



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTADO ACTUAL Y TENDENCIAS EN LA
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON
CORRIENTE DIRECTA Y ALTA TENSIÓN
“HVDC”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO – ELECTRÓNICO

P R E S E N T A:

GINES TRINIDAD RICARDO

DIRECTOR DE TESIS: ING. RODOLFO PETERS LAMMEL



2007

Para ser grande, sé entero. Nada
tuyo exageres o excluyas.
Sé todo en dada cosa. Pon cuanto eres
en lo mínimo que hagas,
Así en cada lago la luna entera
brilla, porque alta vive.

Fernando Pessoa

A todas las personas que compartieron un instante de su vida conmigo, gracias desde el fondo de mi corazón.

Introducción	1
Antecedentes	3
1. Convertidores Por Conmutación Natural Y Sus Componentes Principales.	12
1.1 Unidad de conversión	14
1.2 Válvulas de tiristores	16
1.2.1 Tiristores LTT (Light triggered Thyristor)	17
1.2.2 Tiristores ETT (Electrical Triggered Thyristor)	18
1.3 Transformadores de regulación del convertidor	18
1.4 Filtros empleados en HVDC	20
1.4.1 Filtros para armónicos de CA	20
1.4.2 Filtros PLC (Power Line Carrier) y RF (RadioFrequency)	24
1.4.3 Filtros para armónicos de CD	26
1.5 Reactancias de filtrado o alisamiento	26
1.6 Interruptores para HVDC	29
2. Potencia Reactiva E Interacciones Entre Los Sistemas De CA Y CD	30
2.1 Consideraciones de potencia reactiva	30
2.1.1 Requisitos de potencia reactiva del convertidor	30
2.1.2 Control de tensión de estado estacionario y capacidad nominal total del equipo reactivo	31
2.1.3 Disturbios de tensión ocasionados por operaciones de apertura y requisitos para el control reactivo de atenuación.	31
2.1.4 Control temporal de sobretensiones causadas por fallas resultado de la pérdida total o parcial del flujo de potencia.	32
2.2 Interacciones de los sistemas de CA y CD	33
2.2.1 Estudios de los sistemas HVDC	33
2.3 Robustez de un sistema de CA/CD “system strength”	34
2.4 Razones de corto circuito	35
2.4.1 Razón de corto circuito SCR	35
2.4.2 Razón de corto circuito efectivo ESCR	36
2.4.3 Razón de corto circuito considerando la potencia reactiva QESCR	37
2.4.4 Razones de cortocircuito operacionales (OSCR, OESCR Y OQSCR)	38
2.4.5 Razón de corto circuito multiterminal	38
2.5 Curva de tensión/potencia	40
2.6 Curva de máxima potencia (MPC)	41
2.7 Máxima potencia disponible (MAP)	43
2.8 Clasificación de la robustez del sistema CA/CD	44
2.8.1 Sistema CA/CD con un SCR alto	44
2.8.2 Sistema CA/CD con un SCR bajo	44
2.8.3 Sistema CA/CD con un SCR muy bajo	45
2.9 Razón de cortocircuito crítico	47
2.9.1 Definición y cálculo	47
2.10 Significado de las razones de cortocircuito	48
2.10.1 Requisitos del modo de control	48
2.10.2 Niveles esperados de sobretensiones temporales.	48
2.10.3 Frecuencia de resonancia esperada.	49
2.10.4 Potencia adicional disponible instantáneamente.	49
2.10.5 Razón de corto circuito como guía para la planeación del sistema.	49
2.11 Sistemas con cero y baja inercia	50

2.12 Interacción del sistema cuando la impedancia del sistema es alta con relación a la potencia de entrada de CD (SCR bajo)	51
2.12.1 Estabilidad en estado estacionario	51
2.12.2 Recuperación después de una falla de CA y CD	52
2.12.3 Sobretensiones de CA y CD.	53
3. HVDC Basada En VSC's O "HVDC Light".	54
3.1 Aplicaciones	55
3.1.1 Sistemas de transmisión con cable	56
3.1.2 Enlaces recíprocos "Back-to-Back" (BtB)	57
3.1.3 Generación eólica	58
3.2 Comparación de un sistema de CA, un HVDC convencional y un HVDC Light.	58
3.3 Características especiales	61
3.3.1 Transferencia de potencia independiente y calidad en el control de potencia.	61
3.3.2 Control de tensión y transferencia de potencia.	62
3.3.3 Operación a baja potencia	62
3.3.4 Reversión o inversión de potencia	62
3.3.5 Perdidas de potencia reducidas en los sistemas de CA conectados.	63
3.3.6 Incremento en la capacidad de transferencia de un sistema existente	63
3.3.7 Control de amortiguamiento usando P y Q simultáneamente.	63
3.3.8 Restauración después de cortes de energía.	64
3.3.9 Campos magnéticos	64
3.3.10 Bajo impacto ambiental	65
3.4 Componentes principales	65
3.4.1 Esquema del Circuito principal	65
3.4.2 Transformador de potencia	65
3.4.3 Reactancias del convertidor	66
3.4.4 Capacitores de CD	67
3.4.5 Filtros de CA	67
3.4.6 Filtros de CD	70
3.4.7 Filtros de alta frecuencia (HF)	71
3.4.8 Válvulas	71
3.5 Cables HVDC Light	75
3.6 Control y protección	76
3.6.1 Diseño redundante	76
3.6.2 Protecciones	79
3.6.3 Acciones de protección y sus efectos	79
4. Convertidores Conmutados Por Capacitores	82
4.1 Compensación en serie en los convertidores	82
4.2 Convertidores de potencia conmutados por capacitores (CCC)	83
4.3 Principales ventajas de los convertidores CCC	84
4.3.1 Tensión de conmutación y ángulo de extinción	86
4.3.2 Estabilidad de los convertidores convencionales	89
4.3.3 Estabilidad en los convertidores CCC	89
4.3.4 Comportamiento de los convertidores CCC en fallas remotas en el sistema	92
4.3.5 Convertidores CCC y su interacción con redes de CA débiles	92
4.3.5 Convertidores CCC y cables de corriente directa de gran longitud	93
4.3.5 Sobretensiones en caso de rechazo de carga	93
4.3.6 Resonancias por armónicos de bajo orden	94

4.3.7	Uso óptimo la tensión de CA	94
4.3.8	Desbalances en las tensiones de los capacitores	94
4.4	Capacitores de conmutación	95
4.5	Válvulas	96
4.5.1	Coordinación del aislamiento	97
4.5.2	Armónicos	97
4.5.3	Fallas a tierra y capacitores de conmutación	97
5.	Otras Tecnologías Y Nuevos Elementos En Las Estaciones HVDC	98
5.1	Filtro de corriente alterna automático	98
5.2	Filtro activo de corriente continua	99
5.2.1	Principales componentes y topologías	100
5.2.2	Los Principios de Control	102
5.3	Válvulas montadas al interperie	103
5.4	Transductores ópticos de corriente continua	103
5.5	Electrodos profundos de tierra	104
5.6	Otras tecnologías de convertidores HVDC	105
5.6.1	Capacitores controlados por Tiristor TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)	105
5.7.1	Tecnología GTO (Gate Turn Off Thyristor)	108
5.7.2	Tecnología IGCT (Integrated Gate-Commutated Tiristor)	108
5.7.3	Tecnología HVDCice	109
6.	Aplicaciones Prácticas, Proyectos HVDC Y Sus Consideraciones	110
6.1	Interconexiones existentes en México	111
6.2	Enlace recíproco o “BtB” del Paso del Águila-Piedras Negras	112
6.2.1	Razón del proyecto	112
6.2.3	Tecnología aplicada	113
6.2.4	Modos de funcionamiento del enlace BtB	115
6.2.5	Funcionamiento dinámico	116
6.3	Proyectos de interconexión a corto plazo	129
6.3.1	Enlaces CFE – ERCOT	130
	Reynosa – Misión, Texas	130
	Interconexión SIN – Baja California	131
	Interconexión SIN – Baja California Sur	133
6.4	Consideraciones de diseño, construcción, operación y de mantenimiento	134
6.4.1	Estructura del costo	136
6.4.2	Sistema HVDC basado en tiristores contra el sistema de alta tensión de CA	138
6.4.3	Sistema HVDC basado en VSC’s contra un sistema de CA o una fuente local de generación	138
6.4.4	Ejemplos de proyectos de transmisión HVDC y sus razones	142
	Conclusiones	144
	Anexo 1	146
	Siglas y Acrónimos	146
	Bibliografía	148

Introducción

Las primeras Centrales Eléctricas suministraban electricidad por medio de corriente directa (CD) de baja tensión, pero los Sistemas de Transmisión empleados no eran eficientes. La razón es que gran parte de la energía eléctrica generada se perdía en los cables. La corriente alterna (CA) ofrecía una mayor eficiencia, pues se podía transformar fácilmente a tensiones más altas y las pérdidas de energía eran mucho menores. Así se creó el marco idóneo para la transmisión de CA de Alta Tensión (HVAC *High Voltage Alternating Current*) a larga distancia. En 1893, la transmisión HVAC recibió un nuevo impulso al introducirse la transmisión trifásica. A partir de ese momento fue posible garantizar un flujo uniforme, no pulsatorio, de energía eléctrica y aunque la corriente directa había quedado marginada en la carrera por desarrollar un sistema de transmisión eficaz, la ingeniería nunca abandonó la idea de emplear la transmisión en CD. Continuaron los intentos de crear un sistema de transmisión de alta tensión con generadores de CD conectados en serie y motores de CD en el punto de recepción, también en serie, todos ellos trabajando sobre el mismo eje. El sistema funcionaba, pero no era satisfactorio desde el punto de vista comercial.

Sin embargo, los medios de transmisión en CA no estaban exentos de problemas. Específicamente, los problemas eran provocados por la potencia reactiva la cual oscila entre las capacitancias e inductancias de los sistemas. En consecuencia, la posibilidad de transmitir energía con corriente directa continuó siendo estudiada.

En el pasado, el principal impedimento para el desarrollo de la transmisión de corriente directa en alta tensión era, ante todo, la falta de válvulas confiables y económicas las cuales pudieran convertir la HVAC en HVDC (*High Voltage Direct Current*), y viceversa. Durante mucho tiempo las válvulas de vapor de mercurio ofrecieron la línea de investigación más prometedora, sin embargo la posibilidad de desarrollar válvulas para niveles de tensión aún más altos se venía investigando desde la década de los años 20.

Durante la primera mitad de los años sesenta del siglo veinte, y como consecuencia del gran interés existente por las aplicaciones de semiconductores, se continuó trabajando en el desarrollo de válvulas de tiristores de alta tensión como alternativa a las de vapor

de mercurio. En la primavera de 1967, una de las válvulas de vapor de mercurio utilizadas en el enlace HVDC de Gotland fue sustituida por una válvula de tiristores. Era la primera vez en la historia que se utilizaba a escala comercial una válvula de este tipo para la transmisión de HVDC.

El desarrollo actual de los nuevos sistemas HVDC pretende satisfacer requisitos más estrictos de perturbaciones eléctricas, proporcionar una mayor estabilidad dinámica en caso de una capacidad de cortocircuito insuficiente, superar las limitaciones de espacio y acortar los plazos de entrega. Una característica muy importante de ellos es la introducción de convertidores conmutados por capacitor CCC (*Capacitor Commutated Converter*). De hecho, éste fue el primer cambio fundamental que sufrió la tecnología básica del sistema HVDC desde 1954. Otras innovaciones son los filtros de CA automáticos o de sintonía continua, los filtros activos de CD, las válvulas de intemperie de HVDC aisladas con aire y los sistemas de control totalmente digitales y los tiristores han sido sustituidos por convertidores de fuente de tensión VSC (*Voltage Source Converters*), con semiconductores en los cuales la conducción puede ser tanto en encendido como en apagado.

Pero, ¿por qué escoger un sistema de transmisión en HVDC cuando actualmente algunos de los problemas de transmisión en CA tiene ya soluciones técnicas? La respuesta a este problema es su mayor parte de razón comercial. Cada proyecto de transmisión es particular y debe ser analizado conforme a sus necesidades para determinar cual es la solución más adecuada de acuerdo a estas.

Este trabajo presenta una descripción del estado de los sistemas de la HVDC en el mundo actual. Repasa la tecnología subyacente de los sistemas HVDC, y trata de abordar los sistemas HVDC desde el punto de vista del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento. Este trabajo por lo tanto presenta los progresos recientes en tecnologías HVDC. También presenta una comparación económica y financiera de los sistemas HVDC con los de un sistema de CA; y proporciona una breve revisión de los sistemas HVDC instalados y en proyecto en nuestro país y algunos ya instalados actualmente en diferentes países e incluye un breve sistema de las pautas para elegir sistemas de HVDC.

Antecedentes

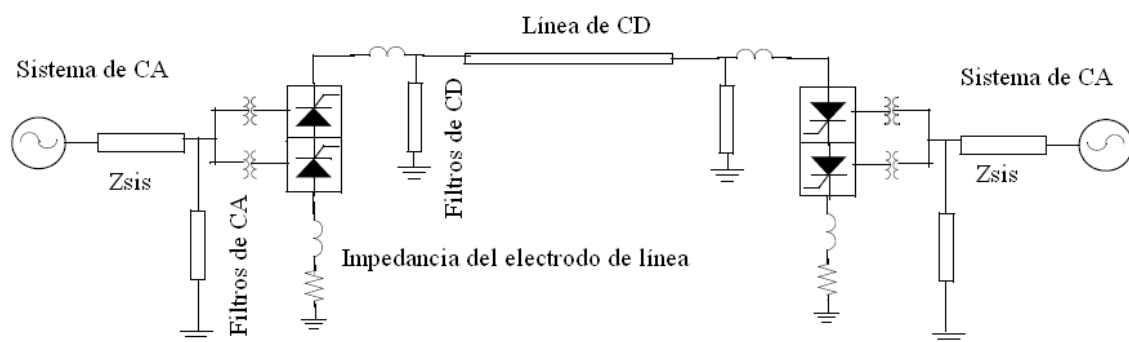
Actualmente existen en operación varios sistemas de transmisión en corriente directa y alta tensión en el mundo y en años recientes el interés por estos ha aumentado debido a su desarrollo. Este tipo de sistemas ofrecen una alta controlabilidad en el sistema eléctrico de potencia (SEP), lo cual aunado al desarrollo de la electrónica de potencia, la reducción de sus costos, el encarecimiento del derecho de vía y la necesidad de elevar los niveles de eficiencia de las redes de transmisión motivan su uso como una mejor alternativa, es por ello necesario conocer las características particulares que ofrecen estos sistemas.

Configuraciones principales de los sistemas HVDC

Sistemas de transmisión de dos terminales o de punto a punto (monopolar y bipolar)

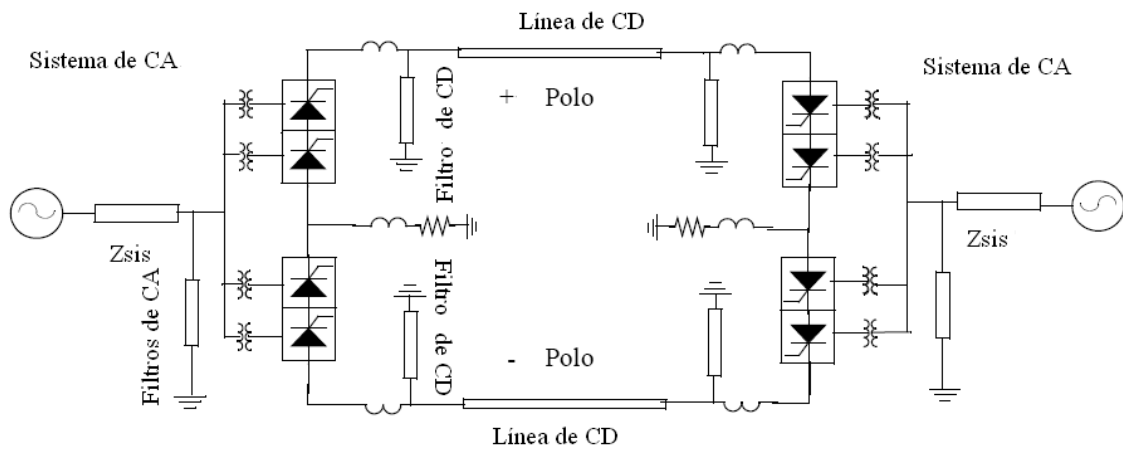
La mayoría de los sistemas de transmisión HVDC son de dos terminales y emplean líneas aéreas o cables o una combinación de ambos.

De las transmisiones con cable gran parte son monopolares con un conductor solamente de cualquier polaridad (positiva o negativa) entre las estaciones convertidoras y usando la tierra como retorno para la corriente o algún otro conductor metálico. Esta característica permite que este tipo de conexión sea empleada como modo de emergencia en un sistema bipolar en caso de interrupción en uno de los polos provocado por problemas en el convertidor. Sin embargo los problemas ocasionados por corrosión de estructuras metálicas subterráneas e interferencia telefónica limitan su uso.

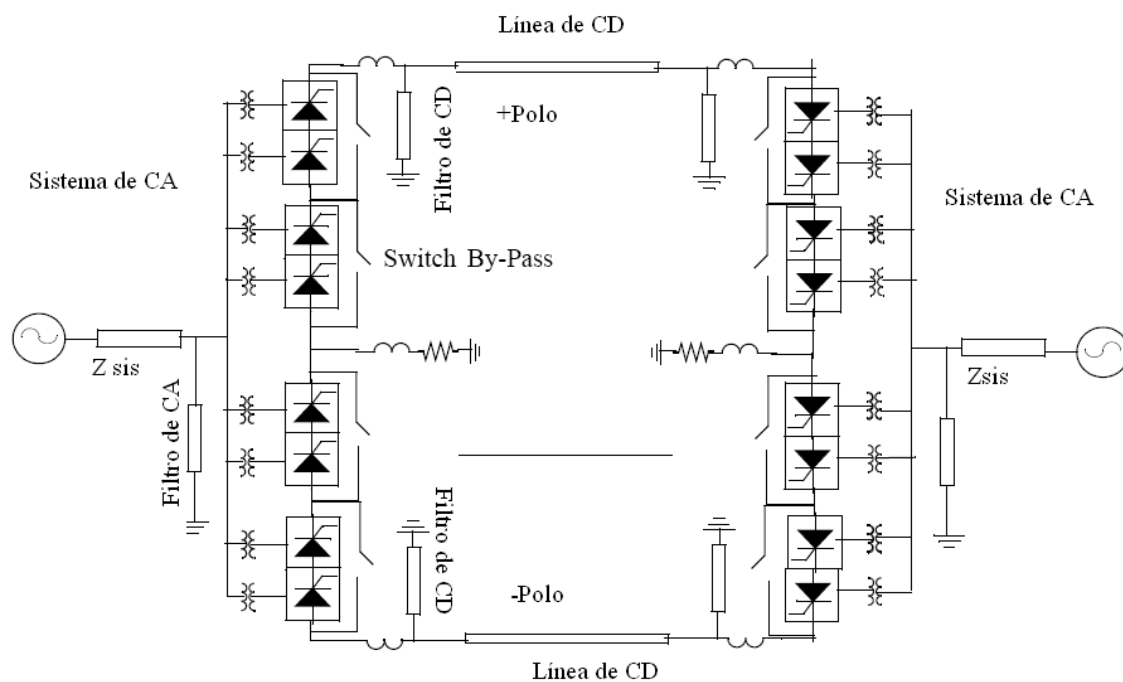


Sistema de Transmisión monopolar

Los sistemas bipolares son empleados en la mayor parte de los sistemas de transmisión de CD con líneas aéreas, estos utilizan dos conductores de polaridad opuesta (un positivo y un negativo), transportando aproximadamente la misma cantidad de corriente. Una transmisión bipolar es de hecho una transmisión de doble circuito, pues un polo puede continuar transmitiendo energía cuando el otro polo está fuera de servicio.



Sistema de Transmisión bipolar con un grupo de válvulas de 12 pulsos por polo

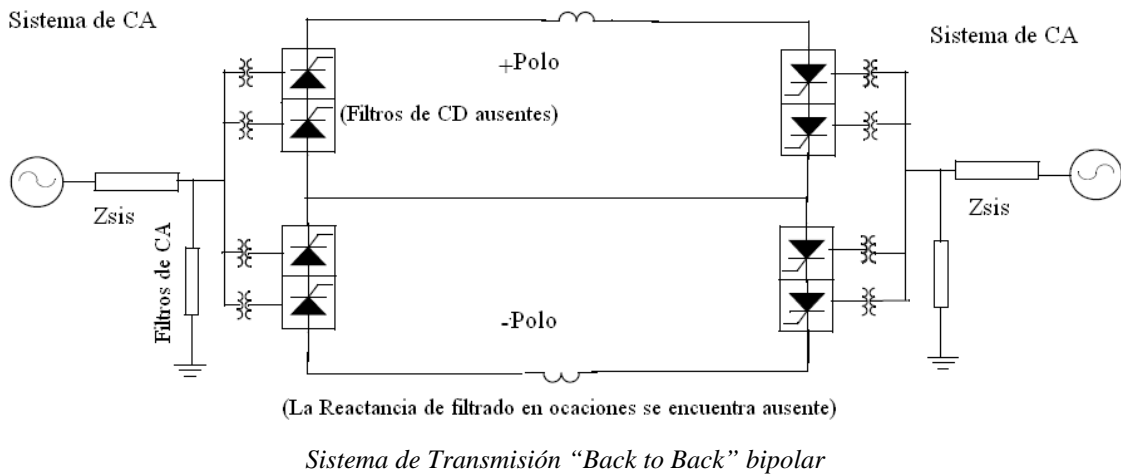


Sistema de Transmisión bipolar con dos grupos de válvulas de 12 pulsos por polo

Sistemas de enlace recíproco o “back-to-back”

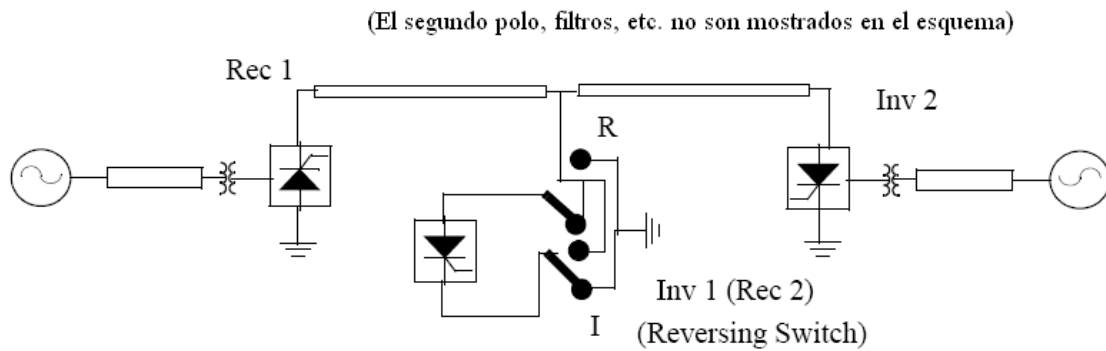
En un sistema de enlace recíproco o back-to-back rectificador e inversor se encuentran situados en la misma estación, usualmente en la misma construcción. esta configuración

es empleada normalmente para crear una interconexión entre dos sistemas asíncronos de CA los cuales pueden tener diferente frecuencia de operación o en sistemas con la misma frecuencia de operación, pero que no operan en sincronía.



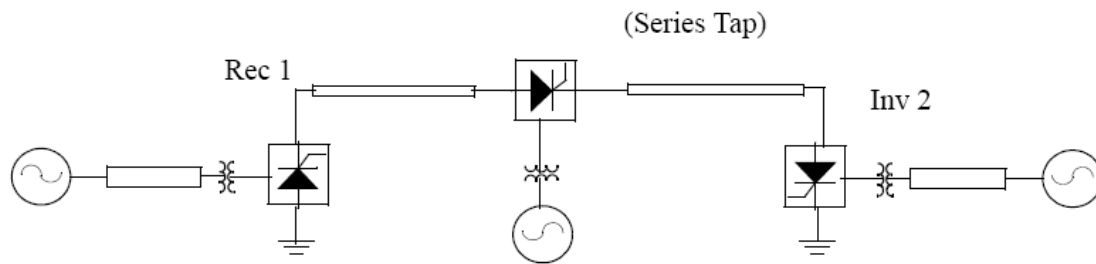
Sistemas multiterminales

Una transmisión multiterminal en HVDC es un sistema con más de dos estaciones convertidoras. Existen dos configuraciones de operación básicas: En paralelo y en serie. En una conexión multiterminal en paralelo todos los convertidores operan al mismo tensión nominal de CD. En esta operación uno de los convertidores determina la tensión de operación y todas las otras terminales operan en modo de corriente controlada.



En un sistema multiterminal en serie todos los convertidores operan al mismo nivel de corriente, un convertidor fija la corriente, mientras que el resto operan en modo de

tensión controlada (ángulo de disparo constante o ángulo de excitación constante).



Sistema de Transmisión Multi-terminal en serie

Algunas de las acciones importantes en el desarrollo de la tecnología de transmisión en CD. se presentan son las siguientes:

- Rectificador de vapor de mercurio-de Hewitt, que apareció en 1901.
- Experimentos con tiratron en América y las válvulas del arco de mercurio en Europa antes de 1940.
- Primera transmisión comercial de HVDC, Gotland 1 en Suecia en 1954.
- Primeras válvulas de estado sólido de semiconductores en 1970.
- Primer equipo de control a base de microcomputadoras para HVDC en 1979.
- Tensión más alta en la transmisión de CD (+/- 600 kilovoltios) en Itaipú, Brasil, 1984.
- Primeros filtros activos de CD para el funcionamiento de filtración excepcional en 1994.
- Primer Convertidor conmutado por capacitor (CCC) en la interconexión de Argentina-Brasil, 1998
- Primer convertidor de fuente de tensión para la transmisión en Gotland, Suecia, 1999

Aspectos básicos de los sistemas HVDC en comparación con los sistemas de CA

Existen varios argumentos a favor para el empleo de este tipo de sistemas.

- En interconexiones asíncronas, ya sea entre sistemas con diferentes frecuencias de operación (50 y 60 Hz.) o en sistemas que se encuentran normalmente a la misma frecuencia pero con problemas de estabilidad.

-
- En enlaces submarinos para la transmisión de grandes cantidades de energía, ya que la alta capacitancia de CA limita excesivamente la distancia, lo cual no se presenta en CD.
 - En la transmisión a grandes distancias (de 600 a 800 km o mas) a través de líneas aéreas.
 - En el incremento de la contrabilidad del flujo de potencia del sistema de CA donde se conecte el sistema HVDC.
 - Reduce las pérdidas de potencia reactiva, para una misma capacidad de transmisión, las pérdidas en CD son menores que en CA, aun considerando las producidas por las estaciones convertidoras.
 - Incrementa la capacidad de transmisión sin aumentar la capacidad de corto circuito del sistema de CA interconectado.
 - Minimiza el impacto ambiental y costo económico al reducir el derecho de vía.

Instalaciones a HVDC en el mundo actual

Desde la primera instalación comercial en 1954 una gran cantidad de sistemas de transmisión HVDC se han estado instalando alrededor del mundo. La siguiente tabla da un ejemplo de alguna de ellas

<p style="text-align: center;">HVDC PROJECTS LISTING Prepared for the DC and Flexible AC Transmission Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee by the Working Group on HVDC and FACTS Bibliography and Records</p>							
SYSTEM / PROJECT	HVDC SUPPLIER	YEAR COMMISSIONED	POWER RATING (MW)	DC VOLTAGE (kV)	LINE/ CABLE (km)	MERCURY/ THYRISTOR/ TRANSISTOR	LOCATION
MOSOW-KASHIRA (retired from service)	RUSSIAN	1951 ()	30	±100	100	MERC	RUSSIA
GOTLAND I (retired from service)	ASEA	1954 (1986)	20	±100	96	MERC	SWEDEN
GOTLAND EXTENSION (retired from service)	ASEA	1970 (1986)	30	±150	96	THY	SWEDEN
GOTLAND II	ASEA	1983	130	150	100	THY	SWEDEN
GOTLAND III	ASEA	1987	260	±150	103	THY	SWEDEN
GOTLAND HVDC LIGHT	ABB	1999	50	±60	70	TRA	SWEDEN
ENGLISH CHANNEL (retired from service)	ASEA	1961 ()	160	±100	64	MERC	ENGLAND-FRANCE
VOLGOGRAD-DONBASS	MINISTRY FOR ELECTROTECHNICAL INDUSTRY OF USSR	1962/65	720	±400	473	MERC/THY	RUSSIA
NEW ZEALAND HYBRID INTER ISLAND LINK	ASEA	1965	600	±250	609	MERC	NEW ZEALAND
NEW ZEALAND HYBRID INTER ISLAND LINK	ABB	1992	1240	+270/-350	612	THY	NEW ZEALAND
NEW ZEALAND HYBRID INTER ISLAND LINK		PLANNED				THY	NEW ZEALAND
KONTI-SKAN 1	ASEA	1965	250	±250	180	MERC	DENMARK-SWEDEN
KONTI-SKAN 1	AREVA	2005	250	±250	180	THY	DENMARK-SWEDEN
KONTI-SKAN 2	ASEA	1988	300	285	150	THY	DENMARK-SWEDEN
SAKUMA (retired from service)	ASEA	1965 ()	300	2x125	B-B	MERC	JAPAN
SARDINIA (retired from service)	ENGLISH ELECTRIC	1967 ()	200	200	413	MERC	ITALY
VANCOUVER I	ASEA	1968/69	312	±260	74	MERC	CANADA
VANCOUVER II	GENERAL ELECTRIC	1977/79	370	±280	74	THY	CANADA
PACIFIC INTERTIE	ASEA/GE	1970	1440	±400	1362	MERC	U.S.A
PACIFIC INTERTIE	ASEA/GE	1982	1600	±400	1362	MERC	U.S.A
PAC INTERTIE UPGRADE	ASEA	1985	2000	±500	1362	THY	U.S.A
PACIFIC INTERTIE EXPANSION	BROWN BOVERI	1989	3100	±500	1362	THY	U.S.A
KINGSNORTH (retired from service)	ENGLISH ELECTRIC	1972 (1987)	640	±266	82	THY	UNITED KINGDOM
EEL RIVER	GENERAL ELECTRIC	1972	320	±80	B-B	THY	CANADA
NELSON RIVER 1	ENGLISH ELECTRIC/GEC ALSTHOM	1973	1854	±463	890	MERC	CANADA
NELSON RIVER 1	GEC ALSTHOM	1992/93	1854	±463	890	MERC/THY	CANADA
NELSON RIVER 1	SIEMENS	2001/02	1854	±463	890	THY	CANADA
NELSON RIVER 2	AEG/BBC/SIEMENS	1978	900	±250	940	THY	CANADA
NELSON RIVER 2	AEG/BBC/SIEMENS	1985	2000	±500	940	THY	CANADA
SKAGERRAK I	ASEA	1976	275	±250	240	THY	NORWAY-DENMARK
SKAGERRAK II	ASEA	1977	275	±250	240	THY	NORWAY-DENMARK
SKAGERRAK III	ABB	1993	500	±350	240	THY	NORWAY-DENMARK
SHIN-SHINANO 1	HITACHI/TOSHIBA/NISSHIN	1977	300	125	B-B	THY	JAPAN
SHIN-SHINANO 2	HITACHI/TOSHIBA/NISSHIN	1992	300	125	B-B	THY	JAPAN
SQUARE BUTTE	GENERAL ELECTRIC	1977	500	±250	749	THY	U.S.A.
DAVID A. HAMIL	GENERAL ELECTRIC	1977	100	±50	B-B	THY	U.S.A
CAHORA-BASSA	AEG/BBC/SIEMENS	1977/78/79	1920	±533	1420	THY	SOUTH AFRICA
C.U.	ASEA	1979	1000	±400	701	THY	U.S.A
HOKKAIDO-HONSHU	ASEA	1979	150	125	167	THY	JAPAN
HOKKAIDO-HONSHU	HITACHI/TOSHIBA	1980	300	250	167	THY	JAPAN
HOKKAIDO-HONSHU	HITACHI/TOSHIBA	1993	600	±250	167	THY	JAPAN
ACARAY	SIEMENS	1981	50	±25.6	B-B	THY	PARAGUAY-BRAZIL
VYBORG	MINISTRY FOR ELECTROTECHNICAL INDUSTRY OF USSR	1981	355	1X170(±85)	B-B	THY	RUSSIA-FINLAND

SYSTEM / PROJECT	HVDC SUPPLIER	YEAR COMMISSIONED	POWER RATING (MW)	DC VOLTAGE (kV)	LINE/ CABLE (km)	MERCURY/ THYRISTOR/ TRANSISTOR	LOCATION
VYBORG	MINISTRY FOR ELECTROTECHNICAL INDUSTRY OF USSR	1982	710	2x170	B-B	THY	RUSSIA-FINLAND
VYBORG	MINISTRY FOR ELECTROTECHNICAL INDUSTRY OF USSR	1984	1065	3x170	B-B	THY	RUSSIA-FINLAND
VYBORG	MINISTRY FOR ELECTROTECHNICAL INDUSTRY OF USSR	1999	4x405	±85	B-B	THY	RUSSIA-FINLAND
ZHOU SHAN PROJECT		1982	50	100	42	THY	CHINA
INGA-SHABA	ASEA/GE	1982/83	560	±500	1700	THY	ZAIRE
DUERNROHR 1 (retired from service)	AEG/BBC/SIEMENS	1983 (1997)	550	145	B-B	THY	AUSTRIA
EDDY COUNTY	GENERAL ELECTRIC	1983	200	82	B-B	THY	U.S.A.
CHATEAUGUAY	BBC/SIEMENS	1984	2x500	2x140.6	B-B	THY	CANADA-U.S.A.
OKLAUNION	GENERAL ELECTRIC	1984	200	82	B-B	THY	U.S.A.
ITAIPU 1	ASEA	1984	1575	±300	807	THY	BRAZIL
ITAIPU 1	ASEA	1985	2383	±300	807	THY	BRAZIL
ITAIPU 1	ASEA	1986	3150	±600	807	THY	BRAZIL
ITAIPU 2	ASEA	1987	3150	±600	818	THY	BRAZIL
BLACKWATER	BBC	1985	200	57	B-B	THY	U.S.A.
SACOI	CGEE/ALSTHOM	1985	200	200	415	THY	ITALY-CORSICA-SARDINIA
SACOI THREE TERMINAL	CGEE/ALSTHOM	1993	300	±200	385	THY	ITALY-CORSICA-SARDINIA
HIGHGATE	ASEA	1985	200	±56	B-B	THY	U.S.A.
MADAWASKA	GENERAL ELECTRIC	1985	350	130.5	B-B	THY	CANADA
MILES CITY HVDC SYSTEM (MCCS)	GENERAL ELECTRIC	1985	200	82	B-B	THY	U.S.A.
BROKEN HILL	ASEA	1986	40	2x17 (±8.33)	B-B	THY	AUSTRALIA
INTERMOUNTAIN POWER PROJECT (I.P.P.)	ASEA	1986	1920	±500	785	THY	U.S.A.
CROSS CHANNEL BP 1+2	CGEE-ALSTHOM/GEC-ALSTHOM	1985/86	2000	±270	70	THY	FRANCE-U.K.
DES CANTONS-COMFERFORD	GENERAL ELECTRIC	1986	690	±450	172	THY	CANADA-U.S.A.
QUEBEC-NEW ENGLAND	GE/ABB	1986/92	2250	±450	1500	THY	CANADA-U.S.A.
VIRGINIA SMITH	SIEMENS	1987	200	50	B-B	THY	U.S.A.
GESHA (GEZHOUBA-SHANGHAI)	ABB/SIEMENS	1989	600	500	1000	THY	CHINA
GESHA (GEZHOUBA-SHANGHAI)	ABB/SIEMENS	1990	1200	±500	1046	THY	CHINA
VINDHYACHAL	ASEA	1989	500	2x69.7	B-B	THY	INDIA
McNEILL	GEC ALSTHOM	1989	150	42	B-B	THY	CANADA
FENNO-SKAN	ABB/ALCATEL	1989/98	572	±400	233	THY	FINLAND-SWEDEN
FENNO-SKAN 2		PLANNED 2010	800	500	233	THY	FINLAND-SWEDEN
BARSOOR LOWER SILERU	BHEL	1989/91	100	±200	196	THY	INDIA
BARSOOR LOWER SILERU	BHEL	FUTURE	400			THY	INDIA
RIHAND-DELHI	ABB/BHEL	1991	750	500	814	THY	INDIA
RIHAND-DELHI	ABB/BHEL	1992	1500	±500	814	THY	INDIA
NICOLET TAP	ASEA	1992	2000				CANADA
SAKUMA	HITACHI/TOSHIBA/MITSUBISHI/NISSHIN	1993	300	±125	B-B	THY	JAPAN
ETZENRICHT (retired from service)	SIEMENS	1993 (1997)	600	160	B-B	THY	GERMANY-CZECH REPUBLIC
VIENNA SOUTH-EAST (retired from service)	SIEMENS	1993 (1997)	600	145	B-B	THY	AUSTRIA-HUNGARY
URUGUAIANA	TOSHIBA	1994	50	15	B-B	THY	BRAZIL-ARGENTINA
BALTIC CABLE	ABB	1994	600	±450	261	THY	SWEDEN-GERMANY
WELSH	SIEMENS	1995	600	162	B-B	THY	U.S.A.
KONTEK	ABB/NKT CABLES	1995	600	400	171	THY	DENMARK-GERMANY
HAENAM-CHEJU	GEC ALSTHOM	1997	300	±180	101	THY	SOUTH KOREA
CHANDRAPUR-RAMAGUNDUM	GEC ALSTHOM	1997/98	1000	2x205	B-B	THY	INDIA
CHANDRAPUR-PADGHE	ABB	1998	1500	±500	736	THY	INDIA
LEYTE-LUZON	ABB/MARUBENI	1998	440	350	455	THY	PHILIPPINES
VISAKHAPATNAM	GEC ALSTHOM	1998	500	205	B-B	THY	INDIA
MINAMI-FUKUMITZU	HITACHI/TOSHIBA	1999	300	125	B-B	THY	JAPAN

SYSTEM / PROJECT	HVDC SUPPLIER	YEAR COMMISSIONED	POWER RATING (MW)	DC VOLTAGE (kV)	LINE/ CABLE (km)	MERCURY/ THYRISTOR/ TRANSISTOR	LOCATION
VIZAG 1	GEC ALSTHOM	1999	500	205	B-B	THY	INDIA
VIZAG 2	ABB	2005	500	±88	B-B	THY	INDIA
KAALAMO		PLANNED 1999	40	20	B-B	THY	FINLAND
NORTH-SOUTHEAST		PLANNED 1999	1000			THY	BRAZIL
SWEPOL LINK	ABB	2000	600	±450	254	THY	SWEDEN-POLAND
DIRECTLINK	ABB	2000	3 x 60	±80	59	TRA	AUSTRALIA
KII CHANNEL	HITACHI/TOSHIBA/MITSUBISHI	2000	1400	±250	102	THY	JAPAN
KII CHANNEL		FUTURE	2800	±500	102	THY	JAPAN
GARABI 1	ABB	2000	1100	±70	B-B	THY	ARGENTINA-BRAZIL
GARABI 2	ABB	2002	2000	±70	B-B	THY	ARGENTINA-BRAZIL
RIVERA	GEC ALSTHOM	2000	70	20	B-B	THY	URUGUAY-BRAZIL
GRITA	PIRELLI/ABB	2001	500	400	316	THY	GREECE-ITALY
TIAN-GUANG	SIEMENS	2001	1800	±500	960	THY	CHINA
HIGASHI-SHIMIZU	HITACHI/TOSHIBA	2001	300	125	B-B	THY	JAPAN
MOYLE INTERCONNECTOR	SIEMENS	2001	2x250	2x250	64	THY	UNITED KINGDOM
THAILAND-MALAYSIA	SIEMENS	2001	300	±300	110	THY	THAILAND-MALAYSIA
MANTARO-SOCABAYA		PLANNED 2001	300	±190	640	THY	PERU
CROSS SOUND	ABB	2002	330	±150	40	TRA	U.S.A
MURRAYLINK	ABB	2002	200	±150	176	TRA	AUSTRALIA
SASARAM	GEC ALSTHOM	2002	500	205	B-B	THY	INDIA
IB VALLEY-JAIPUR		PLANNED 2002	3000			THY	INDIA
EUROCABLE		PLANNED 2002	600	500	600	THY	NORWAY-GERMANY
RAPID CITY TIE	ABB	2003	2 x 100	±13	B-B	THY	U.S.A.
EAST-SOUTH INTERCONNECTOR	SIEMENS	2003	2000	±500	1400	THY	INDIA
BAKUN			2130	3x±500	1335	THY	MALAYSIA
THREE GORGES-CHANGZHOU	ABB/SIEMENS	2003	3000	±500	860	THY	CHINA
THREE GORGES-GUANGDONG	ABB	2004	3000	±500	940	THY	CHINA
GUI-GUANG	SIEMENS	2004	3000	±500	936	THY	CHINA
TROLL A	ABB	2004	2x40	±60	70	TRA	NORWAY
LEYTE-MINDANAO		PLANNED 2004	400			THY	PHILIPPINES
VIKING CABLE		PLANNED 2004	600	450	600	THY	NORWAY-GERMANY
LAMAR	SIEMENS	2005	211	±63	B-B	THY	U.S.A
EAST-WEST ENERGY BRIDGE		PLANNED 2005	500	600	1800	THY	GERMANY-POLAND-RUSSIA
EAST-WEST ENERGY BRIDGE		PLANNED 2010	1000			THY	GERMANY-POLAND-RUSSIA
ICELAND-SCOTLAND LINK		PLANNED 2005	550	400	950	THY	ICELAND-SCOTLAND
ICELAND-SCOTLAND LINK		FUTURE	1100	±400	950	THY	ICELAND-SCOTLAND
NORWAY-UK		PLANNED 2005	800		700	THY	NORWAY-UK
MEPANDA UNCUA		PLANNED 2006	500			THY	MOZAMBIQUE
BASSLINK	SIEMENS	2006	500	400	360	THY	AUSTRALIA
ESTLINK	ABB	UNDER CONSTRUCTION 2006	350	150	106	TRA	ESTONIA-FINLAND
LEWIS DE-ICER	AREVA	UNDER CONSTRUCTION 2006	250	±17.4	242	THY	CANADA
LONG ISLAND CABLE PROJECT		2007	600	±450	40	THY	USA
RUSSIA-CHINA		PLANNED 2007	2500		2000	THY	RUSSIA-CHINA
NORNED		UNDER CONSTRUCTION 2007	600	500	580	THY	NORWAY-NETHERLANDS
THREE GORGES-SHANGHAI		UNDER CONSTRUCTION 2007	3000	±500	900	THY	CHINA
NEPTUNE	SIEMENS	UNDER CONSTRUCTION		±500		THY	CANADA-U.S.A.

SYSTEM / PROJECT	HVDC SUPPLIER	YEAR COMMISSIONED	POWER RATING (MW)	DC VOLTAGE (kV)	LINE/ CABLE (km)	MERCURY/ THYRISTOR/ TRANSISTOR	LOCATION
SAPEI		PLANNED 2008	500	±500	440	THY	ITALY MAINLAND-SARDINIA
CHINA-RUSSIA (HEIHE)		PLANNED 2008	750		B-B	THY	CHINA-RUSSIA
NORTHEAST-NORTH (GOALING)		PLANNED 2008	1500		B-B	THY	CHINA
OUTAOUAIS	ABB	2009	2x625	315	B-B	THY	CANADA
YUNNAN-GUANGDONG		PLANNED 2009	5000	800		THY	CHINA
LINGBAO EXPANSION		PLANNED 2009	750		B-B	THY	CHINA
AL FADHILI	AREVA	UNDER CONSTRUCTION 2009	3 x 600	3 x 222	B-B	THY	SAUDI ARABIA
STOREBAELT		PLANNED 2010	600	400	58	THY	DENMARK
FAREAST (RUSSIA) - NE CHINA		PLANNED 2010	3000			THY	CHINA-RUSSIA
HULUNBEIR (INNER MONGOLIA) - SHENYANG		PLANNED 2010	3000			THY	CHINA
NINGXIA-TIANJING		PLANNED 2010	3000			THY	CHINA
NW-SICHUAN (BAOJI-DEYANG)		PLANNED 2011	3000			THY	CHINA
NORTH SHAANXI-SHANDONG		PLANNED 2011	3000			THY	CHINA
SHANDONG-EAST		PLANNED 2011	1200		B-B	THY	CHINA
GEZHOUBA-SHANGHAI EXPANSION		PLANNED 2011	3000			THY	CHINA
XIANJIABA-SHANGHAI		PLANNED 2011	6400	800		THY	CHINA
JINGPING-EAST CHINA		PLANNED 2012	6400	800		THY	CHINA
NORTH-CENTRAL		PLANNED 2012	1000		B-B	THY	CHINA
JINGHONG-THAILAND		PLANNED 2013	3000		900	THY	CHINA-THAILAND
XILUODU-HUNAN		PLANNED 2014	6400	800		THY	CHINA
LABRADOR-NEWFOUNDLAND (LOWER CHURCHILL PROJECT)		PLANNED 2015				THY	
IRKUTSK (RUSSIA) - BEIJING		PLANNED 2015	6400	800		THY	RUSSIA-CHINA
XILUODU-HANZHOU		PLANNED 2015	6400	800		THY	CHINA
NUOZHADU-GUANGDONG		PLANNED 2015	6400	800		THY	CHINA
HUMENG-SHANDONG		PLANNED 2015	6400	800		THY	CHINA
JINSHA RIVER II - EAST CHINA		PLANNED 2016	6400	800		THY	CHINA
HUMENG-TIANJING		PLANNED 2016	6400	800		THY	CHINA
GOUPITAN-GUANGDONG		PLANNED 2016	3000			THY	CHINA
HUMENG-LIAONING		PLANNED 2018	6400	800		THY	CHINA
JINSHA RIVER II - FUJIAN		PLANNED 2018	6400	800		THY	CHINA
HAMI-C.CHINA		PLANNED 2018	6400	800		THY	CHINA
JINSHA RIVER II - EAST CHINA		PLANNED 2019	6400	800		THY	CHINA
TALCHER-BANGALORE	SIEMENS	FUTURE	2000	±500	1400	THY	INDIA
CEPA (RASPIER-RAJASTHAN)		FUTURE	2000	500		THY	INDIA
ISACCEA		FUTURE	600		B-B	THY	RUMANIA
POLAND-LITHUANIA		FUTURE			B-B	THY	
UK-NETHERLANDS		FUTURE				THY	UK-NETHERLANDS
The above HVDC List was based on the 2005 version of the CIGRE Compendium of HVDC Schemes Throughout the World.							
Initial changes to the CIGRE list were made by incorporating changes from:							
Mike Barhman, ABB - January 2006							
Neil Kirby, AREVA - April 2006							
Robyn Taylor, Teshmont - modifications based on the detailed descriptions from the 2005 version of CIGRE AG B4.04, COMPENDIUM OF HVDC SCHEMES THROUGHOUT THE WORLD text							
Robyn Taylor, Teshmont - modifications based on the IEEE HVDC Projects Listing, January 2000 Issue							
Further changes have been made by persons listed in the "comments" column							

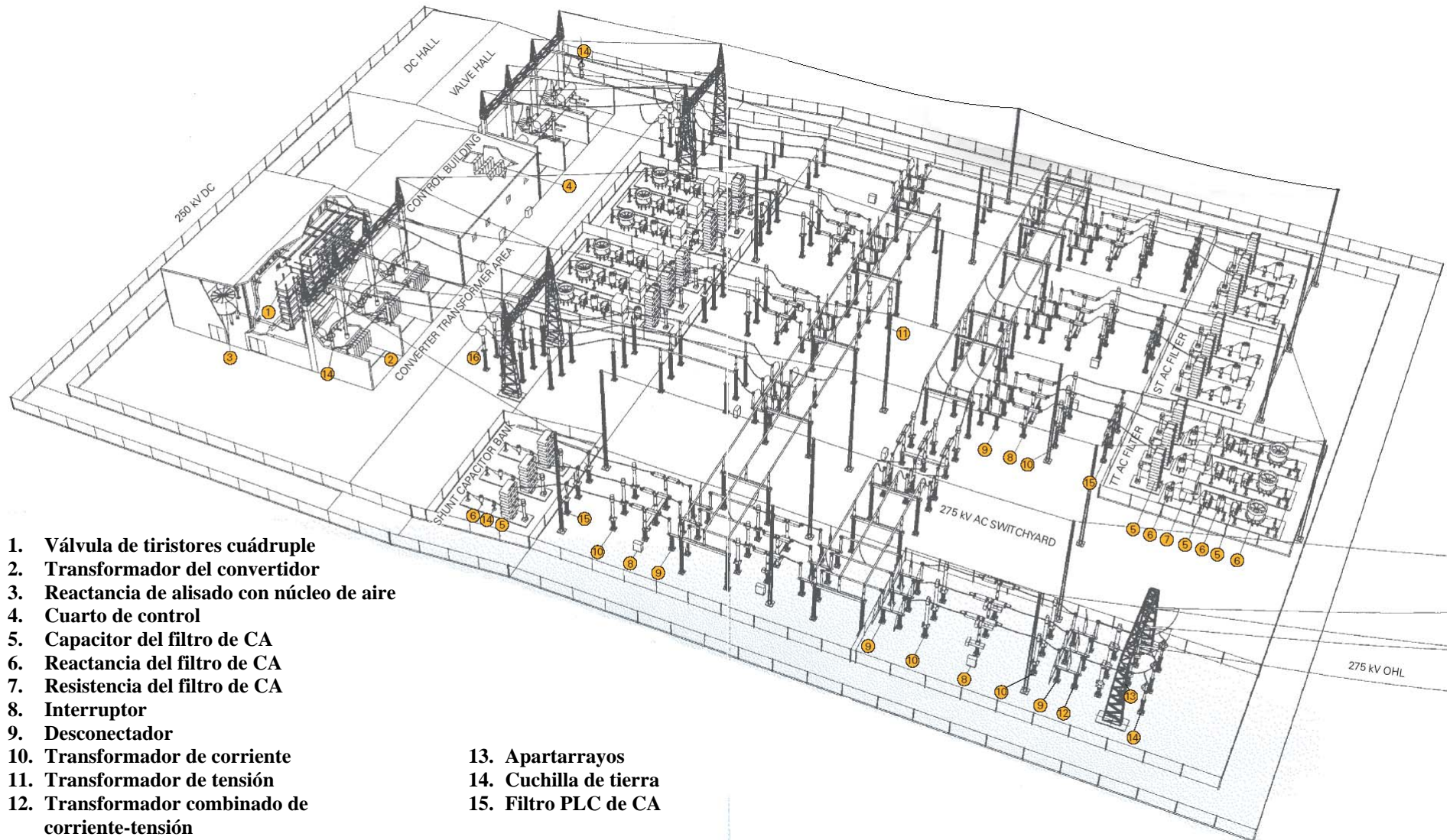
1. Convertidores por conmutación natural y sus componentes principales.

