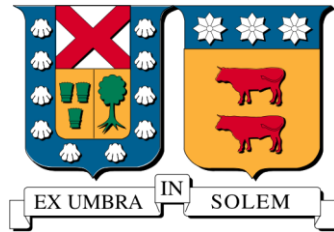


**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA
MARÍA
DEPARTAMENTO DE ELECTRÓNICA
VALPARAÍSO – CHILE**



**“Control Droop sobre una red HVDC
Multiterminal”**

**Memoria presentada por
PABLO CÉSAR LEÓN TORRES**

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO
Ingeniero Civil Electrónico
Mención Electrónica Industrial**

**Profesor Guía
Ph.D Marcelo A. Pérez Leiva**

**Profesor Correferente
Ph.D Samir Kouro Raener**

Enero 2017

Agradecimientos

Quisiera agradecer a mi familia, la cual siempre estuvo conmigo en los momentos que más los necesité, en especial a mi madre Oriana, a mi padre Omar y hermanos Vicente y Omar.

A mis amigos por acompañarme y haber hecho de estos años algo que siempre llevaré conmigo.

A mi profesor guía, Ph.D Marcelo A. Pérez Leiva, el cual siempre, de manera dedicada y preocupada, estuvo al tanto de mis progresos.

Y a todos aquellos que de alguna manera contribuyeron a este importante avance en mi vida.

Resumen

Los sistemas de transmisión basados en alto voltaje y corriente directa (HVDC, por sus siglas en inglés) poseen ventajas operativas, como independencia entre los niveles de potencia y la distancia de las líneas de transmisión o menores costos de inversión a medida que la distancia de las líneas de transmisión aumenta y que la han convertido en una alternativa atractiva a la hora de implementar un red de transmisión energética, sobre todo cuando se trata de un enlace que cubre grandes distancias.

Una de las configuraciones posibles para este tipo de sistemas corresponde a la configuración multiterminal, la cual consiste en la interconexión de 3 o más estaciones HVDC. Este tipo de configuración permite, por ejemplo, tener distintas estaciones haciendo frente, en conjunto, a las demandas energéticas de la red. De esta manera, ante las posibles variaciones en la potencia nominal de operación de alguna de ellas, las restantes estaciones pueden suplir dicha situación para así mantener inalterable el flujo energético demandado.

El control de flujo de potencia en los sistemas HVDC multiterminales requiere una comunicación continua entre todos sus terminales, es decir, el flujo de potencia debe ser regulado de forma activa por el sistema de control en lugar de ser regulado por las propiedades inherentes de la línea de transmisión. Esto hace que esta clase de sistemas presenten, como principal desventaja, lo complejo de su esquema de control.

Surge entonces la necesidad de estudiar un esquema de control que permita un correcto balance de potencia entre las estaciones, permitiendo una operación coordinada entre ellas, manteniendo para ello niveles seguros de operación. Esto con la finalidad de mejorar y proponer un esquema de control que permita subsanar la desventaja operativa antes mencionada.

En el presente informe correspondiente al proyecto de memoria titulado “Control *Droop* sobre una red HVDC Multiterminal” se presentan las principales características operativas de una red HVDC multiterminal, para luego dar paso al estudio e implementación de un controlador *Droop*. Para ello, se presentan las principales características que definen este esquema de control, sus aplicaciones y forma de implementación sobre los sistemas HVDC y los resultados de una implementación en una configuración HVDC multiterminal de 3 estaciones.

Abstract

High Voltage and Direct Current (HVDC) based transmission systems have certain operational advantages, such as the independence of power levels and transmission line distance or lower investment costs as distance of transmission lines increases and which have become an attractive alternative to implement an energy transmission network, especially when it is a link that covers great distances.

One of the possible configurations for this type of systems corresponds to the multi-terminal configuration, which consists of the interconnection of 3 or more HVDC stations. This type of configuration allows, for example, to have different stations coping, together, the energy demands of the network. In this way, in view of the possible variations in the nominal power of operation of any of them, the remaining stations can replace that situation in order to keep the energy flow demanded unchanged.

The power flow control in multi-terminal HVDC systems requires continuous communication between all of its terminals, i.e. the power flow must be actively regulated by the control system rather than by the inherent properties of the transmission line. This makes these systems have as main disadvantage the complexity of their control scheme.

The need arises to study a control scheme that allows a correct balance of power between the stations, allowing a coordinated operation between them, maintaining safe levels of operation. This in order to improve and propose a control scheme that allows to overcome the aforementioned operational disadvantage.

The present report corresponding to the draft report entitled "Control Droop on a HVDC Multi-terminal Network" presents the main operational characteristics of a multi-terminal HVDC network, to then give way to the study and implementation of the control Droop. To do this, the main characteristics that define this control scheme, its applications and how to implement HVDC systems and the results of an implementation in a 3-station multi-terminal HVDC configuration are presented.

Nomenclatura y abreviaciones

DC:	Direct current
AC:	Alternating current
HVDC:	High Voltage Direct Current grid
MTDC:	Multi-terminal HVDC grid
VSC:	Voltage Source Converter
PCC:	Point of Common Coupling

Tabla de contenido

Agradecimientos	I
Resumen	II
Abstract	III
Nomenclatura y abreviaciones	III
Tabla de contenido	V
Índice de Figuras	VI
Índice de Tablas	VII
Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1 Motivación	2
1.2 Estado del Arte.....	2
1.3 Sistema de Transmisión de Alta Tensión en Corriente Directa.....	3
1.3.1 Características.....	4
1.3.2 Configuraciones y Modos de Operación	6
1.3.3 Componentes de un Sistema de Transmisión HVDC.....	8
Capítulo 2: MMC-HVDC y sus aplicaciones	10
2.1 Convertidor Modular Multinivel.....	11
Capítulo 3: Red HVDC Multiterminal (MTDC)	18
Capítulo 4: Control <i>Droop</i>	24
4.1 Control <i>Droop</i> Generalizado.....	29
4.2 Resultados Control <i>Droop</i> sobre una red MTDC	30
Capítulo 5: Conclusiones	38
Referencias	39

Índice de Figuras

Figura 1: Gráfico relación potencia versus distancia de transmisión	4
Figura 1.1: Gráfico relación pérdidas versus distancia de transmisión	4
Figura 1.2: Representación diferencia entre corredores de paso para 10.000 MW	5
Figura 1.3: Modo de operación monopolo	6
Figura 1.4: Modo de operación bipolar	7
Figura 1.5: Configuración back – to – back.	7
Figura 1.6: Configuración multiterminal.....	8
Figura 2: Convertidor Modular Multinivel.....	10
Figura 2.1: Modelo desacoplado de corrientes.....	12
Figura 2.2: Sistema de Control MMC.....	16
Figura 2.3: Etapa de desacoplamiento Sistema de Control MMC - Simulink	16
Figura 2.4: Etapa control de corriente Sistema de Control MMC – Simulink	16
Figura 2.5: Etapa control de voltaje Sistema de Control MMC – Simulink	17
Figura 2.6: Modelo Convertidor Modular Multinivel – Simulink	17
Figura 3: Topologías redes MTDC.....	18
Figura 3.1: Ejemplo de Red Multiterminal.....	19
Figura 3.2: Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC en paralelo	20
Figura 3.3: Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC en paralelo – Control Voltaje Constante	21
Figura 3.4: Esquema de Control Voltaje Constante	21
Figura 3.5: Voltaje PCC – Control Voltaje Constante	22
Figura 3.6: Potencia Estaciones 2 y 3 – Control Voltaje Constante.....	22
Figura 3.7: Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC en paralelo – Caso de estudio.....	23
Figura 3.8: Modelo Sistema HVDC – Convenciones de Corriente y Voltaje.....	23
Figura 4: Característica <i>Droop</i>	25
Figura 4.1: Característica <i>Droop</i> de Voltaje estación HVDC	25
Figura 4.2: Control <i>Droop</i> Generalizado – Voltaje Fijo	30
Figura 4.3: Control <i>Droop</i> Generalizado – Potencia Fija.....	30
Figura 4.4: Red MTDC compuesta de 3 estaciones HVDC.....	31
Figura 4.5: Control <i>Droop</i> - Simulink.....	31
Figura 4.6: Potencia Estación HVDC 1 – Control <i>Droop</i> Caso A.	32
Figura 4.7: Potencia Estaciones HVDC 2 y 3 – Control <i>Droop</i> Caso A.....	32
Figura 4.8: Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control <i>Droop</i> Caso A	33
Figura 4.9: Potencia Estación HVDC 1 - Control <i>Droop</i> Caso B	34
Figura 4.9.1: Potencia Estaciones HVDC 2 y 3 – Control <i>Droop</i> Caso B	34
Figura 4.9.2: Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control <i>Droop</i> Caso B	35
Figura 4.9.3: Potencia Estación HVDC 1 – Control <i>Droop</i> Caso C	35
Figura 4.9.4: Potencia Estaciones HVDC 2 y 3 – Control <i>Droop</i> Caso C	36
Figura 4.9.5: Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control <i>Droop</i> Caso C	36
Figura 4.9.6: Potencia Estación HVDC 1 - Control <i>Droop</i> Caso D.....	37

Índice de Tablas

Tabla 1: Parámetros sistema MTDC – Control Voltaje Constante.	20
Tabla 2: Parámetros sistema MTDC – Control <i>Droop</i>	27

Capítulo 1

Introducción

Hablar de desarrollo humano involucra, directamente, hablar de desarrollo tecnológico. Dicho desarrollo evoluciona constantemente en la forma de llevarse a cabo, algunas veces de acuerdo a tendencias tecnológicas e investigativas, y otras, de acuerdo a necesidades inherentes a nuestro desarrollo como sociedad. La sobreexplotación de recursos naturales ha llevado el enfoque investigativo hacia tendencias que buscan una relación más sustentable entre desarrollo tecnológico y medio ambiente. Es en este contexto en que tecnologías basadas en energías renovables han cobrado gran relevancia investigativa y experimental [1].

Son, a grandes rasgos, tres los procesos que se llevan a cabo para poder satisfacer la demanda energética de un consumidor final en particular: la generación de energía, la transmisión de la misma y la distribución de dicha energía. El presente proyecto de tesis hace hincapié en la segunda etapa de dicha triada: la transmisión de energía.

La manera en que se ha resuelto el problema de transportar la energía desde la fuente generadora AC hasta las zonas de consumo es mediante la utilización de líneas de transmisión de energía en alto voltaje en corriente directa. Una manera sencilla de entender cómo una línea de transmisión funciona es comparándola con una tubería por la cual fluye agua a presión. Un diámetro mayor de la tubería, para una presión constante, permite un mayor flujo de agua. Haciendo un símil con una línea de transmisión de alto voltaje, el diámetro de la tubería sería el tamaño de la sección transversal del conductor eléctrico; así mismo la presión al interior de la tubería se puede relacionar con el voltaje de la línea de transmisión [2] [3].

Un sistema de transmisión basado en alto voltaje y corriente directa (HVDC, por sus siglas en inglés) representa una gran alternativa de solución al desafío que representa el transporte energético. Esto debido a las ventajas que estos sistemas ofrecen, tales como, la flexibilidad en el manejo de la potencia entregada, la interconexión de sistemas de diferentes frecuencias de operación sin necesidad de sincronismo, entre otros [4] [5].

Un sistema HVDC multiterminal está conformado por tres o más estaciones de conversión separadas geográficamente, unas trabajando como inversores y otras trabajando como rectificadores. Estos sistemas nacen de la necesidad de interconectar varios sistemas AC y de agregarle mayor robustez y confiabilidad al sistema. Una de las desventajas de este tipo de configuración corresponde a lo complejo de su sistema de control, debido a que se requiere una comunicación continua entre todos los terminales.

1.1 Motivación

El sistema de control de un enlace de corriente continua puede considerarse como lo principal de todo el enlace HVDC, ya que en un alto grado determina las propiedades de operación de todo el sistema de transmisión [6]. El sistema de control de un enlace de corriente continua, si bien se encarga de controlar todas las variables del sistema (potencia activa y reactiva, protecciones, fallas, rendimiento, ruido, comunicaciones, etc.), su principal función es controlar la tensión y la corriente de las líneas de transmisión.

En contraste con los sistemas AC, el diseño y la operación de un sistema HVDC multiterminal es complejo [7]. El control de flujo de potencia en este tipo de sistemas requiere una comunicación continua entre todos los terminales, es decir, el flujo de potencia se debe regular de forma activa por el sistema de control en lugar de por las propiedades inherentes de la línea de transmisión [7]. Surge entonces la necesidad de estudiar un esquema de control que permita resolver dichas desventajas operativas.

Para esto, este proyecto de memoria propone implementar un esquema de control *Droop* que permita controlar de manera coordinada las distintas estaciones presentes en una red HVDC multiterminal, teniendo como principal foco de estudio la transmisión de energía basada en redes HVDC, siendo el objetivo de dicho proyecto lograr un correcto balance sobre la distribución de potencia de una red HVDC multiterminal, manteniendo niveles de voltaje dentro de un rango seguro de operación.

1.2 Estado del Arte

Para largas distancias, los sistemas de transmisión en corriente continua presentan varias ventajas en comparación a los sistemas de transmisión en corriente alterna [4]. Algunos ejemplos de dichas ventajas son la posibilidad de conectar, en un sistema HVDC, sistemas que funcionen a diferentes frecuencias o asíncronos, como también, la prácticamente independiente relación entre la potencia transmitida por estos sistemas de corriente continua y la longitud de las líneas de transmisión [5].

Entre las principales aplicaciones de los enlaces HVDC se pueden destacar la transmisión de energía a largas distancias y la transmisión subterránea, caracterizándose por su alto nivel de control, seguridad y precisión [8]. En relación a esto último, cabe destacar que los sistemas de control de estos enlaces corresponden a uno de los aspectos más importantes y complejos en un sistema HVDC, ya que, en un alto grado, determina el modo de operación, tanto del sistema HVDC como de los sistemas AC conectados por el enlace [8].

Una forma de aprovechar una creciente y provechosa forma de generación energética, como por ejemplo la energía eólica, es mediante interconexiones HVDC multiterminales, las cuales corresponden a una solución prometedora para solventar los problemas que presentan las plantas de distribución eólica [9][10].

Una estrategia de control utilizada comúnmente en generadores de corriente alterna corresponde al control *Droop*. Dicha estrategia de control permite mantener una estabilidad en la frecuencia del sistema y así permitir una operación de generación en paralelo (o de carga compartida). El control *Droop* basa su principio de funcionamiento en la relación que existe entre la frecuencia del sistema y la potencia activa de la unidad generadora, y entre el voltaje (en un determinado punto de medición) y la potencia reactiva de la unidad generadora [11].

Para el caso de una red DC, el voltaje no representa una medida global del sistema por lo que es necesario manejar dicho parámetro de manera independiente para cada una de las subestaciones presentes en una red HVDC [12]. Sabido es que debido a las pérdidas resistivas en las líneas de transmisión se generan diferencias entre los voltajes necesarios para el correcto flujo de potencia de la red y los voltajes reales que ésta presenta, por lo que en el caso de implementar un esquema de control *Droop* en una red HVDC multiterminal, este tipo de control debe hacer frente a estas diferencias y a otras contingencias con el objetivo de mantener una correcta distribución de potencia. Diversas metodologías existen analizar la dinámica de un controlador *Droop*, específicamente lo que tiene relación con la obtención de las constantes, cuando éste actúa sobre una red HVDC [13].

1.3 Sistemas de Transmisión de Alta Tensión en Corriente Directa

Una red HVDC corresponde a un sistema de transmisión de energía cuyas características operativas se basan en niveles altos de voltaje (generalmente superiores a los +/-150 kV) y en corriente directa. Una de las ventajas de los sistemas DC sobre los sistemas HVAC tiene relación con las características operativas de los sistemas HVDC cuando, por ejemplo, la distancia de las líneas de transmisión aumenta, o bien, los sistemas AC a interconectar poseen frecuencias de operación diferentes.

Para aplicaciones generales, HVDC puede transportar más potencia por conductor que un sistema AC. Esto debido a que para una potencia dada, el voltaje constante en una línea DC es menor que el voltaje pico en una línea de AC. Este voltaje determina el espesor del aislamiento y el espaciado del conductor. A su vez, en corriente alterna, la densidad de corriente se da principalmente por el exterior del conductor, haciendo que la resistencia efectiva o de corriente alterna sea mayor que la resistencia óhmica o de corriente continua, efecto conocido como efecto skin o efecto pelicular [14]. Esto reduce el costo de las líneas de transmisión de HVDC en comparación con la transmisión de AC y permite que los corredores de la línea de transmisión lleven una mayor densidad de potencia. A su vez, el hecho de que la tecnología HVDC permita la transmisión de energía entre sistemas de AC no sincronizados, permite, por ejemplo, ayudar a aumentar la estabilidad del sistema [15].

