (tensión, intensidad o frecuencia), muchos de los electrodomésticos que utilizamos funcionan en CC e incorporan pequeños convertidores, siendo cada más común su uso.

En este campo la tecnología VSC puede dar paso a la implantación de la corriente continua en las llamadas ‘redes inteligentes’ (*Smart Grids*), o a la creación de “superredes” de generación totalmente renovable, caso que ya se está planteando en Europa (Fig.1.1).

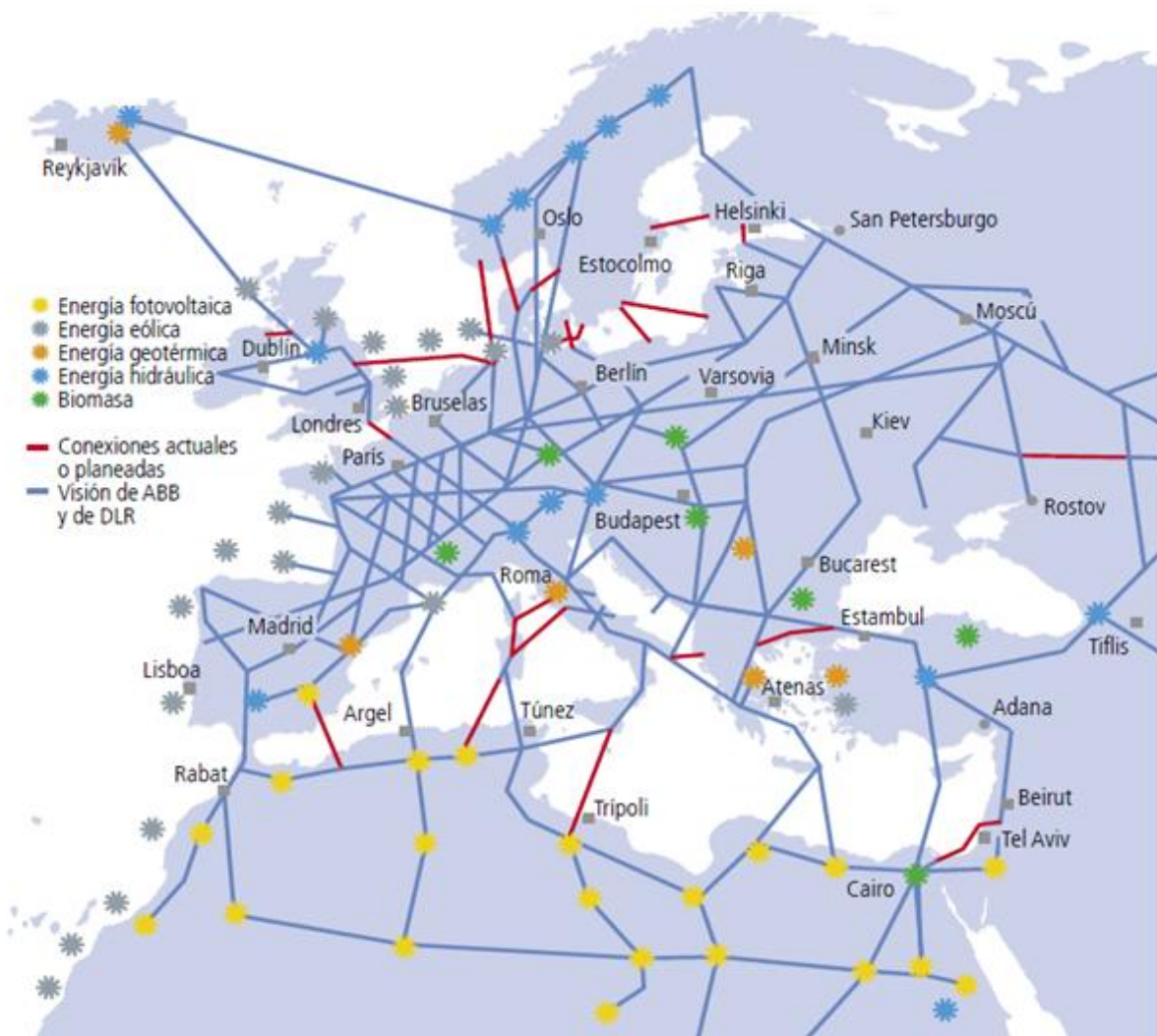


Fig. 1.1 Proyecto de “Superred” de energías renovables europea.

1.2 Objetivos.

El presente proyecto se plantea como un estudio de la tecnología HVDC-VSC, de carácter novedoso y de reciente implantación. Para esto, a modo de introducción, se detallan aspectos de la tecnología HVDC-LCC para:

- Conocer a grandes rasgos la tecnología HVDC clásica o LCC, por ser la más empleada hasta el momento y estar ampliamente documentada.
- Aportar las características y las ventajas frente a la tecnología HVAC, así como sus componentes, en muchos casos comunes a los de un sistema HVDC-VSC.

Una vez en situación, se pasa a describir la tecnología VSC, punto destacado del proyecto. Se pretende aportar los datos necesarios para conocer en profundidad la tecnología y poder respaldar su rápida implantación en el campo HVDC. El estudio se centra en los siguientes puntos:

- Describir la válvula VSC y el IGBT.
- Describir los distintos modos de operación y control de los parámetros: potencia, tensión y frecuencia.
- Enumerar y explicar los componentes de un sistema HVDC-VSC.
- Describir las Topologías empleadas en los convertidores HVDC-VSC.
- Enumerar las diferencias y ventajas que aporta la tecnología HVDC-VSC frente a la tecnología HVDC clásica.
- Aportar datos de las aplicaciones más destacadas.
- Describir los casos en los que se emplea VSC y comprobar los valores de tensión y potencia en los que se trabaja actualmente, y la evolución.

Palabras clave: CC, CA, HVDC-VSC, HVDC-LCC o clásica, IGBT.

1.3 Resumen del proyecto.

- Capítulo 1: Se presenta el proyecto, introduciendo al lector en los contenidos que se van a tratar: HVDC-LCC, HVDC-VSC, casos de aplicación, etc.; estableciendo una serie de objetivos que se pretenden conseguir o aclarar a lo largo del proyecto.

- Capítulo 2: Se exponen las diferentes tecnologías que se han empleado en el transporte HVDC, desde que se comenzara a utilizar hasta que aparecen los convertidores VSC, aportando una serie de datos históricos y casos de aplicación.
- Capítulo 3: En este capítulo se presenta la tecnología HVDC clásica o LCC, basada en tiristores. Se compara con la tecnología HVAC y se presentan las diferentes configuraciones, conexiones y componentes que la caracterizan. Esta descripción es necesaria por la relación que existe con la tecnología VSC y las muchas características que comparten ambas.
- Capítulo 4: Este capítulo es el punto central de proyecto, en el que se describe el funcionamiento de los convertidores de fuente de tensión empleados en transporte de energía eléctrica HVDC. Primero se describe el componente principal o válvula VSC, basada en el IGBT; y los componentes que se emplean en un sistema HVDC-VSC, muchos de ellos comunes a los de un sistema HVDC clásico. Después de conocer los componentes básicos se describen los modos de funcionamiento de un convertidor VSC, como rectificador y como inversor, y se dan a conocer las diferentes topologías empleadas y las estrategias de control por las que se puede optar. Para terminar el capítulo se presenta una comparativa entre las tecnologías LCC y VSC y se aportan datos sobre el empleo de los convertidores VSC en parques eólicos *offshore*.
- Capítulo 5: Los diferentes casos de aplicación de la tecnología VSC en el mundo quedan recogidos en este capítulo, así como una serie de futuras instalaciones que se han considerado importantes, destacando el caso de la interconexión España-Francia.
- Capítulo 6: Este capítulo recoge las conclusiones que se desprenden del proyecto.
- Capítulo 7: Recoge la bibliografía consultada, capítulo por capítulo.

2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA TRANSMISIÓN HVDC.

2.1 Resumen.

El transporte de energía eléctrica comenzó hace 130 años ante la creciente demanda que experimentó la energía eléctrica por los avances introducidos, especialmente con la aparición de la bombilla de cristal vacío o bombilla eléctrica en 1879 gracias a Thomas Alba Edison. La primera transmisión de energía eléctrica se realizó en 1882 en EEUU, en corriente continua de baja tensión, a 110 V. También en ese año se instaló en Europa la primera línea de transmisión de energía eléctrica en corriente continua, a 2 kV y con una distancia de 50 km, entre Miesbach y Múnich en Alemania.

Aunque las primeras redes de distribución eléctrica funcionaron en corriente continua, la tecnología de la época entorpeció la implantación de ésta como sistema estándar de transporte de energía, debido a las costosas instalaciones y a las pérdidas en los conductores. Esto junto con las ventajas que aportaba la transmisión en corriente alterna consiguió que el transporte eléctrico en corriente continua quedase marginado, siendo la transmisión HVAC la elegida. El perfeccionamiento del generador de corriente alterna y el invento del transformador permitieron generar y transportar electricidad de un modo más económico, así la HVAC se extendió globalmente, generándose energía cada vez más lejos de los puntos de consumo e instalando largos tendidos aéreos con tensiones cada vez mayores.

Pero con el aumento de la distancia, en las líneas HVAC aparece el problema de la energía reactiva, que oscilaba entre las capacitancias y las inductancias de los sistemas. Es aquí cuando se empieza a plantear de nuevo el transporte en HVDC, que continuó desarrollándose de forma paralela, como posible sistema de transmisión de energía eléctrica, al no perder capacidad de transporte en largos recorridos.

El principal inconveniente para la transmisión en HVDC hasta el momento había sido la incapacidad de disponer de un sistema convertidor CA-CC y viceversa, fiable y económico. Hasta el momento la distribución en corriente continua se había desarrollado utilizando la tecnología existente en la época, como el diodo, el triodo y el tubo de vacío, desarrollados todos ellos a principios del siglo XX. Poco después

se inició el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio (también llamada válvula de vapor de mercurio), para los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica para altas tensiones y potencias, que ofreció durante mucho tiempo la línea más prometedora, desarrollándose válvulas de hasta 1000 V.

Durante un tiempo el desarrollo de las válvulas de mercurio planteó ciertos problemas por la incapacidad de lograr tensiones mayores aumentando la separación entre ánodo y cátodo. El problema se resolvió introduciendo electrodos de distribución de campo entre ánodo y cátodo, método ideado por el que es considerado padre de la HVDC, el ingeniero eléctrico sueco Dr. Uno Lamm (Fig.2.1).



Fig.2.1 Dr. Uno Lamm.

Partiendo de esta base, había llegado el momento de hacer pruebas de funcionamiento. En este aspecto fueron pioneros países como Suecia o Alemania, en este último se firmó el primer contrato comercial en 1941, para la construcción de un enlace HVDC de 60 MW. Se trataba de un cable subterráneo que debía transmitir hasta 150 A utilizando 200 kV a una distancia de 115 km, pero nunca llegó a construirse. El siguiente caso se da en 1950 cuando la Unión Soviética construyó un enlace experimental de 150 km entre Moscú y Kasira a una tensión de 200 kV.

Las pruebas efectuadas durante estos años por la compañía eléctrica sueca Swedish State Power Board y el incremento de las necesidades energéticas, llevaron a la construcción del primer enlace mundial de carácter comercial para transmisión en HVDC. Se construyó entre la isla de Gotland, entre el Mar Báltico y la

zona continental de Suecia, y entró en servicio en 1954. La potencia original del sistema era de 20 MW, con tensión nominal de 100 kV, aunque posteriormente se sustituyeron las válvulas de mercurio (Fig.2.2) por válvulas de estado sólido a base de semiconductores (el enlace se describe en el apartado 2.2).

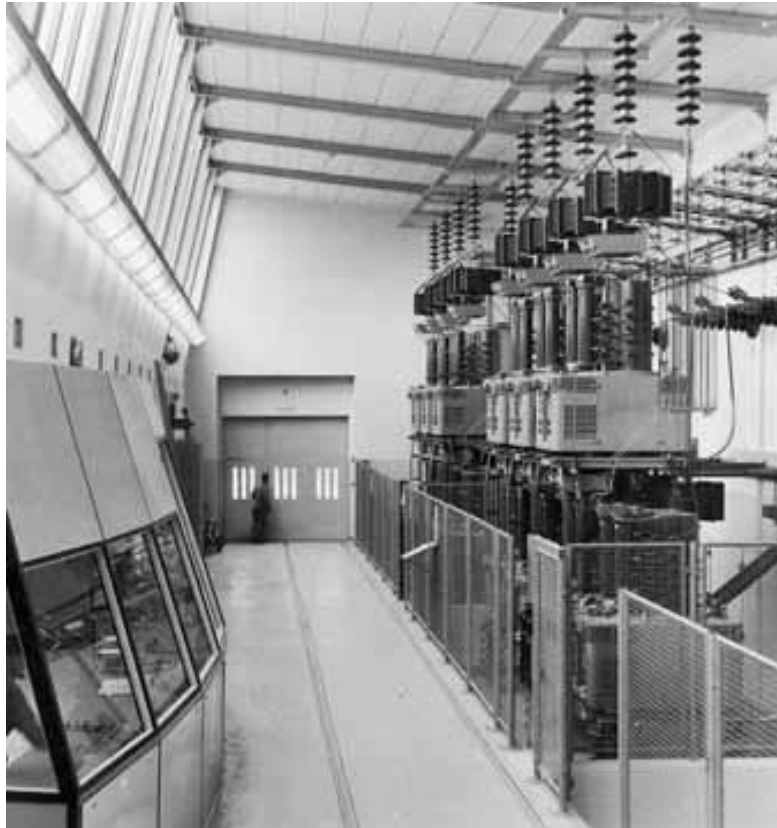


Fig.2.2 Válvulas de vapor de mercurio.

A partir de este momento, se comprobaron las ventajas que aportaban los semiconductores, en los que se centró el desarrollo. Primero con las válvulas de tiristores (Fig.2.3) se consiguió simplificar las estaciones de conversión, utilizándose en todos los enlaces HVDC y sustituyendo poco a poco las antiguas válvulas de vapor de mercurio.

El desarrollo y las aplicaciones de las válvulas de estado sólido a base de tiristores se ha mantenido hasta hoy día, siendo la tecnología más extendida la de Convertidor Conmutado por Línea LCC (*Line Commutated Converter*), aunque existen variantes basadas en válvulas de tiristores, como la de Convertidor Conmutado por Condensadores CCC (*Capacitor Commutated Converter*).



Fig.2.3 Válvula de tiristores.

Pero desde la aparición del Transistor Bipolar de Puerta Aislada IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) a principios de la de la década de 1980 y su rápido desarrollo, se ha dado paso a una nueva tecnología para las estaciones de conversión basada en el Convertidor de Fuente de Tensión VSC (*Voltage Source Converter*). Aunque la implantación de esta tecnología para la transmisión HVDC necesita estaciones de conversión con componentes completamente nuevos que durante un tiempo entorpecieron su aplicación, en este momento y debido sus características (detalladas paulatinamente en los próximos apartados), hacen del HVDC-VSC una de las tecnologías punteras y con más perspectiva de desarrollo e implantación.

La transmisión HVDC en la actualidad sigue basándose en los principios de funcionamiento del enlace de Gotland en 1954, aunque claro está, introduciendo progresivamente los distintos avances señalados, nuevas válvulas para las estaciones de conversión, cables más resistentes o mejores filtros de armónicos son algunos de estos. Desde que se comenzara a utilizar este sistema de transporte de energía eléctrica se han instalado más de 140.000 MW de capacidad y continúan desarrollándose proyectos por todo el mundo, lo que da prueba de la madurez de la tecnología HVDC.



Fig.2.4 Válvulas IGBT.

Como ya se ha señalado, el objeto de este proyecto es analizar la tecnología VSC que se prevé domine el mercado, sustituyendo el HVDC clásico basado en tiristores, incluso para los niveles de potencia más elevados, por encima de 800 MW de potencia, muy costoso hoy día debido a la tecnología disponible en los IGBT.

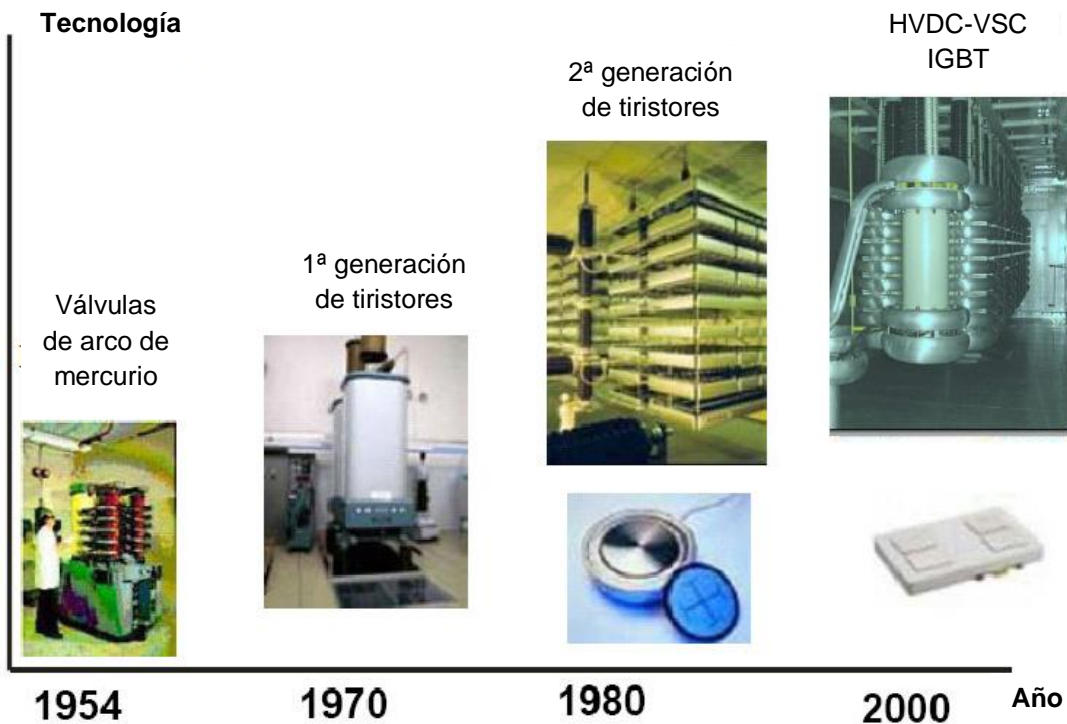


Fig.2.5 Evolución de la tecnología en los convertidores.

2.2 Evolución de la tecnología. Casos significativos.

2.2.1 Primera generación de enlaces. Válvulas de arco de mercurio:

a) Interconexión Suecia-Gotland: Se compone de tres fases, de las que actualmente están en servicio sólo dos. El primer enlace entró en servicio en 1954 con una potencia original de 20 MW, y ± 100 kV de tensión nominal. Fue la primera conexión comercial construida en el mundo, con el objetivo de dar a la isla un aporte de energía adicional, y permitir reducir los costes de producción de la única planta generadora que existía.

Enlazaba el sistema sueco continental a 130 kV con el de Gotland a 60 kV mediante un único cable submarino de 97 km con retorno por mar mediante electrodos. Los convertidores se basaban en válvulas de vapor de mercurio aunque en 1970 se amplió la estación, añadiendo válvulas de tiristores en serie con las de arco de mercurio, lo que significó un incremento en la potencia hasta 30 MW, y en la tensión nominal hasta 150 kV, siendo esa la primera vez que se utilizaban válvulas de estado sólido a base de tiristores en un enlace comercial.

En 1983 entró en servicio el segundo cable, siendo la capacidad de transmisión de 130 MW y la tensión nominal de ± 150 kV. Las válvulas de los convertidores estaban basadas en tecnología de tiristores y se operaba independientemente del enlace original. En 1985 ante la perspectiva de que se incrementase aún más la demanda en Gotland, se instaló un tercer enlace que forma una conexión bipolar con Gotland 2, y en 1986 el enlace original quedó fuera de servicio. La capacidad total del enlace actualmente es de 260 MW operando a 150 kV.

Finalmente en 1999 se instaló en este enlace el primer convertidor con tecnología VSC (detalles en el apartado 5.1).

b) Interconexión Canal de la Mancha: A principios de la década de 1950 las administraciones de la energía de Francia y Gran Bretaña planificaron un enlace de transporte de electricidad a través del Canal de la Mancha. Se iniciaron las pruebas en 1961 y se adoptó la opción de la conexión HVDC por el beneficio económico que supone en conexiones submarinas.

Interconecta la red inglesa a 275 kV con la francesa a 220 kV mediante dos cables distribuidos de la siguiente manera: 48 km de canalización submarina más

16 km de líneas aéreas en ambos lados. La potencia transmitida es de 160 MW, con una tensión de servicio de ± 100 kV y con una sola estación de conversión puesta a tierra. Este enlace se equipó con dos puentes de conversión (200 A) por terminal, a base de válvulas de vapor de mercurio, para enlazar los sistemas asíncronos de Francia e Inglaterra.

En 1974 se modernizaron las instalaciones sustituyendo las válvulas de vapor de mercurio por tiristores, siendo este el inicio de un proyecto aún mayor para incrementar la potencia de transmisión entre Francia y Gran Bretaña, que llevaría a dejar fuera de servicio el enlace original en 1984 y comenzar con la planificación del proyecto de interconexión IFA2000, con el que se ha conseguido una potencia de 2000MW instalando cuatro pares de cables nuevos (para atenuar los efectos magnéticos).

c) Interconexión Nueva Zelanda: Enlaza la central hidráulica de Benmore en la Isla del Sur a la tensión de generación de 16 kV, con la subestación de Haywards en la Isla del Norte a una tensión de 110 kV. La longitud total es de 617 km distribuidos del siguiente modo: 42 km de conducción submarina que atraviesa el estrecho de Cook, y 575 km en líneas aéreas a ambos lados. La canalización está constituida por dos polos con un tercer cable de reserva, cuando se usa un solo polo puede funcionar con retorno por tierra (mar) a plena corriente.

La puesta en servicio se realizó en 1965, primero con una conexión monopolar y poco después con conexión bipolar (apartado 3.3.2). La potencia nominal original era de 600 MW con ± 250 kV de tensión nominal y una transmisión máxima de corriente por polo de 1200 A. Cada estación contaba con cuatro puentes rectificadores a base de válvulas de arco de mercurio, pero en 1992 se actualizó la instalación para operar según un esquema bipolar junto con un nuevo convertidor basado en válvulas de tiristores que incrementó la capacidad de transmisión hasta los 1240 MW.

Para 2013 está prevista la instalación de un nuevo polo.

d) Interconexión Konti-Skan: Enlace entre Dinamarca a una tensión de 150 kV y Suecia a una tensión de 400 kV. Se puso en servicio en agosto de 1965 con un polo único y retorno por tierra (mar). La longitud total de la transmisión es de 173 km, repartidos en 87 km submarinos y 86 km de líneas aéreas a ambos lados. La potencia original era de 250 MW a ± 250 kV de tensión nominal. Cada estación

estaba originalmente provista de cuatro puentes rectificadores a base de válvulas de arco de mercurio, que fueron sustituidos en 2006 por convertidores a base de tiristores. En 1988 se instaló una segunda fase o polo, que transmite 300 MW y consta de una línea a 300 kV con una longitud de 141 km, siendo las estaciones convertidoras a base de tiristores.

- e) Interconexión SACOI (Cerdeña-Italia continental): Puesta en servicio en 1967, con una longitud total de 412 km, de los cuales 121 km están repartidos en dos tramos submarinos y el resto distribuido en tres tramos aéreos. El esquema de conexión es monopolar (apartado 3.3) con polaridad negativa y retorno por tierra (mar). El tramo submarino está constituido por dos cables en paralelo que permite mantener el servicio con el 75% de la potencia nominal en caso de avería. Originalmente la potencia nominal era de 200 MW a ± 200 kV, y las estaciones de conversión se componían de dos puentes en serie de válvulas de arco de mercurio pero en 1985 se sustituyeron las válvulas de los convertidores originales por válvulas de tiristores. Finalmente en 1993 se instaló un nuevo polo, incrementando la capacidad de transmisión hasta los 300 MW.
- f) Interconexión Canadá continental-Vancouver: Puesta en servicio en 1969, aunque no de forma directa, si no que se añadieron etapas paulatinamente de manera que en la primera se transmitieron 75 MW a 130 kV, a base de un puente convertidor por estación; en la segunda se incrementó a 156 MW a 260 kV, y por último 312 MW a la tensión nominal de ± 260 kV, estas dos últimas etapas responden a la disposición de dos puentes en serie por estación y todas las válvulas de conversión eran de arco de mercurio. La longitud de los cables es de 80 km, 33 km de los cuales son submarinos, siendo el retorno por mar. En 1977 se instaló un nuevo polo que opera a 280 kV y permite que la potencia del enlace sea de 380 MW. Una característica de este enlace es que opera en paralelo con una línea de corriente alterna ya existente.
- g) Interconexión 'Pacific Intertie': El proyecto total comprende dos líneas de corriente alterna a 500 kV a las que se añaden otras dos en corriente continua. Constituye un ejemplo de interconexión norte-sur para beneficiarse de la diversidad en producción y cargas. En cuanto al sistema de corriente continua, entró en servicio en 1970 con una potencia de 1440 MW a la tensión de ± 400 kV. Se utilizaron

válvulas de arco de mercurio (Fig.2.6) diseñadas para 1800 A y 133 kV por convertidor y con tres grupos en serie, para conseguir un esquema de transmisión de 400kV. Este fue el sistema HVDC más grande y de mayor potencia construido con esta tecnología.



Fig.2.6 Sala de válvulas de arco de mercurio (estación de Sylmar).

En 1985 después de unos años de incremento de las necesidades energéticas se decidió incrementar el rango de transmisión de energía, que básicamente consistió en instalar un convertidor de tiristores de seis pulsos de 100 kV, con lo que se logró incrementar la potencia hasta 1600 MW a ± 500 kV, este proyecto recibió el nombre de "Pacific Intertie Upgrade" (PIU). Poco después, en 1989, la potencia volvería a ser incrementada hasta los 2000 MW.

Finalmente la potencia del enlace es de 3100 MW después de que en 2004 entrara en servicio la nueva estación de conversión basada en tiristores. La longitud de la línea es de 1360 km, formada totalmente por cables aéreos, de modo que durante unos años constituyó el enlace HVDC más largo y de mayor tensión del mundo.

2.2.2 Enlaces HVDC con convertidores a base de puentes de tiristores:

Estos fueron los proyectos de HVDC, basados en válvulas de vapor de mercurio, más importantes. Aunque muchos ya han sido sustituidos o modernizados con válvulas de tiristores como se ha reflejado, algunos continúan en funcionamiento después de 40 años. Los nuevos grupos de válvulas de tiristores consiguieron simplificar las estaciones de conversión, utilizándose desde 1970 en todas las instalaciones HVDC. Aunque existen convertidores con otras configuraciones (como CCC), la más común y la más extendida es la LCC y es la que han instalado principalmente. Algunos de los casos más significativos proyectados con tecnología HVDC-LCC se describen a continuación:

- a) Enlace Eel River (Canadá): Constituye la primera instalación en servicio proyectada completamente a base de válvulas de tiristores (refrigeradas por aire), siguiendo una configuración 'Back to Back' (apartado 3.2.1). La finalidad es enlazar los sistemas asíncronos de Quebec y New Brunswick, siendo la potencia transmitida de 320 MW, a una tensión de ± 80 kV en la línea de corriente continua y de 230 kV en ambos terminales de corriente alterna. Entró en servicio en 1972.

- b) Interconexión Noruega-Dinamarca: La conexión eléctrica entre estos países fue propuesta por primera vez en el año 1922, pero finalmente no fue hasta 1977 cuando entró en servicio completamente el enlace. La primera fase consta de dos polos que unen las redes eléctricas de Noruega a 300 kV, y Dinamarca a 150 kV, a través del estrecho "Skagerrak" con una longitud de conexión submarina de 127 km y 113 km de cables aéreos repartidos a ambos lados, para transmitir una potencia de 500 MW a ± 250 kV de tensión nominal en el enlace de continua. Para las estaciones de conversión se utilizaron nuevos criterios de diseño, de modo que no seguían los clásicos, utilizados hasta la fecha tanto para estaciones basadas en válvulas de arco de mercurio como en tiristores. Se emplearon convertidores de doce pulsos en lugar de seis, válvulas de tiristores cuádruples, filtros para los armónicos quinto y séptimo, y se juntaron los transformadores-convertidores a la sala de válvulas. En 1993 fue construido el polo 3, transmitiendo 440 MW a ± 350 kV para lo que se reconfiguró la conexión de los polos 1 y 2 de forma que operaran con la misma

dirección de corriente y conseguir así un mejor equilibrio de corriente, siendo la corriente en el polo 3 mayor que la del polo 1 y el polo 2 (Fig.2.7).

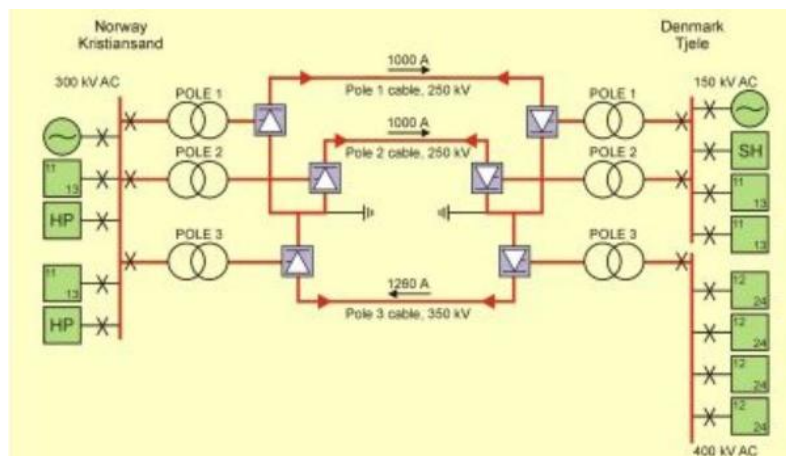


Fig.2.7 Esquema de conexión de los polos 1, 2 y 3.

En 2011 se comenzó a construir un nuevo polo, que se prevé entre en servicio en 2014. En este caso la tecnología utilizada para los convertidores será VSC, por lo que el enlace se describe en el apartado 5.1.

- c) Enlace Cahora Bassa-D'Apollo: Enlaza el gran centro productor de Mozambique con la República de Sudáfrica, y constituyó el enlace de mayor longitud del mundo con 1420 km. Los terminales son las subestaciones de Songo en Cahora (Mozambique) a 220 kV y Apollo (Sudáfrica) a 275 kV.

El enlace original entró en servicio en tres fases desde 1977 a 1979, y está formado por dos polos o líneas paralelas que transmiten 1920 MW a ± 533 kV, lo que significó la tensión de transmisión más elevada hasta la fecha y la mayor potencia en un enlace HVDC, hitos que fueron posibles debido a que utilizaba convertidores a base de puentes de tiristores aislados y refrigerados por aceite, que conectaba 280 en serie para formar ocho puentes convertidores (cuatro por polo) de seis pulsos, capaces de soportar 133 kV. Las líneas operan de manera conjunta con la posibilidad de que en caso de avería un polo pueda funcionar mediante retorno por tierra. En 2008 finalizaron las obras de renovación de la subestación de Apollo, y está previsto que en 2013 finalicen las de la subestación de Songo, lo que permitirá elevar la potencia a la línea hasta 3960 MW operando a ± 600 kV.

d) Enlace Inga-Shaba: Localizado en la República Democrática del Congo. Se trata de una conexión con dos líneas monopolares, de manera que puedan operar conjuntamente o individualmente en paralelo con retorno por tierra. La conexión se realiza a lo largo de 1700 km utilizando líneas aéreas. Se transmiten 500 MW a ± 500 kV, siendo la tensión en los terminales de corriente alterna de 220kV. Las estaciones de conversión están equipadas con convertidores de puentes de tiristores.

Aunque se comenzó con las obras en 1973, el enlace no entró en servicio hasta 1982. Se ha previsto una revisión y reforma para el año 2013 en la que se instalarán nuevas válvulas y se elevará la capacidad de transmisión.

e) Enlace de Itaipú: Este enlace fue durante más de veinte años el mayor sistema de transmisión HVDC construido en el mundo.

Se transmiten 6300 MW de potencia a ± 600 kV de tensión, y el enlace consiste en dos líneas bipolares para transmisión HVDC desde la central hidroeléctrica de Itaipú (12600 MW) a 50 Hz, hasta la red de Sao Paulo de 60 Hz, siendo la longitud de la línea aérea de 785 km para el polo 1 y de 805 km para el polo 2. La transmisión de energía se realizó en diferentes etapas, para el polo 1 se inició en 1984 a 300 kV, a mediados de 1985 ya se transportaba energía a la tensión nominal de 600 kV, y a principios de 1986 se transportaba la potencia nominal por polo de 3150 MW. Para el polo 2 el procedimiento fue semejante, quedando totalmente en servicio en 1987.

El sistema HVDC de Itaipú usa válvulas a base de tiristores, refrigeradas por agua y aisladas por aire, están construidas como un cuadripolo. Una sola válvula contiene 8 módulos de tiristores conectados en serie, y cada módulo contiene 12 tiristores por tanto funciona como rectificador de 12 pulsos (apartado 3.4.1).

El tamaño y la complejidad técnica de este proyecto supusieron un importante desafío y puede considerarse como el inicio de la era moderna de la HVDC.

f) Interconexión Quebec-Nueva Inglaterra: Constituye la primera instalación HVDC multiterminal en el mundo. Enlaza Canadá y EEUU, originalmente entre Des Cantons (Canadá) y Comerford (EEUU) con una longitud de 172 km, 5 km de los cuales submarinos, para unir los sistemas asíncronos de estos dos países.

El enlace original (o primera fase) quedó en servicio en 1986, y consistía en un enlace bipolar a ± 450 kV para transmitir 690 MW, con la posibilidad de operar

como enlace monopolar transmitiendo 345 MW durante 45 minutos funcionando con retorno por tierra, o 345 MW continuamente funcionando con retorno metálico. Las válvulas de la estación de conversión de Comerford consisten en tiristores refrigerados por aire, con cuatro módulos en serie de doce tiristores formando un puente rectificador de doce pulsos. El convertidor de la estación de Des Cantons consiste en seis válvulas cuádruples, con dieciséis módulos por válvula y 8 tiristores por módulo.

Para realizar la segunda fase de este enlace, en 1990, se extendió la conexión 1100 km al norte desde Des Cantons hasta la central hidroeléctrica de 2250 MW en Radisson (Canadá); y 214 km al sur desde Comerford hasta una nueva estación de conversión de 1800 MW en Sandy Pond (EEUU). Finalmente en 1992 se instaló una nueva subestación en Nicolet (Canadá), siendo la potencia nominal del enlace multiterminal de 2000 MW.

- g) Interconexión Península Ibérica-Islas Baleares: Este caso es especialmente interesante por el hecho de ser el primer enlace HVDC en España, y el único operativo hasta la fecha.



Fig.2.8 Proyecto RÓMULO.

Red Eléctrica de España plantea este proyecto para asegurar el suministro, y mejorar la calidad y fiabilidad del suministro eléctrico en el Sistema Balear, que se compone de dos subsistemas pequeños y eléctricamente aislados, dependientes de la generación precedente de centrales de carbón y fuel-gas principalmente. De este modo se podrá evitar la construcción de nuevos grupos generadores en las Islas y se incrementa la competitividad de las centrales ya instaladas (Fig.2.9).

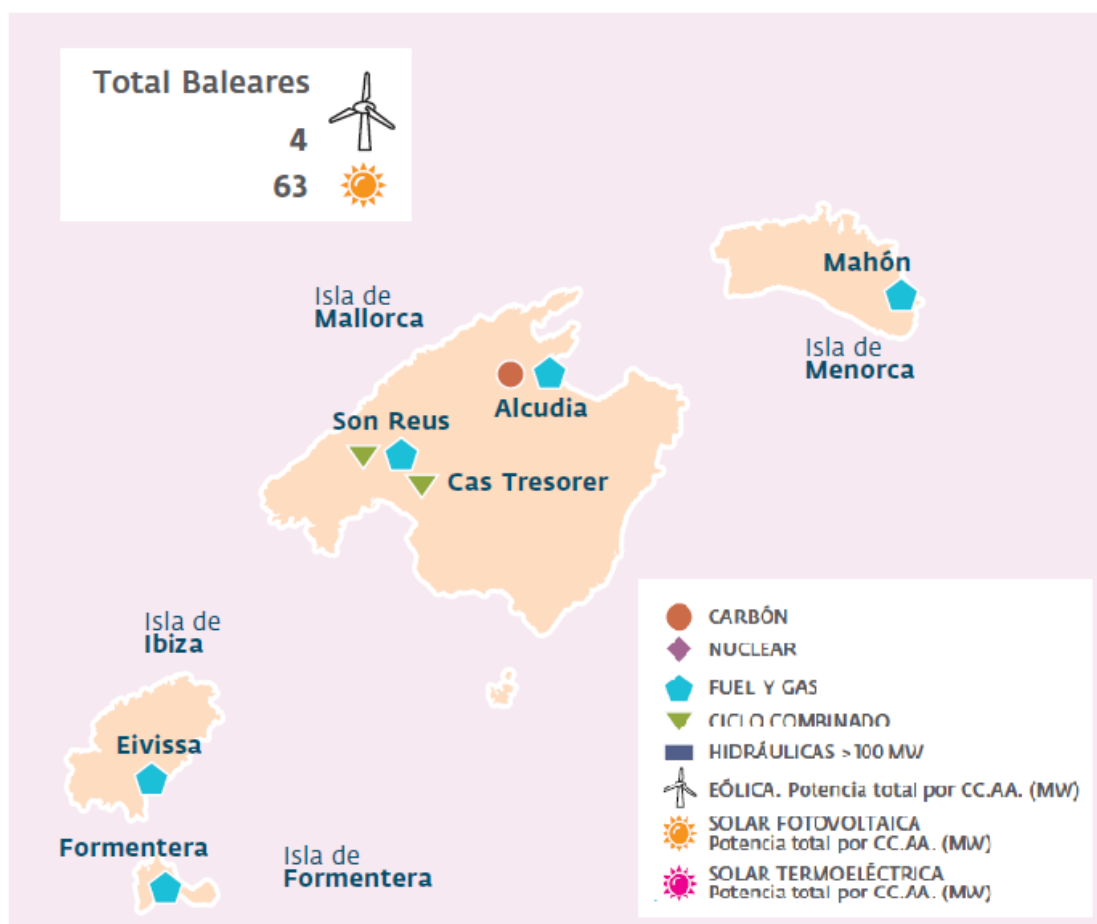


Fig.2.9 Sistema Balear.

El proyecto Rómulo consta de:

- Dos estaciones convertidoras que permiten el flujo de energía eléctrica en ambos sentidos. En la península la estación de Morvedre en Sagunto (Valencia) de 400 kV, y en Baleares la estación de Santa Ponsa en Calvia (Mallorca) a 220 kV.
- Conexión submarina HVDC, que opera a ± 250 kV. El esquema de conexión es bipolar, con dos cables de potencia y uno de retorno metálico (Fig.2.10), que permiten una transmisión total de potencia de 400 MW (2x200 MW). Además, este enlace incluye una conexión de fibra óptica.

La conexión tiene una longitud de 237 km de cable submarino, 3 km de cable subterráneo en el lado balear y 4 km en el lado peninsular. Otra característica de esta conexión es que es la segunda (de sus características) que sobrepasa los 1500 m de profundidad, lo que da al proyecto una dificultad añadida.

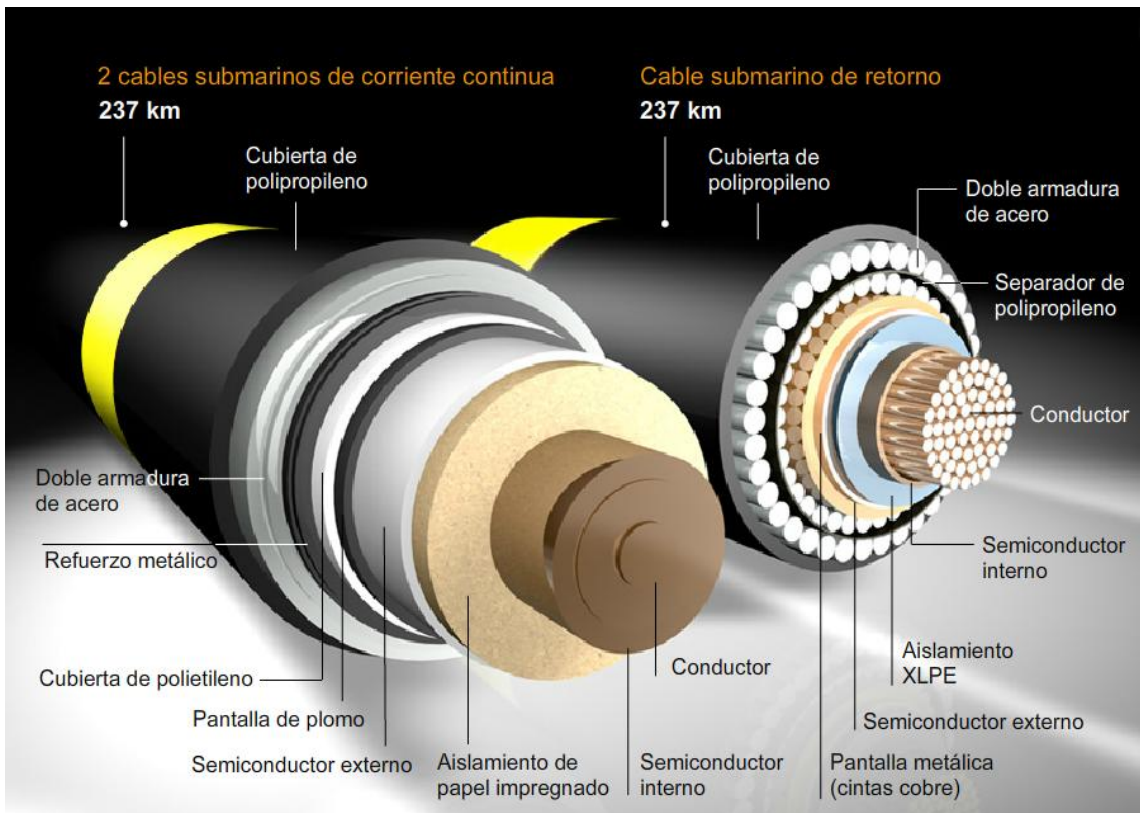


Fig.2.10 Conductor de potencia y de retorno.

Los enlaces HVDC con estaciones de conversión basadas en puentes de tiristores han seguido desarrollándose, alcanzando tensiones de hasta 800 kV y potencias de más de 6000 MW pero sin ningún cambio notable en el esquema de transmisión.

2.2.3 Enlaces HVDC con convertidores VSC:

El desarrollo de los semiconductores hizo posibles nuevas instalaciones HVDC cada vez mayores. Del avance que se produjo en campos de la industria aparentemente poco relacionados con el transporte de energía surgió la idea de usar los convertidores VSC. Originalmente, los convertidores VSC con control de ancho de pulso PWM (*Pulse Width Modulation* en inglés) fueron usados para el control de motores lo que supuso dispositivos más compactos y que aportaban un control

mejor, y muchas de las ventajas que se observaron en estas aplicaciones se han trasladado al campo del transporte HVDC.

Se han desarrollado varios dispositivos semiconductores que pueden ser usados para convertidores VSC, como se describe en el apartado 4.1.1 y aunque casi desde el comienzo de la transmisión HVDC los tiristores se han usado en las estaciones convertidores, para las instalaciones en que se está implantando el modelo VSC el semiconductor con más éxito es el IGBT, por combinar una alta impedancia y baja energía en la puerta de entrada para su control, y el manejo de los transistores bipolares normales y los tiristores.

El estudio de las instalaciones con tecnología VSC se lleva a cabo en el capítulo 5 de este proyecto. Merece un apartado, por ser el objetivo principal del proyecto aportar tanto las características de la tecnología como los ejemplos de instalaciones que actualmente se encuentran en operación o se están desarrollando a corto plazo, en estos casos se puede además comprobar la rápida evolución que está sufriendo la tecnología VSC.

3. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA HVDC.

Un sistema de transmisión HVDC se explica básicamente del siguiente modo. La red en CA alimenta el convertidor que opera como rectificador, previo ajuste de la tensión en un transformador. La salida del rectificador es ya energía en CC independiente de la frecuencia y fase de la red de CA. Esta energía se transmite por la red de CC, aérea, subterránea o submarina, hasta otro convertidor que opera como inversor, y permite a la energía fluir de nuevo por la red de CA del receptor (Fig.3.1).