La tecnología HVDC clásica es conocida como LCC (Line Commutated Converter) o por conmutación natural. La estación convertidora es la parte fundamental de este sistema HVDC, pues es ahí donde se realiza la función básica de conversión de CA a CD y viceversa. Aunque el diseño de gran parte de los sistemas HVDC data de los años 70's cuando los tiristores comenzaron a reemplazar a las válvulas de vapor de mercurio, se ha tenido un gran desarrollo en el funcionamiento del equipo de los sistemas HVDC. Esta tecnología emplea la conmutación natural para lograr la conversión. Básicamente la estación convertidora está compuesta por los siguientes elementos operativos principales:

- Válvulas de estado sólido y controles
- Transformadores de regulación
- Reactancias
- Filtros
- Fuentes de potencia reactiva
- Protección, monitoreo, medición, comunicación y equipo auxiliar.

El diseño de la estación convertidora depende del tipo de válvula y el diseño de esta, siendo el arreglo más común las válvulas cuádruples.

La zona de CA contiene los bancos de filtros de CA, los bancos de capacitores, apartarrayos, filtros de ruido PLC/RF, interruptores de CA y cuchillas. La zona de CD contiene las reactancias de alisado, los filtros de CD, apartarrayos, transductores de corriente y potencial de CD y las cuchillas de desconexión.



1. Válvula de tiristores cuádruple
2. Transformador del convertidor
3. Reactancia de alisado con núcleo de aire
4. Cuarto de control
5. Capacitor del filtro de CA
6. Reactancia del filtro de CA
7. Resistencia del filtro de CA
8. Interruptor
9. Desconectador
10. Transformador de corriente
11. Transformador de tensión
12. Transformador combinado de corriente-tensión
13. Apartarrayos
14. Cuchilla de tierra
15. Filtro PLC de CA

1.1 Unidad de conversión

La corriente fluye a través de las válvulas cuando la tensión entre el ánodo y el cátodo es positivo. Para que la válvula conmute la corriente, debe haber un potencial positivo (tensión), y el tiristor debe de tener pulsos de disparo. En la dirección inversa, es decir cuando el potencial entre el ánodo y el cátodo es negativo, el pulso de disparo no tiene efecto. El flujo de corriente en la válvula termina cuando la tensión entre el ánodo y el cátodo comienza a ser negativo. El instante cuando la corriente comienza a fluir a través de la válvula, o a conmutar de una válvula a otra, puede ser retrasado por el retardo del ángulo de disparo. Este método permite que el valor promedio la tensión de salida del rectificador sea cambiado. Los pulsos de disparo son generados por dispositivos electrónicos. Estos pulsos pueden ser desplazados de su punto de “disparo natural” el cual es el punto donde las dos fases de las tensiones se interceptan.

El ángulo entre el tiempo al cual la tensión comienza a ser positiva y el tiempo de disparo (comienzo de la conmutación) es llamado ángulo de retardo. La figura 1.2b muestra que para un ángulo de retardo de 90° , la tensión promedio es igual a cero, es decir las zonas positivas y negativas de la curva (tensión contra tiempo) cancelan cualquier otra salida por lo cual hay flujo de potencia activa a través del convertidor.

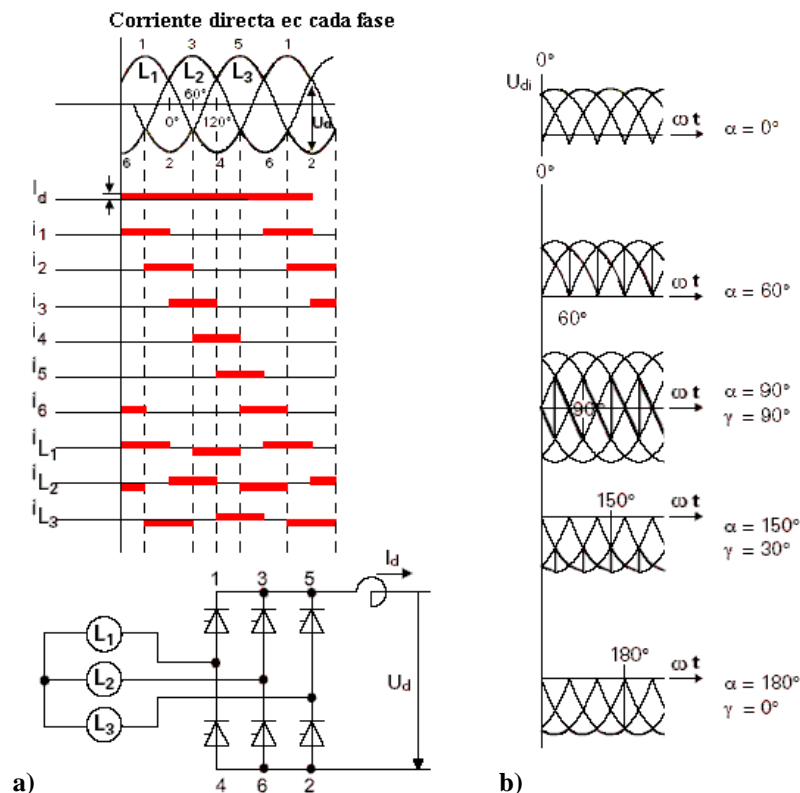


Fig. 1.2 Convertidor de 6 pulsos (a) y tensión de CD del puente del convertidor como función de α (b)

Cuando el disparo de retardo es mayor de 90° , el área negativa tensión/tiempo domina, y la polaridad la tensión de directa promedio cambia (la válvula de tiristores conduce solamente en una dirección). Cuando la dirección del flujo de energía es invertida, la entrega cambia al lado de la fuente. El rectificador se convierte en un inversor el cual entrega energía a la red de CA.

El valor promedio la tensión de directa como función del disparo de retardo es dado por la ecuación:

$$U_{di\alpha} = 1.35 * U_L * \cos \alpha$$

Donde:

U_L = tensión de línea del lado del secundario

α = ángulo de disparo

γ = ángulo de extinción

Usualmente el circuito básico empleado en la conversión es el puente de Graetz (mostrado en la fig. 1.3) de 6 pulsos. Cada puente de 6 pulsos consta de seis elementos. Cada elemento representa un número óptimo de tiristores conectados en serie para formar una válvula.

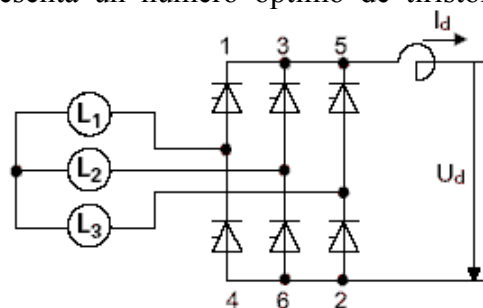


Fig. 1.3 Convertidor de 6 pulsos

La tensión de salida de un puente de 6 pulsos contiene tensiones armónicas de orden 6, 12, 18, ... $6n$, $n = 1, 2, 3, \dots$. A menos de que estas tensiones armónicas sean eliminados el resultado es la generación de interferencia telefónica por la corriente directa la cual circula por la línea.

La corriente de la válvula de CA del puente de 6 pulsos contiene corrientes de armónicos de orden 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, ... $6n \pm 1$, y a menos de que estas corrientes armónicas sean filtradas, estas circularan hacia el sistema de CA causando distorsión de tensión e interferencia telefónica.

Por las razones anteriores actualmente los sistemas HVDC emplean convertidores de 12 pulsos, los cuales constan de dos puentes de seis pulsos conectados en serie, con un tensión fundamental igual y un desfase de 30° . Uno de los puentes está acoplado a un transformador conectado en estrella/estrella mientras el otro está conectado a uno

en estrella/delta. Como resultado del desfase de 30° los armónicos más grandes son eliminados, quedando con ello del lado de CD del convertidor tensiones armónicas de orden 12, 24, 36, ... $12n$ y corrientes armónicas del lado de CA de orden 11, 13, 25, ... $12n \pm 1$. Esto reduce los requisitos de los filtros.

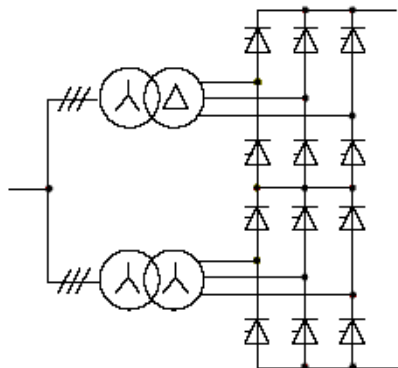


Fig. 1.4 Convertidor de 12 pulsos

1.2 Válvulas de tiristores

El diseño de las válvulas de los convertidores consta de un número limitado de conexiones en serie de tiristores y otros componentes. El número de conexiones en serie varía dependiendo la tensión nominal de la válvula y del tiristor. Normalmente se emplean conexiones en serie de tiristor y reactancias. La reactancia controla mejor la diferencial de corriente di/dt durante el encendido del tiristor y minimiza los efectos de las variaciones entre encendidos de cada tiristor y ofrece una alta inductancia a bajas corrientes y una alta inductancia a corrientes altas. Las válvulas pueden contener también circuitos ‘snubber’ (capacitores y resistencias conectados en serie) los cuales limitan la distorsión de tensión dentro de la válvula y las sobretensiones transitorias ocurridos durante la desactivación del sistema. Un dispositivo de protección contra las sobretensiones limita la tensión que puede aparecer a través de la válvula; el dispositivo es activado por las unidades de control, las cuales detectan la tensión instantánea en cada capa de cada tiristor. Se cuenta de igual manera con circuitos capacitivos gradientes C_{FG} para proteger a los tiristores de oscilaciones de tensión de muy alta frecuencia.

El diseño de las válvulas está basado en el concepto modular. Las conexiones en serie de tiristores y los circuitos auxiliares mencionados se encuentran arreglados en módulos y conectados a su vez en serie para formar una válvula. Un módulo de una válvula puede contener de 2 a 12 tiristores conectados en serie. Dicho módulo tiene las mismas

propiedades eléctricas que una válvula completa, excepto por el valor reducido de la tensión nominal.

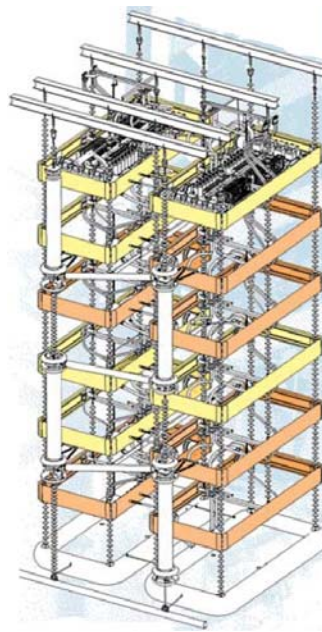


Fig. 1.5 Arreglo general de una torre de válvulas

Los módulos son conectados en serie en una estructura para formar una válvula. La estructura puede contener tantos módulos como lo requiera la tensión de operación. Un arreglo común es un grupo de cuatro válvulas en una estructura con tres de estas torres formando una conexión en serie de dos puentes de Graetz. La ventaja de este arreglo es la simplificación del gradiente eléctrico al operar la válvula a muy altas tensiones de CD al ser colocado físicamente a una distancia mayor de tierra.



Fig. 1.6 dibujo de una válvula con cuatro conexiones en serie de módulos de tiristor y reactancia

1.2.1 Tiristores LTT (Light triggered Thyristor)

Como es ya sabido, estos tiristores pueden ser encendidos por la inyección de fotones en la compuerta en lugar de electrones. El uso de esta nueva tecnología puede reducir el número de componentes en la válvula de tiristores hasta en un 80%. Con los tiristores LTT, el pulso de control de la compuerta es transmitido por un cable de fibra óptica a través de la válvula del tiristor directamente a la oblea del tiristor, por lo que no se requieren circuitos electrónicos elaborados, ni fuentes auxiliares. La potencia requerida por la compuerta es de 40 mW. La protección contra sobretensiones es realizada en la oblea.

1.2.2 Tiristores ETT (*Electrical Triggered Thyristor*)

Los tiristores ETT son accionados por pulsos eléctricos generados en una unidad de control electrónica pequeña del tiristor TCU (*Thyristor Controller Unit*). Los tiristores se disparan eléctricamente con energía tomada directamente del circuito “snubber” de amortiguación, esta señal óptica es amplificada por un GEU (*Gate Electronic Unit*). El GEU también puede efectuar el disparo de protección del tiristor independientemente de la unidad central de control. Esto es realizado por un diodo BOD (*Breakover Diode*) vía una resistencia limitadora de corriente la cual dispara al tiristor cuando la tensión de entrada amenaza con exceder la tensión nominal del tiristor.

La diferencia entre tiristores ETT y LTT se enfocó en el plano comercial, los tiristores LTT no requieren de circuitos snubber y necesitan de una potencia menor en comparación a los ETT, sin embargo no cuentan con componentes redundantes, y son más complejos en su diseño y unidades de control.

Es normal incluir algunos niveles redundantes de tiristores para permitir a la válvula quedarse en servicio después de la falla de algunos tiristores. También son empleados apartarrayos en cada válvula para protección contra sobretensión.

Los tiristores producen considerables pérdidas por calor, normalmente de 30 a 40 MW/cm² (o sobre 1 MW para válvulas cuádruples típicas), por ello son esenciales sistema de refrigeración eficientes. Algunos de los métodos de refrigeración emplean aire, aceite, gas (SF₆) o agua desionizada.

1.3 Transformadores de regulación del convertidor

El arreglo más común de los transformadores de regulación, para lograr el desfase de 30°, es tener los transformadores de lado de la válvula conectados en estrella y delta respectivamente y usando una conexión en estrella del lado de la línea (Fig. 1.7).

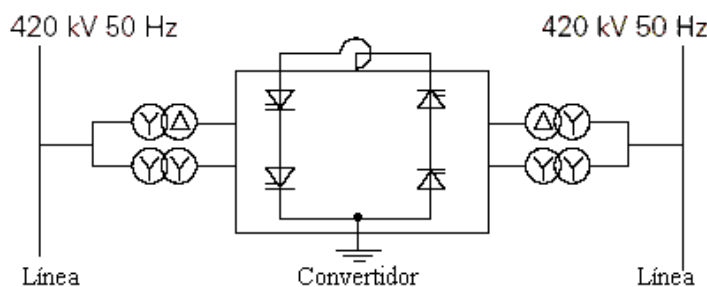


Fig. 1.7 Esquema de conexión de los transformadores en un enlace BtB

La impedancia de fuga del transformador es escogida con el límite de corriente de cortocircuito de cualquier válvula.

El transformador de regulación del convertidor es una parte integral de un sistema HVDC, y como la tensión de CD tiene una distribución diferente a la tensión de CA entre el papel y el aceite dieléctrico este hecho se debe tener en cuenta para su diseño y pruebas, además las corrientes no sinusoidales dan lugar a pérdidas adicionales las cuales deben ser igualmente consideradas. Los transformadores de regulación conectan la red de CA con el puente de válvulas de tiristores, y ajustan el nivel de tensión en el lado de la válvula a un nivel conveniente basado en la tensión de CD empleada para la transmisión. Los transformadores pueden ser de diversos diseños dependiendo de la potencia a transmitir, y de las posibles limitaciones de transmisión. Un factor importante para la selección de la reactancia del transformador es el cálculo de la corriente de falla en las válvulas de tiristores durante las condiciones del caso de peor falla.

En un sistema HVDC el transformador de regulación del convertidor tiene varias funciones, las principales son:

- Fuente de tensión de CA en dos circuitos separados con un desfase de 30° eléctricos para la reducción de los armónicos de bajo orden, especialmente el 5° y 7° armónico.
- Actúa como barrera galvánica entre los sistemas de CA y de CD para prevenir que el potencial de CD entre en el sistema de CA.
- Impedancia reactiva en la fuente de CA para reducir corrientes de corto circuito y para controlar el índice del rizo de la corriente en la válvula durante la conmutación.
- Transformación de la tensión entre la fuente de CA y el sistema de HVDC.
- Una gama bastante grande para los ajustes necesarios en la fuente de tensión.

Los transformadores HVDC son sujetos a condiciones de operación que los hacen diferentes de los transformadores convencionales. Estas condiciones incluyen:

- Tensiones de esfuerzos combinados
- Alto contenido de armónicos de la corriente de operación
- Premagnetización de CD del núcleo

Las bobinas de las válvulas las cuales son conectadas al rectificador y al circuito del convertidor son sujetas a esfuerzos de carga combinados de tensiones de CD y CA.

Además de esto, los esfuerzos son tensiones transitorias exteriores causados por rayos o por operaciones de apertura (switcheo).

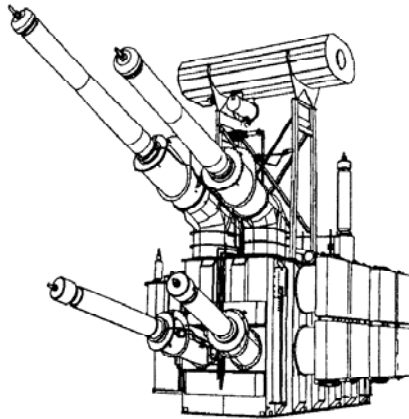


Fig. 1.8 Transformador monofásico

1.4 Filtros empleados en HVDC

El convertidor HVDC genera armónicos características y no características, por lo que es necesario disponer de filtros en los lados de CA-CD del convertidor para mejorar la calidad de la energía, reducir la interferencia telefónica y otras funciones. Generalmente tres tipos de filtros son empleados para este fin, filtros de CA, filtros de CD y filtros de alta frecuencia (RF/PLC).

1.4.1 Filtros para armónicos de CA

Los convertidores convencionales de HVDC tienen siempre una demanda de potencia reactiva. En operación normal, un convertidor consume potencia reactiva en una cantidad de aproximadamente 50 % de la potencia activa transmitida, este consumo depende de la potencia activa, la reactancia del transformador y el ángulo de control. La manera menos costosa de generar potencia reactiva consiste en la conexión de bancos de capacitores en derivación. Algunos de estos bancos de capacitores se pueden combinar con reactancias y resistencias para formar filtros los cuales proporcionen trayectorias de baja impedancia a tierra para los armónicos y limitar así su entrada a la red de CA a la cual se conecta.

Requisitos para el filtrado de armónicos

El diseño de un filtro para armónicos de CA involucra el cálculo de la corriente del armónico generado, la configuración del filtro estableciendo la estrategia de la

Impedancia de la red

El nivel de distorsión en el nodo de CA depende de la impedancia de la red, así como de la impedancia del filtro. Un modelo de circuito abierto de la red para todos los armónicos no es seguro. La resonancia paralela entre la impedancia del filtro y la impedancia de la red puede crear una amplificación inaceptable de los componentes armónicos para los cuales el filtro no está sintonizado. Por esta razón, se requiere un modelo adecuado de la impedancia de la red para el diseño del filtro.

Básicamente hay dos métodos para incluir la impedancia de la red en los cálculos del diseño del filtro:

- Calcular los vectores de impedancia para todos los armónicos relevantes y condiciones de la red.
- Asumir el lugar geométrico para los vectores de impedancia.

El modelado completo de una red de CA con todos sus componentes resulta muy complejo y consume mucho tiempo. Por esta razón, el método del lugar geométrico comúnmente es más el empleado. está basado en un número limitado de mediciones o cálculos. Normalmente son determinados diferentes lugares geométricos para diferentes armónicos o bandas para dar una base al diseño del filtro.

Un lugar geométrico típico es mostrado en la figura 1.10 asumiendo que el vector de impedancia está en algún lugar dentro del perímetro del área de color.

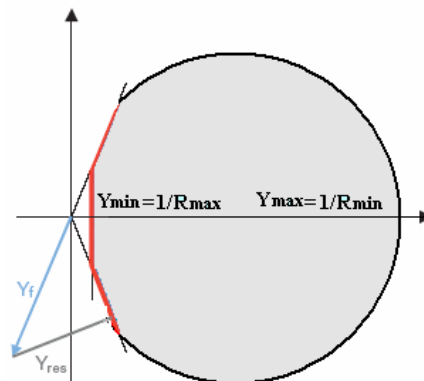


Fig. 1.10 Círculo de la admitancia de la red y condiciones de resonancia

El vector de impedancia del filtro es transformado dentro del plano Y para cada frecuencia armónica.

Con las impedancias de la red y del filtro graficadas en el plano de la admitancia, el vector mas corto entre el punto de admitancia del filtro y el limite de la admitancia de la red da el valor mas bajo posible de la admitancia para la combinación en paralelo con la

red y el filtro. Este valor es usado para determinar el valor la tensión armónico más alto posible.

Requisitos para la capacidad

Calculo de estado estable

Los esfuerzos de corriente y tensión de CA de los filtros consisten en componentes fundamentales de armónicos y frecuencias. Sus magnitudes dependen la tensión del sistema de CA, corrientes de armónicos, condiciones de operación e impedancias del sistema. El cálculo de la capacidad se realiza en el rango completo de la operación para determinar los esfuerzos más altos de tensión y corriente en condiciones de estado estable para cada componente individual del filtro.

Calculo transitorio

El objetivo del cálculo de la capacidad transitoria es determinar el esfuerzo transitorio más alto para cada componente del filtro. Los resultados de estos cálculos deben de contener los esfuerzos de tensión y corriente para cada componente, la función de potencia para las resistencias y apartarrayos del filtro, y el nivel de aislamiento para cada componente del filtro.

Para calcular el mayor esfuerzo por rayo o por maniobras de apertura (switching) se deben de estudiar diferentes configuraciones de circuitos y casos de fallas:

Tipos de filtros

Filtro pasobanda, filtros doble pasobanda o doble sintonía, y filtros paso altas son las configuraciones normalmente mas encontradas en los sistemas HVDC. Las características de los filtros pasobanda son simples, buen desempeño y bajas pérdidas en otras frecuencias. La impedancia de un filtro doble paso banda es baja para las dos frecuencias de sintonía, y la impedancia característica es similar a la característica de dos filtros pasobanda sencillos. Estos filtros pueden ofrecer una solución práctica y económica cuando se especifica el diseño de las medidas y armónicos característicos del sistema de CA.

Un filtro en serie resonante dará una impedancia muy baja y una filtración eficiente en una banda de frecuencia estrecha alrededor de la frecuencia a la cual está sintonizado. Tales circuitos por lo tanto se utilizan normalmente para los armónicos más grandes, es decir los de orden 11 y 13. Sin embargo a menudo es favorable utilizar los filtros de doble sintonía para los armónicos de orden 11 y 13. Para los armónicos de orden mas alto, las corrientes son más bajas, pero estas frecuencias tienen un impacto más grande

en la interferencia telefónica. Por lo tanto también deben ser atenuadas, pero la impedancia del filtro puede ser más grande que para los armónicos de orden de 11 y 13. Así, los filtros de banda ancha, normalmente del tipo pasos altas, se utilizan para filtrar todos los armónicos de orden 23 y mayores. Sin embargo los filtros paso altas son insensible para efectos de desintonía, temperatura y variaciones de frecuencia de la fuente. Las pérdidas asociadas son altas, especialmente para armónicos de bajo orden. Su uso normal podría ser como una impedancia baja para armónicos de más alto orden, en conjunto con filtro paso banda para cada una de las armónicos de bajo orden más grandes (por ejemplo las de armónicos característicos de orden 11 y 13)

1.4.2 Filtros PLC (Power Line Carrier) y RF (RadioFrequency)

El ruido eléctrico producido por las estaciones convertidoras HVDC está en la banda de frecuencia de PLC (Power-line carrier o “corrientes portadoras”) de 30 a 500 kHz y en la banda de la radiofrecuencia (RF) de los 500 kHz a los 300 MHz. Este ruido puede ser conducido en las líneas de CA o CD conectadas a la estación convertidora o pueden ser radiadas por la estación convertidora y llevadas a las líneas de transmisión. En determinación de las necesidades y configuración de los filtros PLC-RI, deben ser considerados los siguientes aspectos: ruido producido por el convertidor, ruido permisible en el sistema, fuentes adicionales de ruido y métodos para reducir la conducción y radiación de ruido por parte del convertidor.

El ruido producido por el convertidor depende de la magnitud del transitorio de conmutación y el cambio en la magnitud la tensión de CD. Los ruidos de tensión en la línea de lado del convertidor son influenciados por resonancias internas del transformador de regulación en el lado de CA, y por la reactancia de alisado en lado de CD, si el nivel de ruido de la válvula en el rango PLC y RF son conocidos para la operación de un sistema, pueden determinarse aproximaciones del nivel de ruido en las terminales del convertidor para un nuevo sistema con diferente tensión de CD usando las siguientes relaciones:

$$dB_{\text{corrección de portadora}} = 20 \log \left(\frac{BW}{BW_b} \right)^{1/2} + 20 \log \frac{V_{dc}}{V_{dcb}}$$

$$dB_{RI} = 20 \log \left(\frac{BW}{BW_b} \right)^{1/2} + 20 \log \left(\frac{V_{dc}}{V_{dcb}} \right) + 10 dB$$

Donde BW = ancho de banda del sistema de interés, kHz

BW_b = ancho de banda para el caso base, Khz

V_{dc} = tensión de CD del sistema de interés, kV

V_{dcb} = tensión base de CD del sistema, kV

La implementación de filtros de portadora es un método práctico para reducir el ruido de conducción del convertidor HVDC. Los filtros en serie son efectivos para reducir el ruido conducido, radiado o inducido de frecuencias portadoras por las líneas de transmisión de CA o CD. Este método actúa bien para portadoras a bajo de los 30 kHz. Los filtros de ruido pueden ser instalados en cada fase de lado de CA, y en cada polo y línea eléctrica en el lado de CD.

Existen tres aspectos a considerar de la radio interferencia: los niveles de ruido a lo largo de la línea de transmisión, los niveles de ruido alrededor del convertidor local como resultado del proceso de conversión, y el ruido de fondo debido al efecto corona y condiciones atmosféricas en la línea. El campo eléctrico en las cercanías del derecho de vía está en función la tensión de línea. Este fenómeno está explicado por la siguiente ecuación.

$$E = \frac{2h}{h^2 + s^2} \cdot \frac{V}{\ln \frac{2h}{r}}$$

Donde h = altura del conductor con respecto a tierra, m

s = distancia perpendicular del conductor al punto de interés, m

r = radio del conductor equivalente, m

V = ruido de tensión en el conductor

Comúnmente el límite de la radio interferencia (RIL) es de 100 $\mu\text{V}/\text{m}$ en condiciones y curvas de nivel dadas. Se puede determinar el requisito de filtrado de ruido: el ruido de tensión permisible de una línea. El nivel de RI alrededor del convertidor local es debido en parte a la línea y en parte al convertidor. Si se emplean filtros de ruido en paralelo el campo eléctrico de las líneas es insignificante a 400 metros de las líneas por lo tanto, todo el ruido debe provenir de otras partes de la instalación del convertidor. Generalmente, la construcción de los convertidores de CD intrínsecamente causa radiación directa, sin embargo desde que las válvulas están contenidas en construcciones blindadas con metal, este proporciona una buena protección electromagnética y elimina efectivamente parte de la radiación directa de las válvulas.

1.4.3 Filtros para armónicos de CD

Estos filtros son requeridos en el lado de CD de los convertidores para limitar la interferencia provocada a los circuitos de comunicación cercanos a la línea de transmisión de CD. Estos filtros son ocupados para limitar la interferencia el espectro de la frecuencia de voz (de 100 Hz a 5 kHz, por ejemplo)

El criterio de diseño para los filtros de armónicos de CD está en función del flujo de corrientes armónicas a lo largo de cualquier punto de la línea de CD adyacente a líneas telefónicas. Los parámetros más significativos son la localización de líneas telefónicas, la presencia de cualquier cable subterráneo sobre la línea de CD y la resistencia de la tierra. Estos parámetros deben de ser tomados en cuenta con la planeación del sistema HVDC para determinar el criterio del diseño de los filtros de CD para armónicos. Cada criterio es expresado típicamente como el equivalente de la corriente de falla o la tensión inducido en una línea de prueba. Como la interferencia es mas baja en el modo de operación bipolar balanceado que en el modo monopolar y debido a que el modo monopolar ya no es frecuente, usualmente se especifica un nivel más alto para operaciones en modo monopolar.

Para diseñar un filtro para armónicos de CD se debe determinar la generación de armónicos del convertidor, considerando el rango total de condiciones de operación, y todas las fuentes de desbalance. Los desbalances en la tensión de CA, impedancias del transformador, y condiciones de operación entre polos crean armónicos no característicos. Estos armónicos no característicos, particularmente los provenientes de desbalances entre polos, pueden contribuir sustancialmente a la interferencia y de ahí a los requisitos del tamaño del filtro.

Es importante coordinar los filtros de CD con el tamaño de la reactancia de alisado para todos los convertidores de todo el sistema de CD.

1.5 Reactancias de filtrado o alisamiento

Los grupos de válvulas del convertidor están conectados al sistema de CD a través de una reactancia de filtrado o alisamiento. En la elección de la inductancia de esta reactancia, varios factores han de ser considerados. La reactancia asegura que el transitorio de sobrecorriente ocurrido durante una falla en la conmutación del inversor o una falla en la línea de CD se mantenga en los límites aceptables para las válvulas. La reactancia de alisamiento expone una baja resistencia para la corriente directa, pero provee una alta impedancia para los armónicos de característicos del convertidor de 12

pulsos resultado de la operación de conversión. En el caso de esquemas de transmisión empleando líneas aéreas la reactancia de alisamiento actúa como filtro para los armónicos que aparecen de lado de CD de los convertidores en conjunto con los capacitores en derivación o los filtros.

Algunas de las funciones de la reactancia de filtrado o alisamiento son:

- Prevenir las corrientes intermitentes
- Limitación de las corrientes de falla de CD
- Prevenir la resonancia en el circuito de CD
- Reducir las corrientes de armónicos incluyendo la limitación de interferencia telefónica.

Prevención de corrientes intermitentes.

Las corrientes intermitentes debido al rizo de corriente pueden causar altas sobretensiones en el transformador. La reactancia de filtrado es usada para prevenir la interrupción de corriente a la mínima carga.

Limitación de corriente de falla de CD

La reactancia de filtrado puede reducir la corriente de falla y su capacidad de rizo para fallas de conmutación y fallas en la línea de CD. Esto es de vital importancia si se emplean cables de gran distancia de CD para la transmisión. Para líneas de transmisión aéreas, los esfuerzos de corriente en las válvulas son más bajos que los esfuerzos ocurridos durante el cortocircuito en las válvulas.

Prevención de resonancia en el circuito de CD

La reactancia de filtrado es seleccionada para evitar la resonancia en el circuito de CD a frecuencias de armónicos de bajo orden como 60 o 50 Hz. Esto es de importancia para evitar la amplificación de los efectos de los armónicos provenientes del sistema de CA, como secuencia negativa y saturación del transformador.

Reducción de corrientes de armónicos incluyendo limitación de interferencia telefónica.

La limitación de interferencia telefónica proveniente de las líneas áreas de CD es una función esencial de los filtros de CD. No obstante, la reactancia de filtrado también

puede jugar un papel importante para reducir las corrientes de armónicos actuando como una impedancia en serie.

Otra característica importante de esta reactancia es que presenta una alta impedancia para altas frecuencias, esto protege al equipo de la estación convertidora de la exposición directa a transitorios de tensión rápidos los cuales pueden ocurrir en la línea de CD.

Mientras que la capacidad nominal de corriente y tensión de la reactancia de filtrado puede ser especificada con base a los datos del circuito de CD, la inductancia es el factor determinante en el tamaño de la reactancia. Tomando en cuenta todos los aspectos del diseño, el tamaño de la reactancia de filtrado es a menudo seleccionada en el rango de 100 a 300 mH para enlaces largos de CD y 30 a 80 mH para estaciones back-to-back.

La reactancia puede ser colocada en cualquier parte de la conexión (alta tensión o bajo tensión). Colocando la reactancia del lado de baja tensión se pueden ahorrar en costos del aislamiento y este arreglo es factible para esquemas back-to-back. El aislamiento a tierra del grupo interno de válvulas tendría que aumentar, por esta razón y porque la protección contra frentes de onda de rápidos de tensión es requerida para esquemas con líneas de alta tensión, normalmente se colocan las reactancias del lado de alta tensión en extremo de recepción del esquema de transmisión.

Básicamente hay dos tipos de diseño de reactancias:

- Reactancias de tipo seco aisladas por aire
- Reactancias en tanques aisladas por aceite

El tipo de reactancia puede ser seleccionado tomando en cuenta la inductancia, los costos, el mantenimiento y localización de la unidad y los requerimientos sísmicos

Una ventaja de las reactancias de tipo seco es su mantenimiento el cual no es muy caro debido a que usualmente consisten en bobinas parciales. Sin embargo para inductancias muy grandes es posible tener mas de una unidad, lo cual podría ser un problema si no se cuenta con espacio suficiente., en estos casos es preferible optar por reactancias aisladas en aceite.

Las reactancias aisladas en aceite son económicas para altas potencias ($I_{d2} * L_{dr}$) y es la mejor opción para zonas con alta actividad sísmica.

1.6 Interruptores para HVDC

En contraste con los sistemas de CA, el problema fundamental de la operación de un interruptor de CD es la ausencia de corrientes de valor cero. Los circuitos de transmisión de CD usualmente tienen largas inductancias en forma de reactancias de alisado y largas líneas de transmisión. Por lo tanto la corriente solo puede ser convertida a cero mediante contadores de tensión.

Hay cuatro características de especial interés en los interruptores de CD: la capacidad de tensión, la capacidad de corriente, la capacidad de absorción de energía y el tiempo de desconexión. La capacidad de tensión del interruptor es de dos tipos: tensión máxima de interrupción y capacidad de resistencia a tensión del interruptor.

La capacidad de interrupción de corriente del interruptor es de especial interés y domina las consideraciones del diseño. En los sistemas de CD, la corriente de falla alcanza valores muy altos comparados con los niveles en estado estable de las diferentes partes del circuito de CD. La respuesta automática constante del control de corriente de los convertidores debe tener esta corriente de falla dentro de los límites de los niveles de estado estable de la corriente del convertidor en corto tiempo, dependiendo de las características de la falla en el sistema de CD.

La capacidad de energía del interruptor depende de los parámetros del circuito de CA, inductancia, tensión del convertidor, corriente de interrupción, interruptores, tensión y duración del ciclo.

El tiempo de desconexión tiene cuatro componentes importantes: tiempo de detección de la falla, tiempo entre el envío de la señal e inserción del absorbedor de energía, tiempo para llevar la corriente a cero, y tiempo para llevar al sistema de nuevo a estado estable. El tiempo de detección de la falla debe ser del orden 2 ms para fallas en la estación y de 10 a 30 ms para fallas en la línea. Si la señal de envío del interruptor debe ser retrasada para llevar la corriente de falla a la capacidad de interrupción de corriente del interruptor, quizás sea necesario tiempo adicional de retraso. El tiempo entre el envío de la señal y la inserción de los absorbedores de energía depende primordialmente del tiempo de apertura del interruptor y posiblemente del proceso de conmutación. El tiempo requerido para llevar a cero la corriente después de la inserción de los absorbedores de energía, decrece conforme se incrementa la tensión del interruptor.

2. Potencia reactiva e interacciones entre los sistemas de CA y CD

2.1 Consideraciones de potencia reactiva

La generación y absorción de potencia reactiva constituye es el aspecto más importante a considerar en las líneas aéreas HVDC muy largas y cables de CA muy cortos. Usualmente existe un excedente de potencia reactiva a una carga ligera, y un déficit cuando hay una gran carga, y es necesario frecuentemente proveerla de manera fija o variable por compensación en derivación y/o en serie, la cual también afecta el límite de transmisión estable de potencia. Mientras que las líneas HVDC no consumen, generan o transmiten potencia reactiva, los convertidores si lo hacen. En las terminales de CA de las estaciones convertidoras, la solución de la demanda de potencia reactiva de los convertidores es combinada con la reducción de distorsión armónica.

2.1.1 Requisitos de potencia reactiva del convertidor

El convertidor absorbe potencia reactiva independientemente de si esta operando como rectificador o como inversor.

En el extremo de recepción del rectificador, el sistema de CA normalmente tiene algún exceso de capacidad de potencia reactiva. Por lo tanto, los filtro de CA son diseñados para llevar a cabo económicamente las necesidades de filtrado. Esto puede llevar a que la capacidad nominal de MVAR de los filtros sea mas baja que el consumo de potencia reactiva en el rectificador, supliendo esta diferencia el sistema de CA. En la terminal de recepción, la situación normalmente es diferente. Aquí la potencia reactiva no solo es requerida para la operación del inversor, sino también para las cargas alimentadas por

él, por ello es común el especificar que la estación convertidora debe como mínimo alimentar todas las necesidades de potencia reactiva del inversor mientras que los requisitos de potencia reactiva del sistema pueden ser alimentados por capacitores en derivación adicionales a la estación convertidora o situados en cualquier otra parte del sistema. En esquemas bidireccionales cada terminal tendrá el turno de actuar como estación receptora o de transmisión.

2.1.2 Control de tensión de estado estacionario y capacidad nominal total del equipo reactivo

Los estudios de flujo de cargas de un sistema de CA incluyendo los efectos de P y Q del enlace de CD deben ser llevados a cabo para todas las situaciones comunes en la red a fin de determinar los niveles límites de Q que el sistema de CA será capaz de absorber o generar si la tensión de la red y de la estación convertidora deben quedarse en los límites de operación usuales ($\pm 5\%$)

La capacidad de los filtros de armónicos puede ser determinada primero por las consideraciones de distorsión de tensión a diferentes niveles de potencia. Mayores estudios indicaran el rango requerido (positivo y negativo) de compensación reactiva adicional, tomando en cuenta las tolerancias de todos los componentes. Este equipo adicional de compensación reactiva puede ser desconectado en pasos o puede tener un control continuo o subamortiguado.

2.1.3 Disturbios de tensión ocasionados por operaciones de apertura y requisitos para el control reactivo de atenuación.

Los cambios en la potencia reactiva causados por la desconexión de los capacitores en derivación y los filtros tienen que ser limitados para minimizar los disturbios de tensión a otros consumidores y al propio convertidor HVDC. La magnitud permisible de variación de tensión puede ser apreciable (3% por ejemplo) para eventos poco frecuentes, pero para eventos frecuentes el valor debe de ser mas pequeño (0,5% o 1% por ejemplo). Dichos cambios pueden ser ocasionados regularmente por la desconexión de filtros, correspondiente al ciclo diario de la carga. Si el cambio mínimo práctico no es aceptable de forma alguna, puede considerarse la acción de atenuación de un compensador de estático de VARs.

2.1.4 Control temporal de sobretensiones causadas por fallas resultado de la pérdida total o parcial del flujo de potencia.

Los cambios en las condiciones del sistema tales como la desconexión de la línea o de la carga pueden causar cambios súbitos de la potencia reactiva; el balance entre la demanda y la producción de potencia reactiva será un disturbio el cual resultara en cambios en la tensión. La sobretensión puede ser resultado de dicho cambio de potencia reactiva y es denominado como sobretensión temporal TOV (*Temporal Overvoltage*). El TOV se refiere a la onda total de sobretensión, la componente fundamental de TOV suma cualquier componente superimpuesta oscilatoria. TOV_f , la componente fundamental de TOV puede ser calculada por la siguiente ecuación (en por unidad) para la perdida completa de la carga total de CD a la tensión nominal de CA del nodo.

$$TOV_f = \left[1 + 2Z_e (P_d \cos \phi + Q_d \sin \phi) + Z_e^2 (P_d^2 + Q_d^2) \right]^{1/2} \quad (1)$$

Donde Z_e es la impedancia efectiva del sistema incluyendo la de los filtros y capacitores en derivación, ϕ es el ángulo de amortiguación de la impedancia del sistema, P_d es la potencia de CD la cual es positiva para el rectificador y negativa para el inversor y Q_d es la potencia reactiva consumida por el convertidor, la cual es positiva en el rectificador y el inversor. Todas las cantidades (excepto el ángulo ϕ) están en p.u. de P_d . La impedancia efectiva del sistema es

$$\frac{1}{[Y_m + Y_c]} = ESCR \text{ para } P_d = 1 \text{ p.u.}$$

El rechazo de carga de CD, por ejemplo por falla de una línea de CD puede conducir a una sobretensión temporal excesiva en las barras colectoras de la estación convertidora debido a que los filtros y capacitores conectados representan un excedente sustancial.

El peor disturbio para un convertidor en un extremo del enlace de CD usualmente es debido a fallas en el otro extremo del sistema de CA. Esto normalmente resultara en la reducción del flujo de potencia, la naturaleza exacta de este evento depende de si convertidor esta operando como rectificador o como inversor. Las fallas en el sistema de CA en el extremo de recepción del rectificador, causan baja tensión en la línea de CD, dando un bajo flujo de potencia.

El enlace de CD usualmente es diseñado para procurar librar dichas fallas temporales del sistema. Usualmente la falla en el extremo rectificador es comunicada al extremo receptor por un enlace de telecomunicación.

Subsecuentemente el rectificador es bloqueado y el filtro y otros capacitores son desconectados para reducir la sobretensión. Por lo tanto puede ser transmitido el efecto transitorio del rechazo de carga en el sistema de CA al nivel mínimo de falla a la cual la potencia total puede ser transmitida. Por ejemplo, una componente fundamental teórica de sobretensión temporal (TOV_f) de alrededor de de 1.35 p.u. a la frecuencia de potencia, puede ser anticipada en la barra colectora de la estación inversora para un nivel de cortocircuito del sistema $SCR = 3$ si la impedancia del sistema fuera puramente reactiva. En la práctica las sobretensiones temporales son más usuales debido al efecto resistivo de las cargas de las redes. En muchas redes urbanas no puede ser aceptable una sobretensión nivelada por una fracción de segundo.

Para un rectificador, las fallas en el sistema de recepción remoto tiene el mismo efecto que un cortocircuito de CD. La demanda de potencia reactiva del rectificador es entonces determinada por la corriente límite de baja tensión de su controlador de corriente (LVCL). Un valor típico de la LVCL de 0,3 p.u. resulta en una demanda de var reducida comparada con los niveles provenientes de los filtros de capacitores conectados. Así que ahí comenzara algún excedente de generación de var y la tensión de la terminal rectificadora aumentara.

La reducción de tales sobretensiones debido al rechazo de carga generalmente no puede ser logrado por los propios controles de los convertidores de CD. Es requerido equipo rápido y sensible capaz de absorber gran parte de los Mvar de los filtros temporalmente hasta que los filtros puedan ser desconectados. Los compensadores síncronos pueden influir solamente en esto de acuerdo con su efecto en el SCR del sistema, en base de X_c para dos o tres ciclos y X_d para algo mas grande si las necesidades del sistema de CA demandan un control mas rápido de las sobretensiones temporales, esto puede ser logrado por las acciones de desconexión de compensadores estáticos de VAR

2.2 Interacciones de los sistemas de CA y CD

2.2.1 Estudios de los sistemas HVDC

Las interrelaciones entre un enlace de corriente directa y el sistema de corriente alterna al cual es conectado se pueden considerar en dos categorías:

- 1) Un convertidor convencional o de conmutación natural depende para su operación del suministro de una tensión razonablemente sinusoidal. La distorsión de tensión, así como un desbalance significativo de tensión en el

sistema trifásico, el cual puede ocurrir durante una falla, afectara esencialmente a la simetría de la rectificación, así como al proceso de inversión.

- 2) El rectificador toma ambas potencias P y Q (real y reactiva) del sistema de corriente alterna mientras que el inversor lo alimenta potencia real P , pero toma potencia reactiva de él. Si el enlace de CD es, en comparación con el sistema de CA al cual está conectado, relativamente mas grande, cualquier cambio mayor de P o Q podría tener efectos significativos en el sistema.

Los efectos de la operación y la mala operación de un sistema HVDC pueden ser simulados de manera muy exacta empleando flujos de carga, transitorios de estabilidad y otros programas digitales.

El uso de un simulador de CA/CD es importante en el estudio de los sistemas HVDC, en particular, en el desarrollo de los controles y en el reestablecimiento del inversor después de una falla del sistema. No es necesario representar la red de CA en detalle para estos estudios, esta puede ser representada por su equivalente de Thevenin de una emf y una impedancia. Es importante además para una representación adecuada los valores de la impedancia y su amortiguación. Además los filtros de CA pueden también ser representados como cualquier filtro de capacitores en derivación.

Los estudios de simulación son realizados con muestras de tiempo superiores a 400 ms. Para realizar representaciones lo suficientemente exactas, son realizadas con la representación de la reactancia subtransitoria propia de los generadores, aunque en ocasiones son requeridas representaciones de mayor exactitud, por lo cual en lo concerniente al transformador del convertidor, es importante la corriente de arranque para representarlo correctamente como una principal causa de distorsión de tensión de CA. Es por lo tanto importante representar no solamente la reactancia de conmutación sino también la saturada propia y las reactancias mutuas.

2.3 Robustez de un sistema de CA/CD “system strength”

La “robustez” de un sistema de CA está representada por su impedancia y por su inercia mecánica (rotacional). La robustez del sistema está expresada como un valor absoluto. Tal como el cortocircuito en MVA es usado solamente si está comparando los valores de la potencia real y la potencia reactiva de su carga.

La “robustez” del sistema refleja la sensibilidad del sistema a variaciones por disturbios en la operación debido a componentes conectados en el sistema. En un sistema fuerte

los disturbios causados por un cambio en la carga no dan ningún cambio significativo en las tensiones y ángulos del sistema de potencia, mientras que en un sistema débil un disturbio pequeño puede causar grandes desviaciones en tensiones y otras variables de la red y comprometiendo así la operación del sistema. Por lo tanto a menudo una buena medida de la fuerza del sistema en ese punto particular es el nivel de cortocircuito o la impedancia equivalente en el nodo.

La razón de corto circuito (*SCR Short Circuit Ratio*), definida como el cociente de la capacidad de cortocircuito del sistema de CA en cada terminal del convertidor HVDC, medida en MVA, entre la potencia nominal en MW del sistema CA, y es empleada para indicar la robustez del sistema.

Un sistema consistente de un número de generadores y líneas de transmisión representando una red tiene más de un valor de robustez del sistema, esto debido a que las cargas conectadas en diferentes puntos del mismo sistema “verán” diferentes valores de la impedancia del sistema y porque las cargas mismas tienen diferentes valores; además de los cambios por desconexión de generadores, líneas, transformadores, etc., los cuales pueden ocurrir en cualquier momento.

2.4 Razones de corto circuito

2.4.1 Razón de corto circuito SCR

Cuanto más alta es la impedancia del sistema y más baja la amortiguación del sistema de un inversor de HVDC dado, mayor es el efecto de la mala operación de un inversor sobre el sistema de CA. La medida usual de la fuerza del sistema es la razón de cortocircuito SCR y se define como:

$$SCR = \frac{S_{SC}}{P_{dN}} \quad (2)$$

Donde S_{SC} es la capacidad de cortocircuito en MVA en el nodo de conmutación y P_{dN} es la potencia nominal de CD.

Esta cantidad puede ser generalizada a una cantidad compleja, para tomar el ángulo de fase de la impedancia equivalente en cuenta como:

$$\overline{SCR} = \frac{1}{\overline{Z}_L} \quad (3)$$

Con \overline{Z}_L expresada en por unidad de la potencia nominal del convertidor HVDC y la tensión de CA en el nodo de conmutación.

S_{SC} es calculado con equivalente de Thevenin. Si se emplean compensadores síncronos en la estación, el efecto de su reactancia propia podría ser incluida en S_{SC}

2.4.2 Razón de corto circuito efectivo ESCR

Los filtros de CA para armónicos son empleados en todos los esquemas; en su frecuencia fundamental, el filtro actúa prácticamente como un capacitor en derivación. Los capacitores en derivación incrementan la impedancia a la frecuencia fundamental esencialmente de los sistemas inductivos, y para tomar en cuenta el efecto de estos en la impedancia de sistema, vista por los convertidores y por lo tanto para dar una mejor estimación de la robustez total del sistema, es empleada una cantidad más apropiada, la razón de cortocircuito efectivo (ESCR *Effective Short Circuit Ratio*). En forma de admitancia esta es definida como el SCR, pero es la admitancia del sistema de CA más la de todos los filtros de CA y bancos de capacitores conectados adicionalmente a las barras colectoras, y se define por

$$ESCR = \frac{S_{SC} - Q_c}{P_{dN}} \quad (4)$$

En donde Q_c es igual a la suma de la frecuencia fundamental, en MVA, de los filtros de CA y de cualquiera de los capacitores en derivación conectados adicionalmente a las terminales de la estación convertidora.