Como dato, el enlace HVDC más largo del mundo, presente en Brasil, posee una línea de transmisión DC cuya longitud se extiende hasta los 2375 [Km] (Sistema HVDC Rio Madeira) [16].

1.3.1 Características

A. Consideraciones Técnicas

A la hora de escoger entre un sistema HVDC y su contraparte en corriente alterna se deben tener en cuenta la factibilidad técnica que representa realizar el enlace energético con cada una de dichas tecnologías.

El primer aspecto a considerar tiene que ver con la potencia del sistema de transmisión y su relación con la distancia que cubre dicho sistema. En la Fig.1 se presenta un gráfico representativo de dicha relación. Los sistemas HVDC mantienen prácticamente independiente sus niveles de potencia en relación a la longitud de las líneas de transmisión. Esta característica no es propia de aquellos sistemas en corriente alterna, los cuales se ven afectados a una disminución de su capacidad de transmisión a medida que la longitud de las líneas de transmisión aumenta. Esto debido a los efectos inductivos que dichas líneas poseen [5].

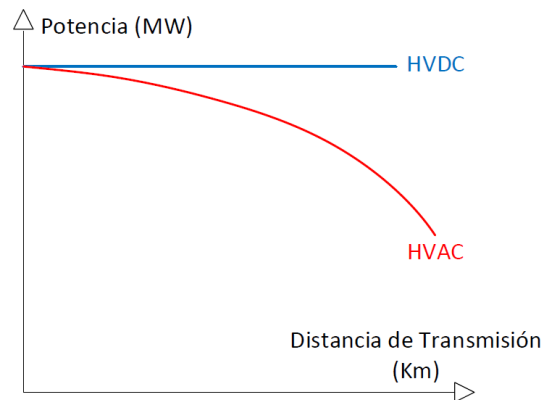


Fig. 1. Gráfico relación potencia versus distancia de transmisión.

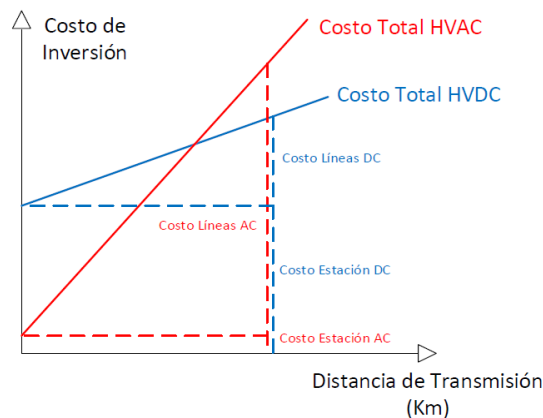


Fig. 1.1. Gráfico relación pérdidas versus distancia de transmisión.

Otro factor técnico básico consiste en la imposibilidad de conectar, en corriente alterna, dos sistemas asíncronos, o que operan a frecuencias distintas. Este hecho hace imprescindible el uso de un sistema HVDC, independiente de la longitud de las líneas de transmisión [5].

B. Consideraciones Económicas

Cuando es posible implementar un sistema tanto basado en corriente directa como alterna es necesario tomar en consideración otros aspectos. Un factor habitualmente muy importante a la hora de tomar decisiones corresponde al factor económico.

A la hora de analizar el costo total de un sistema de transporte es necesario contar con todos sus costos asociados, los costos directos de instalación (líneas de transmisión, transformadores/convertidores) y los costos indirectos (pérdidas asociadas e inherentes al proceso de transporte de energía). La Fig.1.1 muestra la distribución de los costos de las instalaciones HVDC y HVAC en función de la longitud de las líneas de transmisión. En dicha figura se observa que el mayor costo fijo de los sistemas HVDC se ve corregido por el menor costo de sus líneas de transmisión. Esto repercute directamente en que dichos sistemas sean menos costosos que su contraparte en corriente alterna a medida que las distancias de transmisión aumentan.

C. Consideraciones Ambientales

Otro de los factores a considerar, sobre todo en nuestros días y que tiene directa relación con lo mencionado en la introducción de este proyecto de titulación, hace relación a las consideraciones medioambientales y el impacto que las diferentes opciones tienen sobre este tema.

Por ejemplo, en el caso de líneas aéreas, el tamaño de los apoyos (conjunto del poste, cementaciones y los soportes de los conductores) es, para el mismo nivel de potencia, menor en una transmisión HVDC que en su contraparte alterno. Esto repercute directamente en el tamaño del corredor de paso [5]. La Fig.1.2 corresponde a una comparación de corredores de paso HVAC (75 metros por torre) y HVDC (50 metros por torre) para 10.000 MW [5].

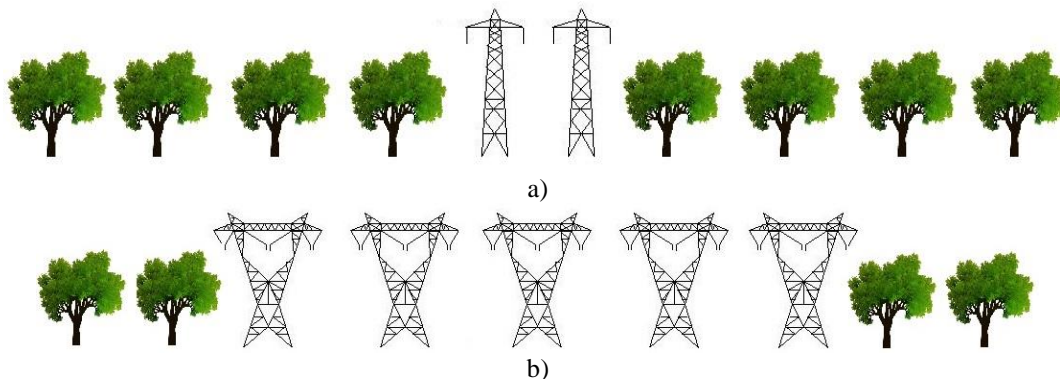


Fig. 1.2. Representación diferencia entre corredores de paso para 10.000 MW. HVDC a). HVAC b).

Otro aspecto medioambiental muy importante a considerar en las proximidades de una instalación eléctrica de alta tensión, además de su impacto visual, tiene relación con los campos eléctricos y magnéticos. Dichos campos pueden ionizar el aire alrededor del cable produciendo, por mencionar algunos inconvenientes, interferencias de radiofrecuencia, ruido audible y generación de ozono [5].

En términos generales, existen condiciones donde operaciones basadas en sistemas HVDC son necesarias. A continuación se presentan algunos ejemplos:

- Debido a la alta capacidad dieléctrica de los cables, la transmisión de energía, utilizando cables submarinos, está limitada a cortas distancias en el caso de una transmisión basada en corriente alterna (aproximadamente 130 [Km]). A razón de este factor es que para operaciones donde se cuenta con sistemas geográficamente aislados de los sistemas continentales (estaciones petrolíferas, parques eólicos en alta mar, sistemas insulares, etc.) es que sistemas basados en transmisión HVDC representan una mejor alternativa [5].
- Transmisión de energía mediante líneas subterráneas HVDC hacia zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético donde es imposible la instalación de estaciones generadoras [5].

1.3.2 Configuraciones y Modos de Operación

A. Modos de Operación

- *Monopolar*

La operación monopolar consiste en la utilización de un único conductor para la transmisión de potencia entre una estación de conversión a otra. Cuando el retorno se realiza mediante tierra se utiliza únicamente un conductor para transmitir la energía eléctrica. Este retorno se realiza mediante electrodos conectados a las estaciones de conversión, que hacen las funciones de ánodo y cátodo [17], tal como se aprecia en la Fig.1.3 a). Cuando es imposible, generalmente por razones medioambientales, realizar el retorno mediante electrodos conectados a tierra o cuando las pérdidas son demasiado importantes, el retorno se realiza mediante una conexión metálica. Esta última configuración es presentada en la Fig.1.3 b).

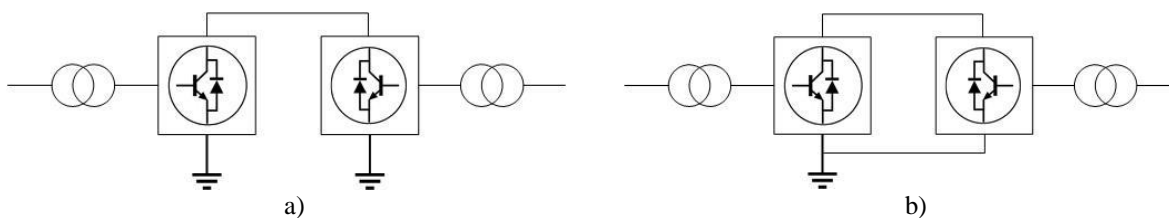


Fig. 1.3. Modo de operación monopolo. a) retorno por tierra. b) retorno metálico.

- *Bipolar*

La conexión bipolar, presentada en la Fig.1.4, consiste en el uso de dos conductores, uno trabajando con polaridad positiva y otro con polaridad negativa transmitiendo la misma potencia simultáneamente [17]. El uso de esta conexión permite que, en condiciones normales de operación, la corriente de retorno sea cero, ya que al aplicar la primera ley de Kirchhoff las corrientes y tensiones provenientes de la línea con polaridad positiva y de la línea con polaridad negativa se anulan. En el caso en que una línea tenga una falla o tenga programada una operación de mantenimiento, la otra línea puede operar como una línea monopolar con retorno por tierra.

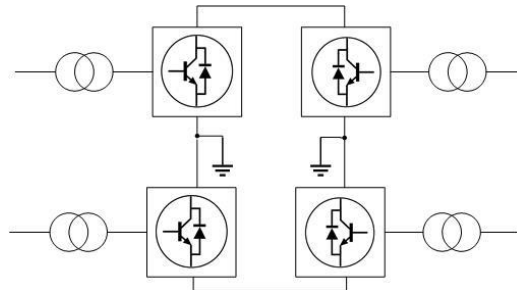


Fig. 1.4. Modo de operación bipolar.

B. Configuraciones

- *Punto a Punto*

La configuración punto a punto es la topología más utilizada para conectar dos puntos lejanos mediante una línea de corriente continua. Se trata de la configuración más habitual en HVDC y se utiliza para conectar dos subestaciones cuando la conexión HVAC o no es posible, no resulta rentable o es la única solución técnicamente viable. En la configuración punto a punto una estación funciona como rectificador y otra estación como inversor, pudiendo adoptar la conexión monopolar o bipolar [17]. Se utiliza además para conectar cargas mediante enlaces submarinos de cargas aisladas, como sistemas insulares, estaciones petrolíferas o parques eólicos en alta mar.

- *Back – to – Back*

En la Fig.1.5 se presenta la configuración *Back – to – Back*. Dicha configuración corresponde a una planta donde ambos convertidores se encuentran en la misma área o lugar, generalmente en el mismo recinto o edificio [17]. Para ello se busca mantener la longitud de la línea de transmisión lo más pequeña posible. Esta configuración es utilizada generalmente para interconectar redes eléctricas de diferente frecuencia o redes eléctricas de igual frecuencia pero distinta relación de fase.

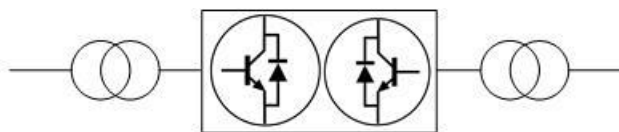


Fig. 1.5. Configuración back – to – back.

- *Multiterminal*

Un sistema HVDC multiterminal está conformado por tres o más estaciones de conversión separadas geográficamente, unas trabajando como inversores y otras trabajando como rectificadores [17]. Una configuración multiterminal puede ser serie, paralela, mallada o en anillo. En la Fig. 1.6 a) y b) se presenta una configuración multiterminal paralelo y serie, respectivamente.

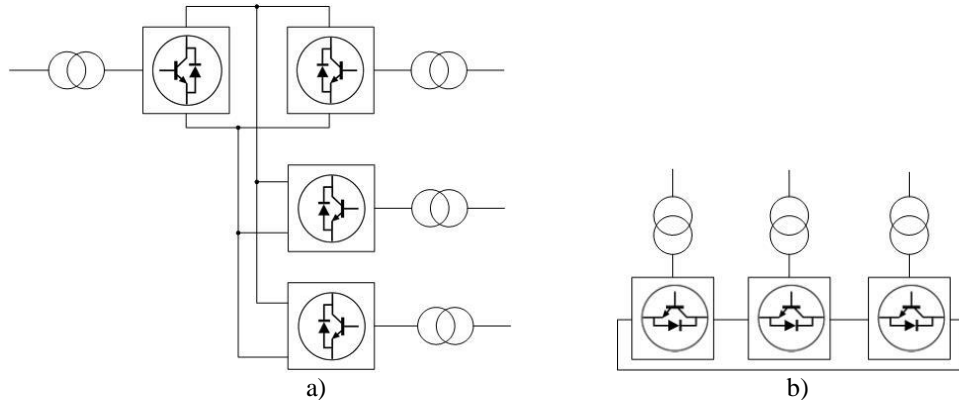


Fig. 1.6. Configuración multiterminal. a) paralelo. b) serie.

Cada una de las tres configuraciones presentadas anteriormente puede operar tanto en un modo de operación monopolar o bipolar.

1.3.3 Componentes de un Sistema de Transmisión HVDC

Para implementar un sistema de transmisión basado en HVDC, en prácticamente todos los casos, se debe realizar la conversión desde corriente alterna entregada en la generación a corriente continua, para luego invertir la corriente continua nuevamente en alterna [17]. Los principales elementos para realizar este doble proceso se presentan en las siguientes secciones.

A. Convertidores AC/DC (rectificadores) y DC/AC (inversores).

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

B. Transformadores.

La función de los transformadores es convertir la tensión alterna de las líneas de entrada en la tensión alterna de entrada a los convertidores HVDC. Estos además proporcionan el aislamiento necesario entre la red AC y el convertidor.

Si bien los transformadores son considerados un elemento presente en los sistemas HVDC, estos sistemas se tratan de ajustar a los valores de voltaje donde serán instalados con el objeto de evitar, en lo posible, el uso de transformadores.

C. Líneas de Transmisión.

De los 70.000 MW de capacidad de transmisión HVDC instalados, un 12% aproximadamente corresponden a cables subterráneos/submarinos (~8.000 MW) y un 88% corresponden a líneas aéreas (~62.000 MW) [18].

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

Las líneas subterráneas y submarinas desarrolladas tienen capacidades entorno a los 800 MW y una tensión de 500 kV. Existen diferentes tecnologías disponibles en cables para DC, algunas de ellas comunes a las existentes en AC.

D. Filtros AC y DC.

Debido al alto contenido de armónicos generados en el convertidor, es necesaria la instalación de filtros tanto en el lado AC como en el lado DC. Los filtros en el lado AC de la estación de conversión se encargan de absorber los armónicos generados por el convertidor y de proporcionar una parte de la potencia reactiva que necesita el convertidor. Los filtros DC se instalan para reducir el componente AC de la señal continua que se desea obtener (reducción del rizado de la señal), los cuales básicamente corresponden a filtros pasa-bajos.

La necesidad de utilizar filtros depende entonces directamente del tipo de convertidor utilizado. Por ejemplo, aquellos sistemas HVDC cuyos convertidores están basados en tiristores deben utilizarlos, a diferencia de lo que sucede para aquellos sistemas basados en convertidores modulares multinivel (MMC), donde el uso de filtros se hace innecesario.

Capítulo 2

MMC-HVDC y sus aplicaciones

En términos generales, una estación HVDC es capaz de convertir corriente eléctrica alterna (AC) a corriente continua (DC) y viceversa, en alto voltaje. Los sistemas HVDC son utilizados, por ejemplo, como una alternativa para generadores y consumos energéticos basados en corriente alterna para que dichos sistemas logren transmitir potencia eléctrica a través de largas distancias, o bien para interconectar sistemas basados en corriente alterna de diferentes frecuencias. Es por esto que la etapa de conversión energética corresponde a un aspecto fundamental en una red basada en tecnología HVDC.

Comparada con la tecnología de VSC convencionales, la tecnología multinivel modular presenta ventajas técnicas que la convierten en una tecnología de mayor confianza cuando esta se implementa en sistemas de transmisión HVDC, tales como la reducción en el contenido armónico de la salida, lo que repercute directamente en la no necesidad de la utilización de filtros reduciendo así el costo asociado al sistema; un funcionamiento más fiable; facilidad en el diagnóstico, mantenimiento y reconfiguraciones del sistema de control, debido a la posibilidad de aislar el problema gracias a su característica modular; entre otros [19].