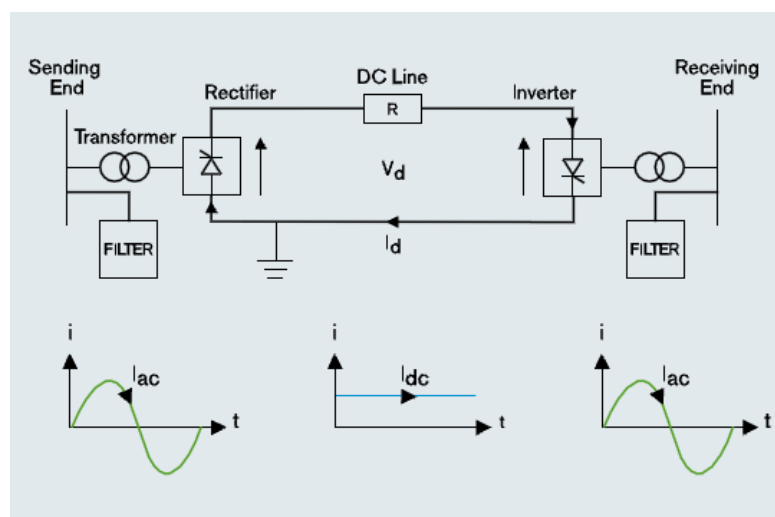


Fig.3.1 Esquema básico de transmisión HVDC.

Actualmente, la mayoría de la energía eléctrica se transporta mediante corriente alterna clásica, ya que es más sencillo transformar el nivel de tensión. Las limitaciones ambientales jugarán un papel importante en el desarrollo de estos sistemas eléctricos de potencia, en las zonas rurales o para salvar grandes distancias sin obstáculos, suelen utilizarse tendidos aéreos mientras que para zonas urbanas y lugares donde la legislación medioambiental lo requiere, son adecuados los cables de alimentación soterrados.

Aunque el proyecto se centra en la tecnología VSC, muchas de las características y algunos componentes de las líneas son comunes y por lo tanto merece la pena realizar previamente una descripción general de la tecnología clásica, en la que se han basado la mayoría de las líneas HVDC hasta el momento. Del mismo modo es oportuno analizar qué ventajas aporta el transporte en CC, para justificar su uso frente al transporte en CA.

3.1 Comparación de las tecnologías HVDC y HVAC.

La corriente alterna ha sido la principal tecnología para las redes eléctricas. La ventaja principal es la posibilidad de utilizar transformadores para elevar o reducir el nivel de tensión, facilitando una transmisión más económica, así mismo, la tecnología de corriente alterna es muy flexible cuando se conectan diferentes puntos para formar una red eléctrica, aumentando la fiabilidad y robustez de la red.

En el transporte de energía eléctrica en corriente alterna se desarrollaron, para aliviar algunas limitaciones técnicas, los FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*). Son un conjunto de dispositivos basados en la Electrónica de Potencia que tienen la capacidad de modificar los parámetros que regulan la potencia eléctrica, limitando los efectos de la generación y el consumo de la energía reactiva. Esto es muy útil para aumentar la capacidad efectiva del sistema de transporte, evitando los desequilibrios entre líneas y escogiendo en cada momento el camino más adecuado para los flujos de potencia transmitidos en las redes de corriente alterna.

A pesar de esto, la carga natural de las líneas de corriente alterna (Fig.3.2) supone uno de los inconvenientes principales de éstas, así como pérdidas por efecto piel al aumentar la resistencia del conductor.

Voltage (kV)	132	230	345	500	700
Natural load (MW)	43	130	300	830	1600

Fig.3.2 Energía reactiva según el nivel de tensión en una línea trifásica aérea.

3.1.1 Consideraciones medioambientales.

Los efectos medioambientales de la transmisión en continua se caracterizan principalmente por los efectos corona e iónico, que puede producir interferencias radiofónicas, ruido y generación de ozono, aunque a niveles bajos. En el campo eléctrico aparece tanto la carga eléctrica de los conductores como, en el caso de las líneas aéreas, de las cargas del aire ionizado en los alrededores del conductor, lo que da lugar a campos eléctricos continuos y estáticos a orillas del corredor o bajo las líneas, aunque no se tiene constancia de efectos nocivos y es de magnitud semejante al campo eléctrico bajo nubes de tormenta.

Por otra parte la corriente continua que circula produce también un campo magnético continuo y estático a orillas del corredor de la línea, que tiene un valor semejante al del campo magnético terrestre, siendo inocuo para la salud humana, aunque puede originar interferencias en el funcionamiento de brújulas o aparata sensible cercana a la línea. De todos modos el campo magnético se puede eliminar cuando se opera la línea en modo bipolar y en conexiones con retorno por tierra, utilizando un retorno metálico en su lugar.

Estos inconvenientes son menores en las líneas de CC que en las de CA lo que las hace más favorables. Se mejora la capacidad de transporte y sufre menos pérdidas, contribuyendo al uso más eficiente de las centrales eléctricas existentes. El impacto visual y el uso del terreno son mucho menores en las líneas de continua, así como el coste por derechos de paso (Fig.3.3). Las consideraciones descritas son exactamente las mismas que en el caso del convertidor VSC, o incluso menores, pero de las mismas características.

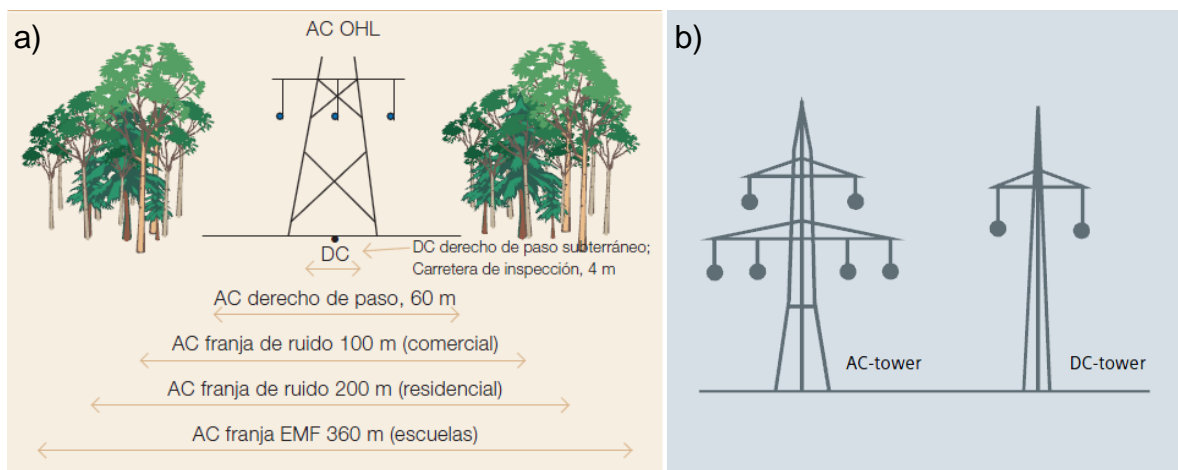


Fig.3.3 a) Comparación entre las necesidades de espacio HVDC-VSC subterránea y HVAC aérea. b) Estructuras de alta tensión en CA y en CC (para transmisión de 1000 MW).

En lo referente a las instalaciones de las estaciones de conversión, se pueden tener en cuenta los siguientes aspectos: ruido audible, impacto visual y compatibilidad electromagnética, aspectos que se pueden atenuar con un diseño adecuado.

3.1.2 Consideraciones económicas.

Un sistema de transporte HVDC necesita básicamente un convertidor CA-CC, una línea de transporte y otro convertidor CC-CA, y es precisamente en éstos elementos donde se puede comparar la HVDC con la HVAC. Puesto que la energía eléctrica se

produce generalmente en corriente alterna (máquina asíncrona) es necesaria la conversión a corriente continua en las estaciones de conversión, con un coste elevado, y el inconveniente de la generación de armónicos y la pérdida de potencia, aún así, estas pérdidas se pueden considerar bajas, entre 2-5% de la potencia transmitida para convertidores VSC.

Las pérdidas en la línea son menores para CC que para CA, en función de la longitud, a partir de 600-800 km para líneas aéreas el coste total de la línea en continua (entendido como la suma del coste de las estaciones de conversión y los cables de transmisión) es menor que en alterna (Fig.3.4).

Si la línea se realiza por cable subterráneo o especialmente en conexiones submarinas, la distancia es mucho menor. En torno a longitudes de 40 km o mayores las pérdidas son menores en CC que en CA, quedando en este caso limitado el transporte en CA por cables submarinos a distancias relativamente menores según la tensión que se emplee y previo estudio.

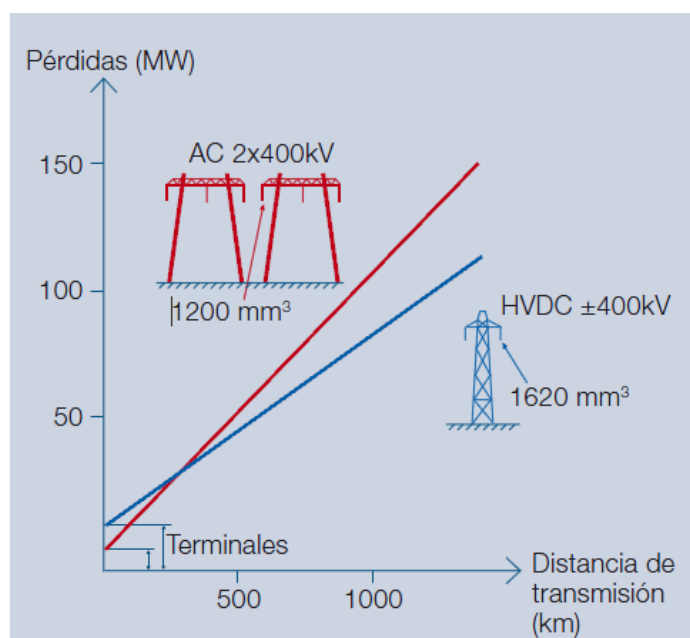


Fig.3.4 Pérdidas en las líneas aéreas HVAC y HVDC en función de la distancia.

Cuando se escoge entre transmisión en CC sobre la CA se suelen aplicar motivos económicos, aunque estos vienen dados en muchos casos por el estado de la tecnología. En conclusión, las ventajas de la transmisión HVDC frente a la HVAC son las siguientes:

- a) Mayor capacidad de transmitir potencia por conductor, ya que no transportan energía reactiva y se puede controlar la potencia activa de modo sencillo y rápido (Fig.3.5). Esto se debe a la no circulación de corrientes de carga.

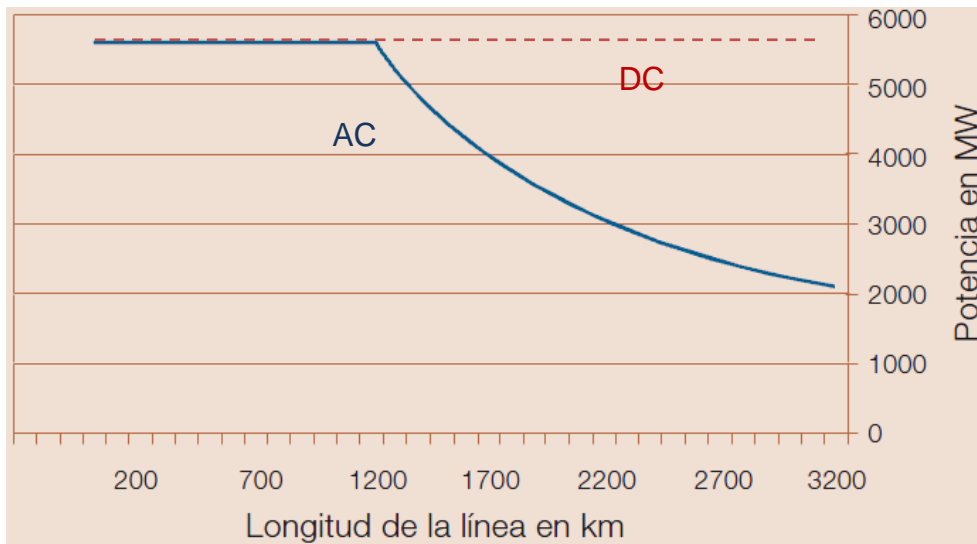


Fig.3.5 Capacidad de transmisión de una línea. Relación entre potencia transmitida/longitud en líneas HVDC y HVAC.

- b) Pérdidas menores en líneas aéreas a partir de 600-800 km. En el caso de líneas subterráneas o submarinas es más conveniente la transmisión HVDC a partir de 40 km.
- c) Construcción de las líneas de transporte más sencilla y económica por unidad de longitud por requerir solamente dos conductores, emplear torres de menor tamaño y utilizar menos aparamenta (Fig.3.6)

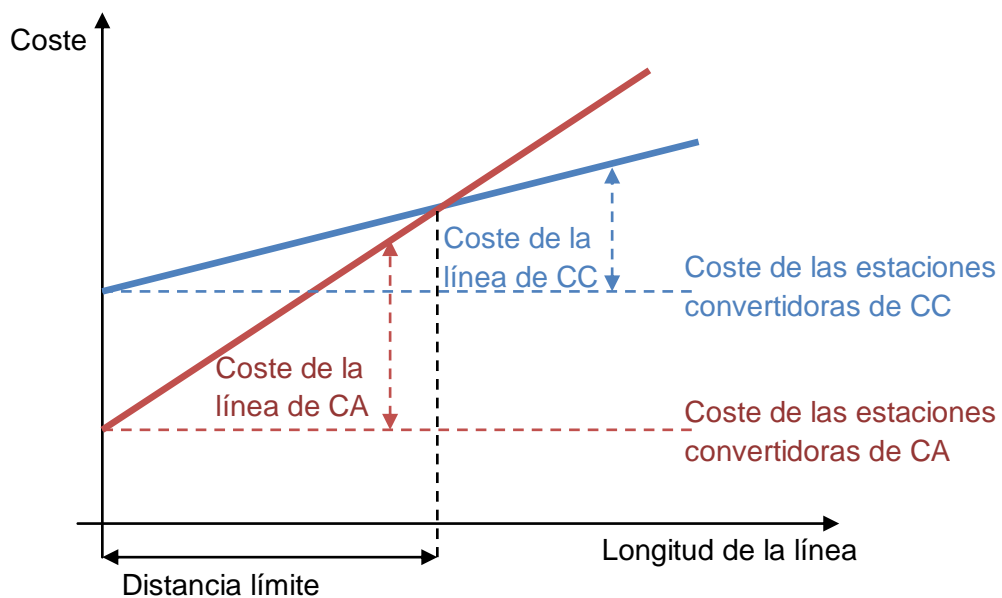


Fig.3.6 Comparación coste/longitud para HVDC y HVAC de igual potencia.

- d) Posibilidad de retorno por tierra, por lo tanto, se puede operar cada conductor como un circuito independiente.
- e) En las líneas HVDC no se genera efecto piel, pudiendo operar con gradientes de tensión mayores.
- f) No se requiere compensación de energía reactiva en la mayoría de los casos. Los convertidores LCC necesitan un aporte de energía reactiva, pero si se opera con tecnología VSC no es necesario en ningún caso, aportando estabilidad al sistema.
- g) El efecto corona y las interferencias de radio, así como los efectos magnéticos de la línea son mucho menores en la transmisión HVDC.
- h) Hace posible la conexión de sistemas asíncronos, y aporta estabilidad al sistema, siendo de gran utilidad para generación con frecuencia variable como es el caso de los parques eólicos.
- i) Las conexiones a través de una línea de continua no contribuyen a la corriente de cortocircuito de la red a la que se conecta.
- j) El transporte HVDC-VSC presenta la capacidad de invertir el flujo de energía invirtiendo la dirección de la corriente pero sin invertir la polaridad de la tensión lo que provocaría una elevada carga por campo eléctrico en el sistema de cables.

Inconvenientes de la transmisión HVDC en comparación con las líneas HVAC:

- a) Cabe mencionar el caso de la aportación de energía reactiva. En el caso de convertidores LCC se requiere una determinada cantidad de energía reactiva, aportada por las baterías de filtros de armónicos, y condensadores en paralelo. Los convertidores VSC solo necesitan un filtro pequeño y tienen capacidad para generar o consumir potencia reactiva en un amplio rango, gracias al empleo válvulas IGBT que permiten un control rápido.
- b) Necesidad de instalar equipos de filtrados de los armónicos generados por los convertidores.
- c) Estaciones de conversión caras, inexistentes en un sistema HVAC.
- d) No es posible transformar el nivel de tensión y se requiere un nivel de aislamiento mayor para una misma tensión, ambas consecuencias se derivan del funcionamiento en corriente continua.
- e) La operación de las redes de corriente continua es más compleja, más aún en el caso de instalaciones multiterminal.

3.2 Sistema HVDC. Configuraciones.

Un sistema de transmisión HVDC puede adoptar diferentes configuraciones en función del objetivo. Se detallan a continuación.

3.2.1 Configuración ‘back-to-back’.

Suele darse para tensiones bajas, y se usa principalmente, cuando se requiere conectar redes contiguas y asíncronas, o síncronas con distinta estrategia de regulación de la frecuencia, para la estabilización de las redes, y para el aislamiento de perturbaciones o distorsiones de una carga o red sobre otra red.

Esta configuración no requiere conexión entre los equipos convertidores por el hecho de estar muy próximos, normalmente en la misma instalación. La configuración ‘back-to-back’ (Fig.3.7) puede ser considerada como un caso especial de la conexión monopolar (apartado 3.3.1).

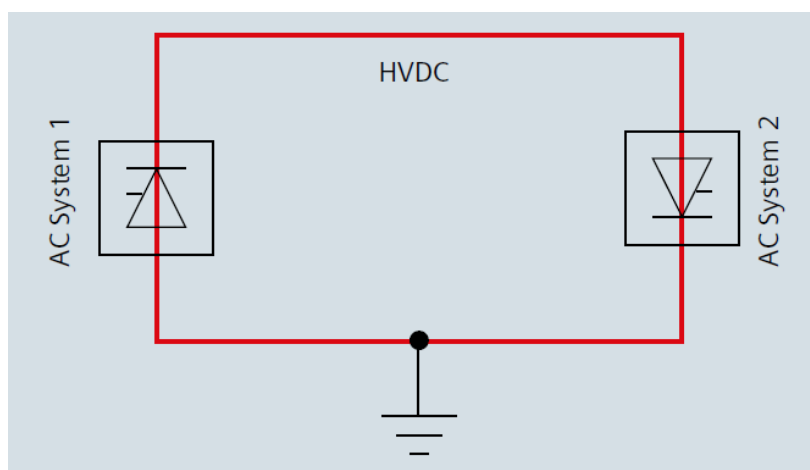


Fig.3.7 Configuración ‘back-to-back’.

3.2.2 Configuración ‘punto a punto’.

Se trata de la configuración más habitual en HVDC y se utiliza para conectar dos subestaciones cuando la conexión HVAC o no es posible, o no resulta rentable, o es la única solución técnicamente viable. En la configuración ‘punto a punto’ una estación funciona como rectificador y otra estación como inversor, pudiendo adoptar la conexión monopolar o bipolar (apartado 3.3.2).

Se utiliza además para conectar cargas mediante enlaces submarinos de cargas aisladas, como sistemas insulares, estaciones petrolíferas o parques eólicos *offshore*.

3.2.3 Configuración ‘multiterminal’.

Un sistema HVDC multiterminal se caracteriza por la conexión de más de dos estaciones de conversión a la red. Esta conexión puede presentarse de tres maneras. Si todas las estaciones HVDC están conectadas a la misma tensión se trata de un sistema multiterminal paralelo, si las estaciones se conectan en siguiendo un esquema multiterminal serie, cada una trabaja con una tensión diferente, y finalmente, también se puede adoptar una solución intermedia o multiterminal mixta.

3.2.4 Configuración ‘unitaria’.

La característica principal de una conexión unitaria es que el generador y el rectificador están conectados, por lo que se considera que la energía eléctrica es generada en CC, consiguiéndose energía en cada momento a una frecuencia que no es necesariamente la de la red, en este aspecto es similar a la configuración ‘back-to-back’.

3.3 Clasificación de las conexiones.

Las conexiones HVDC se pueden clasificar en general dentro de los siguientes tipos:

3.3.1 Monopolar.

Utiliza solamente un conductor entre las dos estaciones de conversión para transmitir la energía eléctrica (normalmente con polaridad negativa). El retorno se realiza a través de tierra o mar mediante electrodos conectados a las estaciones de conversión, que hacen las funciones de ánodo y cátodo (Fig.3.8-a).

Este tipo de conexión se utiliza cuando los sistemas a conectar están separados por grandes distancias y donde la no instalación de 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.

En muchos casos, la infraestructura existente y las restricciones medioambientales impiden el uso de retorno mediante electrodos, ya que se pueden dar fenómenos de corrosión en instalaciones cercanas. En este caso se utiliza el retorno metálico,

usando un segundo conductor (Fig.3.8-b), a pesar de ser más costoso y de generar mayores pérdidas.

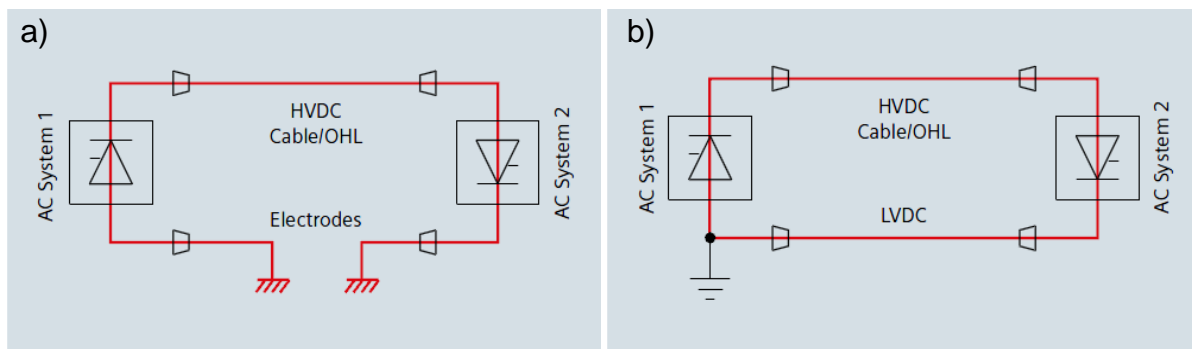


Fig.3.8 Conexión Monopolar. a) Retorno por tierra mediante electrodos. b) Retorno metálico.

3.3.2 Bipolar.

La conexión bipolar se caracteriza por el uso de dos conductores con tensiones simétricas respecto a tierra, uno a corriente positiva y otro a corriente negativa. En la situación ideal la corriente que atraviese cada cable será la misma y no habrá derivaciones a tierra. Esta configuración se usa cuando la capacidad de transmisión de un enlace monopolar se supera, y cuando existe la necesidad de disponer de una energía mayor.

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

Las ventajas de utilizar una configuración bipolar frente a dos monopolos son el menor costo de la línea debido al retorno común, y las menores pérdidas. La principal desventaja es que no se dispone de retorno con los componentes adyacentes, afectando esto a ambos conductores.

Dentro de la configuración bipolar, existe una serie de variantes en función de cómo se opera el retorno de la corriente, o en caso de defecto en algún punto de la conexión, de cómo se consigue continuar operando la conexión bipolar. Son los siguientes:

1- Bipolar con retorno por tierra: Es la configuración más común en los sistemas de transmisión bipolares. La solución aporta un alto grado de flexibilidad cuando la línea se opera bajo algún tipo de contingencia o mantenimiento (Fig.3.9).

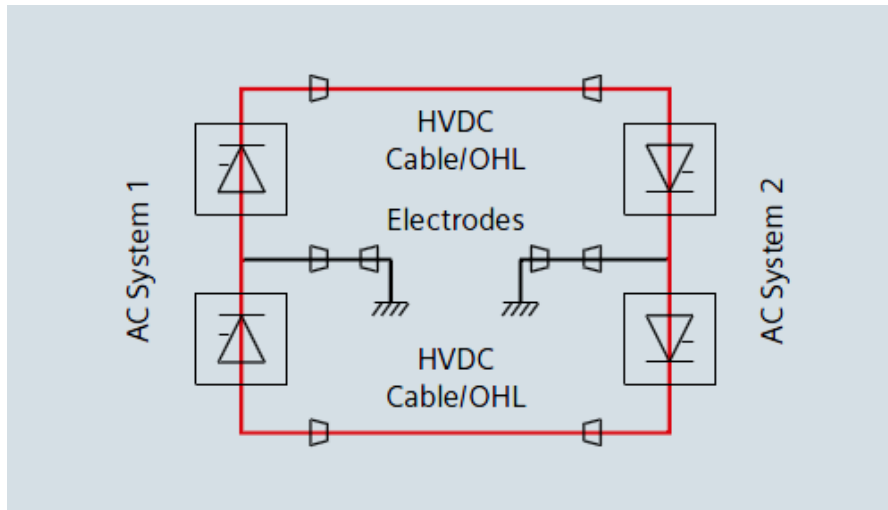


Fig.3.9 Conexión Bipolar. Funcionamiento Bipolar equilibrado (normal con retorno por tierra).

Cuando ocurre un fallo en uno de los dos polos, la corriente del polo bajo contingencia es asumida por el retorno para poder ser aislado (Fig.3.10).

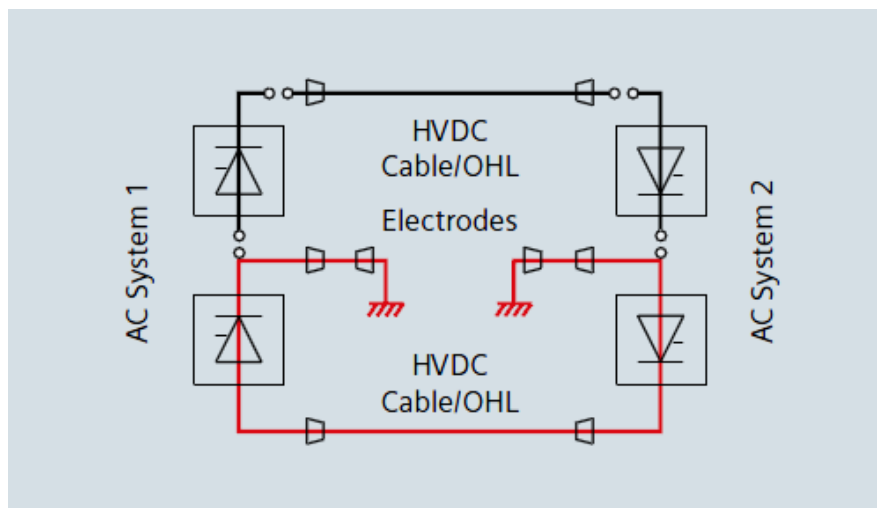


Fig.3.10 Conexión Bipolar. Funcionamiento monopolar con retorno por tierra (con las estaciones de conversión y línea fuera de servicio).

En caso de que la falta ocurra solamente en las estaciones de conversión, la corriente puede ser conmutada desde el retorno por tierra a un retorno metálico que aporta la línea que ha sufrido el fallo de las estaciones (Fig.3.11).

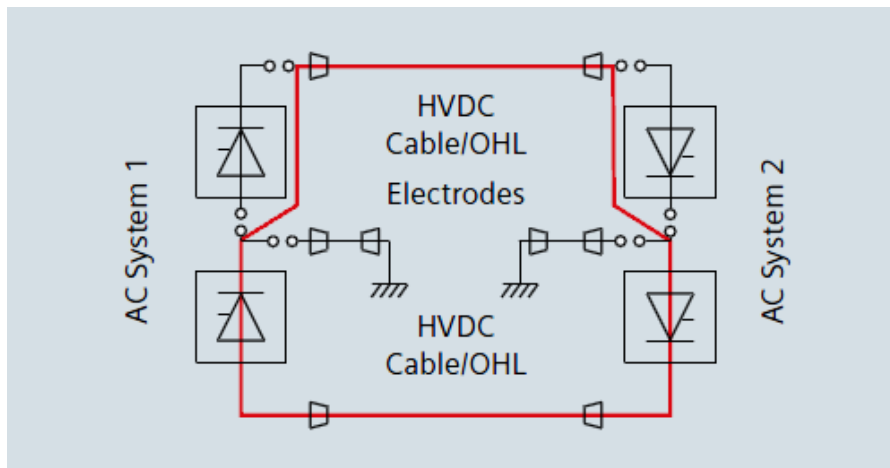


Fig.3.11 Conexión Bipolar. Funcionamiento monopolar con retorno metálico (con las estaciones de conversión fuera de servicio).

2- Bipolar con retorno metálico para el funcionamiento monopolar: Si existen restricciones para el uso de electrodos, o si la distancia de transmisión es relativamente corta, se puede emplear una línea de continua o retorno metálico (ya sea aérea o soterrada), como alternativa a los electrodos (Fig.3.12).

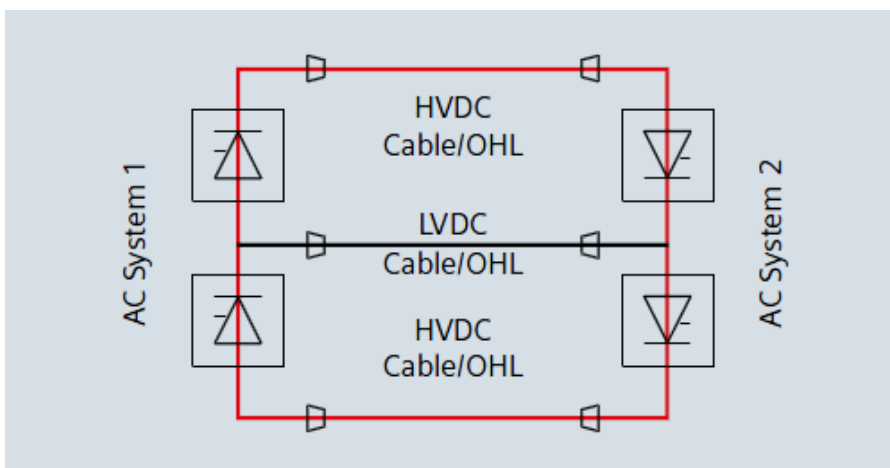


Fig.3.12 Conexión Bipolar. Funcionamiento bipolar equilibrado (normal con retorno metálico).

3- Bipolar sin retorno para el funcionamiento monopolar: Un esquema bipolar es posible sin electrodos o retorno metálico para la operación en caso de falta como esquema monopolar, teniendo un menor coste inicial.

Se puede operar una línea bipolar como monopolar empleando interruptores bypass (en paralelo) cuando ocurre un fallo en las estaciones de conversión, pero no así cuando ocurre en las líneas HVDC (Fig.3.13).

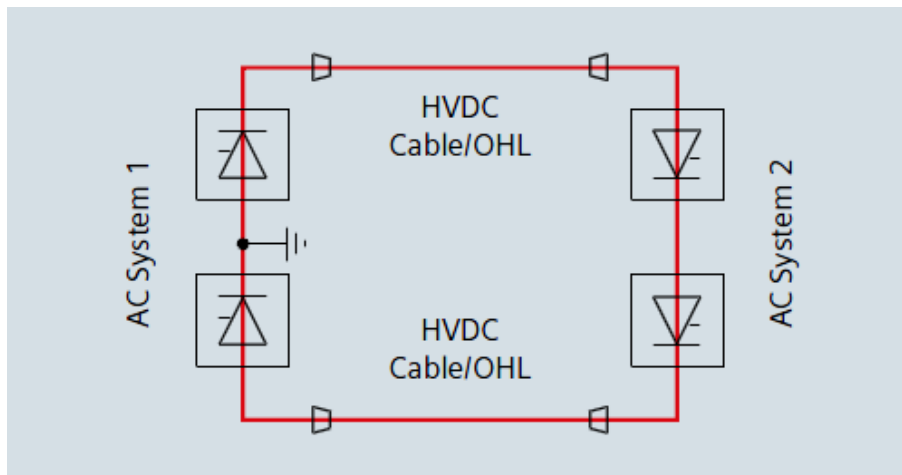


Fig.3.13 Conexión Bipolar. Funcionamiento Bipolar equilibrado (normal sin retorno).

3.3.3 Homopolar.

Este esquema se caracteriza por el uso de dos o más cables con la misma polaridad, normalmente negativa ya que genera menos pérdidas debido al efecto corona. El camino de retorno puede ser por tierra (mar) mediante electrodos o metálico (mediante un conductor) cuando por motivos técnicos o medioambientales no se puede utilizar el retorno por tierra.

Cuando hay un fallo en un conductor, el convertidor completo está disponible para la alimentación de los conductores restantes que, teniendo una cierta capacidad de sobrecarga, puede llevar más de la potencia nominal, alcanzando hasta el doble según el tipo de conexión (Fig.3.14).

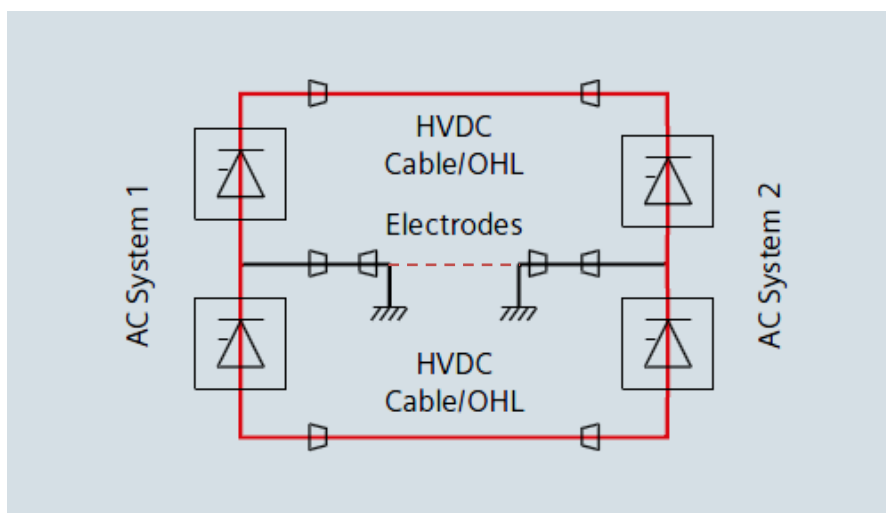


Fig.3.14 Conexión Homopolar.

3.4 Componentes de un sistema HVDC-LCC.

La transmisión HVDC convencional o de convertidor conmutado por línea LCC es la más extendida hoy en día, empleando convertidores que utilizan válvulas basadas en tiristores, que son dispositivos semicontrolados que solo permiten controlar la conexión ('turn-on').

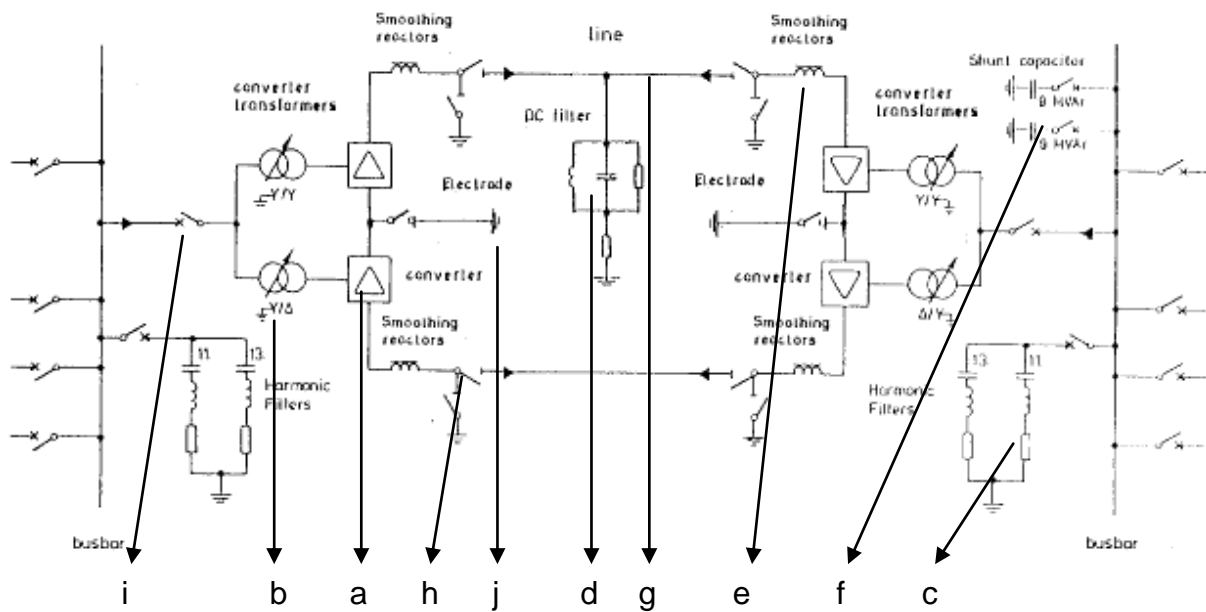


Fig.3.15 Elementos de un sistema HVDC-LCC (en la imagen un sistema bipolar).

Un sistema HVDC-LCC o clásico consta de los siguientes componentes:

- a) Convertidor LCC.
- b) Transformador del convertidor.
- c) Filtro de CA.
- d) Filtro de CC.
- e) Reactancia de suavizado o reactancia de CC.
- f) Condensador en paralelo.
- g) Línea de CC.
- h) Interruptores de CC.
- i) Interruptores de CA.
- j) Puesta a tierra de la instalación.

3.4.1 Convertidor.

En un sistema HVDC-LCC la conmutación se lleva a cabo básicamente del siguiente modo (Fig.3.16):

- Se aplica un pulso eléctrico positivo (i_g) en la puerta del tiristor para producir el disparo de este y en ese momento pasa a conducir la corriente (i_t), el dispositivo continúa en conducción hasta que la onda de corriente trata de invertirse. Es por esto que un convertidor LCC (Fig.3.15-a) requiere una red de CA para poder conmutar, y poder funcionar como inversor.

El convertidor realiza la transformación de la energía de CA-CC y CC-CA, pudiendo considerarse como la parte más importante de un sistema HVDC.

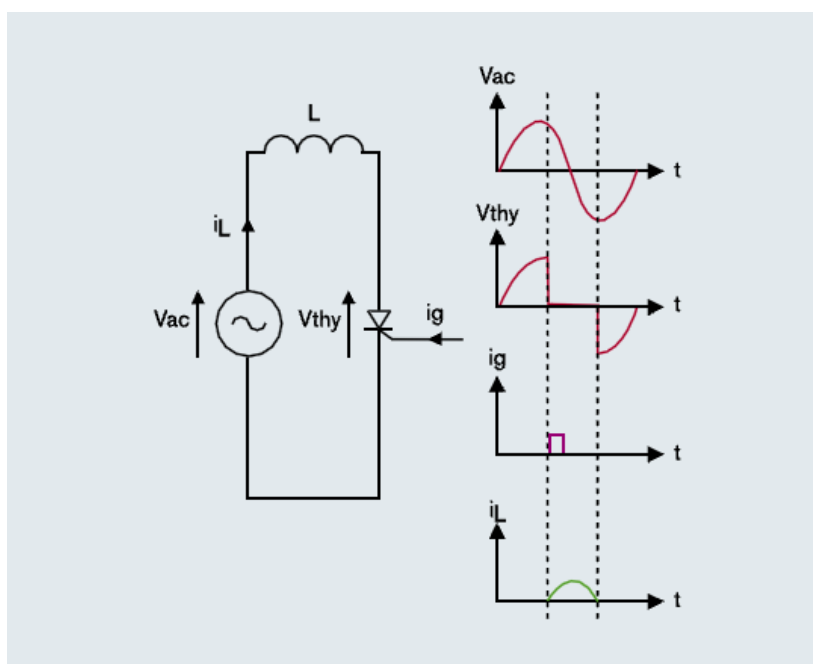
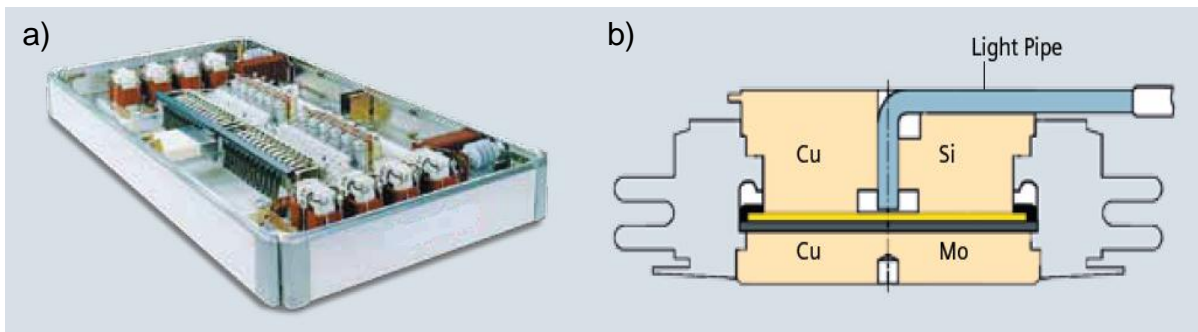
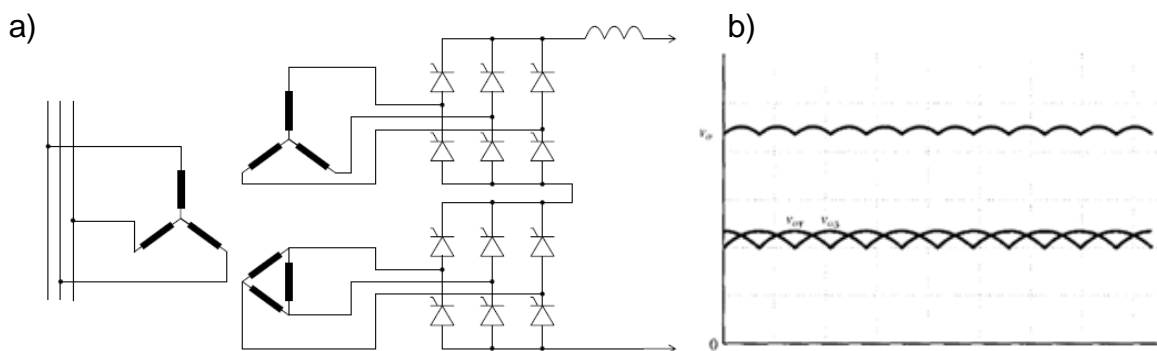


Fig.3.16 Esquema básico del funcionamiento de un tiristor.

Consiste en la asociación en serie o paralelo (depende de la tensión de trabajo del convertidor) de tiristores junto con dispositivos auxiliares, para formar módulos (Fig.3.17-a). Si bien se ha explicado anteriormente que el disparo de los tiristores se realiza mediante un impulso eléctrico, conocido este dispositivo como tiristor activado por electricidad o ETT (*Electrical Triggered Thyristor*), en las instalaciones recientes se suelen transmitir las señales de disparo por fibra óptica mediante fotones, esto se conoce como tecnología de tiristor activado por luz o LTT (*Light Triggered Thyristor* Fig.3.17-b). La conversión óptico-eléctrica se realiza en el propio interruptor, aportando un alto nivel de aislamiento galvánico.



La topología básica en HVDC-LCC consiste en conectar las válvulas para formar un rectificador de seis pulsos (rectificador trifásico en puente), que genera armónicos de orden $6n \pm 1$ en el lado de alterna y de orden $6n$ en el de continua. Aunque a medida que la tecnología ha avanzado la topología más común es la de convertidor de doce pulsos (Rectificador Fig.3.18). Consta de doce válvulas repartidas en dos convertidores de seis pulsos con lo que en el caso de la rectificación se consigue una onda de continua con un rizado menor. Durante su trabajo se generan armónicos de de orden $12n \pm 1$ en el lado de alterna y de orden $12n$ en el lado de continua, con lo que se reduce la tasa de distorsión armónica y se estabiliza la onda de salida si se compara con el rectificador de seis pulsos.



3.4.2 Transformador del convertidor.

Tiene como objetivo adaptar la tensión que llega a las válvulas del convertidor, y en muchos casos actúa también como filtro en el lado de alterna (Fig.3.15-b). En general, adapta la tensión alterna de entrada para que se ajuste al valor de tensión que es requerido en la salida de continua, y a la salida del inversor para que se adapte al nivel de CA. Para un convertidor de doce pulsos la configuración es de tres devanados, un devanado primario en estrella y dos devanados secundarios estrella-

triángulo (como se ve en la parte izquierda de la Fig.3.18-a), o en el caso de conexión bipolar un convertidor con transformador estrella-triángulo y otro con transformador estrella-estrella. En ambos casos con el secundario dotado de regulación para ajustar el nivel de tensión y mantenerlo constante en el lado de continua. Estos transformadores se pueden suministrar en unidades monofásicas o trifásicas.

3.4.3 Filtros.

1- Filtros en el lado de CA (Fig.3.15-c): Los convertidores conmutados generan armónicos de corriente en el lado de alterna, de orden ' $pn \pm 1$ ' (siendo 'p' en número de pulsos que genera el rectificador, si se utiliza un rectificador de 12 pulsos $12n \pm 1$). Estos armónicos distorsionan la onda, generan interferencias en las telecomunicaciones y calentamientos en equipos de CA. Para amortiguar el efecto de los armónicos en el lado de alterna se emplean filtros sintonizados (con los armónicos 11° y 13°) y filtros pasa-altos que ofrecen un camino de baja impedancia a las corrientes armónicas.

2- Filtros en el lado de CC (Fig.3.15-d): Las tensiones armónicas que se generan en el lado de continua, tanto en el proceso de rectificado como en el de inversión, se traducen en corrientes (corrientes alternas) armónicas de orden ' pn ' que se superponen a la onda de continua y originan radio interferencias en sistemas de comunicación vecinos aunque se instalen bobinas de suavizado (reactancia de suavizado). Al igual que en el lado de CA se emplean filtros sintonizados con un determinado número de armónicos, así como filtros pasa-bajos.

