



Universidad
Continental

5-5-2017

Asignatura: SEP2

HVDC

TENSION ALTA EN
CORRIENTE CONTINUA



Docente: ESPEJO MEDINA Celso

Alumnos: ARAUCO WONG Carlos
CERRON CIPRIANO David
QUISPE AGUILAR Williams
TORO MENDOZA Fernando
YAURI BORJA Katerin

INDICE

HVDC	0
INDICE.....	1
1. INTRODUCCIÓN	2
2. MARCO TEORICO	3
2.1Eficiencia y rapidez de HVDC.....	4
2.2VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL HVDC FRENTE AL HVAC	6
2.2.1VENTAJAS	6
2.2.2DESVENTAJAS	6
2.3COMPONENTES DE UN SISTEMA HVDC	7
2.4TIPOS DE HVDC.....	8
2.4.1MONOPOLAR.....	8
2.4.2BIPOLAR.....	9
2.5CONFIGURACION DE UN HVDC	9
2.5.1BACK TO BACK	9
2.5.2PUNTO A PUNTO	9
3. ANALISIS	9
3.1VIABILIDAD DE EXPORTACION DE ENERGIA A CHILE DESDE ITAIPU	10
3.2ALGUNOS SISTEMAS EN HVDC EN EL MUNDO	12
3.3INTERCONEXIONES COLOMBIA-PANAMA.....	13
3.4ANALISIS TECNICO-ECONOMICO.....	14
4. CONCLUSIONES	15
5. REFERENCIAS.....	16

1. INTRODUCCIÓN

El presente trabajo desarrollaremos el tema ALTA TENSION EN CORRIENTE CONTINUA "HVDC", este nuevo sistema de transmisión es muy conveniente y rentable para nuestra sociedad ya que por años la transmisión de líneas en alta tensión ha sido en corriente alterna y está a tenido muchos inconvenientes, pero a la vez se imponía por que se desarrollaba la fabricación de transformadores y motores de inducción estos eran indispensables en generación y distribución de energía.

Aunque a inicios de la transmisión de energía eléctrica y con la tecnología que se disponía, se crearon los primeros sistemas de transmisión en baja tensión utilizando corriente continua, los avances y ventajas que tenía el sistema en corriente alterna eran superiores a la continua.

La expansión de los Sistemas de Transmisión, la necesidad de transmitir energía a grandes distancias, conectar la energía producida mediante Energías Renovables No Convencionales, interconectar sistemas de distintas frecuencias de funcionamiento o, simplemente aislar un sistema de potencia de las perturbaciones producidas por otro más inestable, hicieron necesario buscar una alternativa a la tradicional transmisión en corriente alterna. Con los nuevos desarrollos hechos en torno a la corriente continua y en especial a la electrónica de potencia, surge la idea o más bien la necesidad de transmitir en Corriente Continua utilizando Alta Tensión (HVDC), ya que los nuevos requerimientos de consumo ya no estaban siendo satisfechos con la calidad de suministro necesaria. También, dados los desarrollos en torno a estas tecnologías, se obtuvieron mejores ventajas frente a la transmisión en corriente alterna a grandes distancias, ya que las pérdidas eran mucho menores.

Los inconvenientes que presenta HVAC son efectos ambientales que produce los campos electromagnéticos que produce este sistema en corriente alterna, otros son la instalación, transporte y cableado y distancias entre torres.