Es necesario tener en cuenta también los inconvenientes que trae el diseño modular, por ejemplo, la complejidad mayor que representa el esquema de control para este tipo de convertidores. Si bien cada módulo se controla de manera independiente, es necesaria la implementación de una capa de control maestra para alcanzar los requisitos generales de comportamiento del sistema.

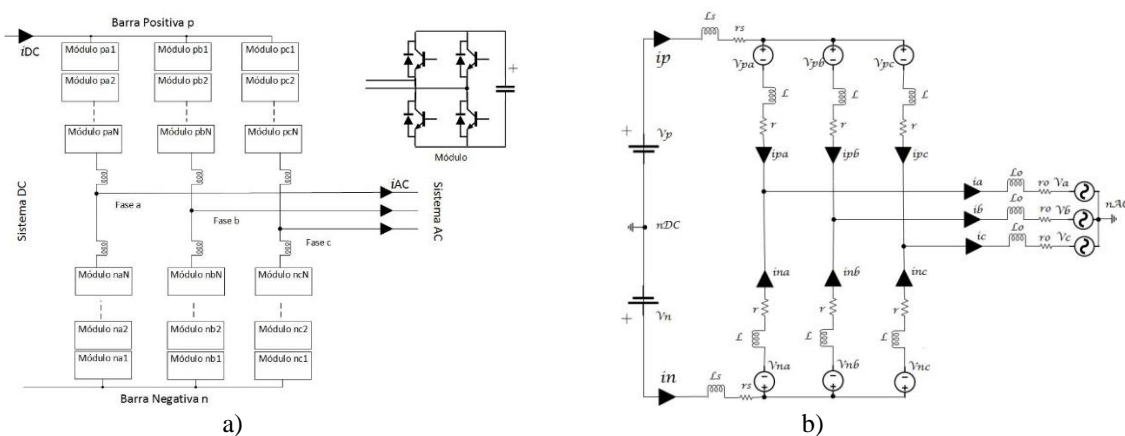


Fig. 2. MMC. a) topología clásica para aplicaciones HVDC. b) modelo del MMC.

2.1 Convertidor Modular Multinivel (MMC)

La topología clásica de un MMC trifásico, utilizado para aplicaciones en sistemas HVDC, se presenta en la Fig.2. Este convertidor consiste en 6 ramas, cada una compuesta por varios módulos, usualmente más de 200 para aplicaciones HVDC, conectados en serie con un inductor presente en cada rama. Dos ramas son conectadas para formar la fase a, b y c. El sistema DC es conectado a la barra positiva y negativa y el sistema AC es conectado al punto central de cada fase. Cada módulo del MMC consiste en un puente completo conectado a un condensador flotante. De esta forma, es posible contar, a la salida de sus terminales, con un voltaje tanto positivo como negativo.

Como se mencionó al inicio de este capítulo, el control de un MMC representa un gran desafío debido a que el control sobre las corrientes de entrada y salida del MMC y el voltaje del condensador debe realizarse de manera simultánea. Algunos de los métodos de control utilizados son, por mencionar algunos, el control a lazo cerrado y el control a lazo abierto. Dichos métodos si bien logran el objetivo de estabilizar las variables de interés, estos también presentan ciertas desventajas o dificultades añadidas que se suman al problema original de control [20].

Los MMC tienen la particularidad de producir corrientes circulantes, las cuales corresponden a corrientes internas que, como su nombre lo indica, fluyen a través de las ramas del convertidor pero que no fluyen hacia la salida del convertidor [20]. Estas corrientes tienen su fuente en el rizado que se presenta en el voltaje de los condensadores y su aparición tiene efectos directos en las pérdidas del sistema y en el desempeño del control sobre el convertidor. Algunos métodos de control sobre estas corrientes se basan en la definición de ellas como parte de la corriente de entrada presente en cada una de las ramas del convertidor, o bien en la definición de ellas como parte de un sistema de control totalmente aparte [20].

La mayoría de los sistemas de control de corrientes de un MMC se basan en modelos simplificados que modelan los sistemas AC y DC como fuentes de voltaje. Esto sin contar el hecho de que estos modelos, en la mayoría de los casos, basan su operación en las corrientes presentes en cada una de las ramas del convertidor. Este hecho conlleva muchas dificultades para definir un diseño adecuado y, en consecuencia, acciones de control adecuadas para un MMC [20].

El presente proyecto basa su análisis del MMC en un modelo que considera el efecto sobre las líneas de transmisión tanto AC como de DC. De esta manera, el modelo define cuatro corrientes independientes dinámicamente una de otra, asociadas a la entrada del convertidor, a la salida de éste, a la corriente circulante y al modo común. Dichas corrientes son representadas en el esquema presentado en la Fig.2.1 [20].

Cada rama del convertidor posee dos secciones identificadas como positivas y negativas y en cada sección hay también un inductor para compensar la diferencia de voltaje debido a la conmutación de los módulos.

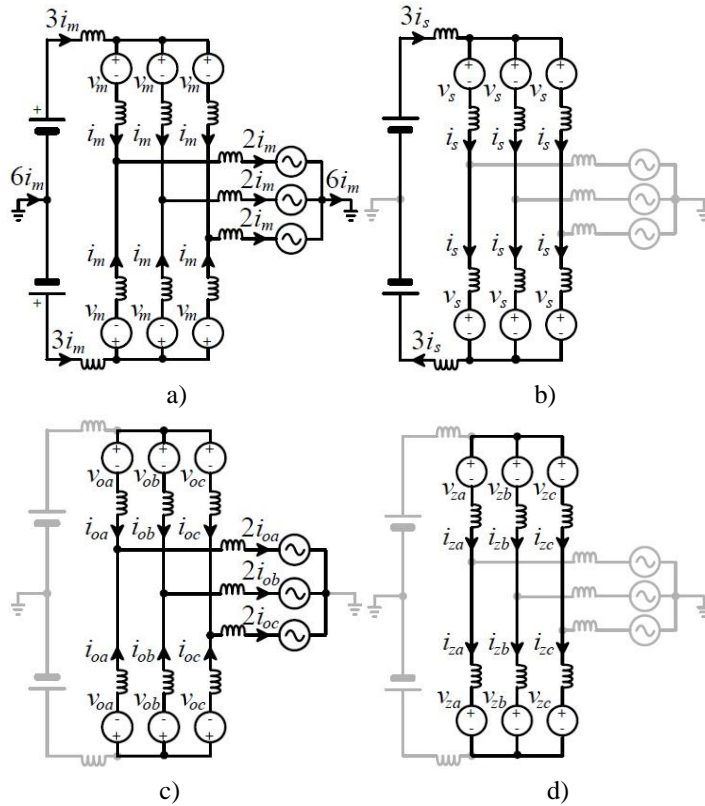


Fig. 2.1. Modelo desacoplado de corrientes. a) corriente de modo común. b) corriente de entrada. c) corriente de salida. d) corriente circulante.

A. Modelo del MMC y modelo desacoplado de corrientes

Para facilitar el análisis, los módulos de cada pierna se modelan como una fuente controlada de voltaje equivalente a la suma de los voltajes de cada módulo. El modelo del lado DC se compone de 2 fuentes conectadas a un nodo central. Por su parte, el modelo del lado AC se compone de 3 fuentes alternas operando al nivel de voltaje y frecuencia del sistema. Dichas fuentes son conectadas a un nodo común, tal como se presenta en la Fig.2 b).

Las líneas tanto del lado DC como del lado AC son modeladas como inductancias. Por otro lado, las inductancias de cada una de las ramas del convertidor se consideran desacopladas magnéticamente. Para representar las pérdidas por cada una de las líneas, se modela, en serie a las inductancias, una resistencia. En base a dicha descripción, la ley de voltajes que rige al convertidor, desde el punto neutro DC hasta el punto neutro AC, se puede representar como sigue

$$\mathbf{v}_x = L_s \frac{d}{dt} \mathbf{i}_x + r_s \mathbf{i}_x + \mathbf{v}_{cxy} + L \frac{d}{dt} \mathbf{i}_{xy} + r \mathbf{i}_{xy} + L_o \frac{d}{dt} \mathbf{i}_y + r_o \mathbf{i}_y + \mathbf{v}_y \quad (1)$$

Donde

$$\begin{aligned} \mathbf{v}_x &= \begin{bmatrix} v_p & v_p & v_p \\ v_n & v_n & v_n \end{bmatrix} & \mathbf{i}_x &= \begin{bmatrix} i_p & i_p & i_p \\ i_n & i_n & i_n \end{bmatrix} & \mathbf{v}_{cxy} &= \begin{bmatrix} v_{pa} & v_{pb} & v_{pc} \\ v_{na} & v_{nb} & v_{nc} \end{bmatrix} \\ \mathbf{i}_{xy} &= \begin{bmatrix} i_{pa} & i_{pb} & i_{pc} \\ i_{na} & i_{nb} & i_{nc} \end{bmatrix} & \mathbf{i}_y &= \begin{bmatrix} i_a & i_b & i_c \\ i_a & i_b & i_c \end{bmatrix} & \mathbf{v}_y &= \begin{bmatrix} v_a & v_b & v_c \\ v_a & v_b & v_c \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2)$$

En dicha ecuación \mathbf{v}_x e \mathbf{i}_x corresponden al voltaje y corrientes del sistema DC, respectivamente, \mathbf{i}_{xy} corresponde a las corrientes que fluyen a través de las ramas del convertidor, \mathbf{v}_{cxy} corresponde al voltaje controlado en cada una de las ramas del convertidor y \mathbf{v}_y e \mathbf{i}_y corresponden al voltaje y corrientes del sistema AC. Finalmente L_s, r_s, L, r, L_o y r_o corresponden a las inductancias y resistencias del sistema DC, de las ramas del convertidor y del sistema AC, respectivamente.

Si se representan las corrientes de entrada y salida como

$$i_p = i_{pa} + i_{pb} + i_{pc} \quad i_n = i_{na} + i_{nb} + i_{nc} \quad (3)$$

Se puede definir

$$\mathbf{i}_x = \mathbf{i}_{xy} \mathbf{3P}_3 \quad (4)$$

Donde

$$\mathbf{P}_3 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (5)$$

A su vez, si se representa cada una de las corrientes del sistema AC como

$$i_a = i_{pa} + i_{na} \quad i_b = i_{pb} + i_{nb} \quad i_c = i_{pc} + i_{nc} \quad (6)$$

Se puede definir

$$\mathbf{i}_y = \mathbf{2P}_2 \mathbf{i}_{xy} \quad (7)$$

Donde

$$\mathbf{P}_2 = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (8)$$

De esta forma, reemplazando las ecuaciones (4) y (7) en la ecuación (1) y reordenando los términos, se obtiene

$$\mathbf{v}_x - \mathbf{v}_{cxy} - \mathbf{v}_y = L_s \frac{d}{dt} \mathbf{i}_{xy} \mathbf{3P}_3 + r_s \mathbf{i}_{xy} \mathbf{3P}_3 + L \frac{d}{dt} \mathbf{i}_{xy} + r \mathbf{i}_{xy} + L_o \frac{d}{dt} \mathbf{2P}_2 \mathbf{i}_{xy} + r_o \mathbf{2P}_2 \mathbf{i}_{xy} \quad (9)$$

Al igual que en las matrices (5) y (8), se definen las siguientes matrices

$$\mathbf{Q}_2 = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 1 & -1 \\ -1 & 1 \end{bmatrix} \quad \mathbf{Q}_3 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Las matrices (5), (8) y aquellas definidas en (10) corresponden a matrices que aparecen naturalmente cuando las ecuaciones del convertidor MMC son ordenadas y desarrolladas de la manera presentada en este trabajo. Dichas matrices poseen muchas propiedades que simplifican de gran manera las operaciones matemáticas [20].

El objetivo de lo expuesto en la presente sección es lograr un modelo desacoplado, o independiente, de cada una de las corrientes presentes en el convertidor y así obtener un modelo tal como el presentado en la ecuación (11)

$$\mathbf{i}_{xy} = \mathbf{i}_m + \mathbf{i}_s + \mathbf{i}_o + \mathbf{i}_z \quad (11)$$

Para ello, se realiza primero el producto de la ecuación (9) por \mathbf{P}_2 y luego por \mathbf{P}_3 , obteniendo

$$-\mathbf{P}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{P}_3 = (3L_s + L + 2L_o) \frac{d}{dt} \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 + (3r_s + r + 2r_o) \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 \quad (12)$$

Luego, realizando la misma operación presentada en la ecuación (12), primero con las matrices \mathbf{Q}_2 y \mathbf{P}_3 , luego con \mathbf{P}_2 y \mathbf{Q}_3 y finalmente con \mathbf{Q}_2 y \mathbf{P}_3 , se obtiene, respectivamente

$$\mathbf{v}_x - \mathbf{Q}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{P}_3 = (3L_s + L) \frac{d}{dt} \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 + (3r_s + r) \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 \quad (13)$$

$$-\mathbf{P}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{Q}_3 - \mathbf{v}_y = (L + 2L_o) \frac{d}{dt} \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 + (r + 2r_o) \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 \quad (14)$$

$$\mathbf{v}_x - \mathbf{Q}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{P}_3 - \mathbf{v}_y = (3L_s + L) \frac{d}{dt} \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 + (3r_s + r) \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 \quad (15)$$

Definiendo

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_m &= \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 & \mathbf{i}_s &= \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 & \mathbf{i}_o &= \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 & \mathbf{i}_z &= \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 \\ \mathbf{v}_m &= \mathbf{P}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{P}_3 & \mathbf{v}_s &= \mathbf{Q}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{P}_3 & \mathbf{v}_o &= \mathbf{P}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{Q}_3 & \mathbf{v}_z &= \mathbf{Q}_2 \mathbf{v}_{cxy} \mathbf{Q}_3 \end{aligned} \quad (16)$$

Y reemplazando en las ecuaciones (12), (13), (14) y (15), se obtiene

$$-\mathbf{v}_m = (3L_s + L + 2L_o) \frac{d}{dt} \mathbf{i}_m + (3r_s + r + 2r_o) \mathbf{i}_m \quad (17)$$

$$\mathbf{v}_x - \mathbf{v}_s = (3L_s + L) \frac{d}{dt} \mathbf{i}_s + (3r_s + r) \mathbf{i}_s \quad (18)$$

$$-\mathbf{v}_o - \mathbf{v}_y = (L + 2L_o) \frac{d}{dt} \mathbf{i}_o + (r + 2r_o) \mathbf{i}_o \quad (19)$$

$$\mathbf{v}_x - \mathbf{v}_z - \mathbf{v}_y = L \frac{d}{dt} \mathbf{i}_z + r \mathbf{i}_z \quad (20)$$

Lo presentado desde la ecuación (17) a la (20) permite representar el modelo dinámico del convertidor mediante 4 ecuaciones independientes de primer orden.

Con el objeto de corroborar el correcto desacople de las corrientes, se verifica la igualdad presentada en (11)

$$\begin{aligned} \mathbf{i}_{xy} &= \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 + \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 + \mathbf{P}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 + \mathbf{Q}_2 \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 \\ &= (\mathbf{P}_2 + \mathbf{Q}_2) \mathbf{i}_{xy} \mathbf{P}_3 + (\mathbf{P}_2 + \mathbf{Q}_2) \mathbf{i}_{xy} \mathbf{Q}_3 \\ &= (\mathbf{P}_2 + \mathbf{Q}_2) \mathbf{i}_{xy} (\mathbf{P}_3 + \mathbf{Q}_3) = \mathbf{i}_{xy} \end{aligned} \quad (21)$$

El modelo presentado en la ecuación (17) describe el flujo de corriente desde las fuentes DC, a través de las ramas del convertidor y hacia las fuentes AC, cerrando el circuito entre los puntos de tierra DC y AC. El segundo modelo, presentado en la ecuación (18), representa el flujo de corrientes desde las fuentes DC y a través de las ramas del convertidor. Las componentes positivas y negativas de cada una de las fases son exactamente opuestas, por lo que no existe flujo de corriente a través del sistema AC. El tercer modelo, ecuación (19), es el modelo de corrientes de salida. Este describe la corriente fluyendo desde las ramas del convertidor hacia las fuentes AC. Las corrientes de cada una de las ramas del convertidor, positivas y negativas, se suman para generar cada una de las corrientes de fase. Finalmente, el último modelo, presentado en la ecuación (20), corresponde al modelo de corrientes circulantes. Este modelo describe el flujo de corrientes a través sólo de las ramas del convertidor [20].

B. Sistema de Control MMC

El control del MMC se encuentra dividido en 3 etapas, tal como se presenta en la Fig.2.2.

La etapa interna de Desacoplamiento, presentada en la Fig.2.3, corresponde a la etapa encargada de la modulación y del correcto balance entre los capacitores presentes en cada módulo del MMC. Esta etapa genera las señales de disparo para cada uno de los semiconductores presentes en el convertidor.