Cuando se emplea la configuración '*back-to-back*' o cuando la conexión es por cable subterráneo estos armónicos quedan apantallados y es posible prescindir de estos filtros.

3.4.4 Reactancia de suavizado.

A este elemento se le conoce también como bobina de choque o suavizado, o reactancia de continua (Fig.3.15-e). Se trata de una reactancia inductiva normalmente, en serie con la línea de salida en CC. Cumple las siguientes funciones:

a) Prevenir corrientes intermitentes, debido al rizado de la corriente.

- b) Limitar las faltas de corriente en el lado de CC.
- c) Prevención de efectos de resonancia en el circuito de CC.
- d) Reducción de corrientes armónicas e interferencias en líneas de comunicación.

3.4.5 Condensadores en paralelo.

En transmisiones HVDC-LCC operando normalmente, se consume energía reactiva aproximadamente con un valor del 60% de la energía activa que se está transmitiendo. Los condensadores en paralelo (Fig.3.15-f) que se instalan en el lado de CA del convertidor, suministran la energía reactiva necesaria para mantener el nivel de tensión en el convertidor. Estos se conectan o desconectan automáticamente mediante interruptores y pueden hacer las veces de filtros de armónicos.

3.4.6 Línea de CC.

Las líneas de transporte (Fig.3.15-g) ya sean aéreas, subterráneas o submarinas están siempre presentes salvo en configuraciones *back-to-back*. En función de la configuración y la conexión se empleará un determinado número de conductores. Muchas instalaciones utilizan electrodos para el retorno por tierra o mar, pero debido a la oposición por causas medioambientales es común emplear retorno metálico por cable, aunque encarezca la instalación, además en las últimas instalaciones se instala junto con los conductores de CC un enlace de comunicaciones a base de fibra óptica.

1- Líneas aéreas: Como se vio en el apartado 3.1 las líneas aéreas que se emplean en el transporte HVDC tienen una serie de ventajas frente a las de transporte HVAC. Las torres están mecánicamente diseñadas como si de una línea de CA se tratara, aunque cabe señalar diferencias en cuanto a la configuración de los conductores, el campo eléctrico y el diseño de los aisladores.

Es en los aisladores donde las líneas de CC presentan problemas, ya que estos se diseñan a partir de la norma IEC60815, que marca los estándares para líneas de CA. La línea de fuga (Distancia más corta entre dos conductores, medida a lo largo del dispositivo que los separa. Es el parámetro en el que se basa el diseño de aisladores) para CA se basa en tensiones fase-fase, entre conductores, pero al trasladar estas distancias para los conductores en CC se debe tomar como

referencia la tensión fase-tierra, por lo que se debe multiplicar el factor dado por la norma por $\sqrt{3}$.

Otro punto a tener en cuenta en las líneas aéreas de CC es la suciedad, ya que debido al campo eléctrico unidireccional y estático se acumula más suciedad en la superficie de las cadenas de aisladores que en el caso de una línea de CA.



Example/Comparison of Insulator Application for a 400 kV Transmission Line

	Cap and Pin	Porcelain Long-Rod	Composite Long-Rod
Insulator string length	5270 mm 31 insulators	5418 mm 4 insulators	4450 mm 1 insulator
Creepage per unit	570 mm	4402 mm	17640 mm
Weight of string	332 kg	200 kg	28 kg
Breaking load	160 kN	160 kN	160 kN

Fig.3.19 Tipos de aisladores y características.

2- Líneas subterráneas o submarinas: En el caso de líneas subterráneas y submarinas las ventajas de la HVDC frente a la HVAC son aún más notables como se ha explicado.

En cuanto a los cables disponibles actualmente para las conexiones subterráneas y submarinas, algunos utilizados también en HVAC, el estado de la tecnología es el siguiente:

- a) Cable de papel impregnado (*mass-impregnated cable* - Fig.3.20): Es el tipo más utilizado en transmisiones HVDC. Se fabrica a partir de una varilla central, alrededor de la que se enrollan capas de hilo de cobre trenzado, que se cubren con capas de papel impregnado en aceite y resinas formando un componente aislante de alta viscosidad. Este cable es después envuelto en una capa de plomo para mantener aislado el medio ambiente de los componentes aislantes del papel impregnado. La capa que sigue se compone de polietileno extruido para aportar la protección anticorrosión, alrededor de la cual se aplica una capa de acero galvanizado que protege contra las deformaciones permanentes

durante el tendido. Finalmente se sobre esta capa de acero galvanizado se aplica una capa de polipropileno con hilos de acero galvanizado. Puede utilizarse para profundidades de más de 1000 m, está disponible para tensiones de hasta 600 kV con una sección de hasta 2700 mm², y puede transmitir potencias de alrededor de 800 MW, estando la capacidad de transmisión limitada por la temperatura que alcanza el conductor.

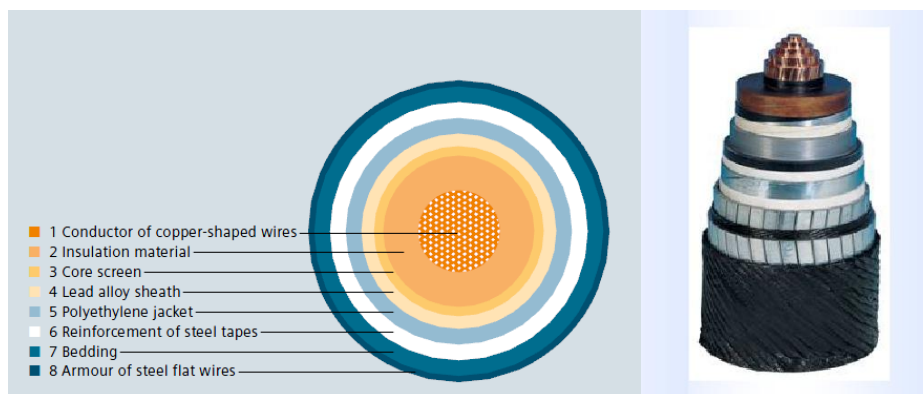


Fig.3.20 Conductor de papel impregnado.

b) Cable refrigerado por aceite (oil-filled cable - Fig.3.21): Pertenece a un grupo de conductores denominados SCFF (*Self-Contained Fluid Filled*). El conductor está aislado mediante papel impregnado, igual que en el caso anterior, pero en este caso con un aceite de baja viscosidad. Además, el cable está recorrido longitudinalmente por un conducto a través del que circula un aceite refrigerante.

Debido al conducto de refrigeración, la longitud de utilización queda limitada a alrededor de 100 km, no así la profundidad, y su utilización es a veces discutida debido a los riesgos medioambientales que entraña una posible fuga.

Este cable se puede utilizar tanto para transmisiones HVDC como para transmisiones HVAC. La sección del conductor es de hasta 3000 mm², y la tensión nominal que pueden alcanzar es de 600 kV.

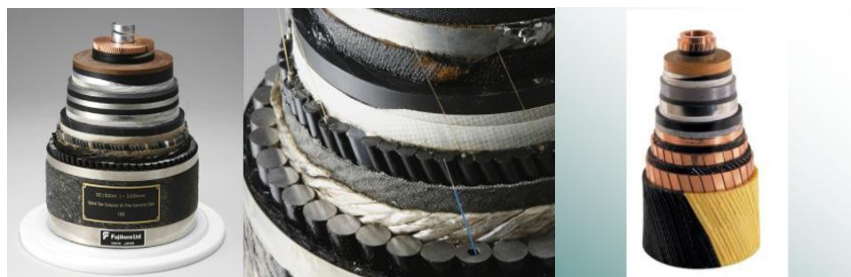


Fig.3.21 Conductor refrigerado por aceite.

- c) Cable de polietileno reticulado o XLPE (*Cross-Linked Polyethylene*): El conductor está formado por hilos de cobre aislados, como indica su denominación, a base de capas de polietileno reticulado. El material aislante permite temperaturas de trabajo normal de hasta 90°C y de 250°C en cortocircuito. El conductor XLPE puede trabajar a tensiones de 300 kV y alcanza secciones de hasta 3000mm², aunque es el tipo de cable que más se ha investigado tanto para transmisión HVDC (Fig.3.22-a) como para HVAC (monofásica y trifásica, Fig.3.22-b), y es posible obtener mejores resultados.

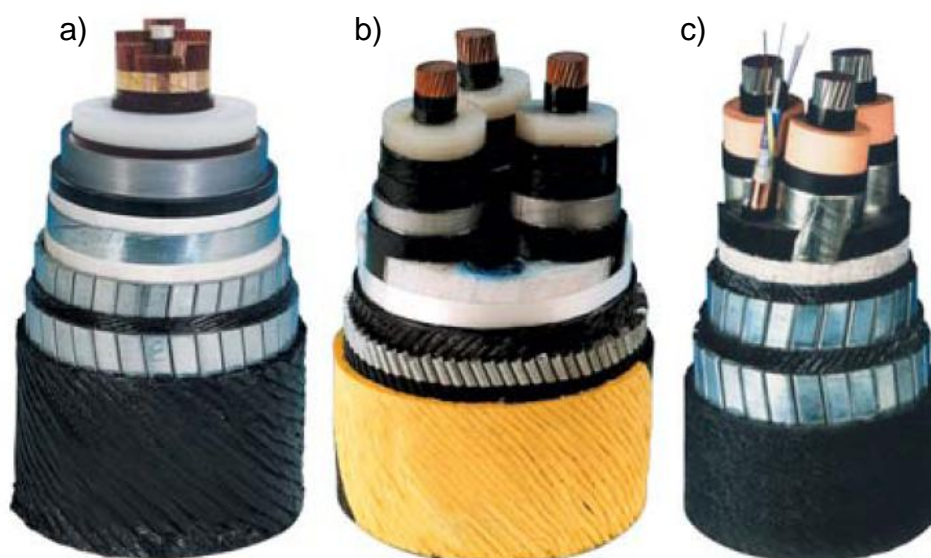
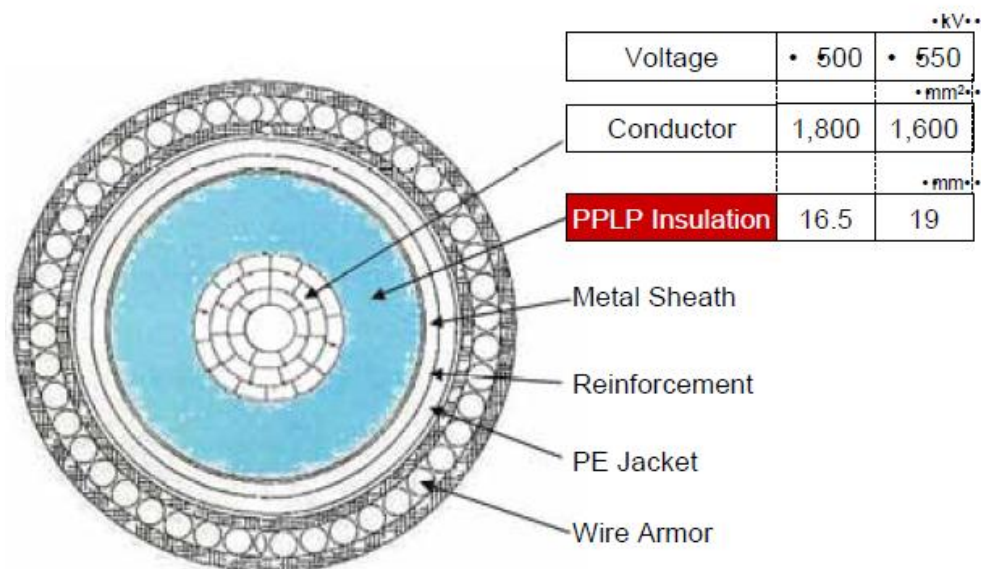


Fig.3.22 Conductor XLPE a) HVDC. b) HVAC trifásico. c) MVAC trifásico (media tensión).

- d) Cable de polipropileno y papel laminado o PPLP (*Polypropylene Laminated Paper* Fig.3.23): Es un modelo desarrollado recientemente, y en el que aún se continúa investigando. El aislamiento se consigue mediante capas de papel no impregnado, en las que se intercalan capas de polipropileno extruido de modo que se forma una capa de estos dos materiales que aísla el conductor. Las ventajas de este tipo de conductores son, una alta resistencia dieléctrica y unas pérdidas bajas, que lo hacen muy útil para el uso submarino o soterrado, y para grandes distancias.

Este conductor se ha desarrollado con un cable de retorno integrado, de manera que el núcleo es similar a los clásicos cables de papel impregnado, pero el conductor de retorno se enrolla alrededor de la envoltura de plomo, trabajando como retorno a la vez que aporta rigidez al conductor.

Construction of DC ± 500 kV 1GW PPLP Solid DC Cable

Diameter: Approx. 135mm Weight: Approx. 52kg/m

Fig.3.23 Conductor con aislamiento de láminas de papel y polipropileno.

3.4.7 Interruptores.

1- Interruptores de CA (Fig.3.15-i): El sistema de corriente alterna se conecta a un sistema HVDC mediante las conexiones de la subestación, que no es más que una barra colectora a la cual se conecta la estación convertidora. Las conexiones de CA (red alimentadora/receptora), las conexiones de CC (entrada/salida del convertidor), y los filtros de armónicos de CA junto con otros elementos, pueden disponerse de diferentes maneras en función de varios requisitos como son la fiabilidad, la redundancia, el nivel de protección, el diseño de la subestación, etc. Entre los tipos de interruptores de CA más empleados en las subestaciones se encuentran: de gran volumen de aceite, de pequeño volumen de aceite, neumáticos, de vacío o de hexafluoruro de azufre.

2- Interruptores rápidos de CC (Fig.3.15-h): La aparamenta en el lado de CC de los convertidores suele componerse de seccionadores. Los cortes ante un fallo pueden llevarse a cabo por el convertidor, y puede prescindirse de aparamenta con capacidad de corte, salvo en el caso de interruptor 'NBS'. Pero con el objetivo de evitar interrupciones de corriente y poder conmutar diferentes caminos de transmisión de CC en conexiones con más de un polo terminal, se disponen interruptores, diferenciando entre los siguientes tipos:

- a) **NBGS (Neutral Bus Ground Switch):** Este interruptor permanece abierto en su funcionamiento normal, pero cuando se cierra conecta la toma de tierra de la estación convertidora a la malla de tierra, cuando por ejemplo deja de funcionar una línea en un bipolo equilibrado.
- b) **NBS (Neutral Bus Switch):** En caso de falta a tierra de la subestación, este interruptor desvía una parte de la corriente continua a tierra. Se conecta en cada polo en serie con el neutro, de manera que si uno de ellos sufre una falta a tierra ese polo se bloquea, pero el polo restante puede seguir funcionando por la conexión común del neutro.
- c) **GRTS (Ground Return Transfer Switch):** Se utiliza para volver a operar una línea en modo bipolar con retorno por tierra, después de una falta en una estación cuando la línea ha estado funcionando como monopolar con retorno metálico.
- d) **MRTB (Metallic Return Transfer Breaker):** Se utiliza junto con el GRTS (Fig.3.24) para conmutar la corriente entre el retorno por tierra y el retorno metálico (paralelos). Cuando en un bipolo ocurre una falta en una de las estaciones, pasa a ser primero monopolar con retorno por tierra y finalmente, cuando el MRTB se conecta y el GRTS se desconecta, bipolar con retorno metálico. De este modo se consigue continuidad en el suministro.

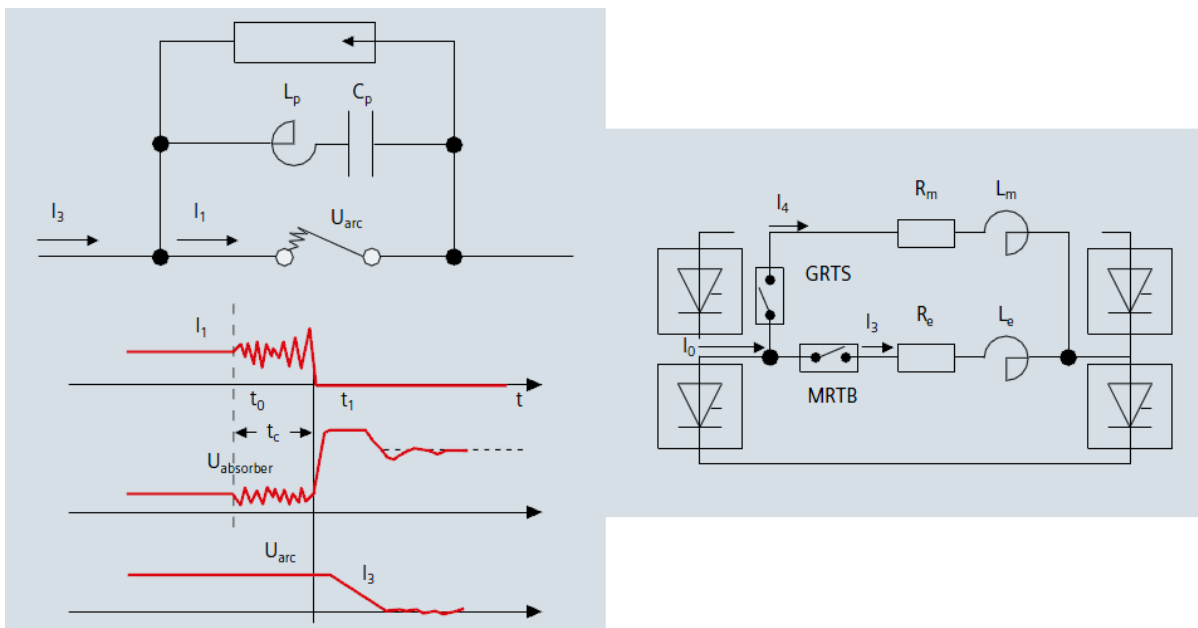


Fig.3.24 Circuito equivalente correspondiente a la operación de interruptores MRTB y GRTS.

3.4.8 Puesta a tierra de las estaciones.

Los electrodos de puesta a tierra (Fig.3.15-j), para el retorno de la corriente, son un elemento a tener en cuenta en una instalación HVDC, ya que aportan protección y son una solución económicamente más rentable a un retorno metálico, incluso para transmisiones de corta distancia, en el que un conductor hace de camino de retorno de la corriente. Se utilizan tanto en sistemas con conexión monopolar como bipolar, y en esta última, se pueden instalar los electrodos de puesta a tierra como si de un neutro se tratara, para que en caso de una falta exista la posibilidad de operar con este camino. Merece la pena señalar que aunque en una conexión bipolar la corriente está equilibrada entre los dos polos, siempre existe una pequeña corriente de fuga a tierra, motivo por el que los electrodos se suelen instalar alejados de las estaciones.

Los electrodos para un sistema HVDC pueden instalarse en tierra, en la costa o en el mar (submarinos), estos dos últimos pueden ser instalados como pares anódicos o catódicos (Fig.3.26).

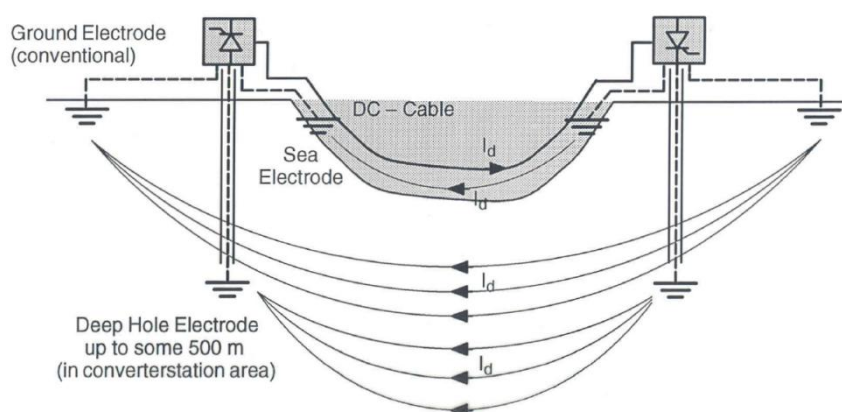


Fig.3.26 Clasificación general de los electrodos para HVDC.

4. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA HVDC-VSC.

Una vez se ha introducido la tecnología HVDC clásica se puede pasar a describir la tecnología HVDC con convertidores de fuente de tensión o VSC (*Voltage Source Converter*).

La investigación y el desarrollo de dispositivos semiconductores, y de dispositivos de electrónica de potencia autoconmutados basados en estos, se lleva a cabo desde hace años en ámbitos industriales como el control de motores. De estas aplicaciones surgen los modernos sistemas utilizados en transporte de energía eléctrica HVDC-VSC, basados en la unión de tantos dispositivos IGBT como se necesiten para conseguir el nivel de tensión deseado. Por lo tanto, antes de describir en profundidad la tecnología VSC es necesario conocer los detalles de la unidad más simple que lo compone (válvula VSC) y por lo tanto del IGBT.

Es en estos semiconductores en los que se ha centrado el desarrollo de los convertidores VSC, empleándolos en lugar de los tiristores, y aunque de momento no se alcanza el nivel de desarrollo que muestra la HVDC-LCC en lo referente a niveles de tensión o capacidad de transmisión de potencia, sí presenta una serie de cualidades destacadas que lo hacen especialmente atractivo para el transporte eléctrico, como son: alimentación de redes pasivas, apoyo y/o mejora de sistemas de CA débiles, aislamiento de cargas distorsionantes, generación o consumo de energía reactiva, sistemas de transmisión HVDC subterráneos o submarinos, suministro de parques eólicos *offshore*, alimentación eléctrica de núcleos urbanos y sistemas multiterminal.

En este capítulo se dan a conocer los componentes más importantes de un sistema de transporte HVDC-VSC, se describe el funcionamiento de estos convertidores, tanto en el modo rectificador (CA-CC) como en el modo inversor (CC-CA), describiendo las topologías más empleadas y los modos o estrategias con que se logra controlar su operación; además se aportan las ventajas que hacen que su implantación en sistemas eléctricos de potencia sea cada vez más común, como es el caso de parques eólicos en alta mar (*offshore*).

4.1 Válvula VSC.

La válvula de un sistema HVDC es un interruptor electrónico controlado que realiza las conmutaciones necesarias para conseguir la conversión de CC a CA y viceversa. Las válvulas VSC tienen la capacidad *turn-on* y *turn-off* sin necesidad de una fuente alterna para conmutar, o lo que es lo mismo, se puede controlar tanto en encendido como el apagado del dispositivo sin ayuda de una fuente de tensión adicional. Una válvula VSC consiste básicamente de varios dispositivos IGBT (el número depende de la tensión que se quiere conseguir), la unidad de puerta (controla la conmutación), un divisor de tensión y un sistema de refrigeración (la válvula completa se puede ver en la Fig.2.4).

Las aplicaciones más comunes de este tipo de elementos, se presentan en el control de motores, compensadores como el STATCOM (Static synchronous Compensator): dispositivo de características similares a un condensador de compensación en serie controlado mediante dispositivos autoconmutados, aunque más sofisticado, permitiendo absorber y entregar energía reactiva al sistema en función de las fluctuaciones de la tensión que ocurran en este. Pero la aplicación relativamente más reciente se presenta en el transporte eléctrico en CC, como elemento principal de las estaciones convertidoras, en las que además se integra la capacidad STATCOM.

4.1.1 Tipos de semiconductores para válvulas VSC.

El principio de funcionamiento de un convertidor VSC está basado en dispositivos semiconductores controlados, con la capacidad *turn-on* y *turn-off*, esto es, dispositivos que permiten controlar en todo momento la conmutación sin apoyo de fuentes externas, tanto el momento de encendido como el de apagado.

De entre los dispositivos semiconductores desarrollados, merece la pena explicar los denominados dispositivos autoconmutados, como el GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*) o el IGCT (*Integrated Gate Commutated Thyristor*) que se puede considerar como la evolución por desarrollo del GTO, en los que se centró la investigación durante mucho tiempo por estar el tiristor bastante extendido. Pero con la aparición del IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) y su integración en la industria se comenzó a investigar en las posibles aplicaciones y las ventajas que puede ofrecer en los

diversos campos de la electrónica de potencia. Actualmente éste es el dispositivo que ha dado los mejores resultados en aplicaciones en sistemas eléctricos, y en el que se basa la tecnología HVDC-VSC.

- **IGCT y GTO:** El tiristor de apagado mediante puerta controlada GTO surge como un avance del tiristor convencional y durante varios años fue el único dispositivo semiconductor controlado. En este dispositivo se basaron sistemas de control de la velocidad para motores, compensadores como el STATCOM, y otras aplicaciones. Pero el uso de este dispositivo requería además de otros sistemas de apoyo para limitar y amortiguar sobretensiones, y servir de apoyo ante la relativamente elevada corriente de apagado que se aplica en la puerta.

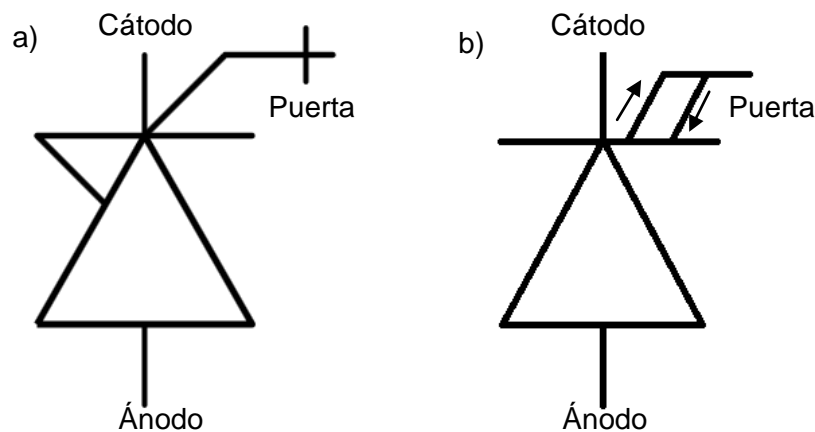


Fig.4.1 a) IGCT. b) GTO.

El IGCT (o GCT) significó una evolución considerable en el rendimiento de los tiristores con capacidad de apagado. Con este dispositivo se consigue una inyección homogénea y controlada de corriente en la puerta, reduciéndose las pérdidas de energía hasta niveles similares a los de un tiristor convencional (en conducción 2 V a 4 kA), y alcanzando niveles de 6 kV/6 KA, que lo hacen especialmente atractivo para sistemas de control de gran potencia (como los antes mencionados para los GTO), pero no para sistemas de control de alta tensión que necesita dispositivos conectados en serie por la elevada energía que se requiere para el control de la puerta y la velocidad de conmutación.

- **IGBT:** Componente principal de un convertidor VSC. Consiste en una conexión integrada de un transistor de unión bipolar BJT (*Bipolar Junction Transistor*) y un transistor de efecto-campo MOSFET (*Metal Oxide Semiconductor Field Effect*

Transistor). Se puede considerar que el circuito de excitación del IGBT es como el del MOSFET mientras que las características de conducción son como las del BJT. El IGBT combina una puerta de entrada de alta impedancia y baja energía para su control, característica de los MOSFET, con la capacidad de control de los transistores bipolares y tiristores comunes. A continuación se muestran la estructura interna, el símbolo y las curvas características de un MOSFET:

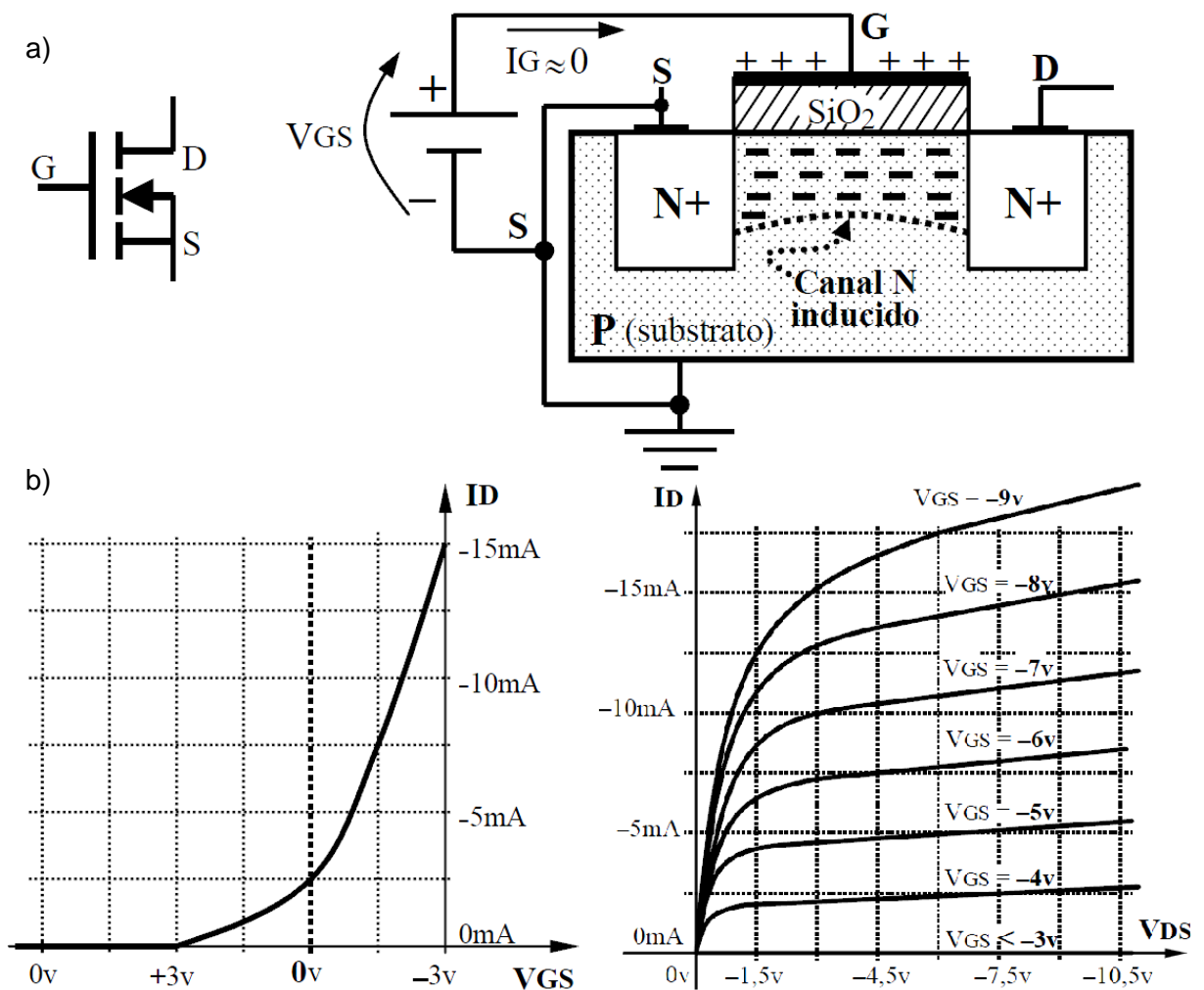


Fig.4.2 a) Símbolo y estructura interna del MOSFET. b) Curvas características del MOSFET.

En el caso del BJT la estructura interna, el símbolo y las curvas características son las siguientes:

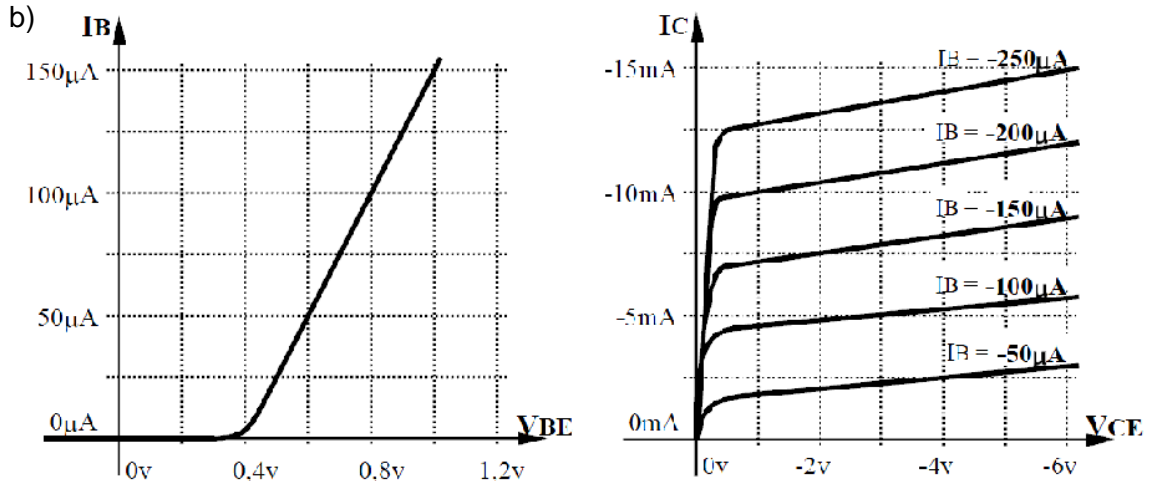
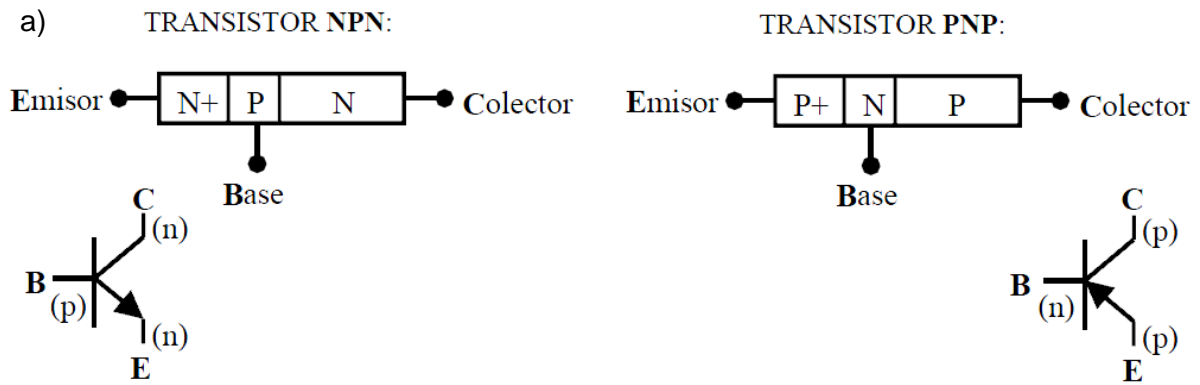


Fig.4.3 a) Estructura interna y símbolo del BJT. b) Curvas características del BJT.

La estructura básica de un IGBT (Fig.4.4) está formada por tres uniones 'p-n', en las que se pueden diferenciar las uniones que forman el BJT y el MOSFET. Estas dan lugar a tres terminales: surtidor o emisor, drenador o colector y puerta; y un transistor parásito debido a la unión n^+p^- . La unión p^+n^+ no es esencial para el funcionamiento del IGBT.

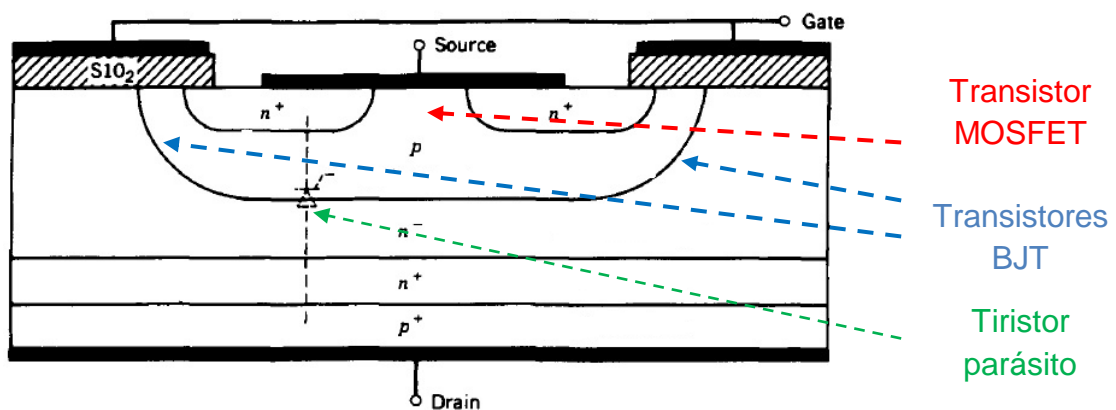


Fig.4.4 Estructura interna del IGBT.

La representación del IGBT se puede hacer mediante cualquiera de los dos símbolos representados en la Fig.4.5-a, y el circuito equivalente de este dispositivo, en el que se pueden diferenciar los BJT y el MOSFET, se ve en la Fig.4.5-b:

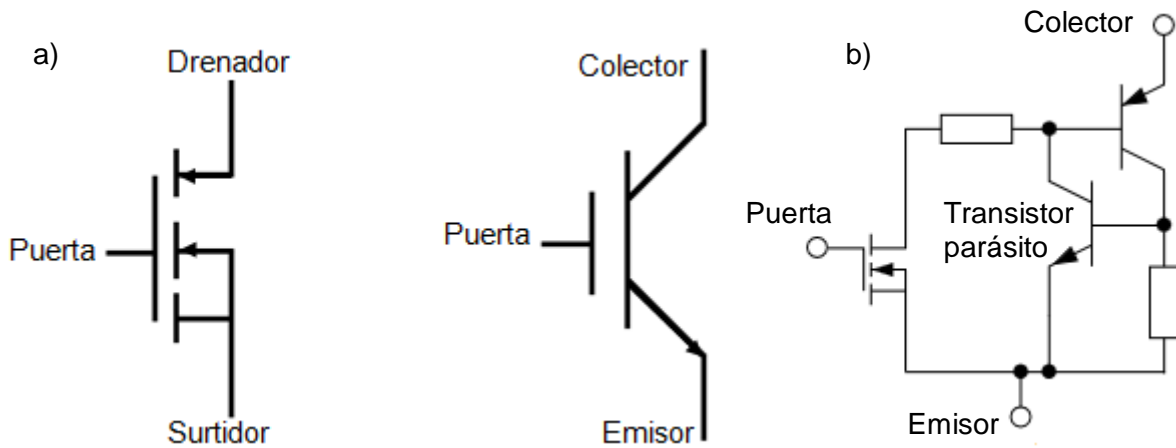


Fig.4.5 a) Símbolos de IGBT. b) Circuito equivalente del IGBT.

Las características de trabajo de un IGBT quedan determinadas mediante las curvas V-I de salida cuando el IGBT está funcionando en un determinado circuito, que tienen un aspecto semejante a las mostradas anteriormente para los MOSFET, además el comportamiento del IGBT depende de la tensión directa puerta-surtidor V_{GS} . El IGBT conduce (ON) cuando $V_{GS} > V_{GS(TH)}$, en cambio, el IGBT no conduce o está en estado de corte (OFF) cuando $V_{GS} < V_{GS(TH)}$. Las curvas características de un IGBT son las que se ven en la Fig.4.6, a partir de las que se puede calcular el punto de funcionamiento 'Q' de un determinado caso con valores concretos.

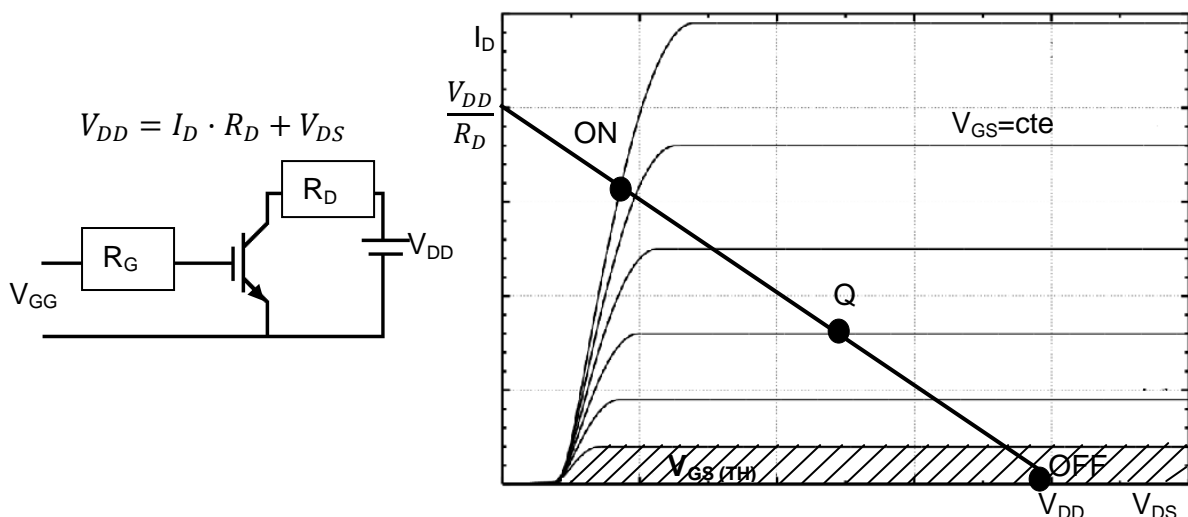


Fig.4.6 Circuito simplificado con un IGBT y curva característica V-I de un IGBT.

Con las características del MOSFET se consigue durante la conmutación tanto un control lineal de la corriente (di/dt) como de la tensión (dv/dt) en la puerta mediante un camino de alta impedancia, sin necesidad de reactancias de limitación como es el caso de los GTO. La capacidad de resistir altas tensiones y corrientes se debe a la estructura del propio dispositivo, que forma transistores de unión bipolar con capas de un grosor adecuado para permitir altas tensiones así como una caída de tensión no demasiado acentuada en el estado de conducción. Además, las uniones que forman los BJT autolimitan la corriente en caso de cortocircuito y pueden apagarse en pocos segundos, capacidad que solo se da en los IGBT.

Las ventajas principales que aporta el IGBT frente a los tiristores (comunes, GTO o GTC) son:

- Control activo del intercambio de tensión.
- Baja energía para controlar el dispositivo
- Capacidad de corte incluso en cortocircuito
- Velocidad de conmutación elevada, que permite trabajar a frecuencias más elevadas, de en torno a 20 kHz.

Por todas estas características, las válvulas VSC actuales se fabrican con IGBT, aunque en su montaje se añaden además diodos de libre circulación FWD (*Free Wheeling Diode*) en antiparalelo en el mismo dispositivo (un interruptor en un convertidor VSC es el conjunto de estos dos componentes), que proporciona una vía alternativa para la circulación de la corriente, derivada de la presencia de una carga en el lado del CC del convertidor. El diodo se incluye para asegurar la conducción de la misma capacidad de corriente en la dirección opuesta durante el corte, así como la capacidad de bloqueo de la tensión inversa. En función del fabricante las características varían, pero actualmente las válvulas IGBT tienen unos valores de en torno 4,5-6'5 kV y 0,6-2'5 kA, en válvulas de 48 IGBT y 24 diodos, ambos dispositivos deben tener las mismas capacidades de tensión.

4.2 Componentes de un sistema HVDC-VSC.

Los elementos que componen un sistema HVDC-VSC son en general idénticos a los descritos para los sistemas HVDC-LCC (apartado 3.4), encontrando similitudes entre

ambos, como: generación de armónicos en las estaciones, que hacen necesarios filtros; uso de transformadores de conversión para adaptar la tensión de CA a la óptima del convertidor VSC para medida de tensiones y corrientes en los diferentes puntos del sistema para el control y protección óptimos. Los elementos esenciales de un sistema VSC son:

- Las válvulas IGBT del convertidor, y los controles, para realizar el cambio CC-CA y viceversa.
- Una reactancia en el lado de CA proporcionada por una reactancia en fase (inductancia), un transformador, o una combinación de ellos.
- Una fuente de tensión de continua, que es aportada por los condensadores instalados en el lado de CC del convertidor VSC.

Aunque estos son los componentes esenciales, una estación de conversión completa necesita otra serie de elementos de protección y medida.

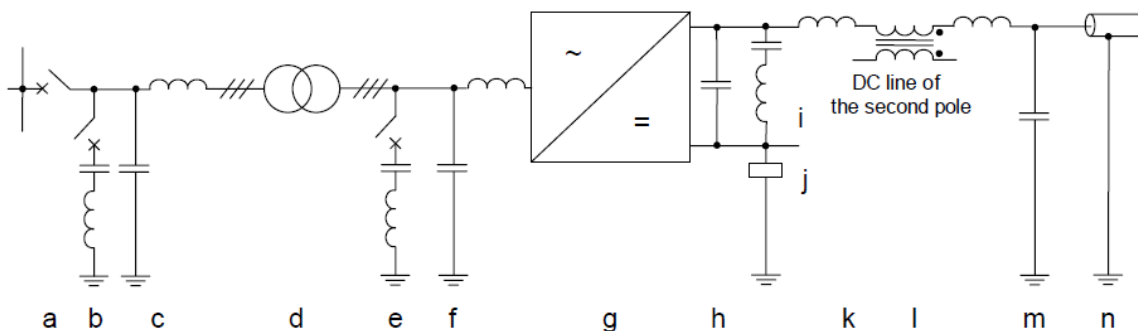


Fig.4.7 Componentes de un sistema VSC.