O

$$\overline{ESCR} = \frac{1}{\overline{Z}_e} \quad (5)$$

con \overline{Z}_e como la impedancia efectiva de la red de CA vista desde el nodo del convertidor, esto es, la impedancia \overline{Z}_L en paralelo con los filtros de CA e impedancias de compensación en derivación adicionales.

La figura 2.1 muestra la definición de ESCR y SCR

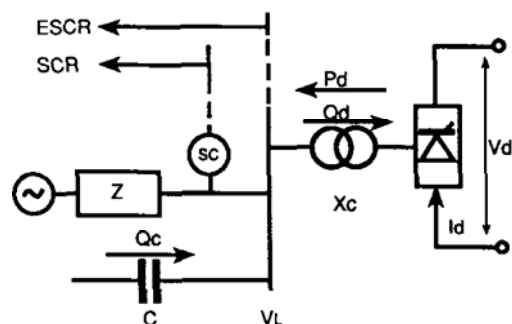


Fig. 2.1 Representación simplificada de un enlace de CD alimentando un sistema de CA con capacitores en derivación (C) y compensadores síncronos (SC) en la barra colectora de la estación convertidora.

SCR el valor de la admitancia Y a la frecuencia fundamental, en base al valor nominal potencia de CD a la tensión nominal de CA

ESCR es definido como SCR excepto que la admitancia incluye la admitancia de los capacitores.

Debido a que los sistemas de CA son en gran parte inductivos, el cambio de potencia reactiva es el responsable principalmente del efecto del comportamiento del convertidor sobre la tensión de la red de CA. Muchos esquemas en el pasado fueron diseñados con reactancias del transformador del orden del 20% o más para limitar la corriente de falla del tiristor. La disponibilidad de tiristores mas potentes y la presión de los costos de las pérdidas, son las causas por las cuales en algunos esquemas comenzaron diseñarse con tiristores mas potentes de lo necesario con el fin de reducir las perdidas. Un beneficio adicional es que es posible una reactancia apropiada menor a un 11% para el diseño del transformador.

La reactancia del transformador de potencia del convertidor puede brindar un número de ventajas, incluyendo:

- El consumo de potencia reactiva del convertidor (Q_d) será reducido; los filtros de CA y cualquier capacitor en derivación son normalmente diseñados para proveer por lo menos la potencia reactiva del convertidor (la cantidad de capacitores en derivación de compensación puede ser reducida, reduciendo así los costos e incrementando el ESCR)
- Las sobretensiones temporales serán reducidas debido al menor número de capacitores en derivación; y
- El valor nominal del equipo, tal como el de los apartarrayos puede ser reducido.

El SCR y ESCR representan al sistema con una razonable exactitud para las pequeñas muestras de tiempo consideradas. No obstante, el concepto de SCR debería ser usado para obtener un estado del sistema el cual podría ser continuado por estudios adecuados.

2.4.3 Razón de corto circuito considerando la potencia reactiva QESCR

Dos convertidores pueden tener la misma potencia nominal de CD, pero sus transformadores pueden ser diseñados para tener diferentes reactancias y estos pueden ser operados a diferentes valores de α y γ y por lo tanto, consumirán diferentes cantidades de potencia reactiva. Ambos, ESCR y SCR están referidos a la potencia de CD y no toman en cuenta la potencia reactiva del convertidor, Q_d . Q_d puede ser tomada

parcialmente en cuenta para referir al SCR como la suma de la potencia real y la potencia reactiva ($P_d + Q_d$) esto es así:

$$Q_{ESCR} = \frac{(S - Q_c)}{P_d + Q_d} \quad (6)$$

2.4.4 Razones de cortocircuito operacionales (OSCR, OESCR Y OQSCR)

Para la operación a condiciones diferentes a la de carga nominal, a menudo a cargas mas baja de la nominal, se debe emplear el correspondiente SCR operacional (OSCR, OESCR). Donde se deben de utilizar en las fórmulas (2) y (3) para razones de cortocircuito la capacidad de cortocircuito de mínima apropiada del sistema de CA, los valores actuales de los capacitores en derivación y nivel de potencia, (no la potencia nominal.)

2.4.5 Razón de corto circuito multiterminal

En una configuración multiterminal de estaciones convertidoras de HVDC, habrá una interacción entre estos convertidores, especialmente si están conectados eléctricamente cerca. Extendiendo la definición aceptada de SCR y ESCR a convertidores multiterminal HVDC, extrayendo los elementos de la matriz de impedancia del nodo, \bar{Z}_{BUS} , calculada para el sistema. esta matriz se utiliza para calcular el desempeño de una red interconectada y cuyos elementos son el circuito abierto el cual maneja los puntos y las impedancias de transferencia. Usando la anotación de la matriz, la ecuación del desempeño en forma de impedancia es:

$$\bar{E}_{BUS} = \bar{Z}_{BUS} \bar{I}_{BUS} \quad (7)$$

El estudio de los sistemas HVDC multiterminal puede incluir dos o tres o aún más enlaces HVDC punto a punto. Siguiendo la analogía a una situación de una terminal, una configuración de un sistema HVDC multiterminal puede ser estudiada también empleando un modelo simplificado del sistema. Como en el sistema sencillo HVDC de una terminal, en la configuración multiterminal el sistema se puede representar con la fuente de tensión constante de Thévenin, las impedancias equivalentes de cortocircuito y las impedancias que interconectan las estaciones convertidoras, reduciendo las topologías del sistema de CA. Esto es ilustrado en las figuras 2.2a y 2.2b, para los casos de dos y tres estaciones convertidoras terminales, respectivamente. Con este modelo simplificado también es posible estudiar muchos de los fenómenos importantes del

sistema los cuales ocurren de las interacciones físicas CA/CD. De la topología reducida de la matriz \bar{Z}_{BUS} se calcula reteniendo sólo el nodo del convertidor.

La siguiente ecuación sugiere una indicación aproximada de la razón de cortocircuito en el nodo del convertidor tomando en consideración la influencia de la operación de convertidores remotos conectados eléctricamente al nodo del convertidor el cual está bajo consideración

$$MSCR_n = \frac{1}{\sum_{m=1}^k Pdc_m \times |z_{n,m}|} \quad (8)$$

Donde:

k: corresponde al número de estaciones terminales de HVDC

n; es el nodo del convertidor bajo consideración

m: varia del convertidor ·1 al convertidor ·k

Pdc_m : es la cantidad nominal del convertidor m^{th} en p.u.

$Z_{n,m}$: es el elemento n^{th}, m^{th} en la matriz \bar{Z}_{BUS} en p.u.

Definimos el término:

$$P_{in} = Pdc_m \times z_{n,m} \quad \text{para } m = n$$

Como el índice de la participación del propio convertidor conectado al nodo bajo consideración, y los otros términos, y:

$$P_{imm} = Pdc_m \times z_{n,m} \quad \text{para } m \neq n$$

Como el índice de participación del convertidor remoto que es conectado eléctricamente al nodo bajo consideración.

Esta fórmula también es aplicable para una sola terminal, y en estos casos sólo se incluyen los términos $Z_{1,1}$. Se debe notar también que la magnitud más pequeña del valor de $Z_{n,m}$, la más débil, será la participación del convertidor m^{th} al nodo n^{th} ; lo contrario también es verdad, la magnitud más grande de $Z_{n,m}$, la más fuerte, será la participación del convertidor m^{th} al nodo n^{th} .

Al calcular la matriz \bar{Z}_{BUS} y para considerar el impacto de los elementos de compensación en derivación, estos elementos se incluyen también en la formación de la matriz. Utilizando los elementos de esta nueva \bar{Z}_{BUS} se puede definir la Razón Efectiva de cortocircuito Multiterminal como:

$$MESCR_n = \frac{1}{\sum_{m=1}^k Pdc_m \times |z_{e n,m}|}$$

Donde $Z_{e n,m}$ es el elemento n^{th}, m^{th} incluido en la matriz efectiva $Z_{e BUS}$

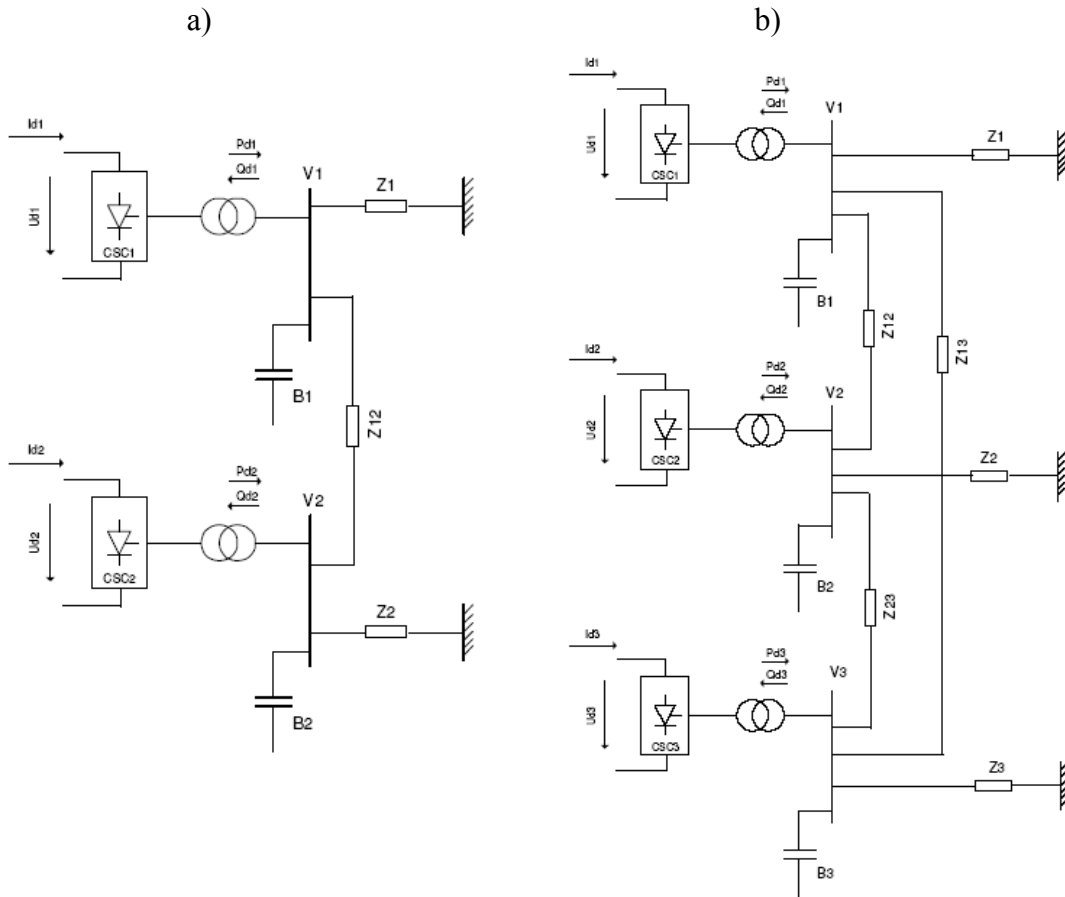


Fig. 2.2 Modelo simplificado de un sistema HVDC multiterminal HVDC a) con dos estaciones convertidoras HVDC, y b) con tres estaciones convertidoras

2.5 Curva de tensión/potencia

La figura 2.3 muestra una representación simplificada de dos líneas CA alimentando una carga (Fig. a), y la respectiva curva tensión/potencia de un sistema CA simple (Fig. b). Conforme la corriente de carga se incrementa, la potencia se incrementa hasta alcanzar un valor máximo. Después de este punto, y debido al incremento en la caída la tensión de línea, ocurre un decremento brusco en la potencia. El punto de operación se encuentra normalmente a un nivel de potencia lo suficientemente más pequeño que el punto de máxima potencia para evitar un colapso de tensión debido a, por ejemplo, un incremento temporal en la carga o una falla en la línea. Para propósito de ilustración, la curva de ejemplo en la figura 2.3 fue calculada asumiendo la operación en el punto de máxima potencia, asumiendo el factor de potencia de la carga unitario y despreciando la

pequeña resistencia de la línea de CA. La componente fundamental de sobretensión temporal (TOV_f) para el total de la carga rechazada para las condiciones asumidas es igual a $\sqrt{2}$, como puede verse en la figura 2.3.

Un convertidor, rectificador o inversor, se comporta como una carga estática de CA, en el extremo de entrada o en el extremo de envío, puede ser representado como una carga P y Q, con P positivo y Q también positivo. En el extremo de recepción, el inversor entrega potencia real, pero consume vars; P es negativo, mientras que Q sigue siendo positivo como en el rectificador. Si se desprecia la pequeña resistencia de la línea de CA para cálculos aproximados, las curvas tensión/potencia de una carga de CA, del rectificador y del inversor, son idénticas para los mismos valores de P y Q. además los convertidores están normalmente compensados para trabajar cerca del factor de potencia unitario, por lo tanto la curva de la figura, es generalmente relevante para la operación HVDC cercana al punto de máxima potencia.

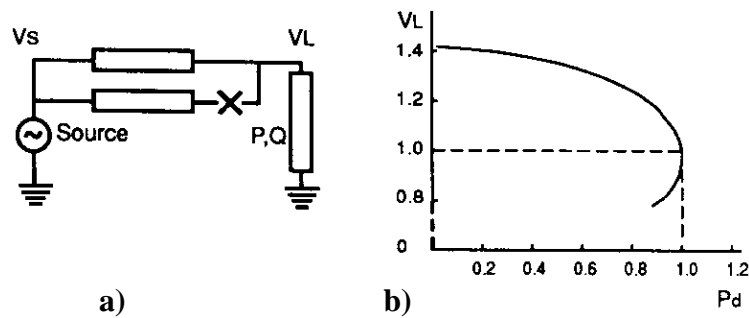


Fig. 2.3 Representación simplificada de un sistema CA (a) y Curva tensión/potencia de CA (factor de potencia unitario) (b)

2.6 Curva de máxima potencia (MPC)

La transmisión es llevada a cabo a la tensión máxima de diseño de CD, por razones económicas; la potencia transmitida es controlada variando la corriente directa. Por esta razón es común graficar la potencia de CD contra la corriente directa (figura 2.4). En el inversor, la máxima tensión de CD es obtenido por la operación al mínimo ángulo de conmutación permisible (γ). La curva potencia/corriente correspondiente a estas condiciones es llamada Curva de Máxima Potencia (MPC *Maximum Power Curve*). Esta curva es generada por el incremento y decremento de la corriente directa de las condiciones iniciales al punto de operación A, e indica la cantidad de potencia activa que puede ser transmitida. Usualmente el punto de inicio corresponde a la corriente nominal de CD y la tensión de CD a la tensión nominal de CA. MPC corresponde a las

condiciones transitorias después del cambio de la corriente directa. La tensión de CA no está controlada, por lo tanto desciende conforme la corriente directa aumenta, para los primeros 100 a 300 ms después de comienzo del transitorio de falla algunos arreglos como reguladores automáticos de tensión, cambiadores de derivación, reactancias y capacitores en derivación entran en función. El criterio para la estabilidad Tensión/Potencia en un punto dado es la pendiente de la Curva de Máxima Potencia, es decir que dP_d/dI_d sea positiva. Lo cual indica que un incremento en la corriente de CD resultara en un incremento de la potencia de CD. Consecuentemente, las condiciones de inestabilidad son encontradas cuando dP_d/dI_d es negativa. La curva típica de Máxima Potencia es mostrada (MPC), para un operación de una terminal de un enlace HVDC, donde la potencia de CD es graficada en función de la corriente directa. La tensión de CA correspondiente en el nodo de conmutación también está representada. De la figura 2.4 es posible identificar la máxima potencia disponible la cual se obtiene a $I_d = 1.2$ pu, el cual pone los límites sobre el control de un esquema operando en estas condiciones.

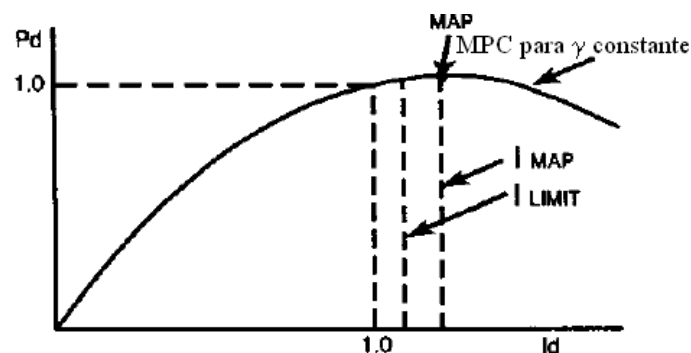


Fig. 2. 4 Curva de Máxima Potencia de DC para γ mínimo

No puede ser obtenida ninguna potencia mayor a la correspondiente a MPC a menos de que la tensión de CA la cual alimenta a los convertidores sea incrementado. Por otra parte, cualquier potencia por debajo de la MPC puede ser obtenida mediante el incremento de γ . Curvas similares de MPC pueden ser graficadas para la operación del rectificador sustituyendo γ con α .

Como indica la figura 2.3 un enlace de CD es provisto de un corriente límite, funcionando en el rectificador. Esto significa que los convertidores pueden operar cerca del punto máximo de potencia sin el riesgo de un colapso de tensión. De hecho un enlace de CD puede ser hecho para actuar como su propio rectificador controlado por tiristor y responder a una señal de tensión de CA para reducir la potencia P y por tanto a la potencia reactiva, y también para prevenir reducciones excesivas en la tensión de CA.

2.7 Máxima potencia disponible (MAP)

El valor máximo de MPC ha sido definido como la potencia máxima disponible (MAP *Maximum Available Power*). El valor de MAP, para un impedancia del sistema de CA dada (SCR), depende de la potencia reactiva nominal de la estación convertidora, y por lo tanto está en función de la reactancia de conmutación X_c , usualmente igual a la reactancia del transformador del convertidor, el valor mínimo de γ (o α) y la cantidad de capacitores en derivación de la estación.

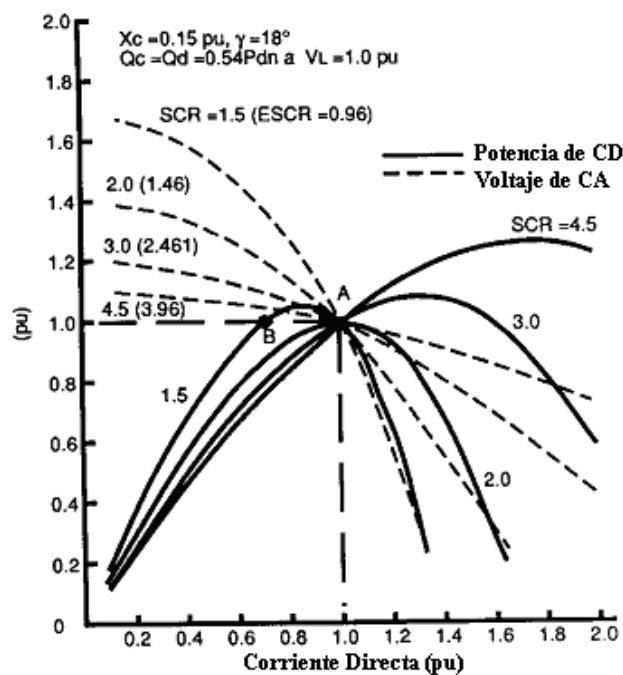


Fig. 2.5 Variación la tensión en la terminal del inversor de CA y potencia de CD con tensión de CA

En la figura 2.5, son graficadas las curvas MPC de un inversor de la características dadas ($X_c = 15\%$, $\gamma = 18^\circ$, $Q_c = Q_d = 0,54P_d$ a $U_L = 1.0 \text{ p.u.}$) para cuatro valores diferentes de SCR. Estas curvas asumen que el rectificador no causara limitación de la potencia demandada por el inversor, no obstante se podrían lograr curvas similares aplicadas para la operación del rectificador. Dependiendo de la robustez del extremo de transmisión del sistema de CA y del diseño del convertidor de CA a CD del sistema, es decir en el control de tensión y en el valor de operación de α , el rectificador puede imponer temporalmente una limitación en la potencia de CD. Por lo tanto deben ser coordinados los diseños de la transmisión y recepción de los sistemas convertidores de CA a CD.

2.8 Clasificación de la robustez del sistema CA/CD

Un sistema CA/CD está diseñado para ser capaz de entregar la potencia específica para las condiciones definidas del sistema de CA, incluyendo situaciones de desconexión por fallas. El SCR del sistema mostrado en la figura 2.3 a) puede ser asumido por ejemplo, para reducirse de tres a dos líneas con una línea desconectada con su consecuente reducción de la máxima potencia, como se muestra en la figura 2.6. La relación entre MAP y la potencia requerida para las condiciones especificadas del sistema es empleada para clasificar la robustez del sistema.

2.8.1 Sistema CA/CD con un SCR alto

El más fuerte de los sistemas CA/CD de los cuatro considerados en la figura 2.4 es el correspondiente a $SCR = 4.5$ y con un $MAP = 1.28$ p.u. de potencia nominal. Con esta potencia marginal suficiente es poco común que MAP llegue a reducirse por condiciones de interrupción esperadas por debajo de la potencia nominal y tal sistema es llamado un SCR del sistema CA/CD alto.

2.8.2 Sistema CA/CD con un SCR bajo

Para el sistema representado con $SCR = 3$ en la figura 2.6, y con un $MAP = 1.03$ de potencia nominal, en algunas condiciones de interrupción es común que MAP se reduzca por debajo de la potencia nominal. Para el ejemplo de la figura 2.6 MAP es 0,96 p.u. de la potencia nominal en el punto A, evitando la desconexión de una línea. Esta condición intermedia es conocida como sistema CA/CD con un SCR bajo. La corriente del enlace de CD es ajustada automáticamente tanto que la potencia medida es igual a la potencia requerida, si la potencia requerida tiene un valor mayor a MAP entonces un incremento mayor de I_{MAP} resultara en una reducción de potencia, debido a que la caída de tensión de línea se incrementa a un ritmo tan grande que la corriente se incrementa a causa del incremento del consumo de potencia reactiva del inversor. En general, hay tres posibles formas de para tratar con las condiciones de interrupción.

- 1) Para la operación más allá del punto MAP, cambiando de modo de control de potencia a modo de control de corriente constante y permitiendo la operación a un nivel más bajo de potencia, hasta lograr el reestablecimiento de las condiciones del sistema de CA. La desventaja de esta propuesta es que la potencia transmitida podría variar en conjunto con las variaciones de tensión de

CA y no sería conveniente para esquemas donde la potencia de CD es usada para responder a una señal de restauración del sistema de CA.

- 2) Reducir el nivel de potencia requerida y continuar operando en modo de control de potencia en la parte “estable” de la curva de potencia (la parte a la izquierda de MAP). Esto tendrá la ventaja de conservar el control de potencia de CD, aunque a un nivel de potencia mas bajo.
- 3) Si es importante mantener la potencia total o máxima sin esperar a que las condiciones del sistema mejoren, se podría emplear la conexión automática de capacitores adicionales en derivación para mantener la tensión de CA y, por lo tanto, el nivel de potencia.

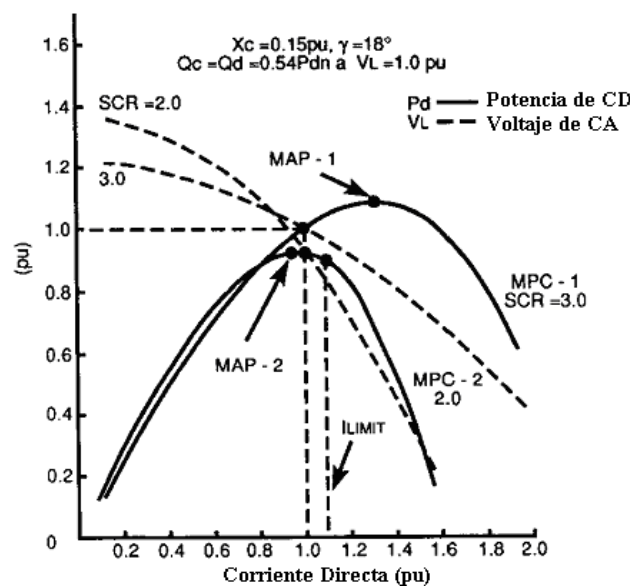


Fig. 2. 6 Sistema CA/CD curva de potencia y tensión de CA para un SCR bajo con cambios de SCR de 3 a 2

2.8.3 Sistema CA/CD con un SCR muy bajo

Si el punto normal de operación está en la parte “inestable” de la curva de potencia (a la derecha de MAP), donde dP/dI es negativo (para el caso mostrado en la figura 2.5 de SCR = 1.5), este sistema es descrito como un sistema CA/CD con un SCR muy bajo. El punto B aparece en la figura 2.5 en la parte estable de la curva a la izquierda de MAP sobre MPC para SCR = 1.5 con un 1 pu de potencia, sin embargo, examinando la figura 2.5 para SCR = 1.5 muestra que este punto corresponde a un tensión de CA la cual no puede ser utilizada pues es mayor a la tensión nominal.

La figura 2.5 muestra que la tensión de CA al total de la carga rechazada (TOV_f), $I_d = 0$, SCR=1.5, puede estar en la región de 1.7 p.u. ignorando la saturación del transformador. El criterio principal en el diseño de compensadores síncronos para ser empleados en la reducción de la impedancia del sistema de CA, como es vista desde el convertidor, es la

limitación de TOV_f a valores aceptables. Esto se logra inevitablemente cambiando de un SCR muy bajo del sistema aun SCR bajo, y cambiando el punto normal de operación a la izquierda de MAP, es decir a la parte estable de la curva de potencia. Sin embargo la disponibilidad de apartarrays de oxido de zinc ha hecho posible controlar TOV sin la necesidad de usar compensadores síncronos para este propósito.

Hay dos posibles maneras de operar con sistemas con un SCR muy bajo y evitando la necesidad de usar compensadores síncronos con el único propósito de reducir TOV.

- 1) La tensión de CA puede ser controlada por un sistema de compensación estática (SVC, *Static Var Compensation*). Esto puede ser una solución satisfactoria, puesto que disponer de la operación de un SVC es un método más rápido y continuo en comparación con el control de potencia de lazo cerrado requerido. De manera automática son requeridos bancos de capacitores en derivación desconectables para mantener la corriente de la reactancia controlado por tiristor (TCR *Thyristor Controlled Reactor*) o de reactancia saturada (SR *Saturate Reactor*) del SVC en un rango controlable.
- 2) Una manera más económica es usar el inversor para controlar la tensión como se muestra en la figura 2.7. Controlando la tensión de CD por la variación de γ hace dP/dI positiva en el rango normal de operación (a lo largo de la línea A-B) proveyendo de estabilidad en el modo de control de potencia. Para la operación con γ constante, dP/dI es negativa (en el punto B y mas allá) y un incremento en la corriente podría causar un decremento en la potencia, para la operación transitoria en esta región se debe emplear el control de modo de corriente constante.

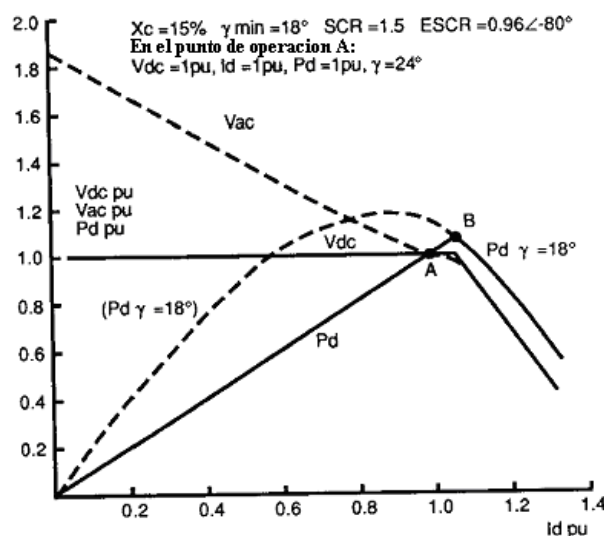


Fig. 2.7 Operación con control de γ variable para mantener constante la tensión de CD.

El inversor debe de ser diseñado para operar a una γ mayor a la mínima en estado estacionario. En el ejemplo de la figura 2.7, γ es asumida de 24° a las condiciones nominales (punto A). Manteniendo la tensión de CD constante, los cambios de tensión cercanos al punto A son reducidos. Para controlar la tensión de CA en estado estacionario se emplean capacitores, cambiadores de derivación en transformadores, con el fin de mantener a γ en el rango requerido, entre unos 30° y el valor mínimo de 18° .

Los datos para el inversor para los ejemplos mostrados en las figuras 2.5 y 2.7 son los mismos, excepto que en la figura 2.5 la potencia 1 p.u. corresponde a $\gamma = 18^\circ$ y en la figura 2.7 a $\gamma = 24^\circ$. Como Q_d es mas grande para $\gamma = 24^\circ$ el valor potencial de TOV_f es mas grande, como puede verse comparando las tensiones de CA de las figuras 2.7 y 2.6 para $SCR = 1,5$ para corriente cero. En la práctica estas tensiones serán reducidos por la saturación del transformador, el valor de la componente oscilatoria de TOV_f dependerá del amortiguamiento del sistema de CA y de las condiciones de resonancia del sistema.

Incrementando la corriente de 1.0 p.u. y permitiendo a γ reducirse de 24° al valor mínimo de 18° , la potencia será incrementada al valor máximo de 1.07 p.u. en el punto B, (fig. 2.7). Puede ser obtenida mayor solamente restaurándole tensión de CA.

El método de operación descrito ha sido empleado en un número reciente de esquemas de CD. Para resumir, la operación más económica es al ángulo γ mínimo (costo mínimo del equipo, perdidas menores, mínima generación de armónicos de CD y mínimo consumo de vars) la cual puede ser hecha para sistemas con un alto o bajo SCR. Para la operación a un SCR muy bajo se debe adoptar el modo de control de γ variable, normalmente con un valor de γ mayor del mínimo, o podría ser empleado un SVC.

2.9 Razón de cortocircuito crítico

2.9.1 Definición y cálculo

Si el punto de operación coincide con MAP ($SCR = 2$ en la figura 2.5) entonces el SCR correspondiente es llamado critico (CSCR, CESC o CQESCR). El ángulo ϕ representa la amortiguación del sistema, y tiene un pequeño efecto sobre el CESC en la región de $70-90^\circ$. Por lo tanto, asumiendo $\phi = 90^\circ$ la siguiente formula es obtenida para CESC.

$$CESCR = \frac{1}{U^2} \left[-Q_d + P_d \cot \frac{1}{2} (90^\circ - \gamma - u) \right]$$

Donde U es la tensión del nodo del convertidor en por unidad, P_d es la potencia alimentada por el por el inversor, u es el ángulo de traslape del inversor, γ es el margen

de conmutación (ángulo de extinción) del inversor y Q_d es la potencia reactiva consumida por el inversor.

Para P_d y U dados, CESCER depende de γ y u . Como u es una función de γ y de la reactancia de conmutación X , CESCER es una función de X y γ . En la figura 2.8 CESCER y CSCR son graficados contra X_c para un rango de γ entre 15° y 20° , para $\phi = 90^\circ$ y 70° y para $Q_c/Q_d = 1$ y 1.5 . CSCR puede ser obtenido rápidamente de CESCER por la substracción del valor de los capacitores en derivación Q_c en por unidad de P_d .

CSCR varía por apenas el 50% para los datos asumidos. Como se ha mencionado, CESCER toma en cuenta el valor de Q_c y la variación es reducida a un 27%.

Ambos, SCR y ESCR so referidos a la potencia de CD y no toman en cuenta la potencia reactiva del convertidor.

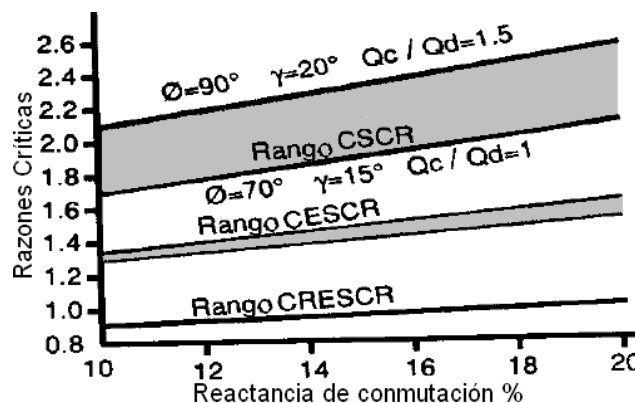


Fig. 2.8 Sensibilidad de las razones de cortocircuito críticas

2.10 Significado de las razones de cortocircuito

2.10.1 Requisitos del modo de control

El CSCR representa el limite entre la parte inestable y estable de la curva de potencia cuando el rectificador está en modo de control de potencia y el inversor está con un control constante de γ (ángulo de extinción). La operación normal cerca de MAP (aun en la parte estable de la curva) y en la parte derecha de MAP se puede llevar a cabo solo si la tensión de CA se encuentra cercanamente controlado.

2.10.2 Niveles esperados de sobretensiones temporales.

El CSCR provee de una indicación de las sobretensiones temporales esperadas. TOV_f para un rechazo de carga proveniente de MAP, es decir en CSCR, tendrá un valor cercano a 1.4 p.u.; para valores más grandes de SCR, TOV (teóricamente) será más pequeño y para valores más bajos este será más grande, como pude verse en la fig. 2.5.

2.10.3 Frecuencia de resonancia esperada.

La frecuencia de resonancia, la cual puede ocurrir entre la estación convertidora y el sistema (red de CA), está principalmente influenciada por la impedancia del sistema y por los capacitores en derivación, y puede ser expresada como:

$$f_r = f_o \sqrt{\frac{S}{Q_c}}$$

Donde f_r es la frecuencia de resonancia y f_o es la frecuencia del sistema.

De $SCR = S/P_d$ para el caso cuando $Q_c = 0,5 P_d$

$$f_r = f_o \sqrt{2SCR}$$

De la ecuación, para $SCR = 2$ la frecuencia de resonancia está cerca de la segunda armónica. De la figura 2.8 se puede ver que para $SCR = 2$ corresponde a $SCSR$ para los datos promedio del inversor.

2.10.4 Potencia adicional disponible instantáneamente.

El valor de la razón de cortocircuito da un indicador de la potencia adicional disponible instantáneamente para un sistema con un alto o bajo SCR, como es indicado por la diferencia entre la potencia nominal y el valor de MAP. Para los datos promedio del inversor usados en la figura 2.8, el margen inmediato de potencia para $SCR = 4.5$ es igual a 1.28 p.u. a $I_d = 1.74$ p.u. y para $SCR = 3$ es de 1.08 p.u. a $I_d = 1.32$ p.u.

2.10.5 Razón de corto circuito como guía para la planeación del sistema.

Para los datos promedio del convertidor ($X_c = 15\%$, ángulo mínimo de $\gamma = 18^\circ$) puede concluirse de la figura 2.8 y lo visto anteriormente que el SCR tendrá los siguientes valores promedio aproximadamente para diferentes “robustezs” del sistema:

SCR alto (fuerte)	SCR del sistema de CA > 3
SCR bajo (débil)	SCR del sistema de CA > 2
SCR muy bajo (muy débil)	SCR del sistema de CA < 2

Los valores anteriores de SCR son solamente aproximados. Como se describió anteriormente, es el valor del SCR crítico el cual determina si un sistema se comporta como un sistema con un valor de SCR alto, bajo o muy bajo. Para diferentes datos del inversor el valor del CSCR varía ampliamente.

El costo de una estación convertidora será más grande para sistemas con un SCR bajo y más aun para sistemas con SCR muy bajo. Por ello es importante obtener un valor aproximado de CSCR desde el comienzo del diseño del esquema. En la planeación inicial del sistema, el corto circuito en MVA del sistema de CA, la potencia de CD propuestas, y la cantidad de potencia reactiva deseada pueden ser los únicos datos conocidos los cuales tendrán una relación con el CSCR. Un valor aproximado de CSCR puede ser obtenido rápidamente de la ecuación, usando la siguiente ecuación y expresando todas las cantidades en por unidad de P_d .

$$SCR = QESCR[1 + Q_d] + Q_c$$

Y como $CQESCR$ es aproximadamente igual a 1, una buena aproximación de CSCR es:

$$SCR = QESCR + Q_d + Q_c$$

En la Fig., $CQESCR$ y Q_d (valor promedio para $\gamma = 18^\circ$ a 20°) son graficados contra la reactancia de conmutación, la cual es normalmente igual a la reactancia del transformador del convertidor. Considerando los dos ejemplos.

- 1) $X_c = 15\%$, $\gamma = 18^\circ$ y $Q_c = Q_d$ (datos promedio), usando valores de $CQESCR$ y Q_d de la figura 2.8 la ecuación da $CESCR = 2.05$, mientras que el valor correcto es de 2.0
- 2) $X_c = 20\%$, $\gamma = 20^\circ$ y $Q_c = 1.5 Q_d$, como para 1) la ecuación da $CESCR = 2.6$ mientras que el valor correcto es de 2.58

2.11 Sistemas con cero y baja inercia

La línea de CA conmutada del convertidor, como es usada en HVDC, depende para su operación del suministro de una tensión de CA con una forma razonablemente sinusoidal. Durante una falla, es decir un corto circuito en el sistema de CA, la inercia de las turbinas y generadores provee la energía para mantener los requisitos emf del sistema. Si toda o gran parte de la potencia es alimentada a la red por medio de un sistema HVDC la inercia del sistema será insuficiente para proveer temporalmente los requisitos de emf para seguir la falla (mientras esta se mantiene). En estos casos se instala un compensador síncrono, para que esta inercia actúe como un generador transitorio para mantener la emf por el suficiente tiempo mientras ocurre la falla para habilitar el enlace de CD y reasumir la transmisión.

Análogamente para SCR, la constante H requerida por el compensador síncrono puede estar referida a P_d

$$H_{dc} = H \cdot MVA_{SC} / P_d$$

Donde H es la constante de inercia del compensador síncrono y MVA_{SC} son los MVA nominales.

H_{dc} puede ser calculado como

$$H_{dc} = p_{dc} dt \cdot f_o / 2 \cdot df$$

Si la frecuencia de caída (df) es limitada al 5% para pérdidas de potencia de $dt = 200\text{ms}$ (duración de la falla, libramiento de la interrupción, y tiempo para regresar a la potencia total), entonces de la ecuación $H_{dc} = 2$ segundos

Un compensador síncrono diseñado desde el punto de vista de la inercia contribuirá lo suficientemente al valor del SCR para convertir un sistema con un SCR muy bajo a uno el cual tenga un SCR alto, o por lo menos un SCR bajo.

2.12 Interacción del sistema cuando la impedancia del sistema es alta con relación a la potencia de entrada de CD (SCR bajo)

Una interacción benéfica entre dos sistemas CA y CD es muy importante y deseada. La corriente de CD puede llevar potencia dentro del sistema de CA de forma controlada y puede ayudar al sistema de CA mejorando su control de frecuencia, estabilidad (regulación) y atenuación (amortiguamiento).

El diseño del sistema de conversión debe de tener en cuenta los siguientes puntos:

- 1) Estabilidad en estado estacionario
- 2) Recuperación después de una falla de CD o CA y
- 3) Sobretensiones de CA y CD

2.12.1 Estabilidad en estado estacionario

Inestabilidad de la potencia y tensión. Este es un tipo inestabilidad acumulativa de estado estacionario la cual puede ocurrir en las terminales del inversor a un SCR bajo o muy bajo cuando es empleado el modo de control de potencia. Una solución sencilla es diseñar el control maestro para dar, cuando sea necesario, un control de potencia no exactamente constante.

Inestabilidad por saturación del núcleo. Esta es un inestabilidad la cual involucra la saturación de los transformadores del convertidor, ocurre cuando hay una resonancia cercana a la frecuencia fundamental en el lado de CD, entre las reactancias de CD y la

línea de CD, con una antiresonancia (o por lo menos una alta impedancia) cercana a la segunda armónica en el lado de CA. El mecanismo involucra la frecuencia fundamental en el lado de CD, las componentes de CD en las bobinas de las válvulas, las cuales causan la saturación del transformador, y la segunda armónica en el lado de CA. El control del sistema también está involucrado. El aumento de este tipo de inestabilidad es muy lento (puede durar varios minutos) a causa del efecto de la saturación del transformador. Esto puede ser solucionado por el sistema de control, con adiciones las cuales controlen efectivamente el efecto de la saturación y se opongan a esta por la realimentación en el convertidor.

Inestabilidad subsíncrona. Esta puede ocurrir normalmente a frecuencias de orden de 10 a 40 Hz asumiendo el peor de los casos de transmisión vía una línea o cable de CD de gran distancia. Esto corresponde a la inestabilidad ordinaria de control de lazo cerrado y puede ser estudiada, por ejemplo, mediante el criterio de Nyquist o por valores característicos, y solucionado por la elección adecuada de los parámetros de control, tales como los ajustes de ganancia de lazo cerrado en el rectificador e inversor. Maquinas síncronas con turbinas de vapor muestran resonancias mecánicas de túnel en esta región de frecuencia, de ahí que es particularmente importante garantizar la estabilidad en donde estas se encuentran en redes de CA, para prevenir la excitación de sus resonancias.

Un control de HVDC convenientemente diseñado no debe provocar inestabilidad subsíncrona y de hecho puede ser empleado para amortiguar dicha inestabilidad.

2.12.2 Recuperación después de una falla de CA y CD

La recuperación satisfactoria de un enlace de CD después de una falla mayor de CA en el inversor, puede presentar problemas debido a que la distorsión de tensión de CA, causada por la corriente de inrush (corriente de arranque) de los transformadores durante la recuperación, puede ser substancial. El criterio más importante es la aceleración brusca (shock) de las maquinas causada por la pérdida de megawatts-segundos, la cual debe de ser minimizada para prevenir la inversión de polos en el sistema de CA (inestabilidad transitoria). Desde el punto de vista del control esto requiere un sistema de control el cual reinicia tan rápidamente como le sea posible el reestablecimiento la tensión de CA, el cual debe tener características estáticas y dinámicas escogidas para dar una rápida restauración de potencia, y lo que da libertad

de fallas de conmutación durante la recuperación. Los controles modernos pueden manejar bien valores bajos de SCR. Esta situación puede ser ayudada aún más por el diseño adecuado de los transformadores del convertidor para dar una baja corriente de in-rush cuando convenga, y de los filtro de CA para dar una amortiguación substancial a bajas frecuencias, del orden de la segunda a la cuarta armónica.

La recuperación de las fallas de CD representa condiciones menores severas.

2.12.3 Sobretensiones de CA y CD.

Cuando un convertidor es conectado a un sistema con un SCR bajo o muy bajo el efecto de un repentino bloqueo del convertidor (rechazo de carga) es causa de un aumento substancial la tensión de CA, esto puede ser causado por ejemplo por alguna falla en una estación remota o a causa de la necesidad cortar la corriente continua para librar una falla en la línea de CD. Otro caso es cuando una falla de CA cerca del la barra colectora del convertidor es librada por la apertura de un circuito de interrupción. Comúnmente cuando la tensión de CA reaparece es excesiva, particularmente si por alguna razón el convertidor no comienza inmediatamente la conmutación.

Las sobretensiones en la línea de CD son generalmente más bajas, al menos en esquemas de cable de CD, a causa del efecto aislador de las reactancias de CD. No obstante con sistemas débiles de CA es conveniente proveer a cada estación con controles de lazo cerrado limitadores de tensión; los aumentos repentinos la tensión de CD entonces se pueden reducir efectivamente en la mayoría de las condiciones, con el beneficio del aislamiento del cable. Las líneas aéreas de CD están sujetas a sobretensiones por rayos, los cuales pueden ser reducidos por lo métodos tradicionales.

3. HVDC basada en VSCs o “HVDC Light”.

La transmisión HVDC basada en VSCs o también conocida como HVDC “Light” o HVDC “PLUS” es un nuevo método adecuado en casos de aplicaciones de generación y transmisión de potencia, desde unas pocas decenas hasta cientos de megawatts, para cables submarinos y subterráneos o sistemas de transmisión de enlace recíproco (“Back to Back”), aunque puede ocuparse también en líneas aéreas.

La tecnología HVDC Light o PLUS está basada en el diseño de convertidores de fuente de tensión (*VSC Voltage Source Converters*) de conmutación forzada y su comportamiento se asemeja al de las máquinas síncronas. Usando componentes de alta frecuencia de conmutación, como el transistor bipolar de compuerta aislada “IGBT” (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), es posible usar tecnología de Modulación del Ancho de Pulso PWM (*Pulse Width Modulation*) para producir la tensión de corriente alterna como una conmutación ultra-rápida entre dos tensiones fijas. Con la modulación PWM es posible producir cualquier ángulo de fase y amplitud (hasta cierto nivel), además de que se pueden variar prácticamente en forma instantánea.

El método HVDC Light no solamente permite controlar en forma rápida y precisa el flujo de potencia activa, sino también puede generar o consumir potencia reactiva independientemente del flujo de potencia activa, manteniendo así estable la tensión y la frecuencia, lo cual da una flexibilidad total con respecto a la localización de los convertidores en el sistema de CA.

El diseño de la estación convertidora se basa en el concepto modular, para tensiones de CD de hasta los 150 kV la mayor parte del equipo es instalado en encapsulamientos en la subestación, mientras que para tensiones más altas de CD el equipo requerido es instalado en construcciones hechas específicamente para su resguardo. Los requisitos de

espacio para las estaciones convertidoras son pequeños y todo el equipo es de interior, con excepción de los transformadores de potencia.

Las subestaciones son diseñadas para ser automatizadas, pueden ser operadas de manera remota o de manera autónoma, basado en las necesidades de la red de CA interconectada, mientras que el mantenimiento requerido es determinado principalmente por el equipo convencional como lo son los interruptores de CA, el sistema de enfriamiento, etc.

Los cables empleados en HVDC Light tienen un aislamiento de polímero, y son operados en modo bipolar, con un cable con polaridad positiva y otro con polaridad negativa. Su resistencia mecánica y flexibilidad los hacen muy convenientes para instalaciones en condiciones de trabajo severas, por ejemplo, los cables submarinos pueden ser puestos en aguas más profundas y en fondos ásperos, los cables para tierra pueden ser instalados a un menor costo con la técnica de tendido, además de que también pueden ser empleados como cables aéreos.

Algunos de los beneficios ambientales que ofrece esta tecnología son:

- Eliminación de los campos magnéticos, ya que los cables empleados se colocan en pares con la corriente (CD) en direcciones opuestas.
- Eliminación del riesgo de derrame de aceite, como el empleado en cables aislados por papel impregnado de aceite.
- El aislamiento del cable está basado en polímero y no es peligroso.
- Los metales empleados en el cable puede ser reciclados.

3.1 Aplicaciones

Mantener la integridad de un sistema de potencia depende de un control seguro y estable de la potencia activa y reactiva, la pérdida de este control puede llevar al colapso del sistema. Los convertidores de fuente de tensión (VSCs) tienen la ventaja de ser capaces de cambiar de manera casi instantánea su punto de trabajo y controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva. Esto se puede utilizar para respaldar a la red con la mejor mezcla de potencia activa y reactiva durante condiciones de disturbios. En muchos casos una combinación de potencia activa y reactiva es una mejor solución comparado a solo tener la potencia activa o reactiva. Los sistemas de transmisión basados en VSC's por lo tanto pueden dar apoyo adicional a la red.

3.1.1 Sistemas de transmisión con cable

Cables submarinos

Alimentación de potencia a consumidores aislados

Generalmente el suministro de potencia o energía eléctrica a pequeños consumidores aislados (por ejemplo islas) es realizado por la generación local de energía eléctrica, ya que no se encuentran conectados a una red eléctrica, mientras que con la instalación de un sistema HVDC Light se puede importar energía eléctrica.

Generación remota en pequeña escala

Muchas veces la generación en pequeña escala está localizada en islas que no requieren de toda la potencia generada. En estas situaciones, se puede transmitir potencia por transmisión HVDC Light a islas adyacentes o un sistema principal.

Interconexión de sistemas de potencia

Las ventajas de esta transmisión son de alto valor en la interconexión de sistemas de potencia independientes, especialmente cuando estos son asíncronos. Esto debido a la posibilidad de controlar la potencia transmitida a un valor determinado, así como por ser capaz de proporcionar y controlar la potencia y la tensión reactivas en ambos lados de las redes conectadas.

Cables subterráneos

Interconexiones

La transmisión HVDC Light tiene la posibilidad de controlar la transmisión de potencia al valor deseado, así como es capaz de proporcionar y controlar la potencia y tensión apoyando a la red conectada para mejorar la estabilidad de la red de CA. Otros factores importantes son: evita flujos de lazo cerrado, la posibilidad de compartir la capacidad instalada de reserva, potencia de emergencia, etc.

El rápido control de la CA por los convertidores HVDC Light también puede ser empleado para operar las redes de CA cercanas a la máxima tensión de CA permisible ya que reduce las pérdidas de línea de estas.

Embotellamientos

Además de la transmisión de potencia por el sistema, un sistema de transmisión HVDC Light en paralelo con una línea de CA existente incrementara la capacidad de

transmisión de la línea de CA por el apoyo inherente de tensión y por la capacidad de estabilidad de potencia de este.