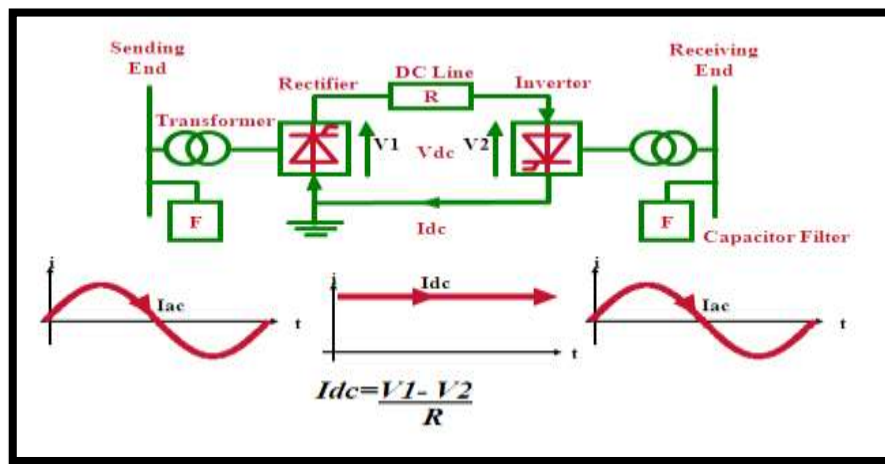
Por eso sean desarrollado investigaciones de diferentes métodos de trasladar energía, como el HVDC, aunque estas fueron estudiadas antes de las convencionales no fueron aplicadas porque en aquel momento eran costosas y no estaban suficientemente desarrolladas.

Esta tecnología de corriente continua se desarrolló a inicios del siglo xx, utilizando los convertidores puente con válvula con rectificador de vapores de mercurio; pero en los años 60 con la electrónica de potencia se comenzó a usar con convertidores puente con válvulas de tristores.

Este sistema es viable técnicamente de realizar el enlace con cada una de las tecnologías, además es independientemente de la distancia, lo que pasa contrariamente con el sistema HVAC que depende inversamente proporcional que al aumentar la distancia disminuye la capacidad de transmisión debido a sus efectos inductivos

Gracias a los avances de la electrónica de potencia, hoy en día los sistemas HVDC son realidad y existen más de 90 proyectos sumando los 70GW de potencia total instalada. Además sumando sus grandes ventajas ante los sistemas HVAC.

2. MARCO TEORICO



Para el 2011, la población mundial estimada alcanzará a los 11 billones de personas. Si a eso sumamos el crecimiento de la economía global, la primera conclusión es que la demanda por energía eléctrica en el planeta continuará aumentando. De ahí la necesidad de optar, nuevos sistemas de transmisión de energía más eficientes. En este escenario, puede el Sistema de Transmisión de Alto Voltaje en Corriente Continua, optimizar la transmisión de energía. Sobre su potencial impacto, características y ventajas con destacadas empresas del mundo eléctrico.

Mientras que en el año 2000 el mundo entero consumía cerca de 15.400 billones de kilowatts, las proyecciones actuales señalan que esta cifra subirá a 25.600 billones en el 2020. Este incremento de la demanda de curva al alza sostenida desde hace ya muchos años.

Las fuentes de energía raramente están cerca de los centros de consumo. La alta tensión en corriente continua (HVDC) es una tecnología excelente para transportar grandes cantidades de electricidad a cientos, o incluso miles de kilómetros, donde más se necesita, con pérdidas muy inferiores a las de las líneas equivalentes de corriente alterna (CA).

Una línea HVDC de 2.000 km a 800 kV tiene unas pérdidas de alrededor del 5% que se disipan en calor, mientras que la línea equivalente en CA perdería el doble, un 10%.

El transporte de electricidad en corriente continua (CC) a larga distancia también ocupa menos espacio: un enlace de CC de 2.000 km con una potencia de 6.000 megavatios (MW), necesita una sola línea, mientras que para el transporte equivalente en CA se requerirían tres líneas.

Los sistemas HVDC constituyen una de las aplicaciones tecnológicas de mayor relevancia en sistemas de transmisión de potencia. Desde los años '60, aproximadamente, se ha impuesto en el mundo como una alternativa altamente eficiente y de menor costo cuando se trata de grandes bloques de potencia. Hoy en día, como señala Marcelo Salinas, existen más de un centenar de sistemas de transmisión continua en el mundo, con una capacidad de transmisión sobre 55 GIGAWATTS, equivalente al 1,4% de la capacidad de planta instalada mundial.