En la Fig.4.7 aparecen todos los elementos de los que puede constar un sistema de transmisión VSC, en función del esquema de conexión empleado algunos aparecerán en más de una ocasión, mientras que otros pueden no ser necesarios. Son los siguientes:

- Interruptor de la subestación VSC.
- Filtros del lado de CA.
- Filtros de interferencias de radiofrecuencia del lado de CA.
- Transformador del convertidor.
- Filtro de armónicos del convertidor.

- f) Filtro de bloqueo de armónicos de alta frecuencia y reactancia de fase del lado de CA (para alisar la onda de tensión de CA que llega al convertidor).
- g) Convertidor VSC.
- h) Condensadores de la unidad VSC.
- i) Filtro de armónicos del lado de CC.
- j) Toma de tierra de la rama del neutro (depende de la configuración del convertidor VSC).
- k) Reactancia de fase del lado de CC (para alisar la onda de tensión de CC, no es necesaria en sistemas *back-to-back*).
- l) Reactancia de bloqueo de armónicos en modo común (no es necesaria en sistemas *back-to-back*).
- m) Filtro de interferencias de radiofrecuencia del lado de CC (no es necesaria en sistemas *back-to-back*).
- n) Línea de transporte (no es necesaria en sistemas *back-to-back*).

Merece la pena aportar alguna característica especial para los siguientes componentes, por tener algún aspecto relevante o diferir de los que se emplean en transmisiones HVDC clásicas:

1- Interrupción de la subestación VSC (Fig.4.7-a): La principal función es conectar y desconectar es convertidor VSC de la red de CA. Pero en el caso de las estaciones VSC, cuando se conectan grandes bancos de filtros que son conmutados por este elemento es necesario contar con los efectos capacitivos que genera durante la caga de la estación (funcionamiento como rectificador), como corrientes de entrada pronunciadas o tensiones transitorias elevadas. Para minimizar estos efectos se suele instalar a modo de by-pass un interruptor en serie con una resistencia, de manera que la primera conexión se realiza por la rama de la resistencia, para después, pasado un tiempo en el que se estabiliza el circuito (que depende de los criterios de diseño), el interruptor de la rama principal se conecta y el de la resistencia se desconecta, quedando la instalación en servicio normal.

Cuando el circuito se conecta a través de la resistencia, para operar en modo rectificador, la línea de CC se alimenta mediante los diodos del módulo VSC, formando un rectificador (trifásico) en puente no controlado. Cuando se conecta el interruptor principal que puentea y desconecta la resistencia, y la tensión en el

condensador de CC es tan alta como para activar la puerta de los IGBT (para generar una onda de tensión en CA que permita operar bajo condiciones sin carga) se podrá controlar el nivel de tensión de CC hasta los valores nominales de operación.

2- Filtro de entrada al convertidor y filtro de bloqueo de altas frecuencias:

Mitigar los efectos de los armónicos de alta frecuencia que puede generar el transformador, así como intentar que la componente a la frecuencia fundamental de la onda de CA sea lo más lisa posible, se consigue mediante un filtro pasabajos formado por una reactancia de fase en serie con el convertidor, y un condensador conectado a tierra (Fig.4.7-f). Elegir la frecuencia característica es un punto importante para el diseño del convertidor VSC (determinada por la frecuencia de resonancia en serie del condensador y la reactancia). Para frecuencias de trabajo por debajo de la frecuencia característica, el filtro casi no genera atenuación, para frecuencias por encima de la característica el filtro incrementa la atenuación de manera lineal y alrededor de la frecuencia característica el filtro es donde tiene el punto de trabajo óptimo.

Con un filtro de bloqueo de altas frecuencias los componentes de la tensión a frecuencias por encima de la característica del filtro incrementan las pérdidas a través de la reactancia en fase. Como consecuencia, la reactancia (inductancia en serie) queda expuesta a altas frecuencias que pueden originar fenómenos de resonancia y esfuerzos en los materiales aislantes.

Incrementar la frecuencia característica en el diseño, implica que la impedancia de la reactancia es mayor, y disminuyen los armónicos de tensión en el VSC, así como la corriente a través del condensador (filtro de bloqueo de altas frecuencias). No obstante, en función de la frecuencia de sintonizado del filtro y la generación de armónicos del convertidor, las corrientes con componentes de alta frecuencia pueden influir en las pérdidas generadas en el condensador. Dependiendo del diseño de la subestación VSC se puede conectar en paralelo con el filtro de bloqueo de armónicos de alta frecuencia, un filtro de armónicos de bajo orden.

3- Condensadores del lado de CC del convertidor VSC (Fig.4.7-h): para poder operar los convertidores VSC en un sistema HVDC-VSC, se conectan en el lado

de continua de cada estación de conversión bancos de condensadores en paralelo con la salida del convertidor; básicamente para estabilizar la tensión de continua U_{CC} . Se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- a) Inductancia en el circuito de conmutación: Debido a las conmutaciones de los dispositivos VSC se generan corrientes con componentes armónicas de alta frecuencia que ocasionan tensiones transitorias en las válvulas. Para minimizar estos efectos la inductancia que se genera en la conexión de los condensadores debe ser lo menor posible
- b) Rizado de la tensión de continua: La operación del convertidor VSC genera corrientes con contenido armónico como ya se ha explicado. Estas corrientes, causan también armónicos en la tensión de salida de CC, generándose una onda rizada que depende de los posibles desequilibrios en el sistema de CA y en el convertidor, armónicos no filtrados antes de la conversión, conmutación de la válvula VSC y capacidad del condensador VSC.
- c) Acoplamiento armónico de las diferente subestaciones VSC conectadas a la línea de CC: la operación de una subestación VSC puede generar perturbaciones en los demás condensadores de los convertidores conectados en la misma línea por acoplamiento mutuo, que se debe reducir lo máximo posible.
- d) Control: puesto que la tensión en CC influye en el intercambio de potencia activa y reactiva, es importante mantener esta en unos límites estrictos, para conseguir una operación estable del sistema. Cambiar parámetros de la potencia, desequilibrios en el sistema de CA o cambios de operación transitorios en las válvulas VSC pueden causar oscilaciones de la tensión de CC.

La capacidad de almacenar energía que tiene el condensador del convertidor VSC estabiliza la operación del este, y permite un ajuste más estricto de los parámetros de control.

4- Toma de tierra de la rama del neutro (Fig.4.7-j): Para definir un punto de referencia u origen de potenciales se instala una toma de tierra que depende del diseño de la subestación se puede instalar directamente o a través de los siguientes elementos: Reactancias, condensadores, resistencias, limitadores o electrodos.

En el caso de conexión bipolar se suelen instalar dos bancos de condensadores en paralelo con el convertidor VSC, y en el punto medio común se realiza la conexión de puesta a tierra. En el caso de una instalación monopolar la toma de tierra se puede instalar en cualquiera de las subestaciones VSC.

5- Reactancia de bloqueo de armónicos en modo común (Fig.4.7-I): Los armónicos en la corriente que circulan por las líneas de corriente continua se pueden separar en componentes en modo diferencial y en modo común. Las corrientes en modo diferencial circulan desde el polo positivo al negativo (en sentido opuesto), mientras que las corrientes en modo común circulan por el camino de retorno por tierra (en el mismo sentido que la corriente fundamental). Cuando el conductor de transporte y el de retorno están muy juntos el efecto del campo electromagnético debido a las corrientes diferenciales es casi nulo y no causan interferencias con otras líneas o sistemas de telecomunicaciones. En cambio, las corrientes en modo común pueden generar un bucle de tierra que desemboque en campos electromagnéticos. Usando la reactancia de bloqueo de armónicos en modo común se reducen los efectos, esta consiste en dos devanados magnéticamente acoplados y con la misma autoimpedancia, que aportan un camino de alta impedancia para las corrientes armónicas en modo común y un camino de baja impedancia para las corrientes diferenciales. Para el diseño de este elemento se tiene en cuenta: si la línea es aérea o soterrada, la topología de la estación VSC, la geometría de los cables, localización de las líneas de telecomunicaciones cercanas, aspectos relacionados con interferencias electromagnéticas, la magnitud y la frecuencia de las corrientes armónicas en modo común y aspectos medioambientales.

4.3 El convertidor VSC como rectificador.

Una de las características principales de un convertidor de fuente de tensión, compuesto por IGBT, es que se puede controlar independientemente tanto el flujo de potencia activa como reactiva, en este caso, la potencia activa es la que determina el funcionamiento como rectificador o inversor, esto se explica con más detalle en el apartado 4.5. Por lo tanto, en este apartado se pretende dar a conocer el principio de funcionamiento de un rectificador controlado.

En primer lugar se presenta el funcionamiento del rectificador trifásico en puente (Fig.4.8) basado en diodos (no controlado), ya que es el convertidor más común para aplicaciones de alta potencia y con el que se puede explicar el funcionamiento básico del rectificador controlado.

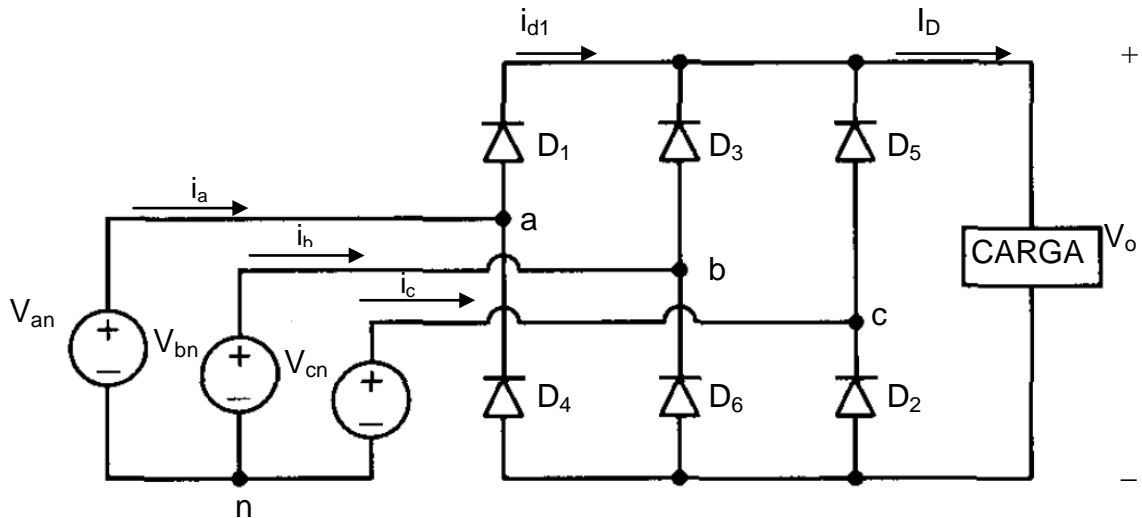


Fig.4.8. Rectificador trifásico en puente.

El rectificador trifásico en puente es un rectificador de onda completa en el que cada rama del convertidor se une a una fase del transformador de entrada, para dar como resultado una onda de tensión como la que se ve a continuación en la Fig.4.9. Las tensiones simples de la red son V_{an} , V_{bn} y V_{cn} desfasadas 120° . La secuencia de conducción de los diodos es D_1 - D_2 , D_3 - D_2 , D_3 - D_4 , D_5 - D_6 y D_1 - D_6 .

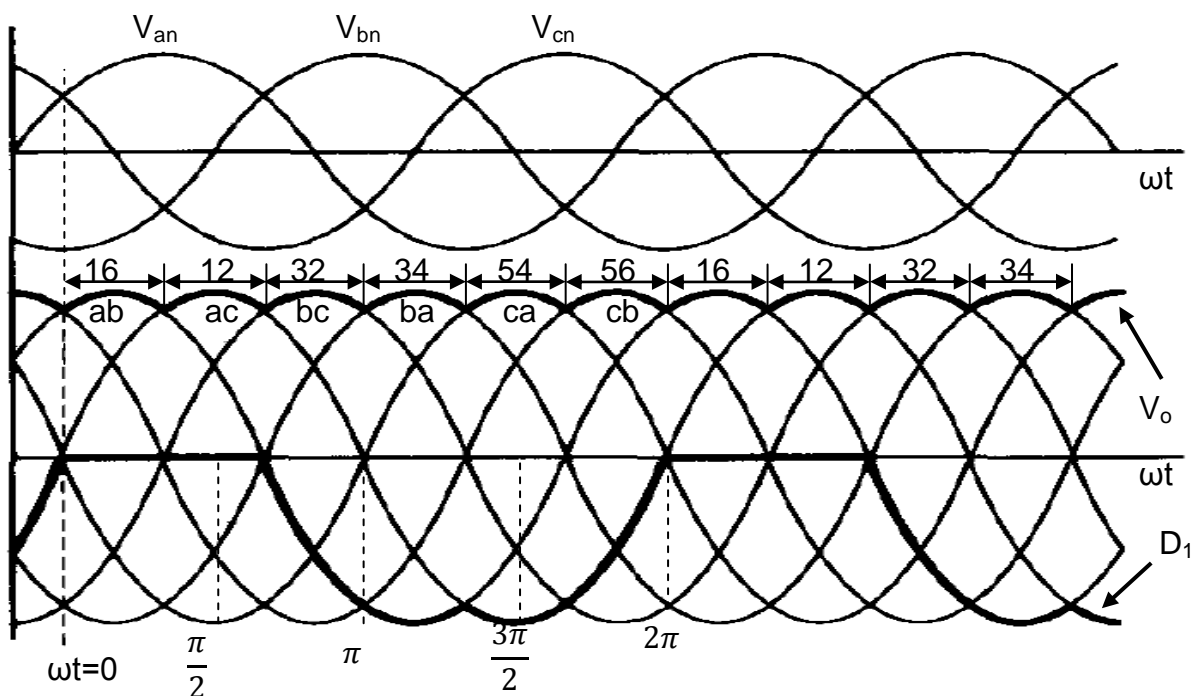


Fig.4.9 Onda de la tensión del generador y de las tensiones de salida.

Las tensiones instantáneas de fase son (tomando V_m como el valor pico de la tensión de fase):

$$v_{an} = V_m \sin \omega t; v_{bn} = V_m \sin(\omega t - 120); v_{cn} = V_m \sin(\omega t - 240)$$

Y las tensiones en cada línea son:

$$v_{ab} = \sqrt{3}V_m \sin(\omega t + 30); v_{bc} = \sqrt{3}V_m \sin(\omega t - 90); v_{ca} = \sqrt{3}V_m \sin(\omega t - 210)$$

El valor medio y el valor eficaz de la tensión de salida del rectificador, en CC, toman respectivamente el valor:

$$V_{CC} = \frac{2}{2\pi/6} \int_0^{\pi/6} \sqrt{3}V_m \cos \omega t d(\omega t) = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m = 1,654V_m$$

$$V_{CC} = \left[\frac{2}{2\pi/6} \int_0^{\pi/6} 3V_m^2 \cos^2 \omega t d(\omega t) \right]^{1/2} = \left(\frac{3}{2} + \frac{9\sqrt{3}}{\pi} \right)^{1/2} V_m = 1,6554V_m$$

La corriente de salida del rectificador en puente circula en cada instante por un diodo de los tres superiores y por un diodo de los tres inferiores, de manera que en un instante determinado no pueden conducir diodos de la misma rama. Si la carga a la salida es puramente resistiva se tiene una forma de onda a la salida, en cada diodo, y en cada fase (en la imagen fase 'a') como la que se ve en la Fig.4.10:

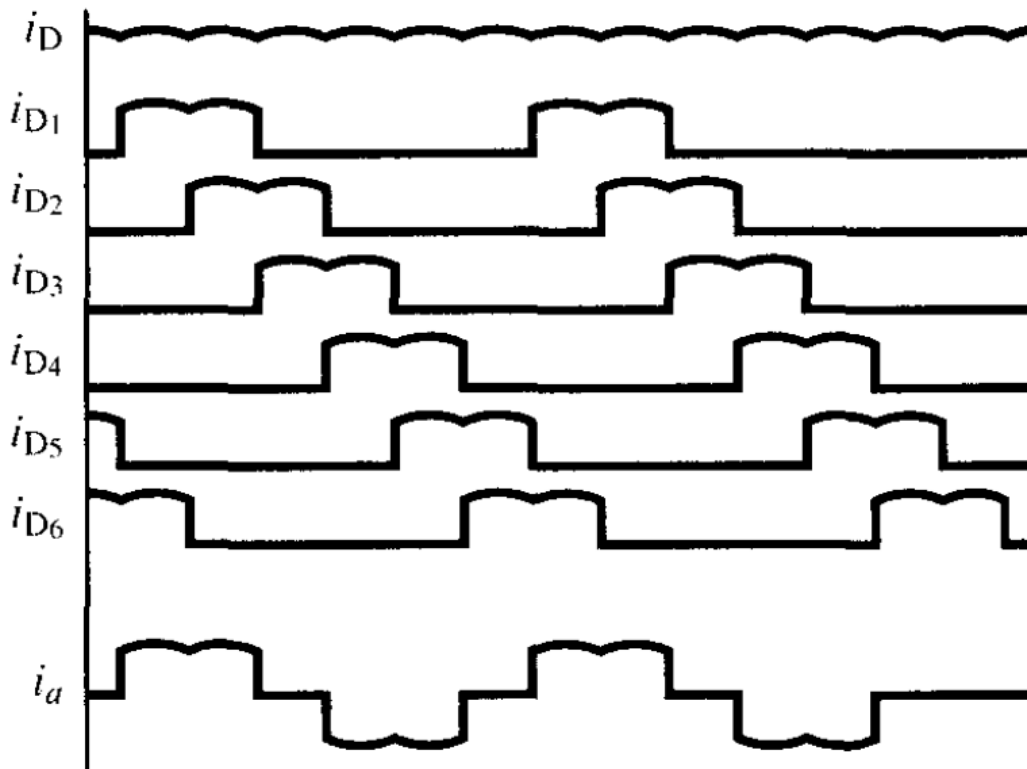


Fig.4.10 Corriente de salida para una carga resistiva, corrientes en cada diodo y corriente por la fase 'a'.

Si la carga es resistiva, el valor pico de la corriente es proporcional a la tensión, de valor $I_m = \sqrt{3}V_m/R$, siendo el valor eficaz de la corriente por cada diodo:

$$I_{efD} = \left[\frac{4}{2\pi} \int_0^{\pi/6} I_m^2 \cos^2 \omega t d(\omega t) \right]^{1/2} = I_m \left[\frac{1}{\pi} \left(\frac{\pi}{6} + \frac{1}{2} \sin \frac{2\pi}{6} \right) \right]^{1/2} = 0,5518 I_m$$

Y el valor de la corriente eficaz en cada fase es:

$$I_{ef} = \left[\frac{8}{2\pi} \int_0^{\pi/6} I_m^2 \cos^2 \omega t d(\omega t) \right]^{1/2} = I_m \left[\frac{2}{\pi} \left(\frac{\pi}{6} + \frac{1}{2} \sin \frac{2\pi}{6} \right) \right]^{1/2} = 0,7804 I_m$$

Una vez se ha explicado el convertidor más básico se puede pasar a explicar el rectificador en puente controlado trifásico, empleando IGBT (Fig.4.11). La topología es semejante al caso anterior, pero en estos rectificadores se puede controlar una nueva variable, denominada ángulo de disparo ' α '. Éste es el ángulo que retrasa el disparo de los IGBT respecto del punto de conmutación natural (punto en el que entrarían en funcionamiento los diodos), siendo el funcionamiento exactamente igual que en el caso de un rectificador no controlado cuando el ángulo de disparo es 0° .

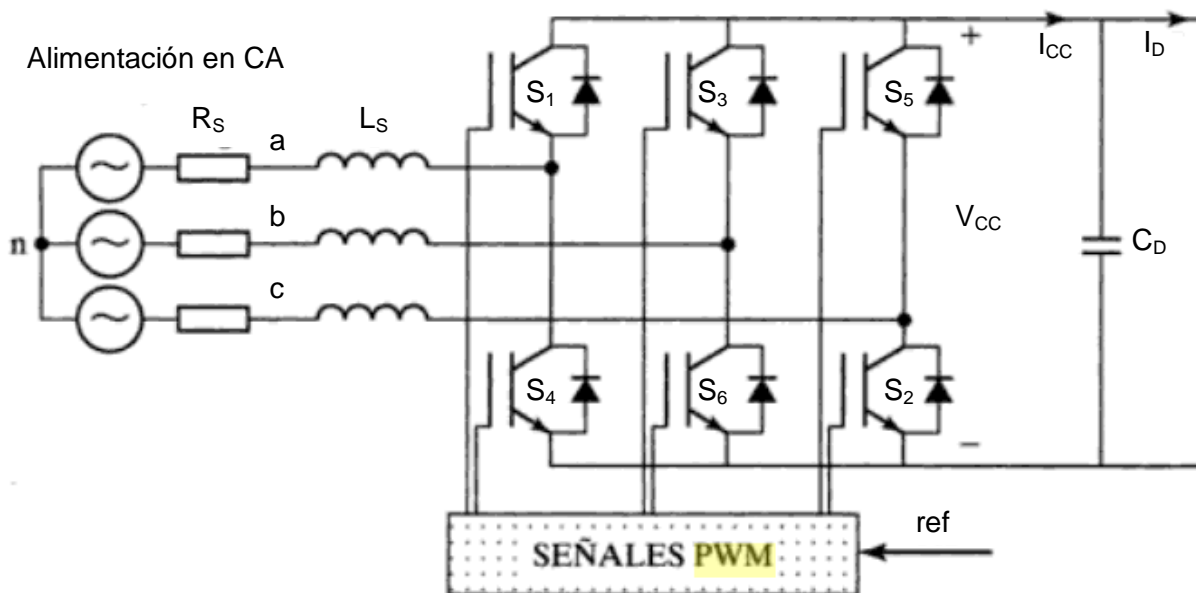


Fig.4.11 Rectificador de fuente de tensión trifásico.

Básicamente, el principio de funcionamiento de un rectificador controlado, es ajustar el ángulo de disparo ' α ' del interruptor, que conducirá cuando esté polarizado en directa y se le aplique un pulso en la puerta. En cada instante sólo puede conducir un interruptor de la mitad superior y uno de la mitad inferior, y en ningún caso pueden conducir a la vez los interruptores de una misma fase S_1 - S_4 , S_3 - S_6 , y S_5 - S_2 (Fig.4.12).

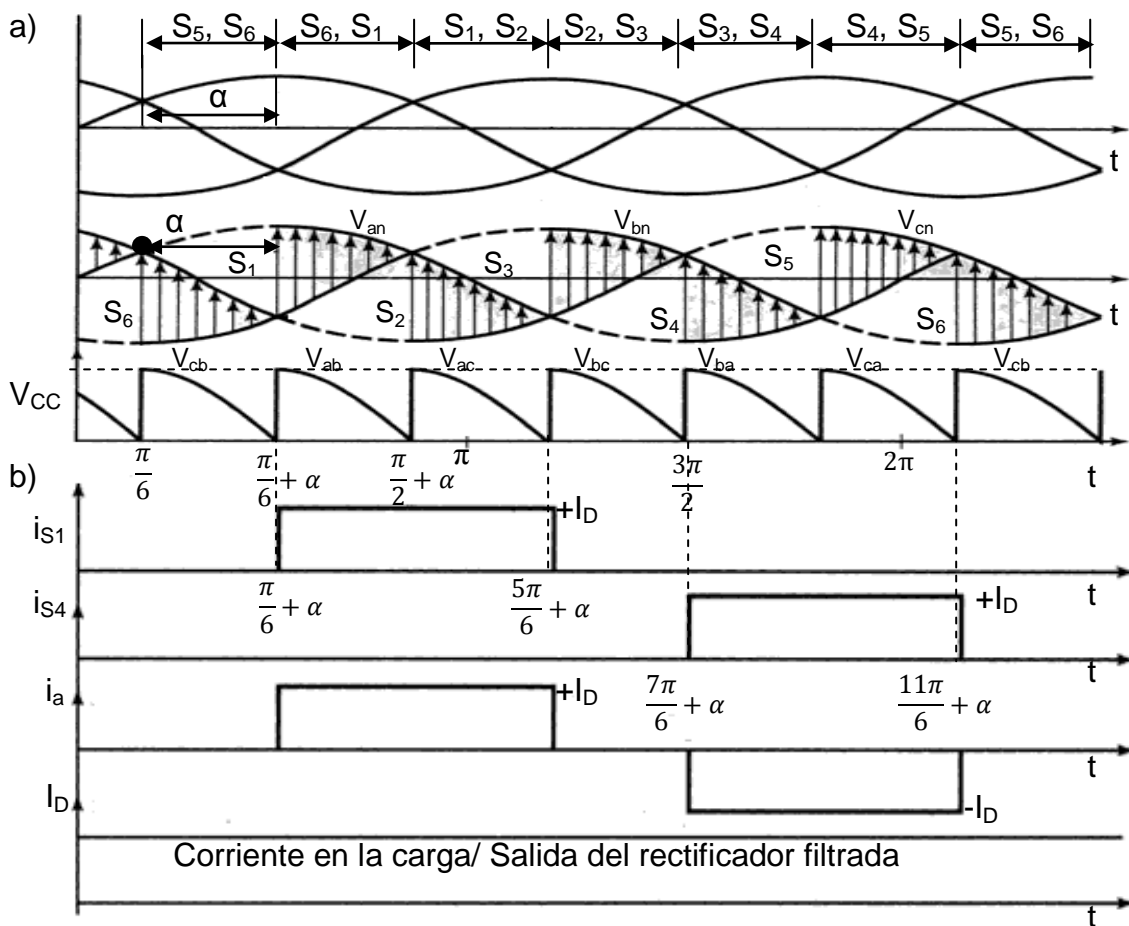


Fig.4.12 a) Onda de tensión de salida de un rectificador trifásico controlado V_{CC} con $\alpha=60^\circ$.
 b) Formas de onda de la corriente en los interruptores en conducción, en una fase y en la salida, $\alpha=60^\circ$.

Es importante volver a señalar que el convertidor de fuente de tensión con topología en puente trifásico puede operar tanto como rectificador como inversor, cuando el convertidor opera como rectificador la corriente I_D es positiva y el condensador C_D se descarga, por el contrario en el caso de operar como inversor I_D es negativa y el condensador C_D se carga. En los dos casos es posible emplear modulación por ancho de pulso PWM para operar los convertidores, tanto en modo inversor donde se ha empleado generalmente este tipo de control (como se ve en profundidad en el siguiente apartado), como en modo rectificador. Las ventajas de emplear PWM en el rectificador son una menor contaminación por armónicos en las ondas de salida de la corriente y la tensión, y un control del factor de potencia.

4.4 El convertidor VSC como inversor.

Una característica de los convertidores de fuente de tensión es que la tensión siempre tiene la misma polaridad en ambos terminales, y el control de la potencia se logra variando la corriente. Partiendo de este principio, y ante la necesidad de controlar en el convertidor VSC, tanto la tensión alterna de salida como el flujo de potencia, y aportar un método de reducción de armónicos aparecen técnicas de modulación por ancho de pulso PWM (*Pulse Width Modulation*), y posteriormente, cuando el empleo de estos convertidores en los sistemas eléctricos de potencia se hace más común, aparecen los convertidores multinivel como opción a los inversores PWM.

En este apartado se pretende describir ambos convertidores, viendo que características, ventajas e inconvenientes presentan.

4.4.1 Inversor modulado por ancho de pulso. PWM.

Esta técnica, o este tipo de convertidores fueron los primeros en aparecer, de la mano del fabricante ABB. A continuación, se describe el inversor PWM con el objetivo de entender este método de control, que permite obtener tensiones senoidales controladas en magnitud y fase, permitiendo reducir el nivel de armónicos que presenta la onda de salida alterna, y así, analizar después las topologías empleadas en convertidores VSC. Se emplea en convertidores CC-CA o inversores, tanto monofásicos como trifásicos, en este caso se describe la tecnología para topologías de puente completo. Primero se describe el funcionamiento para un inversor monofásico de puente completo, para después explicar el trifásico.

1- Inversor monofásico:

El principio de funcionamiento se basa en comparar una señal de referencia, o señal moduladora; y una señal triangular (o de dientes de sierra) llamada portadora. La comparación se lleva a cabo mediante circuitos realizados con amplificadores operacionales o microcontroladores, que generan un tren de pulsos de ancho específico que se utiliza en la conmutación del puente inversor, esto es, se generan pulsos a una frecuencia determinada y se hace variar el ciclo de trabajo. El tren de pulsos es la onda PWM modulada (Fig.4.13-a). Los parámetros fundamentales son el período o la frecuencia (T y $1/T$ respectivamente), y el ciclo de actividad o de

trabajo (D), que indica el tiempo que la función está activa durante un período (Fig.4.13-b).

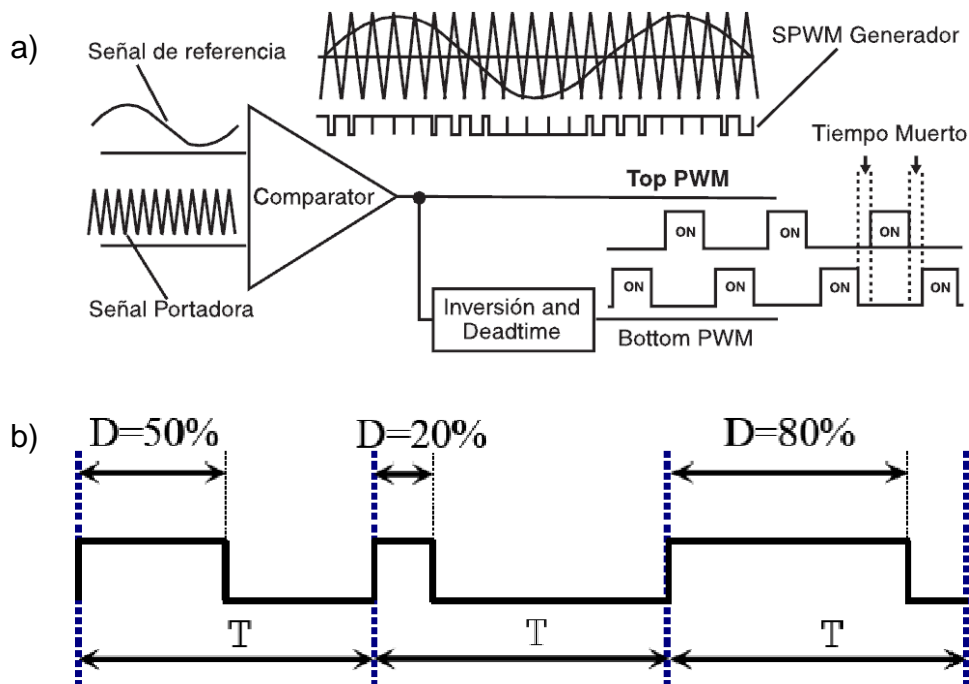


Fig.4.13 a) Señales portadora, moduladora y PWM. b) Período ' T ' y ciclo de actividad o de trabajo ' D '.

La modulación por anchura de pulso proporciona un método para la reducción del factor de 'Distorsión Armónica Total' de la corriente de carga (véase el punto 'Consideraciones referentes a la modulación PWM: factor DAT').

La topología básica de un inversor en puente de onda completa genera una onda cuadrada. Una salida de un inversor PWM con filtrado cumple con el factor DTA mejor que un inversor de onda cuadrada, ya que sin filtrar, la onda tendría un nivel de armónicos elevado pero a una frecuencia mayor que en el caso de una onda cuadrada (armónicos de orden mayor), haciendo más sencillo el filtrado y permitiendo utilizar equipos más simples y compactos.

En la modulación PWM, la amplitud de la tensión de salida se puede controlar por medio de las formas de onda moduladoras. Dos ventajas de la modulación PWM son la reducción de los requerimientos de filtro para reducir los armónicos, y el control de la amplitud de salida. Entre las desventajas cabe señalar que los circuitos de control de los interruptores (del conjunto IGBT-diodo) son más complejos, y que hay unas mayores pérdidas debidas a una conmutación más frecuente.

Como ya se ha señalado al principio del apartado, el control de los interruptores para la salida sinusoidal PWM requiere una señal de referencia sinusoidal, llamada a veces señal de control o moduladora, y una señal portadora, que es una onda triangular que controla la frecuencia de conmutación.

a) Conmutación bipolar: Se dice que una señal PWM es bipolar porque la salida toma alternativamente el valor positivo y negativo de la tensión de la fuente de CC (Fig.4.14). Cuando el valor instantáneo de la onda de referencia es mayor que la portadora la salida será positiva (+V_{CC}), y cuando el valor instantáneo de la onda de referencia es menor que la portadora la salida será negativa (-V_{CC}).

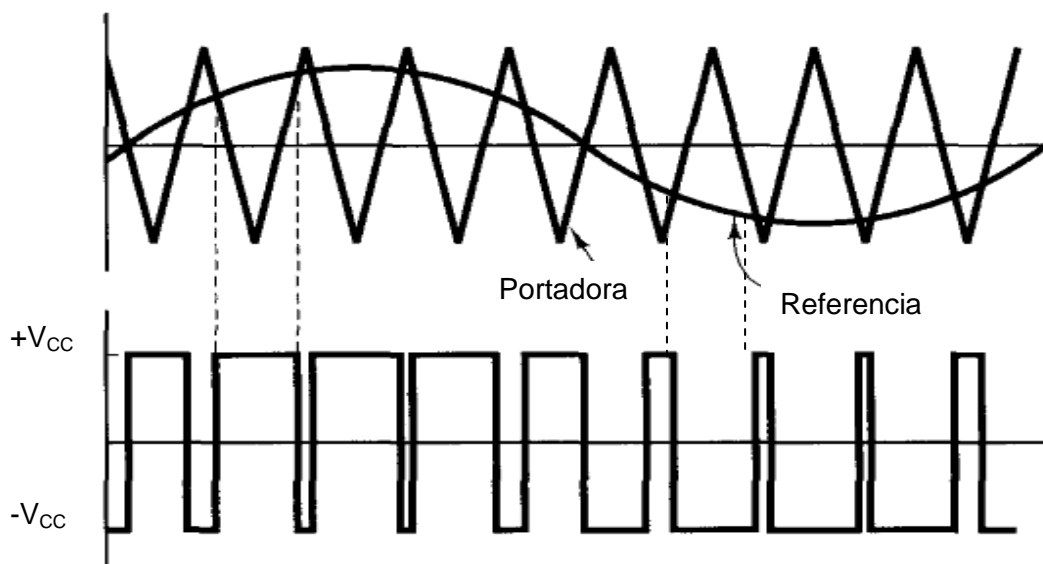


Fig.4.14 Modulación PWM bipolar.

La serie de Fourier de la salida de modulación PWM bipolar en la Fig.4.12 se calcula examinando cada uno de los pulsos. La forma de onda triangular está sincronizada con la de referencia, y se elige un factor 'm_f' (véase el punto Consideraciones referentes a la modulación PWM: índice de modulación de frecuencia) que sea un entero impar. Entonces la salida PWM muestra una simetría impar, y se puede expresar la serie de Fourier como:

$$V(t) = \sum_{n=1}^{\infty} V_n \sin(n\omega_0 t)$$

Si se considera un elemento diferencial como el mostrado en la Fig.4.15 para cada pulso 'k' de la salida PWM el coeficiente de Fourier es:

$$V_{nk} = \frac{2V_{CC}}{n\pi} [\cos n\alpha_k + \cos n\alpha_{k+1} - 2 \cos n(\alpha_k + \delta_k)]$$

Cada coeficiente de Fourier V_n para la forma de onda PWM es la suma de V_{nk} para los pulsos 'p' comprendidos en un período, siendo la expresión la siguiente:

$$V_n = \sum_{k=1}^p V_{nk}$$

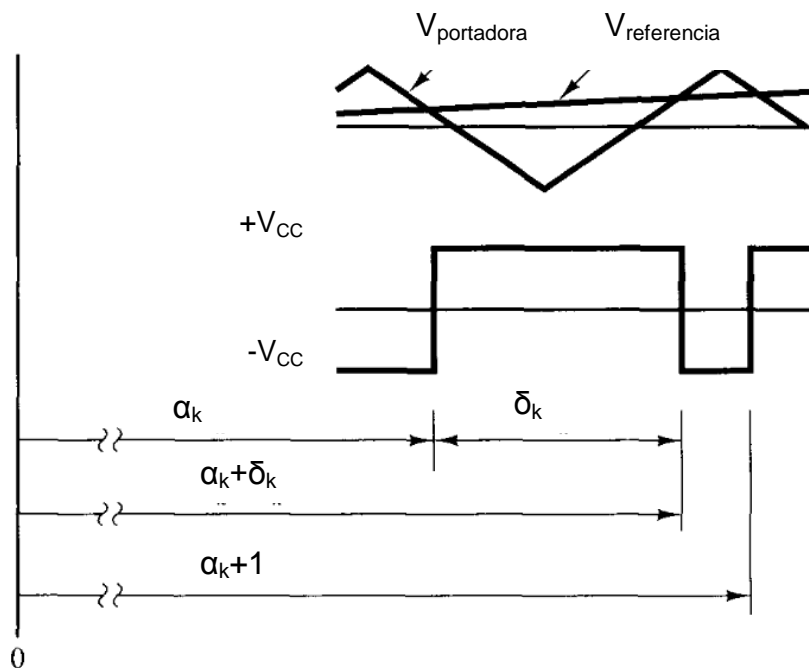


Fig.4.15 Pulso PWM bipolar para calcular la serie de Fourier.

El espectro de frecuencia normalizado de la conmutación bipolar para $m_a=1$ (véase el punto 'Consideraciones referentes a la modulación PWM: índice de modulación de amplitud') se ve en la Fig.4.16. Las amplitudes de los armónicos son una función de ' m_a ', porque la anchura de cada pulso depende de las amplitudes relativas de las ondas sinusoidal y triangular. Las primeras frecuencias armónicas en el espectro de salida están en y alrededor de ' m_f ', no así cuando ' m_f ' es elevado ($m_f \geq 9$). Como ya se ha explicado, para un valor ideal de 21 los armónicos de salida son de un orden mayor.

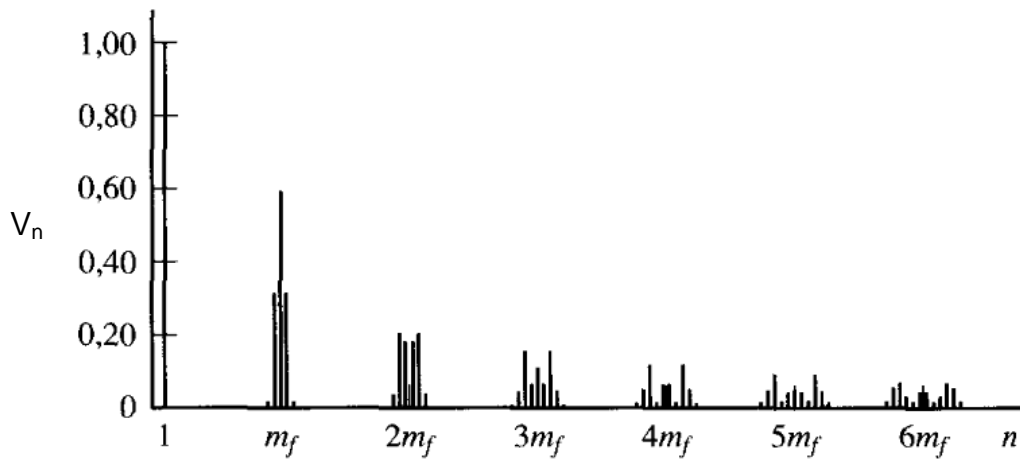


Fig.4.16 Espectro armónico para PWM bipolar con $m_a=1$.

b) Conmutación unipolar: En este caso la salida se conmuta de nivel alto a cero, o de nivel bajo a cero, en lugar de conmutar alternativamente entre dos niveles de tensión como en el caso anterior. En el caso de un esquema de inversor de puente completo como el mostrado en la Fig.4.17 se tiene que los interruptores S_1 - S_4 y S_2 - S_3 son complementarios, cuando un interruptor de uno de los pares está abierto el otro está cerrado, de forma que la onda de las tensiones V_a y V_b oscila entre $+V_{CC}$ y 0. La tensión de salida total y modulada será la diferencia de los dos valores $V_{ab} = V_a - V_b$, con lo que se obtienen tres niveles de tensión (Fig.4.18).

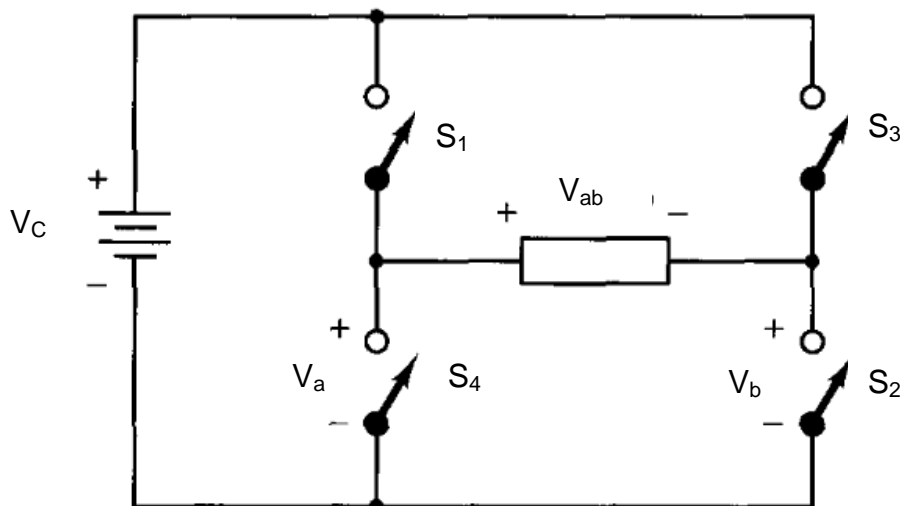


Fig.4.17 Puente convertidor de onda completa para PWM monofásico.

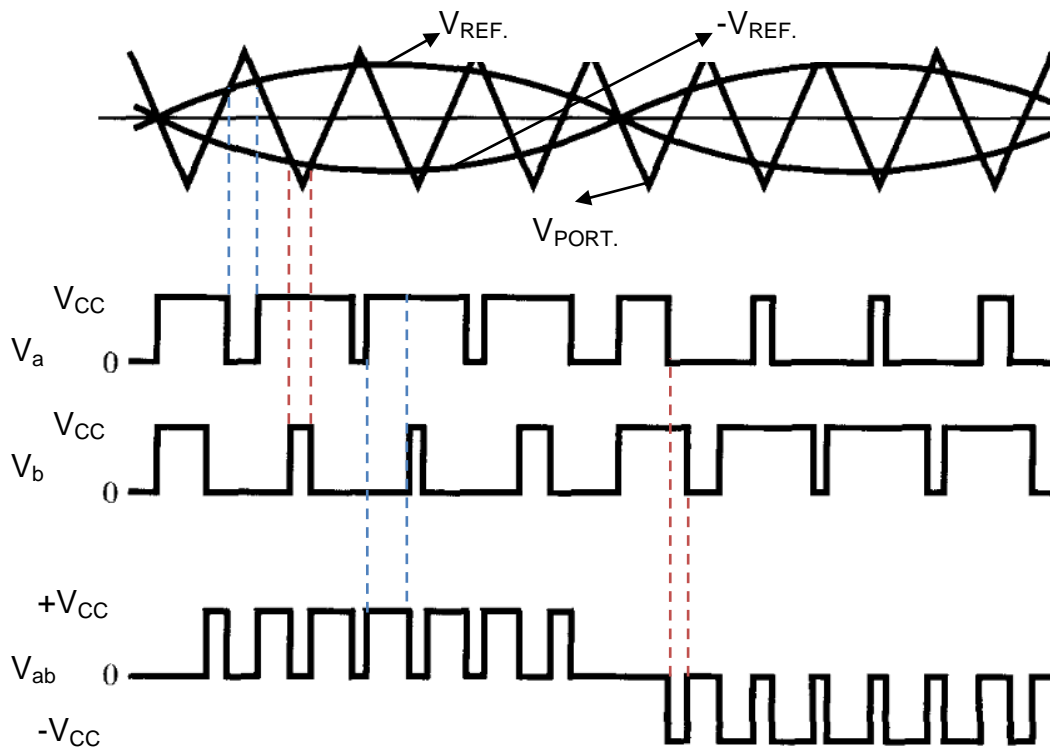


Fig.4.18 Modulación por ancho de pulso unipolar.

En este caso el espectro armónico es el que se muestra en la Fig.4.19, comenzando los armónicos aproximadamente a $2m_f$, con un valor del factor m_f que sea un entero par (y con $m_a=1$).

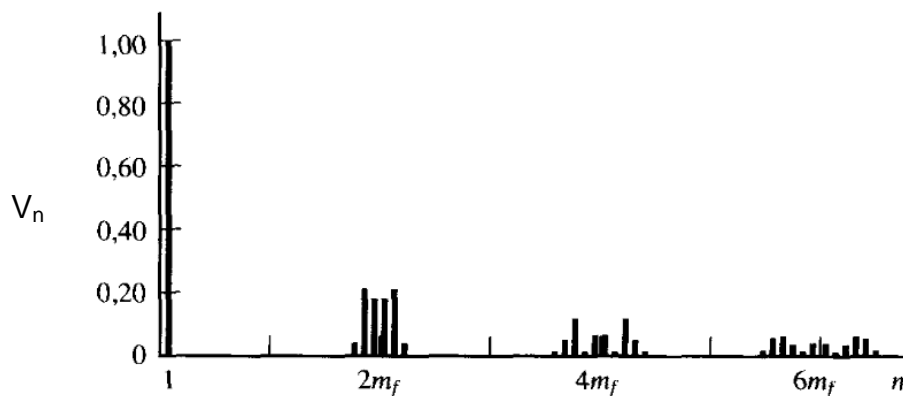


Fig.4.19 Espectro armónico para PWM unipolar con $m_a=1$.