Suministro de energía a centro urbanos

Además de que las nuevas capacidades de transmisión por líneas de CA dentro de ciudades son muy costosas, en muchos casos los permisos para los nuevos derechos de vía son difíciles de conseguir. Los cables HVDC Light necesitan menos espacio que una línea aérea de CA y pueden transportar mayor potencia que un cable de CA, además de no incrementar la corriente de cortocircuito de las redes de CA conectadas.

Cables aéreos

Debido a que los cables HVDC Light tienen un ligero peso/m es posible instalar cables de tierra colgados en postes y con mejores resultados que los cables subterráneos.

3.1.2 Enlaces recíprocos “Back-to-Back” (BtB)

Una estación Back-to-Back consta de dos convertidores HVDC Light localizados cerca uno del otro, por lo tanto no hay cables de CD entre ellos.

Conexión asíncrona

Si la red de CA está dividida en diferentes áreas asíncronas, la interconexión entre estas áreas se puede lograr fácilmente con convertidores HVDC Back-to-Back, esto da un gran número de ventajas como: compartir la reserva con que se cuenta, mejor empleo de la generación en ambos lados de la red, apoyo de tensión, etc.

En muchos casos la conexión entre dos áreas asíncronas es hecha en un punto débil de la conexión en los sistemas de CA, en los límites de las áreas. Un sistema HVDC Light es adecuado para operar a bajos niveles de SCR para este tipo de conexión.

Conexión de cargas importantes

Para cargas sensibles, un sistema HVDC Back-to-Back es importante para mantener en los niveles apropiados la tensión de CA y la frecuencia si la calidad de estas propiedades de la red de CA conectada no son las adecuadas para la carga conectada. Además sus propiedades de rápido control de potencia reactiva pueden ser usadas para la mitigación de oscilaciones.

3.1.3 Generación eólica



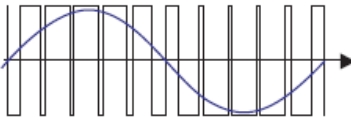
Por sus características, este sistema es adecuado para la conexión de grandes cantidades de generadores eólicos a la red eléctrica, aun en puntos débiles de la red y sin tener que mejorar la capacidad de cortocircuito, lo cual no ocurre con un sistema de transmisión de CA, los cuales normalmente requieren un alto SCR comparado con la potencia entregada, además de necesitar varios tipos de compensación para preservar la calidad de la potencia y/o la estabilidad de la red. Un sistema HVDC Light no requiere de compensación adicional, pues es inherente a los convertidores, haciéndola adecuada para este tipo de generación.

3.2 Comparación de un sistema de CA, un HVDC convencional y un HVDC Light.

En general los puntos de comparación de un sistema de transmisión por cable de CD y un sistema de transmisión por cable de CA son:

<i>Sistema de cable de CD</i>	<i>Sistema de cable de CA</i>
No tiene límite en la longitud del cable No necesita de estaciones intermedias No incrementa la capacitancia en la red de CA (evita resonancias de bajo orden) Las tensiones de CD disminuyen el envejecimiento y aumenta la vida útil de los cables.	La capacitancia del cable limita su longitud Requiere compensación reactiva

Comparación de un sistema HVDC light y un HVDC convencional

<p>HVDC light, potencia de 50 a 1100 MW</p>  <p>Cada terminal es un convertidor HVDC mas un SVC</p> <p>Adecuado para conexiones con cable submarino y de tierra</p> <p>Características avanzadas del sistema</p>	<p>IGBT usado como componente activo en las válvulas</p>  <p>Diseño multi-chip</p> <p>Bloqueo solo en una dirección (forward)</p> <p>Apagado del gate totalmente controlable; conmutación forzada</p> <p>Circuitos de alta velocidad</p>	<p>Control de ancho de pulso de potencia activa y reactiva</p>  <p>El IGBT puede ser desconectado con una señal de control.</p> <p>Totalmente controlable</p> <p>Conmutación forzada arriba de 2000 Hz</p>
--	--	--


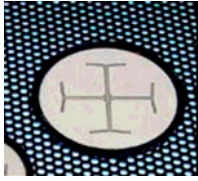
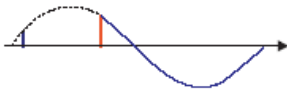
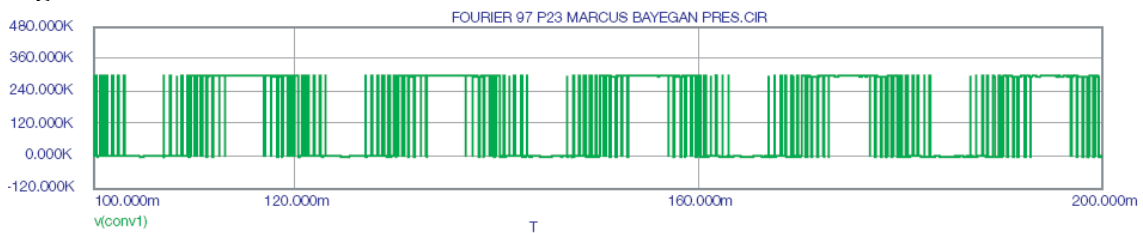
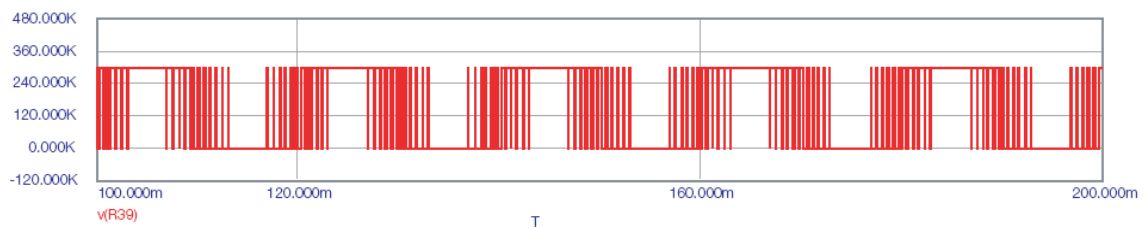
<p>HVDC convencional potencia hasta 3000 MW</p>  <p>Es la mejor manera de transmitir potencia a grandes distancias</p> <p>Largas conexiones de cable submarino</p> <p>Alrededor de tres veces mas potencia que una línea aérea de CA con el mismo derecho de vía</p> <p>Espacio de instalación mínimo</p>	<p>Tiristor usado como componente activo en las válvulas</p>  <p>Oblea sencilla de silicón</p> <p>Capacidad de bloqueo hacia adelante y reversa</p> <p>Capacidad muy alta de sobre corriente</p> <p>No tiene apagado del gate; conmutación natural</p>	<p>Control de ángulo de fase</p>  <p>El tiristor no puede ser desconectado con una señal de control</p> <p>Deja automáticamente de conducir al invertirse la tensión</p> <p>Comutación de la línea de 50/60 Hz</p>
---	--	--

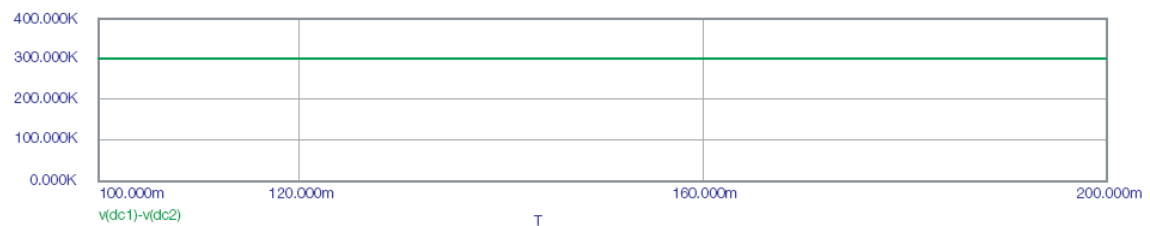
Fig. 3.1 Convertidor VSC



Tensión de la reactancia

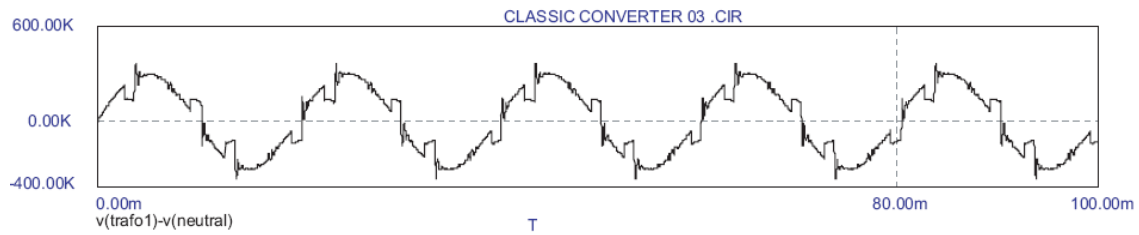


Tensión de la válvula

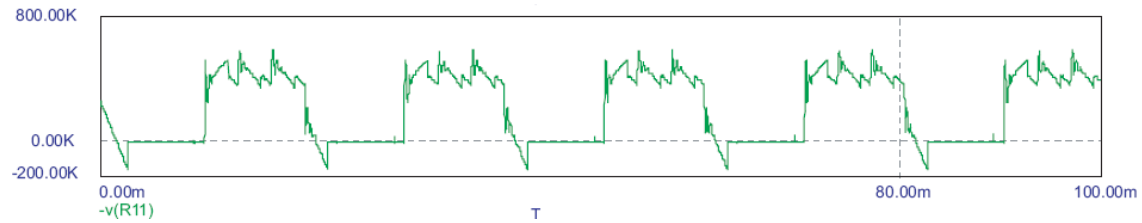


Tensión de CD

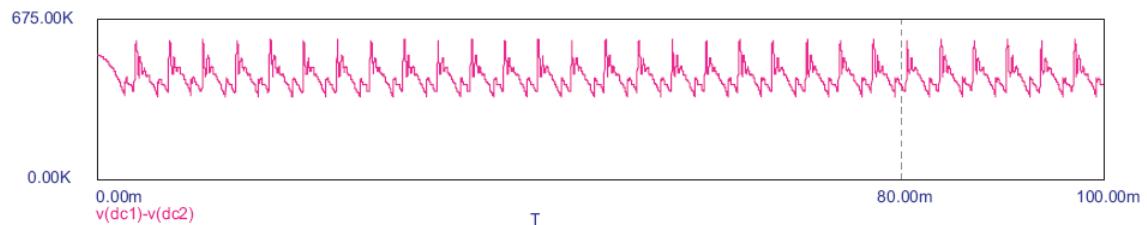
Fig. 3.2 Convertidor convencional



Tensión del transformador



Tensión de la válvula



Tensión de CD

En resumen, algunas de las razones para escoger la transmisión HVDC Light son:

- Apoyo a la red de CA
- La potencia activa y reactiva puede ser controlada rápida e independientemente.
- Operación para razones de cortocircuito muy bajas (cero)
- Son evitados los lazos de flujo de potencia
- Es posible el arranque negro
- Estabilización de la red de CA conectada
- Se comparte la reserva eléctrica entre áreas
- Potencia continuamente variable, de la potencia total en una dirección a la potencia total en sentido inverso
- Apoyo de potencia en caso de emergencia
- Incrementa la potencia en paralelo con líneas de CA
- No hay fallas de conmutación
- Sistemas multiterminal simples
- No hay mínimo de potencia, puede operar a potencia cero

- No se requiere de compensación reactiva en derivación. (solo se requieren pequeños filtros de armónicos)
- Solo se requieren transformadores de CA convencionales
- El control puede ser diseñado para que las subestaciones puedan eliminar oscilaciones y seleccionar armónicos en la red
- Las estaciones pueden ser operadas como STATCOMs, aun si no están conectadas a la línea de CD
- No hay el impacto visual de las líneas aéreas
- Fácil de obtener el permiso
- No hay campos electromagnéticos
- A diferencia de las líneas aéreas no hay ruido audible
- Menor espacio/MW requerido que un HVDC convencional
- Diseño para interiores – reduce el riesgo de descarga disruptiva
- Control rápido y exacto de potencia
- No hay filtros de conmutación en el cambio de energía
- Amortiguación de reversión potencia

3.3 Características especiales

3.3.1 Transferencia de potencia independiente y calidad en el control de potencia.

El sistema HVDC Light permite el control totalmente independiente del flujo de potencia activa y reactiva dentro del rango de operación del sistema. La potencia reactiva puede ser controlada continuamente, desde el total de la energía exportada hasta el total de la energía importada. Normalmente cada estación controla el flujo de su potencia reactiva independientemente de cualquier otra estación, sin embargo, el flujo de potencia activa hacia la red debe de ser balanceado, lo cual significa que la potencia activa que sale de la red de CD debe ser igual a la potencia activa que entra la red de CD, menos las pérdidas del sistema HVDC Light. Una diferencia en la potencia implicaría que la tensión de CD en el sistema se incrementará o decrecerá rápidamente, al igual que el capacitor de CD incrementa su tensión cuando aumenta la carga. En un diseño normal, la energía almacenada es equivalente alrededor de 2 ms la potencia transmitida en el sistema. Para lograr este balance de potencia una de las estaciones controla la tensión de CD.

Esto significa que otra estación puede ajustar arbitrariamente la potencia transmitida dentro de los límites de la capacidad de potencia del sistema HVDC Light, por lo que la estación que controla la tensión de CD ajustará su potencia a una que asegure mantener el balance (es decir una tensión de CD constante). Este balance es logrado sin la telecomunicación entre estaciones, simplemente basado en la medición la tensión de CD.

3.3.2 Control de tensión y transferencia de potencia.

El flujo de potencia reactiva puede ser determinado por medio de una orden de potencia activa o por medio de control de frecuencia. Las estaciones convertidoras pueden ser asignadas para generar potencia reactiva a través de la potencia reactiva ordenada o para mantener un nivel deseado de tensión en la red de CD conectada.

El control interno de lazo cerrado del convertidor es por corriente activa y reactiva, controlada a través de las mediciones de corriente en el inductor del convertidor y usando órdenes de ajustes, las cuales un operador puede hacer de potencia activa o reactiva. En una red de CA la tensión en cierto punto puede ser incrementada/reducida a través de la generación/consumo de potencia reactiva, lo cual significa que en un sistema HVDC Light puede controlarse la tensión de CA independientemente en cada estación.

3.3.3 Operación a baja potencia

Contrariamente a un convertidor HVDC convencional, un convertidor HVDC Light puede operar a una potencia muy baja, aun a potencia cero. La potencia activa y reactiva son controladas independientemente, y a cero potencia activa el rango total de potencia reactiva puede ser empleado.

3.3.4 Reversión o inversión de potencia

El sistema de transmisión HVDC Light puede transmitir potencia activa en cualquiera de las dos direcciones con la misma configuración de control y del circuito principal. Esto significa que la transferencia de potencia reactiva puede ser rápidamente invertida sin ningún cambio en el modo de control, y sin ningún filtro de conmutación o bloqueo del convertidor. La inversión de potencia es obtenida por el cambio de dirección de la corriente de CD y no por el cambio en la tensión de CD como lo es en los convertidores convencionales HVDC, además la velocidad de inversión es determinada por la red y el convertidor puede invertir la potencia total en milisegundos si es necesario.

El control de potencia reactiva opera simultánea e independientemente para mantener sin perturbaciones el intercambio de potencia reactiva ordenado durante la inversión del flujo de potencia.

3.3.5 Pérdidas de potencia reducidas en los sistemas de CA conectados.

El control la tensión de la red permite al sistema HVDC reducir las pérdidas en la red conectada, además las pérdidas óhmicas de la línea y las pérdidas por magnetización pueden ser reducidas, obteniendo significativas reducciones de pérdidas en cada red conectada.

3.3.6 Incremento en la capacidad de transferencia de un sistema existente

Incremento de tensión

La rápida y exacta capacidad de control de tensión de los convertidores HVDC Light hace posible la operación de la red aun en un punto más cercano a su límite superior. Las sobretensiones transitorios serán contrarrestados por la rápida respuesta de potencia reactiva, y el nivel mas alto de tensión permitirá que sea mayor la transferencia de potencia a través de las líneas de CA sin exceder las corrientes límites.

Márgenes de estabilidad

Los factores restrictivos para la transferencia de potencia en la red de transmisión incluyen también la estabilidad dla tensión. Si tales condiciones de la red ocurren cuando la red está expuesta a un inminente colapso de tensión, el HVDC Light puede apoyar a la red con la potencia reactiva necesaria. El operador de la red puede permitir una mayor transmisión de potencia en la red si se conoce la cantidad de potencia reactiva de apoyo que el convertidor HVDC Light puede proporcionar. El aumento de la transferencia en la red es mayor que la capacidad en MVA instalada del convertidor HVDC Light.

3.3.7 Control de amortiguamiento usando P y Q simultáneamente.

Al igual que la estabilidad de la tensión, la estabilidad del ángulo del rotor es un factor restrictivo para la transferencia de potencia en una red de transmisión. Un sistema HVDC Light puede emplearse para el amortiguamiento de las oscilaciones del ángulo (electromecánicas). Las oscilaciones electromecánicas pueden ser bastantes complejas y de diversas formas y con muchos componentes involucrados, por lo tanto no siempre es posible encontrar algoritmos de amortiguación fuertes que no exciten otros modos al amortiguar los primeros. Muchos métodos de control que influyen en la capacidad de

transmisión pueden tener dificultades en este tipo de situaciones complejas. Algunos métodos que pueden ser considerados son: la modulación de la potencia del eje para los generadores, la desconexión por intervalos de la demanda de carga o usar un HVDC Light conectado a una red asíncrona. Estos métodos tienen la ventaja de que realmente alejan o inyectan energía para amortiguar las oscilaciones.

En particular un HVDC Light puede lograr esta amortiguación de varias formas, como son:

- Modulando el flujo de potencia activa y manteniendo la tensión tan estable como sea posible.
- Manteniendo constante la potencia activa y modulando la potencia reactiva para lograr el amortiguamiento (amortiguación tipo SVC)

Se pueden emplear como indicadores la corriente de línea, el flujo de potencia o la frecuencia local, además la medición directa del ángulo de tensión por medio de Unidades de Medida del Fasor también puede ser una solución para llevar a cabo esta vigilancia.

3.3.8 Restauración después de cortes de energía.

La restauración de la red puede ser apoyada por un sistema HVDC Light de manera muy favorable. Durante tales condiciones, la tensión y la frecuencia de apoyo o respaldo son muy necesitados y la capacidad de arranque negro puede ser empleada.

3.3.9 Campos magnéticos

Normalmente los dos cables pueden ser colocados muy cercanos, y como estos pueden transportar la misma corriente en direcciones opuestas, los campos magnéticos de los cables se cancelan mutuamente y, por lo tanto, el campo magnético residual es extremadamente bajo comparado al nivel del campo magnético de la tierra.

Los campos magnéticos de los cables de CD son campos estáticos, los cuales no causan efectos de inducción, lo cual es lo contrario con lo ocurrido con los cables y líneas de CA. Además, el campo electromagnético alrededor de la instalación del convertidor es bastante bajo debido a que todos los aparatos localizados en la instalación son diseñados para brindar una protección muy eficiente. Esta protección es necesaria también para minimizar las emisiones en el rango de la radiofrecuencia, es decir radiointerferencia, ya que el sistema HVDC Light opera con una alta corriente interna derivada y una frecuencia de conmutación del orden de 1 a 2 kHz, tales transitorios y frecuencias pueden causar radiointerferencia si no son controlados y protegidos correctamente.

Considerando estas condiciones, el diseño debe asegurar la apropiada mitigación de radiointerferencia y de los correspondientes campos. Es por ello que normalmente los niveles de los campos electromagnéticos alrededor de la instalación están por debajo de los valores estipulados de los estándares de exposición humana.

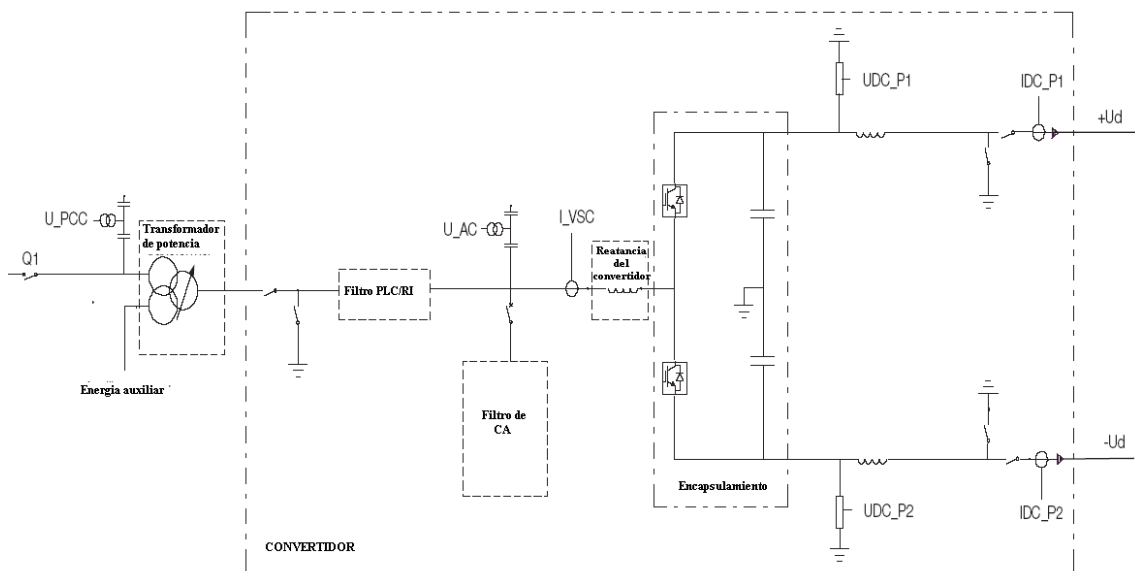
La instalación del convertidor es conectada a la red/sistema de potencia de CA a través de líneas aéreas o cables de CA. El filtrado efectivo previene corrientes armónicas provenientes de las cargas conectadas a la línea/cable de CA. Esto significa que pueden ser consideradas como líneas/cables normales de CA instaladas dentro de la red/sistema de potencia.

3.3.10 Bajo impacto ambiental

El hecho de que ninguna separación eléctrica o magnética sea necesaria para los cables, y que las estaciones convertidoras están encerradas en construcciones hechas para este fin, hace que el impacto en el ambiente del sistema de transmisión sea muy bajo, y la construcción puede ser diseñada para asemejarse a otros edificios del vecindario, y los cables no son visibles.

3.4 Componentes principales

3.4.1 Esquema del Circuito principal



3.4.2 Transformador de potencia

El transformador es un transformador común de potencia monofásico o trifásico, con intercambiador de derivaciones. La tensión secundaria, la tensión del nodo del filtro,

será controlado con el intercambiador de derivaciones para llevar a cabo al máximo el consumo y generación de potencia activa y reactiva del convertidor. Este intercambiador de derivaciones está localizado en el lado secundario, el cual tiene las oscilaciones de tensión mas grandes, y también para asegurar que sea lograda la razón de transformación entre la bobina de línea y una posible bobina terciaria.

La corriente en las bobinas del transformador contiene apenas algunos armónicos y no está expuesta a tensión alguna de CD. Para llevar al máximo la transferencia de potencia activa, el convertidor genera una tensión de secuencia cero de baja frecuencia ($<0,2$ p.u.) el cual es bloqueado por la bobina secundaria del transformador. Además, el transformador puede contar con una bobina terciaria para alimentar el sistema de potencia auxiliar de la estación.

3.4.3 Reactancias del convertidor

Las reactancias del convertidor son uno de los componentes clave en el convertidor de fuente de tensión para permitir el control continuo e independiente de la potencia reactiva. Los propósitos principales de las reactancias del convertidor son:

- Proveer de un filtrado pasobajas de la modulación PWM para obtener la tensión deseada de la frecuencia fundamental. El convertidor genera armónicos relacionados a la frecuencia de conmutación, estos son bloqueados por las reactancias del convertidor y el contenido de armónicos en el nodo de tensión de CA es reducido por un filtro de CA.
- Proveer de un control de potencia activa y reactiva. La frecuencia fundamental de la tensión a través de la reactancia define el flujo de potencia (activa y reactiva) entre los lados de CA y CD.
- Limitar las corrientes de cortocircuito

Hay una reactancia del convertidor por fase, la cual consiste en una bobina vertical colocada sobre aisladores, con varios metros de altura y diámetro. Los protectores (escudos) fuera de las bobinas eliminan los campos magnéticos. La tensión de cortocircuito típico de un del convertidor es del 15%.

La pérdida de capacitancia a través de la reactancia se debe mantener tan baja como sea posible para reducir al mínimo los armónicos en el lado del filtro de la reactancia. En la terminal del puente la alta dv/dt en cada conmutación tendrá como resultado pulsos de corriente a través de todas las capacitancias a tierra, como estos pulsos de corriente pasan a través de la válvula pueden ser minimizados, el lado del filtro de la reactancia

puede ser considerado como tierra a altas frecuencias y por lo tanto la capacitancia a través de la reactancia será baja. Estos requisitos han llevado al diseño de reactancias del convertidor con bobinas aéreas sin núcleos de hierro.

3.4.4 Capacitores de CD

El objetivo primario del capacitor del lado de CD de la válvula es proveer de un camino de baja inductancia para las corrientes de desconexión y también para servir como un proveedor de energía. El capacitor también reduce las ondas de armónicos en la tensión de directa. Los disturbios en el sistema (por ejemplo debido a fallas) causaran variaciones la tensión de CD y la habilidad para limitar estas variaciones dependerá del tamaño del capacitor en el lado de CD.

Un tipo de capacitor de CD empleado es el capacitor DryHed, el cual para aplicaciones de alta tensión, su diseño ofrece el doble de capacidad en la mitad de volumen, envoltura de plástico libre de corrosión, una baja inductancia y un corto tiempo de producción e instalación simplificada

3.4.5 Filtros de CA

Los convertidores de fuente de tensión pueden ser operados con diferentes esquemas de control, la mayoría de los cuales usan la modulación de ancho de pulso para controlar la razón entre la frecuencia fundamental de la tensión del lado CD y el lado de CA. Observando la terminal del convertidor del lado de CA, la tensión a tierra será cualquiera pero sinusoidal, como se puede ver en las figuras de las siguientes paginas. Las aplicaciones mas frecuentes de los convertidores de fuente de tensión son como controladores de máquinas (en aplicaciones industriales) donde esto es de menor o ninguna importancia. Sin embargo conectar un convertidor de fuente de tensión a un sistema de transmisión o distribución requiere que la tensión sea sinusoidal. Esto se logra por medio de la reactancia del convertidor y los filtros de CA.

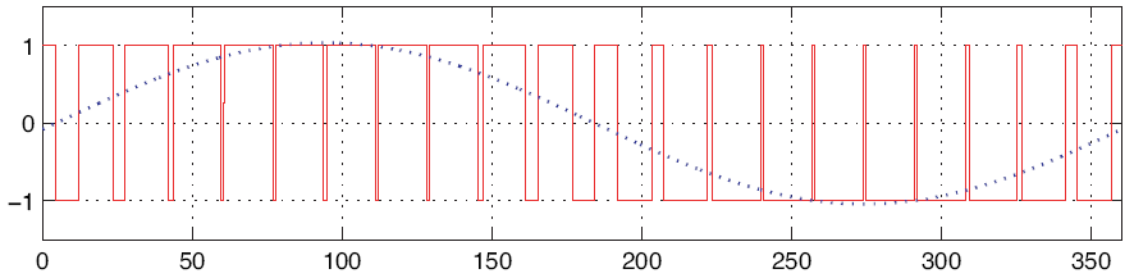
La forma de onda distorsionada la tensión en la terminal del convertidor se puede describir como una serie de tensiones de armónicas

$$E = \sum_{h=1} E_h \cos(h\Omega_1 t + \alpha_h)$$

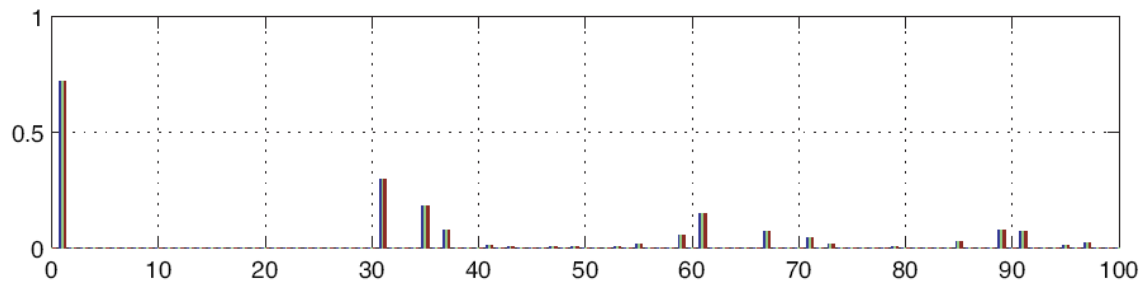
donde E_h es la h -ésima armónica EMF. La magnitud de los armónicos EMFs variara con la tensión de CD, la frecuencia de conmutación (o número de pulsos) del convertidor, etc. Pero también dependerá elección de la tecnología PWM del convertidor. Para ejemplificar esto, se ilustran dos ejemplos

- Un convertidor utilizando PWM sinusoidal con inyección de tercera armónica (esto es cuando una tercera armónica es agregada al modulador de la frecuencia fundamental para incrementar la potencia nominal del convertidor)
- Un convertidor empleando una cancelación de armónicos PWM u OPWM.

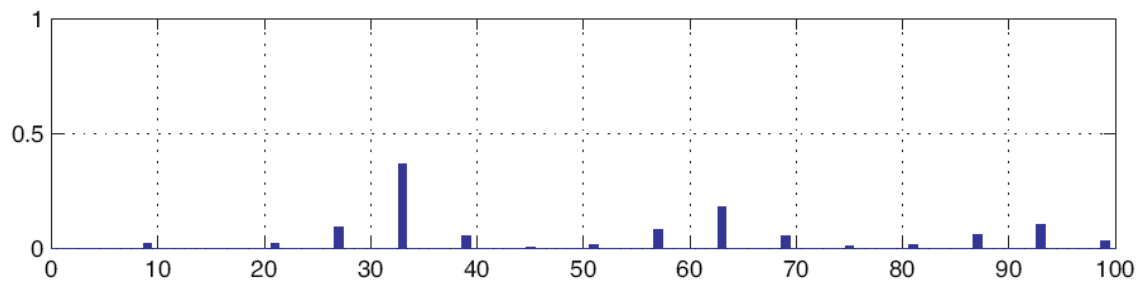
Fig. 3.2 Convertidor de fuente de tensión operando con PWM sinusoidal con inyección de tercera armónica. La línea azul punteada muestra la frecuencia fundamental de la componente de tensión de la terminal del convertidor a la tensión de tierra.



Tensión de fase a tierra en la terminal del convertidor. E_v

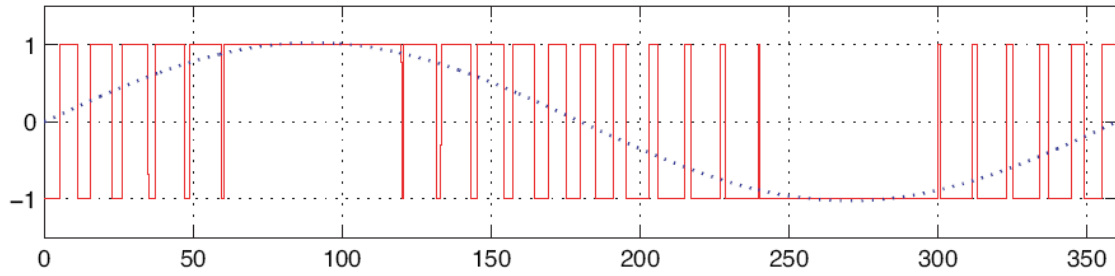


Contenido de armónicos la tensión de fase, excluyendo las componentes de secuencia cero.

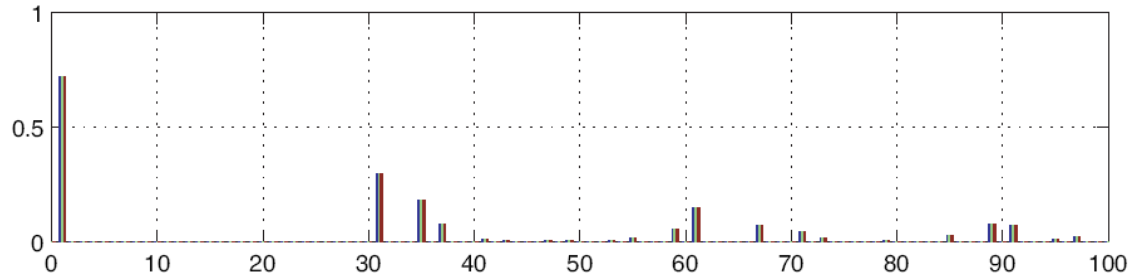


Contenido de armónicos la tensión de fase, exclusivamente las componentes de secuencia cero.

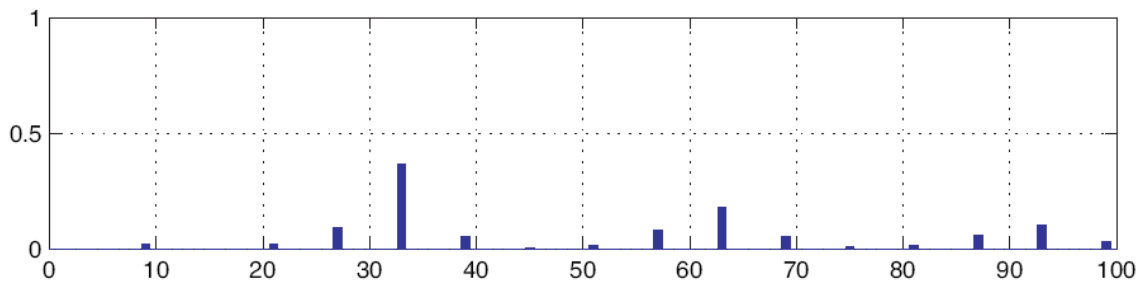
Fig. 3.3 Convertidor de fuente de tensión operando con cancelación de armónicos PWM. La línea azul punteada muestra la frecuencia fundamental de la componente de tensión de la terminal del convertidor a la tensión de tierra.



Tensión de fase a tierra en la terminal del convertidor. E_v



Contenido de armónicos la tensión de fase, excluyendo las componentes de secuencia cero.



Contenido de armónicos la tensión de fase, exclusivamente las componentes de secuencia cero.

Ambas figuras dan la tensión de fase a tierra (con la componente fundamental indicada) de la terminal del convertidor junto con el correspondiente espectro del armónico. El espectro da los componentes de secuencia negativa, positiva y cero.

En un esquema típico HVDC Light, los filtros de CA contienen dos o tres ramas de filtros sintonizados aterrizados o no aterrizados. Dependiendo requisitos de funcionamiento del filtro, es decir la tensión de distorsión permisible, etc., la configuración del filtro puede variar entre varios esquemas, pero un tamaño típico del filtro es entre 10 y 30% de la potencia nominal. Los requisitos típicos en el funcionamiento del filtro son:

Distorsión individual armónica

$$D_h = \frac{U_h}{U_1} \approx 1\%$$

Distorsión armónica total

$$THD = \sqrt{\sum_h D_h^2} \approx 1.5\% \quad a \quad 2.5\%$$

Factor de influencia telefónica

$$TIF = \sqrt{\sum_h (5hf_1 C_{message(hf_1)} D_h)^2} \approx 40 \quad a \quad 50$$

Lo indicado anteriormente está basado totalmente en la medición de tensión en el punto de conexión del esquema de CD. Las primeras dos son mediciones directas de la calidad de la tensión, mientras que la tercera, TIF, es una medición compensada y comúnmente es un indicador de la interferencia telefónica esperada. El valor de TIF está basado en el factor de C-message presentado por en la publicación 60-68 del IEEE

3.4.6 Filtros de CD

Para los convertidores HVDC Light en combinación con los cables HVDC Light, el filtrado en el lado de CD por el capacitor de CD del convertidor y la inductancia de alisado de línea en el lado de CD, se consideran suficientes para dar una supresión de armónicos.

Sin embargo, bajo ciertas circunstancias, si la ruta del cable de CD comparte el mismo derecho de vía o corre cercana a cables telefónicos, alambres de señalamientos de ferrocarril o similares, existe la posibilidad de exposición a interferencia armónica del cable (proveniente de este). Bajo estas circunstancias y para condiciones donde una medida local preventiva no es factible, los terceros (compañía de teléfonos, compañía de ferrocarril, etc.) deben ser consultados para los límites permisibles de interferencia telefónica.

Un requisito típico puede ser expresado como un equivalente de la corriente residual compensada alimentando al par de cables en cada estación. La corriente es calculada como:

$$I_{eq} = (1/P_{800}) * \sqrt{\sum_h (P_{hf_1} * I_h)^2} \quad \text{donde:}$$

I_{eq} Es el peso o factor sofométrico (psophometrically weighted), 800 Hz equivalente al disturbio de corriente

I_h Es la suma vectorial de las corrientes armónicas en el par de cables conductores y las pantallas a la armónica h .

P_{hf_1} Es el psophometric weighted (peso o factor sofométrico) a la frecuencia de h veces la frecuencia fundamental.

El factor de peso o compensación sofométrico en este ejemplo es el de la UIT (Unión Internacional de Telecomunicaciones antes CCITT Comité Consultivo Internacional Telegráfico y Telefónico). En algunas ocasiones el factor C-message, anteriormente mencionado, es empleado en su lugar.

Si se requiere filtrado adicional, la solución es agregar un filtro en el lado de CD, consistente de una reactancia de modo común (secuencia cero) y/o un filtro o filtros de una frecuencia (una sintonía).

3.4.7 Filtros de alta frecuencia (HF)

En los convertidores de fuente de tensión la alta dv/dt en la conmutación de las válvulas significa que la generación de ruido de alta frecuencia (HF) es significativamente mayor que para un convertidor normal. Para prevenir que este ruido HF se extienda desde el convertidor a la red de potencia conectada, se da una atención particular en el diseño de las válvulas, protegiendo las cubiertas y asegurando las conexiones apropiadas HF a tierra. Por ejemplo, las válvulas contienen circuitos de amortiguamiento HF en ambos lados, CA y CD, para asegurar que disturbios, por pequeños que sean, no se esparcirán del área de la válvula.

Para limitar mas la interferencia HF, se conecta un filtro capacitor de radio interferencia (RI) entre el nodo de CA y tierra, y se instala un filtro de línea de CA. Con estas medidas el esquema se encontrara dentro de los requisitos de los estándares aplicables de emisión.

Si se usa un PLC (*Power Line Carrier*) cerca en la red de potencia conectada, se pueden requerir filtros PLC adicionales, es decir un filtro de línea de CA y un capacitor sintonizado apropiadamente a tierra.

3.4.8 Válvulas

Módulos IGBT

El IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) es el dispositivo semiconductor empleado en las válvulas. Al ser un elemento semiconductor de oxido metálico (MOS) necesita muy poca potencia para su control (comparable a la potencia utilizada para controlar las

válvulas de tiristores conmutadas por fase, PCTV (*Phase Controlled Thyristor Valves*) que pueden ser alimentadas por los circuitos de protección contra las sobretensiones). Esto hace posibles la conexión en serie, con una distribución óptima la tensión incluso con frecuencias de conmutación del orden de los kHz. Para incrementar el manejo de potencia, seis chips IGBT y tres chips de diodos son conectados en paralelo en un submódulo, la cantidad de submódulos determinara la corriente nominal del IGBT.

Un modulo completo de IGBT consta de un IGBT, una unidad de compuerta, un divisor de tensión y un disipador de calor de enfriamiento por agua. Cada unidad de compuerta incluye circuitos control de compuerta (gate driving), circuitos de vigilancia y una interfase óptica. El gate-driving controla la tensión de compuerta y la corriente en el encendido y apagado para lograr un proceso optimo de encendido y pagado del IGBT. La tensión a través del IGBT durante la conmutación es medido, y la información es enviada a la unidad de control de la válvula a través de fibra óptica. El divisor de tensión conectado a través del IGBT provee a la unidad de compuerta de la corriente necesaria para manejar la compuerta y alimentar los circuitos de comunicación óptica y la electrónica de control.

Función de la válvula

Para poder cambiar a tensiones mayores la tensión nominal de un IGBT, varios módulos son conectadas en serie en cada válvula. Lo más importante es que todos los IGBTs deben de encender y apagar exactamente al mismo tiempo, para lograr una tensión uniformemente distribuido a través de la válvula. La flexibilidad del IGBT como dispositivo semiconductor también hace posible el bloqueo inmediato de la corriente si se detecta un cortocircuito, previniendo así daños en el convertidor. Un sola válvula para un modulo de 150 kV consiste de alrededor de unos 300 IGBTs conectados en serie.

Puente de válvulas

El HVDC Light está basado en una topología de dos niveles, esto significa que la tensión de salida está conmutada entre dos niveles de tensión. Cada fase tiene dos válvulas, una entre el potencial positivo y la fase de salida y uno entre la salida y el potencial negativo. Así, un convertidor trifásico tiene seis válvulas, tres reactancias de corriente de fase y un set de capacitores de CD, el diagrama muestra un el principio del esquema de un convertidor HVDC Light.

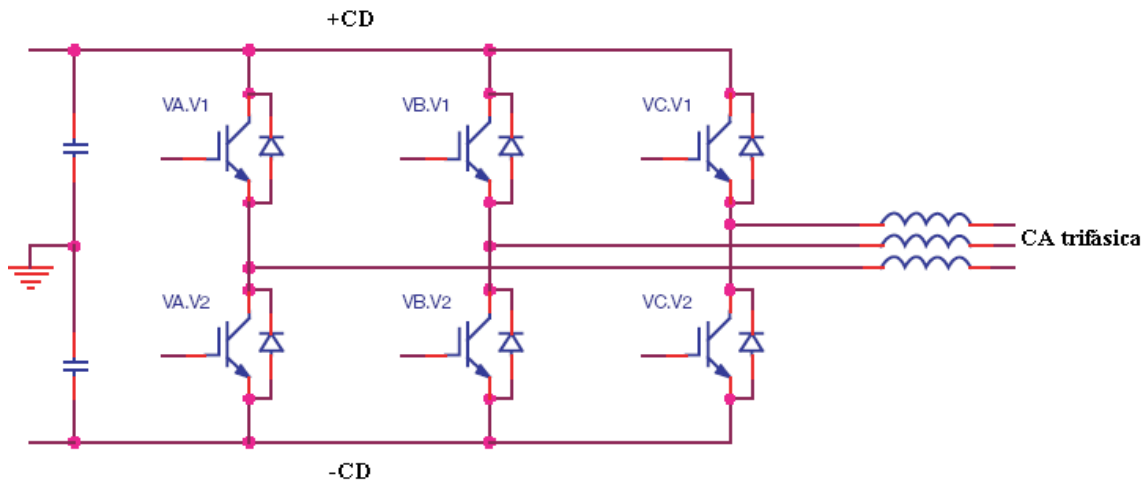


Fig. 3.4 convertidor de dos niveles

Diseño mecánico

Las válvulas del convertidor para tensiones de hasta 150 kV son ensambladas dentro de encapsulamientos hechos de acero y aluminio. Los encapsulamientos blindados ayudan a mejorar la compatibilidad electromagnética del convertidor. Otra ventaja es que los encapsulamientos están hechos como un contenedor estándar, lo que facilita el transporte del convertidor al sitio de instalación. Con este método la mayoría de las partes del convertidor pueden ser preensambladas y reducir así el trabajo de ensamblaje en el sitio. También se pueden realizar algunas de las pruebas antes de ser transportadas, reduciendo así el tiempo de instalación.

Todas las columnas de IGBTs y enfriadores son montadas en conjunto bajo muy alta presión, para minimizar la resistencia de contacto e incrementar la capacidad de enfriamiento. Las columnas son amarradas con amarres de fibra de vidrio, los cuales cumplen con los criterios de resistencia mecánica y aislamiento. Alrededor de las columnas de IGBT son montados protectores circulares de aluminio para amortiguar el campo eléctrico alrededor del equipo de alta tensión. Las columnas se encuentran suspendidas de un aislador del techo del encapsulamiento de la válvula. Este método de instalación hace al convertidor resistente a sismos y otros movimientos.

En resumen, este método de ensamble con columnas blindadas colgando en encapsulamientos con niveles controlados de humedad hace posible reducir las distancias entre las partes de alta tensión y los alrededores, haciendo así al HVDC Light una tecnología de transmisión de potencia compacta.

Por ahora, no hay estándares que cubran totalmente las pruebas de las válvulas de los convertidores HVDC Light. Las aplicaciones de tensión de CD y CA son probadas de acuerdo a la norma IEC 60700-1 hasta donde los estándares de esta son aplicables. Las pruebas de conmutación e impulso por relámpago son realizadas de acuerdo a la norma IEC 60060.

Todos los módulos de IGBT son probados antes de que las columnas de IGBTs sean ensambladas, en una sofisticada rutina de prueba de línea. En este proceso, el IGBT, el divisor de tensiones y la unidad de compuerta son probados en conjunto. Después las partes de la válvula del convertidor son probadas en un arreglo de prueba de puente H. Estas pruebas son realizadas a una escala menor de las válvulas del convertidor, con solo algunos módulos en serie y con una tensión de CA reducido. Cuatro válvulas son conectadas en una configuración de puente H, lo que hace posible probar la operación tanto del rectificador como del inversor, además se pueden ajustar también los ángulos de fase, tensión, corriente y filtros para poder simular la mayoría de los modos de operación HVDC Light.

Sistema de enfriamiento de la válvula

Los módulos HVDC Light están equipados con disipadores de calor con agua de enfriamiento, los cuales proveen un alto y eficiente sistema de enfriamiento. Para poder emplear el agua como líquido de enfriamiento en contacto directo con potenciales de alta tensión es de gran importancia que el agua tenga un nivel muy bajo de conductividad. El agua que circula a través del disipador de calor está en contacto cercano con cada IGBT, lo cual logra una eficiente disipación del calor del semiconductor. El circuito de agua de enfriamiento es un sistema cerrado y el agua es enfriada a través de intercambiadores de calor empleando aire o un circuito secundario de agua como medio de enfriamiento.

El agua en el sistema de enfriamiento de la válvula pasa continuamente a través de un sistema desionizante, para mantener su conductividad baja. La temperatura del agua en las válvulas es controlada, por ejemplo, regulando el número de ventiladores en operación para lograr la capacidad de enfriamiento necesaria, además para medir la temperatura, los sistemas de enfriamiento cuentan con sensores de presión, flujo de agua, nivel y conductividad.

Las partes más importantes en el sistema de enfriamiento de la válvula son provistas de equipo redundante. Por lo general se emplean sistemas de control consistentes de dos

sistemas separados que miden todos los parámetros usando diferentes transmisores, para minimizar así el riesgo de un paro indeseado.

3.5 Cables HVDC Light

Los cables HVDC generalmente son más eficientes para transmisión a grandes distancias que los cables de CA, en particular a para altas potencias. La razón de esto es que los cables de CA deben ser diseñados para una corriente de carga capacitiva junto a la corriente activa transferida. La corriente de carga capacitiva es proporcional a la longitud y a la tensión del cable de CA, para cierta distancia no hay capacidad para transmitir potencia activa. Los cables de CD no tienen corriente de carga capacitiva, por lo tanto toda la capacidad de transmisión del cable está disponible para la transmisión de potencia activa.

Los cables submarinos de CA necesitan de materiales no magnéticos para el blindaje del conductor, para evitar pérdidas ferromagnéticas, por ello son empleadas aleaciones de cobre o aluminio o conductores no magnéticos de acero inoxidable. En los cables de CD no hay pérdidas magnéticas, por lo cual se pueden usar conductores de acero galvanizado (los cuales tienen mejores propiedades de tensión mecánica y menor peso comparado con los conductores de cobre) para el blindaje de tensión mecánica.

Observando el siguiente ejemplo podemos ver la diferencia

Para una transmisión de 550 MW por cable submarino con una distancia de 75 km:

Cable HVDC:

Cables HVDC Light de 150 kV, 2 cables con un conductor de cobre con sección transversal de 1400 mm^2 y blindaje de tensión de acero. El peso de los dos cables es de $2 \times 32 \text{ kg/m} = 64 \text{ kg/m}$.

Cable AC:

Cable 220 kV XLPE, 3 cables con un conductor de cobre con sección transversal de 1600 mm^2 y alambre de cobre de blindaje de tensión. El peso de los tres cables es $3 \times 60 \text{ kg/m} = 180 \text{ kg/m}$.

A grandes profundidades marítimas los cables HVDC Light ofrecen mayores ventajas debido a que cuentan con un aislamiento de polímero el cual mecánicamente es más

fuerte, además generalmente son menos pesados que los cables de CA para la misma potencia transmitida. Esto da una menor fuerza de tensión durante el tendido de los cables. Es una gran ventaja emplear conductores de acero galvanizado para el blindaje de tensión. Un conductor galvanizado tiene mejores propiedades de tensión que la mayor parte de los materiales paramagnéticos que pueden ser empleados para este fin.

Otra de las ventajas que ofrecen este tipo de cables HVDC Light es que son muy flexibles con respecto a los diferentes métodos de instalación, debido a su material de aislamiento. El cable puede ser enrollado en el barco que se encargue del tendido (excepto para cables con doble blindaje para grandes profundidades), facilitando su transportación. Además en la mayoría de los casos es posible colocar los dos cables bipolares cerca uno del otro en una zanja común. El radio del polímero de aislamiento que rodea al cable es menor comparado con el empleado en cables aislados por papel impregnado, lo cual hace posible emplear equipo más pequeño.