Debido a la lenta dinámica del condensador, en comparación a las dinámicas de las corrientes, los voltajes del condensador se pueden considerar constantes. A su vez, se considera que los voltajes de los condensadores son iguales entre sí.

El voltaje de rama del convertidor está compuesto entonces por el producto entre el voltaje promedio del condensador y el índice de modulación de cada una de las ramas, es decir

$$v_{cxy} = m_{xy} V_c \quad (22)$$

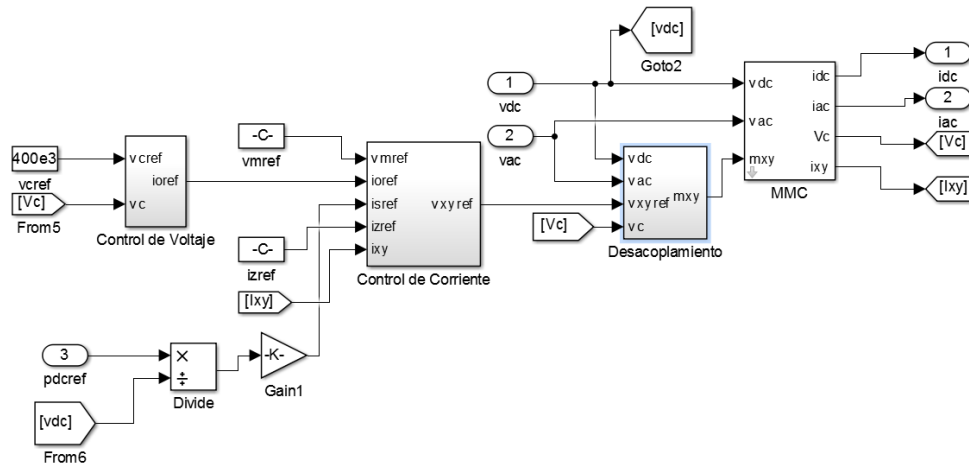


Fig.2.2. Sistema de Control MMC.

Para el cálculo de dicho índice de modulación se hace uso de la ecuación (1). Dicho índice resulta del cociente entre la resta de los voltajes DC, AC y los voltajes de los elementos pasivos del convertidor y el voltaje promedio del condensador, tal como se presenta en la Fig.2.6.

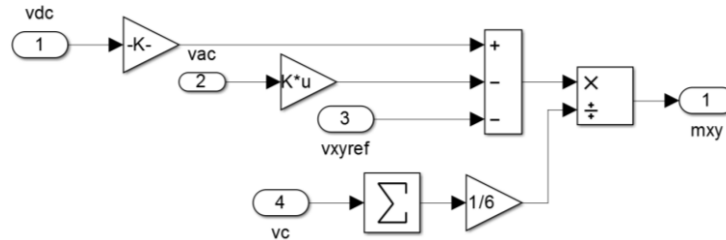


Fig. 2.3. Etapa de desacoplamiento Sistema de Control MMC - Simulink.

La etapa intermedia, identificada como Control de Corriente, es presentada en la Fig.2.4. Como su nombre lo indica, se encarga del control sobre las cuatro componentes (m, s, o, z) de la corriente.

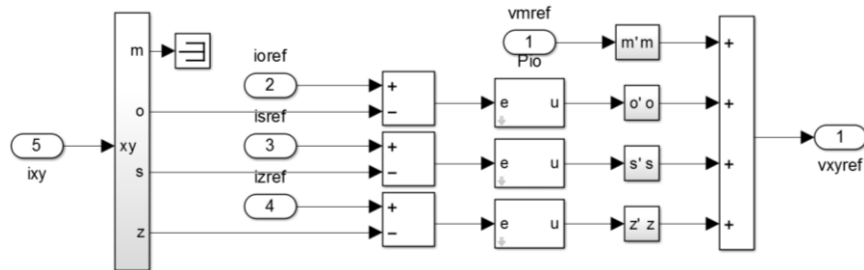


Fig.2.4. Etapa control de corriente Sistema de Control MMC - Simulink.

En general, esta etapa controla las corrientes DC (i_s) y AC (i_o), como también la corriente circulante (i_z).

La etapa de Control de Voltaje, presentada en la Fig.2.5, controla la tensión total del condensador en términos de su valor medio y referencial. Es en esta etapa de control donde se genera la corriente AC de referencia, la cual corresponde a una entrada a la etapa de control presentado en la Fig.2.4.

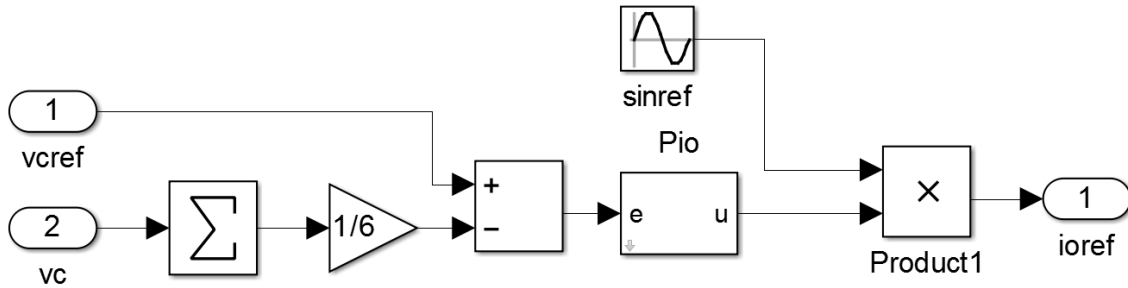


Fig.2.5. Etapa control de voltaje Sistema de Control MMC – Simulink.

Finalmente, el modelo del MMC, implementado en Simulink, es presentado en la Fig.2.6. En dicha figura es posible apreciar la forma en que se obtiene V_{xy} , equivalente a los voltajes de los elementos pasivos del convertidor. Dicho voltaje luego es descompuesto en sus componentes m, o, s y z mediante las transformaciones presentadas en (16), para luego, y mediante los modelos presentados desde las ecuaciones (17) a (20), obtener cada una de las respectivas corrientes m, o, s y z. Una vez obtenidas dichas corrientes, estas se suman, tal como se presentó en (21), para la obtención de i_{xy} .

El modelo del condensador se presenta a continuación

$$C \frac{dV_c}{dt} + \frac{V_c}{R} = i_{xy}m \quad (23)$$

Una vez obtenido el voltaje del condensador, mediante la ecuación (23), el producto entre dicho voltaje y el índice de modulación permite obtener V_{cxy} , en concordancia con lo presentado en la ecuación (22).

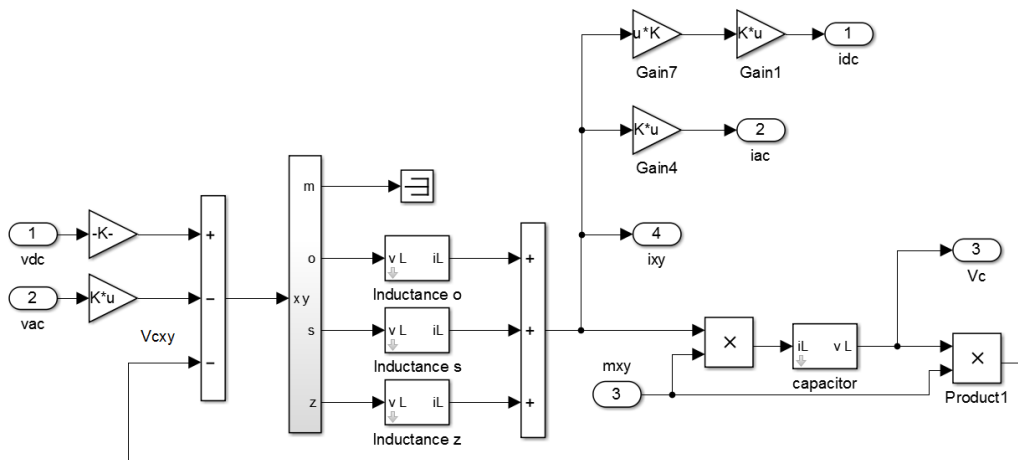


Fig.2.6. Modelo Convertidor Modular Multinivel – Simulink.

Capítulo 3

Red HVDC Multiterminal

Desde 1952, cuando la primera transmisión HVDC moderna comenzó a operar, más de 200 sistemas HVDC se han construido y llevado a operación con éxito. La gran mayoría corresponden a sistemas de dos terminales, es decir, transmiten potencia entre sólo dos puntos. El estudio de sistemas de transmisión de energía basados en HVDC se tiende a orientar hacia configuraciones del tipo multiterminal, debido a que dicha configuración presenta ciertas ventajas técnicas, tales como, menores pérdidas en las líneas debido al nulo flujo de potencia reactiva, un mayor control sobre el flujo de potencia, la posibilidad de operación continua a pesar de que alguna de las estaciones sufre algún desperfecto en su operación o simplemente deje de aportar potencia al sistema, entre otros [21].

Los sistemas multiterminal HVDC pueden ser construidos utilizando diferentes topologías, las cuales se pueden identificar como radial, forma de anillo, ligeramente mallada y densamente mallada [17]. Dichas topologías se presentan, de manera esquemática, en la Fig.3 [22]. En la Fig.3.1 se presenta un ejemplo de una red multiterminal HVDC planeada en Europa [23].

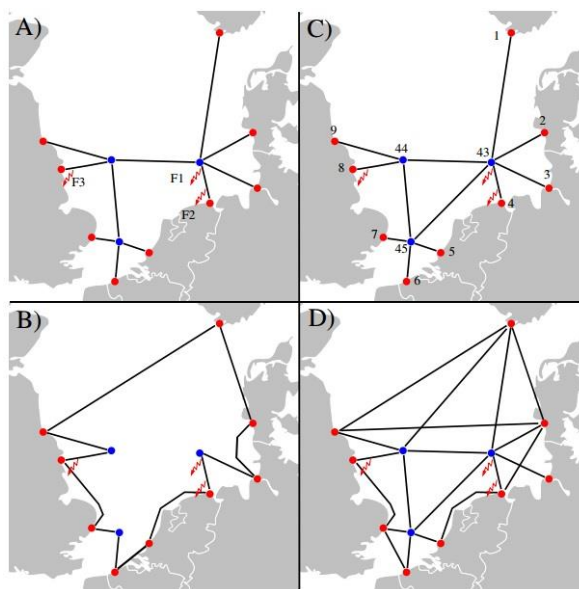


Fig.3. Topologías redes MTDC. a) Radial, b) Forma de Anillo, c) Ligeramente Mallada, d) Densamente Mallada.



Fig.3.1. Ejemplo de Red Multiterminal.

La mayoría de los sistemas de transmisión de energía eléctrica están diseñados para realizar la conversión desde el nivel de corriente alterna al que están conectados al nivel de corriente continua necesario para su funcionamiento. Esto significa que, para transportar la energía utilizando HVDC, es necesario convertirla de AC a DC para, posteriormente, realizar la transformación inversa, es decir, desde DC a AC.

Un objetivo de control en una configuración de este tipo es mantener el voltaje en el punto de acoplamiento común (PCC) constante. Dicho punto se puede definir como la interfaz entre las fuentes y cargas en un sistema eléctrico en el lado DC del sistema de transmisión [24], tal como se presenta en la Fig.3.2. Para ello, una alternativa es utilizar un esquema de control conocido como Control de Voltaje Constante. En dicho esquema se mide el voltaje en PCC y se compara con la referencia deseada. Luego un controlador PI se encarga de generar la actuación para que la corriente en una determinada estación sea tal que permita mantener el voltaje en PCC en el valor referenciado, es decir, sólo una estación se encarga del control de voltaje, mientras las otras se encargan del flujo de potencia.

A modo introductorio, se presenta un ejemplo de control sobre la red MTDC presentada en la Fig.3.2. En dicho ejemplo las estaciones 2 y 3 se encargan del flujo de potencia y la estación 1 se encarga del control de voltaje constante en PCC.

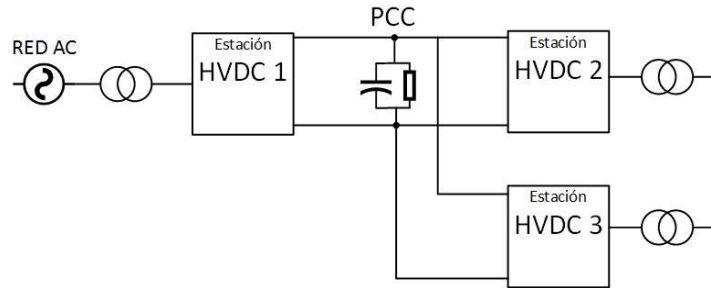


Fig.3.2. Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC en paralelo.

La Fig.3.2 corresponde a una Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC, las cuales se interconectan en PCC. Las líneas de transmisión AC corresponden a líneas trifásicas y el filtro central, identificado como PCC, representa el comportamiento eléctrico de la línea DC en dicho punto.

Tal como se ha mencionado en párrafos anteriores, la posibilidad de interconectar sistemas AC asincrónicos es una característica de los sistemas MTDC. Se presentan en la Tabla 1 las características operativas de cada uno de los sistemas HVDC y, por consiguiente, de los sistemas AC presentes en la red MTDC.

Parámetro	Valor
Voltaje DC nominal	400 kV
Potencia nominal	300 MW
Resistencia cable DC	1 Ω
Inductancia cable DC	3 mH
Voltaje AC línea-línea sistema 1	380 kV
Frecuencia sistema 1	50 Hz
Inductancia AC sistema 1	2 mH
Resistencia AC sistema 1	0.2 Ω
Voltaje AC línea-línea sistema 2	145 kV
Frecuencia sistema 2	60 Hz
Inductancia AC sistema 2	2 mH
Resistencia AC sistema 2	0.2 Ω
Voltaje AC línea-línea sistema 3	145 kV
Frecuencia sistema 3	60 Hz
Inductancia AC sistema 3	2 mH
Resistencia AC sistema 3	0.2 Ω

Tabla 1. Parámetros sistema MTDC – Control Voltaje Constante.

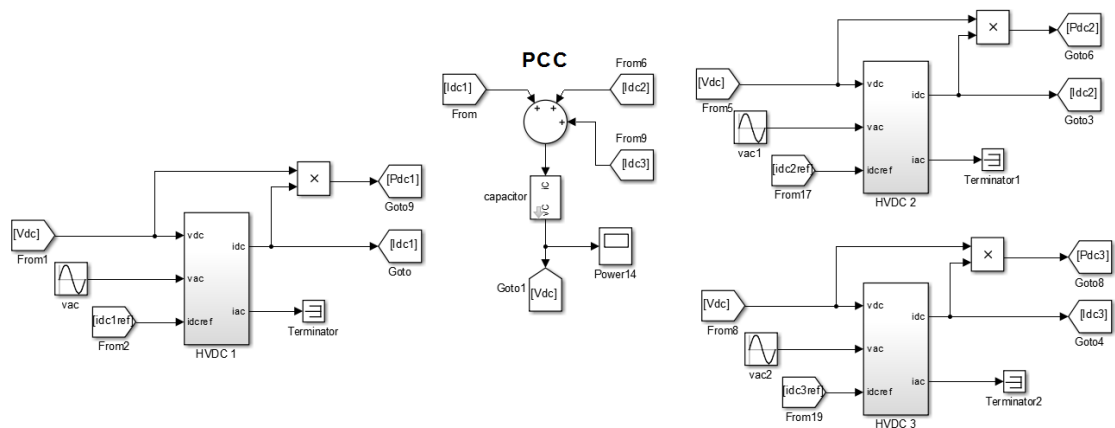


Fig. 3.3. Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC en paralelo – Control Voltaje Constante.

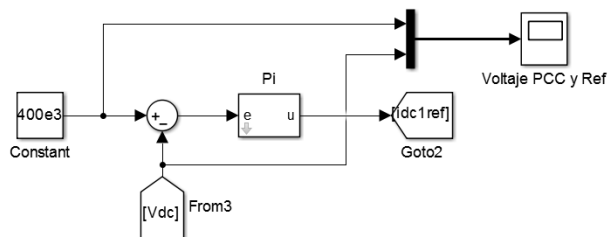


Fig.3.4. Esquema de Control Voltaje Constante.

El esquema presentado en la Fig.3.2, esta vez implementado en Simulink, se presenta en la Fig.3.3. Se aprecia en dicha imagen la interconexión de las 3 estaciones, en el PCC, mediante la suma de sus corrientes DC. El capacitor central representa la respuesta dinámica del voltaje en dicho punto, voltaje que se desea mantener en un nivel de referencia predefinido. Las estaciones 2 y 3, en su esquema de control, referencian sus corrientes en base a la diferencia entre la potencia activa que cada una de ellas genera y sus respectivas potencias de referencia. La estación 1 referencian sus niveles de operación mediante la salida del lazo de control presentado en la Fig.3.4. En dicha figura se puede apreciar que la corriente se controla mediante la medición del error entre el voltaje medido y el de referencia, es decir, es la estación 1 la encargada de mantener el voltaje constante en el punto de acoplamiento común.