Los primeros sistemas de transmisión eléctrica que se construyeron en el mundo estaban basados en corriente continua, como el caso del sistema "MIESBACH-MUNICH", 2 kV y 50 km, en 1882. Con los años, los sistemas de transmisión en corriente alterna se potenciaron con la invención del transformador en el año 1885, gracias al cual fue posible transmitir en tensiones más altas y con menores pérdidas.

Con la aparición de los motores de inducción y la corriente alterna trifásica, entre los años 1890 y 1895, se hizo mucho más económico el uso de esta tecnología, que continuó desarrollándose con la invención del diodo, el tubo de vacío y las válvulas de arco de mercurio, que hicieron posible la conversión de corriente alterna a continua.

Como señala Eduardo Andrade, Vicepresidente de Operaciones de TRANSELEC, el primer sistema comercial en continua se construyó en 1954 y unió la isla de Gotland con Suecia (100 kV, 20 MW), con un cable submarino de 98 km. "Luego, en 1967 se inició el uso de las válvulas de estado sólido (tiristores) en la transmisión HVDC y se aplicaron nuevamente en el enlace Gotland-Suecia. En 1968 se usaron tiristores en el proyecto CAHORA BASSA con la mayor tensión (533 kV), mayor potencia (1920 MW) y longitud (1420 km). Y en 2007, la capacidad instalada

HVDC en el mundo es de casi 80.000 MW". Sin duda, un gran récord, a juicio del ejecutivo.

Existen distintas aplicaciones para la transmisión HVDC. Una de ellas son las conexiones HVDC, BACK-TO-BACK, utilizadas para conectar sistemas que funcionan con distintos esquemas de regulación y diferentes frecuencias, y que abarcan potencias nominales entre 100 y 800 MEGAWATTS.

Otra aplicación son los sistemas de Transmisión de larga distancia HVDC, perfectos para distancias superiores a 600 kilómetros. Para grandes distancias, éstos representan menores costos y pérdidas. La tercera aplicación es la transmisión HVDC en cables submarinos, que en la actualidad permite unir distancias mayores a 600 kilómetros, con potencias hasta 1.000 MW.

2.1 Eficiencia y rapidez de HVDC

Durante más de un siglo, los sistemas de transmisión de energía eléctrica han estado basados en las líneas aéreas, conocidas como OHL, especialmente por sus bajos costos en relación a otros sistemas de transmisión. Sin embargo, de acuerdo a la opinión de Ramiro Virreira, Gerente Alta Tensión de ABB, dos factores están haciendo cambiar este paradigma: las limitaciones medioambientales están aumentando los costos y el tiempo de implementación de la transmisión aérea y el progreso tecnológico ha reducido notablemente los costos de la transmisión subterránea.

En detalle, el ejecutivo de ABB asegura que la línea HVDC transmite la electricidad sin pérdidas, "lo que se puede atribuir al mayor nivel medio de tensión en la red de CA y a los menores flujos de potencia reactiva. Por ejemplo, en una transmisión de 350 MW (utilización del 50%) las pérdidas del sistema HVDC son nulas y las de HVAC, del orden del 5%. Esto significa que, con una conexión HVDC, el operador dispone anualmente de un excedente de electricidad de 76.650 MWh que puede poner a la venta".

Asimismo, Virreira destaca que los sistemas HVDC no se sobrecargan y ofrecen otras ventajas gracias a su capacidad para controlar el flujo de potencia y la tensión. "HVDC puede ser muy eficaz para amortiguar las oscilaciones de la potencia y evitar o limpiar las posibles perturbaciones en cascada del sistema, especialmente cuando se conectan dos puntos en la misma red de CA, es decir, en paralelo con líneas de corriente alterna", asegura.