Comparado particularmente con cables aislados por papel impregnado con aceite, los cables HVDC Light pueden resistir la inclinación repetida sin la fatiga del aislamiento, lo cual es crítico para cables que descansan en fondos desiguales.

En muchos casos es más fácil obtener el derecho de vía para cables subterráneos, comparados con las líneas aéreas, la principal razón de esto es el menor impacto visual que tiene así como el menor ancho de vía requerido, además este tipo de cables tienen muchas ventajas comparados con otros tipos de cables, al tener un menor radio comparado con el de los cables aislados por papel impregnado por aceite, haciendo más fácil su transporte y su manejo a temperaturas más bajas comparados con estos.

Un esquema convencional monopolar de cable HVDC con una corriente de 1000 amperes da un campo magnético de 20 micro Tesla de magnitud en una distancia de 10 metros, lo cual es aproximadamente la mitad del campo magnético terrestre. Con los cables HVDC Light, los campos magnéticos son reducidos a menos de 0,2 micro Tesla lo cual es el 1% de magnetismo natural.

3.6 Control y protección

3.6.1 Diseño redundante

Sistemas activos/reserva

Los sistemas redundantes PCP (*Pole Control and Protection*) son diseñados como duplicados de los sistemas actuando como activos o en reserva. En un instante

cualquiera, solo uno de los dos sistemas de control está activo, controlando al convertidor y equipo asociado. Mientras tanto, el otro sistema, el sistema en reserva, está corriendo, pero sus “salidas” están deshabilitadas. Si una falla es detectada en el sistema activo, el sistema en reserva toma el control, convirtiéndose en el nuevo sistema activo. El sistema en falla (previamente el sistema activo) deberá ser revisado antes de poder ser tomado en cuenta para operar como sistema en reserva.

Cambios de sistema

Los comandos de conmutación pueden ser iniciados manual o automáticamente. Los comandos manuales son iniciados por un botón en el sistema activo, mientras que los comandos automáticos son iniciados por extensas supervisiones internas de las funciones de los subsistemas o por una orden de protección. Los comandos de conmutación son iniciados siempre por el sistema activo, la conmutación eficiente significa que una falla o prueba activa en el sistema en reserva no puede resultar en una conmutación involuntaria.

Cambios ocasionados por las protecciones

Los problemas de control pueden ser iniciados por acciones de protección. Para mejorar el desempeño general de la efectividad de la transmisión HVDC Light evitando las desconexiones innecesarias por problemas de control, parte de las protecciones del convertidor y de polo inician un cambio rápido del sistema de control activo al de reserva. Antes de que una orden de desconexión sea establecida por el sistema de protección de CD, se realiza un cambio de sistema si el de tipo falla pudiera haber sido causado por una falla del control, y el retardo de tiempo inherente en este cambio de sistema resulta aceptable. Si el sistema redundante de control está en buenas condiciones y restablece exitosamente la transferencia sin disturbios de potencia en la conexión HVDC, las protecciones en ambos sistemas se reestablecen y no hay desconexión. Para lograr coordinación apropiada entre las ordenes de bloqueo/desconexión, se emplean separaciones de tiempo y nivel.

Protección redundante

Las acciones de reconexión tanto de CA como de CD son activas en ambos sistemas, pero solo algunas de las protecciones de CD se pueden iniciar debido a problemas de control e iniciar órdenes de cambio de sistema. Ambos sistemas son equipados con protecciones idénticas alimentadas por sensores primarios colocados donde es posible en la práctica.

Auto supervisión

Las desconexiones imprevistas se evitan si cada sistema cuenta con una extensa auto-supervisión, la cual aumenta aún más la seguridad de sistema. Algunos ejemplos en los métodos para la auto-supervisión son:

- La supervisión inherente en los sistemas de medición.
- La comparación en software entre componentes de secuencia cero medidos en tiempo real y los componentes de secuencia cero calculados en el software en el caso mediciones de corriente trifásica.
- Duplicación de entradas y comparación en software.
- Supervisión de comunicaciones del nodo de comunicaciones.
- La supervisión de la potencia auxiliar.

Cualquier falla detectada en el control y el hardware de protección tendrá como resultado una orden de un cambio, la cual se ejecutará si un sistema de reserva está disponible y listo para tomar el control.

Control del convertidor

Cada convertidor HVDC Light es capaz de controlar la potencia activa y la potencia reactiva independientemente por la regulación simultanea de la amplitud y ángulo de fase de la componente fundamental la tensión de salida del convertidor.

Control de corriente.

El propósito del control de corriente deberá ser permitir la corriente de control a través de las reactancias de fase del convertidor y el transformador. El control opera en un sistema coordinado sincronía de fase a la frecuencia fundamental en la red, referida como dq-frame. El objeto de referencia del control es la corriente del transformador.

Control de corriente de CA

Controla la corriente a través de los es de fase del convertidor y proporciona una corriente trifásica simétrica al convertidor, a pesar que la tensión de la red sea simétrica o no. La orden de corriente se calcula de la orden de potencia.

OPWM

La función OPWM (*optimal pulse width modulation* “modulación de ancho de pulso optima”) debe proporcionar dos funciones: calcular el tiempo para el siguiente instante de muestra, y modular el vector de tensión de referencia. OPWM es método de modulación que es usado para la eliminación de armónicos y reducir las pérdidas del convertidor. La eliminación de armónicos concentra los armónicos a un ancho de banda

estrecho, lo cual beneficia al diseño del filtro, así, los filtros se pueden construir más pequeños. A menudo, las pérdidas del convertidor son reducidas por la desconexión de las válvulas cuando la corriente es alta. Usando modulación de ancho de pulso se hace posible realizar un control rápido de la potencia activa y reactiva, lo que resulta benéfico cuando se apoya a una red de CA durante un disturbio.

3.6.2 Protecciones

Sistema de protección

El propósito del sistema de protección es retirar rápidamente del servicio a cualquier elemento del sistema eléctrico al ocurrir una falla, por ejemplo cuando ocurre un cortocircuito o cuando se comienza a operar en cualquier forma anormal la cual pudiera causar daños o interferir de alguna otra manera con la operación eficaz del resto del sistema. El sistema de protección es respaldado en esta tarea por los interruptores de CA, los cuales desconectan la red de CA de los convertidores y son capaces de desenergizar el transformador del convertidor, eliminando la corriente y tensión de CD. Los sistemas de protección generalmente cuentan con una extensa autosupervisión, cualquier falla en el hardware de control y protección resultan en acciones apropiadas dependiendo de la severidad de la falla. Las fallas pueden dar lugar a una orden de cambio a un sistema redundante, el cual es ejecutado si hay un sistema de reserva listo para asumir el control.

Cuando opera una protección, dependiendo del tipo de falla, las siguientes acciones para librar dicha falla se llevan a cabo:

- Limitación de la corriente transitoria por medio del bloqueo temporal del control de pulsos del convertidor en base a la fase.
- Bloqueo permanente del convertidor.
- Desconexión de los circuitos interruptores de CA.

3.6.3 Acciones de protección y sus efectos

Alarmas

Las alarmas generalmente son generadas como primera acción por algunas protecciones para notificar al operador que algo es incorrecto, pero el sistema continuara funcionando inmóvil hasta como antes de la alarma.

Limitador de corriente transitoria

El limitador de corriente transitoria detiene el envío de pulsos a los IGBTs correspondientes a la fase con la corriente elevada. Los pulsos son reestablecidos

cuando la corriente regresa a un nivel seguro (es decir bloque temporal en una fase). La protección de sobretensión detiene temporalmente los pulsos en las tres fases simultáneamente.

Bloqueo permanente

El bloqueo permanente significa que un pulso de control de apagado será enviado a todos los IGBTs y estos dejarán de conducir inmediatamente.

Desconexión de los circuitos interruptores de CA

La desconexión de los interruptores de CA desconecta a la red de CA del equipo del convertidor. Esto evita que el sistema de CA alimente a alguna falla en el lado de la válvula del transformador del convertidor. Además, el retirar la fuente de tensión de CA de las válvulas del convertidor evita esfuerzos de tensión innecesarios especialmente cuando las válvulas han sufrido esfuerzos de corriente muy severos. Todas las ordenes de protección de desconexión para los interruptores de CA energizan las bobinas de los interruptores a través de dos dispositivos redundantes, además de que dos fuentes de potencia redundantes auxiliares también alimentan las ordenes redundantes de desconexión.

Fijar el cierre del interruptor de CA

Si una orden de desconexión ha sido enviada al interruptor de CA, una orden de cierre para el interruptor también puede ser ejecutada. Esto se hace para evitar que el interruptor se cierre antes de que el operador haya comprobado la causa de la desconexión. El operador puede reestablecer manualmente el cierre del interruptor.

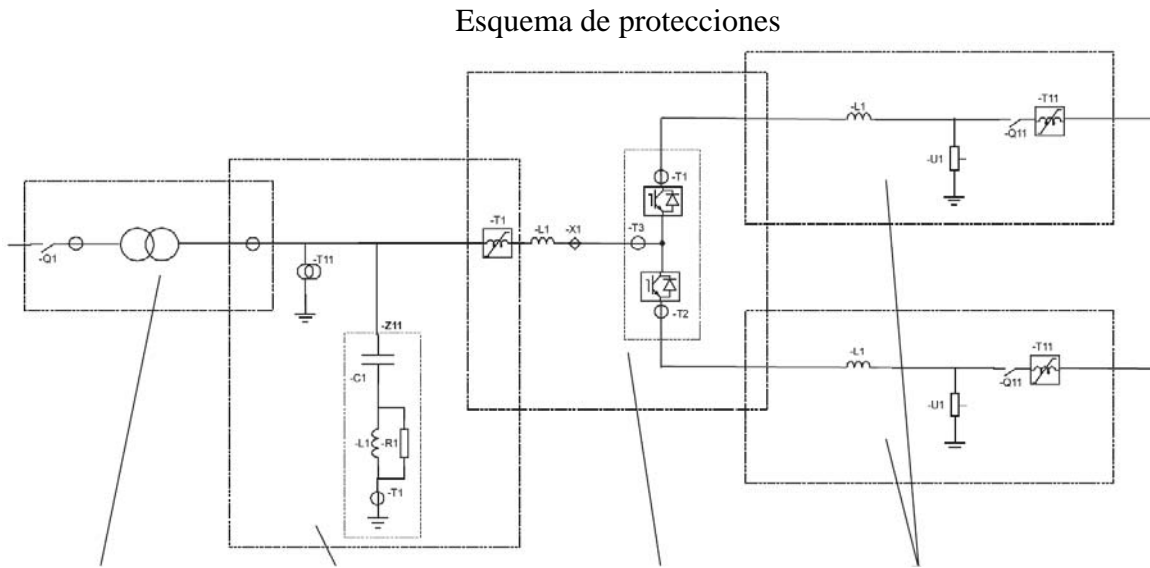
Aislamiento del polo

La secuencia de aislamiento del polo involucra la desconexión del lado de CD (polos negativo y positivo) del cable de CD. Esto se hace manualmente durante un apagado normal o automáticamente por una orden de protección en las fallas que requieren que el lado de CD sea desconectado, por ejemplo una bobina water leakage.

Inicio de la protección de falla del interruptor

Al mismo tiempo que una orden de desconexión es enviada al interruptor de CA, se puede enviar también una orden para iniciar la protección de falla del interruptor. Si el interruptor no se abre correctamente dentro de un determinado tiempo, la protección de falla del interruptor ordena una re-desconexión y/o una desconexión del siguiente interruptor.

Fig. 3.5 Protecciones incluidas en una estación HVDC Light.



- | | | | |
|--|--|---|--|
| Protección de sobre corriente de el nodo principal de CA y el transformador. | Protección de tensión anormal en el nodo de CA. | Protección de sobrecorriente convertidor. | Protección contra tensión anormal de CD. |
| Protección diferencial del transformador. | Protección de desbalance en el capacitor del filtro de CA. | Protección contra cortocircuito en la terminal de CA. | Indicación de falla en el cable de CD |
| Protección de falla del interruptor . | Protección de desbalance en el capacitor del filtro de CA. | Protección contra cortocircuito en la válvula. | |
| Protección diferencial del transformador. | Protección diferencial del nodo del convertidor. | Monitoreo de la situación de los IGBT. | |
| | | Protección del sistema de enfriamiento de la válvula. | |

4. Convertidores Conmutados por capacitores para instalaciones HVDC

Una nueva generación de instalaciones para transmisión de corriente directa de alta tensión está basado en convertidores conmutados por capacitores (CCC, *Capacitor Commutated Converter*). Aunque este concepto ya era investigado académicamente desde hace muchos años, sólo ahora ha sido posible emplear en la práctica todas las ventajas de los convertidores conmutados por capacitores. Estos son mucho menos sensibles a las perturbaciones de la red de CA que los convertidores convencionales.

4.1 Compensación en serie en los convertidores

Durante los últimos cuarenta años se ha descrito varias veces las ventajas de la compensación en serie en los convertidores. Una de las grandes ventajas de esta técnica, considerando la red de corriente alterna alimentada, es que el consumo de potencia reactiva se mantiene prácticamente constante en todo el dominio de cargas. Pero sólo ahora, una vez desarrollado el filtro automático de corriente alterna que proporciona un mejor filtrado con un capacitor relativamente pequeño y por tanto produciendo poca potencia reactiva, se ha hecho posible usar en la práctica los convertidores de potencia (CCC) compensados en serie (Fig. 4.1).

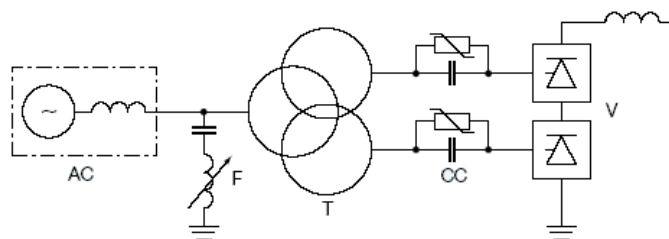


Fig. 4.1 Esquema de una instalación HVDC unipolar con convertidor conmutado por capacitores (CCC)

AC	Sistema de Corriente Alterna	CC	Capacitor de Conmutación
F	Filtro	V	Puente de Válvulas
T	Transformador del Convertidor		

Una diferencia esencial con respecto a los equipos convencionales reside en el hecho de que un filtro ajustado automáticamente puede conectarse y desconectarse al mismo tiempo que el convertidor. Un convertidor convencional conmutado por la red necesita normalmente cierto número de bancos de filtros y reactancias las cuales se conectan y desconectan en función de la carga (Fig. 4.2). Otra condición para la compensación en serie en los convertidores es que los nuevos sistemas de vigilancia estén formados por microcomputadoras muy rápidas y procesadores de señales digitales.

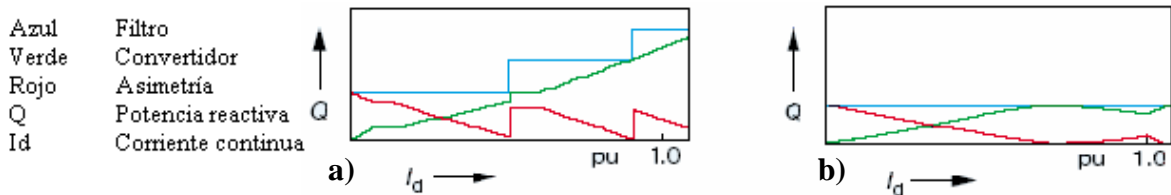


Fig. 4.2 Compensación de potencia reactiva en una instalación HVDC convencional (a) y en una instalación CCC (b)

Los nuevos sistemas HVDC contribuyen además de forma esencial a mejorar la estabilidad de la regulación de la transmisión de energía, sobre todo si están conectados a una red de alterna con una potencia de cortocircuito relativamente baja. Una mayor estabilidad de la regulación tiene como consecuencia un funcionamiento más seguro en caso de transmisión con cables de corriente directa de gran longitud, en las redes de corriente alterna hay menos riesgo de que el sistema sufra perturbaciones, lo cual reduce la probabilidad de errores de conmutación y las sobretensiones dinámicas en caso de desconexión de carga son mas bajas, de además mejorar el efecto de filtrado, tanto de la corriente continua como de la alterna.

4.2 Convertidores de potencia conmutados por capacitores (CCC)

Se denomina como Convertidor Conmutado por Capacitor “CCC” (*Capacitor Commutated Converter*) a los convertidores de potencia compensados en serie, ya que conectar el capacitor en serie entre el transformador del convertidor y el puente de válvulas tiene una influencia directa sobre el proceso de conmutación. El capacitor en serie puede integrarse en la instalación de tres formas distintas:

- En el lado de entrada de la línea de corriente alterna,
- Entre la barra colectora (nodo) del filtro y el transformador del convertidor, o
- Entre el transformador del convertidor y el puente de válvulas.

Tanto en estado estacionario como en estado transitorio, el capacitor está sometido a pequeños esfuerzos, pues la corriente que circula por el está determinada por la válvula

que tiene conectada en serie. Este circuito elimina también el riesgo de ferorrresonancia, en caso de sobretensiones o de grandes cargas debidas a las corrientes homopolares, cuando se producen fugas a tierra en la red de corriente alterna. Para proteger el capacitor contra las sobretensiones se precisa de un pequeño varistor.

4.3 Principales ventajas de los convertidores CCC

El uso de CCC aumenta la estabilidad de la regulación. Esto permite explotar las instalaciones HVDC con redes que tienen una potencia de cortocircuito menor de lo habitual hasta ahora (Fig. 4.3).

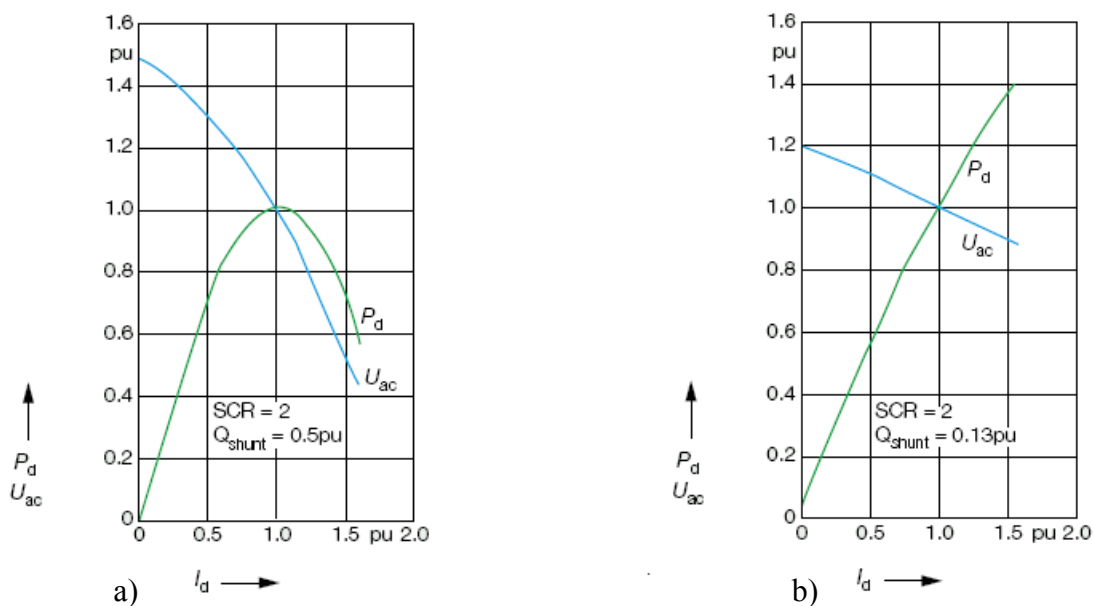


Fig. 4.3 Curva MAP de una instalación HVDC convencional (a) y de una instalación HVDC con CCC (b)

I_d	Corriente continua	SCR	Relación de cortocircuito en vacío
P_d	Potencia de corriente continua	Q_{shunt}	Potencia reactiva del filtro
U_{ac}	Tensión alterna		

El capacitor de conmutación provoca un aumento la tensión de la red, de modo que la tensión de conmutación determinante para las válvulas es algo mayor y tiene un ligero desfase. Visto desde la válvula, esto produce un margen de conmutación mayor en el convertidor, pero no mayor diferencia en el rectificador. Considerando la red, el ángulo de retraso de la orden se reduce tanto en el rectificador como en el convertidor, lo cual provoca un menor consumo de potencia reactiva. En funcionamiento con convertidor, las nuevas condiciones de conmutación significan que la característica U_d/I_d tiene pendiente positiva (Fig. 4.4), lo cual mejora esencialmente la estabilidad de la regulación. Una instalación CCC es menos susceptible a las perturbaciones que las

instalaciones HVDC usuales hasta ahora, porque conserva su funcionamiento normal aunque existan perturbaciones la tensión de CA de alimentación y, además, controla las caídas súbitas de tensión de entre un 15 y 20% sin que se produzcan errores de conmutación, así como también la estabilidad dinámica experimenta una notable mejora.

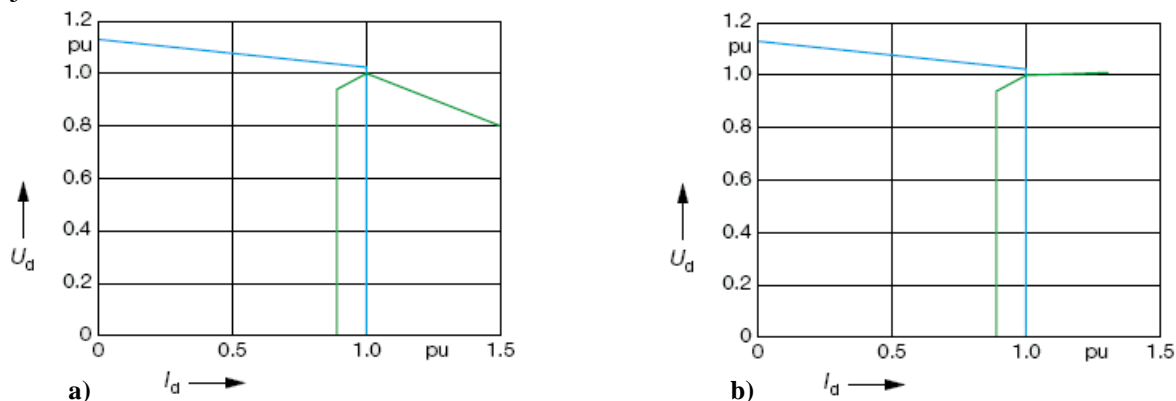


Fig. 4.4 Línea característica U_d/I_d de una instalación HVDC convencional (a), comparada con la de una instalación CCC (b)

I_d Corriente directa, U_d Tensión de CD

La operación de un convertidor CCC se basa en el principio de que los capacitores de conmutación realizan una contribución adicional a las tensiones de conmutación de las válvulas. Como resultado de esta contribución adicional, la potencia reactiva requerida por el convertidor es considerablemente menor. Los bancos capacitores en derivación requeridos para proveer la potencia reactiva adicional pueden ser reducidos a un pequeño banco de filtros.

El pequeño banco de filtros es suficiente para compensar la potencia reactiva requerida en todo el rango de potencia de las instalaciones, desde la más baja hasta la más alta. Así es posible prescindir de la conexión y desconexión de los bancos de filtros, algo necesario en el caso de convertidores convencionales.

El consumo de potencia reactiva de una instalación HVDC convencional es mucho más alto que el de una instalación CCC, la compensación es proveída por la conexión de un cierto número apropiado de unidades de filtros dentro del circuito. Normalmente, el tamaño de las unidades de un banco de filtros o de capacitores está limitado por los requisitos impuestos al sistema. Generalmente, la potencia reactiva no compensada no debe superar un determinado nivel de tolerancia.

Por otra parte, las instalaciones CCC son más confiables y tienen mayor estabilidad dinámica que las HVDC convencionales, especialmente si los inversores están conectados a sistemas de CA débiles y/o a cables de corriente continua de gran longitud.

La principal razón es que el riesgo de cometer errores de conmutación es menor, ya que las instalaciones CCC son menos sensibles a las perturbaciones de la red trifásica (CA). La configuración de CCC tiene como resultado que los componentes principales del circuito sean sujetos a esfuerzos diferentes. Como resultado de la contribución de los capacitores de conmutación (CC) la tensión de operación del puente de válvulas aumenta mientras que se reduce su corriente de cortocircuito. Además, un convertidor CCC presenta pérdidas de operación en vacío más bajas que un convertidor convencional. Por otra parte, el transformador del convertidor puede ser diseñado para una potencia nominal menor, ya que el convertidor CCC reduce el flujo de potencia reactiva a través del transformador. Por otro lado las pérdidas de operación son ligeramente mayores, ya que las corrientes armónicas y los incrementos de tensión de los puentes de válvulas se hacen más grandes en el momento de apagado.

El uso de convertidores CCC simplifica la construcción de las instalaciones HVDC. Entre otras cosas se necesitan menos interruptores automáticos para corriente alterna, así como es suficiente con un solo banco de filtros, con la subsiguiente reducción de los costos.

4.3.1 Tensión de conmutación y ángulo de extinción

Una válvula HVDC en modo de inversor requiere una tensión de conmutación negativa (tensión en sentido inverso) durante cierto tiempo para asegurar su correcto apagado. Normalmente, la duración la tensión de conmutación negativo está indicada por el ángulo γ , llamado ángulo de extinción. En un convertidor convencional operando como inversor, el ángulo de fase entre el cruce por cero de la corriente de la válvula (apagado) y el cruce por cero la tensión del nodo es igual al ángulo de extinción γ de la válvula. En contraste, el ángulo de fase en el inversor CCC es siempre menor que el ángulo de extinción; sólo tiene el mismo valor cuando la corriente es cero.

El ángulo de fase, menor, de un convertidor CCC proviene de la contribución la tensión del capacitor al tensión de conmutación, lo cual manteniendo siempre un ángulo mínimo de extinción permite el retardo de la extinción con respecto a la tensión de la red (Fig. 4.5).

En un inversor CCC, el ángulo de extinción γ' se define como el ángulo entre el cruce por cero de la corriente (extinción) y el cruce por cero de la tensión.

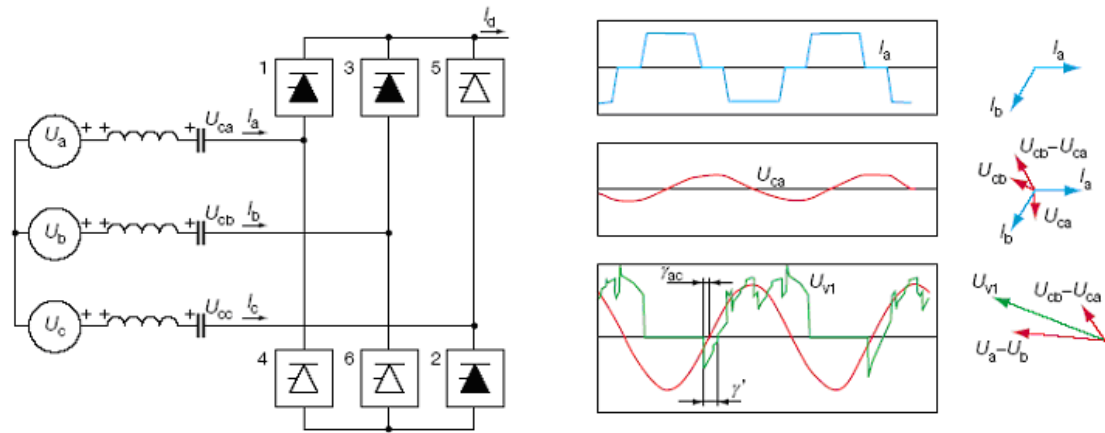
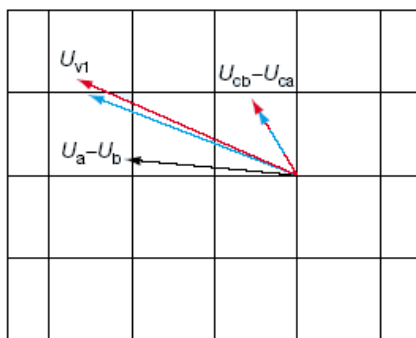


Fig. 4.5 Esquema de un convertidor CCC

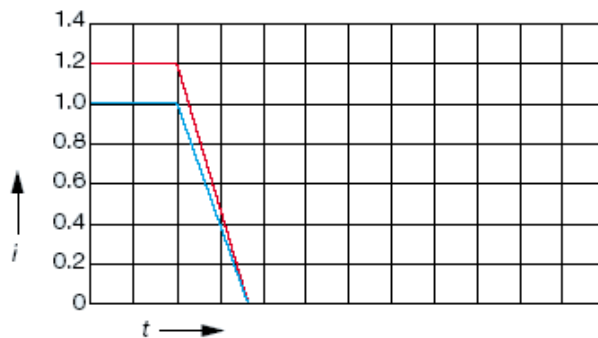
$I_a, I_b, I_c,$	Corrientes alternas	U_{v1}	Tensión en la válvula 1
I_d	Corriente continua	γ_{ac}	Ángulo de extinción respecto a la tensión de la red
$U_a, U_b, U_c,$	Tensiones alternas de válvulas	γ'	Ángulo de extinción respecto del puente
U_{ca}, U_{cb}, U_{cc}	Tensiones en los capacitores de conmutación		

Un incremento en la corriente continua produce un ángulo de conmutación mayor, mientras el ángulo de superposición o traslape tiene un valor prácticamente constante (Fig. 4.6). La respuesta de un convertidor CCC al aumento de corriente puede ejemplificarse comparando el comportamiento con corriente nominal y con 1.2 p.u. de corriente nominal, con el mismo ángulo de disparo (encendido) en cada caso. La duración de la conmutación (ángulo de traslape) se ve apenas afectada por el aumento de la corriente, como muestra la figura 3.6b. Si la corriente es más alta, la tensión negativa de la válvula tiene una mayor duración, como se ve en la figura 3.6c. Este comportamiento se explica porque los capacitores de conmutación aportan más tensión cuando la corriente directa se incrementa, desplazando favorablemente la tensión de conmutación, este comportamiento se ilustra con el diagrama vectorial de la figura 3.6a.

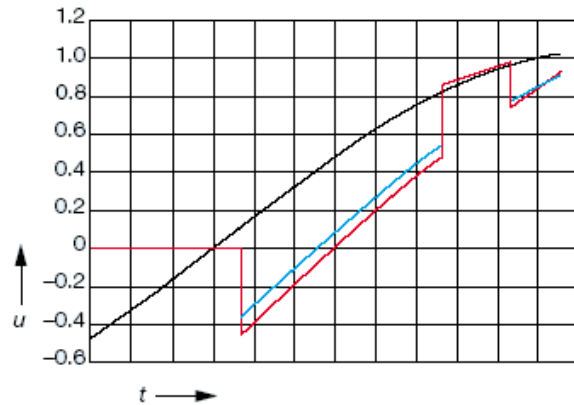
Fig. 4.6 Tensiones de conmutación de una válvula CCC con la corriente nominal (azul) y con 1,2 veces la corriente nominal (rojo)



a) Diagrama vectorial



b) Corriente de válvula (i) durante la conmutación



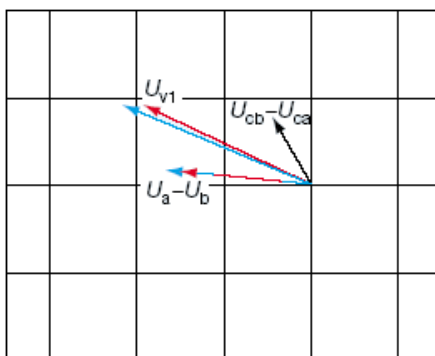
c) Tensión de la válvula (u) en el intervalo de extinción

El ángulo de extinción también se incrementa cuando se reduce la tensión de la red, ya que la tensión del capacitor de conmutación aumenta proporcionalmente con la tensión de la red.

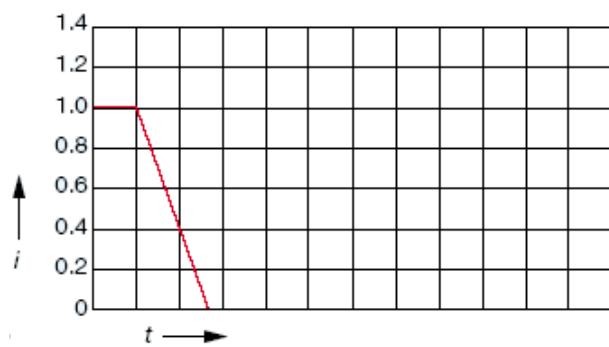
La reacción del convertidor CCC ante una caída de tensión de la red de CA puede ejemplificarse comparando el comportamiento a la tensión nominal y el comportamiento con 0,8 p.u. de dicha tensión, manteniendo constante el ángulo de encendido (Fig. 4.7). La duración de la conmutación (ángulo de traslape) sufre la apenas la influencia de la caída de la tensión, como se ve en la figura 3.7b. Con una tensión de CA menor, la tensión negativa de la válvula dura más, como muestra 3.7c. Esto es porque la tensión del capacitor aumenta proporcionalmente conforme baja la tensión de la red. Este comportamiento puede representarse también con el diagrama vectorial de las componentes de las frecuencias fundamentales (Fig. 4.7a).

Es posible también la conmutación cuando la tensión alterna es casi nula, proporcionando entonces los capacitores toda la tensión de conmutación.

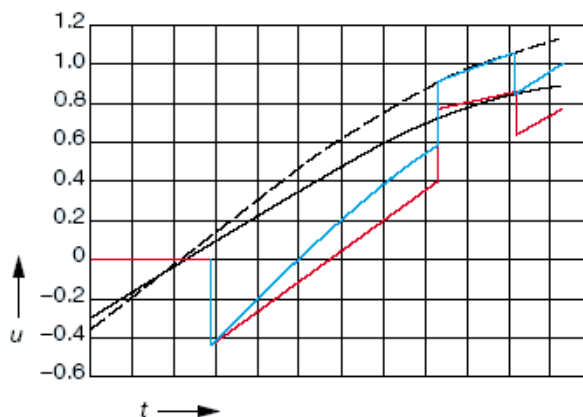
Fig. 4.7 Tensiones de conmutación de una válvula CCC con la tensión nominal (azul) y con 0,8 veces la tensión nominal (rojo)



a) Diagrama vectorial



b) Corriente de válvula (i) durante la conmutación



c) Tensión de la válvula (u) en el intervalo de extinción

4.3.2 Estabilidad de los convertidores convencionales

Normalmente, un convertidor convencional está controlado de modo que el ángulo de extinción tenga un valor constante. Cuando la corriente continua aumenta, la conmutación requiere más tiempo y por tanto debe iniciarse antes. Por consiguiente, la tensión alterna disponible se utiliza menos y la tensión de directa disminuye. Este comportamiento puede caracterizarse por el hecho de que, visto del lado de corriente continua, el inversor tiene una impedancia negativa. Si la red alterna es débil, es decir si tiene una impedancia alta, un incremento de la corriente continua producirá una caída en la tensión del nodo, lo cual hace caer aún más la tensión de directa e incrementa el valor de la impedancia negativa.

Un valor alto de la impedancia negativa del inversor provoca inestabilidad en la transmisión HVDC; un aumento transitorio de la corriente continua, que puede ser consecuencia de una pequeña reducción la tensión en la red de recepción, es amplificada por el incremento de la diferencia de tensión entre el rectificador y el inversor. Una estabilidad satisfactoria se consigue manteniendo constante la corriente continua del rectificador por medio de un regulador rápido de corriente.

4.3.3 Estabilidad en los convertidores CCC

En un inversor CCC con regulación constante del ángulo de extinción, la tensión de directa mantiene un valor constante (o crece ligeramente) cuando aumenta la corriente continua. Esto se debe básicamente al hecho de que los capacitores de conmutación proporcionan una tensión de conmutación complementaria, proporcional a la corriente continua. Esto significa que, visto desde el lado de continua, el inversor CCC se comporta como una impedancia ligeramente positiva.

Otra propiedad favorable del convertidor CCC es su comportamiento ante la potencia reactiva (Fig. 4.8). Si aumenta la carga (comenzando al valor nominal y con el convertidor CCC como un inversor) el consumo de potencia reactiva se reduce (Fig. 4.8a), ya que el incremento de corriente incrementa la contribución de tensión de los capacitores CC, lo cual permite realizar una conmutación retardada manteniendo constante el ángulo de extinción. Si la corriente aumenta aún más, el convertidor CCC comienza a producir potencia reactiva.

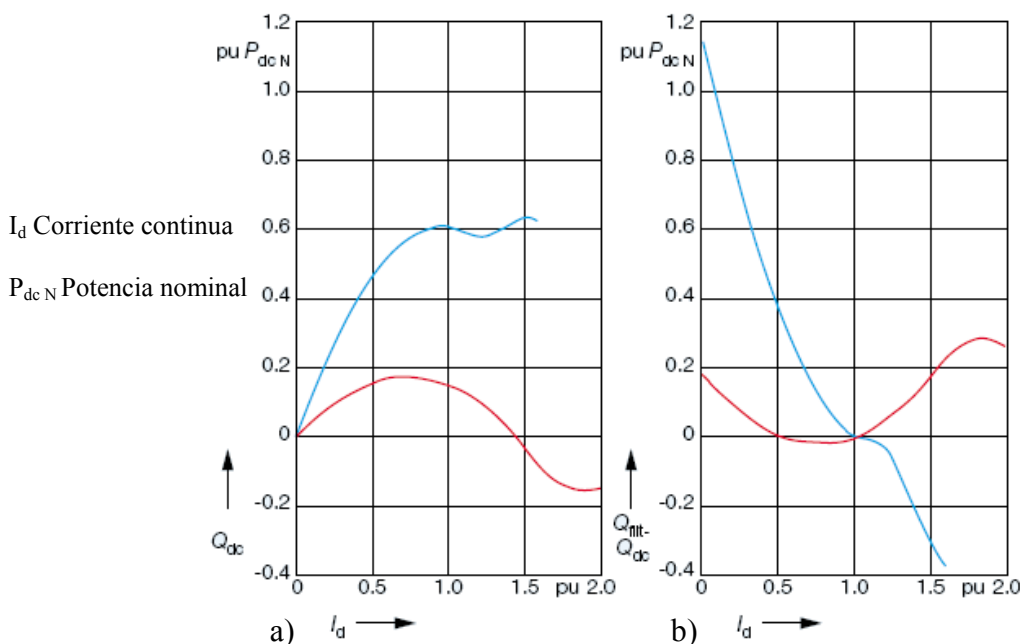


Fig. 4.8 Consumo de potencia reactiva Q_{dc} (a) y compensación de la potencia reactiva $Q_{filt}-Q_{dc}$ (b) de una instalación HVDC convencional (azul) y de una instalación CCC (rojo) en caso de oscilaciones transitorias alrededor del punto de trabajo nominal en el convertidor.

En un convertidor convencional, el consumo de potencia reactiva aumenta con el incremento de corriente. La figura 3.8a muestra, sin embargo que el crecimiento se hace más lento, es decir, se colapsa la tensión de la red y la potencia activa disminuye.

La figura 3.8b muestra que, en caso de sobrecarga, un convertidor CCC apoya a la red por medio de la potencia reactiva, junto con los filtros de corriente alterna. En caso de sobrecarga, el convertidor convencional tiene un gran déficit de potencia reactiva, pero dispone de un gran excedente de potencia reactiva en caso de baja carga. Una de las causas de este fenómeno es la variación la tensión de red en función de la carga (Fig. 4.9). La capacidad de transmisión de potencia en una red puede incrementarse más con un convertidor CCC que con la tecnología convencional, como se muestra en la figura 3.9. Este aumento es posible gracias a la mejora de la estabilidad, ya que, para un

aumento de la alimentación de potencia activa en la red alterna (corriente continua más alta), las necesidades de potencia reactiva no aumentan, sino que disminuyen.

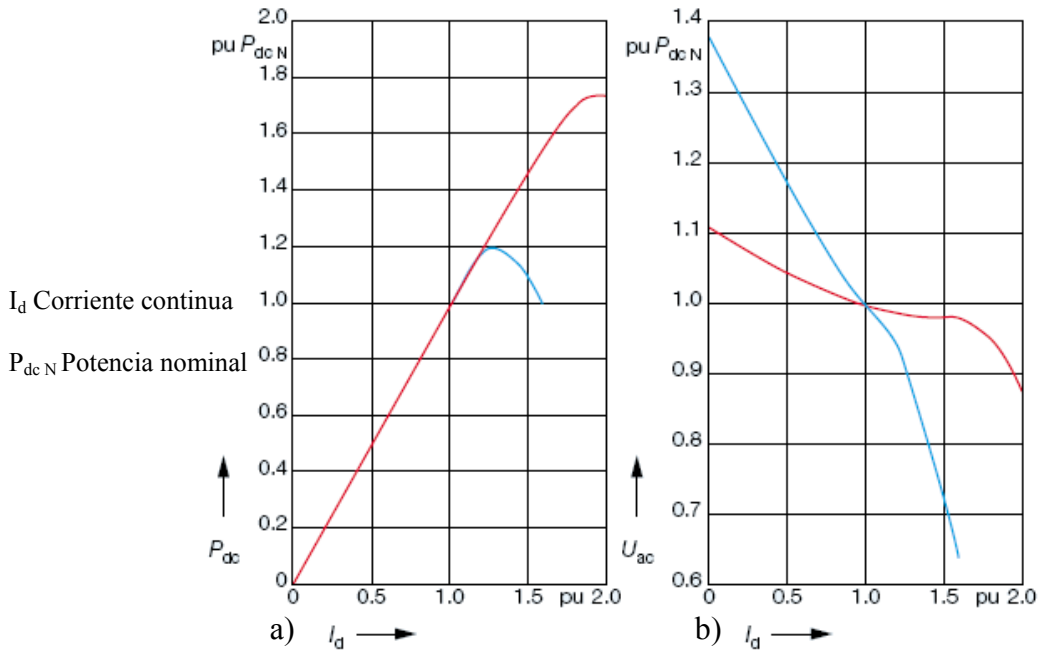


Fig. 4.9 Potencia transmitida P_{dc} (a) y tensión de desenganche U_{ac} (b) de una instalación HVDC convencional (azul) y de una instalación CCC (rojo) en caso de oscilaciones transitorias alrededor del punto de trabajo nominal en el convertidor.

Para una red débil dada (razón de cortocircuito de 2), el convertidor CCC ofrece un margen considerablemente mayor hasta la máxima potencia disponible (MAP) que el convertidor convencional.

En caso de una corriente continua por encima del valor de MAP, la potencia transmitida se reduce a medida que aumenta la corriente continua (Fig. 4.9a) y el control de la potencia es inestable. Para el convertidor CCC del ejemplo, el valor MAP es igual a 1.75, es decir, que la potencia puede crecer un 75% por encima del punto de trabajo nominal sin que aparezcan problemas de estabilidad. Para un convertidor convencional, el valor MAP es igual a 1.2, lo que limita al 20% el aumento de potencia manteniendo la estabilidad.

Estas propiedades favorables de los convertidores CCC provienen del hecho de que tienen una influencia moderada sobre la tensión de la red. La potencia de las instalaciones CCC puede ser incrementada de 1 p.u. a 1.5 p.u., reduciéndose la tensión de la red en sólo el 2% (Fig. 4.9b). Con un convertidor convencional un incremento en la potencia de 1 p.u. a 1.2 p.u. causaría una caída del 6% en la tensión de la red. En caso de rechazo de carga (interrupción de la transmisión de potencia), la tensión en un

convertidor CCC aumenta sólo en un 1.1 p.u., mientras que en un convertidor convencional este incremento es cercano a 1.4 p.u.

El hecho de que, por encima del valor de MAP, la potencia caiga a pesar del incremento de corriente, se debe a que la tensión de la red decrece (Fig. 4.9b). Este decremento la tensión es debido a que la red débil no recibe suficiente potencia reactiva para una corriente tan alta. En una instalación convencional, este fenómeno está amplificado por el gran déficit de potencia reactiva del convertidor (Fig. 4.8).

4.3.4 Comportamiento de los convertidores CCC en fallas remotas en el sistema

En caso de fallas a gran distancia en la red, un inversor tipo CCC actúa en contra del colapso de la red CA, mientras que un convertidor convencional acelera dicho colapso. Si hay una falla remota en la red, la tensión de la misma disminuye ligeramente. Esta caída de tensión en el inversor provoca un incremento de la corriente directa.

En una instalación HVDC convencional:

- El consumo de potencia reactiva aumenta si la corriente se incrementa.
- El incremento de consumo de potencia reactiva ocasiona que la tensión de la red disminuya aún más.
- Existe el riesgo de colapso de la tensión.

En una instalación CCC, por el contrario, el consumo de potencia reactiva disminuye cuando se incrementa la corriente directa y, debido a la contribución de tensión proveniente de los capacitores de conmutación, el convertidor CCC puede estar controlado con un ángulo de extinción mínimo (Fig. 4.8). Para un valor de la corriente nominal 1.4 p.u. el convertidor incluso proporciona potencia reactiva a la red, de este modo toda la potencia reactiva disponible en una estación CCC, incluida la de los filtros en derivación, se hace positiva, lo cual previene el colapso de la red de CA.

4.3.5 Convertidores CCC y su interacción con redes de CA débiles

En muchas de las llamadas redes de CA “débiles”, la tensión varía intensa y rápidamente. En dichos casos, una instalación CCC es una elección ideal, ya que es estable y mantiene bajo control los cambios grandes y rápidos en la alimentación de la red.

La estabilidad la tensión está influenciada por el consumo de potencia reactiva del inversor. El consumo total de potencia reactiva de una instalación CCC es menor, al contrario de lo que sucede en una estación convertidora convencional a corrientes elevadas (Fig. 4.8). Una instalación CCC transmitirá, por lo tanto, mayor potencia sin

que la potencia de cortocircuito de la red de CA deba ser más alta (Fig. 4.9), ya que se puede apoyar la red de CA con la potencia reactiva.

4.3.5 Convertidores CCC y cables de corriente directa de gran longitud

Los convertidores CCC ofrecen mayores ventajas cuando se utilizan cables de corriente directa de gran longitud. Una instalación CCC no solo asegura una transmisión estable sino que, al contrario de las instalaciones HVDC convencionales, puede prescindir de ángulos de extinción más grandes en el inversor y de mayor alimentación de potencia reactiva.

Un cable de corriente continua de gran longitud en un sistema de transmisión actúa como un gran capacitor. En caso de una caída transitoria la tensión de la red en el inversor, por ejemplo si se produce una falla de fase a tierra en un punto alejado, el cable de CD se descarga parcialmente en la red alterna del inversor.

Debido a la alta capacitancia del cable, el aumento de la corriente transitoria en el lado de alterna (en el inversor) no se detecta inmediatamente en el rectificador. Este retraso ocasiona que el rectificador no comience inmediatamente a reducir la corriente directa. Pero, incluso aunque el rectificador actúe inmediatamente y desconecte totalmente la corriente, no le será posible descargar el cable, en consecuencia, esta descarga se produce siempre en el lado del inversor. Si el inversor no ha sido diseñado para responder rápidamente e incrementar su tensión de CD al incrementarse la corriente, la tensión de CA se colapsará. El convertidor CCC, por el contrario, si está diseñado de esta manera y puede actuar en contra del incremento de corriente, mejorando la estabilidad de la transmisión HVDC.

4.3.5 Sobretensiones en caso de rechazo de carga

Otra gran diferencia entre una instalación HVDC convencional y una instalación CCC se encuentra en lo que respecta al caso del rechazo de carga. El rechazo de carga en el inversor puede producirse cuando se interrumpe temporalmente la transmisión de energía, por ejemplo cuando ocurre una falla en el nodo del rectificador, por lo tanto, el inversor no consume potencia reactiva y este excedente provoca una sobretensión. El bajo consumo de potencia reactiva del convertidor CCC sólo provoca un pequeño exceso de potencia reactiva en caso de rechazo de carga, por consiguiente, en una instalación CCC se presenta una sobretensión mucho menor que en una instalación HVDC convencional (Fig. 4.9).

4.3.6 Resonancias por armónicos de bajo orden

Una estación HVDC convencional está equipada de un banco relativamente grande de filtros y capacitores conectados a tierra. En las redes trifásicas débiles (impedancia alta), puede producirse una resonancia paralela entre los capacitores conectados a tierra y la inductancia de la red. Esta resonancia puede coincidir con armónicos no característicos de bajo orden, como los producidos por el convertidor y provocar efectos de resonancia. Puesto que una instalación CCC necesita un capacitor de filtrado conectado a tierra más pequeño, se reduce el riesgo de resonancia por armónicos de bajo orden.

4.3.7 Uso óptimo la tensión de CA

El uso óptimo la tensión de CA es requerido para la operación del convertidor con ángulos pequeños de encendido para obtener un factor de potencia cercano a la unidad. Cualquier cambio en la tensión de CD debido a una oscilación la tensión de la red en el inversor, el rectificador reacciona modificando el ángulo de control, resultando también en una variación de las potencias activa y reactiva (Fig. 4.10).