2- Inversor trifásico:

El estudio de un inversor trifásico se puede abordar desde la misma perspectiva que en el caso de un inversor monofásico. Por ejemplo, se puede llevar a cabo a través de tres inversores monofásicos separados, de forma que cada uno de ellos suministre su tensión de salida desfasada 120° con respecto a los otros dos; sin embargo, esta configuración requeriría un acceso separado a cada fase de la carga,

lo que en líneas generales no es posible. Por otro lado, dicha configuración necesita doce interruptores, por lo que resulta más conveniente emplear un inversor trifásico simple (de seis pulsos), compuesto por tres ramas, una por fase (Fig.4.20).

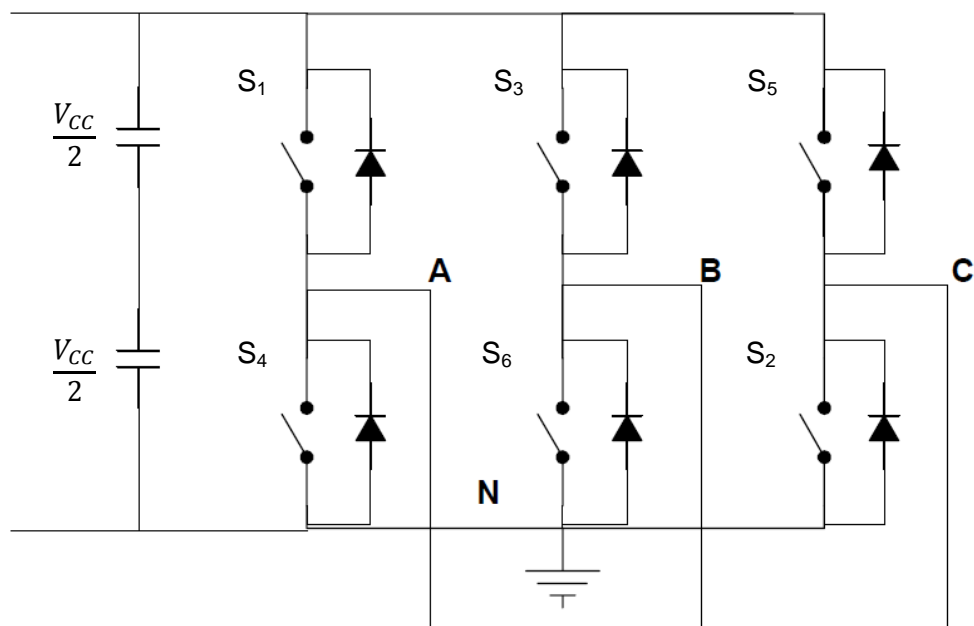


Fig.4.20 Inversor trifásico.

Las técnicas más comunes que se emplean en el control de la tensión en un inversor trifásico son: PWM sinusoidal, PWM con tercera armónica, PWM a 60° y modulación por espacio vectorial (SVM). La más común en sistemas eléctricos de potencia es la técnica de modulación PWM sinusoidal, y al igual que los inversores monofásicos, el objetivo consiste en la obtención tensiones sinusoidales controlables en magnitud y frecuencia (en este caso tres) a partir de una fuente de tensión continua de entrada, comparando una onda de referencia con una onda portadora. Las ventajas de la conmutación PWM en este caso son las mismas que en caso de un inversor monofásico: pocos requisitos de filtrado para la reducción de armónicos y el control de la amplitud de la onda de tensión a la frecuencia fundamental.

Siguiendo la misma línea, al igual que en caso del inversor monofásico, los interruptores se controlan por parejas, S_1 - S_4 , S_2 - S_5 y S_3 - S_6 ; de manera que los interruptores de una misma rama nunca se cierran a la vez, y se debe controlar correctamente la conmutación para evitar cortocircuitos (Fig.4.21).

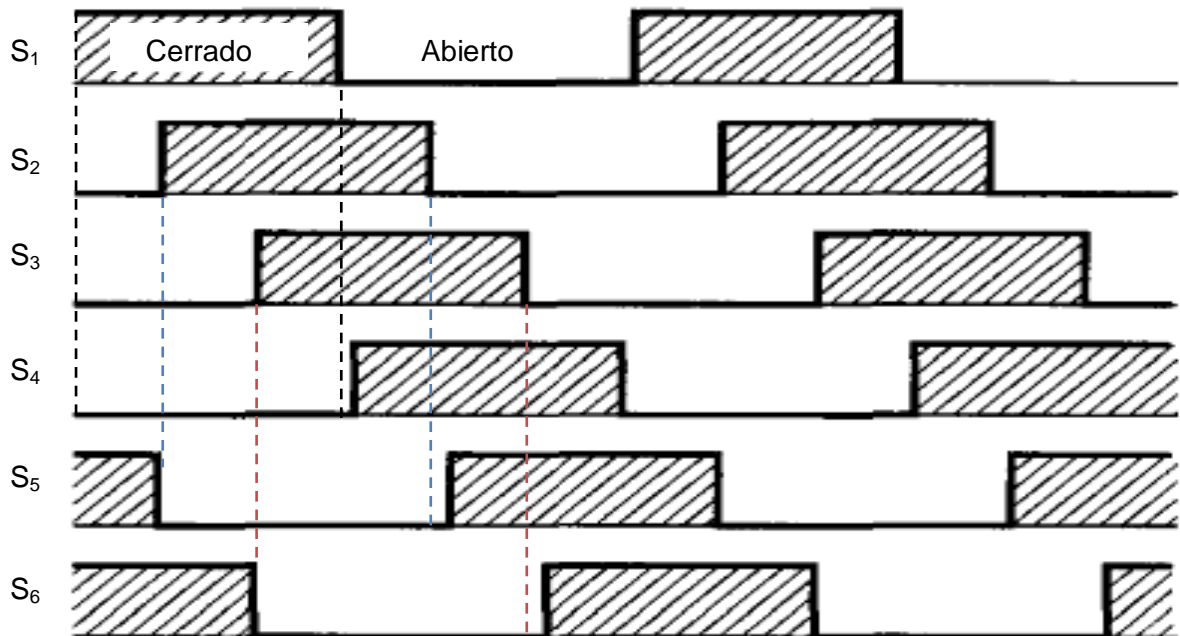


Fig.4.21 Pulsos de salida en un inversor trifásico.

Cada pareja de interruptores requiere una onda sinusoidal de referencia separada, por lo que se tienen tres ondas desfasadas 120° para producir una salida trifásica equilibrada. Idealmente se considera que los interruptores tienen un ciclo de trabajo del 50%, para no generar tiempos muertos, y la conmutación se produce en un intervalo $T/6$, lo que representa un intervalo angular de 60° .

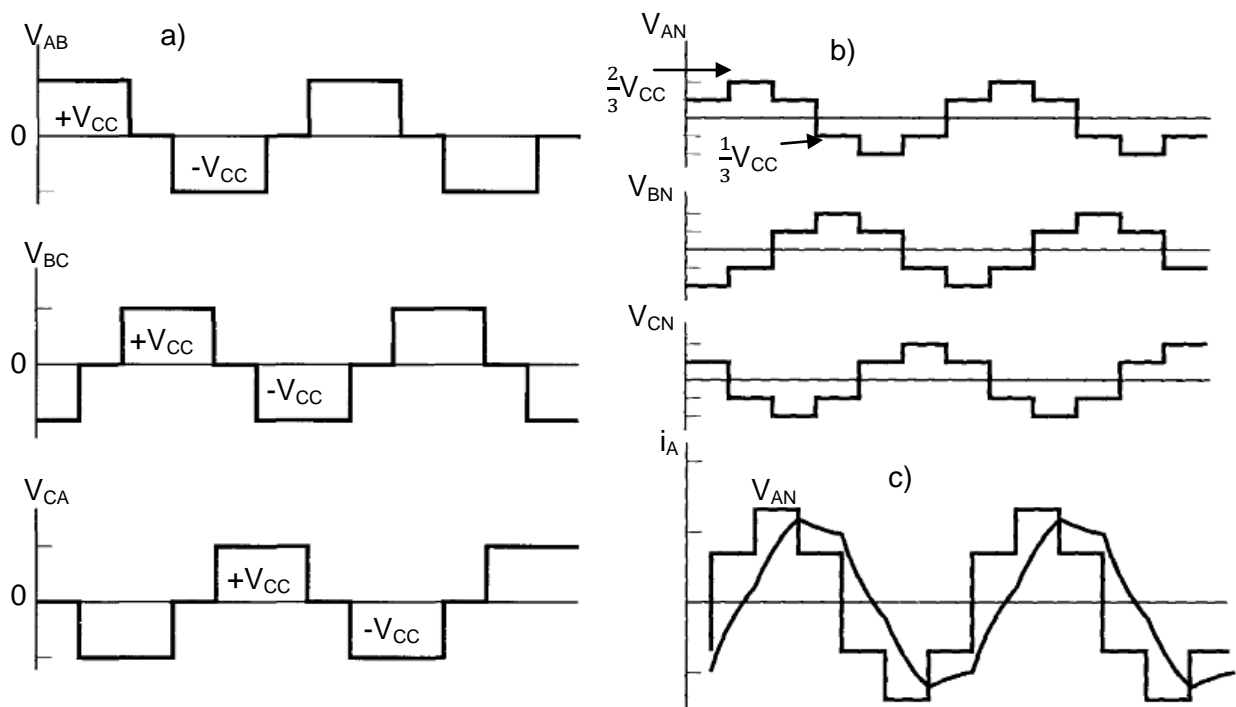


Fig.4.22 a) Tensiones fase-fase de salida. b) Tensiones fase-neutro (para una carga conectada sin toma de tierra). c) Corriente en la fase A para una carga R-L.

En las tensiones de salida de cada rama (V_{IN}) existe un nivel de continua, sin embargo en las tensiones línea-línea (V_{AB}) esta componente desaparece al tener todas las ramas el mismo nivel, quedando equilibradas las tensiones.

A continuación en la Fig.4.23 se muestra la onda portadora, moduladora y formas de onda de la tensión de línea en la salida, para un inversor trifásico PWM (a tomar como ejemplo para topologías HVDC-VSC):

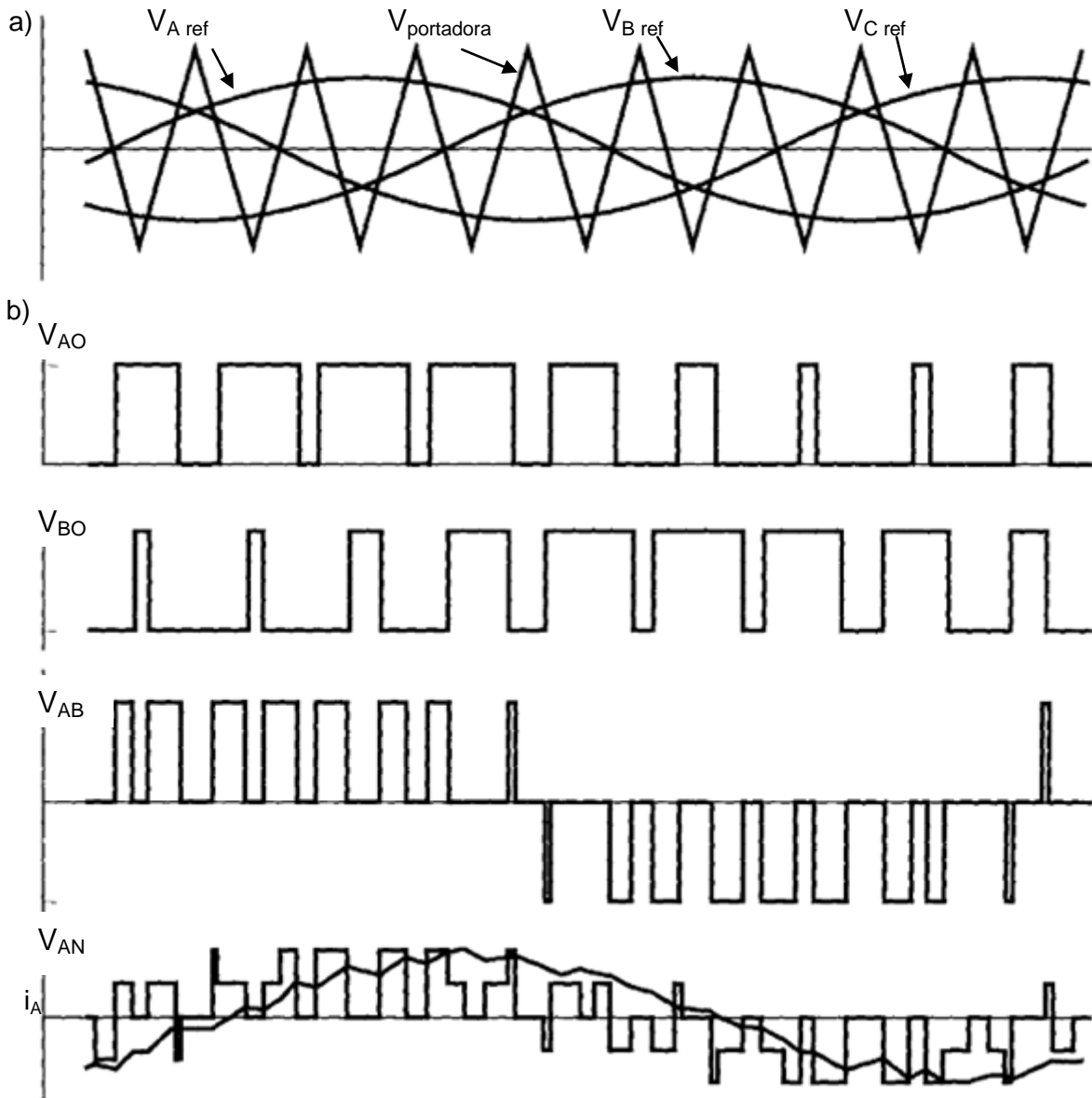


Fig.4.23 a) Ondas portadora y de referencia para un inversor trifásico PWM. b) Formas de onda de salida y corriente con carga R-L en inversores trifásicos.

En cuanto a los armónicos, solo se tienen en cuenta los que aparecen en el caso de la tensión de línea V_{AN} , V_{BN} y V_{CN} ; aparecen armónicos impares que son bandas

laterales de ' m_f ' y sus múltiplos, siendo ' m_f ' impar. Las recomendaciones de ' m_f ' y ' m_a ' para el caso de un inversor trifásico son semejantes a las que se dan para el caso de inversores monofásicos, además los coeficientes de Fourier para las tensiones de línea en el esquema de conmutación trifásica PWM están relacionados con los de la modulación PWM bipolar monofásica.

3- Consideraciones referentes a la modulación PWM:

- a) Índice de modulación de frecuencia: Si se descompone la onda de salida PWM siguiendo una serie de Fourier, se comprueba que trabaja a una frecuencia fundamental que es la misma que la de la señal de referencia, si se lograra filtrar por completo la señal PWM tendría la misma forma que la señal fundamental. Existen frecuencias armónicas en los múltiplos de la frecuencia fundamental y alrededor de estos. Una característica de la modulación PWM es que estos armónicos se encuentran a frecuencias altas y para eliminarlos basta con emplear un filtro paso-bajo. El índice de modulación de frecuencia ' m_f ' se define como la relación entre las frecuencias de las señales portadora y de referencia:

$$m_f = \frac{f_{triangular}}{f_{sinusoidal}} = \frac{f_{portadora}}{f_{moduladora}}$$

Al aumentar la frecuencia de la portadora, y por tanto el valor de ' m_f ', aumentan las frecuencias a las que se producen los armónicos, pero las pérdidas debido a la conmutación de los interruptores son mayores. El índice de modulación de frecuencia ideal debe ser mayor o igual a 21 (tomando $m_a \leq 1$), y la frecuencia de la portadora múltiplo de la señal de referencia.

- b) Índice de modulación de amplitud: El índice de modulación de amplitud o simplemente índice de modulación ' m_a ' se define como la relación entre las amplitudes (de tensión o corriente, según sea la alimentación del convertidor) de las señales de referencia y portadora:

$$m_a = \frac{A_{sinusoidal}}{A_{triangular}} = \frac{A_{moduladora}}{A_{portadora}}$$

Si $m_a \leq 1$, la amplitud a la frecuencia fundamental de la tensión de salida, V_1 , es linealmente proporcional a 'm_a': $V_1 = m_a \cdot V_{cc}$.

De esta manera la amplitud de la frecuencia fundamental de la salida PWM se controla mediante el índice 'm_a'. Esto resulta importante si se emplea una fuente de tensión continua sin regulación, porque el valor de 'm_a' se puede ajustar para compensar las variaciones en la tensión de continua de la fuente, produciendo una salida de amplitud constante. Por otra parte, 'm_a' se puede variar para cambiar la amplitud de la salida. Cuando $m_a > 1$ la amplitud de la salida se aumenta a medida que aumenta 'm_a' pero no de forma lineal.

- c) Distorsión Armónica Total (factor DAT): Expresa o cuantifica la propiedad no sinusoidal de una forma de onda. El valor DAT es la relación entre el valor eficaz de todos los términos correspondientes a las frecuencias distintas de la fundamental y el valor eficaz del término correspondiente a la frecuencia fundamental (para la tensión o la corriente) , según la siguiente expresión:

$$DAT = \sqrt{\frac{\sum_{n \neq 1} I_{n,ef}^2}{I_{1,ef}^2}} = \frac{\sqrt{\sum_{n \neq 1} I_{n,ef}^2}}{I_{1,ef}}$$

El factor DAT también se puede expresar como:

$$DAT = \sqrt{\frac{I_{ef}^2 - I_{1,ef}^2}{I_{1,ef}^2}}$$

La modulación por ancho de pulso se ha empleado típicamente en convertidores de dos niveles, como el descrito a continuación, desarrollados por el fabricante ABB, que aunque ya está en desuso merece la pena describirlo por ser la topología más simple y a partir de la que ha evolucionado la tecnología:

- a) Convertidor de dos niveles**: Convertidor en el que la tensión alterna entre terminales se conmuta entre dos niveles discretos de CC, o lo que es lo mismo, se genera una onda de tensión alterna cuadrada de dos niveles cuando el dispositivo funciona como inversor. Cuando funciona como rectificador, la tensión fase-neutro que genera, toma el valor $\pm U_{CC}/2$, siendo el valor nominal de la tensión transmitida en CC la diferencia entre ambas tensiones (Fig.4.24).

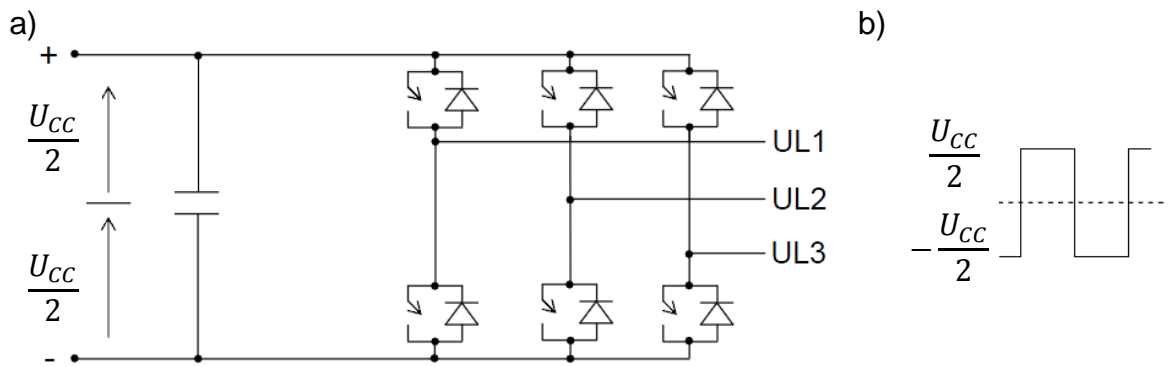


Fig.4.24 a) Esquema de un convertidor de dos niveles trifásico. b) Forma de onda de la tensión alterna para una fase.

Para el control de la tensión de salida en este convertidor se aplica la técnica PWM (Pulse Width Modulation en inglés). Un ejemplo, si se considera que el condensador en paralelo es de capacidad infinita (onda perfecta) y el control PWM conmuta a 21 veces de la frecuencia fundamental se genera una onda como la mostrada en la Fig.4.25:

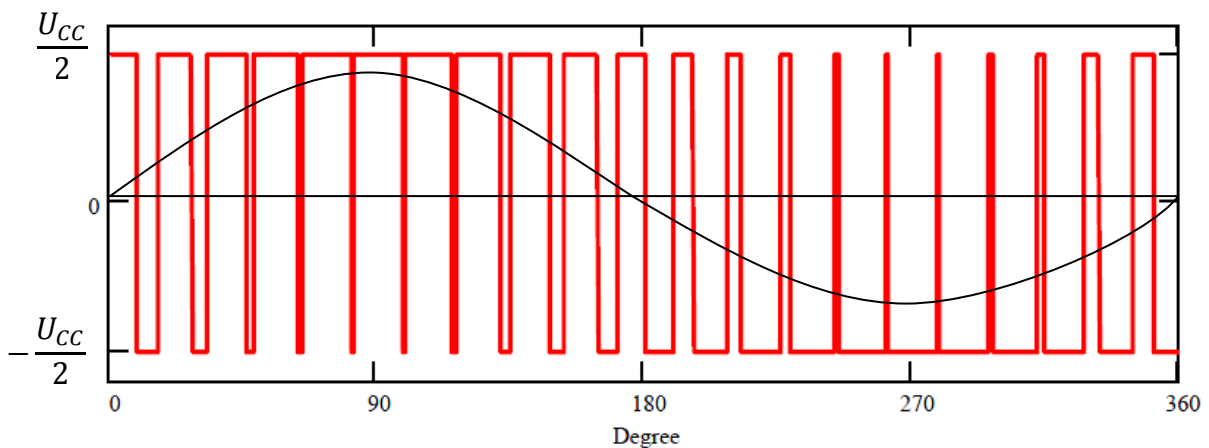


Fig.4.25 Salida de una fase de un convertidor de dos niveles aplicando PWM.

La modulación por ancho de pulso PWM en este caso tiene el inconveniente de la generación de armónicos múltiplos de la frecuencia fundamental (Fig.4.26).

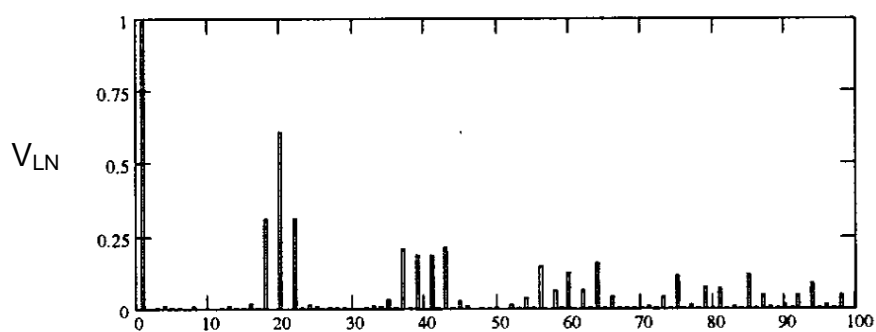


Fig.4.26 Espectro armónico para un convertidor de dos niveles.

Las características más destacadas, o las que se pueden considerar ventajosas de esta topología son: montaje e instalación sencilla, condensadores del lado de continua de menor tamaño, instalación de IGBT y diodos del mismo nivel de tensión, por tanto menor coste y tamaño de la instalación. Por otra parte, para soportar altas tensiones se deben añadir en serie más semiconductores, que implica prestar mayor atención a la distribución de tensiones durante las conmutaciones. El convertidor de dos niveles suele operar a frecuencias de 1-2 kHz generando pérdidas por conmutación relativamente altas, dando problemas de rendimiento, por este motivo, se emplea la modulación por ancho de pulso para reducir el nivel de armónicos.

Actualmente ABB investiga convertidores PWM de dos niveles en cascada, para conseguir reducir las pérdidas por conmutación, pero la opción que ha empleado comúnmente es el convertidor de tres niveles, una variedad simple del convertidor multinivel que admite modulación PWM sin generar pérdidas excesivas en la conmutación de los interruptores. Las dos topologías más empleadas se describen a continuación.

b) Convertidor de tres niveles con diodo enclavado al neutro: También se conoce con el nombre de convertidor con neutro enclavado NPC (*Neutral Point Clamped Converter*). Este convertidor es una evolución del típico de dos niveles, en el que la tensión alterna entre terminales se conmuta entre tres niveles (U_{L2} , U_{L2} y U_{L3}) dando como resultado una onda de tensión alterna cuadrada que puede tomar tres valores $+U_{CC}$, 0 y $-U_{CC}$, correspondientes a los tres terminales de CC. Como se ve en la Fig.4.27 esta topología tiene el doble de válvulas que la topología de dos niveles, además se une el neutro u origen de potencial mediante diodos, con lo que se consigue doblar la tensión a la salida del convertidor sin aumentar la tensión a la salida de las válvulas.

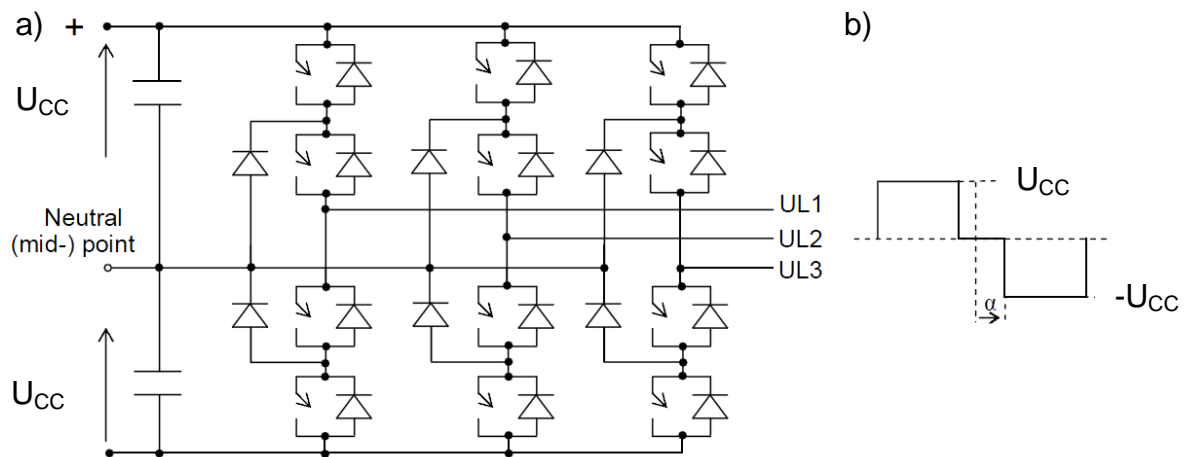


Fig.4.27 a) Esquema de un convertido trifásico de tres niveles con diodo enclavado al neutro. b) Forma de la onda de tensión alterna asociada a una fase.

Al igual que en la topología de dos niveles, se puede emplear el control de tensión mediante PWM para mejorar la calidad de la onda de salida y conseguir un control de la tensión alterna de salida más rápido. Igual que en el ejemplo considerado en la topología de dos niveles, la onda mostrada en la Fig.4.28 se basa en un control PWM conmutando a 21 veces la frecuencia fundamental y un condensador de capacidad infinita que elimina cualquier rizado.

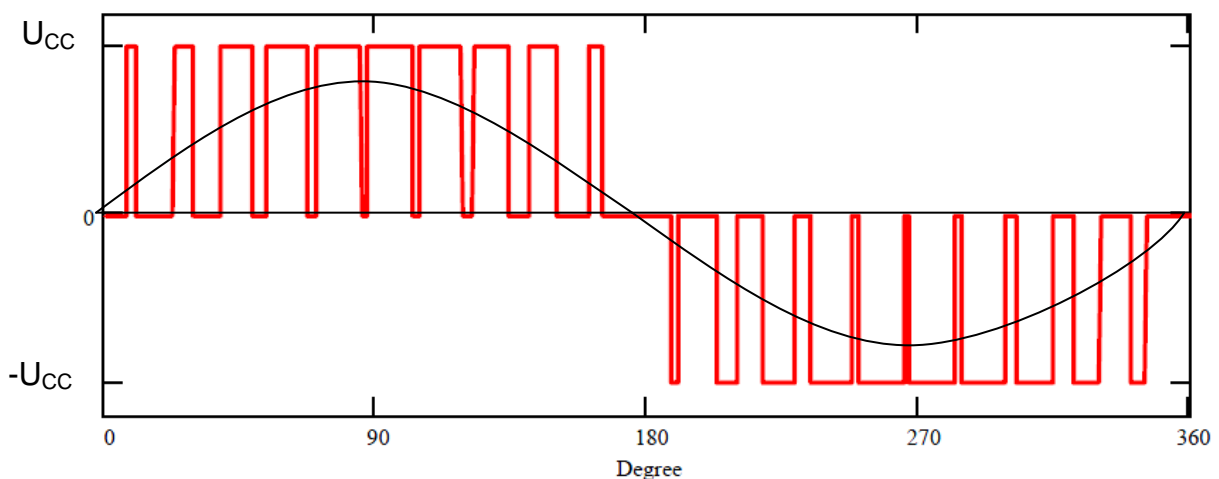


Fig.4.28 Salida de una fase de un convertidor de tres niveles aplicando PWM.

Los armónicos generados por la conmutación de las válvulas y por el control PWM quedan bastante reducidos en comparación con la topología de dos niveles (Fig.4.29).

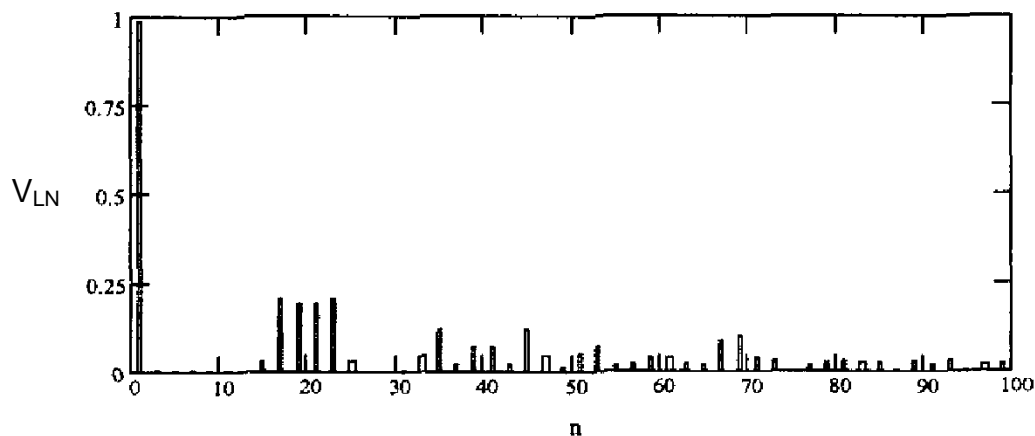


Fig.4.29 Espectro armónico para un convertidor de tres niveles.

Con esta topología se consiguen ondas de corriente alterna en la salida buenas que posibilitan la instalación de condensadores de menor capacidad, aunque el hecho de tener que conectar mas válvulas implica una mayor complejidad en el montaje que eleva el coste y el tamaño respecto a la topología de dos niveles. El número de conmutaciones en esta topología es la mitad que en la de dos niveles y en consecuencia las pérdidas relacionadas son aproximadamente la mitad. Además el control de los condensadores de lado de continua se hace más complejo y los diodos conectados trabajan a diferentes niveles de tensión.

Aunque actualmente es la topología más empleada, una variante del convertidor de tres niveles con diodo enclavado al neutro es el convertidor con condensador flotante. Éste, genera una onda que básicamente sigue el mismo patrón, pero además con los condensadores se consigue eliminar el problema de las limitaciones debido a los diodos. A continuación se aportan las generalidades de esta topología:

c) Convertidor de tres niveles con condensador flotante: También se le designa como FCMLC (*Flying Capacitors Multilevel Converter*). Con esta topología se consigue la misma forma de onda que en el caso de de tres niveles y diodo enclavado en el neutro, y puede emplearse como alternativa a este. En lugar de utilizar diodos, en este caso se emplean condensadores, que se conectan independientemente en cada fase, y actúan como *by-pass* (Fig.4.30).

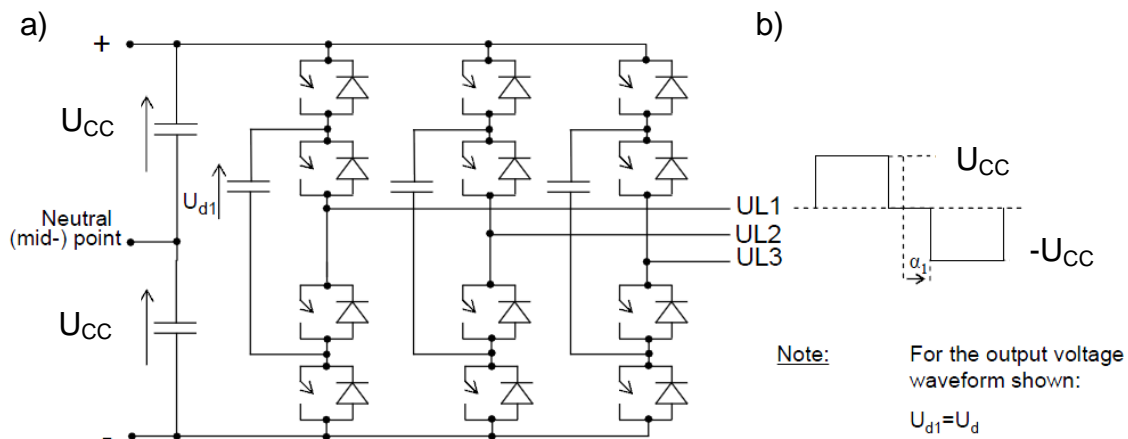


Fig.4.30 a) Esquema de un convertidor trifásico de tres niveles con condensador flotante. b) Forma de la onda de tensión alterna de salida para una fase.

La onda tensión alterna a la salida del conversor y los armónicos generados por el PWM se pueden considerar semejantes a los descritos en el apartado anterior, para el caso del convertidor de tres niveles con diodo enclavado al neutro.

Las ventajas que aporta este convertidor respecto al de dos niveles son similares a las del convertidor de diodo enclavado en el neutro, no obstante, las dispositivos semiconductores adicionales en la topología de diodo enclavado en el neutro dan como resultado un coste algo mayor de esa topología. Los condensadores de CC adicionales dan a esta topología un tamaño mayor que en el caso de la topología de tres niveles y diodos enclavados en el neutro.

4.4.2 Inversor multinivel.

Como se ha venido explicando en los apartados anteriores, la onda de corriente a la salida de un convertidor depende de la topología en que esté conectado, diferenciando entre convertidores de dos niveles, de tres niveles (variante simple de un multinivel) o multinivel. Se pueden tener además convertidores de entrada/salida monofásica, trifásica o de múltiples fases, pero comúnmente se emplean los trifásicos. Lo que se pretende es que la onda de salida sea lo más parecida posible a una onda sinusoidal (Fig.4.31-b), lográndose gran precisión gracias a la modulación por ancho de pulso PWM. El problema es que a partir de un cierto número de niveles (generalmente 3 niveles), las pérdidas por conmutación debido a al control PWM de alta frecuencia y las limitaciones de las especificaciones nominales de los dispositivos limitan el uso de esta técnica.

Por su construcción, los inversores multinivel tienen unas características que hacen que sea más sencilla su utilización en sistemas eléctricos de potencia a alta tensión, ya que permite alcanzar altas potencias y tensiones, y reducir el contenido de armónicos sin más que aumentar los niveles del convertidor.

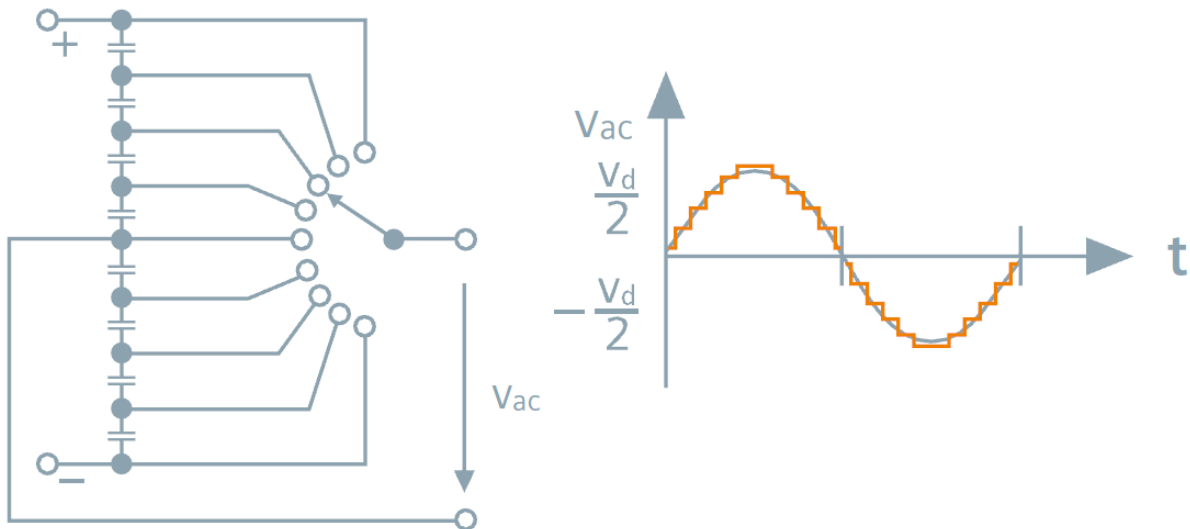


Fig.4.31 a) Polo de un inversor multinivel. b) Tensión a la salida de un inversor multinivel.

El principio de funcionamiento del inversor multinivel es, generar una onda aproximadamente sinusoidal en el lado de CA a través de una serie de conmutaciones en los interruptores de cada nivel, tomando como alimentación la tensión de CC procedente de condensadores instalados en paralelo, que aportan diferentes niveles de tensión de valor: $E_n = \frac{V_{cc}}{(n-1)}$.

Un inversor de 'n' niveles necesita 'n-1' condensadores en el lado de CC, como resultado de su unión aparecen una serie de nodos a los que se conectan las fases de salida para generar los niveles de tensión.

Los tipos de convertidor multinivel típicos son los que se describen a continuación:

1- Convertidor multinivel con diodo enclavado en el neutro: Cuando se emplea esta topología (Fig.4.32) es normalmente como opción a la homóloga de tres niveles, con el objetivo de reducir más aún el nivel de armónicos de la tensión alterna de salida.

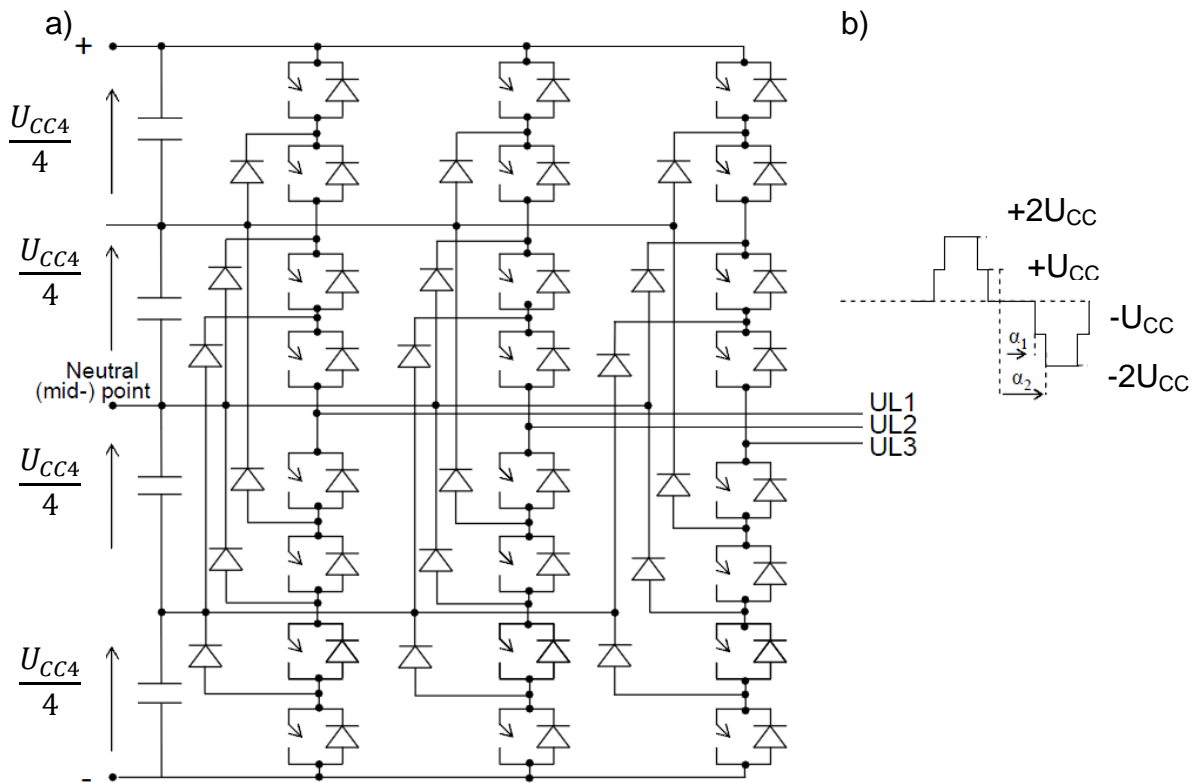


Fig.4.32 a) Convertidor multinivel (5 niveles) con diodos en serie enclavados al neutro. b) Forma de la onda de tensión alterna de salida para una fase.

La onda que se genera con esta topología multinivel es semejante a la que se ve a continuación en la Fig.4.33:

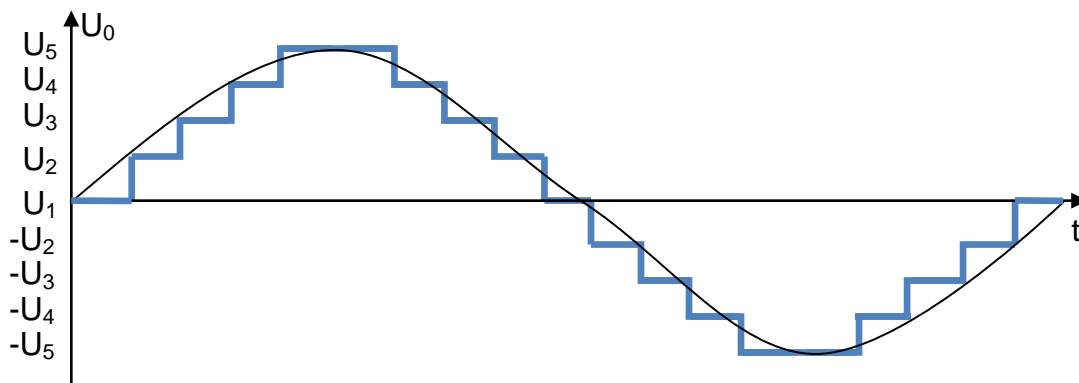


Fig.4.33 Forma de onda fundamental y de fase convertidor de 5 niveles

Lo que se consigue al incrementar el número de niveles es una reducción del nivel de armónicos, ya que el número de conmutaciones que sufren las válvulas es menor cuantos más niveles, pero con un inconveniente, ya que la complejidad y el coste del convertidor aumentan. Esta topología es la más utilizada en aplicaciones industriales como control de motores.

En definitiva, las características del el convertidor con diodo enclavado al neutro son, como ventajas:

- a) Un número determinado de niveles suficientemente alto da como resultado un nivel de armónicos tal que no es necesario emplear filtros.
- b) El método que se emplea para controlarlo es relativamente sencillo.
- c) Conmutación de los interruptores a la frecuencia fundamental, dando una eficiencia elevada.

Como desventajas:

- a) Al añadir niveles al convertidor también se añaden diodos, incrementando el volumen y las pérdidas del convertidor.
- b) Difícil control de la potencia activa en un convertidor cuando opera conjuntamente con varios convertidores.

2- Convertidor de multinivel con condensador flotante: Esta topología se consigue añadiendo, o más bien intercalando, más condensadores entre las válvulas VSC, cuantos más niveles tiene el convertidor (Fig.4.34). Se mejora con esto el nivel de armónicos debido a la conmutación de las válvulas.