En la Fig.3.5 se aprecia un correcto seguimiento de la referencia, una dinámica de respuesta bastante rápida en relación a la dinámica de un sistema HVDC (del orden de los segundos) y, sobre todo, niveles de operación seguros. Todo esto ante variaciones en los niveles de corriente de las estaciones 2 y 3, entre los instantes 3-4 segundos y 7-8 segundos, respectivamente. Se considera que el voltaje oscila dentro de un rango seguro de operación cuando el voltaje medido no supera el $\pm 10\%$ de su valor referencial. Este es un aspecto muy importante cuando se opera con niveles de voltaje del orden de los kilo-Volts, ya que una posible excesiva variación en los niveles de operación puede ocasionar daños no solo a los equipos eléctricos, sino sobre todo y más importante, al personal humano.

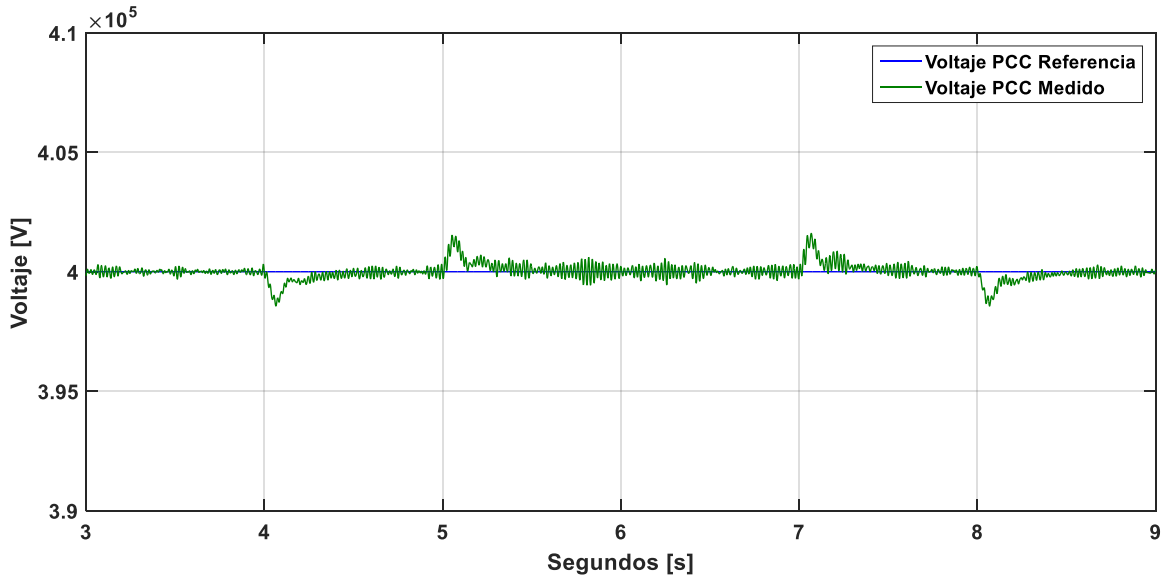


Fig.3.5. Voltaje PCC – Control Voltaje Constante.

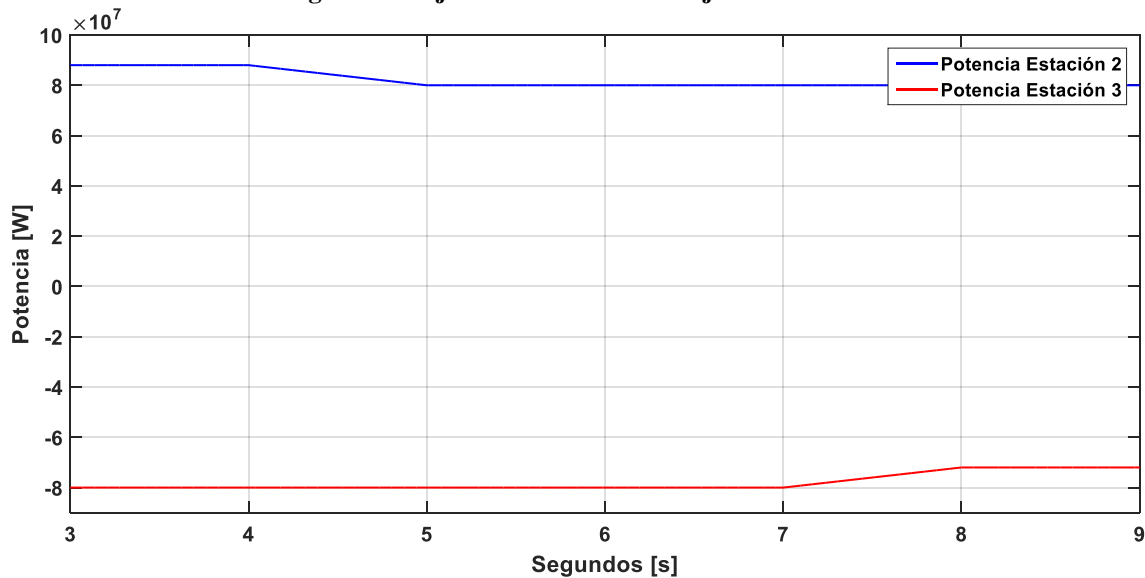


Fig.3.6. Potencia Estaciones 2 y 3 – Control Voltaje Constante.

En este contexto, en la Fig.3.5, se puede apreciar cómo el voltaje en el PCC alcanza valores máximos y mínimos dentro del rango seguro de operación previamente establecido. Todo esto ante variaciones en los niveles de potencia en que las estaciones 2 y 3 operan. Lo anterior permite corroborar el correcto control sobre el punto PCC y permite ejemplificar el comportamiento de este tipo de redes ante un determinado esquema de control.

La Fig.3.7 corresponde a una red MTDC de 3 terminales donde las estaciones 2 y 3 corresponden a aquellas encargadas de la generación de potencia hacia el lado DC. La interconexión entre las estaciones HVDC es representada mediante líneas de transmisión, lo cual permite obtener, a la salida del sistema DC de cada una de las estaciones, un voltaje DC diferente para cada una de ellas, identificados como VDC1, VDC2 y VDC3 en la Fig.3.7, debido a las pérdidas de transmisión que dichas líneas ocasionan.

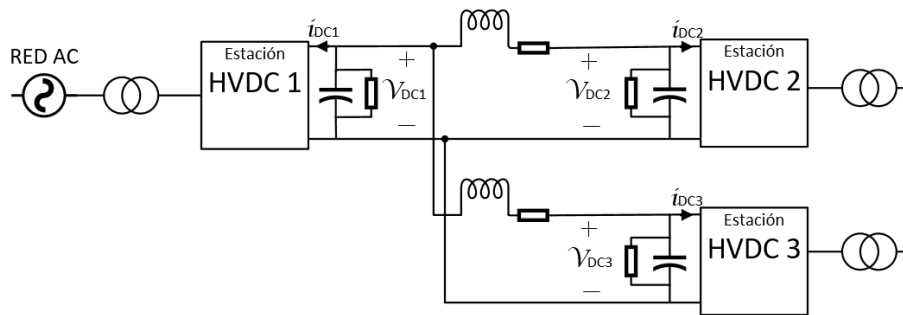


Fig.3.7. Red Multiterminal compuesta por 3 estaciones HVDC en paralelo – Caso de estudio.

Para motivos de estudio, cada una de las estaciones HVDC presentadas en la Fig.3.7 posee un voltaje nominal de 400 kV y una corriente nominal de 250 A.

El objetivo principal de control para un sistema de este tipo es conseguir que las estaciones HVDC generadoras sean capaces de introducir al sistema, de manera coordinada, el flujo de potencia necesario con el objeto de satisfacer la demanda energética del sistema. A su vez, y como se ha mencionado anteriormente, es importante también lograr mantener los niveles de operación en un rango seguro, por lo que éste aspecto también debe ser tomado en cuenta a la hora de definir los parámetros que rigen el comportamiento de los esquemas de control.

Es necesario diseñar un sistema de control encargado de mantener el flujo de potencia del sistema con el objeto de, primero, cumplir con los requerimientos de demanda, para, en simultáneo, mantener las características operativas de la red MTDC dentro de un rango seguro de operación.

El modelo del sistema HVDC utilizado en esta memoria corresponde al modelo presentado en la Fig.3.8. En dicha figura se puede apreciar que la corriente y el voltaje DC se encuentran en convención “fuente” y las corrientes y voltajes AC se encuentran en convención “carga”. Esto conlleva a definir una potencia DC como positiva si dicha potencia fluye desde el lado DC hacia el lado AC. Por el contrario, una potencia DC negativa corresponde a un flujo de potencia desde el lado AC hacia el lado DC.



Fig.3.8. Modelo Sistema HVDC – Convenciones de Corriente y Voltaje.

Capítulo 4

Control *Droop*

El concepto “*Droop Voltage*” o caída de voltaje corresponde a un concepto que se asocia a la pérdida en los niveles de tensión de algún dispositivo. En base a este fenómeno se propone un esquema de control, el cual se basa en establecer la relación existente entre las variables de interés, por ejemplo la potencia activa, la frecuencia y el voltaje, para luego asociar una constante representativa a dicha relación y así representar la influencia que existe entre las señales a evaluar.

Este esquema de control es ampliamente utilizado, por ejemplo, en sistemas basados en generadores rotatorios, los cuales poseen características operativas que permiten relacionar, de manera directa, la frecuencia y la potencia activa. En dichos sistemas, al regular la potencia activa y reactiva que fluye a través de un sistema de potencia, es posible determinar la amplitud del voltaje y la frecuencia del mismo. Esta observación conduce a las ecuaciones comunes de control *Droop* [11].

$$f = f_0 - k_p(P - P_0) \quad (24)$$

$$V = V_0 - k_q(Q - Q_0) \quad (25)$$

Donde f_0 y f corresponden a la frecuencia de referencia y a la frecuencia del sistema, respectivamente, k_p corresponde a la pendiente de la curva presentada en la Fig.4 (a), P_0 y P corresponden a la potencia activa de referencia y a la potencia del sistema, respectivamente, V_0 y V corresponden al voltaje de referencia y al voltaje en el punto de medición, respectivamente, k_q corresponde a la pendiente de la curva presentada en la Fig.4 (b) y Q_0 y Q corresponden a la potencia reactiva de referencia y la potencia reactiva del sistema, respectivamente.

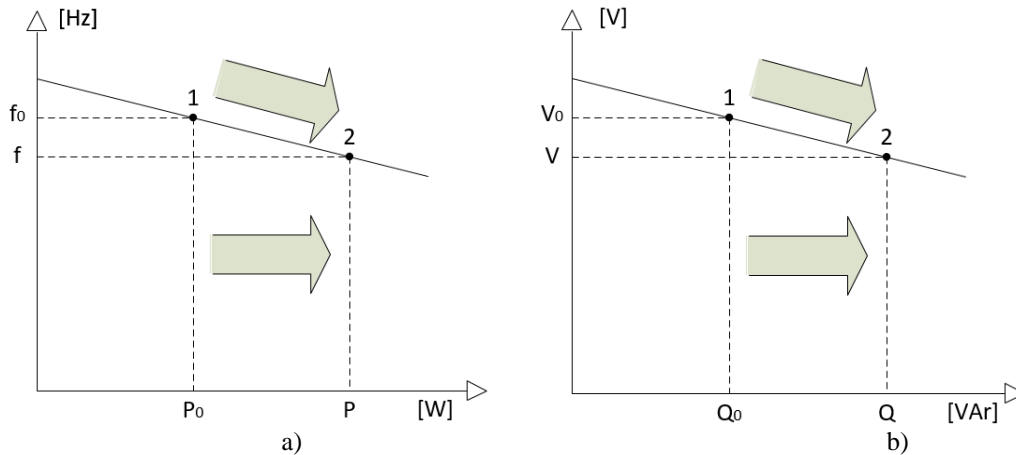


Fig. 4. Característica *Droop*. a) de frecuencia. b) de voltaje.

La característica *Droop* de frecuencia, presentada en la Fig.4 (a), puede ser interpretada de la siguiente manera: cuando la frecuencia disminuye desde f_0 hasta f , es reflejo de que la potencia del generador ha aumentado desde P_0 hasta P , modificando el punto de operación de 1 a 2. En otras palabras, una caída de frecuencia indica un incremento en la carga y, por consiguiente, un requerimiento de mayor potencia activa, por ejemplo, varias unidades generadoras conectadas en paralelo pueden hacer frente a una caída en frecuencia incrementando sus potencias activas simultáneamente, operación conocida como en paralelo o de carga compartida. Un aumento en la potencia activa contrarrestará la reducción en potencia y las unidades se estabilizarán en valores de potencia y frecuencia acordes a la curva característica *Droop*.

Para el caso DC, y en particular para un sistema MTDC, el voltaje no representa una medida global del sistema total, por lo que no es posible, controlando sólo una de las variables presentes en él, afectar, de manera controlada, a la totalidad de dicho sistema. La solución consiste entonces en primero definir cuál o cuáles de las estaciones se encargan del control sobre la potencia que fluye a través del sistema y cuál o cuáles lo harán sobre el voltaje, para luego definir la relación existente entre potencia y voltaje, o en su defecto entre corriente y voltaje, para cada una de las estaciones HVDC presentes en el sistema multiterminal. La imagen presentada en la Fig. 4.1 representa la característica que se busca obtener para cada una de las estaciones HVDC.

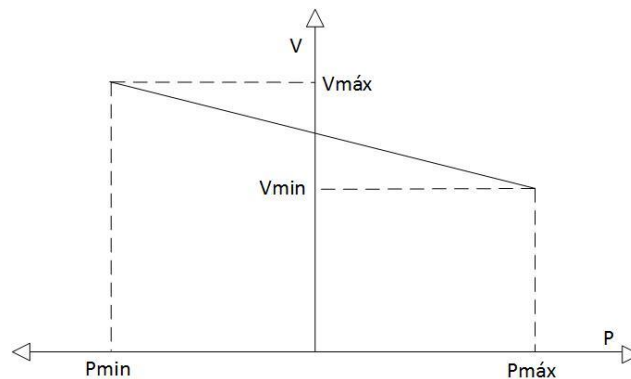


Fig. 4.1. Característica *Droop* de Voltaje estación HVDC.

Por ejemplo, para el caso en que el sistema a analizar se componga de n -estaciones, una opción es definir que son l -estaciones las que consumen potencia (control de potencia) y $(n-l)$ -estaciones las que entregan dicha potencia al sistema (control de voltaje). Se establece de manera arbitraria que porcentaje de la potencia requerida por el sistema es entregada por cada una de las $(n-l)$ -estaciones. En la práctica resulta necesario, experimentalmente, verificar los valores nominales de las estaciones para luego implementar las estrategias de control que se especifican. Una de las características operativas deseables en una estación HVDC es que mantenga, ante los distintos requerimientos de potencia, sus niveles de voltaje dentro de un rango de operación adecuado y seguro ($\pm 10\%$ de su valor nominal). Esto conlleva directamente a la obtención de la pendiente de la curva característica presentada en la Fig.4.1. Dicha relación se obtiene de la siguiente manera:

$$\Delta P = K_{Droop} \Delta V \quad (26)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{V_{\max} - V_{\min}} = K_{Droop} \quad (27)$$

Donde, en la ecuación (27), en el numerador y denominador se definen los niveles máximos y mínimos de potencia operativos de la estación HVDC y los niveles de voltaje en los cuales se desea que el sistema realice su funcionamiento, respectivamente.

Recordar que una estación HVDC, dependiendo de los requerimientos del sistema, puede generar o consumir potencia. Para el caso de estudio de la presente memoria, Fig.3.4, se han definido las estaciones HVDC 2 y 3 cómo las estaciones generadoras. Esto conlleva a definir un esquema de control coordinado para cada una de esas dos estaciones basado en que porcentaje de la potencia total demandada es generada por cada una de las estaciones.

El segundo paso corresponde a definir las curvas que rigen el comportamiento de las estaciones generadoras, es decir, definir la pendiente que rige la relación entre potencia y voltaje y así establecer niveles máximos de operación, tanto para el voltaje como para la potencia. Una vez hecho esto, es posible caracterizar el comportamiento de una determinada estación HVDC con una curva similar a la presentada en la Fig.4.1. Para el caso de estudio presentado en esta memoria, se han definido los parámetros presentados en la Tabla 2.