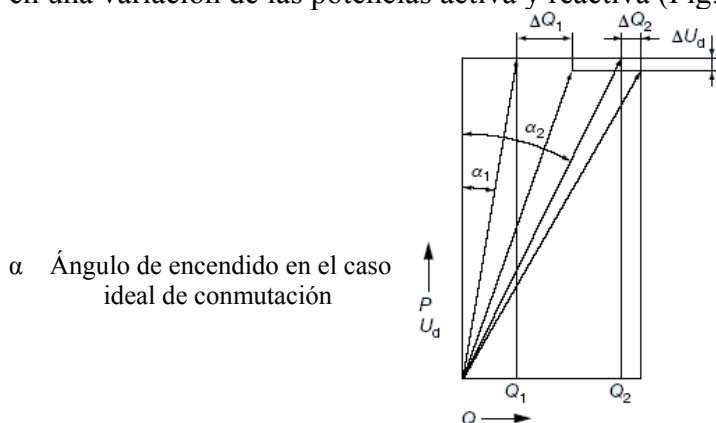


Fig. 4.10 Modificación del consumo de potencia reactiva cuando varía la tensión de la red. Con un ángulo de encendido pequeño (α_1) y bajo consumo de potencia reactiva (Q_1) se obtiene, para una variación de tensión ΔU_d , un cambio mayor del consumo de potencia reactiva (ΔQ_1) que con un ángulo de encendido mayor (α_2).

El mismo principio se aplica para variaciones la tensión de CA en el convertidor. La operación con pequeños ángulos de encendido tiene como consecuencia una necesidad baja de potencia reactiva nominal y un factor de potencia alto. Por otra parte, las variaciones de la potencia reactiva aumentan, ya que para modular las variaciones de tensión es necesario una modificación mayor del ángulo de encendido.

4.3.8 Desbalances en las tensiones de los capacitores

La capacidad de conmutación del inversor se pierde cuando las tensiones en los capacitores se encuentran en desbalance. Cualquier cambio transitorio de la corriente directa modifica la corriente durante el siguiente intervalo de conducción, dando por

resultado que las tensiones de los capacitores adquieran valores máximos distintos en las tres fases y que aparezca un desbalance. Uno de los resultados de esto es que las diferentes válvulas en el convertidor tengan diferentes tensiones de conmutación y, por consiguiente diferentes ángulos de extinción. La variación en la tensión de conmutación, se manifiesta por la presencia de una componente de frecuencia fundamental adicional en la tensión de CD. Cualquier desbalance entre las fases de las tensiones de los capacitores de conmutación puede detectarse midiendo la componente de la frecuencia fundamental la tensión de CD. El resultado de esta medición es utilizado por el control del CCC para combatir el desbalance con ayuda de los siguientes métodos:

- Una reducción temporal del ángulo de encendido (solo para el inversor), para mantener el ángulo de extinción lo más bajo posible en la válvula más crítica.
- Modulación del ángulo de encendido, para acelerar el restablecimiento de la simetría en las tensiones de los capacitores.

4.4 Capacitores de conmutación

La tensión estacionaria del capacitor de conmutación (CC) es directamente proporcional a la corriente continua, que lo carga y descarga (dependiendo de cuales válvulas estén conduciendo, Fig. 4.5 y 3.11)

La tensión del capacitor de conmutación contiene la tensión de la frecuencia fundamental y los armónicos de seis pulsos del lado de alterna. Para limitar las sobretensiones del capacitor de conmutación se emplean varistores (apartarrayos) de ZnO (Fig.3.1 y 3.12).

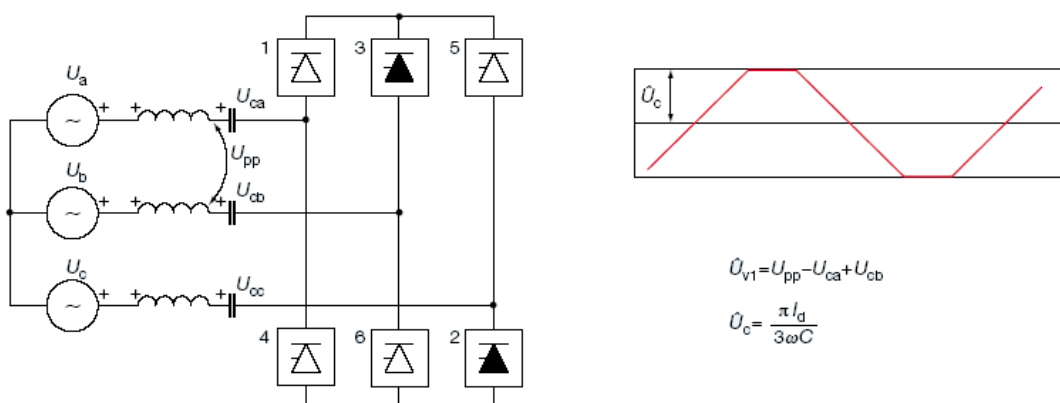


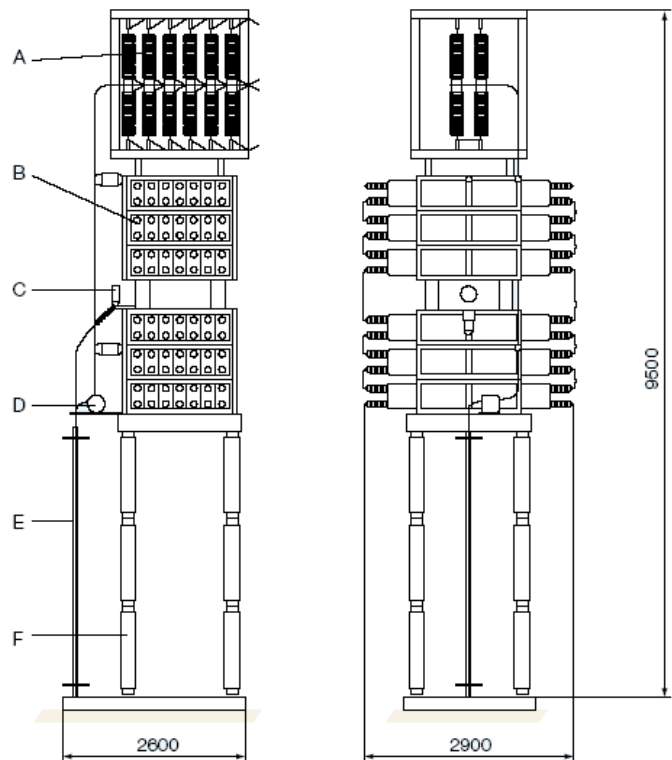
Fig. 4.11 La tensión de estado estacionario de un capacitor de conmutación es proporcional a la corriente directa.

U_a, U_b, U_c	Tensiones alternas
U_{ca}, U_{cb}, U_{cc}	Tensiones en los capacitores de conmutación
U_{v1}	Tensión en la válvula 1

Los capacitores de conmutación están diseñados para manejar el valor máximo de la corriente continua permanente y soportar ciertas sobrecargas. El bajo valor la tensión a través de los capacitores de conmutación y la necesidad reducida de potencia de los varistores CC permiten construir los capacitores de conmutación con poco volumen, de modo que para cada fase se necesitan unos pocos metros cuadrados de la superficie destinada a instalaciones de conmutación (Fig. 4.12)

Fig. 4.12 Ejemplo de ejecución de un capacitor de conmutación

- A Derivador de sobretensión ZnO con aisladores PEX (apartarrayos)
- B Capacitores de acoplamiento en puente H para la detección de desbalances
- C Convertidor de corriente para la protección de desbalances
- D Contador de impulsos
- E Conductor de fibra óptica
- F Aislamiento-soporte de porcelana



4.5 Válvulas

La tensión estacionaria de una válvula está compuesto por la tensión de la red de alterna y por la contribución de los dos capacitores de conmutación, uno por cada fase. La contribución de los capacitores de conmutación a la tensión de la válvula alcanza su valor máximo exactamente en el momento en que se produce la conmutación.

Puesto que en el rectificador se requiere cierto intervalo para el control de la corriente, en el punto de trabajo nominal aparece un excedente de tensión de conmutación. El resultado es un ángulo de encendido α , mayor que el de un convertidor HVDC convencional. El valor mayor valor de α , que conduce a niveles de tensión de extinción más altos, añadido al hecho de que los intervalos de conmutación son más cortos, provoca sobretensiones de conmutación mayores. Como consecuencia, los circuitos de atenuación y los derivadores de sobretensión de las válvulas han de cumplir requisitos

más estrictos. Para un diseño óptimo la tensión nominal de los derivadores de sobretensión de las válvulas debe de ser incrementado a un valor que es normalmente 10% mayor que en los convertidores HVDC convencionales.

Los capacitores de conmutación reducen las corrientes en caso de cortocircuito en el rectificador. La corriente de cortocircuito carga con gran rapidez los capacitores, apareciendo una contratensión el cual limita el valor máximo de la corriente de falla.

4.5.1 Coordinación del aislamiento

El nivel de aislamiento en el lado de las válvulas del transformador del convertidor está determinado por los derivadores en el puente de válvulas y del varistor del capacitor de conmutación. Para un sistema de transmisión de energía de CD entre 400 y 500 kV, el nivel de aislamiento del transformador aumenta de 100 a 300 kV mayor que para un convertidor HVDC convencional.

Por lo tanto, en los sistemas basados en CCC, la coordinación del aislamiento está influida por los capacitores de conmutación, por las válvulas del convertidor y por el transformador del convertidor.

4.5.2 Armónicos

La generación de armónicos en un convertidor CCC, tanto en el lado de CA como en el de CD, es mayor que en un convertidor HVDC convencional. Esto conlleva a un mejor filtrado, el cual es logrado por la incorporación de filtros activos de CD y filtros de CA sintonizados automáticamente.

4.5.3 Fallas a tierra y capacitores de conmutación

Una falla a tierra entre el capacitor de conmutación y el transformador en el lado de baja tensión del puente de válvulas, causa que el capacitor de conmutación se descargue a través de la válvula. Si la válvula está puesta a tierra, ya sea directamente en la estación convertidora, o a través del nodo neutro y del capacitor de filtrado de alta frecuencia, esta descarga puede alcanzar un valor crítico. Para reducir la carga de la válvula es posible conectar una pequeña reactancia de atenuación en serie con la conexión de la válvula hacia el nodo neutro.

5. Nuevos Elementos en las estaciones HVDC

Algunos de nuevos elementos en las estaciones HVDC de nueva generación comprenden filtros de corriente alterna ajustados automáticamente, filtros activos de corriente continua, transformadores ópticos de medición para corriente continua y electrodos profundos para puesta a tierra. Así como nuevas tecnologías en los convertidores como son los convertidores basados en capacitores en serie controlados por tiristores (TCSC's) y mas recientemente la tecnología conocida como HVDCIce.

5.1 Capacitores controlados por Tiristor TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*)

El principio capacitores en serie controlados por tiristores TCSC's se puede aplicar también en estaciones de convertidoras de HVDC. Estos dispositivos permiten incrementar de forma muy rentable la capacidad de transmisión de energía eléctrica en óptimas condiciones, es decir, consiguiendo la máxima disponibilidad, pérdidas de transmisión mínimas y un mínimo impacto ambiental.

Una parte crítica de esta tecnología es el algoritmo de control. La diferencia principal entre el CCC y el TCSC es la forma de colocar el capacitor. En el CCC, el capacitor se coloca en el lado de la válvula del transformador del convertidor, sin embargo colocarlo en el lado de CA del transformador puede introducir problemas de ferresonancia, pero con el control de los capacitores por medio del tiristor, este problema se puede eliminar. Un TCSC ofrece también posibilidades adicionales para el control de la red de CA. Uno de estos beneficios potenciales es el balanceo de potencia de líneas paralelas de CA entre el nodo de CA de la estación convertidora y el sistema de CA. Otra característica está incorporada al intercambiador de derivaciones del transformador para controlar la

tensión de CD de estado estacionario, el convertidor dispara los ángulos y equilibra la potencia reactiva.

Al igual que con el CCC, el TCSC elimina la necesidad de bancos de derivación para la generación de potencia reactiva. La ubicación de los TCSCs se puede optimizar con respecto al número de polos de CD y el número de líneas de CA conectadas al nodo de CA de la estación convertidora. La figura 5.1 muestra un ejemplo de la forma de colocar de los capacitores, donde una transmisión multi-polo de CD es conectada a varias líneas de CA.

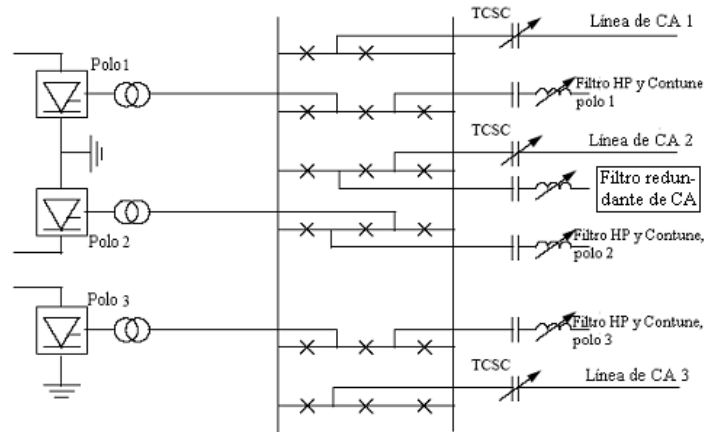


Fig. 5.1 Esquema HVDC TCSC con capacitores localizados en las líneas de CA.

Las capacidades nominales de los TCSC's son determinadas por varios factores. Un factor importante que influye en la capacidad de Mvar depende de los requisitos de sobrecarga de los convertidores. La impedancia del capacitor individual depende de la necesidad de mantener una impedancia constante como es vista por cada uno de los convertidores en la estación. Un factor importante que influye en la elección de la capacidad del capacitor es también la variación de los modos de operación, es decir el número de polos activos de HVDC y las líneas conectadas de CA. Los TCSC's y el filtro de armónicos de CA pueden, desde un punto de vista teórico, ser colocados en diferentes maneras. Los capacitores se pueden colocar en las líneas de CA, pero con el filtro de CA conectado al nodo común de CA. Como una alternativa, los capacitores se pueden colocar en cada polo, pero aun con los filtros conectados al nodo común de CA. Un tercer diseño es colocar cada capacitor y filtro de CA en cada uno de los polos individuales, con el filtro conectado entre el transformador del convertidor y el capacitor. Las evaluaciones teóricas muestran que la solución con TCSC's y filtros situados en los polos individuales, con los filtros entre los transformadores del convertidor y el TCSC, ofrecen un mejor desempeño de operación. Con esta configuración, la producción de MVar del TCSC es controlada directa y precisamente

por cada convertidor, además los TCSC's no serán expuestos a los armónicos generados por los convertidores. Esto satisface el requisito de la corriente fundamental para la sincronización del control de ferroresonancia. Una característica crucial del TCSC en su aplicación en HVDC es su amortiguamiento inherente de oscilaciones subsíncronas, un efecto típico de la ferroresonancia. Esta característica sin embargo, depende en mayor parte de los capacitores en serie que se controlan usando las válvulas de TCSC. Esto implica un aumento significativo del costo para el diseño del convertidor de TCSC debido al equipo adicional de las válvulas requerido para la función del TCSC.

5.1.2 Mejora de la calidad de energía

La compensación en serie controlada por tiristores (TCSC) es especialmente útil cuando se tienen varias regiones muy separadas en operación dentro del mismo sistema interconectadas por líneas largas y débiles. En estas situaciones, la capacidad de transferencia se ve restringida debido a que la estabilidad dinámica de las líneas es limitada. En un sistema de transmisión de eléctrica TCSC:

- Se equilibran los flujos de cargas
- Aumenta la estabilidad de las primeras oscilaciones, la amortiguación de las oscilaciones de potencia y la estabilidad de la tensión y
- Se evitan los riesgos propios de la resonancia subsíncrona SSR (*Subsynchronous Resonance*).

5.1.3 Control de la compensación

Un condensador conectado en serie en una red introduce una reactancia opuesta a la inductancia de la línea. De esta forma se reduce la reactancia efectiva de transmisión de la red y aumenta la capacidad de transmisión de potencia en condiciones estables.

Con un TCSC es posible variar el grado de compensación de la línea a la frecuencia de la red (50/60 Hz). La velocidad con que esto puede conseguirse está limitada únicamente por el tiempo de respuesta de la electrónica empleada en el TCSC. Esto significa que ahora se puede emplear TCSC en aplicaciones que anteriormente no se contaban con compensación en serie, como el control del flujo de potencia después de ocurrida una contingencia y la amortiguación de oscilaciones de potencia activa.

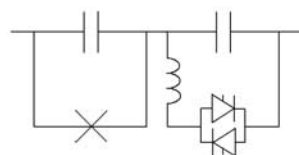


Fig. 5.2 Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)

Las configuraciones TCSC están formadas por reactancias controladas, en paralelo con secciones de bancos de capacitores. Esta combinación permite un control suave de la reactancia capacitiva en un rango amplio de frecuencia fundamental. El banco de capacitores de cada fase está montado sobre una plataforma para garantizar un completo aislamiento a tierra. La válvula de tiristores contiene una cadena de tiristores de alta potencia conectados en serie. La inductancia es del tipo de núcleo de aire. Para evitar las sobretensiones se conecta un apartarrayos de metal-óxido (MOV) en paralelo con el capacitor.

5.2 Filtro de corriente alterna automático

En una instalación CCC se exige un filtrado suficiente de los armónicos sin emplear grandes filtros de corriente alterna (grande se refiere aquí a la potencia reactiva producida; una baja impedancia de filtro exige una potencia reactiva mucho mayor). Los filtros de ajuste automático satisfacen este requisito. La frecuencia a la que se ajusta el filtro sigue siempre a la frecuencia del armónico generado, de modo que se puede elegir un factor de calidad alto para el filtro (valor de Q). Así con filtros pequeños se puede conseguir una impedancia de filtro baja y bien definida (Fig. 5.2). El ajuste automático del filtro se consigue con una reactancia de filtrado de inductancia variable, es decir, una reactancia de filtrado constituida por un núcleo de hierro y dos bobinas, una para los armónicos y la otra para el control. Esta última está embobinada perpendicularmente a la primera. La alimentación de corriente continua variable en el devanado de control permite controlar el flujo magnético de la reactancia y por lo tanto también la inductancia (Fig. 5.3). La regulación de la inductancia es lo suficientemente rápida y precisa, de modo que el filtro puede garantizar un correcto ajuste incluso si la frecuencia sufre grandes desviaciones.

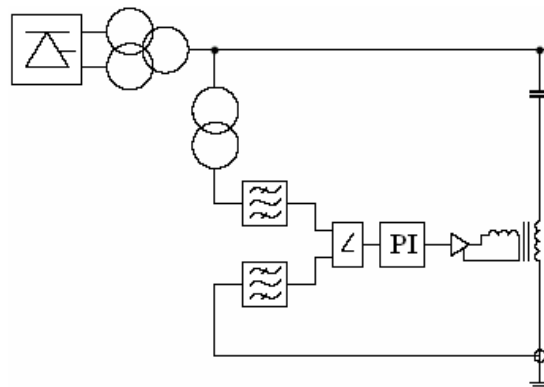


Fig. 5.3 Esquema de filtro con ajuste automático

La regulación está constituida por equipos de medición de corriente y de tensión y por un amplificador de regulación, el cual controla la corriente de salida de un pequeño rectificador de seis pulsos cuya función es alimentar el devanado de control. La inductancia está regulada para minimizar el desfase entre la corriente de armónicos en el filtro y la tensión de armónicos en la barra colectora. Para un convertidor de 12 pulsos se necesitan dos filtros automáticos uno para el decimoprimer armónico y el otro para el decimotercero, o uno solo con ajuste doble para ambos armónicos. El filtro de armónicos 11/13 ha de ser completado, además, por un filtro paso altas para los armónicos de mayor orden. Un filtro de este tipo, en la actualidad, está formado por componentes pasivos, pero en el futuro podrá sustituirse el filtro paso altas convencional por uno activo del mismo tipo que el filtro activo de corriente continua. Si se precisa redundancia, se conecta un banco monofásico de filtros en una fase cualquiera.

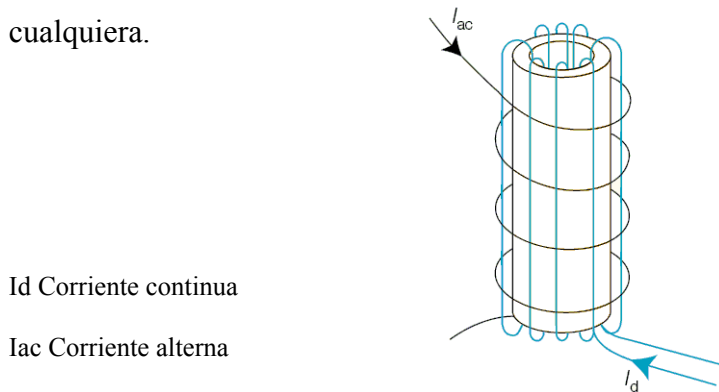


Fig. 5.4 Reactancia del filtro automático. El arrollamiento horizontal tiene como función el filtrado de los armónicos, el vertical sirve para el control.

5.3 Filtro activo de corriente continua

En años recientes los requisitos impuestos al nivel de perturbaciones telefónicas de las líneas de corriente continua se han ido haciendo más y más estrictos; la consecuencia es que los filtros pasivos convencionales de corriente continua necesitan cada vez más espacio y se han hecho más complicados. Para reducir el tamaño y la complejidad de los filtros, se ha desarrollado un filtro activo de corriente continua con buen efecto de filtrado (Fig. 5.5). La parte activa está formada por un procesador extremadamente rápido de señales digitales que controla un amplificador de alto rendimiento. La señal de entrada le proporciona la corriente de armónicos medida en la línea de corriente continua. La señal de salida está formada por corrientes armónicas que, por su amplitud y posición de fase, eliminan las corrientes armónicas generadas por el convertidor. La conexión se realiza con ayuda de un pequeño filtro pasivo paso altas.

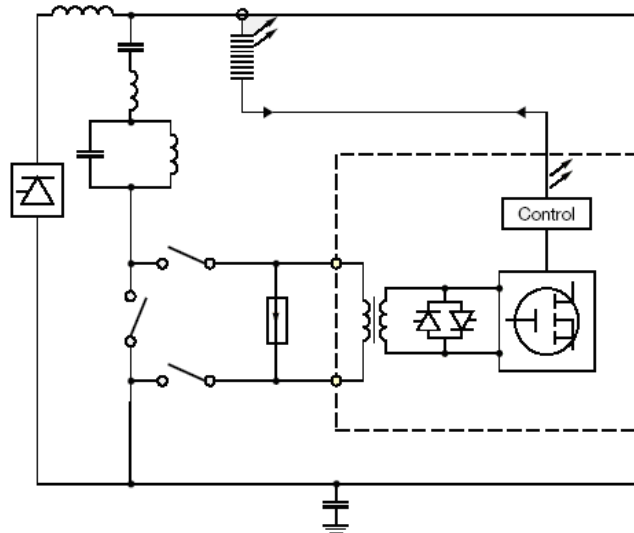


Fig. 5.5 Esquema de filtro activo de corriente continua

5.3.1 Principales componentes y topologías

Hay varias configuraciones posibles (topologías) de filtros activos. Pueden ser conectados en serie con la carga o en paralelo, directamente o a través de una conexión de acoplamiento. Algo común en todos los esquemas presentes HVDC es que son filtros híbridos, es decir, la parte activa (amplificador) está conectada con al nodo de alta tensión a través de una parte pasiva (un filtro convencional en derivación). La figura 5.6 muestra una topología típica de un filtro activo de CD.

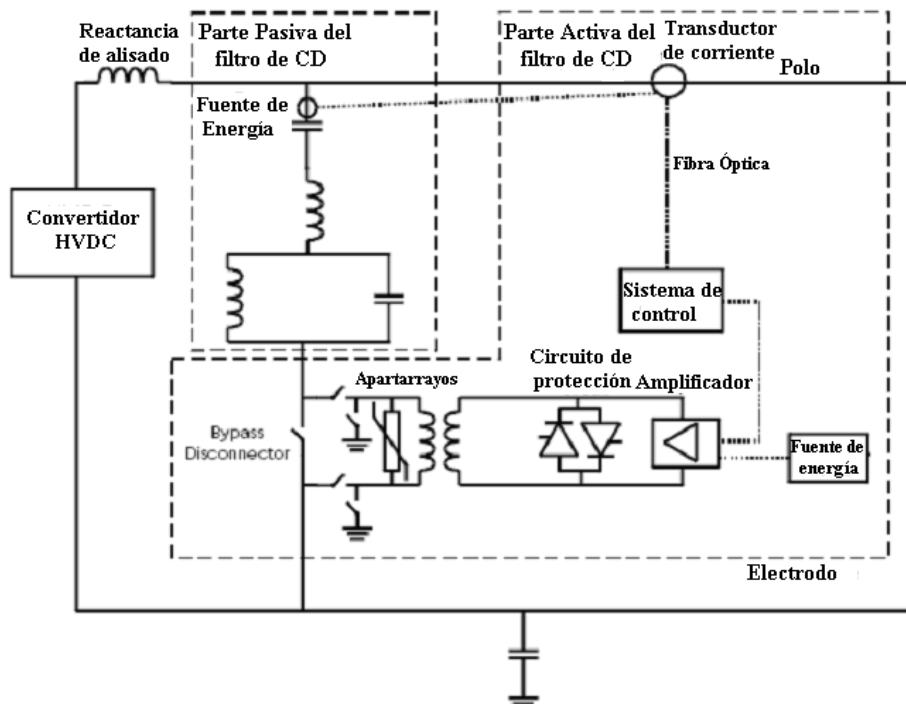


Fig. 5.6 topología de un filtro activo de CD.

En la figura 5.6 se indican los componentes principales de un filtro activo híbrido. La parte pasiva, con la cuál se conecta la parte activa con el nodo de alta tensión, es un filtro convencional. En el lado de CD las frecuencias de sintonía están previstas que sean para los armónicos 12 y 24 (si un es filtro de doble sintonía). En el lado de CA la parte pasiva probablemente es un paso altas o de doble sintonía sintonizado para los armónicos 11 y 13. Además la parte activa será puenteada con una rama LC sintonizada a la frecuencia fundamental, todas las medidas se diseñan para reducir el rango requerido del amplificador.

La parte activa se puede dividir en el sistema de medición, el sistema de control, el amplificador, el transformador, circuitos de protección y los desconectores del puente (*bypass disconnectors*).

El sistema de medición es crucial, pues su resultado definirá el límite de la dinámica (regulación) del sistema. Para un sistema de medición en tiempo real, la corriente directa en serie, comparativamente mayor, tiene que ser considerada como requisito del ancho de banda del filtro activo (cerca de 0,3 a 3 kHz) etc. Para los filtros activos de CD se utiliza una bobina Rogowski y la comunicación con el control se hace con un enlace de fibra óptica.

El sistema de control es un control discreto, construido con DSP's funcionando a una alta tasa de muestras. El sistema control es complejo, ya que no solamente necesita convertir los niveles de las señales medidas a entradas apropiadas para el amplificador, si no que también necesita manejar los cambios en el circuito principal, por ejemplo siguiendo de la operación bipolar a monopolar, la recuperación de eventos o condiciones anormales en el sistema (por ejemplo durante y después de contingencias por fallas) etc.

El amplificador en todos los esquemas existentes de filtros activos es un VSC modulado con PWM. Los primeros amplificadores fueron construidos usando tecnología MOSFET, pero actualmente se construyen diseños usando una tecnología IGBT. La diferencia entre el MOSFET e IGBT está en la reducción de la frecuencia de conmutación pero con una ganancia más alta de tensión y pérdidas más bajas.

El transformador proporciona una barrera galvánica entre el amplificador y la estación HVDC, e incrementa la salida de tensión del amplificador a un nivel apropiado del sistema, en el rango de 0,3 a 1.0 kV a los 3 kV. El circuito de protección resguarda al amplificador contra sobretensiones y corrientes externos. Los *bypass disconnectors*

permiten a la parte activa del filtro ser desconectada mientras que el enlace HVDC sigue en servicio.

5.3.2 Los Principios de Control

El circuito de CD en un sistema monopolar HVDC se puede simplificar como muestra la figura 5.7a), donde E_C representa el armónico del convertidor EMF, L_s es la reactancia de alisamiento o atenuación, C_f y L_f los filtros de CD con impedancia armónica, y Z_f y Z_1 la impedancia armónica de la línea. Además, I_s , I_f y I_1 denotan la corriente a través de la reactancia de alisado, el filtro y la alimentación de la línea.

Para cada frecuencia del armónico en la corriente de la línea se puede escribir como:

$$I'_1 = I_s \frac{Z_f}{Z_f + Z_1}$$

Es decir, para los armónicos a los cuales Z_f es relativamente menor que Z_1 (es decir en las frecuencias de sintonía o de corte del filtro) la corriente de la línea será pequeña, en otros armónicos el impacto de la rama del filtro pasivo será menor.

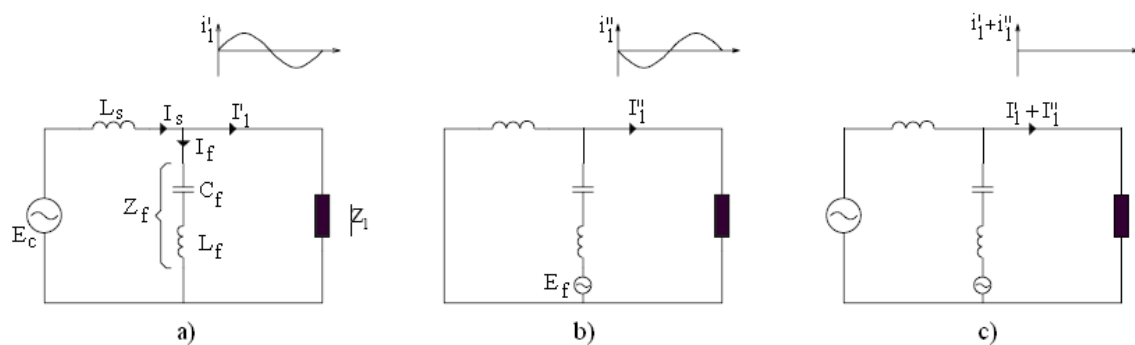


Fig. 5.7 Simplificación del lado de CD de un Sistema monopolar

En la fig. 5.7b) se representa un filtro activo como una fuente de tensión, E_f , en el final de la rama del filtro. La corriente de la línea generada por el filtro activo será de I''_1 donde está la función G de la transferencia entre E_f e $I''_1 = G \times E_f$. Donde G es la función de transferencia determinada por las características de la impedancia del filtro pasivo de CD y del circuito restante de CD. (predominantemente la impedancia de la línea). Es decir, G es una cantidad física medible. Dado G , la fuente de tensión del filtro activo se puede controlar de tal manera que I''_1 se agrega a I_1 en fase opuesta y ambas, teóricamente, se cancelan como queda ilustrado por la Fig. 5.7c). En la práctica una cancelación completa nunca ocurrirá en el mejor de los casos, la cancelación debajo de la dinámica del sistema de control y el medición es posible de obtener, sin embargo, éstos niveles son más que suficientes para cualquier fin práctico.

La función transferencia G es una función continua con frecuencia. Un concepto básico del control de un filtro activo de CD funciona sobre la selección, armónicos discretos usando un control sencillo de frecuencia para cada armónica individual.

5.4 Válvulas montadas al interperie

En las instalaciones normales de HVDC, la sala de válvulas es el componente con mayor costo económico y con mayor necesidad de espacio, la cual tiene como única finalidad albergar las válvulas de tiristores. Esto trae consigo grandes complicaciones ya que la sala tiene que cumplir las normas locales y satisfacer los deseos arquitectónicos del cliente y ha de adaptarse a los equipos eléctricos ya en una fase temprana del proyecto.

Con objeto de simplificar la construcción de las instalaciones, se han desarrollado válvulas de tiristores para uso al aire libre. Así se simplifican el transporte y el montaje, pues una válvula de 500 kV para exteriores, lista para ser conectada, puede ser transportada por una carretera normal. Además, las válvulas para exteriores son más fáciles de estandarizar que las destinadas a uso en interior. Otras ventajas son el acortamiento de los plazos de entrega y la menor necesidad de espacio. Además se hace más fácil una futura ampliación de las instalaciones.

Cada unidad funciona como válvula, es decir, para constituir un convertidor de 12 pulsos se necesitan 12 válvulas para exteriores. Su configuración eléctrica tradicional, con válvulas de tiristores y módulo de reactancias, hace que el mantenimiento de las válvulas para exteriores sea tan simple como las de interiores.

5.5 Transductores ópticos de corriente continua

Se han desarrollado transductores ópticos de medición para corriente continua, un dispositivo sencillo, confiable y muy rápido, con el que pueden sustituirse los equipos relativamente complejos que se han usado hasta ahora para medir la corriente continua en las instalaciones convencionales de HVDC. El dispositivo se basa en un dispositivo de derivación de medición de alta precisión destinado a medir la tensión. El valor de la medición se transmite digitalmente con ayuda de un cable de fibra óptica hasta el sistema de regulación, que tiene un potencial igual al de tierra. Un segundo cable de fibra óptica alimenta con luz el sistema electrónico de medición con potencial de alta tensión. La fuente luminosa es un láser situado en la unidad de control. El cable de fibra

óptica puede alcanzar una longitud máxima de 300 metros y en la gama de frecuencia de hasta 7 kHz se tiene una precisión superior al 0,5%

5.6 Electrodo profundo de tierra

El electrodo de tierra es un componente importante de las instalaciones HVDC. Normalmente, en la transmisión por cable es posible instalar electrodos relativamente compactos, sumergidos o próximos al agua. Los electrodos tradicionales de tierra requieren, por el contrario, mucho espacio y han de instalarse en puntos en que la resistencia de la tierra es relativamente baja además tienen que estar situados a unos 10 km de la estación convertidora, para impedir que la corriente continua penetre en los transformadores o en otros aparatos. El electrodo profundo de tierra puede ser un medio para resolver este problema, con la condición de que se den las circunstancias geológicas apropiadas, es decir que las capas superiores del terreno tengan una resistencia específica mayor que las inferiores (Fig. 5.8). Un electrodo profundo de tierra en comparación con otros tipos de electrodos puede estar situado más cerca de la estación convertidora, lo cual resulta en líneas o cables de electrodos más cortos y con menos pérdidas. También es más fácil encontrar un lugar apropiado para su implementación, ya que estos electrodos afectan menos al paisaje, además un electrodo profundo de tierra simplifica la realización futura de una transmisión monopolar HVDC.

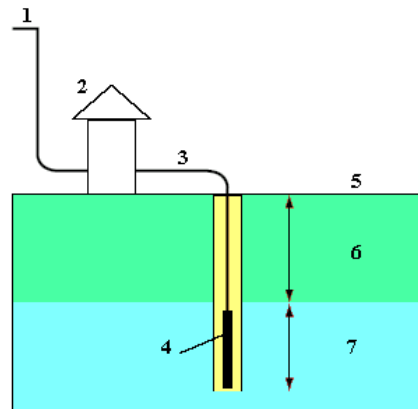


Fig. 5.8 Croquis funcional de un electrodo profundo de tierra

- 1 Línea del electrodo
- 2 Switch house
- 3 Cable
- 4 Electrodo profundo de tierra, longitud de 100 a 200 m
- 5 Superficie del terreno
- 6 Capa de tierra, de espesor 500–1000 m, con alta resistividad
- 7 Capa de tierra con baja resistividad ($= 1 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)

5.7 Otras tecnologías HVDC

Mención especial merecen tres aplicaciones de tecnología HVDC, la de los GTO y IGCT las cuales han sido desplazadas, y la tecnología HVDCIce que de reciente aparición en el mercado.

5.7.1 Tecnología GTO (*Gate Turn Off Thyristor*)

Durante mucho tiempo han sido muy populares los circuitos de conmutación forzada de los tiristores, que han dejado de emplearse desde la aparición del GTO, el primer interruptor de potencia que se podía controlar tanto al cerrar como al abrir. En la actualidad se fabrican solamente GTO para aplicaciones de muy alta tensión y potencia, 6kV, 6kA, están en desarrollo GTO de 9 kV y 12kV. La necesidad de complejos circuitos de compuerta y de ayuda a la conmutación (*snubbers*) y las bajas frecuencias a las que se puede conmutar (del orden de 500 Hz) hacen que el GTO quede relegado a aplicaciones de muy alta tensión, como pueden ser la tracción y los sistemas eléctricos de potencia. La disponibilidad de los modernos IGBT de alta tensión hace que el GTO haya perdido alguno de sus campos de aplicación tanto en tracción como en grandes convertidores de frecuencia industriales y también en la red eléctrica de alta tensión.

5.7.2 Tecnología IGCT (*Integrated Gate-Commutated Tiristor*)

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

El primer intento para mejorar este dispositivo fue la integración del mismo en unidades de compuerta adaptadas (*gate-units*), lo que redujo los tiempos de conmutación. Posteriormente, el diseño se modificó hasta mejorar las pérdidas en un 40% en lo que se conoce como GCT (*Gate-Commutated Thyristor*). Finalmente se creó el IGCT, que integra el anterior dispositivo con un circuito exterior que se encarga de la conmutación, parte de la refrigeración y conexión de control al exterior mediante fibra óptica. Las pérdidas alcanzadas en el IGCT son similares a un tiristor (caída de tensión en conducción de 2 V con 4 kA), y el control es comparable al del IGBT. La frecuencia de conmutación típica varía de los 500 a los 1000 Hz, similar al resto de las tecnologías.

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

5.7.3 Tecnología HVDCice

En 1998, la región de Quebec de Canadá fue golpeada por una de las peores tormentas del hielo de la historia registrada. El peso del hielo tiró literalmente centenares de kilómetros de líneas y de torres de alta tensión de transmisión, dejando a millones de personas en el área de Montreal sin electricidad por varias semanas, y costó millones de dólares a la reparación a la Hidráulica-Québec. Para asegurar que esta situación no pueda suceder otra vez, la Hidráulica-Québec sabía que necesitarían instalar un sistema de deshielo.

Para este fin se ha diseñado el primer sistema en descongelar basado en HVDC del mundo. Emplea un sistema compensador estático de Var (SVC) bastante flexible para cambiar del modo del SVC al modo HVDC de deshielo en menos de una hora. Al no descongelar, el SVC funcionará como un compensador de la energía reactiva para apoyar la red local.

Es un proceso simple el cual implica desconectar las líneas del nivel de la subestación y el aislarlas de de red. El SVC se cambia al modo de HVDC y se permite enviar por las líneas de transmisión aisladas una corriente directa de alta intensidad de 7200 A, derritiendo el hielo. Una vez que el hielo se ha derretido, las líneas de transmisión se vuelven a conectar a la red. Dado que está previsto con un interruptor, la transmisión de energía se puede redirigir a otras líneas, evitando así la interrupción de la carga, incluso las de corto plazo. El sistema se ha nombrado HVDCice y será puesto en ejecución en la subestación de Lévis, un punto importante de la conexión para las líneas de la transmisión. HVDCice emplea válvulas de tiristores,

El compensador estático de potencia reactiva utilizará el mismo equipo, automáticamente reconfigurado en la forma de un tiristor controlado por reactancia (TCR, *Thyristor Controlled Reactor*), a el cual se agrega un tiristor controlado por capacitor (TSC o TCSC); esta combinación forma un SVC clásico. El sistema de control se basa en un controlador digital avanzado.

6. Aplicaciones prácticas y proyectos HVDC y sus consideraciones

Existe un interés por parte de CFE de aumentar la participación de México en los mercados eléctricos de Estados Unidos y Centroamérica determinando nuevas interconexiones. Por ello se han estudiado diversos proyectos para aumentar la capacidad de transmisión entre los sistemas de CFE, Western Electricity Coordinating Council (WECC), Electrical Reliability Council of Texas (ERCOT) y Guatemala.

El análisis para definir las interconexiones es una actividad prioritaria en el proceso de planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y estas permiten el acceso a otros mercados competitivos para la compra o venta de electricidad.

Las interconexiones utilizadas en condiciones de emergencia son necesarias para prevenir la falta de suministro prolongado antes de disturbios que afectan la red o el equipo de transmisión, así como para apoyar el reestablecimiento de sistemas en caso de apagones. Cuando no es posible mantener unidos de manera continua los sistemas eléctricos debido a problemas técnicos, se opta por transferencias de carga de forma radial ante emergencias. La utilidad de este tipo de interconexión se puede incrementar si se logra una operación continua de los enlaces.

Si debido a los tamaños relativos de los sistemas eléctricos y la característica física de la interconexión no es posible su operación sincronizada permanente, se pueden utilizar enlaces asíncronos con base a las tecnologías disponibles. En este caso se pueden emplear los sistemas HVDC.

6.1 Interconexiones existentes en México

Actualmente se tiene en operación en niveles de tensión igual o superior a 69 kV las que se indican en el siguiente cuadro

Interconexiones existentes

Sistemas	Subestaciones	Tensión (kV)	Tipo de conexión	Tipo de operación
CFE – WECC (1)	Tijuana 1 – Miguel (California)	230	Síncrona	Permanente
	La Rosita – Imperial Valley (California)	230		
CFE – WECC (2)	Insurgentes – Diablo (Texas)	115	Síncrona	En emergencia
	Rivereña – El Paso (Texas)	115		
CFE – ERCOT (1)	Piedras negras – Eagle Pass (Texas)	138	Asíncrona	Permanente
CFE – ERCOT (2)	Nuevo Laredo – Laredo (Texas)	138	Síncrona	En emergencia
CFE – ERCOT (3)	Falcon – Falcon (Texas)	138	Síncrona	En emergencia
CFE – ERCOT (4)	Matamoros – Military High Way (Texas)	138	Síncrona	En emergencia
	Matamoros – Brownsville (Texas)	69		
CFE – ERCOT (5)	Cumbres – Planta Frontera (Texas)	138	Síncrona	En emergencia
CFE – BELICE	Xul-Ha – buena Vista (Belice)	115	Síncrona	Permanente

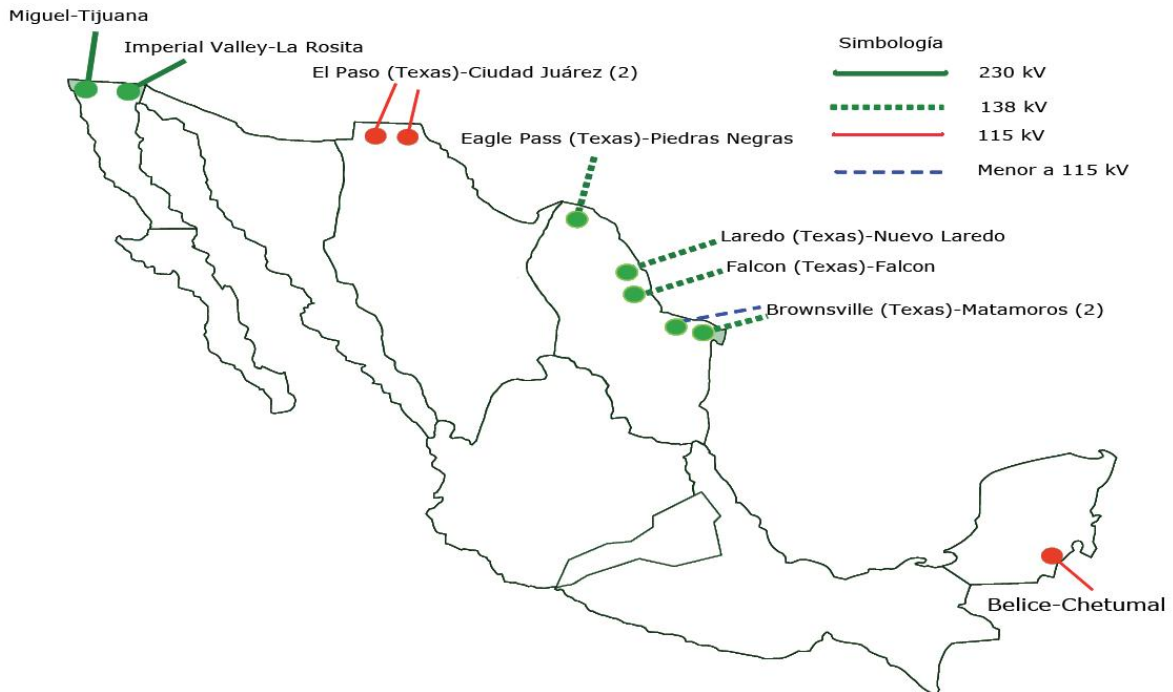


Fig. 6.1 Enlaces de interconexión existentes

6.2 Enlace recíproco o “BtB” del Paso del Águila-Piedras Negras

El Paso del Águila es una comunidad en la frontera de Estados Unidos con México que colinda con Piedras Negras, Coahuila. El enlace recíproco o “back-to-back” en el Paso del Águila es un enlace basado en una plataforma común de convertidores VSC para lograr la interconexión de la red de transmisión de Texas con el sistema eléctrico de México “CFE”.

6.2.1 Razón del proyecto

La subestación del Paso del Águila (operada por AEP American Electric Power) está localizada en el área periférica de la red de transmisión de Texas, cerca de frontera con México. La carga en el Paso del Águila es alimentada por dos líneas de transmisión de 138 kV y debido al crecimiento que ha tenido la carga y a que la central de generación de cierta importancia (150 MW) más cercana está situada a 145 km, el apoyo de tensión resulta débil para el zona del Paso del Águila, lo cual la hace propensa a la inestabilidad de tensión cuando ocurren contingencias en la transmisión durante los periodos de picos de carga, reduciendo la confiabilidad de la entrega de energía eléctrica en la zona.

El Paso del Águila dispone también de una línea de transmisión de 138 kV que la enlazan con la subestación de Piedras Negras (operada por el sistema de CFE). Este enlace normalmente está abierto y es utilizado principalmente en casos de emergencia para transferir cargas entre sistemas eléctricos (principalmente de USA a México). Sin embargo, el inicio de la transferencia de carga necesita en primer lugar de la interrupción de corriente eléctrica del sistema, ya que no es posible interconectar dos sistemas asíncronos, lo cual es el caso de los sistemas de CFE y AEP (a pesar de tener ambos una frecuencia de 60 Hz).

La primera opción determinada fue la construcción de una nueva línea de 138 kV de 70 km para esta zona, adicional a las dos líneas existentes de 138 kV, desde las subestaciones de Asherton y Hamilton Road. La segunda opción a través de los estudios de flujo de cargas realizados indicaba que la instalación de 36 Mvar de potencia reactiva dinámica de apoyo en la subestación del Paso del Águila proporcionaría fácilmente una solución a estos problemas por algunos años. Una instalación de tipo VSC, es decir un STATCOM, proporcionaría dicha potencia reactiva de apoyo necesaria instantáneamente y podría mantener la salida reactiva completa incluso en los niveles de

tensión mas bajos que podrían resultar de una interrupción por una contingencia común. Ampliando la instalación a un sistema de enlace reciproco o “back-to-back light” permitirá también la transferencia bidireccional ininterrumpida de potencia activa entre las redes de Estados Unidos y la Mexicana, dando mayor confiabilidad a la fuente de alimentación. Además la opción de un enlace BtB convencional no proporcionaba el nivel de confiabilidad necesario debido a que el sistema de CA en la frontera de lado de Estados Unidos es débil, y la instalación de un VSC como ya se ha discutido anteriormente puede resultar ideal para sistemas débiles, mientras que el apoyo reactivo proporcionado por los capacitores en derivación no es muy eficaz ya que disminuye rápidamente al disminuir la tensión. Adicionalmente el enlace se puede usar para energizar el área de carga del Paso del Águila desde la red eléctrica de CFE por la capacidad de “arranque negro” de la tecnología VSC.

6.2.3 Tecnología aplicada

El esquema de enlace “Back-to-Back” (BtB) comprende dos convertidores de fuente de tensión de 36 MVA acoplados a un nodo común de capacitores de corriente directa. Los VSC son del tipo punto neutro fijo NPC (*Neutral Point Clamped*), también conocidos como convertidores de tres niveles, y están equipados con IGBT’s, operando con modulación por anchura de pulso “PWM”. El equipo semiconductor de potencia y el banco de capacitores de CD son de tipo para interiores. Los IGBT’s son enfriados por agua, utilizando un sistema de lazo cerrado con intercambiadores de calor de agua-aire.

Cada uno de los VSC en su respectiva terminal de CA está conectado a un conjunto trifásico de reactancias de fase con núcleo de aire, cada una de las cuales está conectada a un transformador elevador convencional situado en el lado correspondiente del enlace. La tensión de salida de CA de los VSC’s tiene un valor nominal de 17.9 kV, el cual es transformado a 138 kV. Los filtros de armónicos, sintonizados al 20 y 39 armónico respectivamente, y con una característica paso altas, son conectados en derivación en el nodo de 17.9 kV la capacidad nominal total de los filtros es de 6 Mvar en cada lado. Debido a la alta frecuencia de conmutación aplicada, los filtros pueden ser mantenidos en una pequeña capacidad y su sintonía respectiva no es crítica.