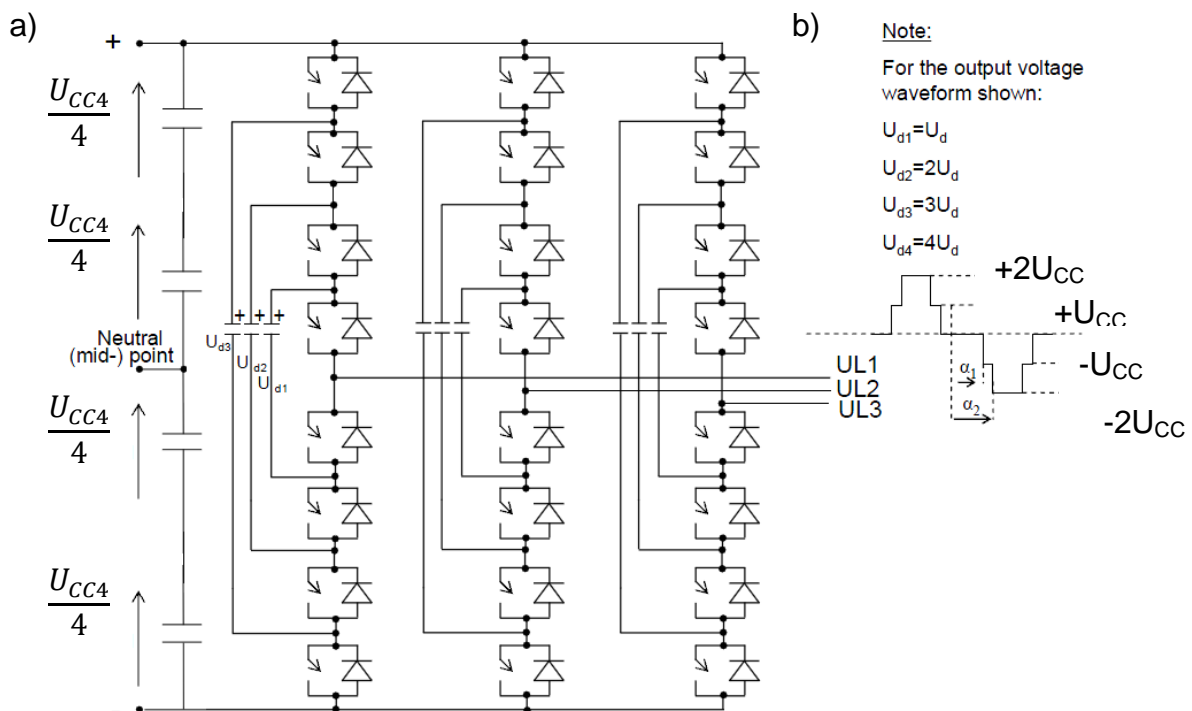


Fig.4.34 a) Convertidor multinivel (5 niveles) con condensador flotante. b) Forma de la onda de tensión alterna de salida para una fase.

Por la facilidad de agregar módulos cuando es necesario generar una onda más refinada, por ejemplo, para el convertidor de 5 niveles de la Fig.4.34-a la forma de onda se asemeja a la de la Fig.4.33, esta topología aporta mayor flexibilidad, siendo de las más recomendada para sistemas de transmisión de energía eléctrica HVDC-VSC.

A modo de resumen, las ventajas del convertidor con condensador flotante son:

- a) Posibilidad de operar en sistemas de alimentación ininterrumpida al asociar suficientes condensadores de almacenamiento.
- b) Posibilidad de controlar tanto el flujo de potencia activa como reactiva.
- c) Reducción de la complejidad de los filtros e incluso posibilidad de no emplear filtro cuando se añaden suficientes niveles.
- d) Equilibrio entre la tensión de los condensadores al tener una configuración redundante

Y como desventajas:

- a) Cuantos más niveles tiene el convertidor, más condensadores hay que utilizar, y aumentando el coste y el tamaño.
- b) Difícil control del convertidor, y posibilidad de pérdidas por conmutación relativamente elevadas así como posible aparición de resonancias.

La topología multinivel, en ambos casos, tiene un coste y un tamaño mayor que las topologías homólogas de tres niveles, debido al mayor número de elementos a conectar. Por otro lado el diseño de las válvulas se puede considerar relativamente sencillo ya que para un convertidor de 'n' niveles, la tensión en funcionamiento normal en cada válvula es $\frac{1}{(n-1)}$ de la tensión entre terminales, y la tensión de salida resultante de las conmutaciones será también $\frac{1}{(n-1)}$, esta característica da unas pérdidas por conmutación menores que en los convertidores de tres niveles y permite trabajar con mayores tensiones y potencias.

El añadir más niveles da como salida una onda de mayor calidad y que se asemeja más a una onda sinusoidal, y junto con el control PWM en el caso de los convertidores de tres niveles, se consigue un nivel de armónicos y rizado de la corriente menor. Como contrapunto, el añadir más niveles conlleva un proceso de

conmutación, un control y protección más complejos, y como normalmente se incluye redundancia, cuantos más niveles mayor es el coste del convertidor.

3- Convertidor multinivel modular: Este tipo de convertidores ha sido desarrollado principalmente por el fabricante Siemens a partir de los convertidores multinivel convencionales (las dos topologías descritas anteriormente). Comúnmente se conoce a esta topología como MMC (*Modular Multilevel Converter*). El concepto básico de este sistema se ve a continuación en la Fig.4.35:

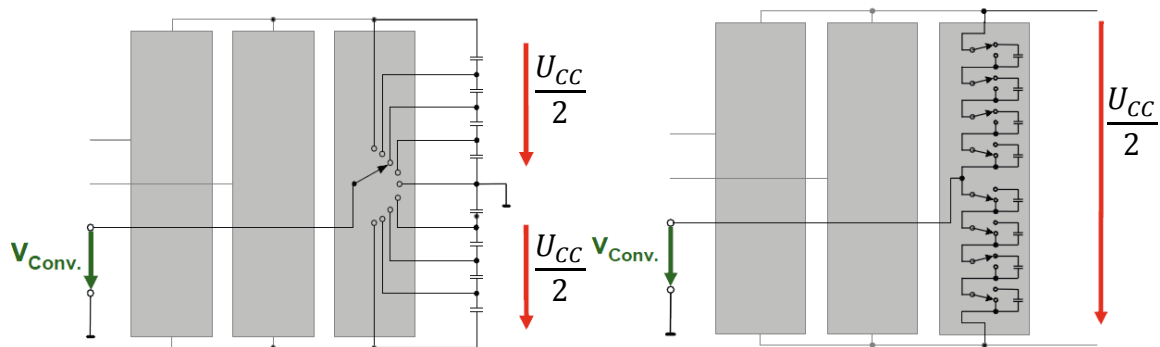


Fig.4.35 a) Convertidor multinivel tradicional. b) Convertidor MMC.

Un convertidor multinivel consiste, en su forma más simple, de seis ramas compuestas por una reactancia y módulos de potencia en serie, que a su vez se componen de un IGBT (convertidor en semipunto), en paralelo con un condensador de almacenamiento de energía. El esquema descriptivo es el siguiente:

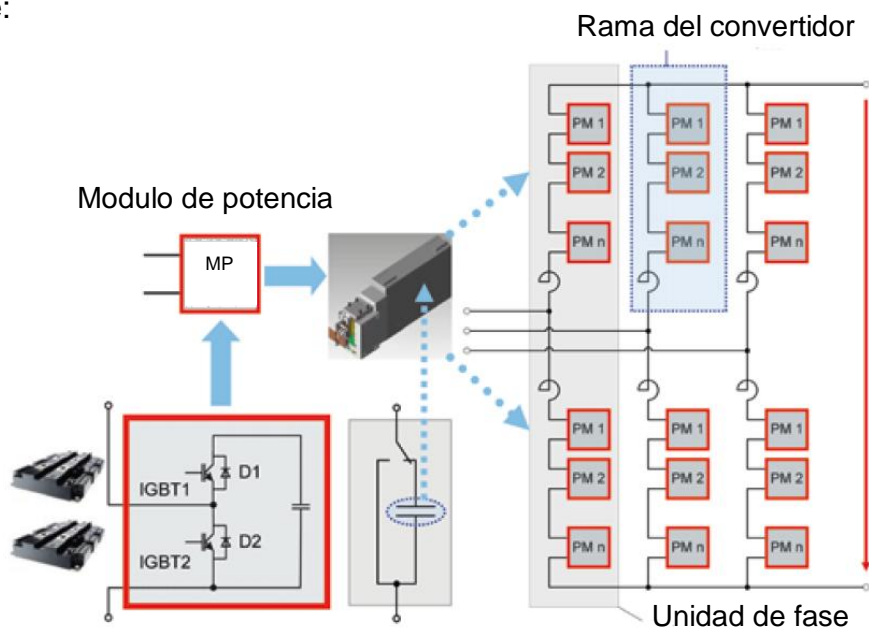


Fig.4.36 Esquema y componentes del convertidor MMC.

Para conseguir la aproximación a una onda sinusoidal de la onda de salida, cada módulo de potencia funciona como un interruptor independiente que genera una onda cuadrada entre tres niveles de tensión $+V_{CC}$, 0 y $-V_{CC}$. En estos se puede diferenciar entre tres estados (Fig.4.37):

- Carga: ambos IGBT están desconectados, y por lo tanto el convertidor está bloqueado.
- Condensador encendido: el IGBT-1 está encendido y el IGBT-2 apagado.
- Condensador apagado: el IGBT-1 está apagado y el IGBT-2 encendido.

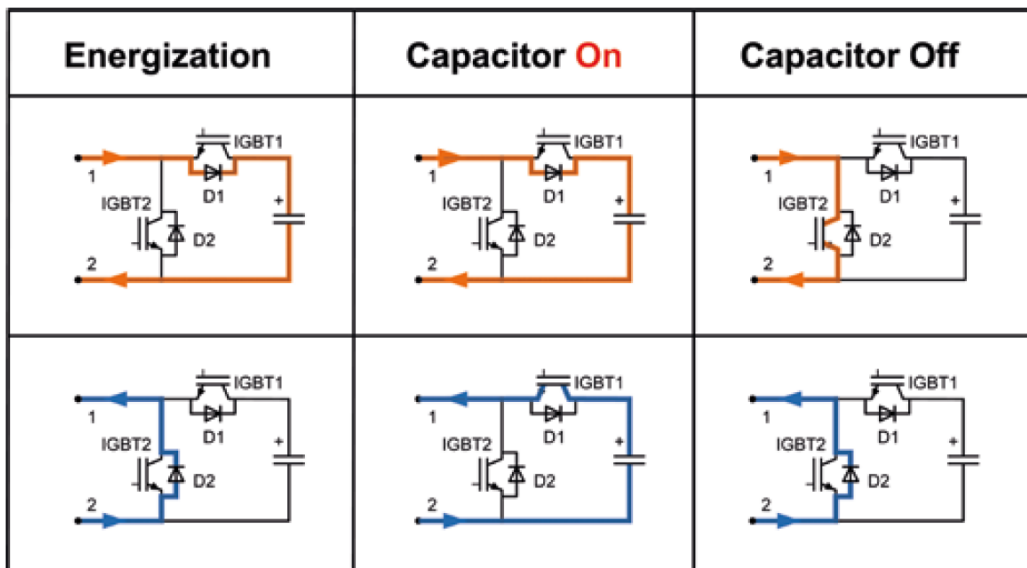


Fig.4.37 Estados y corrientes en el módulo de potencia de un MMC.

La tensión de cada fase se puede ajustar entonces, controlando cada módulo de potencia de cada rama del convertidor, para conseguir una onda alterna mediante niveles de tensión, que se ajusta casi perfectamente a una onda sinusoidal.

Como en las topologías multinivel clásicas, la topología MMC incluye módulos redundantes para asegurar la continuidad de suministro. Estos durante la operación normal no están sometidos a tensión entre sus terminales, y solo se activa bajo falta o defecto en uno de los módulos de la rama.

Las características destacadas de este tipo de convertidores son:

- La modularidad de la tecnología aporta gran flexibilidad en el diseño.
- Cada interruptor de la rama del convertidor genera un nivel de tensión en un momento dado, de modo que se puede generar una onda con incrementos de

tensión suaves, que dan una onda con poco rizado, reduciendo la necesidad de filtros de armónicos.

- c) Se emplean técnicas de conmutación que reducen las pérdidas en los interruptores y los esfuerzos que estos soportan, en comparación con las topologías de dos y tres niveles o multinivel. Merece la pena señalar que en el caso de la topología MMC se emplea una estrategia de conmutación a la frecuencia fundamental, como alternativa al PWM de alta frecuencia.
- d) En comparación con el resto de topologías multinivel, se requieren menos componentes para generar la misma cantidad de niveles de tensión.
- e) No se emplean diodos enclavados o condensadores flotantes adicionales cuando se añaden más niveles, como es el caso de las topologías multinivel clásicas.
- f) La tecnología modular hace más sencillo sustituir o reparar elementos dañados.

4.5 Control de un sistema HVDC-VSC.

Una de las ventajas más notables que aporta el emplear convertidores VSC para el transporte de energía eléctrica es el rápido control de la potencia activa y reactiva, y la reducción de perturbaciones durante el transporte. En los apartados anteriores se han explicado a grandes rasgos dos métodos por los que consigue controlar estos parámetros, tanto en estado estacionario como dinámico. Estos son:

- a) El control PWM de alta frecuencia, con el que se consigue mantener constante el nivel de tensión de CC así como un rápido control de la componente fundamental de la tensión de CA en magnitud y fase.
- b) El empleo de topologías multinivel, que aproxima la onda de salida en CA a una onda sinusoidal, aumentando la calidad de esta; además de reducir las pérdidas por conmutación de alta frecuencia.
- c) Combinación de los dos métodos anteriores.

Con esta serie de métodos de diseño de los convertidores actualmente se consigue, además de controlar el flujo de potencia, un control de parámetros tales como frecuencia, corriente de CC, tensión de CC y tensión de CA. Lo que se pretende en

este apartado es describir los diferentes parámetros de control y la forma en que se consigue controlar el flujo de energía en convertidores VSC.

En la Fig.4.38 se pueden observar los elementos principales. ' U_S ' y ' R_D ' representan respectivamente la fuente de tensión de CC (en un esquema completo sería la tensión continua procedente del rectificador) y la resistencia de la línea de transmisión del circuito de CC. El condensador conectado en paralelo en el lado de CC, entre los terminales del convertidor VSC, sirve para estabilizar la tensión ' U_D '.

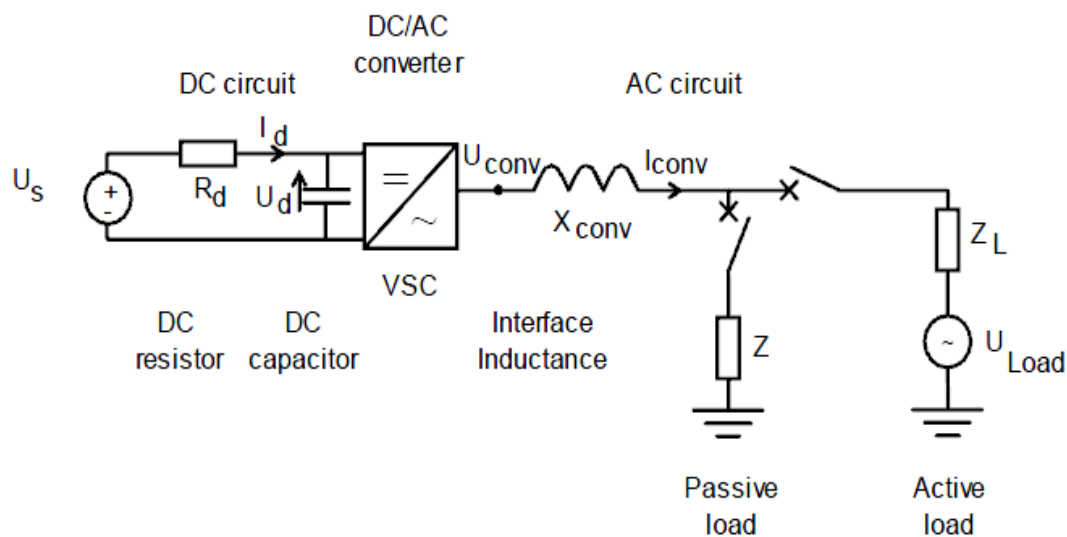


Fig.4.38 Diagrama de un sistema VSC genérico.

En el lado de corriente alterna el primer elemento es una inductancia ' X_{CONV} ' (para simplificar se considera la suma de la reactancia en fase del lado de CA y devanados del transformador del convertidor) que actúa como conexión entre el VSC y el circuito de CA y cumple dos propósitos: estabilizar la onda de corriente y habilitar el control de la energía activa y reactiva a la salida del VSC. Finalmente los últimos dos elementos representan la posibilidad de conectar en el lado de CA del convertidor una carga pasiva ' Z ' o una carga activa ' U_{LOAD} '. Si se conecta un sistema pasivo en el lado de CA el flujo de energía solo circula desde el lado de CC hacia la carga pasiva, pero, si se conecta una carga activa, la energía puede fluir en ambos sentidos mediante el control de la tensión del convertidor ' U_{CONV} '.

4.5.1 Control de potencia activa y reactiva.

Se considera el convertidor VSC como una 'caja negra' que puede operar como rectificador y como inversor, y en funcionamiento estacionario. Cuando el convertidor

inyecta energía en el sistema de CA ($I_d \times U_d > 0$) se comporta como inversor, en cambio, si absorbe energía de la red de CA ($I_d \times U_d < 0$) se comporta como rectificador. Del mismo modo un convertidor VSC funcionando en cualquiera de los modos anteriores, puede inyectar energía reactiva en la red de CA ($jU_{CONV} \times I_{CONV} < 0$), en lo que se denomina funcionamiento capacitivo, o si absorbe energía reactiva de la red de CA ($jU_{CONV} \times I_{CONV} > 0$), funcionamiento inductivo.

1- Diagrama P-Q para una estación VSC: Los convertidores VSC tienen la capacidad de controlar el consumo o la generación de potencia activa y reactiva de manera simultánea, e independientemente una de otra. Además el control se realiza en los cuatro cuadrantes, que es semejante a decir que el convertidor tienen la capacidad de funcionar como rectificador o inversor, o como fuente de energía inductiva o reactiva en cualquiera de los modos de funcionamiento anteriores (Fig.4.39).

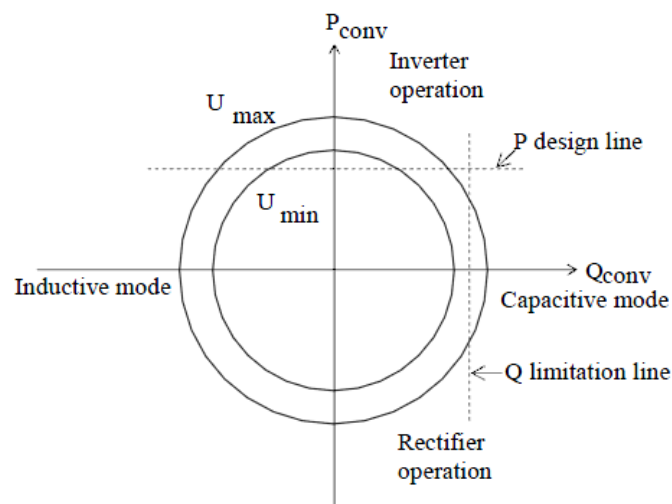


Fig.4.39 Diagrama P-Q.

La potencia total o aparente S (VA) que se pone en juego en el convertidor de fuente de tensión depende de la tensión del sistema de CA, se puede observar un mínimo de capacidad de transmisión de potencia determinado por U_{min} y el tope de incremento de esta capacidad U_{max} . La línea 'P' viene impuesta por criterios de diseño, y determina el nivel de potencia nominal al que operará el convertidor; la línea 'Q' queda determinada por el condensador que se instala en paralelo a la entrada-salida del convertidor.

2- Potencia activa: La potencia activa se controla regulando el ángulo de fase de la tensión U_{CONV} (Fig.4.40). Si el ángulo de la tensión de salida del convertidor VSC adelanta al de la red de CA, el VSC inyecta potencia activa y por tanto funciona como inversor. En el lado de CC se obtiene una corriente equivalente de la fuente de CC y el efecto es una reducción de U_D ($U_D=U_S-R_D I_D$). En cambio si el ángulo de la tensión de salida del VSC (U_{CONV}) retrasa al de la tensión de la red de CA, el VSC absorberá potencia activa, es decir, opera como rectificador, inyectando en el lado de CC una corriente que hace aumentar la tensión U_D ($U_D=U_S+R_D I_D$).

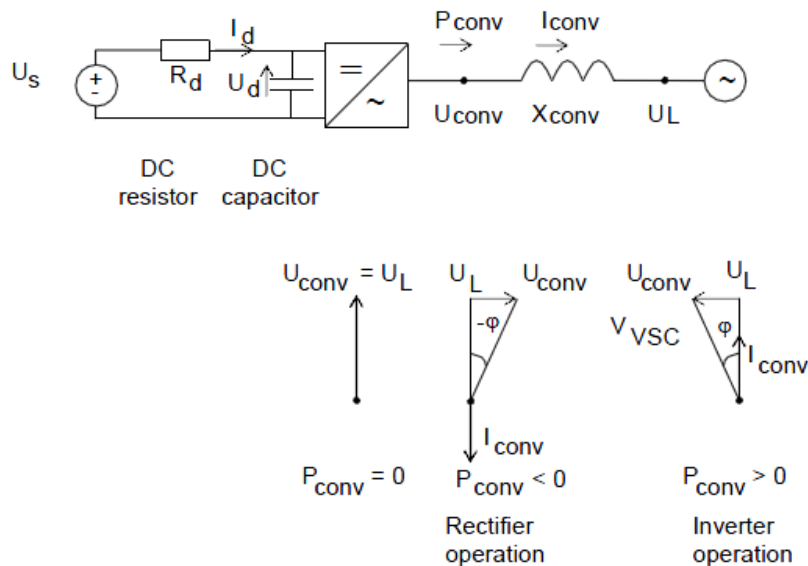


Fig.4.40 Control de potencia activa.

La potencia activa entre el convertidor y la red de CA se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{U_{Conv} \cdot U_L}{X} \cdot \sin \delta$$

Donde ' U_{Conv} ' es la tensión del convertidor VSC, ' U_L ' es la tensión de la red de CA (carga activa), ' X ' es la reactancia del convertidor, y ' δ ' es el ángulo de desfase entre ' U_{Conv} ' y ' U_L '.

Como se ha explicado anteriormente, el control de la potencia activa solo se puede llevar a cabo si el convertidor VSC se conecta a una carga activa en el lado de CA, tal como una red eléctrica o un generador de CA. En caso de conectar una carga pasiva, el control del flujo de potencia no es posible desde la estación cuyo

lado de CA está conectado a este receptor, del que no se puede tomar potencia activa.

3- Potencia reactiva: La regulación de la potencia reactiva se consigue mediante la regulación de la amplitud de la tensión alterna de salida del convertidor VSC, U_{CONV} (Fig.4.41). La forma en que se consigue la regulación es la siguiente: cuando la amplitud de la tensión del sistema de CA es mayor que la del convertidor VSC ($U_L > U_{CONV}$), el convertidor VSC absorbe energía reactiva del sistema de CA funcionando en modo inductivo. En cambio si la amplitud de la tensión del convertidor VSC es mayor que la amplitud de la tensión del sistema de CA ($U_{CONV} > U_L$), el VSC inyecta energía reactiva en el sistema de CA, funcionando en modo capacitivo.

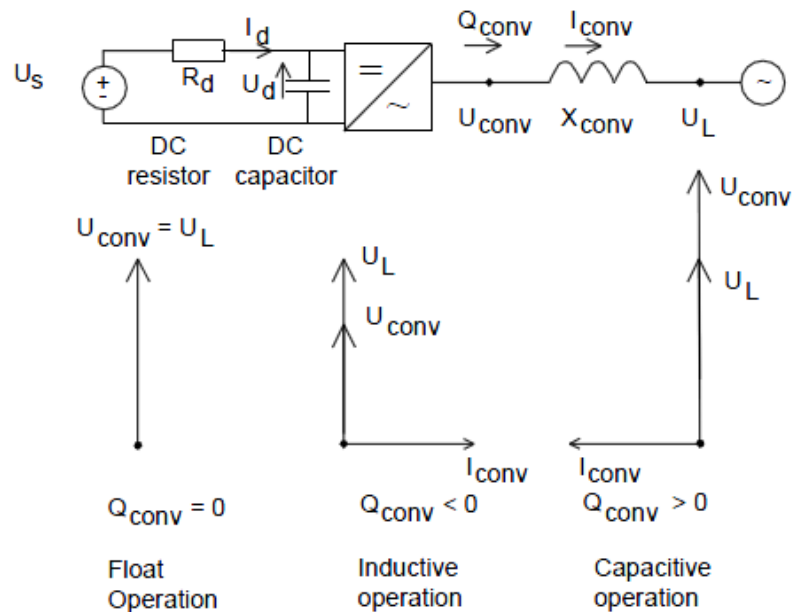


Fig.4.41 Control de potencia reactiva.

La potencia reactiva entre el convertidor y la red de CA se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$Q = \frac{U_L \cdot (U_L - U_{conv} \cdot \cos \delta)}{X}$$

Como se ha explicado, la potencia reactiva se controla regulando la amplitud de la onda de tensión que genera el convertidor ' U_{CONV} ', esto se hace a través del control PWM, ya que la amplitud de la tensión de salida en el convertidor es

directamente proporcional al índice de modulación de amplitud (como se explica en el apartado 4.4.1-3 consideraciones referentes a la modulación PWM).

4.5.2 Modos de control.

El control del índice de modulación o del ángulo de desfase se puede conseguir mediante dos estrategias de control:

1- Control directo: Mediante este método se puede ajustar directamente el índice de modulación de amplitud (definido en el apartado 4.4.1-3) o el ángulo de fase mediante los parámetros que se están controlando, como se ve a continuación en la Fig.4.42:

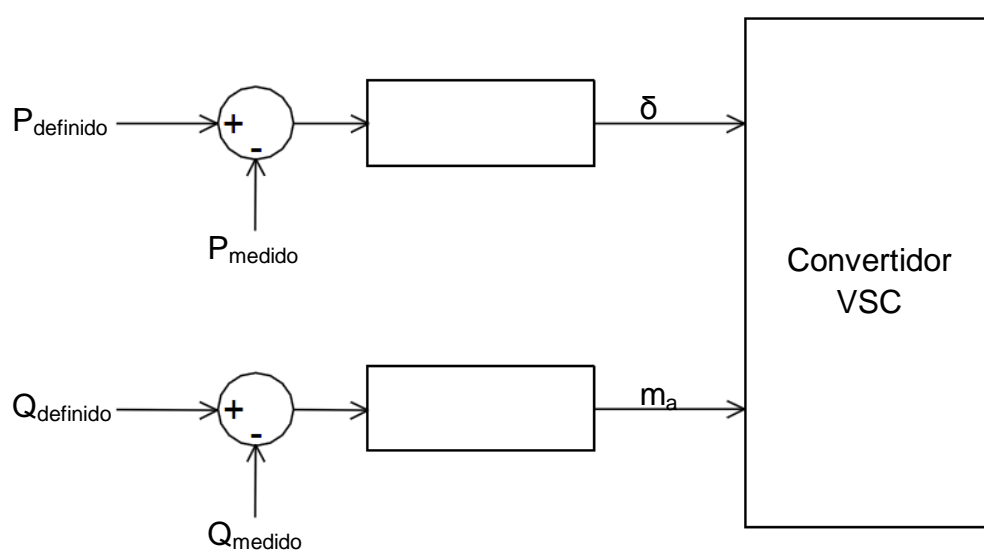


Fig.4.42 Control directo del índice de modulación y el ángulo de desfase mediante los parámetro A y B

Este método consiste en medir la variable que se pretende controlar, y compararla con el valor al que se desea ajustar para comprobar la diferencia que existe entre ambas y poder actuar en los valores de ' δ ' y ' m_a '.

2- Control vectorial: Esta estrategia de control de la corriente permite el control independiente de la potencia activa mediante el control del ángulo de desfase ' δ ', y el control de la potencia reactiva mediante el control del índice de modulación ' m_a '. Para el control vectorial se transforma el sistema de corrientes trifásico reales 'abc' con el que se trabaja en el lado de CA, a un sistema de ejes giratorios ortogonales 'dq0' que permita trabajar en régimen continuo, y que se aplicará a

los valores de tensión y corriente. Estos cambios están basados en las transformadas de Clarke y Park (ver Anexo I).

Ambos sistemas se encuentran sincronizados a través del control de lazo cerrado PLL (*Phase Locked Loop*). Este elemento mide la frecuencia del sistema y aporta el ángulo de desfase ' θ ' necesario para realizar la transformada de Park.

El esquema básico de este tipo de control se ve en la Fig.4.43.

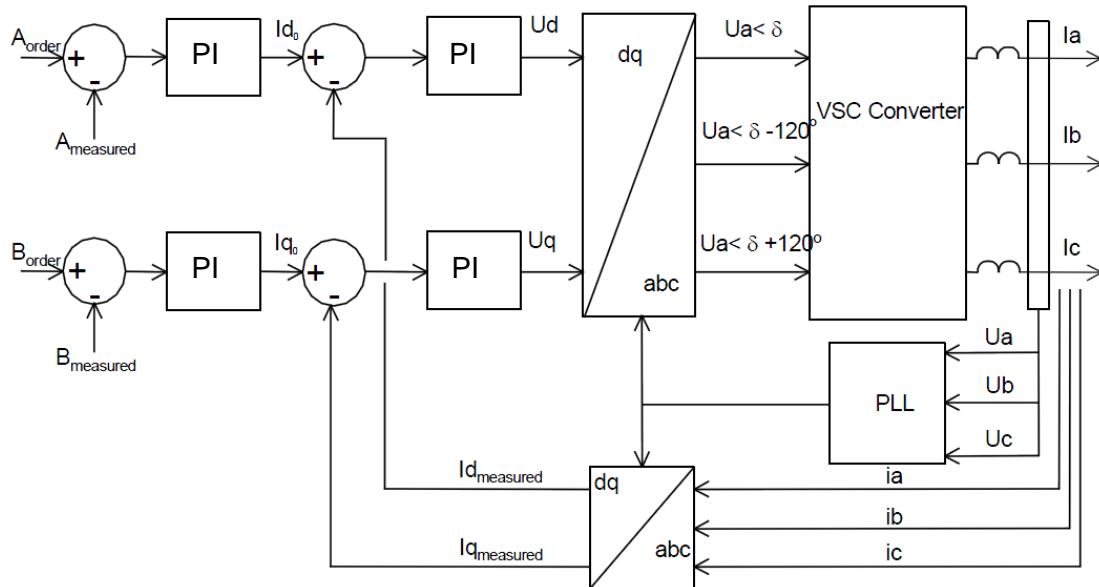


Fig.4.43 Esquema básico de un control vectorial de los parámetros A y B por separado mediante el control de la corriente en un sistema 'dq'.

Cuando se emplea este método de control en convertidores de PWM de dos niveles, y en convertidores multinivel, se obtiene una serie de grados de libertad que permiten controlar parámetros como:

- La frecuencia, mediante el control del oscilador que controla el disparo de los interruptores.
- Diferentes opciones de control que aporta el variar el ángulo de desfase en el convertidor VSC (como la potencia activa).
- Diferentes opciones de control que aporta el control de la magnitud de la tensión de CA generada por el convertidor VSC (como la potencia reactiva).

El control de estos parámetros se realiza mediante dos "lazos" separados, el lazo externo controla la potencia activa y reactiva, la tensión de CC y la tensión de CA, generando las señales de corriente (en ejes 'dq0') que alimentan el lazo interno; el lazo interno controla los valores de la tensión de referencia a la entrada del

convertidor VSC (en ejes 'dq0') mediante las corrientes de salida del lazo externo. Además se puede controlar el equilibrio de la tensión de CC.

Todo esto se realiza mediante la comparación de señales previa transformación de los valores trifásicos reales a los ejes 'dq0' como se ha indicado anteriormente, y sincronizadas mediante el PLL. El elemento que realiza estas comparaciones se denomina Controlador PI (*Proportional Integrer*).

El PI permite obtener el comportamiento deseado del sistema a controlar, manteniendo al mismo tiempo la estabilidad. Este elemento calcula la desviación del parámetro que se está controlando mediante un sistema de realimentación, comparando el error que existe entre la señal medida y la que se pretende controlar, generando una señal de corrección proporcional a la integral del error, mediante señales aproximadamente rectangulares o trapezoidales.

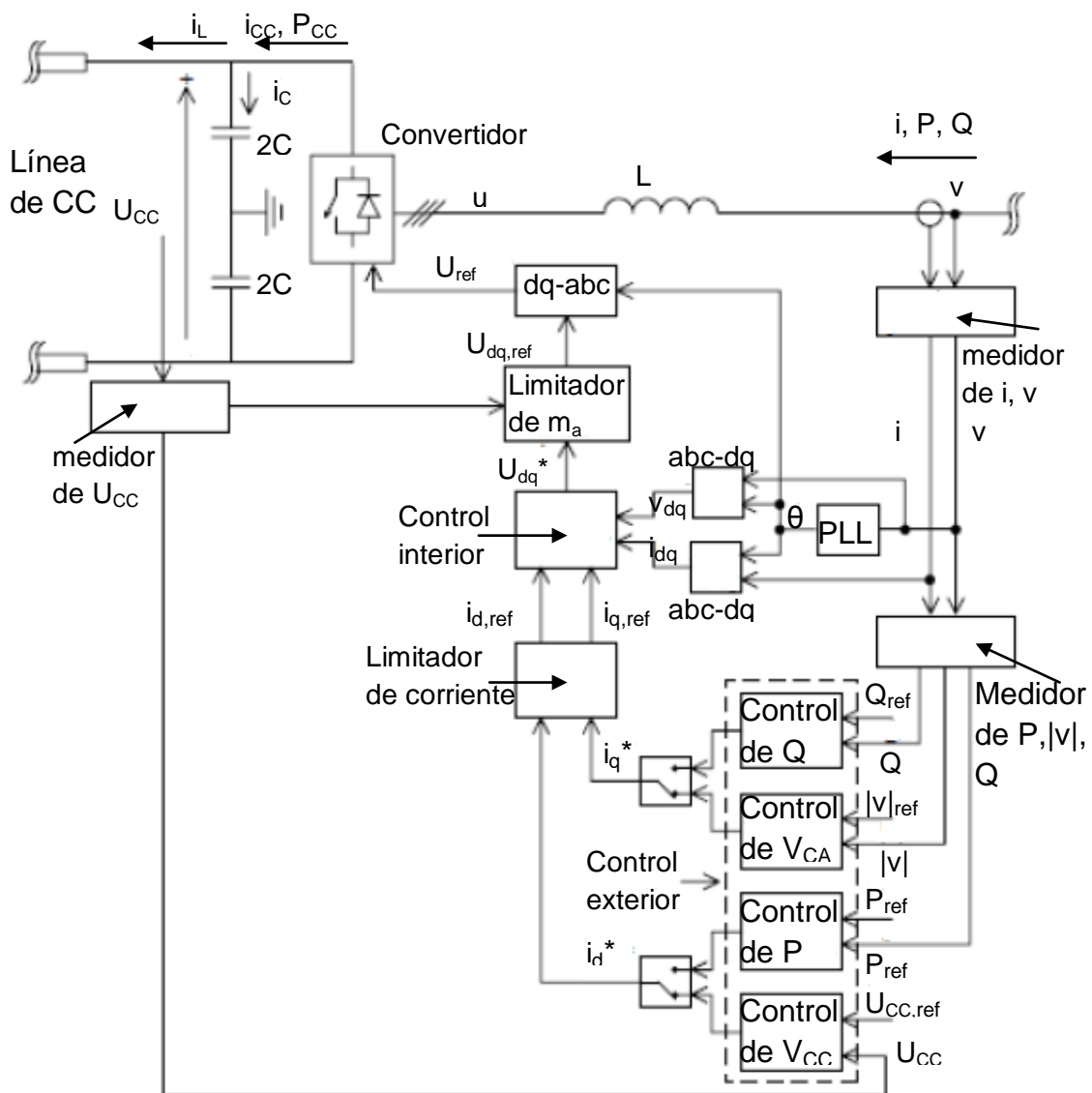


Fig.4.44 Esquema de control vectorial.

a) Lazo de control exterior.

a.1) Control de la tensión de CA: Se consigue mediante la regulación de la magnitud de la tensión alterna a la frecuencia fundamental, generada por el convertidor VSC (inversor). En el caso de la topología de dos niveles PWM simplemente se varía el índice de modulación, y se mantiene constante el valor de la tensión en el condensador de CC.

El esquema del controlador se ve en la Fig.4.45:

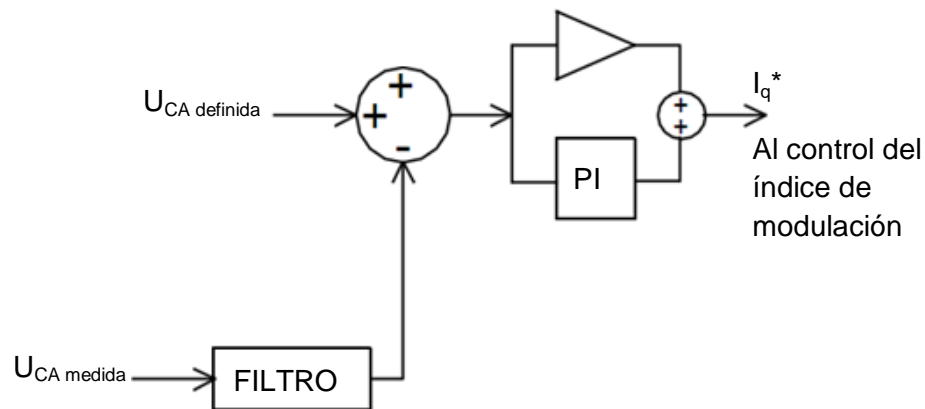


Fig.4.45 Controlador de la tensión de CA.

a.2) Control de la tensión de CC: Un controlador de la tensión de CC puede regular la potencia activa para mantener el nivel de tensión deseado en el condensador de CC, siempre y cuando el controlador de potencia activa no esté conectado. Se mide la tensión a través del condensador de CC $U_{CC\text{ medida}}$, se filtra, y se compara con el valor de referencia deseado $U_{CC\text{ definida}}$ para obtener el error mediante el PI (Fig.4.46).

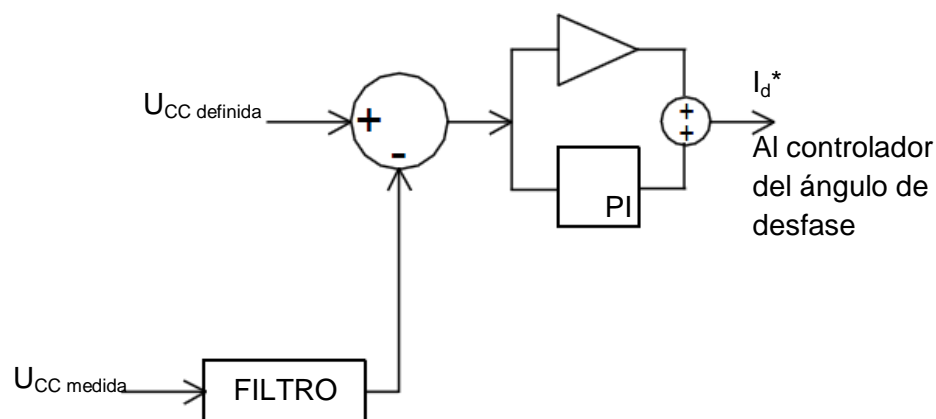


Fig.4.46 Controlador de la tensión de CC.

a.3) Control de la potencia activa: Para controlar la potencia activa que se inyecta o se toma del sistema de CC, el convertidor VSC se apoya en el condensador de CC, que se carga y descarga, esto quiere decir que al controlar un medio que es común a ambas estaciones VSC ambas estaciones deben trabajar juntas (una controlando la estabilidad de la tensión de CC). Como se ha explicado, el control de la potencia activa se basa en el control del ángulo de desfase 'δ' (Fig.4.47).

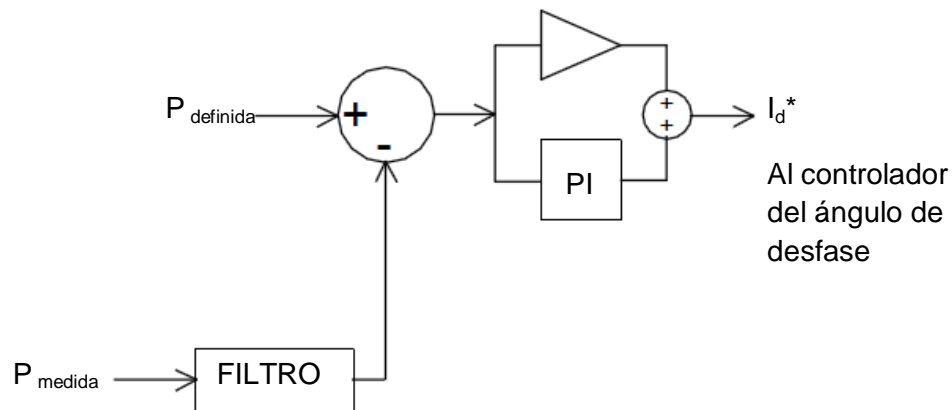


Fig.4.47 Controlador de la potencia activa.

El controlador genera una señal que modifica el valor de i_d (componente de corriente en ejes ortogonales dq0): $i_d = P/V_{CC}$.

a.4) Control de la potencia reactiva: El controlador de la potencia reactiva es semejante al de la potencia activa. Este se activa cuando existe una alteración en el sistema de CA. El controlador genera una señal que modifica el valor de i_q (componente de corriente en ejes ortogonales dq0): $i_q = Q/V_{CC}$ (Fig.4.48).

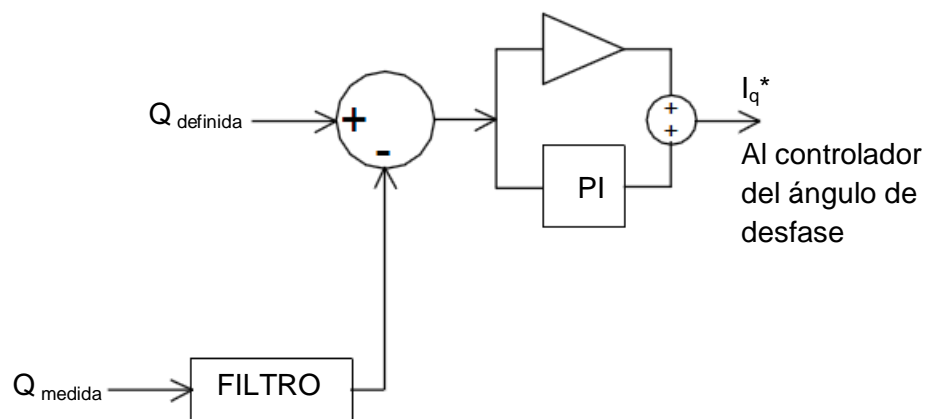


Fig.4.48 Controlador de la potencia activa.

- b) Lazo de control de corriente interno. A través de los valores de la corriente obtenidos en el control externo, se pueden obtener los valores de referencia u_d y u_q que permiten controlar la fuente de tensión.

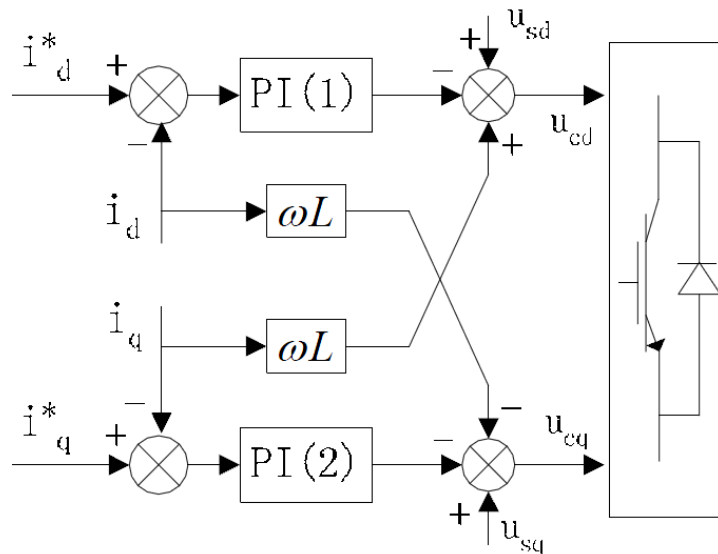


Fig.4.49 Lazo de control de corriente interno.

Con este sistema se logra un rápido control de la corriente ante cambios de carga o distorsiones, como cortocircuitos. Consiste en un control de la corriente alterna mediante prealimentación, con dos reguladores PI con los que se consigue un error nulo en estado estacionario. En la Fig.4.49 se observa que i_q e i_d son independientes, gracias a la realimentación cruzada de $\omega L i_q$ en el control del eje 'd' y $\omega L i_d$ en el control del eje 'q' reduciendo la complejidad del sistema y mejorando su velocidad de respuesta.