Recordar lo mencionado al término del capítulo 3. Definir una potencia DC como positiva involucra un flujo de potencia desde el lado DC hacia el lado AC. Por el contrario una potencia DC negativa corresponde a un flujo de potencia desde el lado AC hacia el lado DC. Es decir, en concordancia con lo especificado en la Tabla 2, las estaciones HVDC 2 y 3 están entregando potencia al sistema DC.

Observando la Tabla 2 se aprecia también que la potencia entregada por la estación 2 corresponde a dos tercios de la potencia demandada por la estación 1. A su vez, la estación 3 entrega el restante un tercio de dicha potencia. Estos valores de referencia fueron escogidos de manera arbitraria, tal como se menciona en párrafos anteriores.

Parámetro	Valor
Voltaje DC nominal HVDC 1	400 kV
Potencia nominal HVDC 1	300 MW
Resistencia cable DC	1 Ω
Inductancia cable DC	3 mH
Voltaje DC nominal HVDC 2	400 kV
Potencia nominal HVDC 2	-200 MW
Resistencia cable DC	1 Ω
Inductancia cable DC	3 mH
Voltaje DC nominal HVDC 3	400 kV
Potencia nominal HVDC 3	-100 MW
Resistencia cable DC	1 Ω
Inductancia cable DC	3 mH
Voltaje AC línea-línea sistema 1	380 kV
Frecuencia sistema 1	50 Hz
Inductancia AC sistema 1	2 mH
Resistencia AC sistema 1	0.2 Ω
Voltaje AC línea-línea sistema 2	145 kV
Frecuencia sistema 2	60 Hz
Inductancia AC sistema 2	2 mH
Resistencia AC sistema 2	0.2 Ω
Voltaje AC línea-línea sistema 3	145 V
Frecuencia sistema 3	60 Hz
Inductancia AC sistema 3	2 mH
Resistencia AC sistema 3	0.2 Ω

Tabla 2. Parámetros sistema MTDC – Control *Droop*.

Es necesario, con los datos presentados en la Tabla 2, identificar los rangos de potencia y voltaje en los cuales se desea que cada una de las estaciones HVDC opere para así, y con el uso de la ecuación (27) obtener la constante *Droop* para cada una de las estaciones regidas por este esquema de control.

Como se menciona con anterioridad, lo ideal es que el sistema opere, en términos de voltaje, dentro de un rango del $\pm 10\%$ de su valor nominal. En la Tabla 1 se ha especificado que el valor nominal de voltaje sobre el cual se busca que todas las estaciones operen es de 400 kV. Esto conlleva a identificar los valores máximos y mínimos de voltaje como 440 kV y 360 kV, respectivamente.

Una vez hecho esto, es necesario definir los niveles máximos de potencia a los cuales el sistema opera. Por ejemplo, es necesario que el sistema, ante alguna falla en alguna de las estaciones HVDC pueda ser capaz de suplir con las necesidades de demanda de la red. Por esto se define, para el caso de la estación HVDC 2, que para un voltaje máximo de 440 kV y un voltaje mínimo de 360 kV, se tenga una potencia de -300 MW y 300 MW, respectivamente. Utilizando la ecuación (27), se obtiene para el caso de la estación HVDC 2 la siguiente constante *Droop*

$$\frac{\Delta P}{\Delta V} = \frac{-300 \text{ MW} - 300 \text{ MW}}{440 \text{ kV} - 360 \text{ kV}} = -7500 \quad (28)$$

Para el cálculo de la constante *Droop* correspondiente a la estación HVDC 3, una alternativa directa y cuyo enfoque está en mantener una relación con el resultado presentado en (28), se presenta a continuación.

Se define y presenta en la Tabla 2 que, para la estación 2 y para un voltaje nominal de 400 kV el sistema opera con una potencia nominal -200 MW. A su vez, para el caso de la estación 3, para el mismo voltaje nominal el sistema opera con una potencia nominal de -100 MW, es decir, un medio de la potencia de la estación generada por la estación 2. En la ecuación (28) se obtuvo una constante *Droop* de -7500 para la estación HVDC 2. Es decir, es coherente asumir la siguiente relación entre la tríada voltaje, potencia y constante *Droop*:

$$\begin{aligned} \text{HVDC 2: } 400\text{KV} &\rightarrow \frac{\text{Pot.2}}{K_{Droop\ 2}} & (29) \\ \text{HVDC 3: } 400\text{KV} &\rightarrow \frac{\text{Pot.3}}{K_{Droop\ 3}} = \frac{\text{Pot.2}}{K_{Droop\ 2}} \rightarrow \frac{\text{Pot.3} * K_{Droop\ 2}}{\text{Pot.2}} = \frac{1 * -7500}{2} = -3500 & (30) \end{aligned}$$

Lo presentado en la ecuación (30) tiene por objeto asegurar un punto de operación nominal para las estaciones 2 y 3, es decir, asegurar que para sus niveles de potencia nominal, ambas operen en un nivel de voltaje de 400 kV.

Dichas ecuaciones se pueden resumir de la siguiente manera. La relación existente entre la potencia del sistema, su voltaje y la constante *Droop* permite que exista, a su vez, una relación entre las estaciones presentes en el sistema MTDC solamente variando la constante *Droop*, constante que es representativa de la relación entre las estaciones HVDC presentes en el sistema multiterminal.

Para el caso general, se pueden resumir los siguientes pasos, en el caso de contar con *n*-estaciones:

- 1) Se definen las estaciones a las cuales se les aplicará la estrategia de control *Droop*.
- 2) Definir los parámetros nominales de operación para cada una de las estaciones.

- 3) Una vez realizado el paso 2), definir los rangos máximos de operación, tanto de voltaje como de potencia, en los cuales se desea opere una de las estaciones generadoras.
- 4) Obtener, mediante la ecuación (28), la constante *Droop* para la estación HVDC definida en el paso 3).
- 5) Con la ayuda de las definiciones realizadas en el paso 1), definir las potencias nominales de las restantes estaciones generadores en base a la potencia nominal de estación generadora definida en el paso 2).
- 6) Finalmente, asociar la relación entre las potencias de cada una de las estaciones generadoras, obtenida en el paso 5), a la constante *Droop* calculada en el paso 4), tal como se presenta en las ecuaciones (29) y (30).

4.1 Control *Droop* Generalizado

Lo presentado en la Fig.4.1 permite definir la ecuación (31), la cual corresponde la ecuación generalizada de un esquema de control *Droop*. Dada dicha ecuación se pueden obtener 3 modos de operación basados en la definición de las constantes alfa, beta y gamma [10][12].

$$\alpha V_{DC} + \beta P + \gamma = 0 \quad (31)$$

A. Modo Voltaje Fijo

Si en la ecuación (31), alfa y gamma son distintos de cero y beta es igual a cero, es posible definir una curva cuyo valor de voltaje sea independiente de la potencia del sistema, es decir, mantener un nivel de voltaje fijo, tal como se presenta en la Fig.4.2.

B. Modo Potencia Fija

Si en la ecuación (31), alfa es igual a cero, gamma y beta son distintos de cero, es posible definir una curva cuyo valor de potencia sea independiente del voltaje al cual se encuentre operando el sistema del sistema, es decir, mantener un nivel de potencia fijo, tal como se presenta en la Fig.4.3.

C. Modo Voltaje *Droop*

Si en la ecuación (31), alfa, gamma y beta son distintos de cero se obtiene el sistema de control *Droop* tal como ha sido desarrollado en este capítulo y es presentado en la Fig.4.1.

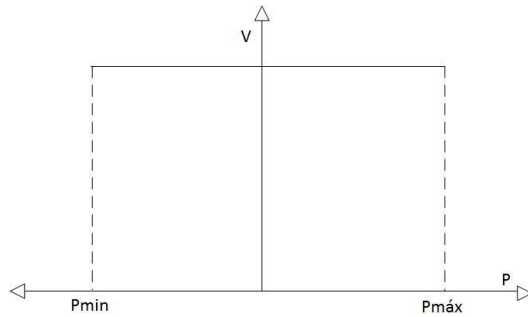


Fig. 4.2. Control *Droop* – Voltaje Fijo.

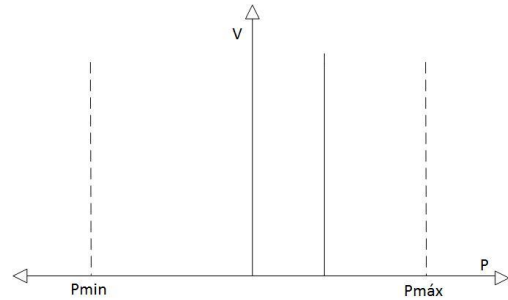


Fig. 4.3. Control *Droop* – Potencia Fija.

El esquema de control generalizado, como su nombre lo indica, presenta una visión más global de los modos de operación que se pueden obtener mediante un adecuado manejo de la curva que relaciona la potencia y el voltaje de una determinada estación.

El esquema de control desarrollado en este proyecto de memoria corresponde al segundo modo de operación presentado en esta sección, es decir, corresponde a un modo específico de operación de la estrategia de control *Droop* generalizado.

4.2 Resultados Control *Droop* sobre una red MTDC

A modo de contextualizar, esta sección presenta los resultados obtenidos durante el estudio de una red MTDC configurada en forma de anillo, compuesta por 3 estaciones HVDC, tal como se presenta en la Fig.3.5. Para controlar el correcto flujo de potencia y una operación del sistema en un rango seguro, se implementa un esquema de control *Droop*, tal y como se desarrolla durante el presente capítulo. Los parámetros de cada uno de las estaciones del sistema objeto del estudio son aquellos presentados en la Tabla 2.

Los resultados obtenidos corresponden a simulaciones del sistema MTDC mediante el uso de la herramienta Simulink de Matlab. Dichos resultados corresponden a la respuesta del sistema ante, por ejemplo, variaciones en sus niveles de operación, cambios repentinos en el valor de la constante *Droop* de alguna de las estaciones, entre otras.

El esquema de red MTDC implementado en Simulink se presenta en la Fig.4.4. A diferencia de lo presentado en la Fig.3.3, donde para llevar a cabo las operaciones de control se utilizan referencias de corriente para las estaciones HVDC 2 y 3, en el esquema presentado en la Fig.4.4 se utilizan referencias de potencia para las estaciones HVDC 2 y 3.

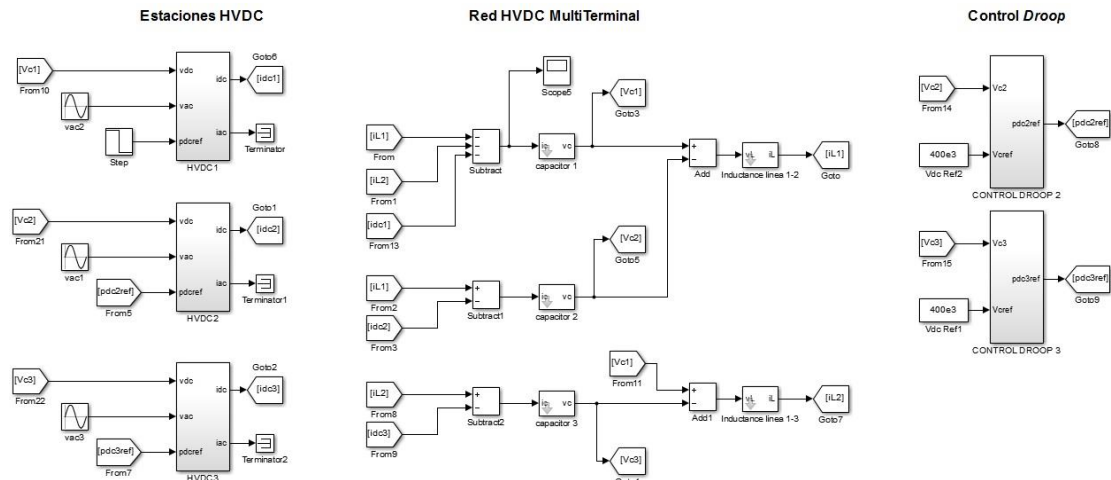


Fig.4.4. Red MTDC compuesta de 3 estaciones HVDC.

La Fig.4.4 corresponde a la implementación en Simulink del caso de estudio presentado en la Fig.3.6. El detalle de los bloques Control *Droop*, en Simulink, se presenta en la Fig. 4.5. A su vez, en el lado izquierdo de la Fig.4.4, se pueden apreciar las 3 estaciones HVDC, donde la primera de ellas corresponde a la estación demandante de energía. Esto queda de manifiesto en que su entrada de potencia referencial corresponde a una constante, la cual se ha identificado como un escalón para, durante la simulación, apreciar que ocurre ante posibles cambios en la demanda, a diferencia de lo que ocurre con las entradas de potencia de las estaciones 2 y 3, donde estas corresponden a valores de potencia obtenidos de los bloques controladores *Droop*.

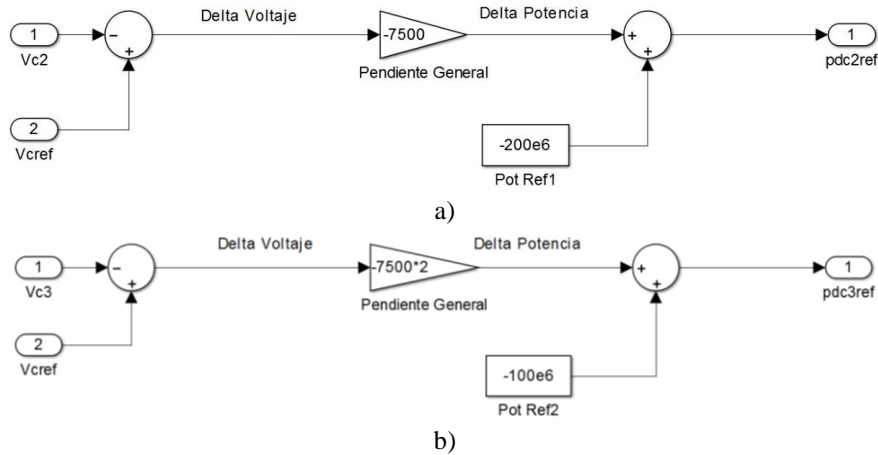


Fig.4.5. Control *Droop* Simulink. Estacion 2 a). Estación 3 b).

Cada línea de transmisión ha sido modelada mediante una inductancia, tal como se aprecia en las Fig.3.5 y Fig.4.4. La inductancia de línea entre las estaciones 1 y 2 corresponde a 0,5 [mH] con un equivalente a pérdidas resistivas de 0,5 [Ω]. La inductancia entre las estaciones 2 y 3 corresponde a 0,75 [mH] con un equivalente a pérdidas resistivas de 0,75 [Ω].

A. Potencia nominal demandada por HVDC 1

En este caso, la estación 1 ha sido configurada de manera de que ésta demande los 300 MW especificados en la Tabla 2. De esta forma es de esperar que la estrategia de control *Droop* consiga referenciar las potencias entregadas por las estaciones 2 y 3 a valores de -200 MW y 100 MW, respectivamente.

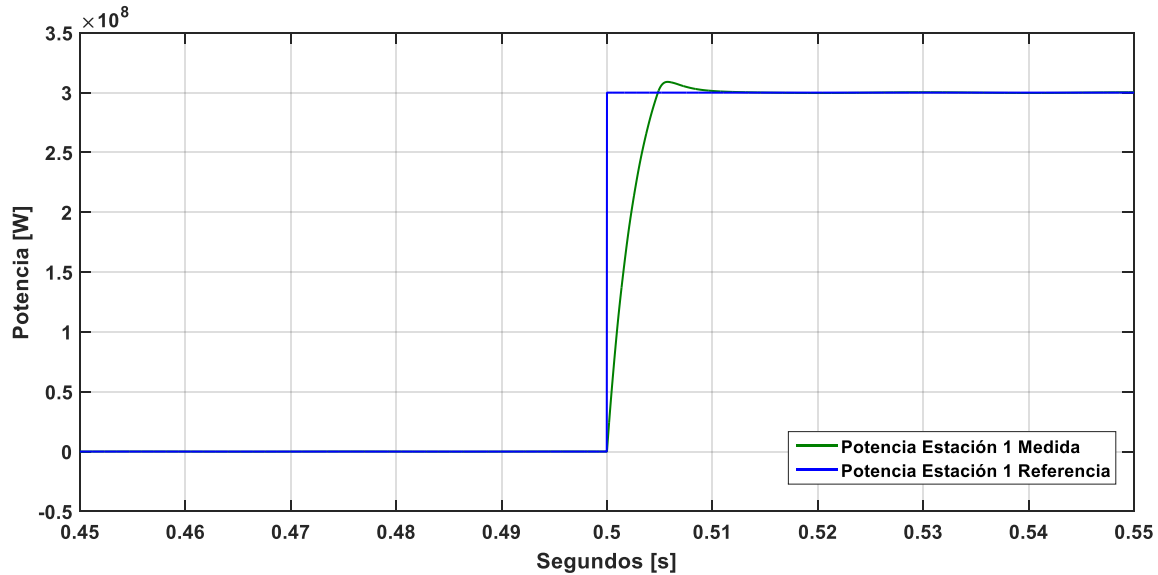


Fig.4.6. Potencia Estación HVDC 1 – Control *Droop* Caso A.