Como señala Andrade, una de las ventajas más importantes de los enlaces HVDC es la conexión entre redes asíncronas, entre sistemas nacionales/internacionales de distinta frecuencia. Asimismo, enfatiza que mejoran la estabilidad de red, ya que permiten modular la transferencia de potencia activa para mejorar la estabilidad dinámica del sistema.

Adicionalmente, afirma, con los sistemas de control de los filtros de reactivos y el ángulo de disparo de los tiristores es posible controlar la potencia reactiva consumida.

Según el ejecutivo de TRANSELEC, "desde el punto de vista medioambiental, las líneas HVDC se caracterizan por menor corredor o franja de servidumbre que una línea HVAC para el mismo nivel de potencia, con torres más simples y menor impacto visual. También por su menor efecto corona que en líneas HVAC y la disminución del costo para reducir tal efecto, junto con la factibilidad de conectar vía cable submarino a sistemas aislados en distancias mayores que con cables HVAC".

Para Salinas, es importante destacar que la transmisión HVDC ayuda a estabilizar los sistemas y restringir la existencia de blackouts. "Así fue en el blackout de Norteamérica hace dos años. La malla de Quebec permaneció intacta por las funciones de protección de la unión HVDC, mientras que otras ciudades como Ontario, la cual es conectada en forma sincrónica con USA, no logró escapar a este episodio".

Sin embargo, a pesar de sus ventajas y potencialidades, es importante dejar en claro que las subestaciones HVDC tienen un mayor costo de inversión que las subestaciones HVAC, debido principalmente a los costos de los equipos conversión AC/DC o DC/AC. "Una línea HVDC presenta menores costos de inversión que una línea HVAC debido a su menor número de conductores, estructuras más simples y menores pérdidas- a igual nivel de potencia transportada y para una distancia de transporte mayor a una distancia crítica", asegura Andrade.



2.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL HVDC FRENTE AL HVAC

2.2.1 VENTAJAS

	HVDC	HVAC
Interconexión de redes asíncronas	SI	NO
Transmisión eficiente de grandes potencias a largas distancias	SIEMPRE	NO
Transmisión por cable submarino (>80-100km)	SI	NO
Control de flujo de potencia activa	SIEMPRE	NO
Utilización de estructuras y líneas existentes	SIEMPRE	NO
Tiempo de ejecución reducido	SIEMPRE	NO
En caso de doble circuito, la potencia aumenta en un 300%	SIEMPRE	NO
Reducción de pérdidas, mayor estabilidad	SIEMPRE	NO
Los sistemas conectados pueden trabajar independientemente	SIEMPRE	NO
HVDC puede dar soporte a un sistema AC en caso de perturbaciones	SIEMPRE	NO
No hay riesgos de sobrecarga y desconexión	SIEMPRE	NO

2.2.2 DESVENTAJAS

	HVDC	HVAC
Estaciones de conversión para conectar a la red eléctrica AC son muy caras	SI	No es necesario
El diseño y la operación de múltiples terminales son muy complejo	SI	NO
Las subestación de conversión generan armónicos de corriente y tensión por ende se necesita instalar unidades de filtros de compensación	SI	NO



El proceso de conversión va acompañado de potencia reactiva se necesita filtros de compensación	SI	NO
Durante un cortocircuito en los sistemas de alimentación en AC cercanos a HVDC, se reflejan fallas	SI	SI
Los componentes de alta frecuencia que se encuentran en este sistema pueden causar interferencias en radio, en las líneas de comunicación	SI	NO
La conexión a tierra de esta línea implica una instalación muy compleja, ya que es necesario para evitar tensiones al paso	SI	NO

2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA HVDC



FILTROS C.A.:

Estos filtros tienen la función de reducir la perturbación armónica en la red de tensión alterna antes de la subestación de salida y después de la subestación de llegada. Los filtros de corriente alterna están formados por elementos pasivos (condensadores, bobinas, pararrayos) cuyas dimensiones y valores nominales se calibran en función de las características de la conexión.