- c) Control de la frecuencia. Hay dos posibilidades para controlar la frecuencia:

c.1) Mediante el control de la frecuencia del oscilador que determina la secuencia de disparo de los interruptores IGBT en la válvula VSC, que se debe sincronizar con el sistema de CA a alimentar. Este control es imprescindible en el caso de alimentar cargas aisladas.

c.2) En caso de alimentar o absorber energía de un sistema de CA (un carga activa) donde la frecuencia depende de la frecuencia de generación y de la frecuencia de las cargas, el convertidor VSC participa del control de la frecuencia mediante el control de la potencia que entrega o toma del sistema de CA.

d) Control del equilibrio de tensión: Este control se puede encontrar activado o desactivado en un sistema VSC. La diferencia entre los dos polos de la línea de CC se controla para mantener equilibrado el nivel de CC en estado estacionario en el convertidor. Debido a cambios en la potencia activa o reactiva, o debido a la no linealidad de la modulación PWM pueden existir leves desviaciones entre las tensiones entre polos. Para mantener el equilibrio se añade una componente de compensación que suma la tensión de referencia calculada en el lazo de corriente interno. El control de esta función se debe realizar lentamente para evitar distorsiones.

4.5.3 Coordinación de los controles.

Todas las estrategias de control explicadas en el apartado anterior pueden utilizarse en todas las aplicaciones de un convertidor VSC, sin embargo, en transmisión HVDC-VSC se debe tener un control coordinado.

a) Suministro de cargas aisladas: en este caso, el rectificador conectado a la red principal o al generador, puede tener uno de los siguientes controles:

- Control de la tensión de CC.
- Control de la tensión de CA del lado del generador (anterior al rectificador).

El terminal receptor o inversor puede tener los siguientes controles:

- Control de la frecuencia (dado por la carga que se alimenta).
- Control de la tensión de CA del lado receptor (posterior al inversor).

b) Interconexión de dos o más sistemas eléctricos de potencia: Cuando un sistema VSC conecta dos o mas sistemas eléctricos, ya sean síncronos o asíncronos, hay elección en el modo de control que se puede emplear.

Cada convertidor puede controlar la tensión de CA de su terminal correspondiente. En este caso, el rectificador (o uno de los rectificadores en el caso de conexión multiterminal) debe incluir el control de la tensión de CC, y en el resto de convertidores se incluye el control de la potencia activa.

El control de la tensión de la CC y de la potencia entre los convertidores se puede intercambiar según convenga. Sin embargo, si se necesita amortiguación

electromecánica en el sistema de CA, el control de la potencia activa se tiene que situar junto al terminal necesitado de la amortiguación.

Cuando se conectan dos o más convertidores en paralelo, como es el caso de una conexión multiterminal, se tiene que:

- Uno de los convertidores controla la tensión de CC.
- El resto controla la potencia activa.

A continuación, en la Fig.4.50 se muestra un ejemplo de control de un sistema VSC simple (dos terminales):

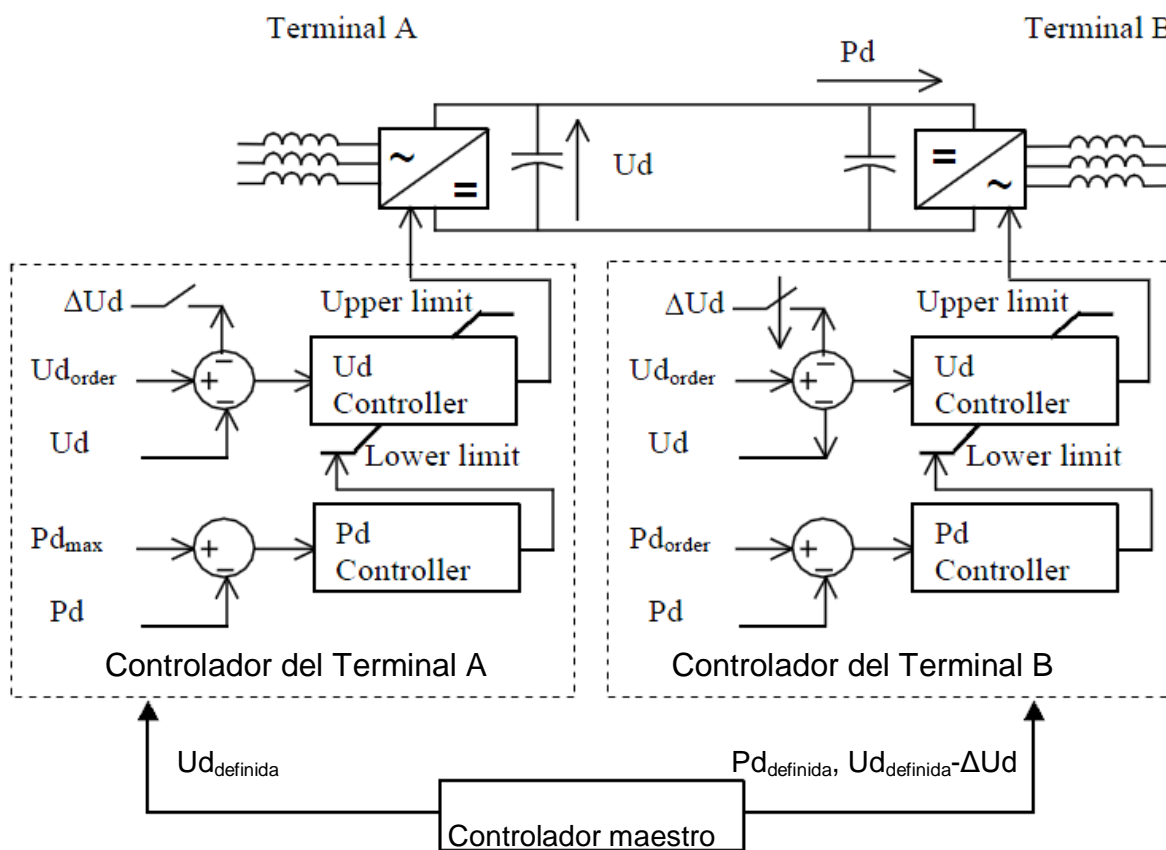


Fig.4.50 Coordinación de controles en una transmisión VSC.

4.6 Comparación entre las tecnologías HVDC-LCC y HVDC-VSC.

La transmisión HVDC empleando enlaces con estaciones de conversión VSC tiene varias ventajas técnicas sobre la tecnología clásica, y ciertas características, que aunque no signifiquen una ventaja merecen ser descritas.

- a) En las válvulas VSC se utilizan dispositivos autoconmutados, prescindiendo de la necesidad de emplear fuentes de tensión alterna para la conmutación de apagado (capacidad *turn-off*).
- b) Los cortes o fallos en la conmutación debido a defectos del sistema de CA, y las caídas de tensión no ocurren en el caso de las válvulas VSC.
- c) Las válvulas VSC pueden ser operadas bajo corrientes de cortocircuito.
- d) Una de las principales ventajas características de un sistema VSC es que puede arrancar desde cero, capacidad que se conoce como función '*blackout*', lo que se traduce en una capacidad de energizar (apoyar) redes de CA débiles, además de permitir alimentar redes pasivas (capacidad '*blackstart*') como plataformas petrolíferas, parques eólicos *off-shore* o sistemas eléctricos aislados en general.
- e) Como se describió en el apartado 4.5.1, en un sistema VSC se puede controlar independientemente la potencia activa y la reactiva (inductiva independientemente de la capacitiva). Además la modulación PWM permite controlar la frecuencia y la tensión independientemente de la red de CA.
- f) No se necesita compensación reactiva en paralelo y, los filtros que se emplean en sistemas VSC son generalmente más pequeños que en un LCC.
- g) La polaridad de la tensión en un sistema VSC es siempre igual. Para invertir el sentido de transferencia de potencia se invierte el sentido de la corriente, a diferencia de un sistema LCC, permitiendo cables con aislamiento de menor grosor.
- h) Se puede diseñar un sistema VSC de tal manera que ciertos armónicos así como los parpadeos (*'flicker'*) en el sistema de CA quedan eliminados. Los armónicos que afectan a las estaciones VSC son de mayor orden que en las LCC ($12n\pm 1$).
- i) Los equipos que emplean tecnología VSC pueden operar además de como rectificador, como compensador STATCOM, incluso si la estación no está conectada a la línea de CC.
- j) El impacto visual es mayor en las estaciones LCC que en las VSC.
- k) En un sistema VSC se puede operar independientemente las estaciones de conversión, sin necesidad de que estén comunicadas, esto no sucede si se emplean estaciones LCC porque se necesita que ambos extremos estén intercomunicados.
- l) Un sistema VSC siempre se instala siguiendo la topología bipolar, y en un sistema LCC se puede escoger la topología más conveniente.

A pesar de las numerosas ventajas que presentan los convertidores VSC frente a los LCC, también existe una serie de desventajas:

- a) Actualmente el rango de potencia transmitida está en torno a 600-1000 MW, aún muy lejos de los 6000 MW que se puede transmitir con un sistema LCC. Además la tensión de transmisión en las últimas instalaciones VSC está en torno a 300-500 kV, mientras que en las LCC es de 800kV y se estudia utilizar 1000kV.
- b) En caso de defecto o falta en la línea de CC se deben desconectar ambos extremos de CA para eliminar la falta, aunque actualmente la evolución en los interruptores rápidos de CC hace posible evitar este inconveniente.
- c) Las pérdidas por conmutación en las válvulas VSC son mayores que en las válvulas LCC por la alta frecuencia de conmutación y el mayor número de dispositivos semiconductores que conmutan.

4.7 Integración de parques eólicos 'off-shore'.

El empleo de la tecnología HVDC-VSC dentro del sector de las energías renovables se ha revelado como una de las aplicaciones destacadas, especialmente en el caso de la energía eólica por la posibilidad de instalar parques eólicos en alta mar. En los últimos años ha cobrado gran relevancia por sus diversas ventajas respecto a la HVDC clásica, como la capacidad '*blackout*' y '*blackstart*', o los equipos relativamente más compactos, que hacen de esta una solución económica y eficiente. Por todo esto merece la pena dedicar un apartado a describir ciertos aspectos de la aplicación de la tecnología HVDC-VSC en parques eólicos *offshore*.

En los últimos años las energías renovables están cobrando cada vez más relevancia. Con el objetivo del 20% de energía procedente de renovables para el año 2020 marcado por la Unión Europea, países como Alemania, Dinamarca, España, Irlanda, Reino Unido o Suecia se han lanzado a instalar plantas o parques de generación renovable. Especialmente ha cobrado peso la energía eólica, en la UE los países pioneros tienen ya un gran número de instalaciones eólicas en sus respectivos territorios, de manera que alrededor del 80% de la capacidad eólica ya ha sido explotada (de los territorios). En España el año 2012 cerró con un 18% de la energía demandada cubierta por energía eólica y un 22% de la potencia total instalada procede de esta energía renovable.

La escasez de los territorios adecuados para instalar parques eólicos junto con el hecho de que los recursos eólicos en alta mar son más abundantes que en tierra hace de los parques eólicos *offshore* una opción a tener en cuenta. En España se estudia la implantación de parque eólicos marinos a partir de 2014, con objetivo de que en 2030 la potencia sea de 4000 MW. Según el “Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos” el 43% del litoral español es apto para la instalación de parques a más de 8 km de la costa (Fig.4.51), y según datos de 2008 las presolicitudes enviadas suman unos 7000 MW de potencia.

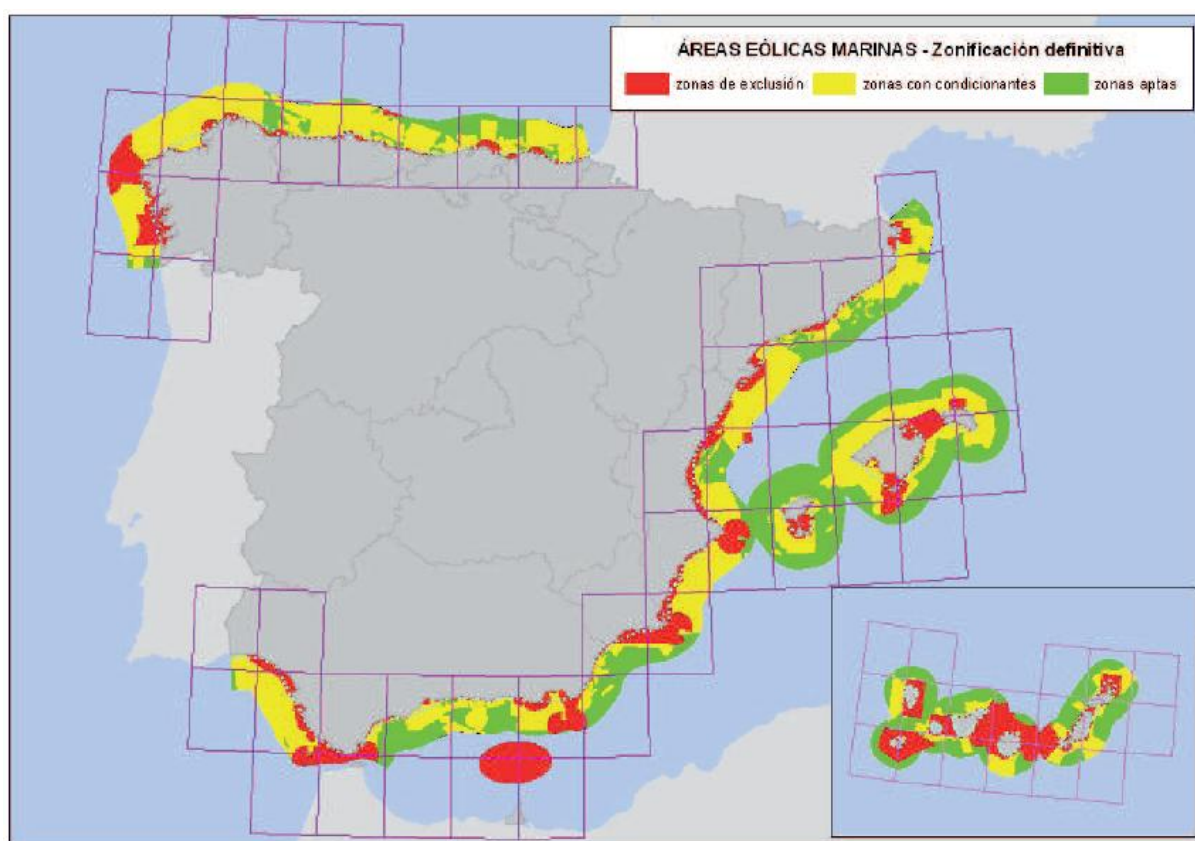


Fig.4.51 Áreas aptas (verde), excluidas (rojo) y con condicionantes medioambientales (amarillo),

Las desventajas de instalar un parque en el mar se reducen a:

- a) Mayor costo debido a la infraestructura más compleja, como cimentación, estructura, sistemas de conexión y evacuación eléctrica, etc.
- b) Robustez de los equipos frente a la corrosión mucho mayor debido a la humedad y la sal del aire.

TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CC. ENLACES HVDC-VSC.

Para conectar sistemas eléctricos aislados o para transportar la energía eléctrica que se genera en estos parques existe la posibilidad de hacerlo mediante HVAC (para distancias de en torno a 50 km o menos), HVDC clásica (para distancias grandes y grandes potencias), y recientemente utilizando HVDC-VSC (Fig.4.52).

Potencia	Longitud	Mejor solución técnico-económica	Justificación
Hasta 200 MW	<100 km	HVAC ($V_{MAX}=170kV$)	Ausencia de estaciones convertidoras en HVAC
	100<l<250 km	HVDC-VSC HVDC-LCC	Pérdidas excesivas en CA
	l>250 km	HVSC-LCC	
200-350 MW	<100 km	HVDC	Encarecimiento de la solución de CA por aumentar la tensión de servicio (150-245kV) y sistemas de compensación de reactiva
	l>100 km	HVDC-VSC	Reducción de la capacidad de transmisión en HVAC
350-600 MW	No determinante	HVDC-LCC	HVAC competitiva solo a distancias cortas. Estación convertidora marina y terrestre de doble convertidor y doble cable bipolar en caso de HVDC-VSC
600-900 MW	No determinante	HVDC-LCC HVDC-VSC	HVDV-LCC más competitiva pero mayor riesgo debido a la ausencia de sistemas redundantes
>900 MW	No determinante	HVDC-LCC	HVDV-LCC más competitiva pero mayor riesgo debido a la ausencia de sistemas redundantes

Fig.4.52 Estimación de la mejor solución técnico-económica (datos de 2008).

Un sistema de conexión HVDC-VSC con control PWM tiene como ventaja principal en este tipo de aplicaciones el control independiente de la energía activa y reactiva, así como el control de la tensión y la frecuencia que permite reducir las fluctuaciones generadas por los molinos ajustándose en cada momento a las demandas del sistema. Para que un parque eólico o simplemente un molino comiencen a generar,

tiene que recibir previamente energía, y la subestación VSC puede funcionar como generador en modo de control de frecuencia. La estación crea una tensión en CA a frecuencia y amplitud deseadas, que se incrementa suavemente para evitar sobretensiones transitorias y avalanchas, de modo que los generadores se conectan automáticamente al detectar la tensión de CA adecuada. El convertidor VSC además tiene la capacidad de aportar al sistema eléctrico energía activa procedente de los molinos y aportar a los generadores eólicos la energía reactiva necesaria.

Una de las ventajas que aporte el uso de tecnología HVDC-VSC es que resulta rentable agrupar los parques eólicos cercanos, de manera que se tienen que construir menos sistemas de transporte, pero de mayor capacidad. Esto se debe a que los equipos VSC son más compactos, y además se aísla el parque eólico de las posibles perturbaciones que pudiesen afectar su funcionamiento normal, procedentes del sistema eléctrico, así como de las perturbaciones que pudiese originar el propio parque durante su operación.

La capacidad de control que aporta la tecnología HVDC-VSC cumple totalmente los códigos de red y en consecuencia hace que los generadores eólicos ya no tengan que diseñarse para satisfacer el código de red, y se puede central el diseño en optimizar costes, rendimiento y solidez (el código de red son procedimientos de operación relacionados con la estabilidad del sistema y la continuidad en el suministro, en España los marca Red Eléctrica).

En definitiva las ventajas que se consiguen operando un parque eólico en alta mar son las siguientes:

- a) Mejora la estabilidad.
- b) Control independiente de la potencia activa y reactiva.
- c) Capacidad de operar en redes débiles.
- d) Control de la potencia reactiva en cada una de las estaciones VSC.
- e) Reducción de la tasa de distorsión armónica y menor tamaño de los equipos, e instalaciones en general, que si se emplean convertidores LCC.

Y las desventajas son:

- a) Alta inversión inicial en las estaciones convertidoras.

- b) Capacidad de transmisión de potencia a grandes distancias algo menor que en el caso de la tecnología clásica.
- c) Frecuencia de conmutación elevada, que origina más pérdidas, dando un rendimiento global algo menor que en las estaciones LCC, en torno del 94-96%.

5. HVDC-VSC EN EL MUNDO.

En este apartado se pretende analizar las instalaciones de transmisión de energía eléctrica HVDC-VSC que están actualmente en servicio, e introducir aquellas que están en fase de proyecto para entrar en servicio a corto plazo. Se menciona como caso particular la interconexión entre España-Francia, de carácter estratégico para la Unión Europea y en especial para la Península Ibérica, sin olvidar que es el primer enlace de este tipo en España.

5.1 Enlaces HVDC-VSC en servicio.

Las instalaciones más destacadas son:

- a) Transmisión Hellsjön-Grängesberg (Suecia): Se trata del primer sistema de transmisión HVDC-VSC del mundo (experimental). Comenzó a transmitir en 1997 a través de una línea monopolar de 10 km que permitió transportar 3 MW de potencia a una tensión nominal de ± 10 kV entre dos estaciones que operaban a 10 kV, siendo la topología del convertidor VSC de dos niveles. El único fin de este enlace fue probar el funcionamiento de un sistema HVDC-VSC, componentes, equilibrio de las líneas, etc. (Fig.5.1).

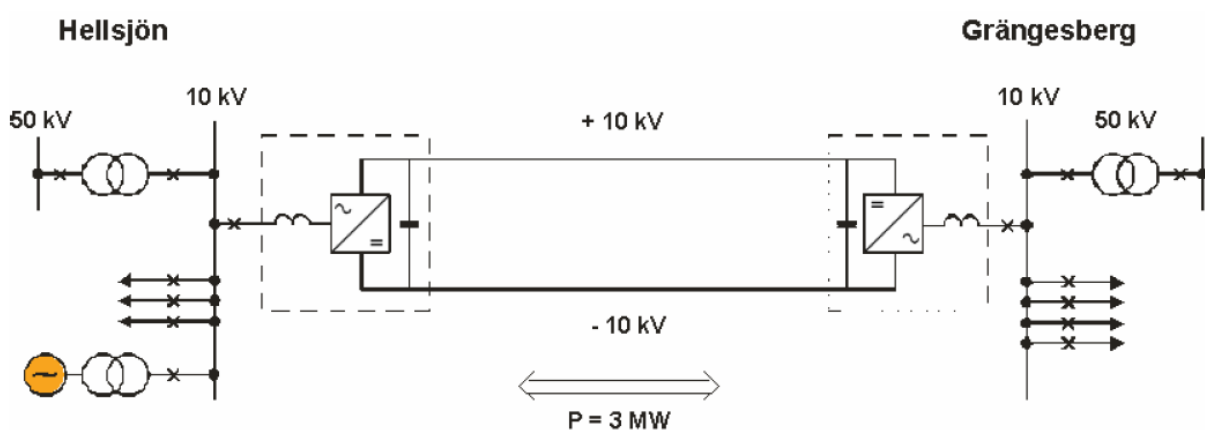


Fig.5.1 Esquema de la transmisión Hellsjön-Grangesberg.

- b) Gotland (Suecia): En 1999 se instaló el primer convertidor comercial con tecnología VSC para el enlace HVDC de Gotland, con el fin de conectar el parque eólico instalado en la isla. Permitía transmitir 50 MW a ± 80 kV mediante dos cables de 70 km. Las estaciones de enlace de ambos extremos (VSC dos niveles)

operaban a 80 kV. Esta es también, la primera vez que se utiliza la tecnología VSC en un enlace comercial (Fig.5.2).

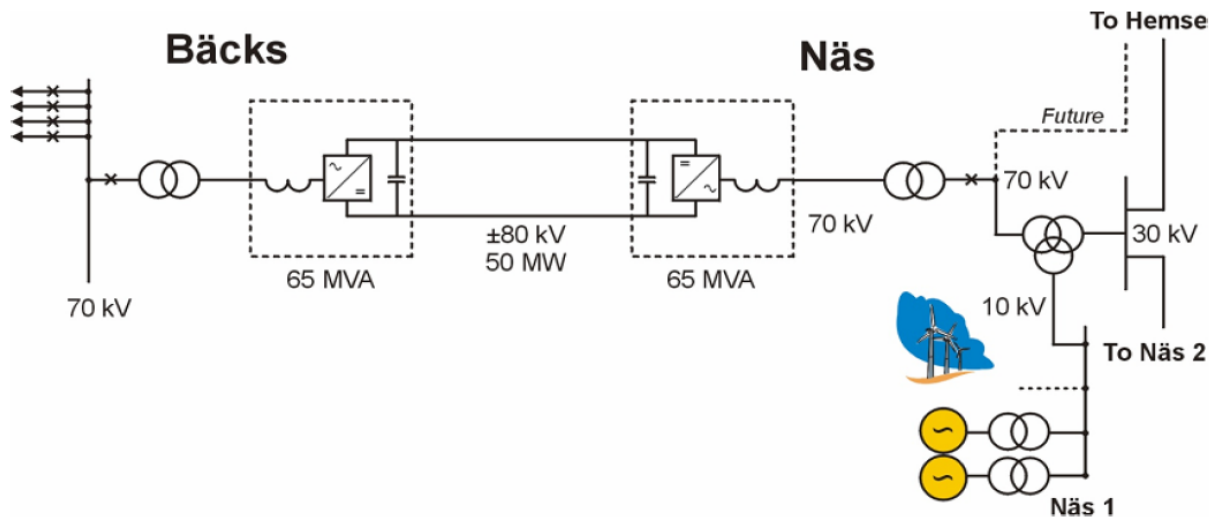


Fig.5.2 Esquema del enlace HVDC-VCS Gotland.

c) Interconexión Terranora (Directlink, Australia): Se trata de una línea HVDC-VSC subterránea que conecta las subestaciones de Mullumbimby a 132 kV (CA) y Bungalora a 110 kV (CA), ambas con topología de dos niveles. La conexión HVDC, de 59 km de longitud, se compone de tres líneas independientes (seis cables) para transmitir 180 MW a ± 80 kV (Fig.5.3).

Entró en servicio en el año 2000.

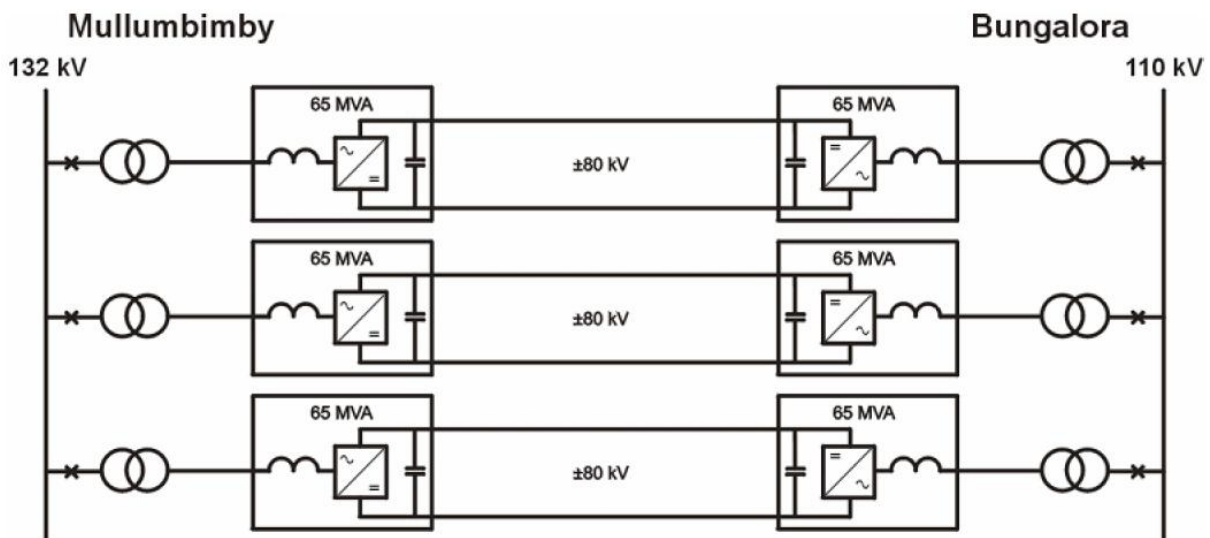


Fig.5.3 Esquema de la interconexión Directlink.

d) Instalación de Tjaereborg (Dinamarca): Se trata de un proyecto de demostración, para una instalación de pruebas HVDC-VSC, topología de 2 niveles y de 8 MVA.

Une un parque eólico en el mar con la red danesa a través de 4,3 km de cable submarino, que opera a ± 9 kV de tensión nominal y transmite 7,2 MW (Fig.5.4).

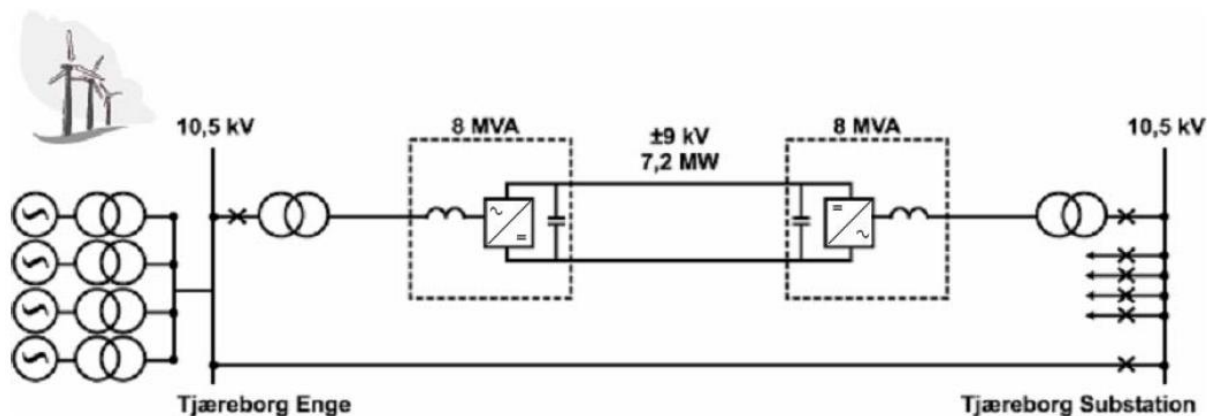


Fig.5.4 Esquema de la instalación de Tjaereborg.

La instalación quedó en servicio en el año 2000, formando parte de un programa con el que se pretende instalar 4000 MW de potencia en parque eólicos marinos. Estos parques debido a las fluctuaciones del viento pueden tener severas consecuencias en los sistemas eléctricos a los que se conectan, motivo por el que se investigó la tecnología HVDC-VSC para este ámbito, ya que permite controlar la energía reactiva y las fluctuaciones de tensión. Actualmente se utiliza la tecnología VSC para casi todos los parques eólicos *offshore*.

e) Conexión Eagle Pass/Piedras Negras: Se trata de una configuración *back-to-back* para la conexión de los sistemas eléctricos asíncronos de EEUU y México (Fig.5.5). Este enlace se encargó en el año 2000 con el objetivo de hacer frente a inestabilidades en el sistema eléctrico debido a las sobrecargas que se producían en esa zona. Del mismo modo el enlace permite el intercambio de energía entre estos dos países.

La conexión permite un intercambio de 36 MW de potencia activa, operando a una tensión de CC de $\pm 15,9$ kV. Ambos terminales de CA operan a 132 kV. Además el convertidor VSC tiene la capacidad de aportar 36 MVA_r en ambos terminales, si se requiere compensación reactiva.

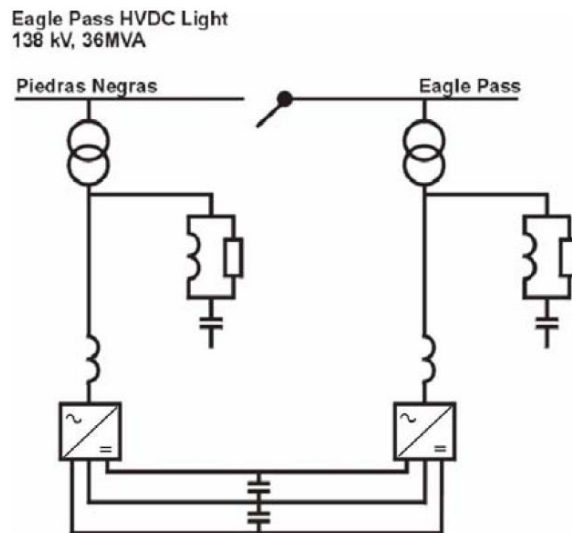


Fig.5.5 Esquema de la conexión Eagle Pass/Piedras Negras.

- f) Enlace de Cross Sound (EEUU): Se trata de una conexión HVDC-VSC submarina entre las estaciones de conversión de New Haven en Connecticut a 345 kV (CA) y Shoreham en Nueva York a 138 kV (CA). La línea de 40 km aporta 330 MW y opera a ± 150 kV. Entró en servicio en 2002 y supuso el mayor sistema HVDC-VSC construido hasta la fecha, con sus 330MW (Fig.5.6).

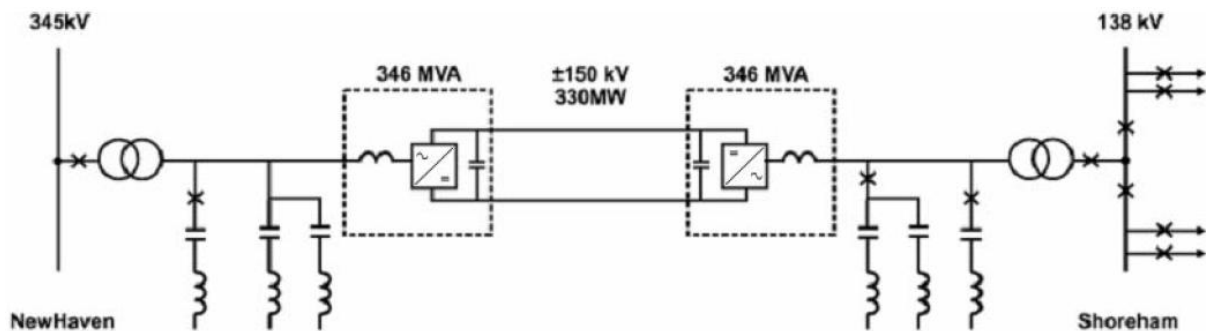


Fig.5.6 Esquema del enlace Cross Sound.

Este enlace supone uno de los primeros en que se utilizó la tecnología VSC de segunda generación, que instala convertidores de tres niveles (NPC) a base de puentes de IGBT's, cuando hasta la fecha se venían usando convertidores de dos niveles.

- g) Interconexión Murraylink (Australia): Consiste en dos estaciones de conversión, una situada en Berri 132 a kV (CA) y otra situada en Red Cliffs a 220 kV (CA), conectadas mediante dos cables subterráneos de 180 km (Fig.5.7), siendo el cable subterráneo de mayor longitud con tecnología VSC hasta la fecha, además

de ser (junto con Cross Sound) uno de los primeros enlaces con convertidores VSC de tres niveles. La conexión opera a ± 150 kV y transmite 220 MW y entró en servicio totalmente en el año 2002.

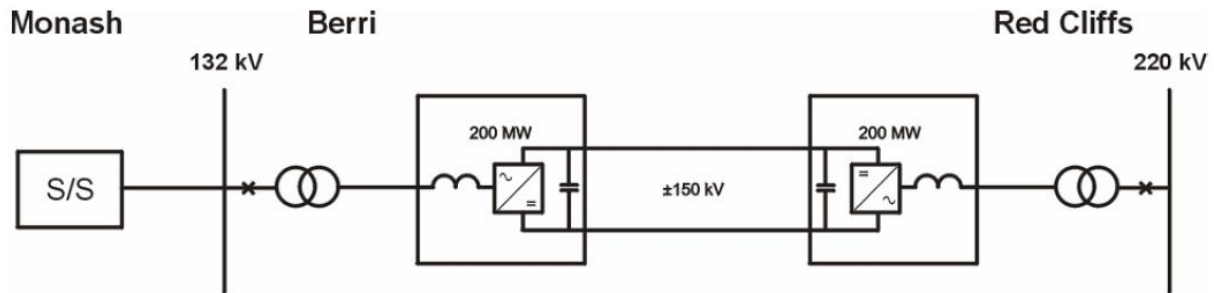


Fig.5.7 Esquema de la Interconexión Murraylink

h) Plataforma Troll (Noruega): La plataforma se puso en servicio en 1995 en el Mar del Norte para la extracción de gas, pero no fue hasta 2002 cuando ante las necesidades energéticas de la plataforma se planteó la transmisión en corriente continua. La instalación HVDC-VSC no entró en servicio hasta 2005 (líneas 1-2) siendo la primera conexión de este tipo en el mundo (Fig.5.8).

Se trata de una conexión bipolar que opera a ± 60 kV para transmitir 88 MW (44 MW) por polo, uniendo la estación convertidora de Kollsnes (rectificador) en Noruega a 132 kV CA, con la plataforma Troll (inversor de dos niveles) a 56 kV CA. La distancia salvada entre la plataforma y tierra es de 70 km, y el enlace se compone de 4 cables submarinos (dos por polo).

Para el año 2015 se han proyectado dos nuevas líneas bipolares, que aportarán 100 MW operando a ± 60 kV. Se instalará una nueva subestación en la plataforma que suministrará energía a 66 kV (CA).

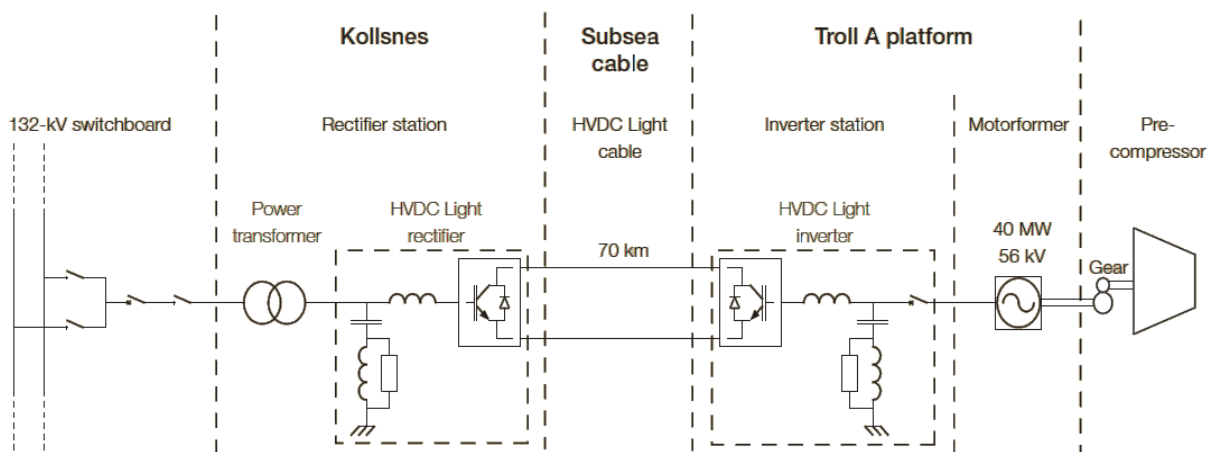


Fig.5.8 Plataforma Troll (Noruega).

- i) **Interconexión Estlink:** Está diseñado como una conexión bidireccional de 350 MW de capacidad operando ± 150 kV de tensión nominal en CC. Las estaciones de conversión VSC con topología dos niveles, unen la red de Estonia (Harku) y Finlandia (Espoo) a 330 kV y 400 kV respectivamente, mediante dos cables de 105 km soterrados durante todo el trayecto, de los que 74 km son submarinos y 31 km son subterráneos (Fig.5.9).

Para este proyecto se planteó un estudio delicado de la tecnología que se debía utilizar HVSC clásica o VSC, teniendo en cuenta el coste de inversión, la capacidad de soportar sobrecargas, pérdidas eléctricas, disponibilidad, coste de mantenimiento y tiempo de construcción. El resultado fue la elección de la tecnología VSC por su diseño modular que permitía la reducción considerable de todos estos factores respecto la tecnología LCC o clásica.

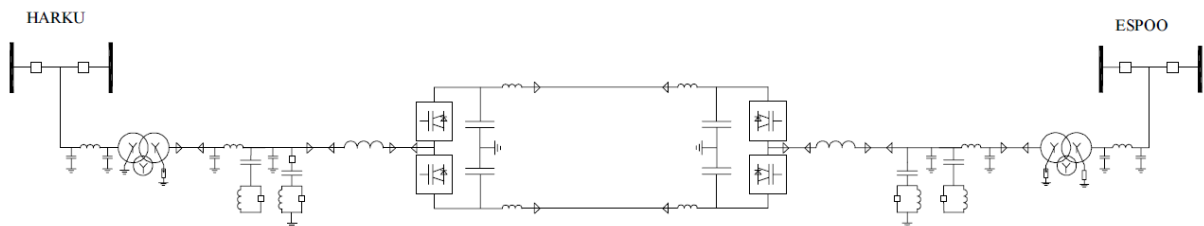


Fig.5.9 Esquema de la Interconexión Estlink.

- j) **Parque eólico BorWin 1 (NordE.On 1):** Es la primera instalación de este tipo en el mundo. Entró en servicio a finales del año 2009, y forma parte de un plan del Gobierno de Alemania para la instalación de parques eólicos en el Mar del Norte (Fig.5.10).

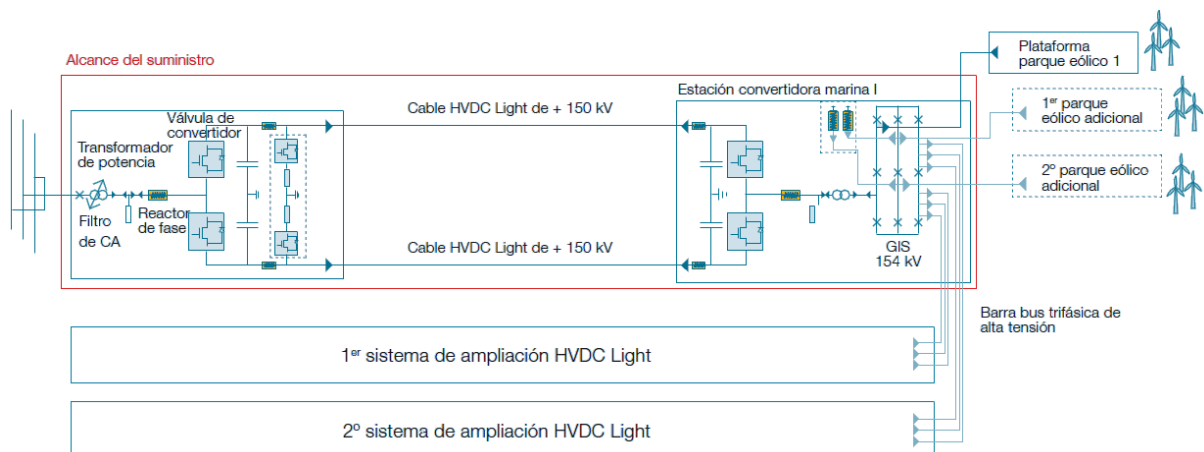


Fig.5.10 Esquema del complejo Borkum 2. BorWin 1 y ampliaciones.

Este parque consta de 80 generadores eólicos de 5 MW, lo que da una capacidad total de 400 MW. Los molinos suministran la energía en CA a 36 kV, primero se transforma la tensión en la plataforma, a 155 kV en CA y después en la estación VSC se rectifica para el transporte, a ± 150 kV en CC. La línea de transporte se compone de dos cables que unen la plataforma marina, a 128 km de la costa, con la estación en Diele situada 75 km tierra adentro y que suministra energía a la red alemana a 380 kV en CA (Fig.5.11). Todo el sistema de transporte está realizado mediante cables soterrados, de manera que el impacto ambiental y la generación de campos electromagnéticos son prácticamente nulos.

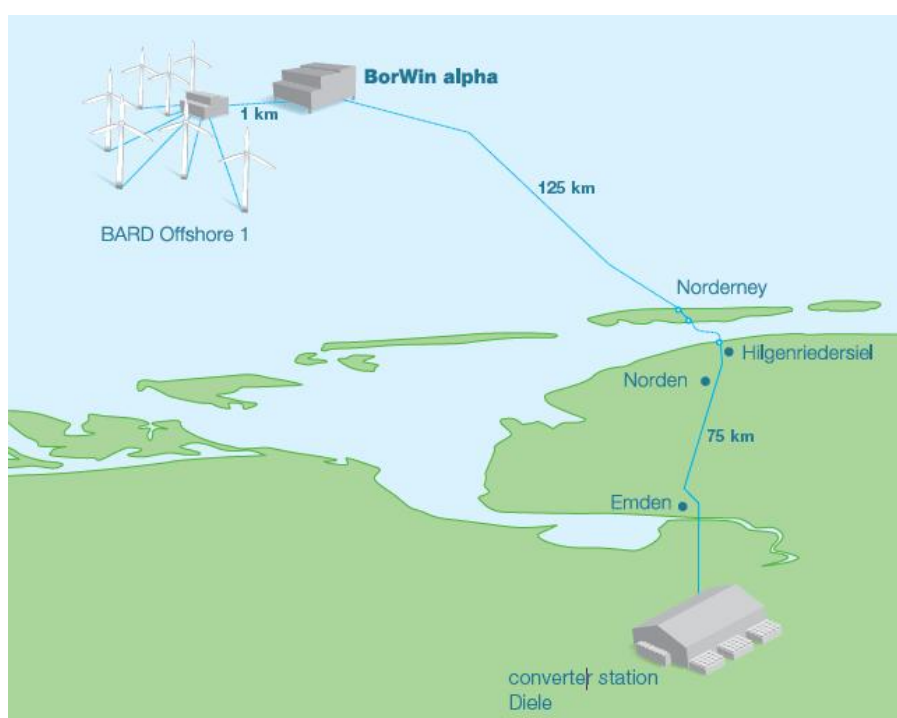


Fig.5.11 Parque eólico BorWin 1.

k) Enlace Trans Bay (California EEUU): Se trata de un enlace HVDC-VSC submarino entre la subestación de Potrero en San Francisco (138 kV) y la de Pittsburg (230kV). El enlace transmite 400 MW de potencia activa y tiene capacidad para transmitir 170 MVar de potencia reactiva (función de compensador estático síncrono -STATCOM- por sus siglas en inglés, una evolución del compensador estático reactivo -SVC- que permite regular la tensión en sistemas eléctricos de potencia, mediante el control de la inyección de energía reactiva) a 200 kV de tensión nominal a lo largo de 80 km.