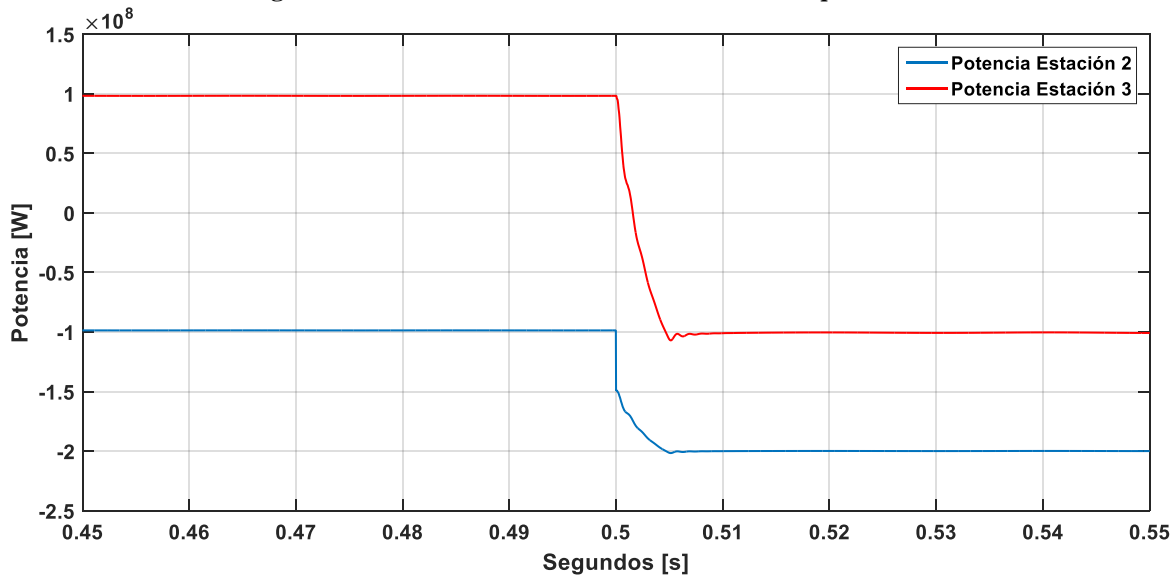


Fig.4.7. Potencia Estaciones HVDC 2 y 3 – Control *Droop* Caso A.

En las figuras 4.6 y 4.7 es posible apreciar claramente el correcto seguimiento a referencia de 300 MW de demanda por la estación 1 y las respectivas potencias entregadas al sistema por parte de las estaciones 2 y 3, respectivamente. Ambas estaciones, 2 y 3, operan a los valores de potencia nominales especificados. Se aprecia a su vez la rápida respuesta del sistema, teniendo una dinámica muy rápida, asentando el sistema a sus valores referenciales en menos de 10 [ms].

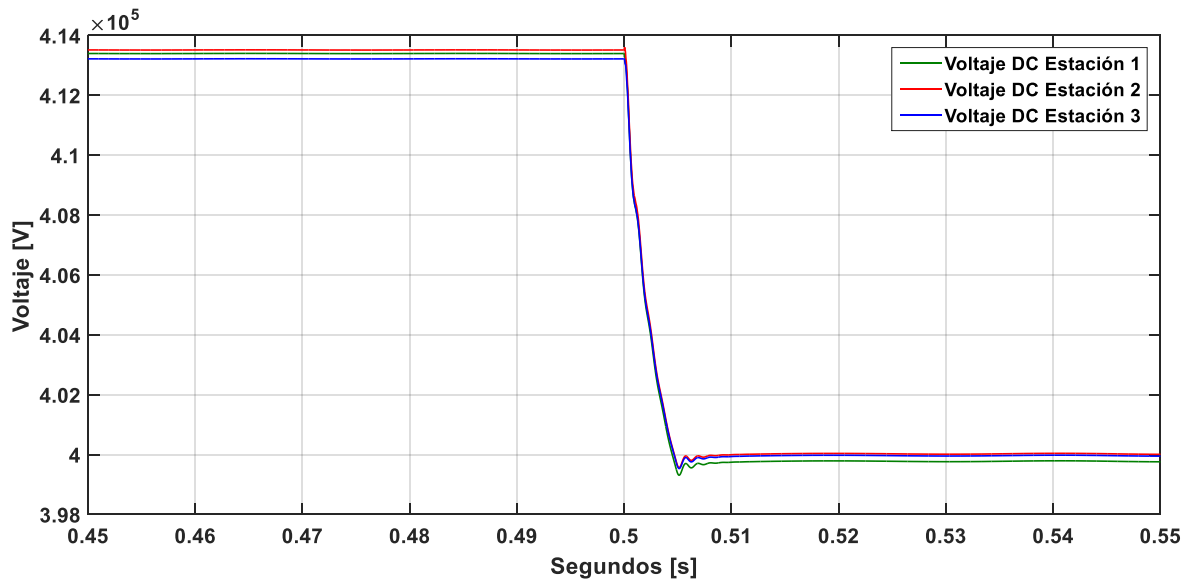


Fig.4.8. Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control *Droop* Caso A.

Claramente, en la Fig.4.8, se puede apreciar que los niveles de voltaje nunca superan los niveles seguros de operación previamente definidos. A su vez se observa que todos ellos se mantienen en un valor cercano al nominal, es decir 400 kV. Estos valores son cercanos y no iguales debido a las pérdidas propias de las líneas de transmisión modeladas.

B. Caída en la potencia demandada por HVDC 1

En este caso, la estación 1 reduce su demanda de voltaje a un valor de 150 MW. El objetivo es corroborar que la demanda efectivamente está siendo recibida por dicha estación, que las estaciones generadoras entregan la potencia esperada al sistema y que los niveles de operación de voltaje se mantengan en el rango seguro especificado.

En la Fig.4.9 queda de manifiesto el correcto seguimiento a referencia, incluso ante una caída en los niveles demandados de potencia. Nuevamente la dinámica es muy rápida y permite, incluso, confundir las líneas de referencia y valor medido en la mayor parte del periodo de simulación.

La Fig.4.9.1 resulta aún más interesante. En dicha figura se puede apreciar que, antes de los 0.5 [s], instante donde ocurre la caída en la demanda de potencia, los niveles de potencia se mantienen en los valores nominales, tal como ocurría para el caso A.

Luego del instante 0.5 [s], la curva definida mediante el control *Droop* obliga, ante los nuevos requerimientos de potencia, ajustar sus niveles de potencia generados.

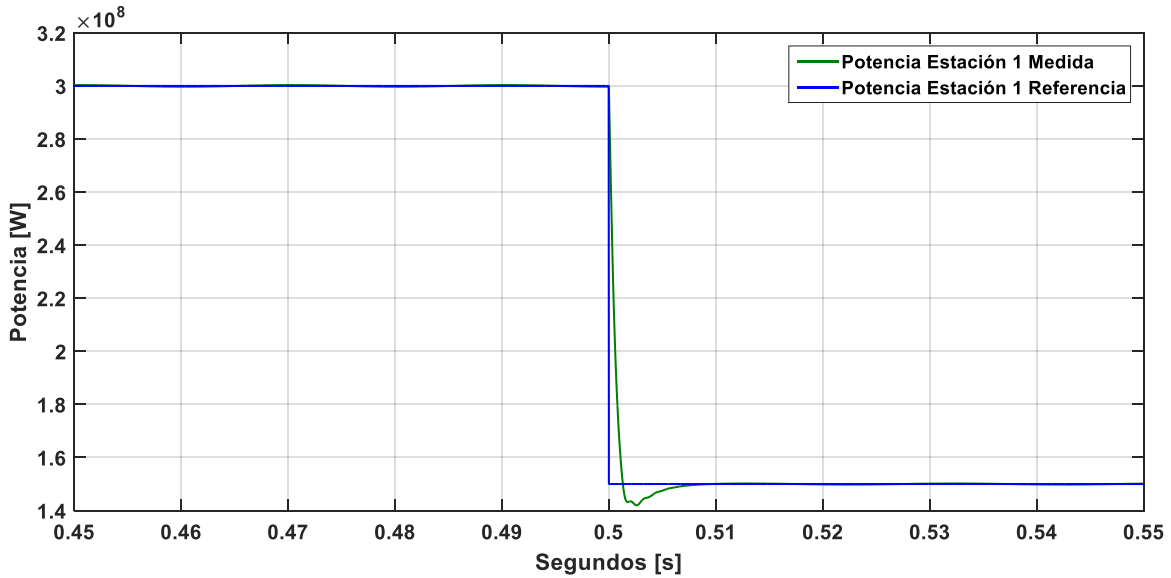


Fig.4.9. Potencia Estación HVDC 1 - Control *Droop* Caso B.

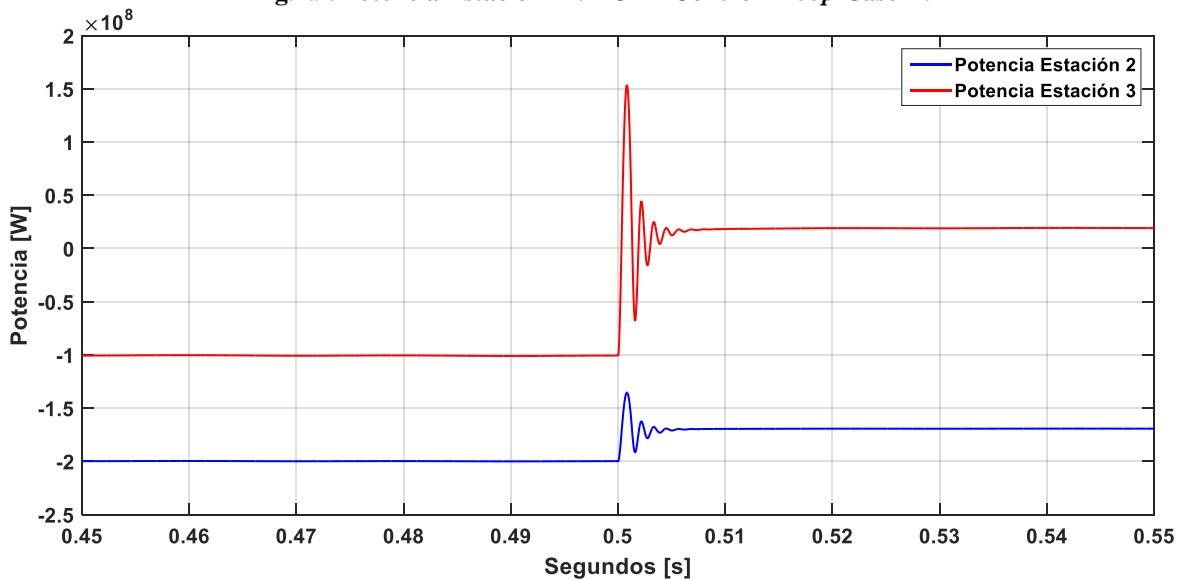


Fig.4.9.1. Potencia Estaciones HVDC 2 y 3 - Control *Droop* Caso B.

En la Fig.4.9.2 es posible corroborar que el sistema sigue respondiendo a los requerimientos de generación de potencia sin sobrepasar los niveles de voltaje considerados seguros. Primero que todo es importante notar que sólo en los instantes transitorios se producen ciertos sobrepasos en los niveles de voltaje que pudiesen resultar preocupantes. Aun así, estos sobrepasos no alcanzan más allá de un 3,25% del valor referencial. A su vez, los valores de voltaje, en el nuevo punto de operación se mantienen muy cercanos a 400 kV, lo que es de esperar debido a la definición de las pendientes y las pérdidas ocasionadas por las líneas de transmisión.

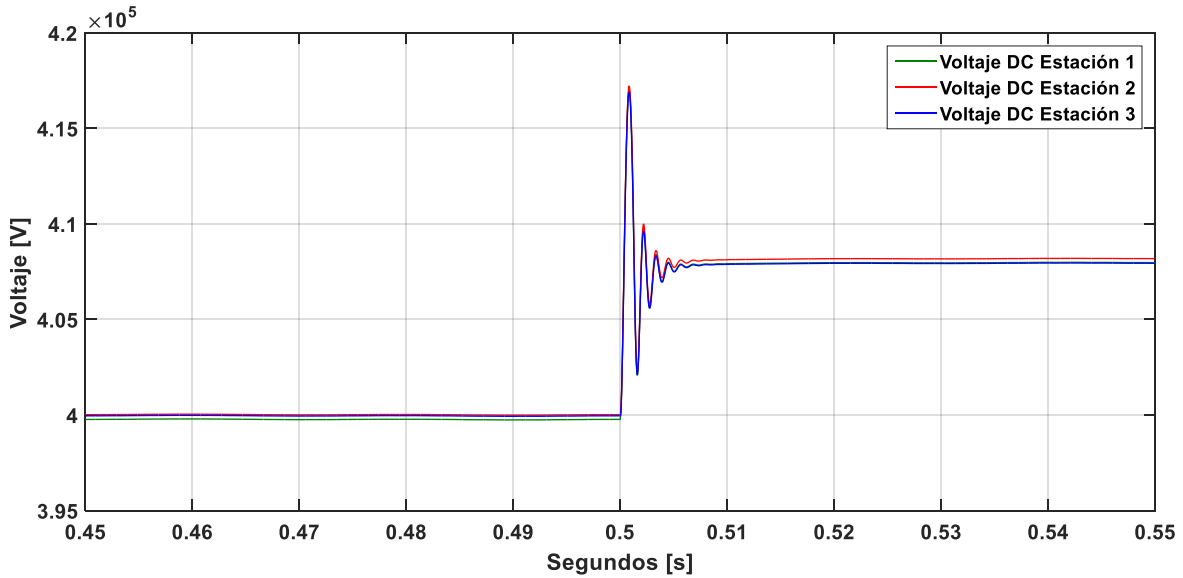


Fig.4.9.2. Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control Droop Caso B.

C. Transición entre potencia demandada y potencia generada por HVDC 1

En este caso se analiza el comportamiento del sistema ante una eventual generación de potencia por parte de la estación 1. Para esto se comienza con una potencia demandada por dicha estación igual a 300 MW, para luego entregar una potencia al sistema igual a 200 MW.

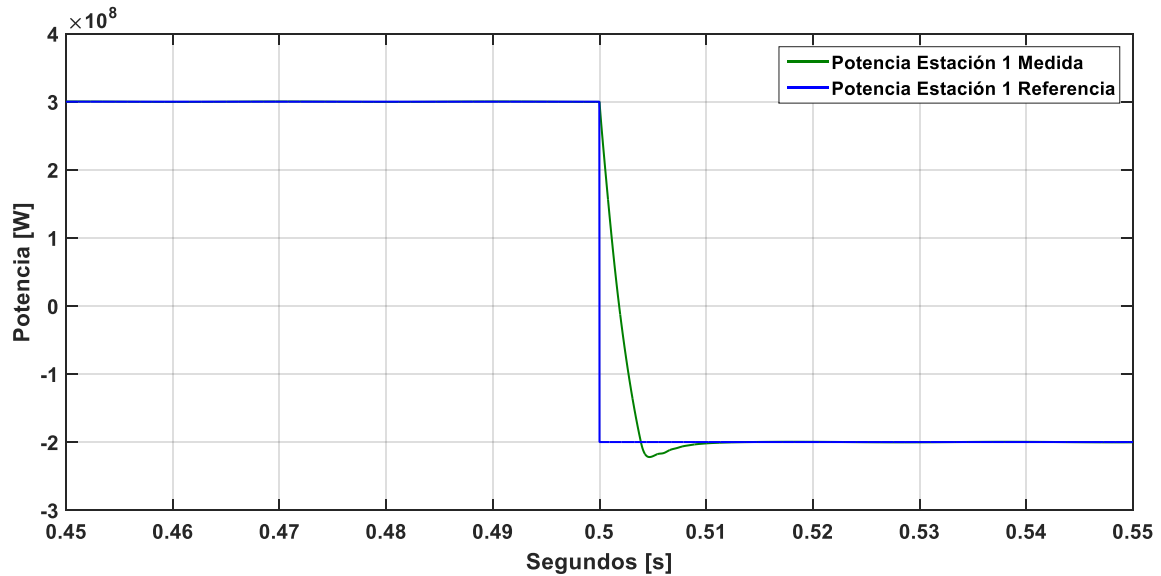


Fig.4.9.3. Potencia Estación HVDC 1 – Control Droop Caso C.