Transformadores de conversión

Los transformadores de conversión cumplen las siguientes funciones:

- Alimentar los rectificadores con una terna de tensiones en corriente alterna con regulación de amplitud por el sistema de control de la subestación HVDC
- Asegurar la separación eléctrica de la red y los rectificadores (onduladores) para evitar que se inyecten corrientes continuas en la red.
- Reducir el ruido armónico engendrado por los convertidores (rectificadores y onduladores) hacia la red;
- Limitar la corriente de pérdida en los tiristores de los convertidores, en caso de cortocircuito

- ✚ CONVERTIDORES (RECTIFICADORES Y ONDULADORES):
Los convertidores son dispositivos de electrónica de potencia que permiten rectificar la tensión alterna, transformándola en tensión continua, u ondular una tensión continua, para transformarla en alterna. Los dispositivos electrónicos básicos que forman los convertidores modernos son los tiristores (válvulas mediante las cuales se puede permitir a voluntad el tránsito de corriente en un sentido y no en el otro)
- ✚ FILTROS D.C.: Los filtros del lado de corriente continua permiten reducir el ruido armónico en las líneas de corriente continua. A diferencia de los filtros de corriente alterna, los filtros de corriente continua no sólo están formados por componentes pasivos (condensadores, bobinas, resistencias), sino también por dispositivos de electrónica de potencia que inyectan en la línea un ruido armónico en oposición de fase con respecto al de los convertidores, reduciendo su amplitud.
- ✚ CABLES DE D.C.
 - Cables con aislante de aceite fluido
 - Cables con aislante sólido
 - Cables con aislante mixto papel-polipropileno
- ✚ ELECTRODOS:
Los electrodos son un componente habitual para las instalaciones de corriente continua y están presentes en al menos 24 instalaciones HVDC en el mundo y, por tanto en aproximadamente 48 subestaciones; los electrodos están presentes tanto en sistemas unipolares como en sistemas bipolares.

2.4 TIPOS DE HVDC

2.4.1 MONOPOLAR

Se utiliza un solo conductor para la transmisión de energía eléctrica.

El retorno se realiza mediante electrodos conectados a las estaciones de conversión que hacen la función de ánodo y cátodo.

Esta conexión se usa cuando los sistemas a conectar están separados por largas distancias y donde el cable de retorno no es instalado y se puede suponer un gran ahorro, se usan en sistemas submarinos, donde el mar hace de retorno ofreciendo menores pérdidas que un conductor metálico. Algunos sistemas usan un retorno metálico ya sea cuando no se usan electrodos conectados a tierra.

2.4.2BIPOLAR

Se utiliza cuando se supera la capacidad de un enlace monopolar, proporciona mayor fiabilidad al sistema ya que se usa como monopolar cuando un polo quede fuera de servicio.

Estos enlaces pueden estar conectados a tierra mediante electrodos o conectados entre ellos mediante un cable de retorno, su función es similar al de un neutro en un sistema trifásico.

2.5CONFIGURACION DE UN HVDC

2.5.1BACK TO BACK

Se utiliza para conectar dos sistemas asíncronos o de diferentes frecuencias muy cercanas (de la misma subestación) esta configuración no necesita línea de transmisión entre los equipos de rectificación e inversores ya que conforma la instalación (las conexiones monopolares o bipolares)

2.5.2PUNTO A PUNTO

Esta es la más utilizada en HVDC, se usa para conectar dos subestaciones siempre y cuando el HVDC es más rentable que el HVAC o cuando es técnicamente viable. En este caso una de las estaciones funcionara como rectificador y el otro como inversora.

Se utilizan en conexiones submarinas permitiendo la transmisión a cargas aisladas o de sistemas de generación aislados (parques eólicos) o sistemas continentales.

3. ANALISIS

Más de 50 son los proyectos HVDC que se han anunciado en distintos países para su puesta en marcha a futuro.