La instalación BtB en su totalidad se encuentra situada de lado de los Estado Unidos, en la subestación del Paso del Águila, localizada en un área residencial y las

consideraciones específicas han llevado a tomar el control sobre el ruido audible producido por algunos componentes. La disposición de la instalación BtB se muestra en la Fig. 6.2

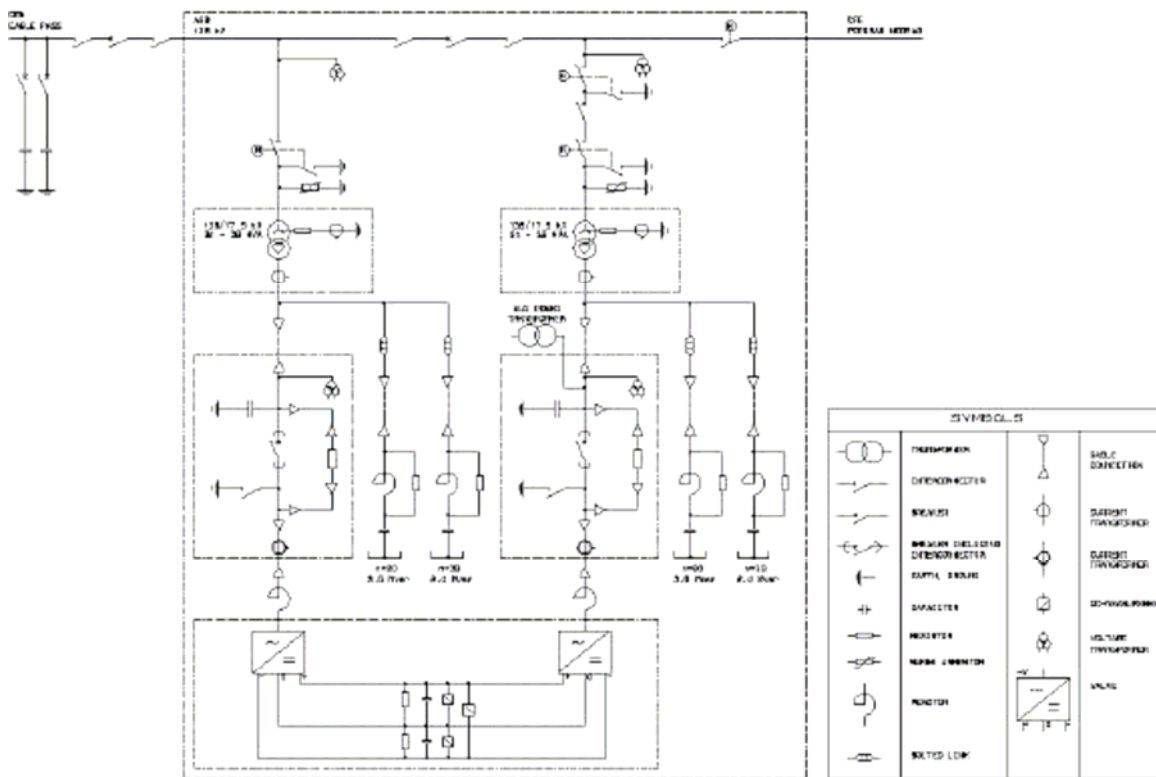


Fig. 6.2 Esquema del en BtB

El enlace VSC comprende los siguientes componentes principales y subsistemas:

- Nodo de alta tensión
- Transformadores trifásicos reductores
- “nodos de baja tensión y dispositivos de distribución (*switchgear*)
- Reactancias de fase
- Convertidores IGBT
- Capacitores de CD
- Sistemas de enfriamiento
- Sistema de control
- Sistema de Protección
- Fuente de energía CA auxiliar

6.2.4 Modos de funcionamiento del enlace BtB

Los dos VSC del enlace recíproco pueden ser configurados para una gran variedad de funciones. En el Paso del Águila, las principales configuraciones operativas del enlace recíproco son las siguientes:

- Control de la tensión
- Control de la potencia activa
- Funcionamiento independiente de los dos VSC
- Funcionamiento del enlace recíproco en caso de imprevistos

Control de la tensión

En este modo, tanto el sistema de AEP como el de CFE tienen capacidad para controlar independientemente la tensión. El enlace recíproco proporciona en ambos lados la potencia reactiva requerida para mantener una tensión prefijada. Se puede transferir potencia activa desde cualquiera de los lados manteniendo constante al mismo tiempo la tensión del sistema en ambos lados. Si es necesario, toda transferencia prevista de potencia activa es reducida automáticamente e instantáneamente por el sistema de control para suministrar la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en un valor constante.

Control de potencia activa

En este modo es posible transferir potencia activa entre el sistema de AEP y el sistema de CFE. La transferencia de potencia es posible cuando la tensión está dentro de una banda inactiva. Si la tensión está fuera de ella, el enlace recíproco cambia automáticamente al modo de control de tensión. A continuación, el enlace recíproco reduce, automáticamente e instantáneamente, el flujo de potencia activa para suministrar la potencia reactiva necesaria. La banda inactiva ha sido diseñada de forma que la conmutación de los capacitores locales o los cambios de la generación remota, que producen ligeras oscilaciones de la tensión, no provoquen que el enlace recíproco cambie al modo de control de tensión.

Funcionamiento independiente de los dos VSC

Si fuera necesario realizar operaciones de mantenimiento en uno de los lados del enlace recíproco, el otro lado seguirá siendo capaz de controlar la tensión a ambos lados del enlace. Esto se lleva a cabo abriendo el nodo de corriente continua con el fin de dividirlo en dos partes. Cuando el enlace de corriente continua está abierto, no puede

transferirse potencia activa entre los dos lados del enlace recíproco. Cada VSC será entonces capaz de suministrar al otro lado hasta ± 36 MVAR de potencia reactiva.

Funcionamiento del enlace recíproco en caso de imprevistos

Si se pierde una de las líneas de 138 kV en la subestación del Paso del Águila, la línea de 138 kV restante puede soportar solo 50 MW de carga en la subestación. En este caso, la tensión cae por debajo de 0,98 pu y el enlace recíproco cambia al modo de control de tensión. La potencia activa se reduce automática e instantáneamente con el fin de asegurar el mantenimiento del nivel de carga de 50 MW en la subestación (carga de AEP más exportación a CFE). El enlace recíproco suministra la potencia reactiva necesaria para mantener una tensión de 1 p.u. Estudios del flujo de cargas han demostrado que un imprevisto en la línea de transmisión del lado de AEP afectará poco a la transferencia de energía eléctrica de CFE a AEP.

6.2.5 Funcionamiento dinámico

La verificación final de las características del funcionamiento dinámico fueron realizadas como parte de la comisión del enlace BtB. Empleando equipo adecuado de adquisición de datos en tiempo real las capturas se toman de ambos parámetros del circuito principal y de las variables de control internas del enlace. El controlador del enlace del Paso del Águila incluye la incorporación de un módulo de grabaciones de fallas transitorias con una resolución de submilisegundos la cual es capaz de capturar también la dinámica interna del control de lazo cerrado. Esta funcionalidad permite también que los datos sean transferidos digitalmente a un usuario remoto, por ejemplo el ingeniero de diseño el cual puede tener acceso “justo a tiempo” al controlador del enlace.

En el diseño de fase de la instalación BtB fueron realizadas extensas simulaciones digitales, como parte del desarrollo del controlador del enlace y específicamente en la sintonía de sus parámetros importantes.

Estas simulaciones también verifican a un cierto grado la configuración de potencia principal, por ejemplo puede ser estudiada la interacción de los VSC's principales y los filtros de armónicos, además de que estas simulaciones han cubierto una gran cantidad de casos y acontecimientos de los cuales solamente algunos se podrían llevar a la práctica.

Al modelar sistemas eléctricos que involucran convertidores con semiconductores de potencia y redes eléctricas extensas, la interfaz empleada se convierte en un factor

crítico. Las interfaces de uso “amigable” desarrolladas alrededor de representaciones funcionales por bloques son hoy una técnica probada. Para el proyecto del Paso del Águila se desarrolló un modelo comprensivo usando el programa EMTDC. El modelo completo fue acumulado con un número funcional de bloques por ejemplo: la red de CA, el transformador elevador, las reactancias de fase, los filtros de armónicos, el puente de VSC, los capacitores de CD y los controladores del enlace. Lo que se ambicionaba con el modelo era representar las redes de transmisión con respecto a sus resonancias anticipadas en el rango de la baja frecuencia. Los circuitos dentro del BtB fueron modelados de tal manera que los fenómenos de saturación magnética podían ser identificados. La representación de los convertidores con IGBT's era exacta con respecto a la topología NPC escogida, y la conmutación PWM a 1260 Hz. El controlador digital del enlace fue modelado con índices de muestreo de lazos de control críticos excediendo los 7 kHz. Cuando los modelos individuales habían sido validados, las simulaciones actuales fueron realizadas con diferentes parámetros para diferentes casos. Usando una computadora personal de alto desempeño y una pantalla “panel de control” se puede llevar a cabo una ejecución muy efectiva de la simulación aun cuando el modelo sea muy extenso. El ingeniero de diseño puede observar el comportamiento del modelo, como progresa la simulación y las acciones iniciadas consecuentemente. Normalmente hay un gran número de eventos dinámicos que necesitan de análisis y verificación. Algunos de ellos, continuación se ilustran con el fin de destacar el desempeño del enlace BtB.

1. Reversión de potencia BtB
2. Desconexión del banco de capacitores
3. Capacidad de “arranque negro”
4. Falla cercana al lado de USA
5. Falla remota de la línea del lado de USA

Para algunos de los casos, las simulaciones EMTDC son presentadas con los datos grabados en la práctica con una disposición similar.

1. Reversión de potencia BtB

La tecnología de convertidores VSC aplicada en el Paso del Águila permite que la transferencia de potencia activa sea controlada dinámicamente sobre el rango total

disponible. Como un ejemplo de esto, la figura 6.3 ilustra el funcionamiento después de una orden de reversión de potencia. Este caso es ilustrado en la forma del diagrama de una simulación EMTDC, y la orden de potencia se cambia 36 MW de importación a los 36 MW de exportación. Aunque localmente es significativo, este transitorio es absorbido por las representaciones respectivas de los sistemas de potencia. Mirando los trazos de la figura 6.3.4 la reversión del subciclo de la potencia activa aparece bien controlada sin ningún incremento brusco, un ejemplo del alto desempeño que pueden lograr las instalaciones VSC controladas con PWM.

La reversión de potencia activa es ejecutada sin la acción necesaria por parte del control de tensión.

Fig. 6.3 Simulaciones EMTDC de la reversión de potencia en el Paso del Águila

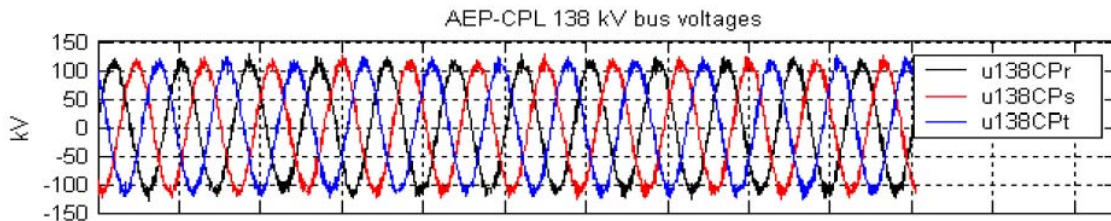


Figura 6.3.1. Tensiones de 138 kV del sistema AEP

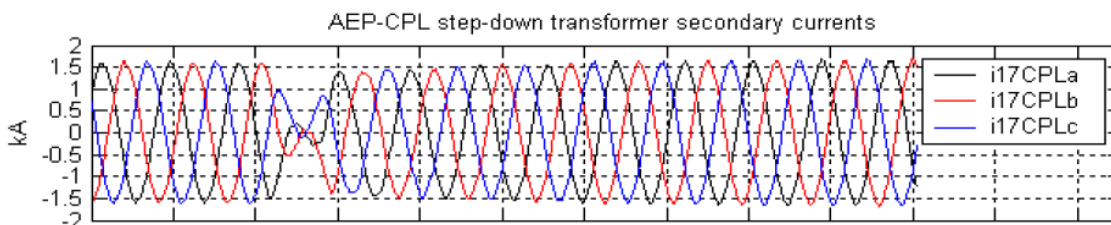


Figura 6.3.2. Corrientes en el secundario del transformador reductor de AEP

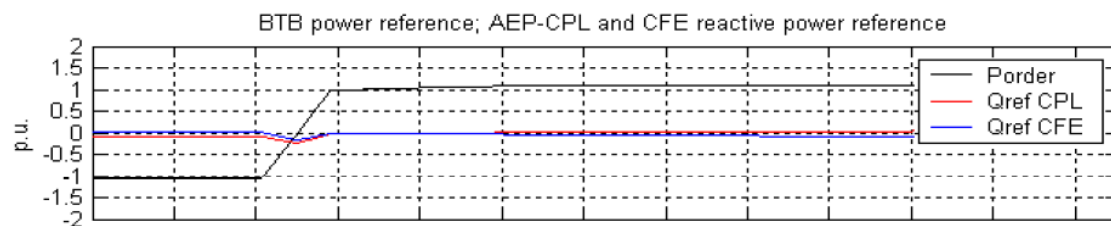


Figura 6.3.3. Potencia de referencia del BtB, Potencia reactiva de referencia de AEP y CFE

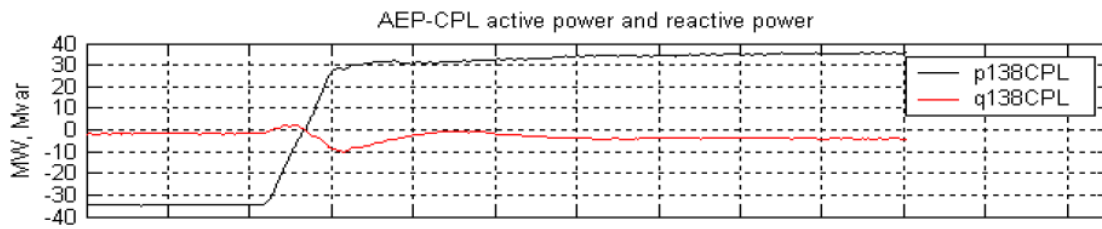


Figura 6.3.4. Potencia activa y potencia reactiva de AEP

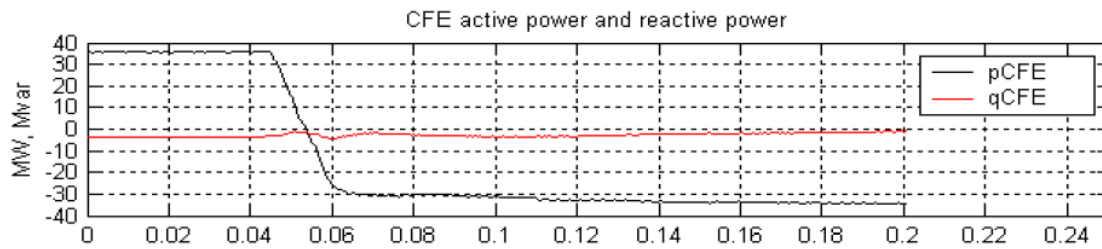


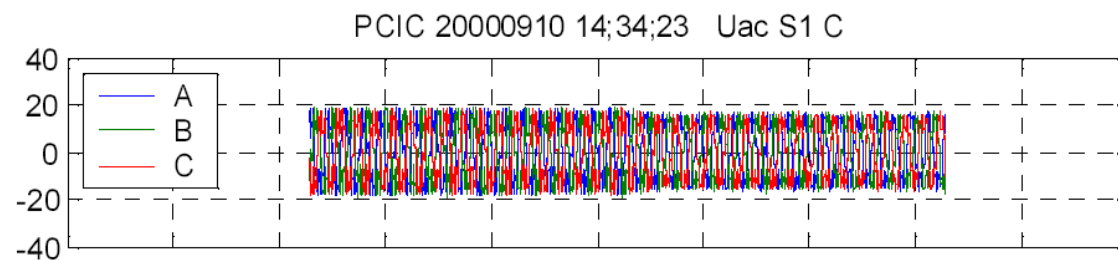
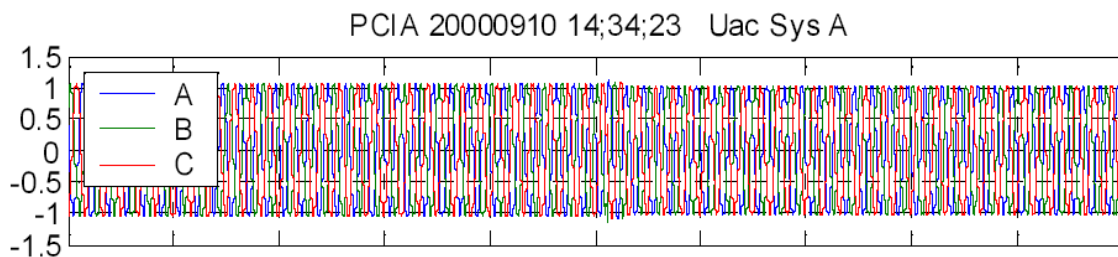
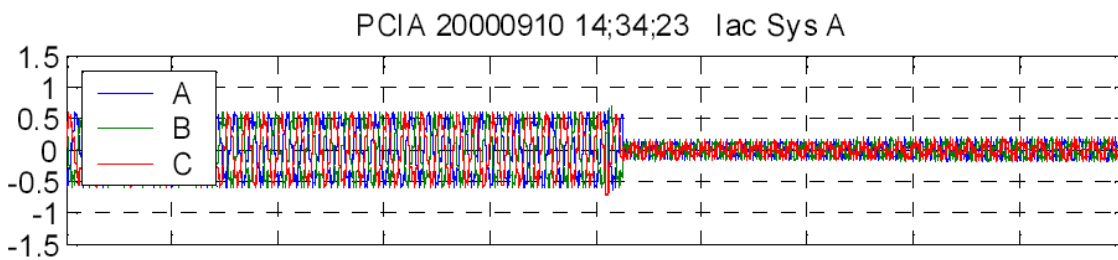
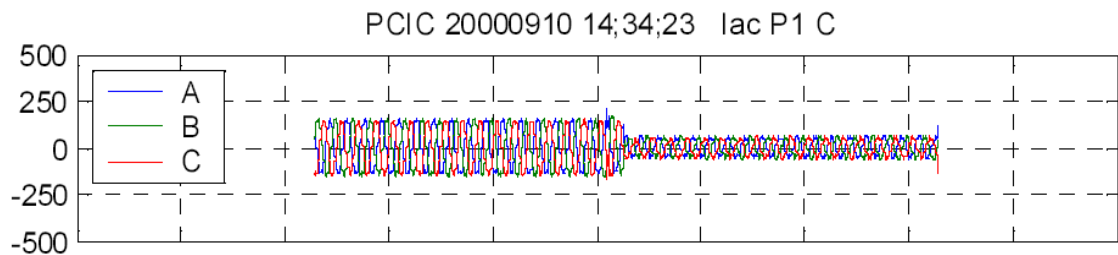
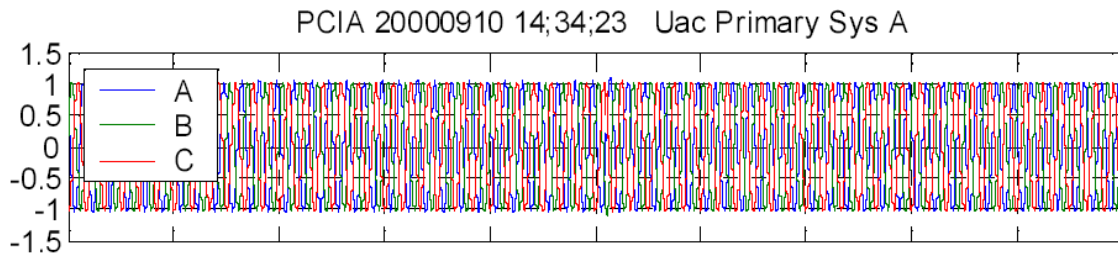
Figura 6.3.5. Potencia activa y potencia reactiva de CFE

2. Desconexión del banco de capacitores

Una posibilidad de verificar la respuesta transitoria del enlace BtB fue encender uno de los bancos de capacitores en la subestación del Paso del Águila. En el caso real la potencia reactiva del enlace BtB antes de la conexión era igual a 18 Mvar. Como el banco de capacitores fue encendido, el enlace BtB tuvo que reducir su salida por 15 Mvar, correspondientes a la capacidad nominal del banco de capacitores debajo de 3Mvar. El controlador del enlace BtB respondió de buena forma amortiguando dentro de un ciclo como se muestra en las gráficas 6.4.2, 6.4.3 y 6.4.7 de la Figura 6.4.

Debe de notarse en la figura 6.4.7 que la desconexión causa también un transitorio de 100 ms en la potencia activa. Aunque no es significativo, la desconexión produce un desviación angular pequeña en el nodo de tensión, relativamente la tensión de salida del VSC. En consecuencia un transitorio en la potencia activa y/o tensión de CD aparece. Por otra parte es obvio que el enlace BtB aísla totalmente al sistema de CFE de los transitorios de desconexión.

Figura 6.4 Desconexión del banco de capacitores en el Paso del Águila



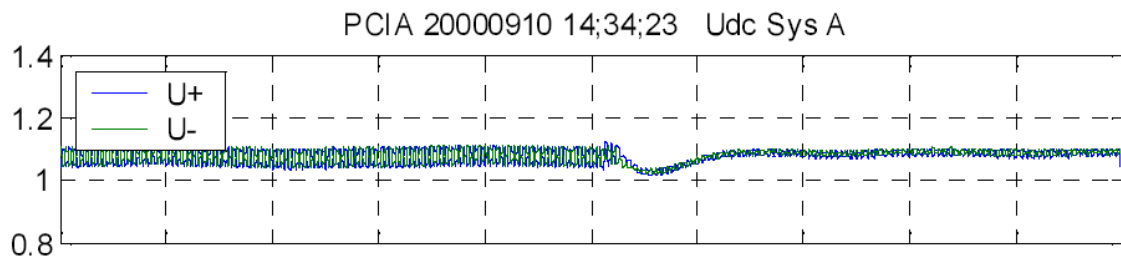


Figura 6.4.6. Tensiones de CD

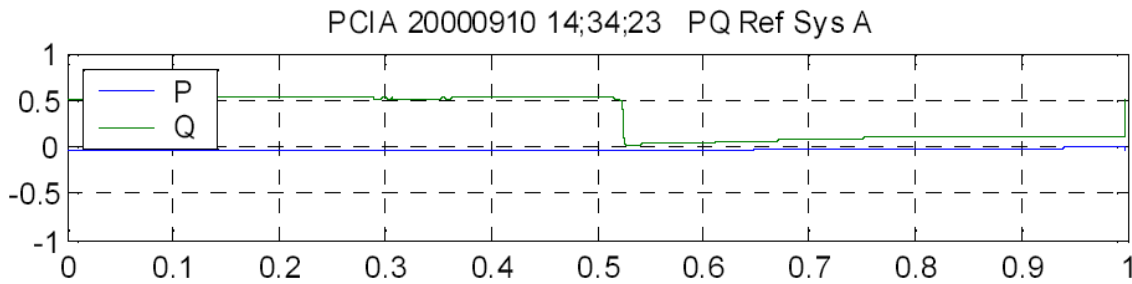


Figura 6.4.7. Potencia activa y reactiva del convertidor AEP

3. capacidad de “arranque negro”

“Black Start” o arranque negro significa que se pueden encender las redes que han sufrido una falla del 100 por ciento. A menudo las centrales eléctricas necesitan ser alimentadas con energía para sus sistemas auxiliares que corren la central eléctrica antes de que la central eléctrica pueda empezar a generar potencia por si misma.

Para ilustrar la función de “arranque negro”, el lado de CFE del enlace BtB primero fue energizado como durante una energización normal. En el lado de AEP-CPL, el interruptor de línea que conecta el enlace BtB a la red AEP-CPL fue abierto, pero en el sistema de control simulado estaba como si hubiera sido cerrado. De esta manera fue creada una pequeña red aislada consistente principalmente del transformador de AEP-CPL. No era posible crear cualquier red aislada más grande, pues esto habría forzado a una interrupción de la energía en parte de la ciudad del Paso del Águila. El “arranque negro” fue iniciado. Para la comparación la figura 6 muestra el resultado de una simulación en el EMTDC donde el arranque negro se realiza contra una carga de aproximadamente 25 MW.

La simulación de EMTDC y la grabación de la práctica (en la figura 6.5.7) muestra que el BtB energiza y toma la carga de una manera controlada y sin transitorios notables.

Figura 6.7 Simulaciones EMTDC de “Arranque negro” con una carga de 25 MW

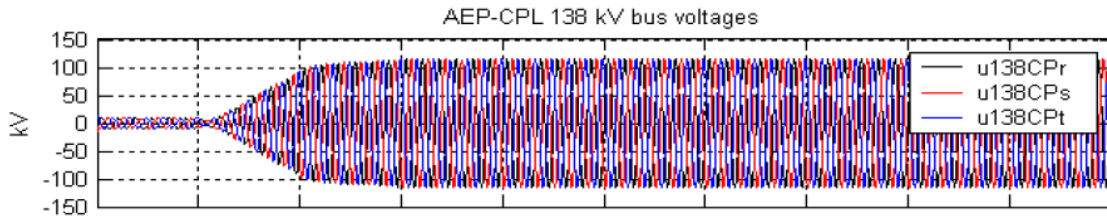


Figura 6.5.1. Tensiones de 138 kV

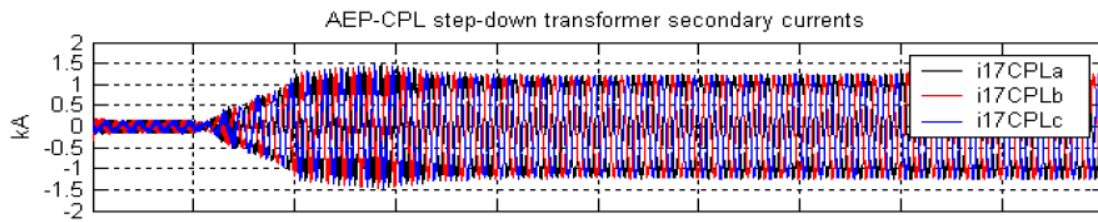


Figura 6.5.2. Corrientes en el secundario del transformador reductor

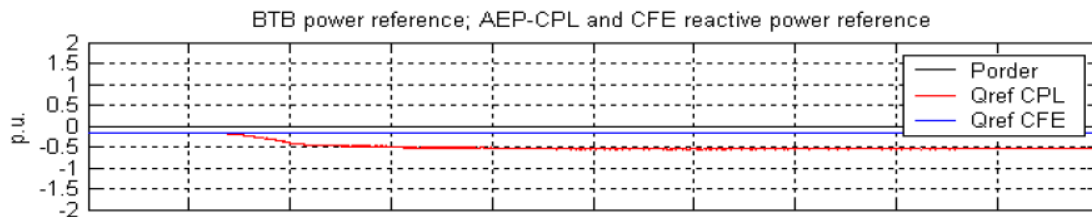


Figura 6.5.3. Potencia de referencia del BtB; potencia de referencia reactiva de AEP y CFE

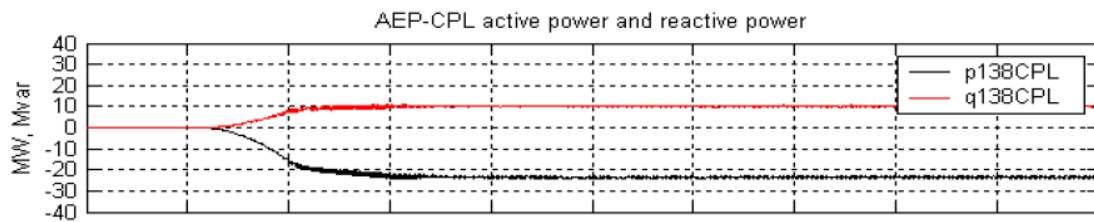


Figura 6.5.4. Potencia activa y reactiva de AEP

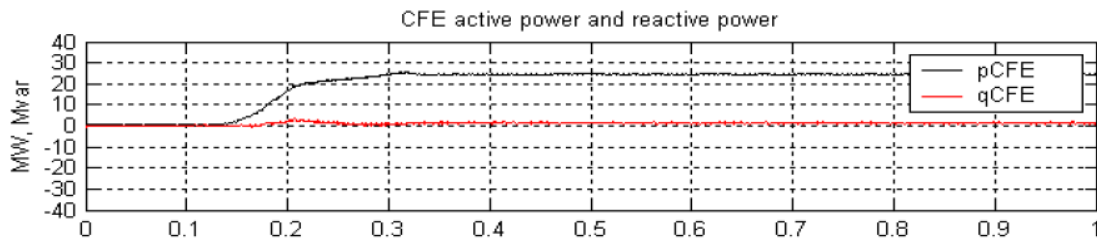


Figura 6.5.5. Potencia activa y reactiva de CFE

Figura 6.6 Arranque negro en campo

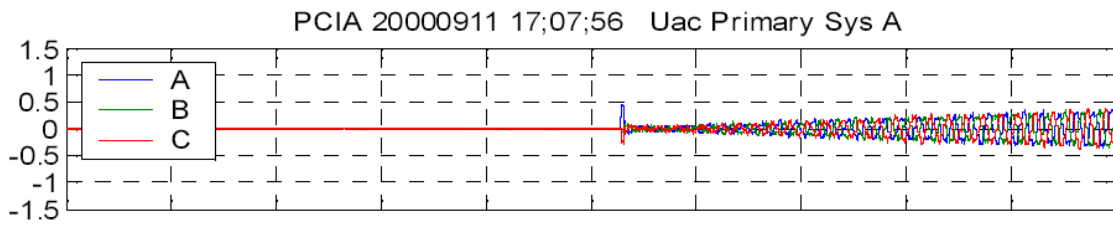


Figura 6.6.1 Tensiones de 138 kV

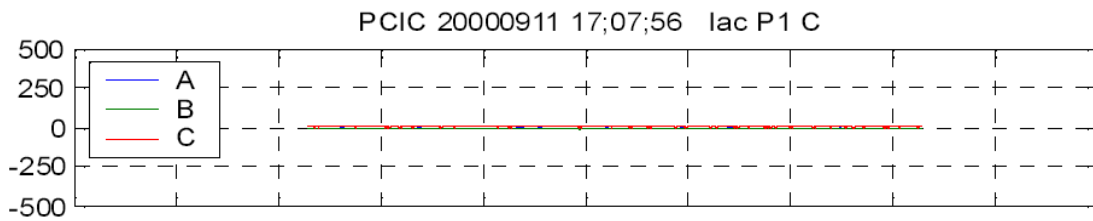


Figura 6.6.2 Corrientes del secundario del transformador reductor

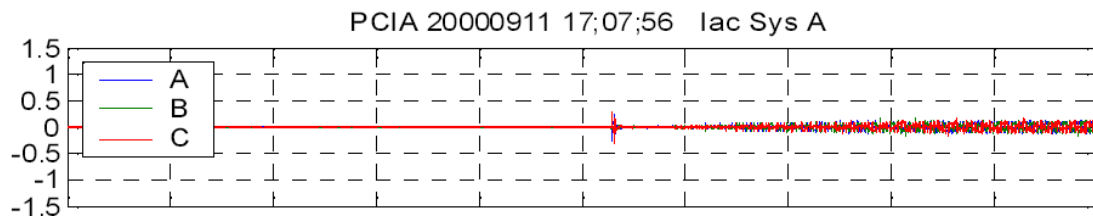


Figura 6.6.3 Corrientes de las reactancias de fase

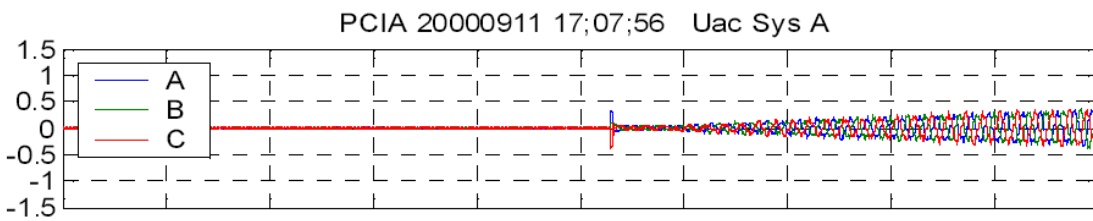


Figura 6.6.4 Tensiones de 17.9 kV

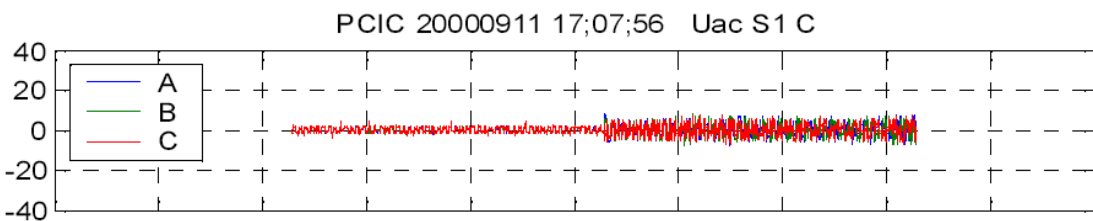


Figura 6.6.5 Tensiones fase a tierra de 17.9 kV

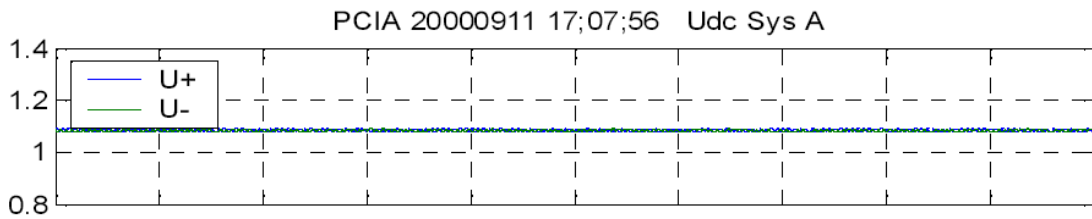


Figura 6.6.6 Tensiones de CD

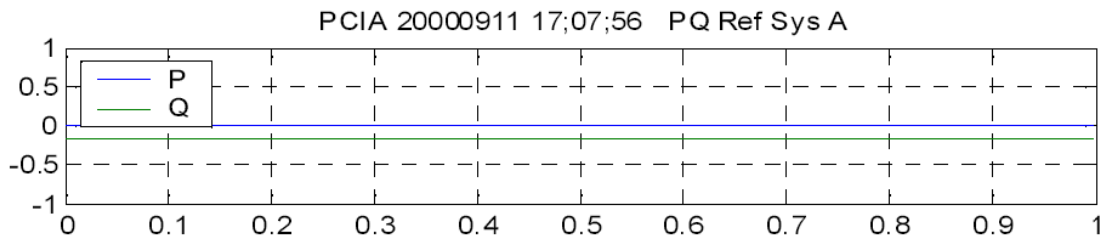


Figura 6.6.7 Potencia activa y reactiva de referencia del convertidor

Como se muestra en la figura 6.6.7 la tensión de 138 kV AEP-CPL comenzó a incrementarse desde los 0 kV a un Paso mas lento que la simulación digital (figura 6.6.6). La rampa termino a 138 kV aunque el programa, debido a las limitaciones de TFR (*Transient Fault Recorder*) no muestra mas que una parte cercana a los 60 kV. En el lado de CFE, las tensiones y corrientes continuaban siendo imperturbados durante la fase de incremento. La única carga en el lado de AEP-CPL consistió de los filtro de armónicos con una capacidad nominal total de 6 Mvar. El sistema fue observado en todos los modos para realizarse bien. La modulación en la tensión de CD en la grafica 6 es debido a la diferencia de frecuencia entre el lado de AEP-CPL, que tiene una frecuencia constante, y el lado de CFE. En el lado de CFE el sistema opera normal.

4. Fallas cercanas al lado de USA

En el EMTDC se simulo una falla de una fase a tierra cercana al lado de USA. Para tal falla la tensión primaria a ser controlada, cae significativamente. Para evitar elevar la tensión en el libramiento de la falla, la acción (capacitiva) de falla directa es inhibida y el BtB queda cerca de la condición de carga nula durante la falla. La sobretensión posterior a la falla alcanza un valor de 1.3 p.u. en una fase, sin embargo se elimina prácticamente en un ciclo. Se pueden ver algunos transitorios de corriente en la figura 6.7.8, estos son el resultado de las oscilaciones excitadas en los filtros de armónicos. Para esta falla severa desbalanceada vale observar que los transitorios observados en el lado Mexicano son prácticamente insignificantes. Los disturbios restantes son causados

por la necesidad de estabilizar la tensión de CD contra la fluctuación de potencia activa causada por la falla desbalanceada.

Figura 6.7 Simulaciones EMTDC de falla cercana al lado de USA

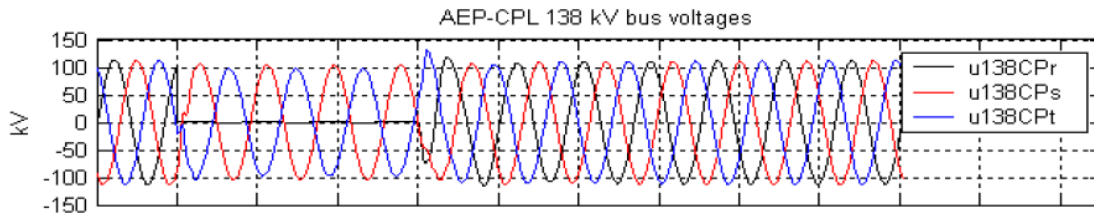


Figura 6.7.1 Tensiones de 138 kV

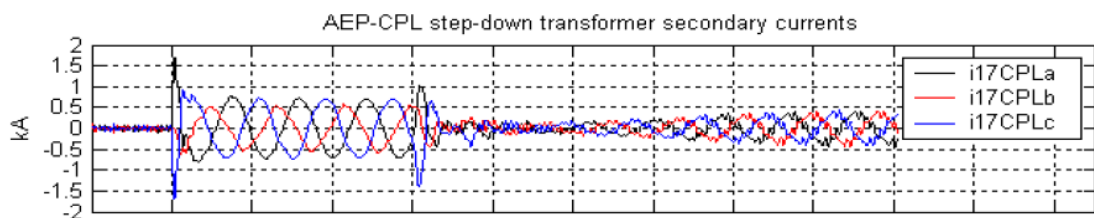


Figura 6.7.2 Corrientes del secundario del transformador reductor

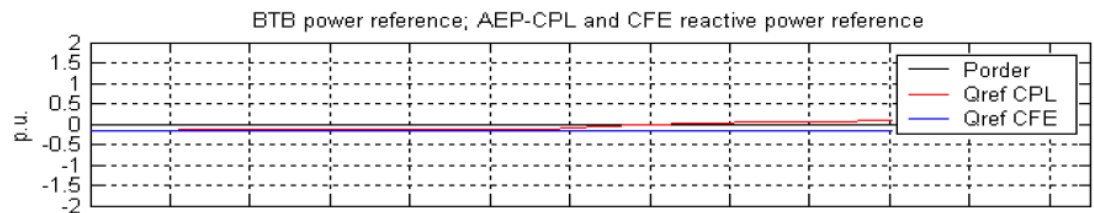


Figura 6.7.3 Potencia de referencia del BtB; potencia de referencia reactiva de AEP y CFE

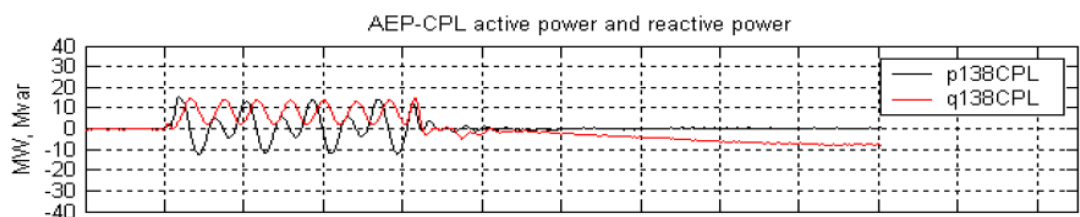


Figura 6.7.4 Potencia activa y reactiva de AEP

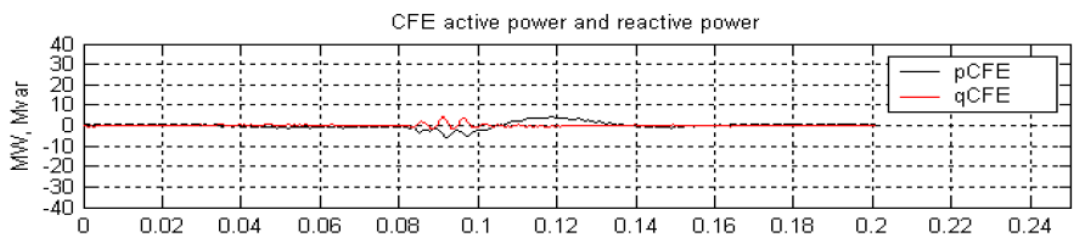


Figura 6.7.5 Potencia activa y potencia reactiva de CFE

5. Falla remota en el lado de USA

El caso final que se destacara es una falla remota en el lado de USA, inicialmente el BtB estaba en un operación cercana a la cero potencia activa. Las condiciones de relámpago en una área alejada causaron la inmersión la tensión en la red de transmisión de los USA. Este caso fue simulado también en el EMTDC como se muestra en la figura 6.8.9 la grabación de campo se muestra en la figura 6.8.10 para comparación. Después de la caída de tensión inicial en el Paso del Águila. La corriente de BtB durante las condiciones de falla se incrementó en casi 1 p.u. (capacitivo) para apoyar al nodo de tensión en el Paso del Águila. Al comparar la simulación digital con la grabación de campo puede verse que el transitorio de potencia reactiva en la simulación aparece mas exponencial, indicando que la falla simulada crea un cambio verdaderamente paso a paso en la tensión. De otra forma la simulación y la grabación de campo muestran una buena correlación.

Figura 6.8 Simulaciones EMTDC de falla remota del lado de USA.

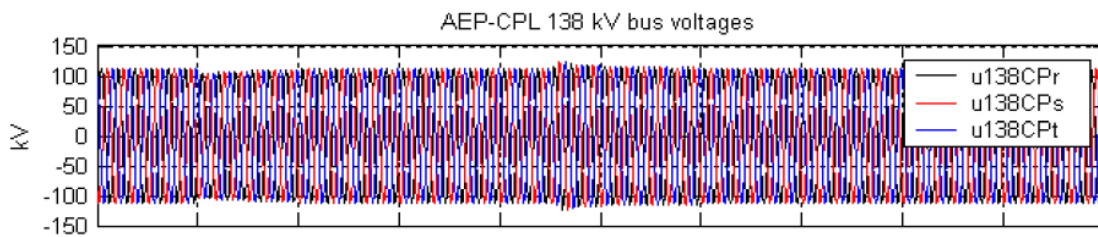


Figura 6.8.1 Tensiones de 138 kV

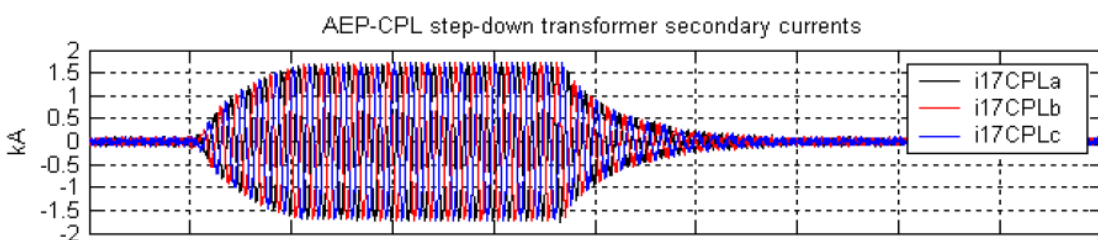


Figura 6.8.2 Corrientes del secundario del transformador reductor

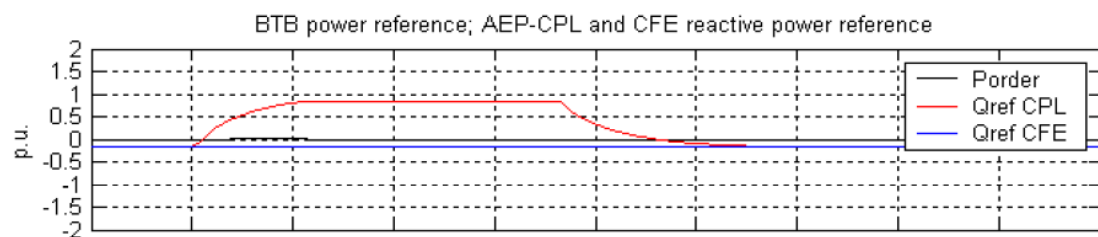


Figura 6.8.3 Potencia de referencia del BtB; potencia de referencia reactiva de AEP y CFE

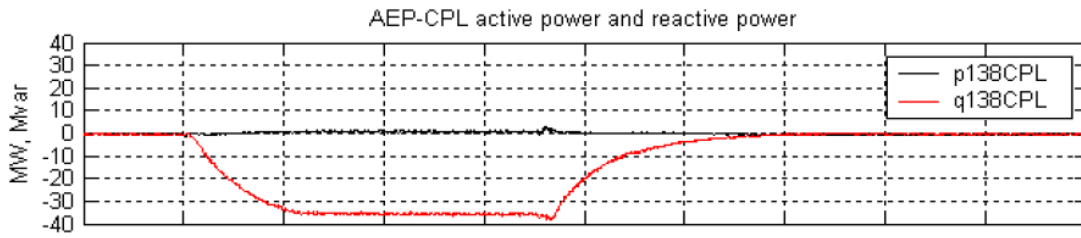


Figura 6.8.4 Potencia activa y reactiva de AEP

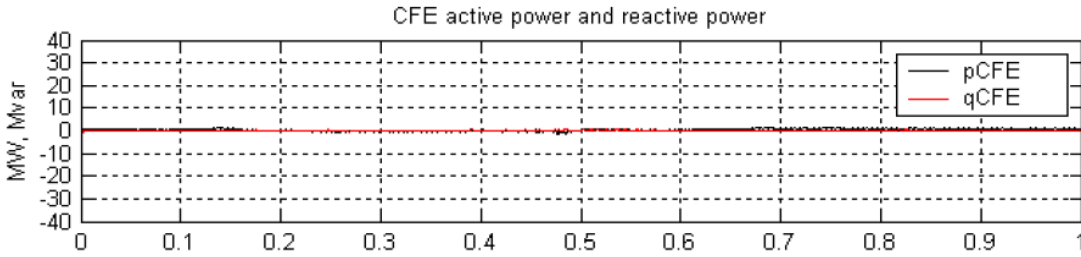


Figura 6.8.5 Potencia activa y reactiva de AEP

Figura 6.9 Caso de falla remota

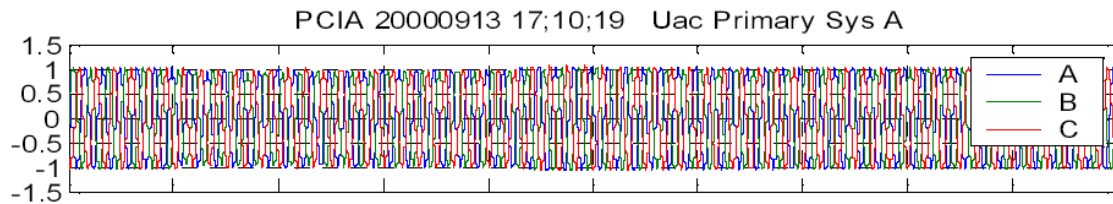


Figura 6.9.1 Tensiones de 138 kV

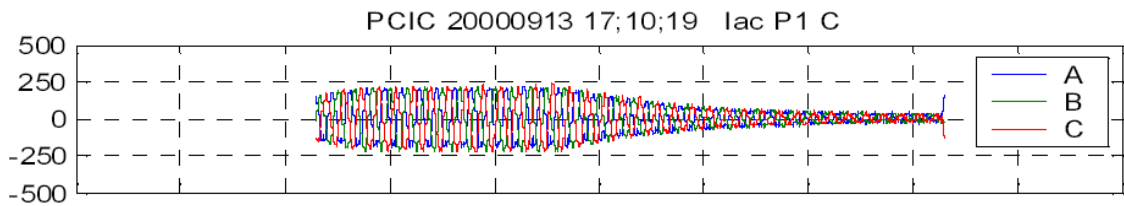


Figura 6.8.2 Corrientes en Amperes del secundario del transformador reductor

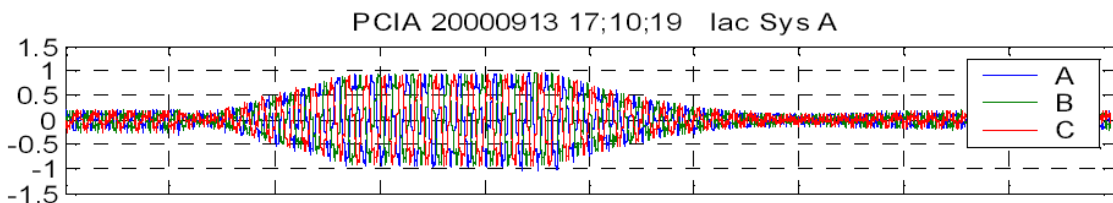


Figura 6.8.3 Corrientes de las reactancias de fase

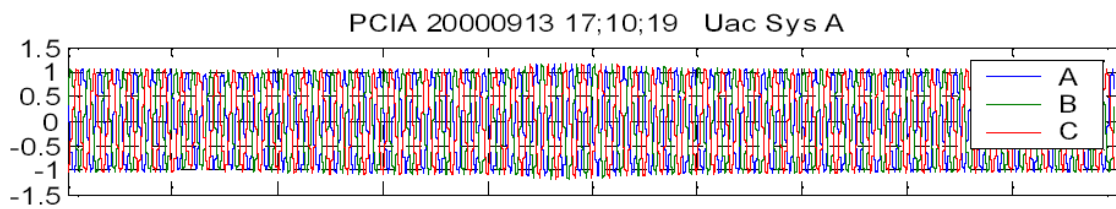


Figura 6.8.4 Tensiones de 17.9 kV

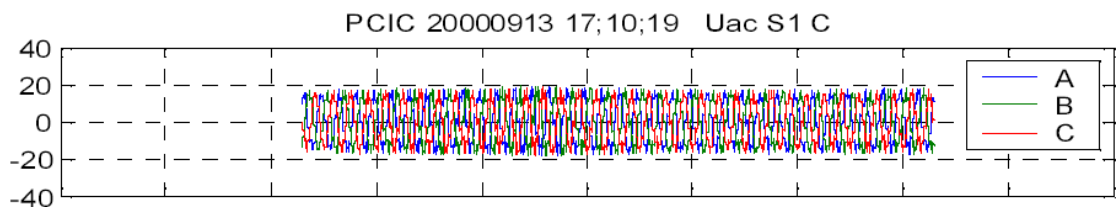


Figura 6.8.5 Tensiones fase a tierra de 17.9 kV

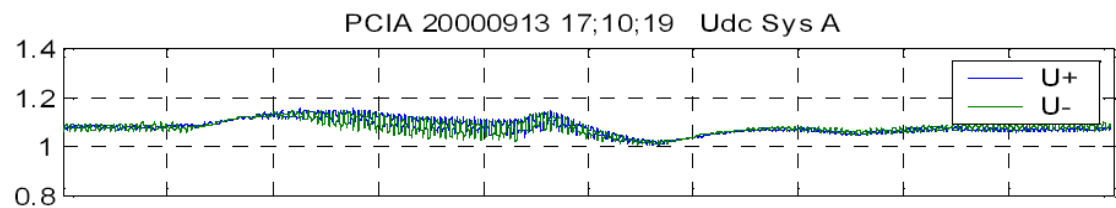


Figura 6.8.6 Tensiones de CD

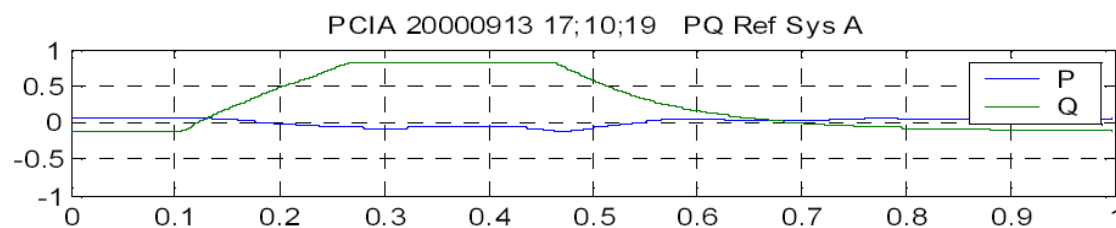


Figura 6.8.7 Potencia activa y reactiva de referencia del convertidor

Cabe notar de las simulaciones EMTDC de falla remota del lado de USA que el enlace BtB aísla la red de transmisión mexicana de la falla, como es indicada por la estabilidad de la potencia reactiva de referencia en la simulación.