La Fig.4.9.3 deja de manifiesto el correcto control realizado sobre la potencia que fluye a través del sistema. Se aprecia, en la Fig.4.9.4 el ajuste realizado por las estaciones generadoras para lograr satisfacer la demanda energética.

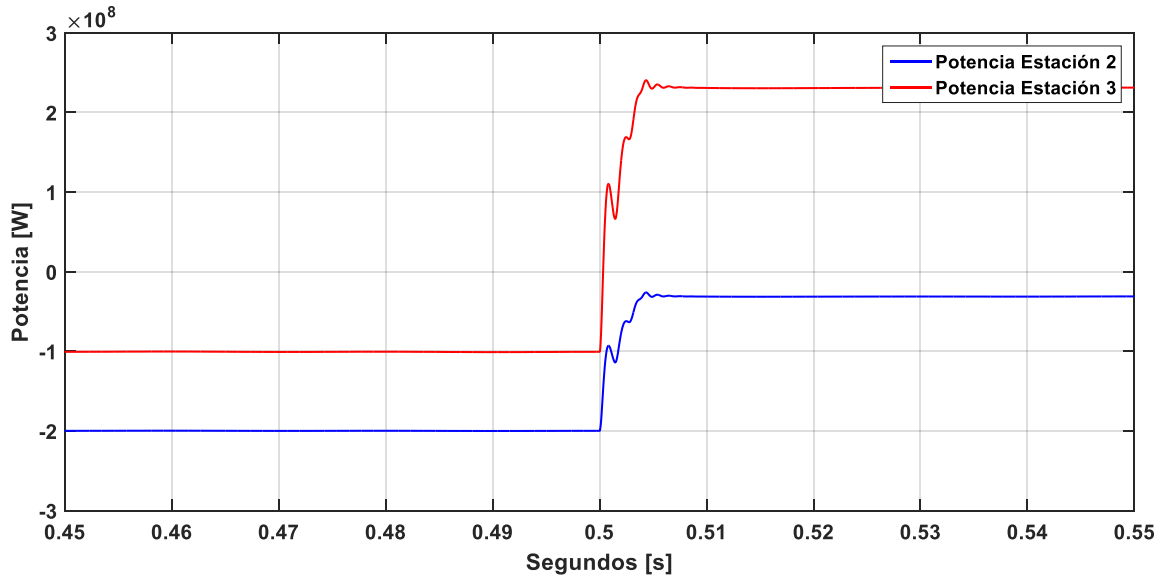


Fig.4.9.4. Potencia Estaciones HVDC 2 y 3 – Control *Droop* Caso C.

La figura 4.9.5 corresponde a los voltajes a la salida de cada uno de las estaciones HVDC presentes en el sistema. En dicha imagen se aprecia que el sistema se encuentra operando dentro de los niveles predefinidos como seguros para este sistema.

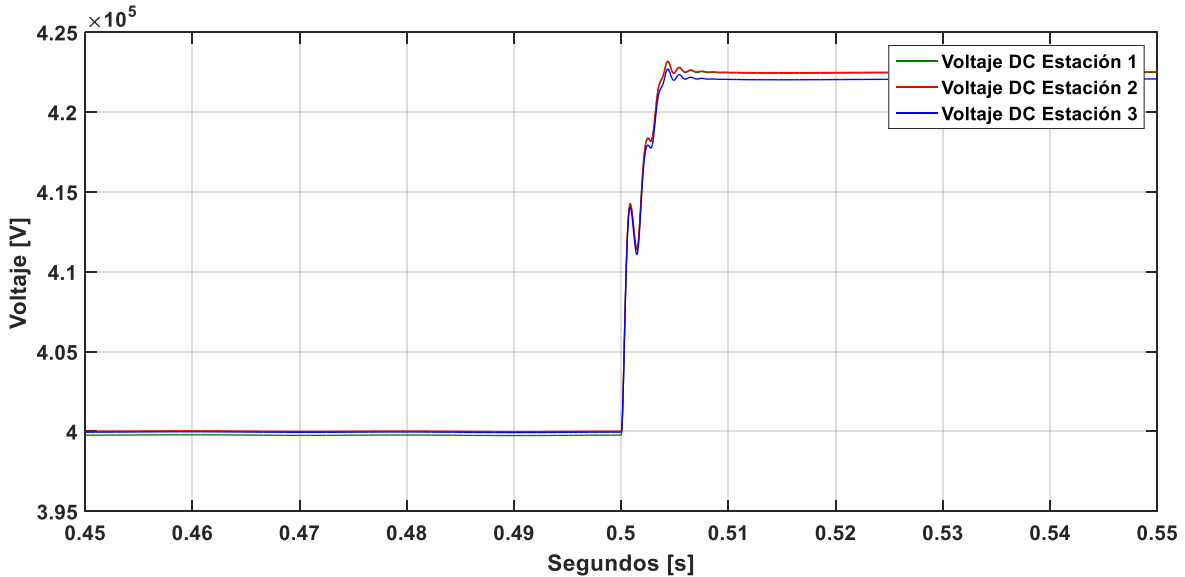


Fig.4.9.5. Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control *Droop* Caso C.

D. Cambio en la constante Droop de una de las estaciones generadoras

Este caso busca reflejar el impacto que tiene un eventual cambio en las características operativas de una las estaciones generadoras. Este cambio repercute directamente en un cambio en el valor de la pendiente *Droop* previamente calculado. En la simulación, se ha disminuido, en un tiempo igual a 0.5 [s], en un medio la pendiente que posee la estación generadora 2.

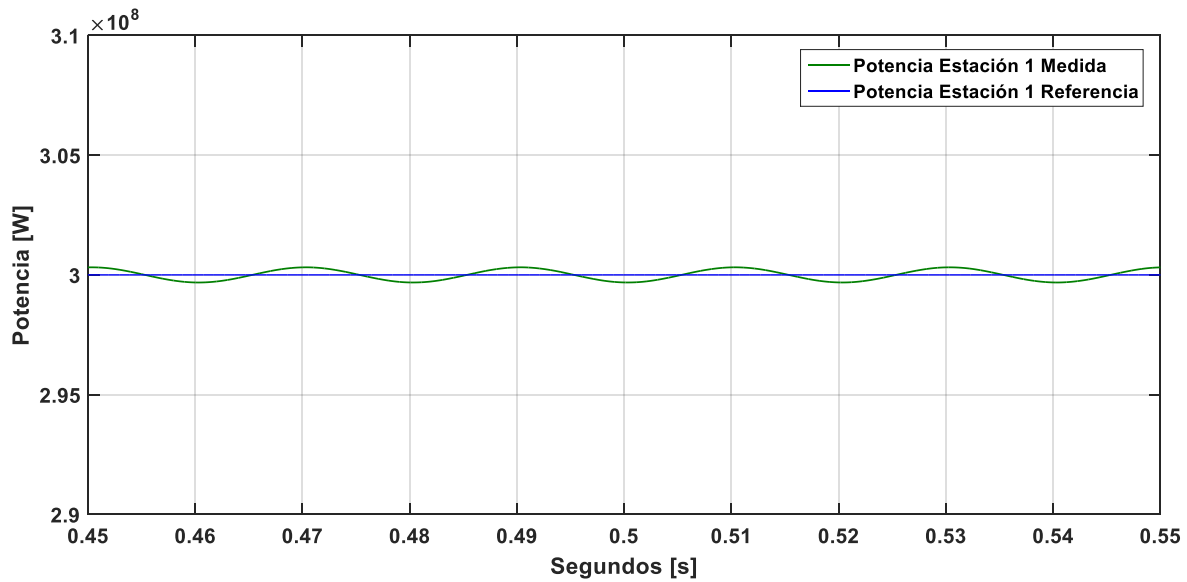


Fig.4.9.6. Potencia Estación HVDC 1 - Control *Droop* Caso D.

Este último caso presentado deja en evidencia la nula influencia del cambio en alguna de las pendientes de las estaciones generadoras sobre el flujo de potencia del sistema. Esto debido a que un nuevo cambio en la pendiente sólo define una nueva curva pero, como ha quedado de manifiesto en las imágenes anteriores, cada una de las estaciones generadoras se ajusta con el objeto de mantener el flujo de potencia de la red y no con el objeto de cumplir con alguna característica de operación propia de cada estación. A modo de corroborar lo mencionado, se presenta la Fig.4.9.7, donde se puede apreciar claramente que los voltajes de cada una de las estaciones no se ven afectados ante el cambio en la constante *Droop*.

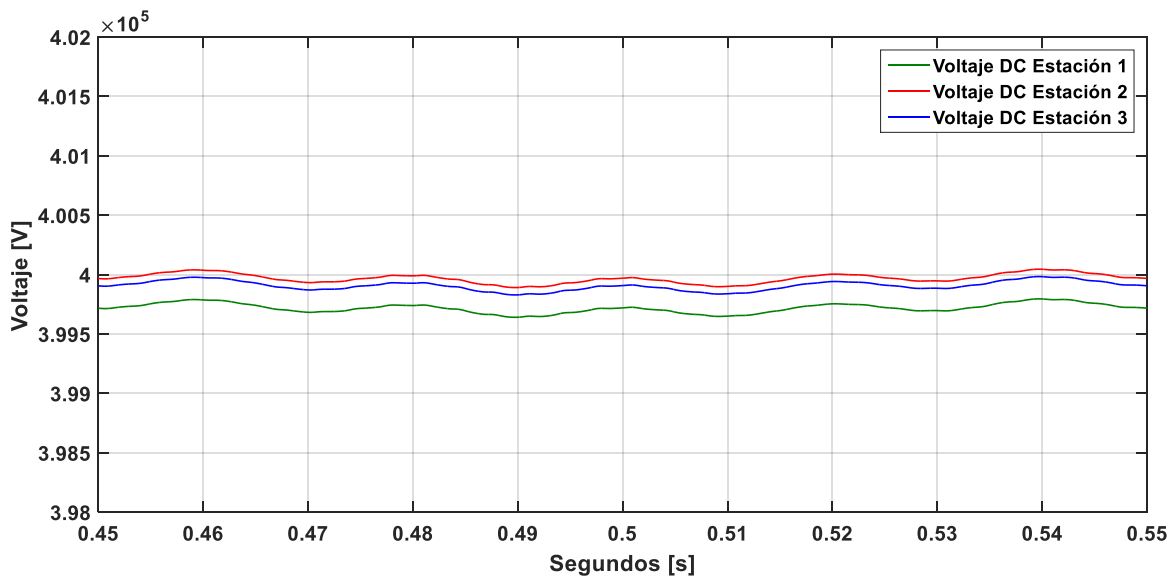


Fig.4.9.7. Voltaje DC Estaciones HVDC 1, 2 y 3 – Control *Droop* Caso D.

Capítulo 5

Conclusiones

Los resultados obtenidos y presentados en la Sección 4.2 permiten apreciar el claro cumplimiento de los objetivos específicos de este proyecto de memoria, es decir, un correcto control sobre el flujo de potencia a través de la red, manteniendo niveles de voltaje dentro de un rango seguro de operación.

Por ejemplo, en ninguno de los casos presentados en dicha sección se han superado los niveles de voltaje especificados como seguros. A su vez, la dinámica para cada una de las operaciones corresponde a una dinámica controlada y bastante rápida en relación a la dinámica de una red HVDC convencional, la cual generalmente posee periodos transitorios del orden de los segundos.

Se puede apreciar que este esquema de control mantiene permite mantener una interacción continua entre cada una de las estaciones, en otras palabras, se realiza una operación conjunta entre cada una de ellas. El control que realiza que cada una de las estaciones lleva a cabo se realiza en función de mantener las características operativas de la red en su totalidad, es decir, mantener un correcto flujo de potencia a través de la misma y no de mantener características operativas de alguna de las estaciones en particular.

Este esquema de control permite que la relación entre potencia activa y voltaje DC se ajuste en relación a la curva predefinida para cada una de las estaciones presentes en la red MTDC. Debido a que no existe un control en lazo cerrado, el punto de operación de cada una de las estaciones se traslada a través de dicha curva con total libertad con el objeto de compensar las necesidades de la red. Es por esto que se hace necesario un acabado estudio de las características operativas nominales de la red en la cual se pretende implementar este esquema de control, ya que un mal ajuste de los parámetros que rige la curva característica puede ocasionar niveles indeseados de operación por parte de alguna de las estaciones.

Uno de los aspectos a destacar, y que queda fuertemente de manifiesto durante el desarrollo de este estudio, tiene que ver con la simplicidad de la implementación de este esquema de control. Como se menciona durante el desarrollo de este documento, sólo es necesario conocer las características operativas de cada una de las estaciones, fijar niveles de operación seguros y de esta forma obtener las curvas características para cada una de las estaciones. Si bien en la práctica el conocer las características operativas de cada una de las estaciones puede resultar algo más complejo, el esquema de control en sí corresponde a un esquema sencillo y de una alta viabilidad.

Referencias Bibliográficas

- [1] <http://ecodie.cl/en-2016-el-mundo-insistira-en-mas-energia-renovable/>
- [2] <http://www.aprendeconenergia.cl/index.php/2015-11-26-19-29-57/transmitir-energia-electrica>
- [3] <http://faradayos.blogspot.cl/2013/12/caracteristicas-cables-conductores.html>
- [4] Gómez Francisco, Guamán Telmo, Quizhpi Mateo and San Martín Cristhian, “Transmisión en Corriente Directa”. Universidad Politécnica Salesiana Facultad de Ingenierías. 2016
- [5] “Transporte de Energía en Corriente Continua: HVDC”. Abril 2005. www.citcea.upc.edu
- [6] Elgueta, F. (2008). Control de Sistemas HVDC (tesis de pregrado). Universidad de Chile, Santiago, Chile.
- [7] <http://www.sectorelectricidad.com/9799/las-8-principales-desventajas-de-los-sistemas-de-transmision-hvdc/>
- [8] Amita and Ramavtar Jaswal, “Study of Fundamental Regulators for Control of HVDC Transmission System”. International Journal of Emerging Research in Management & Technology. Junio 2015.
- [9] A. S. Abdel-Khalik, A. M. Massoud, A. A. Elserougi and S. Ahmed, "Optimum Power Transmission-Based Droop Control Design for Multi-Terminal HVDC of Offshore Wind Farms," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 3401-3409, Aug. 2013.
- [10] K. Rouzbehi, A. Miranian, J. I. Candela, A. Luna and P. Rodriguez, "A Generalized Voltage Droop Strategy for Control of Multiterminal DC Grids," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 1, pp. 607-618, Jan.-Feb. 2015.
- [11] http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Droop_Control

- [12] K. Rouzbehi, A. Miranian, A. Luna and P. Rodriguez, "A generalized voltage Droop strategy for control of multi-terminal DC grids," 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Denver, CO, 2013, pp. 59-64.
- [13] E. Prieto-Araujo, F. D. Bianchi, A. Junyent-Ferre and O. Gomis-Bellmunt, "Methodology for Droop Control Dynamic Analysis of Multiterminal VSC-HVDC Grids for Offshore Wind Farms," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 4, pp. 2476-2485, Oct. 2011.
- [14] <http://solarpraxis.blogspot.cl/2012/02/efecto-skin-en-conductores.html>
- [15] <http://electrical-engineering-portal.com/advantages-of-hvdc-over-hvac-transmission>
- [16] https://en.wikipedia.org/wiki/Rio_Madeira_HVDC_system
- [17] High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange, H.P.Siemens. www.siemens.com
- [18] HVDC Cable Transmissions. ABB High Voltage cables AB. www.abb.com
- [19] Department of Energy Technology, Aalborg University, Denmark, “Modular Multi-Level Converter: Modeling, Simulation and Control in Steady State and Dynamic Conditions”. 2012.
- [20] R. Lizana, M. A. Perez, D. Arancibia, J. R. Espinoza and J. Rodriguez, "Decoupled Current Model and Control of Modular Multilevel Converters," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, no. 9, pp. 5382-5392, Sept. 2015.
- [21] R. B. Biggs, W. T. Jewell, “Summary of Multiterminal High-Voltage Direct Current Transmission Technology”. 1984.
- [22] M. Bucher, R. Wiget, G. Andersson, and C. Franck, “Multiterminal hvdc networks: What is the preferred topology?” Power Delivery, IEEE Transactions on, vol. 29, no. 1, pp. 406–413, Feb 2014.
- [23] <https://www.eng.ed.ac.uk/about/events/20150529-1300/ies-seminar-series-faheem-akhter-franz-hanser>
- [24] <http://ecmweb.com/archive/ask-experts-3>