Este enlace entró en servicio en 2010 y es el primer enlace HVDC-VSC que utiliza estaciones de conversión con topología multinivel (MMC).

l) Interconexión de Caprivi (Namibia, África): La instalación se proyectó para reforzar el sistema eléctrico de entre ambos terminales, y poder re-energizar la red en caso de un defecto eléctrico en algún punto de la línea, entró en servicio en 2010. La línea de CC opera a ± 350 kV, transmitiendo 300 MW de potencia activa entre las subestaciones de Zambezi a 330 kV (CA) y Gerus a 400 kV (CA), que distan 950 km.

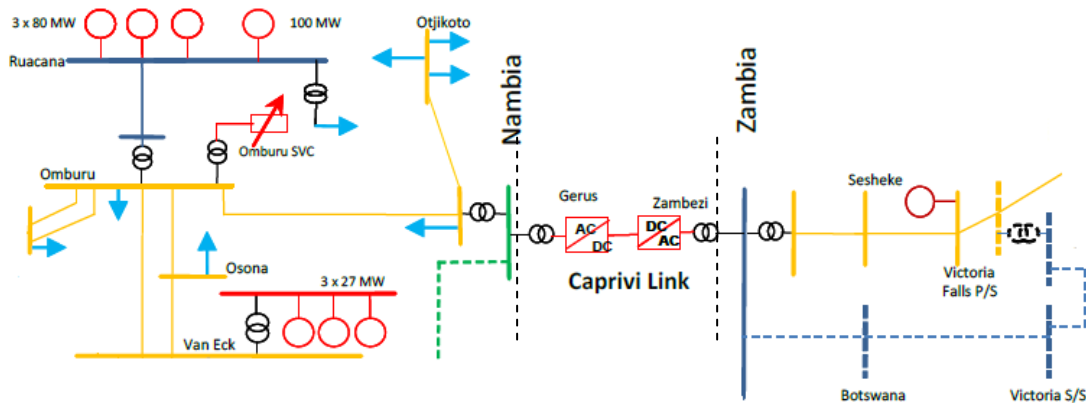


Fig.5.12 Esquema de la interconexión de Caprivi (y líneas anexas).

m) Plataforma Vaulhall (Noruega): Esta plataforma está situada en el Mar del Norte, en un campo de explotación de gas y petróleo, y se planificó para sustituir los grupos generadores de la planta, a base de gas, ya que se necesitaba un aporte energético mucho mayor, y además se reducía el impacto ambiental de la planta, se simplifica la instalación y se logra un manejo más sencillo.

Se localizan dos estaciones convertidoras con tecnología VSC, una en Lista que conecta la red noruega a 300 kV; y otra en la plataforma, que suministra 11 kV a los equipos de extracción. La transmisión de los 78 MW de energía que requiere la planta se realiza mediante una línea submarina en CC de 292 km que opera a 150 kV (Fig.5.13). Esta instalación quedó en servicio en el año 2011.

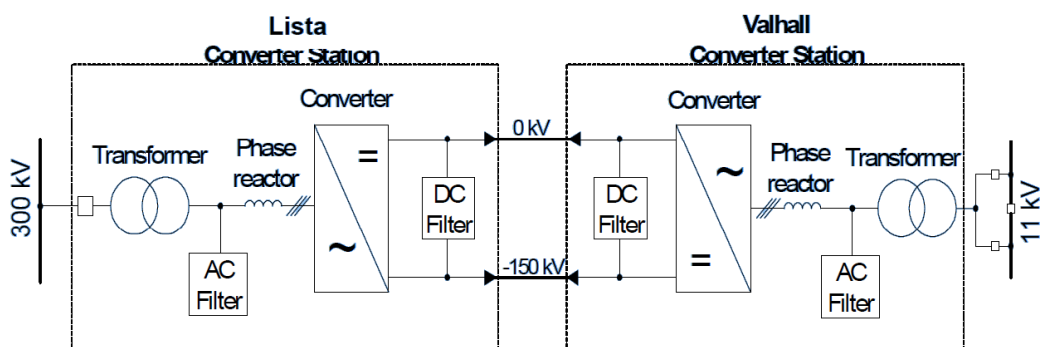


Fig.5.13 Esquema de la conexión en la plataforma Vaulhall.

n) Parque eólico BorWin 2 (Alemania): El año 2012 entró en servicio la segunda fase o ampliación de potencia del parque BorWin 1, que completa en parque eólico conocido como Borkum 2. Este proyecto consta de otros dos parques, Veja Mate y Global Tech 1, no muy alejados, que se conectan a la misma red que BorWin 1 para suministrar en total 800 MW, con lo que se consigue que la potencia total del parque sea de 1200 MW (Fig.5.14).

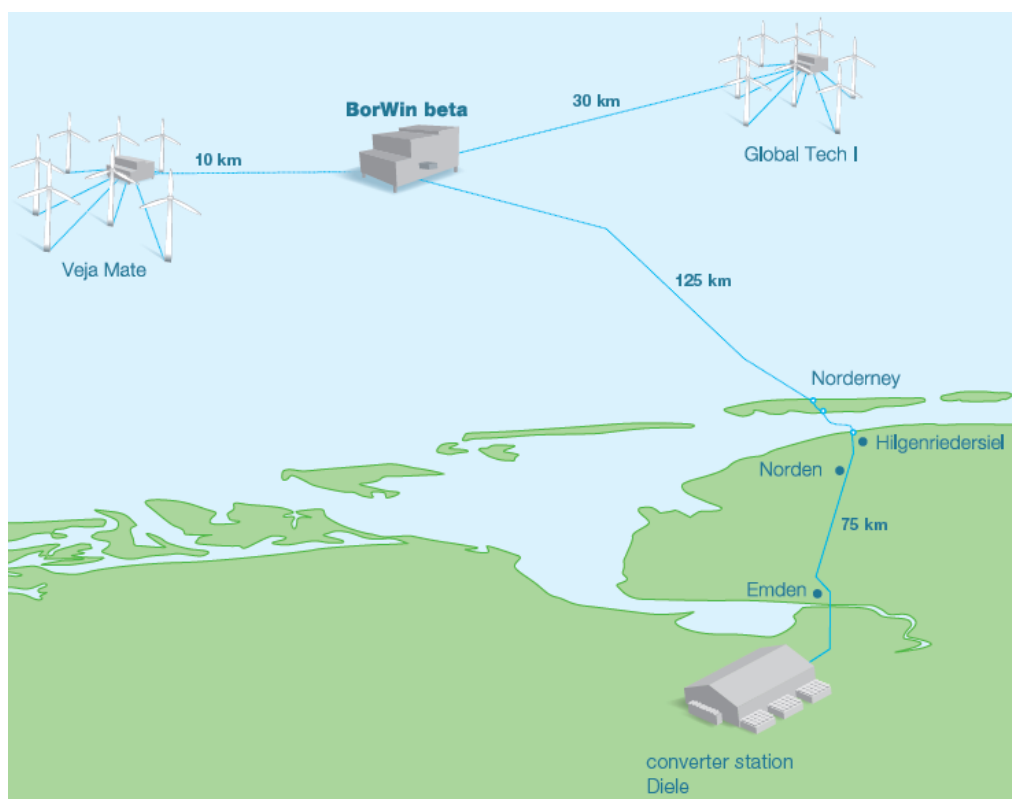


Fig.5.14 Parque eólico BorWin 2.

o) Interconexión 'East-West' (Irlanda-Reino Unido): La conexión tiene como objetivo tanto el intercambio de energía como el apoyo a las redes eléctricas, ya que tanto Irlanda como Reino Unido planean la instalación de parques eólicos marinos. La conexión está formada por dos cables, 75 km subterráneos y 186 km submarinos, que opera a ± 200 kV en CC y conecta las estaciones de Woodland (Irlanda) y Deeside (Reino Unido), ambos terminales conectan redes eléctricas de 400 kV en CA para conseguir una capacidad de transmisión de 500 MW. La instalación ha entrado en servicio en 2012.

5.2 Enlaces HVDC-VSC programados.

a) Parque eólico DoWin 1 (Alemania): Se trata de un nuevo complejo eólico proyectado en el Mar del Norte para entrar en servicio en el año 2013. En este caso la potencia que se pretende instalar y transportar es de 800 MW a ± 320 kV. La conexión de CC tendrá una longitud de 165 km, repartidos en 75 km submarinos y 90 km subterráneos (mediante dos cables), y conecta la red alemana a 380 kV CA con la plataforma DoWin Alpha que convierte la energía generada en los molinos, operando a 155 kV CA antes de la rectificación (Fig.5.15).

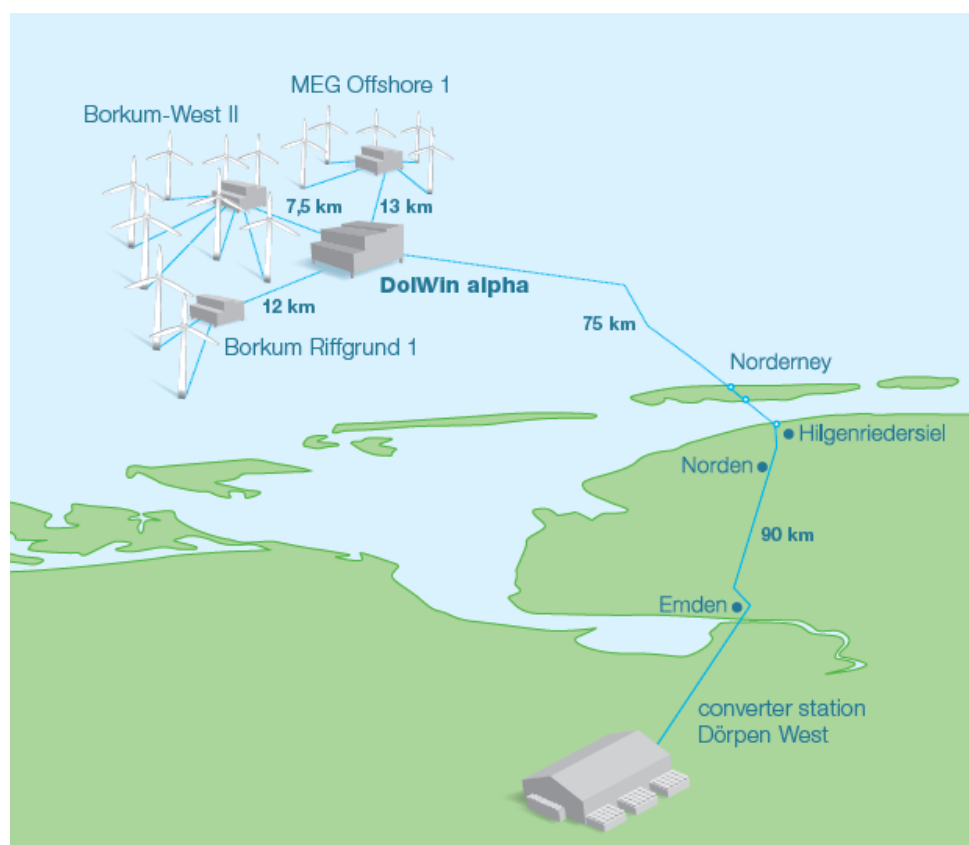


Fig.5.15 Parque eólico DoWin 1.

La ampliación del complejo DoWin, o la puesta en servicio de un nuevo parque “gemelo” está prevista para 2015. Con el parque eólico DoWin 2 (Fig.5.16) se aportará al sistema eléctrico alemán una potencia de 900 MW también a ± 320 kV, pero en este caso el parque está situado a 45 km de la costa, resultando una distancia total de 135 km.



Fig.5.16 Parque eólico DoWin 2.

b) Parque eólico HelWin (Alemania): El complejo eólico tendrá una capacidad de 576 MW en la primera fase y estará operativo a mediados de 2013. Este primer parque estará a una longitud total de 130 km de la subestación en tierra, de los que 85 km son submarinos y 45 km subterráneos.

La segunda fase completará el parque eólico en 2015 con 690 MW adicionales.

c) Enlace Skagerrak 4: Es la cuarta fase del enlace entre Dinamarca y Noruega descrito en el apartado 2.2.2, se prevé que entre en servicio en el año 2014.

Con esta nueva conexión se incrementa la capacidad de intercambio de potencia en 715 MW, dando a la conexión una capacidad total de 1655 MW. Se dispone la conexión de forma que opera en conexión bipolar con el polo 3, de modo que cuando entre en servicio será la primera vez que se conecta tecnología HVDC-LCC y HVDC-VSC. Este enlace conectará las redes de estos dos países desde las mismas subestaciones convertidoras que en los enlaces anteriores, pero con una tensión nominal de ± 500 kV a través de un enlace submarino de 140 km y 104 km de tramos aéreos a ambos lados.

- d) Estación de conversión HVDC de Mackinac (EEUU): Esta instalación está proyectada para el año 2014, con la intención de controlar mejor el flujo de potencia y la estabilidad del sistema eléctrico, así como mejorar la integración de las energías renovables. Se trata de una estación 'back-to-back' de 200 MW de capacidad que opera a 70 kV CC, y está conectada a una línea de 138 kV CA a ambos lados. El hecho de emplear convertidores VSC permite que durante el mantenimiento de uno de los convertidores, el restante pueda operar como compensador de energía reactiva STATCOM.
- e) Parque eólico SylWin 1 (Alemania): Se trata de otro complejo eólico en el Mar del Norte. Está situado a 160 km de la costa (conexión submarina de 160 km mediante dos cables), y la estación convertidora se encuentra a 45 km tierra adentro (45 km de conexión subterránea). En este caso se pretende transportar 864 MW de energía desde el parque eólico a la red alemana mediante un enlace en CC que opera a ± 320 kV. El objetivo es que en el año 2013 entren en servicio los primeros aerogeneradores y esté completamente en servicio en el año 2014.
- f) Enlace NordBalt: Interconexión HVDC-VSC entre Lituania y Suecia para conectar las redes eléctricas de los Países Nórdicos y los países del Báltico, con el objetivo de reforzar el suministro de energía en ambos países, e integrar en el mercado eléctrico Nórdico y Europeo el emergente mercado de los países del Báltico. El sistema HVDC-VSC se compone de dos estaciones convertidoras, una en Nybro a 400 kV en Suecia y otra en Klaipeda a 330 kV en Lituania, estas estaciones se conectan mediante dos cables de 453 km de longitud total, repartidos en 40 km subterráneos en el lado sueco, 400 km submarinos, y 13 km en el lado lituano. Cuando entre en servicio en el año 2015 supondrá el enlace HVDC-VSC con cables subterráneos y submarinos más grande del mundo. El sistema HVDC operará a ± 300 kV consiguiendo transmitir 700 MW.

Queda claro que los niveles de tensión y potencia a los que se trabaja actualmente con los convertidores VSC aún está lejos del nivel para los LCC. Los proyectos HVDC-VSC que están en fase de proyecto actualmente, continúan utilizando convertidores a base de IGBT, consiguiendo tensiones máximas de 500kV y potencias de hasta 800-1000 MW, aunque ya se trabaja en proyectos a 800 kV (Ultra Alta Tensión).

5.3 Interconexión HVDC-VSC España-Francia.

Las interconexiones internacionales generan una serie de ventajas en los países interconectados, como son la contribución a la seguridad y a la continuidad del suministro eléctrico, el aumento de la eficiencia debido a los intercambios comerciales de los sistemas interconectados y aumento de la competencia entre sistemas vecinos. Estas características hacen que la integración de los sistemas eléctricos sea necesaria, objetivo que persigue la Unión Europea (UE) para formar un mercado único europeo o Mercado Interior de la Electricidad en Europa (MIE). De este modo, para que los países se puedan incorporar a este mercado cumpliendo las características enumeradas antes, la Unión Europea recomienda que la capacidad de intercambio en cada país sea de al menos el 10% de la capacidad de producción instalada en cada uno de ellos.

Actualmente la conexión de España con Francia, y por lo tanto con el resto Europa, consta de cuatro líneas de interconexión. Dos de estas líneas son de 400 kV y dos de 220 kV; además existen otras dos líneas de 220 kV que se emplean solo para apoyo local y no para la transferencia de energía entre países, lo que da a España una capacidad de intercambio de energía de un 3% (Fig.5.17), muy lejos del mínimo que recomienda la UE. Esta situación lleva a España aislamiento eléctrico con el resto de Europa, que reduce la seguridad de suministro, limita la integración de las renovables, dificulta la expansión del sistema eléctrico e impide la integración del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) en el MIE.

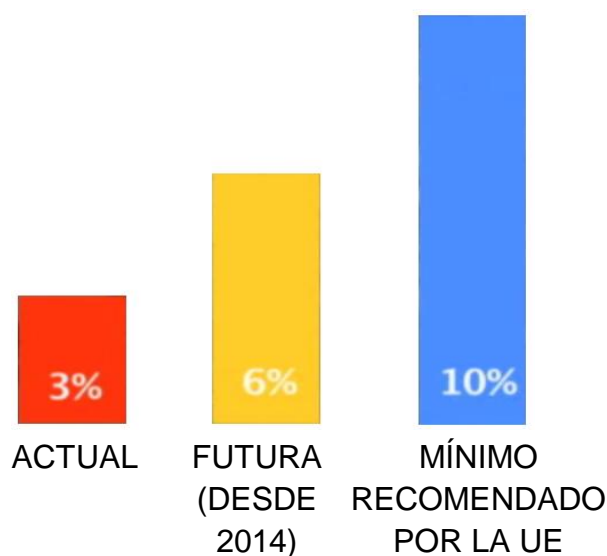


Fig.5.17 Capacidad de interconexión España-Francia.

Siguiendo la recomendación de la UE, en octubre de 2008 se creó INELFE (Interconexión Eléctrica Francia-España), sociedad creada a partes iguales entre el operador del sistema eléctrico español REE (Red Eléctrica de España) y el operador francés RTE (*Réseau de Transport d'Electricité*). La comisión de coordinación de la UE decidió que el enlace se realizara en HVDC, después de recibir los resultados de los estudios sobre la justificación, encuadre en las necesidades de interconexión entre ambos países a corto, medio y largo plazo; y sobre las opciones técnicas para su trazado. Además ambos operadores del sistema (*Transmission System Operator*, TSO) realizaron estudios medioambientales, y de análisis de red tanto estáticos como dinámicos, de forma individual y conjunta, sobre escenarios de demanda y generación en función de la estacionalidad, horas punta y valle, sentido del flujo de potencia o producción de las energías renovables.

En cuanto al análisis de la tecnología se observó que con la tecnología convencional o LCC determinadas contingencias llevaban a tensiones demasiado bajas en la red de 220 kV en España, mientras que ante la misma situación otras contingencias llevaban tensiones demasiado altas a la red de 400 kV. Esto se debe a la incapacidad de operar de forma automática estos convertidores. Por todo esto se debía emplear equipos de compensación de reactiva, como STATCOM, SVC, condensadores de activación automática, o convertidores VSC. Basándose en las características del convertidor VSC y en las ventajas de este frente a la tecnología LCC (descritas en el capítulo 4) se decidió finalmente optar por la instalación de un sistema HVDC-VSC.

Después de estos análisis se definieron las características técnicas que tendrá el enlace. Se describen a continuación:

- a) Estaciones de conversión VSC multinivel en Baixas (Francia) y Santa Llogaia (España). Ambas subestaciones enlazan la línea de CC con una línea de transporte de 400 kV CA a ambos lados, para el intercambio entre ambos países.
- b) El enlace VSC en CC consta de dos bipolos que operan a ± 320 kV (Fig.5.18), y de 1000 MW de capacidad. De este modo la capacidad total es de 2000 MW, con la posibilidad de operar independientemente cada uno de ellos, así se logra perder como máximo 1000 MW en caso de una falta simple.

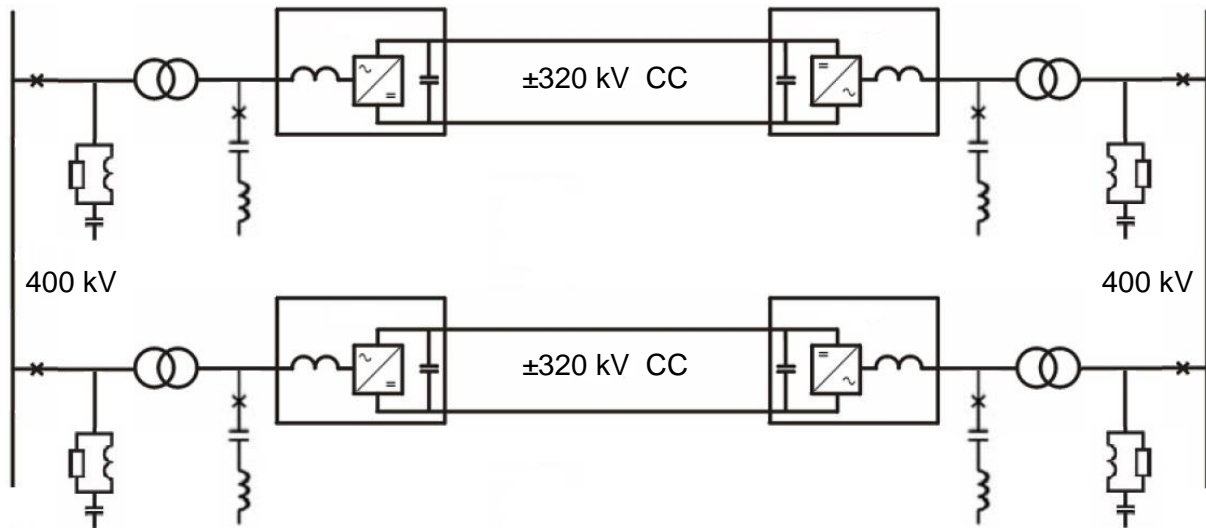


Fig.5.18 Esquema de la interconexión España-Francia.

c) La línea tendrá una longitud total 64,5 km, 31 km en territorio español y 33,5 km en territorio francés, con la peculiaridad de que el tramo central atraviesa los pirineos mediante un túnel de 8,5 km, con 1km en España y 7,5 km en Francia (Fig.5.19). Todos los tramos discurren siguiendo infraestructuras ya existentes (autopistas o líneas de tren de alta velocidad) de modo que se reduce el impacto ambiental.

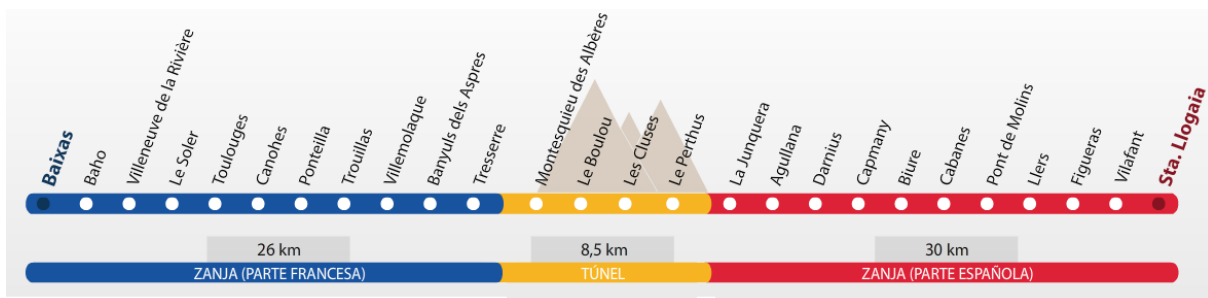


Fig.5.19 Trazado de la interconexión.

d) El cable que se empleará es de polietileno extruido (XLPE) de 2500 mm² de sección. El tramo que atraviesa los pirineos discurre a través del túnel de 3,5 m de diámetro a una profundidad de entre 80 y 300 m y será de uso exclusivo para la interconexión (Fig.5.20).

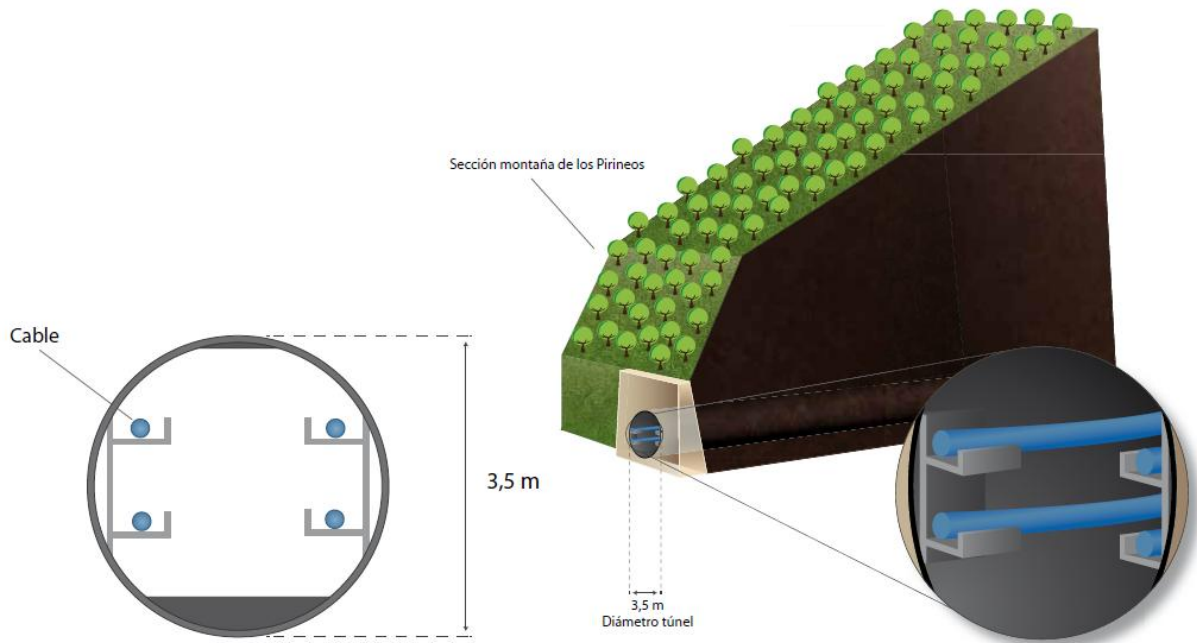


Fig.5.20 Sección del túnel.

El resto de la ruta discurrirá por dos zanjas independientes de 1,5 m de profundidad y aproximadamente 1 m de ancho, separando los conductores 1 m para reducir la influencia térmica. En el lado español se construirá bajo caminos ya existentes y posteriormente rehabilitados y en el lado francés se emplearán balizas para señalar la ubicación de la línea (Fig.5.21). En ambos casos la superficie de utilización de terreno requerida es de entre 4 y 7 metros, pero el impacto visual queda muy reducido frente a una línea aérea.

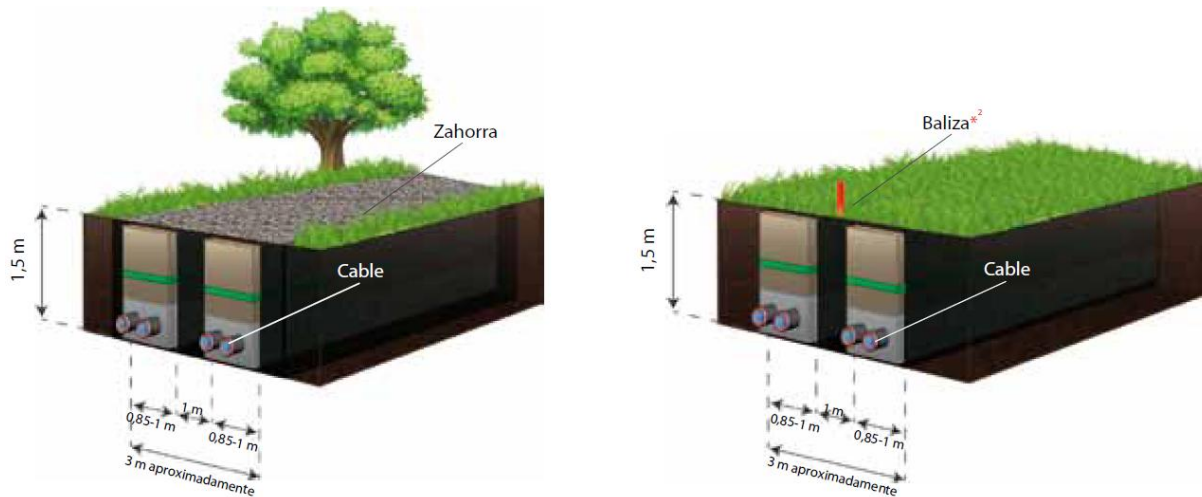


Fig.5.21 Sección de la zanja en el lado español (izquierda) y lado francés (derecha).

En definitiva, con la nueva interconexión España-Francia se logrará:

- Duplicar la capacidad de intercambio, hasta unos 2800 MW.
- Aprovechar al máximo la electricidad procedente de energías renovables.
- Garantizar la seguridad de suministro para los habitantes del Empodrá y el Roussillon.
- Integrar el mercado ibérico en el mercado eléctrico europeo.
- Fomentar el desarrollo económico de las zonas implicadas.
- Alimentar el tren de alta velocidad.

6. CONCLUSIONES.

En este proyecto se ha realizado una descripción general del estado de la tecnología HVDC o transporte de energía eléctrica en corriente continua, centrando el estudio en la variante VSC, dando a conocer las configuraciones, conexiones y componentes que se pueden emplear. Del estudio se pueden sacar las siguientes conclusiones.

Hoy por hoy el transporte eléctrico se realiza en HVAC, pero la investigación dentro del campo HVDC ha hecho destacar una serie de características que hacen que la implantación de ésta última tecnología sea cada vez mayor:

- Menor impacto medioambiental tanto por los efectos electromagnéticos de las líneas como por el efecto físico resultante de la instalación de los equipos y líneas.
- En líneas aéreas es más a partir de 600-800 km, y en el caso de sistemas subterráneos o submarinos a partir de 40 km, resulta más económico instalar una línea HVDC porque las pérdidas son mucho menores, las líneas son menos costosas y la capacidad de transmitir potencia es mayor que en HVAC.
- Se pueden conectar sistemas asíncronos, no se contribuye a la corriente de cortocircuito de las redes conectadas y se puede invertir el flujo de energía.

A pesar de esto, existen ciertas limitaciones, como:

- No se pueden emplear transformadores en CC, y se necesitan estaciones que tienen un coste elevado.
- Se necesitan equipos de filtrado de armónicos debidos a los procesos de rectificación e inversión

De la comparativa que se ha efectuado entre los dos tipos de tecnologías que más se emplean en HVDC queda claro que existen similitudes entre ambas, como las posibles conexiones y configuraciones, o ciertos componentes que son comunes a ambas, pero el análisis de este proyecto se ha centrado en ver qué diferencias son las que hacen ventajoso el empleo de convertidores VSC y porqué.

La tecnología HVDC-VSC se basa en convertidores de fuente de tensión, empleando como dispositivos semiconductores IGBT's a diferencia de los

convertidores empleados en HVDC-LCC o clásica, que empleaban tiristores, sin embargo muchos de los elementos que se han descrito para esta última también se emplean en HVDC-VSC como ya se ha apuntado.

Todo esto le da a los sistemas HVDC-VSC una serie de características, que hacen favorable su elección frente a los sistemas HVDC-LCC. Las más destacadas son:

- En las válvulas VSC se utilizan dispositivos autoconmutados, prescindiendo de la necesidad de emplear fuentes de tensión alterna para la conmutación de apagado (capacidad 'turn-off').
- Un sistema VSC puede arrancar desde cero (función 'blackout'), o lo que es igual, tiene capacidad de energizar redes de CA débiles, además de permitir alimentar redes pasivas ('blackstart') como plataformas petrolíferas, parques eólicos off-shore o sistemas eléctricos aislados en general.
- Se puede controlar independientemente la potencia activa y la reactiva.
- No se necesita compensación reactiva en paralelo y, los filtros que se emplean en sistemas VSC son generalmente más pequeños que en un LCC.
- La polaridad de la tensión en un sistema VSC es siempre igual.

En definitiva, se puede decir que la tecnología HVDC-VSC aporta más ventajas que la HVDC-LCC salvo porque por el momento los niveles de potencia y de tensión que se consiguen no son tan elevados, lo que reduce su campo de aplicación. Principalmente se viene empleando VSC en instalaciones en las que la distancia es menor y que requieren transmitir menos potencia, como por ejemplo en parque eólicos '*offshore*', para los demás casos aún se instalan convertidores LCC.

7. BIBLIOGRAFÍA.

[2.1] Revista ABB 4/2008: ABB de pionero a líder mundial.

[2.2] ABB HVDC Reference Projects. www.abb.com.

[2.3] ABB: Network interconnection using HVDC Light.

[2.4] CIGRÉ: Compendium of HVDC schemes throughout the world 1987.

[2.5] CIGRÉ: Paper P107. Upgrade of the Apollo HVDC converter station. 6th Southern Africa Regional Conference 2009.

[2.6] Publicaciones Endesa Abril 2005: Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC.

[2.7] Teoría de líneas eléctricas: de potencia, de comunicación. Para transmisión en continua. Volumen II – Regímenes no senoidales. Aplicaciones. Dr. Ing. Industrial Enrique Ras Oliva, Director de Dto.Ing.Eléctrica de la U.P. Barcelona.

[2.8] Siemens AG 2011: HVDC – High Voltage Direct Current Power Transmission. Unrivaled practical experience.

[2.9] Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Aragón (conferencia): Las interconexiones en corriente continua: ¿por qué? Las conexiones en el mundo y la de 'IFA 2000 (Interconexión Francia Inglaterra, conexión de 2.000 MW por cables submarinos entre Francia e Inglaterra). René Beaussier Vice Presidente “Béarn Bigorre” del UISBA. Exjefe de laboratorio pruebas especiales para CCHT en Alstom.

[2.10] Informe del Sistema Eléctrico Español en el 2011. REE.

[3.1] Revista ABB 2/2008: Ligeros, seguros y eficaces. Los sistemas de cables HVDC Light representan el futuro del transporte de la electricidad.

[3.2] Revista ABB 2/2007: Transmisión de ultra alta tensión. Escenarios alternativos para la transmisión masiva de energía eléctrica de 800 kV HVDC y 1000 kV HVAC a largas distancias.

[3.3] Publicaciones ICAI. Anales de mecánica y electricidad (noviembre-diciembre 2004) .Transporte flexible de la energía eléctrica en corriente alterna.

[3.4] Publicaciones IEEE: Comparative Evaluation of HVDC and HVAC Transmission Systems.

[3.5] Revista Energía 2002. Innovación e Ingeniería. Transmisión de energía eléctrica en alta tensión y corriente continua (HVDC).

[3.6] Revista ABB 3/2005: HVDC. Un 'cortafuegos' contra las perturbaciones.

[3.7] Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Tecnología Electrónica. Proyecto fin de carrera: Introducción a los sistemas de conexión HVDC y su contribución a la mejora de la calidad energética. V. Bermejo Hernández.

[3.8] Publicaciones Endesa Abril 2005/nº 361: Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC.

[3.9] Electrónica de Potencia. Daniel W. Hart. Valparaiso University. Editorial Prentice Hall.

[3.10] Revista ABB 3/2009: Una potencia que marca una diferencia .HVDC Light puede suministrar 1100 MW.

[3.11] System Stability and Control. Electric Power Research Institute. Power. P.Kundur. Ediciones McGraw-Hill, Inc. Referencia de la biblioteca I/Bc 621.316-KUNpow.

[4.1] CIGRÉ: International conference of large high-voltage electric systems. VSC Transmission. STUDY COMMITTEE B4 HVDC and Power Electronics. Abril 2005.

[4.2] IEEE: State of the VSC technology. October 2011. Presented by Dr. Mohamed Rashwan. TransGrid Solutions.

[4.3] IEEE: Topologies for VSC transmission. B.R.Andersen, L.Xu, K.T.G.Wong, ALSTOM T&D Ltd - Power Electronic Systems, ALSTOM Research and Technology Centre. 2001.

[4.4] ENDESA Energy Innovation International Journal I. High Voltage Direct Current Transmission HVDC. More than 50 years in direct current. Jon Frau Endesa. U.P.Cataluña 2005.

[4.5] Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Dpto. de Ingeniería Electrónica. Comparativa entre convertidores HVDC-VSC. F.J.Rodríguez Ramiro.

[4.6] IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 3, March 2009. VSC-based HVDC Power Transmission Systems: An Overview. Nikolas Flourentzou, Student Member, IEEE, Vassilios G. Agelidis, Senior Member, IEEE, and Georgios D. Demetriades, Member, IEEE.

[4.7] Electrónica de Potencia. Daniel W. Hart. Valparaiso University. Editorial Prentice Hall.

[4.8] Universidad de Oviedo: Inversores PWM. Lección de oposición presentada por Juan Díaz Gonzalez.

[4.9] Universidad de Oviedo, Escuela Politécnica de Ingeniería de Gijón. Máster en control de procesos, electrónica industrial e ingeniería eléctrica: Control de enlaces multiterminal en continua mediante métodos de margen de tensión. Verónica Mier del Rosal.

[4.10] Universidad de Chile: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica. Memoria para optar a título de ingeniera civil electricista: Factibilidad técnica para el suministro eléctrico del centro de Santiago mediante un enlace subterráneo con tecnología HVDC VSC. Romina Andrea Riquelme Zelada.

[4.11] Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI), Ingeniero Industrial. Los enlaces HVDC como solución al control del flujo de potencia en redes eléctricas. Javier Casado Trujillo.

[4.12] Electrónica de potencia: circuitos, disposiciones y aplicaciones. Tercera edición. Muhammad H. Rashid. Pearson Educación.

[4.13] Universidad de Valladolid, Escuela de Ingenierías Industriales, Dpto. de Tecnología Electrónica: Modelado de un inversor PWM de cinco niveles. Proyecto fin de carrera: Héctor Calles Dominguez.

[5.1] ABB HVDC Reference Projects. www.abb.com.

[5.2] Siemens AG 2011: HVDC – High Voltage Direct Current Power Transmission. Unrivaled practical experience.

[5.3] Trans Bay Cable – A Breakthrough of VSC Multilevel Converters in HVDC Transmission, Siemens AG Power Transmission Solutions, J. Dorn. CIGRE Colloquium on HVDC and Power Electronic Systems Wednesday March 7 through Friday March 9, 2012.

[5.4] IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 24, no. 3, March 2009. VSC-based HVDC Power Transmission Systems: An Overview. Nikolas Flourentzou, Student Member, IEEE, Vassilios G. Agelidis, Senior Member, IEEE, and Georgios D. Demetriades, Member, IEEE.

[5.5] IEEE: 2012 Third International Conference on Digital Manufacturing & Automation. The development of HVDC transmission system. Yang Zhou, Dao Zhuojiang, Yu Fenwang. College of Electrical Engineering, Zhejiang University.

[5.6] Revista ABB 2/2003: Nueva tecnología de suministro eléctrico para la plataforma Troll.

[5.7] Revista ABB 1/2008: Suministro de energía eléctrica a las plataformas. Conexión de plataformas de petróleo y gas a las redes eléctricas de territorios continentales.

[5.8] REE: El sistema eléctrico español. Avance del informe de 2012.

[5.9] IEEE: Offshore Wind Farms - VSC-based HVDC Connection. Ervin Spahić, Student Member, IEEE, and Gerd Balzer.

[5.10] Revista Energía Julio/Agosto 2008: Energía eólica. La conexión a red de parques eólicos. Descrito por Energy To Quality S.L. (E2Q).

[5.11] Revista ABB 3/2008: Aprovechando el poder del viento. HVDC Light para la integración eólica marina a gran escala.

[5.12] Revista ABB 3/2008: Limpio e invisible. Las nuevas tecnologías de transporte constituyen un valioso enlace a un futuro limpio y sostenible.

[5.13] Revista Energía Julio/Agosto 2012: Nueva interconexión HVDC España-Francia (artículo CIGRÉ). P. Labra y D. Alvira, Dpto. de Planificación de la Red – REE.

[5.14] REE: Interconexiones eléctricas: un paso para el mercado único de la energía en Europa.

[5.15] INELFE: Interconexión eléctrica por los Pirineos catalanes. Septiembre 2011.

ANEXO I: TRANSFORMADAS DE CLARKE Y PARK.

- Transformada de Clarke.

La transformada de Clarke pasa de un sistema de coordenadas trifásico (a, b, c) a un sistema de coordenadas estático de dos fases (α , β), mediante un operador espacial $a = e^{j2\pi/3}$, que representa el desfase de 120° entre las fases del sistema trifásico.

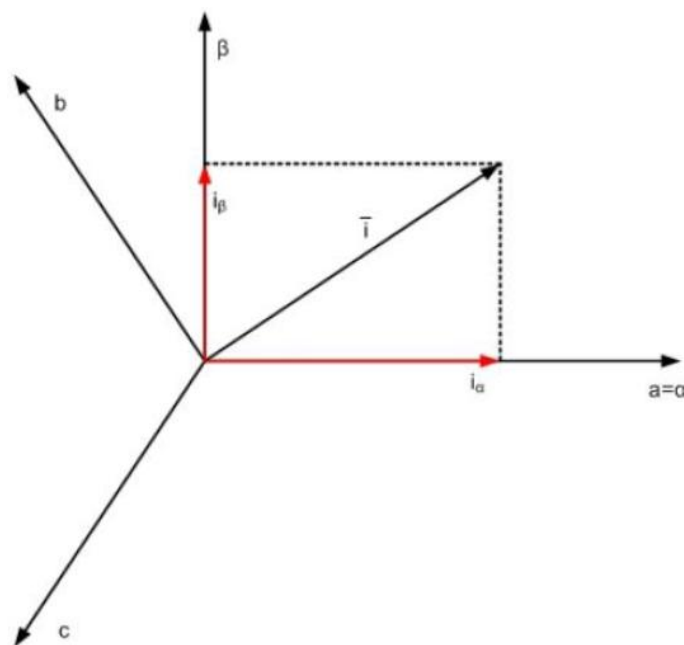


Fig.A-1 Vector espacial de corriente compleja y sus componentes en un sistema de referencia estacionario.

Las componentes de de la corriente en este sistema son:

$$i_\alpha = \frac{2}{3}i_a - \frac{1}{3}(i_b - i_c)$$

$$i_\beta = \frac{2}{3}(i_b - i_c)$$

$$i_0 = \frac{2}{3}(i_a + i_b + i_c)$$

Siendo i_α e i_β las componentes ortogonales, i_0 es la componente homopolar, que en cualquier sistema equilibrado es nula.

La condición para que la transformada de Clarke sea válida es que $i_\alpha = i_a$ y por tanto $i_\beta = \frac{1}{3}i_a - \frac{2}{3}i_b$.

Para deshacer el cambio de la transformada se emplea la transformada inversa, mediante las ecuaciones:

$$i_a = i_\alpha$$

$$i_b = -\frac{1}{2}i_\alpha + \frac{3}{2}i_\beta$$

$$i_c = -\frac{1}{2}i_\alpha - \frac{3}{2}i_\beta$$

- **Transformada de Park.**

Permite obtener valores trifásicos de un sistema de referencia fijo (α , β , γ) expresados en un sistema de referencia ortonormal giratorio (d , q , 0), conociendo el ángulo de desfase ' θ ' entre los sistemas. Mediante la transformada inversa, se puede hacer el cambio opuesto, obtener un sistema de referencia fijo trifásico a partir de un sistema ortonormal giratorio.

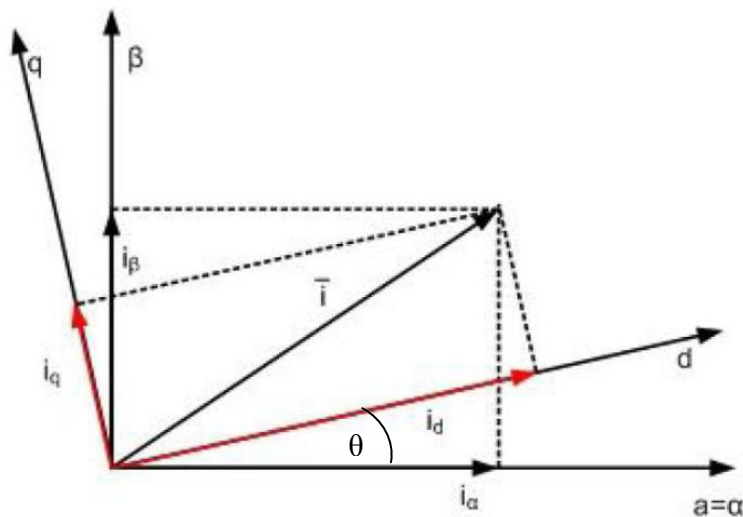


Fig.A-2 Vector espacial de corriente compleja y sus componentes d , q en un sistema de referencia rotativo.

Para llegar al sistema de referencia $dq0$ se puede aplicar la siguiente matriz:

$$P(\theta_r) = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos \theta_r & \cos(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \theta_r & -\sin(\theta_r - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta_r + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix}$$

Siendo las ecuaciones de referencia:

$$i_d = i_\alpha \cos \theta + i_\beta \sin \theta$$

$$i_q = -i_\alpha \sin \theta + i_\beta \cos \theta$$

Y la transformada inversa se realiza con la matriz inversa, que resulta ser la traspuesta ya que $P(\theta_r)$ es la matriz de un sistema ortonormal, siendo las ecuaciones resultantes:

$$i_\alpha = i_d \cos \theta - i_q \sin \theta$$

$$i_\beta = i_d \sin \theta + i_q \cos \theta$$

La transformada de Park utiliza la de Clarke para obtener los ejes ortogonales y el ángulo de desfase ' θ '.