En conclusión el enlace BtB HVDC Light en el caso del Águila es uno de las primeras instalaciones de este tipo donde la tecnología VSC es usada para un propósito dual de transferencia de potencia activa entre dos sistemas de transmisión asíncronos y para proveer de tensión dinámica de apoyo en caso de emergencia para las respectivas redes. El desempeño dinámico y las características del enlace BtB han sido ilustradas con simulaciones digitales y pruebas de campo.

6.3 Proyectos de interconexión a corto plazo

En 2003 CFE y ERCOT realizaron estudios conjuntos sobre interconexiones eléctricas entre México y Texas. El objetivo fue identificar sitios potenciales y sus capacidades para posibles enlaces con el propósito de mejorar la confiabilidad de ambos sistemas, de tal manera que se logre una mayor versatilidad operativa y un apoyo mutuo adicional en condiciones de emergencia. Los proyectos de interconexión que se tienen en estudio o en proceso de construcción, se indican en el siguiente cuadro.

Proyectos de interconexión

Empresa	Subestaciones	Situación actual	Dispositivo
CFE – ERCOT	Cd. Industrial – Laredo	Construcción	Variable Frequency Transformer (VFT)
CFE – Sharyland	Cumbres – Railroad	Construcción	Back To Back
SIN – Baja California	Pto. Libertad – La Herradura	Factibilidad	HVDC Clásica
SIN – Baja California Sur	La Higuera – El Palmar	Prefactibilidad	HVDC
CFE - Guatemala	Tapachula – Los Brillantes	Construcción	Enlace síncrono en 400 kv

Por otra parte, las interconexiones permiten reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas para hacer posible el intercambio de energía, de manera que resulten menores costos de producción para todo el conjunto.

En la figura 6.9 se muestra geográficamente su ubicación y su tipo de tecnología de interconexión para cada enlace, así como el nivel de tensión de operación.

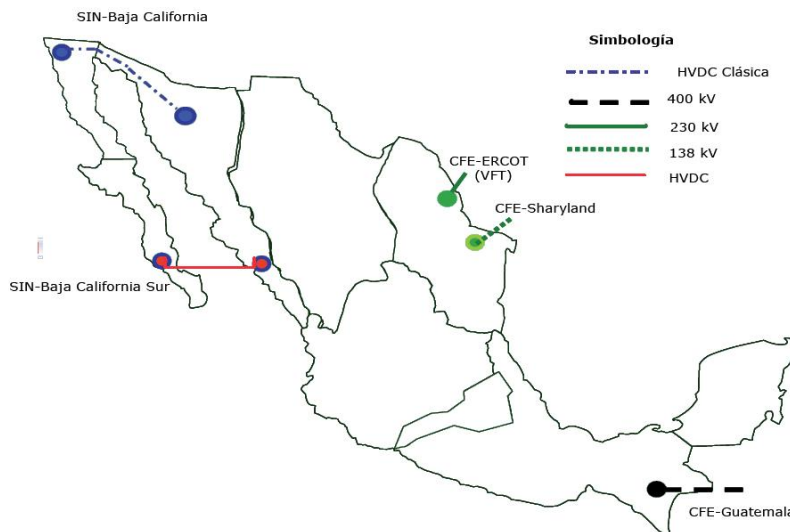


Fig. 6.9 Interconexión en programa

6.3.1 Enlaces CFE – ERCOT

Reynosa – Misión, Texas

El proyecto del enlace asíncrono a través del dispositivo Back to Back de corriente directa entre CFE y Sharyland Utilities (SU) fue producto del estudio iniciado en 2003 sobre la determinación de puntos potenciales para realizar un enlace entre ambos sistemas, con el propósito fundamental de mejorar significativamente su confiabilidad.

La red eléctrica de la zona de Reynosa al igual que las otras de la parte norte del área Noreste se ubican en lugares donde las condiciones climáticas en época de invierno y los fenómenos naturales como los tornados han ocasionado fallas severas en la red eléctrica, y por lo tanto apagones en la región.

La interconexión permitirá los intercambios de energía entre ambos países y así respaldar un bloque mayor de demanda ya sea de la zona de Reynosa del sistema mexicano o de la zona de misión de EUA.

Finalmente en caso de un apagón en el área noreste del sistema eléctrico de CFE, el sistema de ERCOT podrá proporcionar la energía eléctrica suficiente a través de este enlace para realizar el arranque negro de las unidades generadoras ubicadas en la zona de Reynosa, mediante un interruptor de bypass que opera en corriente alterna y está acoplado en paralelo al enlace BtB, de tal manera que se garantice el reestablecimiento del servicio en un corto tiempo.

Actualmente la política de intercambio de energía de las compañías eléctricas de Texas con otras de Estados Unidos, ha sido utilizar enlaces asíncronos (de corriente directa) similar al descrito. Esto ha permitido además el apoyo en condiciones de colapso, la conexión permanente mediante enlaces de baja capacidad relativa con el tamaño de los sistemas.

En la primera fase del estudio de interconexión CFE – Sharyland se definieron el nivel de tensión mas conveniente y su limite de transmisión. El alcance final del proyecto se obtuvo en 2005 con los resultados del análisis del comportamiento en estado estable y dinámico del BtB como componente fundamental del enlace, para las condiciones de máxima importación, máxima exportación e intercambio cero.

El BtB de 150 MW de capacidad se instalará en la subestación Railroad en Estados Unidos. CFE construirá una línea de transmisión de 138 kV de la zona de Reynosa a la línea fronteriza para enlazarse con el circuito proveniente de la subestación Railroad. Estas obras permitirán el enlace asíncrono de corriente directa entre ambos sistemas. Se estima su entrada en operación en 2007.

La interconexión a través de este dispositivo tendrá las siguientes características:

- Permitirá mantener la conexión de manera permanente, independientemente de la magnitud de la frecuencia de ambos sistemas.
- Se podrá controlar la magnitud y el sentido de la energía de transferencia de manera rápida.
- Entramara la energía suficiente para realizar un arranque negro de unidades generadoras cercanas en caso de colapso.
- Proporcionara el soporte de potencia reactiva necesario para mantener y regular las tensiones en niveles apropiados, en el rango de mínima y máxima transferencia de potencia.
- Impedirá la transferencia de una perturbación de un sistema a otro.

Interconexión SIN – Baja California

El sector de la energía eléctrica tanto en México como en Estados Unidos está experimentando un proceso de cambios estructurales significativos. Los esquemas conceptuales tradicionales del sector en ambos países se ven expuestos a nuevas estructuras de mercado y a una mayor competencia, los cuales están siendo introducidos mediante cambios en las normas con respecto a quien puede generar, transmitir, distribuir y vender energía.

Un área que despierta particular interés es el potencial del creciente comercio fronterizo en el rubro de la electricidad. Este incremento generará beneficios económicos a los dos países, razón primordial para emprender relaciones comerciales. Así mismo podría originar beneficios ambientales de importancia en función de la reducción de emisiones contaminantes.

Estos beneficios ambientales y económicos serian posibles con la creciente integración de las dos redes de energía eléctrica, que permitirán una inversión mas eficiente de los recursos, y mitigaran la necesidad de construir nuevas plantas generadoras.

La interconexión entre el área de Baja California y el WECC ha repercutido en grandes beneficios para ambos sistemas, principalmente ha proporcionado respaldo y capacidad en situaciones de emergencia.

El enlace del sistema Baja California con el Sistema Interconectado Nacional (SIN) nace de la necesidad de reducir el precio de las tarifas, de manera que el costo de la energía sea más homogéneo en todo el territorio nacional, lo cual se logra disminuyendo los costos operativos de cada una de las regiones que integran el SIN.

Actualmente se estudia la factibilidad de interconectar ambos sistemas eléctricos a través de un enlace asíncrono de corriente directa convencional para lograr que el sistema Baja California quede integrado al SIN con los consiguientes beneficios técnicos y económicos.

Lo anterior posibilitaría reducir la reserva rodante operativa y cumplir los criterios de operación y planificación considerando en los planes de expansión de la red de transmisión y generación que en forma conjunta resultan ser menores que operar en forma aislada. Adicionalmente, se contará con una mayor capacidad de transmisión para concretar intercambios de energía con sistemas eléctricos del WECC.

Los puntos candidatos de interconexión en Baja California son las subestaciones de La Herradura en la zona de Tijuana y La Rosita en Mexicali; actualmente operan en el nivel de tensión de 230 kV.

Por otro lado, las subestaciones adecuadas en el área Noroeste para su interconexión corresponden a Puerto Libertad y Hermosillo Aeropuerto ubicadas en las zonas de Santa Ana-Caborca y Hermosillo respectivamente, ambas operadas en 230 kV.

El enlace en la etapa de factibilidad considera una longitud aproximada de 650 Km, dependiendo de la ubicación definitiva de las subestaciones donde se instalarán las estaciones convertidoras.

Las capacidades estimadas a transmitir en un sentido o en otro varían desde 500 MW en la primera etapa, hasta 1500 MW en la final, para lo cual se ha considerado inicialmente un enlace monopolar, el cual puede ser ampliado a un esquema bipolar con posibles tensiones de 400 kV o 500 kV.

Las características relevantes de los sistemas de transmisión en CD con base en la tecnología convencional son:

- a) Control continuo de flujo de potencia
- b) Operación asíncrona de sistemas de CA
- c) Menores pérdidas de transmisión

- d) Capacidad de amortiguamiento de oscilaciones en los sistemas de CA
- e) Menor costo de línea de transmisión y derechos de vía reducidos
- f) Uso de sistemas robustos de corriente alterna en ambos extremos

Interconexión SIN – Baja California Sur

Con la reciente interconexión entre el área de control Noroeste y el resto del SIN, se cumple una fase importante en la evolución del SEN. En la actualidad, solo existen dos sistemas aislados en la república Mexicana: las redes eléctricas correspondientes a la península de Baja California Norte y Sur.

Dicha península y en particular la zona sur, se caracterizan por una actividad turística importante, con una de las tasas de crecimiento más grandes en el país. Para el 2005 la demanda máxima fue de 266 MW, un crecimiento de 10% con respecto al año previo. Para el 2010 se estima una demanda de 350 MW.

El tamaño reducido de la red eléctrica de Baja California Sur (BCS) obliga a satisfacer la demanda con generación a base de turbinas de gas y diesel, cuyo alto costo de operación e impacto ambiental pueden influir negativamente en el desarrollo turístico de esta región en el futuro próximo. Las emisiones de este tipo de generación se pueden evitar con una interconexión con la red eléctrica del SIN, en particular con el área de control Noroeste.

Actualmente el proyecto de interconexión entre el SIN y el área de Baja California Sur se encuentran en etapa de prefactibilidad considerando las opciones de cable submarino HVDC clásica y Light. Los estudios elaborados en primera estancia se han enfocado a explorar la posibilidad de realizar la interconexión utilizando dos tecnologías para la transmisión en CD: HVDC clásico, con un cable con aislamiento polimérico. En la tecnología HVDC Light destaca el hecho de que la electrónica de potencia avanzada permite el soporte dinámico de tensiones en ambas estaciones convertidoras.

Adicionalmente, se ha valorado el efecto de interconectar la red eléctrica de BCS al SIN mediante un cable submarino en corriente alterna. Los resultados obtenidos demuestran que debido al efecto capacitivo del cable operado en corriente alterna, existe mayor inyección de potencia reactiva a la red eléctrica y por lo tanto un incremento considerable en las tensiones nodales del sistema. Por ejemplo, un cable de 200 km de longitud con parámetros eléctricos típicos, operado a una tensión de 1.0 p.u., sobre una base de 100 MVA, suministraría alrededor de 3,477 MVA_r. Este efecto se incrementaría

al aumentar la longitud del cable. De tal manera para la interconexión entre la red de Baja California Sur y el SIN se ha determinado que la opción en corriente alterna es inviable.

Por otra parte, la capacidad de transferencia está limitada por la del cable. Aun con carga alta, un cable nunca se aproximará a su carga natural (SIL) debido a que el consumo de reactivos inductivos es menor que los reactivos capacitivos generados. Por lo tanto, la transmisión de potencia en corriente alterna a través de cables se ha limitado a distancias pequeñas.

Los puntos analizados para llevar a cabo la interconexión han sido las subestaciones El Palmar, ubicada en la zona de Los Cabos y Olas Altas en la zona de La Paz, para la parte correspondiente a la península de Baja California Sur. En el área Noroeste, se han estudiado como posibles puntos de interconexión las subestaciones La Higuera, en la zona de Culiacán y Topolobambo, en la zona de Los Mochis.

Para la interconexión con la zona los Cabos, se ha considerado una longitud del tramo marino de 220 km, y el tramo terrestre de 60 km, incluyendo ambos extremos del enlace. Para la interconexión con la paz, estas distancias son de 190 km y 30 km, respectivamente.

6.4 Consideraciones de diseño, construcción, operación y de mantenimiento

En general, los parámetros básicos tales como la potencia que ha de ser transmitida, la distancia de transmisión, los niveles de tensión, las sobrecargas temporales y permanentes, el estado de la red en el extremo de recepción, los requisitos ambientales etc., son requeridos para comenzar el diseño de un sistema HVDC.

Para fines de un diseño conceptual se realiza la especificación técnica en colaboración cercana entre el fabricante y el cliente. El diseño y las especificaciones finales son de hecho el resultado de la oferta y las negociaciones con los fabricantes/proveedores. Es recomendado para este fin sea escogida una propuesta llave en mano o turnkey para la realización del contrato, lo cual es la práctica común incluso en países desarrollados. En resumen el contrato turnkey abarca las siguientes materias: Diseño, compra de materiales, fabricación, inspección, transporte marítimo y terrestre, montaje, puesta en servicio y toda otra programación e indicación de plazos requeridos para el seguimiento por parte del demandante.

En cuanto a la construcción, esta puede tomar desde tres años para grandes sistemas HVDC basados en tiristor, hasta apenas un año para los sistemas HVDC basados en VSC (HVDC Light), a partir de la fecha del contrato a encomendar. La tabla siguiente muestra los tiempos que por experiencia se han tenido para las diversas tecnologías HVDC:

HVDC Clásica (LCC)	3 años
HVDC Basada en CCC	2 años
HVDC basada en VSC's	1 año

El término operación denota las continuas actividades que se encaminan a mantener la disponibilidad de sistema en los niveles diseñados, por ello los enlaces modernos HVDC pueden operar remotamente, los sistemas de control basados en microprocesadores y tiristores incluidos. Existen algunas instalaciones en funcionamiento sin ningún personal en absoluto. Por otra parte, los sistemas modernos HVDC se diseñan para funcionar de manera autónoma. Esta característica es particularmente importante en situaciones o países donde existe poco personal capacitado, y este personal puede operar varios acoplamientos HVDC desde una central.

El mantenimiento de los sistemas HVDC es semejante al de los sistemas de alta tensión de CA. El equipo de alta tensión en las estaciones convertidoras es semejante al equipo correspondiente en subestaciones de CA, y el mantenimiento se puede realizar de la misma manera. El mantenimiento se enfocará en: los filtros de CA y de CD, las reactancias de alisado, pasamuros (wall nodohings), equipo de enfriamiento de la válvula y las válvulas de tiristores. En todo anterior, el adiestramiento y soporte adecuados es proporcionado por el proveedor durante la instalación, el periodo de comisión y el período inicial de operación.

La rutina normal de mantenimiento se recomienda se realice una semana por año. Los sistemas mas recientes pueden llegar incluso a dos años antes de requerir mantenimiento. De hecho en un sistema bipolar, se saca de servicio un polo a la vez, el tiempo requerido para su mantenimiento, y el otro polo puede continuar funcionando normalmente y dependiendo de la capacidad de sobrecarga incorporada puede tomar una parte de la carga del polo que se encuentra bajo mantenimiento.

Además, el mantenimiento preventivo será previsto de modo que la planta y el equipo alcancen una disponibilidad óptima y equilibrada con respecto a los costos de

mantenimiento, de disturbios por operación y de las interrupciones previstas. Como un valor estándar, la finalidad será alcanzar una disponibilidad del 98%.

Mientras que los sistemas HVDC pueden necesitar solamente de una pequeña cantidad de personal experto para su operación y mantenimiento, varios factores influyen en el número de personal necesitado en una estación. Estos factores son: normas y regulaciones locales, las condiciones de trabajo, requisitos del sindicato, normas de seguridad, y otras reglas locales que pueden, por separado o en su conjunto, afectar al número total del personal requerido para el tipo de equipo instalado.

6.4.1 Estructura del costo

El costo de un sistema de transmisión HVDC depende de muchos factores, tales como capacidad de transmisión, el tipo del medio de transmisión, las condiciones ambientales y de seguridad, los requisitos de regulación, etc. Aun cuando éstos están disponibles, las opciones disponibles para un diseño óptimo (diferentes técnicas de conmutación, variedad de filtros, transformadores, etc.) hacen difícil el dar una idea del costo para un sistema HVDC. Sin embargo, la estructura típica del costo para las estaciones de conversión podría quedar como sigue:

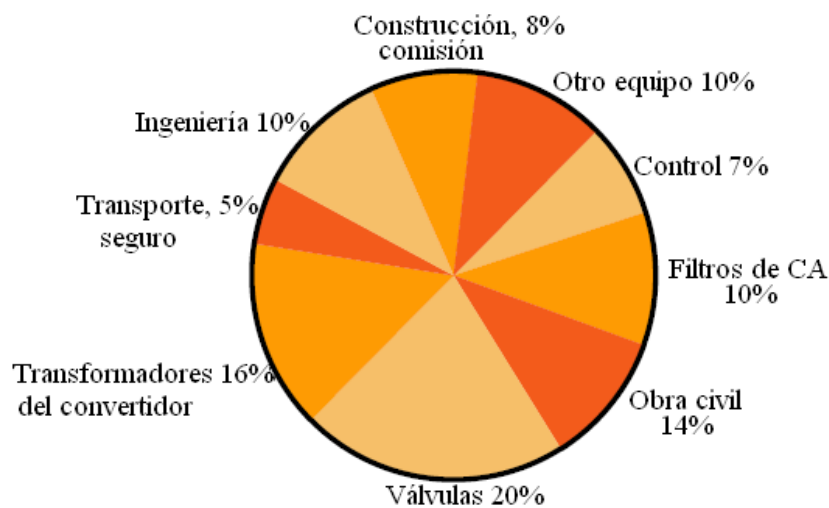


Fig. 6.10 Estructura del costo de un sistema HVDC

Como una guía, un ejemplo que muestra la variación del precio para una transmisión de CA comparada con una transmisión HVDC de una capacidad de 2000 MW es presentada a continuación

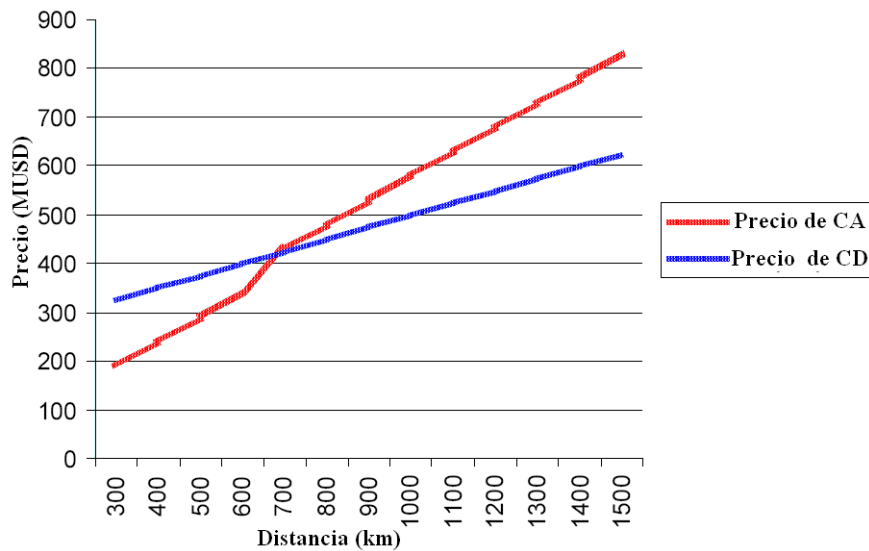


Fig. 6.10 Comparación de precios sistemas de CA y CD

Suposiciones realizadas en los cálculos del precio

Para la transmisión de CA se asume un doble circuito con un precio por kilómetro de 250,000 USD/km (cada uno), las subestaciones de CA y la compensación en serie (sobre los 600 km) se estiman en 80,000,000 USD.

Para la transmisión HVDC fue asumida una línea bipolar aérea con un precio por kilómetro de 250,000 USD/km, las estaciones de conversión se estiman en 250,000,000 USD.

Es muy recomendado contactar al fabricante para conseguir una primera idea de los costos y de alternativas. Los fabricantes deben poder dar un presupuesto basado en pocos datos, como el nivel potencia, distancia de la transmisión, tipo de transmisión, y el nivel de tensión en las redes de CA a las que serán conectados los convertidores.

La elección del nivel tensión de CD de la transmisión tiene un impacto directo en el costo total de la instalación. En la etapa de diseño se realiza una optimización para encontrar la tensión de CD óptima desde el punto de vista de la inversión y las pérdidas. El costo de las pérdidas es también muy importante en la evaluación del costo de las pérdidas de energía y tienen que ser consideradas. Finalmente debe ser considerado el período de la depreciación y el descuento deseado (o el tipo de descuento). Por lo tanto, para estimar los costos de un sistema HVDC, se recomienda que se encuentre comprendido el análisis del costo del ciclo vital.

Es necesario destacar dos diferentes comparaciones de costos entre los sistemas de CA del alta tensión y los sistemas HVDC; una es entre los sistemas HVDC basados en

tiristores y un sistema de transmisión de CA del alta tensión; y la otra entre un sistema HVDC basado en VSC's, un sistema de CA y una fuente local de generación.

6.4.2 Sistema HVDC basado en tiristores contra el sistema de alta tensión de CA

Los costos de inversión para las estaciones convertidoras HVDC son más altas que para las subestaciones de alta tensión de CA. Por otra parte, los costos del medio de transmisión (líneas aéreas y cables) y el derecho de vía son más bajo en el caso de la HVDC. Más aun, la operación y los costos de mantenimiento son más bajos en el caso de la HVDC. Los niveles iniciales de pérdidas son más altos en el sistema HVDC, pero no varían con distancia. En contraste, en un sistema de CA de alta tensión los niveles de pérdidas aumentan con la distancia. La siguiente gráfica muestra el costo de interrupción (mostrada con y sin considerar las pérdidas).

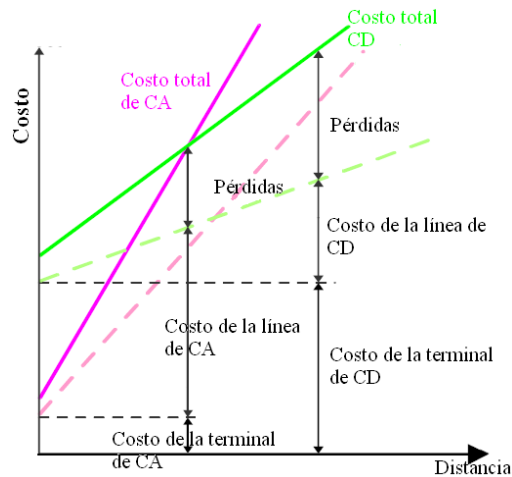


Fig. 6.11 Costos reinterrupción sistema de CA y CD

La distancia de rentabilidad depende de varios factores, como el medio de transmisión (cable o línea aérea), diversos aspectos locales (permisos, costo del trabajo etc.). Al comparar la CA de alta tensión con la transmisión HVDC, es importante comparar una transmisión bipolar HVDC con una transmisión de alta tensión de CA de doble-circuito, especialmente cuando se considera la disponibilidad y la confiabilidad.

6.4.3 Sistema HVDC basado en VSC's contra un sistema de CA o una fuente local de generación

Los sistemas HVDC basados en VSC's se emplean aplicaciones de baja potencia (hasta 200MW) y en un segmento relativamente más corto de distancia (cientos de kilómetros) del espectro de la transmisión de potencia. La gráfica muestra esto, el sistema HVDC basado VSC's es económicamente una mejor alternativa cuando se compara con un

sistema de CA de alta tensión o a una fuente de la generación local al centro de la carga (por ejemplo, un generador diesel).

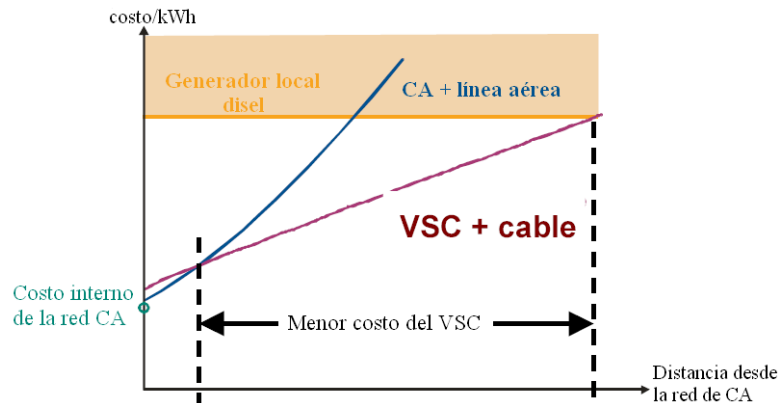


Fig. 6.12 Comparación de costos de un Sistema de CD y un sistema HVDC basado en VSC

Como una guía, un ejemplo del precio para una transmisión de 50 MW de VSC mediante cable de tierra (land cable) se presenta a continuación.

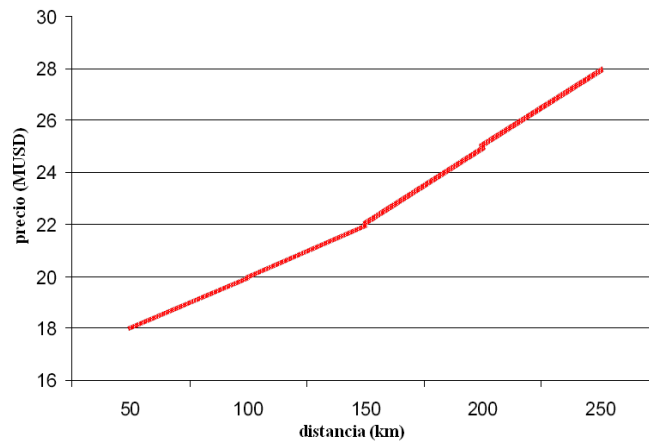


Fig. 6.13 Grafica Distancia Precio transmisión VSC

Sin embargo, los criterios de distancia de rentabilidad y nivel de potencia transferida y la información de los costos comparativos deben ser tomados en cuenta de manera apropiada, debido a las siguientes razones:

- Por el ambiente presente (y futuro) de la industria de libre mercado competitivo y en el aumento de los esfuerzos por conservar el medio ambiente.
- En segundo lugar, los precios de los sistemas de CA y HVDC han variado extensamente incluso para un nivel dado de transferencia de potencia. Por ejemplo, diferentes niveles de costos del proyecto se han incurrido en para un sistema de la HVDC con una capacidad de la transferencia de potencia de 600 MW. Lo que esto demuestra por lo tanto es, además de los criterios mencionados anteriormente (niveles de la energía, distancia, medio transmisión,

las condiciones ambientales etc.), las condiciones de mercado al momento del proyecto es un factor crítico, quizás más que las comparaciones numéricas entre los costos de un sistemas de CA o de CD.

- Tercero, los avances tecnológicos tienden a llevar hacia abajo los costos de los sistemas HVDC, mientras que las consideraciones ambientales han dado lugar a aumentar los costos de los sistemas de CA de alta tensión.

Por lo tanto, con el propósito del análisis de la viabilidad del tipo del sistema de transmisión, es quizás mejor considerar los sistemas HVDC y de alta tensión de la CA como alternativas iguales del costo.

Aplicaciones de las diferentes tecnologías HVDC

	Transmisión a gran distancia por tierra	Transmisión a gran distancia por mar	Interconexión de sistemas asíncronos	Conexión de generadores eólicos a la red	Alimentación a pequeñas cargas aisladas
HVDC por conmutación natural con líneas aéreas	X		X		
HVDC por conmutación natural con cables submarinos		X	X		
Sistemas CCC con enlaces Back-to-Back			X		
Sistemas CCC con líneas aéreas	X		X		
Sistemas CCC con cables submarinos		X	X		
Convertidores VSC con enlaces Back-to-Back			X	X	
Convertidores VSC con cables submarinos o terrestres	X	X	X	X	X

Un estudio para el Laboratorio Nacional de Oak Ridge reporto los resultados realizados a 3 proveedores de equipo HVDC acerca de los costos turnkey para alimentar dos subestaciones subestaciones bipolares para cuatro sistemas representativos. Cada

subestación requiere un electrodo de CD e interfaces a un sistema de CA con una capacidad de cortocircuito cuatro veces el grado del sistema HVDC. Los cuatro sistemas representativos se resumen en la tabla 1. La tabla 2 proporciona los costos por componente principal basados en valores promedio derivados de las respuestas de los proveedores. Los costos de turnkey son en dólares de USA del 1995/96, y son para una terminal solamente con la suposición de que ambas terminales serían proporcionadas por el mismo proveedor. El costo del acoplamiento de CD back-to-back es considerado para la instalación completa.

Los costos de la línea de transmisión no pueden ser definidos tan fácilmente. Las variaciones dependen del costo del uso del terreno, el ancho del derecho de vía, las tarifas requeridas y de la dificultad del terreno que se cruzará. Se puede aplicar una regla de pulgar simple en el que el costo de una línea de transmisión de CD puede ser del 80% al 100% del costo de una línea de CA con un nominal voltaje igual que el voltaje nominal de polo-a-tierra de una línea de CD. La ventaja del costo de la transmisión de CD para atravesar largas distancias es que puede ser de dos veces la capacidad del flujo de potencia de una línea de CA del mismo voltaje.

Análisis del costo de las subestaciones de cuatro sistemas representativos HVDC

Sistema	Voltaje de CD	Capacidad	Voltaje de CA
1	+/250 kV	500 MW	230 kV
2	+/350 kV	1000 MW	345 kV
3	+/500 kV	3000 MW	500 kV
4	Back to back	200 MW	230 kV

Costos Turnkey promedio para tres proveedores de HVDC

Item	Componente del proyecto	Back to back 200 MW	+/-250 kV 500 MW	+/-350 kV 1000 MW	+/-500 kV 3000 MW
1	Válvulas del convertidor	19,0%	21,0%	21,3%	21,7%
2	Transformadores del convertidor	22,7	21,3%	21,7%	22,0%
3	CD switchyard	3,0%	6,0%	6,0%	6,0%
4	CA switchyard	10,7%	9,7%	9,7%	9,3%

5	Control, protección y comunicación	8,7%	8,0%	8,0%	7,7%
6	Obra civil	13,0%	13,7%	13,7%	13,7%
7	Potencia auxiliar	2,0%	2,3%	2,3%	2,3%
8	Administración del proyecto	21,0	18,0%	17,3%	17,3%
Costo total estimado \$MUS		43,3	145,0	213,7	451,7
Costo \$/kW/estación		217	145	107	75

Cuando la electricidad debe ser transmitida por cables subterráneos o submarinos, los cables de CA se convierten en algo impráctico debido a su corriente capacitiva a mayor distancia de su longitud crítica, la cual para usos submarinos es menos de 50 kilómetros. Para las distancias más grandes que esta longitud crítica hoy se requiere de cables de CD.

6.4.4 Ejemplos de proyectos de transmisión HVDC y sus razones

Hay muchas razones diferentes en cuanto al porqué la transmisión HVDC fue elegida en algunos de los proyectos mencionados al inicio de este trabajo. Algunas de las razones algunos proyectos seleccionados son:

En Itaipu, Brasil, la tecnología HVDC fue elegida para proveer desde una fuente de 50Hz a un sistema de 60 Hz; y para transmitir económicamente la cantidad mas grande del potencia (6300 MW), de generación hidroeléctrica, a una gran distancia (800 kilómetros)

En el proyecto Leyte-Luzon de Filipinas, la transmisión HVDC fue elegida para permitir la transmisión de una gran cantidad energía geotérmica a través de una interconexión, y para mejorar estabilidad a la red CA de Manila

En Garabi, un proyecto independiente de transmisión (ITP) de transferencia de energía eléctrica de Argentina a Brasil, se escogió en sistema HVDC BtB para asegurar la alimentación de un sistema de 50 Hz de gran capacidad de potencia (1000MW) a un sistema de 60 Hz con un contrato de fuente de alimentación de 20 años.

En Gotland, Suecia, la HVDC fue elegida para conectar una planta de generación eólica, desarrollada recientemente, con la ciudad principal de Visby, en consideración los

factores ambientales del área del proyecto (se trataba de un área arqueológica y turística) y por la mejora de la calidad de la energía.

En Queensland, Australia, la HVDC fue elegida en un ITP para interconectar dos redes independientes (Nuevo Gales del Sur y Queensland) para: permitir el intercambio de electricidad entre los dos sistemas (cambio de dirección incluyendo de flujo de energía); para asegurar las consecuencias para el medio ambiente sean muy bajas y para reducir el tiempo de construcción.

En India se han instalado dos sistemas TCSC en una línea de 400 kV, de doble circuito, que une las partes oriental y occidental de la red. La línea de CA, que tiene una longitud total de 412 km, es necesaria para transportar el exceso de energía de las regiones orientales a las occidentales de la India, tanto en condiciones normales como en caso de contingencias. El uso del TCSC garantiza la amortiguación de las oscilaciones de potencia entre las regiones. Sin el TCSC, la capacidad de la línea estaría probablemente muy limitada. Durante la fase de diseño se realizaron simulaciones dinámicas que demostraron la eficacia de los TCSC como amortiguadores de las oscilaciones de potencia, lo cual se confirmó posteriormente en la fase de puesta en servicio y de pruebas.

CONCLUSIONES

La evolución de la electrónica de potencia en los últimos años así como las técnicas de control, han dado un gran avance a las tecnologías de transmisión HVDC, permitiéndole a esta tecnología ser competitiva con la transmisión en CA y ofreciendo de esta manera una solución a algunos de los problemas que afectan a los sistemas eléctricos de potencia.

Los convertidores por conmutación natural son los más empleados en los sistemas HVDC (sistemas HVDC LCC) actualmente. El empleo de tiristores ETT o LTT en estas aplicaciones, recae en gran parte en razones comerciales atribuidas a los diferentes fabricantes, mas que en razones técnicas, pues cada una de estas tecnologías tienen pros y contras, pero de manera general se ha mejorado en la capacidad de los tiristores y en soluciones para los problemas de control y filtrado de armónicos. El tiristor, puede llevar corrientes muy altas (4000 A) y puede para bloquear tensiones muy altas (hasta 10 kV). Conectando los tiristores en serie se forma una válvula de tiristores, que puede funcionar a tensiones muy altas (varios cientos de kV). La válvula de tiristores funciona en la frecuencia de la red (50 hertz o 60 hertz) y por medio de un ángulo de control es posible cambiar el nivel de tensión de CD del puente. Esta capacidad es la forma por la cual la energía transmitida es controlada rápidamente y eficientemente, por lo cual una parte considerable de los proyectos planeados a futuro para HVDC son con el empleo de tiristores, al ofrecer ventajas técnicas y económicas sobre la transmisión en CA.

En la transmisión HVDC basada en VSC, este tipo de convertidores introduce una gran gama de ventajas, por ejemplo: la alimentación de redes pasivas (sin generación), control independiente potencia activa y reactiva y calidad de la energía. Las válvulas de estos convertidores son construidas con semiconductores con la capacidad de conducción no sólo al encendido sino también en apagado. Dos tipos de semiconductores se utilizan normalmente en los convertidores de fuente de tensión: el GTO o el IGBT. Ambos han estado en uso frecuente en usos industriales desde los años inicio de los años ochenta,

aunque el empleo del IGBT ha desplazado los GTO e IGCT, principalmente pro su éxito comercial y ventajas que ofrece. El VSC conmuta con alta frecuencia (no con la frecuencia de la red). La operación del convertidor es realizada por la modulación de ancho de pulso (PWM). Con la PWM es posible crear cualquier fase y/o amplitud de ángulo (hasta cierto límite) cambiando el patrón PWM, se puede hacer casi instantáneamente. Así, la PWM ofrece la posibilidad para controlar la potencia activa y reactiva independientemente. Esto hace que el convertidor de la fuente de tensión con PWM se acerque al componente ideal en la red de transmisión.

Una mejora en la conmutación basada en tiristores, es el concepto del CCC caracterizada por el uso de los capacitores de conmutación insertados en serie entre los transformadores del convertidor y las válvulas de tiristores. Los capacitores de conmutación mejoran el funcionamiento en la falla de conmutación de los convertidores cuando están conectados con redes débiles, aun mas una mejora ha esta misma tecnología es el empleo de tiristores para el control de los capacitores (TCSC o TSC). Estos resuelven los problemas que presentan los sistemas HVDC convencionales, sin embargo no han sido empleados de manera significativa, a pesar de ser una opción ideal en el transporte de grandes cantidades de energía.

La tecnología HVDC continúa evolucionando y ofreciendo nuevas soluciones, como la recién nombrada HVDCice, y el creciente numero de proyectos que emplean alguna de las diferentes tecnologías HVDC nos lleva a estar pendientes de esta evolución, sobretodo considerando la intención de nuestro país (mediante CFE) de adoptar esta tecnología para proyectos futuros, demostrando con ello, que el día de hoy, la transmisión de energía eléctrica con corriente directa de alta tensión es una solución factible para algunos de los problemas que enfrentan los sistemas eléctricos de potencia inherentes al crecimiento de estos.

Bibliografía

Acha Enrique, Agelidis Vassilios (2002) *Power Electronic Control in Electrical Systems*

Newnes

Dorf Richard C. (1997) *The Electrical engineering handbook*

IEEE Press – CRC Press

Fink Donald G., Wayne Beaty H. (1993) *Standard Handbook for electrical engineers*

Mc. Graw Hill

Rashid, Muhammad H. (2001) *Power Electronic Handbook*

Academic Press

Wadwha C.L. (1991) *Electrical Power Systems*

John Wiley and Sons

Grisby L.L. (2001) *The Electrical Power Engineering Handbook*

CRC Press – IEEE Press

Cazza Jack and Frank Delea (2003) *Understanding Electrical Power Systems*

Wiley – Interscience

Laughton M.A. (2003) *Electrical Engineers Reference Handbook*

Newnes

Zaengl W.S. (2000) *High Voltage Engineering Fundamental*

B.J. Cory () *Convertidores y Sistemas de Corriente Directa y Alta Tensión*

Ediciones Urmo

A. Petersson, A Edris “*Dynamic performance of the Eagle Pass back-to-back HVDC light tie*” ABB Pamphlet. ABB Power Systems, Sweden and EPRI, USA

www.abb.com/hvdc

Arnlöv Bertil “*HVDC 2000 A new generation of high-voltage DC converter stations*” ABB

Power Systems. ABB review 3/1996

[www,abb.com/review](http://www.abb.com/review)

Andersen Bjarne, Carl Barker “*A new era in HVDC?*” IEEE review marzo 2000 Vol.

“Power Systems”

www.ieee.com

Andersson Dag, Anders Henriksson, “*Passive and active dc breakers in the three gorges-changzhou hvdc project*” ABB Technical Brochure

[www,abb.com/hvdc](http://www.abb.com/hvdc)

Bahrman Michael, Abdel-Aty Edris, Rich Haley “*Asynchronous back-to-back HVDC link with voltage source converters*” presented at Minnesota Power Systems conference, noviembre 1999, USA

www.abb.com/hvdc

Balzer G., H. Müller “*Capacitor commutated converters for high power HVDC transmission*” Darmstadt University of Technology, Germany

CFE “*Programa de obras e inversiones del sector eléctrico de 2007 a 2016*” Subdirección de programación Gerencia de programación de Sistemas Eléctricos

México

“*ETT vs LTT for HVDC*” ABB Technical Brochure

www.abb.com/hvdc

“Eagle Pass/Piedras Negras BtB Light” ABB Technical Brochure

www.abb.com/FACTS

Farhad Nozari, Hasmukh S. Patel *“Power Electronics in Electric Utilities: HVDC Power Transmission Systems”* proceedings of the IEEE, vol. **76**, no. 4, april 1988

Fischer de Toledo Paulo, Bernt Bergdahl, Gunnar Asplund *“Multiple infeed short circuit ratio, aspects related to multiple HVDC into one ac network”* ABB Power System, HVDC Division, Sweden

www.abb.com/hvdc

Gama Carlos *“Brazilian north-south interconnection control application and operating experience with a TCSC”* Eletronorte (Brazil) 1999 IEEE

Gavrilovic A. *“AC/DC System strength as indicated by Short Circuit Ratios”* GEC AISTHOM Transmission and Distribution Projects Ltd, UK
IEEE

Gunnarsson Stefan, Lin Jiang, Anders Petersson *“Active filters in HVDC”* ABB Technical Brochure

<http://www.abb.com/hvdc>

“High Voltage Direct Current Transmision, Proven Technology for Power exchange”
ABB Technical Brochure. Siemens AG Power Transmission and Distribution High Voltage Division, Germany

www.siemens.com/hvdc

“*HVDC projects listing*” Prepared for the DC and flexible AC transmission subcommittee of the IEEE transmission and distribution committee by the working group on HVDC and facts bibliography and records

IEEE standards board “*IEEE guide for commissioning High-Voltage Direct-Current (HVDC) converter stations and associated transmission systems sponsor substations committee of the IEEE power engineering society*” approved 10 July 1997

“*it's time to connect*”, rev. 2, 2006-02 technical description of HVDC light® technology
<http://www.abb.com/hvdc>

Jiang Hafner Y., M. Hitinnen y B. Paajarvi “*On the short circuit current contribution of HVDC Light*” ABB Technical Brochure 2002
www.abb.com/hvdc

Nayak Om B., Ani M. Gole, Doug G. Chapman J.B. Davies, “*Control Sensitivity Indices for Stability Analysis of HVDC Systems*” University of Manitoba, Canada. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 4, October 1995

Persson Alf , Lennart Carlsson, Mikael Åberg “*New technologies in HVDC converter design*” ABB Technical Brochure. ABB Power Systems, Sweden
www.abb.com/hvdc

Rudervall Robert, J.P. Charpentier, Raghuveer Sharma “*High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems*” Technology review paper presented at energy week 2000, washington, d.c. USA march 7-8, 2000
www.abb.com/hvdc

Rudervall Roberto, Jan Johansson “*Seminario Internacional de Interconexiones Regionales CIGRÉ*” Santiago de Chile, 24-26 de Noviembre, 2003 Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC

www.abb.com/hvdc

Song Ruihua, Chao Zheng Ruomei, Li Xiaoxin Zhou “*VSCs based HVDC and its control strategy*” Electric Power Research Institute, Beijing, China 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian China

Sudria Antoni, Samuel Galceran, Daniel montesinos “*La electrónica de potencia, una tecnología estratégica*” abril 200/no. 361 Automática e Instrumentación

www.citcea.upc.edu

Walling Reigh A. “*Preliminary Evaluation of the System Compatibility of an HVDC Transmission Alternative for the Beseck - East Devon Segment of the Middletown-Norwalk Transmission Project*” Prepared for: Northeast Utilities July 2004 GE Energy Schenectady, NY

www.ge.com

Woodford Dennis A. “*HVDC Transmission*” Manitoba HVDC Research Centre, Manitoba, Canada 18 March 1998

X. Jiang and A.M. Gole, “*Frequency Scanning Method for the Identification of Harmonic Instabilities in HVDC Systems*”, IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 10, No. 4., October 1995

Xu zhenxue, Bin Zhang, Siriroj Sirisukprasert, Xigen zhou y Alex Q. Huang “*The Emitter Turn-Off Thyristor-based DC circuit breaker*” Center for Power Electronics Systems The Bradley Department of Electrical and Computer Engineering Virginia Polytechnic Institute and State University Blacksburg, USA 2002

IEEE

Yao Ziwen, Boon Teck Ooi, “*Utilization of cable capacitance in GTO-HVDC transmission*” IEEE Transactions on power delivery, vol. 13, no. 3, july 1998

Tomas Jonsson, Per-Erik Björklund “*Capacitor Commutated Converters for HVDC Systems*”
ABB Power Systems, ABB Review 2/1997

Anexo 1

Siglas y Acrónimos

AEP	<i>American Electric Power</i>
BCS	<i>Baja California Sur</i>
BOD	<i>Breakover Diode</i>
CA	<i>Corriente Alterna</i>
CCC	<i>Capacitor Commutated Converter</i>
CCITT	<i>Comité Consultivo Internacional Telegráfico y Telefónico</i>
CD	<i>Corriente Directa</i>
CESCR	<i>Critical Effective Short Circuit Ratio</i>
CFE	<i>Comisión Federal de Electricidad</i>
CSCR	<i>Critical Short Circuit Ratio</i>
CQESCR	<i>Critical Effective Short Circuit Ratio (considerando potencia reactiva)</i>
EMTDC	<i>Electromagnetic power transient software first created by the HVDC labs of Manitoba Hydro</i>
ERCOT	<i>Electrical Reliability Council of Texas</i>
ESCR	<i>Effective Short Circuit Ratio</i>
ETT	<i>Electrical Tiggered Thyristor</i>
GCT	<i>Gate-Commutated Thyristor</i>
GEU	<i>Gate Electronic Unit</i>
GTO	<i>Gate Turn-Off Thyristor</i>
HF	<i>High Frequency</i>
HVAC	<i>High Voltage Alternating current</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LCC	<i>Line Commutated Converter</i>
LTT	<i>Light Tiggered Thyristor</i>
MAP	<i>Maximum Available Power</i>
MOSFET	<i>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</i>

MPC	<i>Maximum Power Curve</i>
NPC	<i>Neutral Point Clamped</i>
OESCR	<i>Optimal Effective Short Circuit Ratio</i>
OPWM	<i>Optimal Pulse Width Modulation</i>
OSCR	<i>Optimal Short Circuit Ratio</i>
PCP	<i>Pole Control and Protection</i>
PCTV	<i>Phase Controlled Thyristor Valves</i>
PLC	<i>Power Line Carrier</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
QESCR	<i>Effective Short Circuit Ratio (considerando potencia reactiva)</i>
RF	<i>RadioFrequency</i>
SCR	<i>Short Circuit Ratio</i>
SEP	<i>Sistema Eléctrico de Potencia</i>
SSR	<i>Subsynchronous Resonance</i>
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>
TCU	<i>Thyristor Controller Unit</i>
TIF	<i>Factor de influencia telefónica</i>
TOV	<i>Temporal Overvoltage</i>
SEN	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
STATCOM	<i>STATic COMpensator</i>
SU	<i>Sharyland Utilities</i>
SVC	<i>Static Var Compensation</i>
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
SR	<i>Saturate Reactor</i>
UIT	<i>Unión Internacional de Telecomunicaciones</i>
VSC	<i>Voltage Source Converters</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>