Como lo indican las probabilidades, de esta proyección se estima que se concretará cerca del 50%, dentro del cual un número importante se llevarán a cabo en China, una de las naciones con mayor potencial de crecimiento económico y poblacional. "El aumento de la necesidad de desarrollar reservas de energía de fuentes situadas lejos de los puntos de consumo, requerirá de un método rentable y de confianza de transmitir la corriente. Y esa es la razón de por qué HVDC continuará ganando

importancia mientras la demanda global de energía aumente", afirma el ejecutivo de Siemens.

En Chile, el potencial de enlaces HVDC es alto, especialmente, como indica

Ramiro Virreira, en el norte del país, donde esta tecnología es tremendamente necesaria para mejorar el suministro energético. Y lo es también, a juicio del ejecutivo de ABB para interconexiones con países vecinos como Perú y Argentina, de la misma manera como sucede en Europa.

En territorio nacional, Andrade identifica la interconexión HVDC SIC-SING (1.290 km) y HVDC Aysén-SIC, equivalente a 2.000 km. Respecto a la primera, el Vicepresidente de Operaciones de TRANSELEC es claro al señalar que "dada la distancia y la potencia a transmitir (600 MW), la interconexión SIC-SING se estudió en corriente continua HVDC, sin embargo, dadas las actuales condiciones de mercado, el proyecto no es económicamente viable por el momento".

En relación al proyecto de transmisión Aysén-SIC, HidroAysén está estudiando la construcción de un grupo de centrales hidroeléctricas con una potencia de alrededor de 2.700 MW en la Región de Aysén, ríos Baker y Pascua.

Como señala Andrade, "dada la experiencia de Transelec en transmisión, HidroAysén nos encargó la realización de estudios de factibilidad técnica, económica y ambiental para diseñar el sistema de transmisión que permita conectar sus centrales al SIC. Dada la distancia (2.000 km) y la potencia a transmitir (2.700 MW), el sistema de transmisión Aysén-SIC será en corriente continua HVDC. El primero en Chile; uno de muchos a futuro, seguramente".

3.1 VIABILIDAD DE EXPORTACION DE ENERGIA A CHILE DESDE ITAIPU

La exportación de energía eléctrica desde Itaipú hacia Chile no es un imposible. Si consideramos la gran cantidad de recursos hídricos en Brasil y la enorme capacidad instalada para generar, no sería extraño pensar entonces que parte de esa energía la exporten a otro país. Debemos considerar también la capacidad que tiene Brasil de desplazar su propia energía hidráulica de un periodo a otro (por la capacidad de almacenamiento en sus embalses) lo que dependiendo de las políticas que se adopten, les permite realizar probables intercambios internacionales y por sobre todo, uniformes durante periodos relativamente largos (exportación de excedentes en años ricos e importación en años pobres).

Es importante señalar que esta dinámica cambiante que significan los recursos hídricos nos lleva a tener fuertes variaciones en los costos marginales de las empresas generadoras, en nuestro caso, Itaipú. Así, se puede tener que durante un periodo muy largo el costo marginal sea cero (condición de vertimiento), y en otros periodos, también extensos, cuando la reserva de los embalses disminuya (condición de sequía), se tendrán costos marginales aproximados al costo de falla. Ambas condiciones deberían considerarse a la hora de pactar un intercambio energético, ya que se pueden tener periodos muy largos de abundancia o sequia respectivamente.

En cuanto a la distribución de la energía eléctrica que genera Itaipú, se lleva a cabo de dos maneras. La primera es hacia Paraguay mediante la "Administración Nacional de

Energía (ANDE)", y la segunda hacia Brasil mediante la empresa "Furnas Centrales Eléctricas S.A."

Según lo desarrollado en los puntos anteriores, el proyecto Hidroaysén requerirá de una tecnología de transmisión capaz de transportar la energía generada por sus centrales en Aysén, de una capacidad instalada de 2750MW, por una distancia cercana a los 2000 km. con el menor impacto ambiental posible. En la actualidad existen dos formas consolidadas de transmisión: HVAC, o transmisión de alto voltaje en corriente alterna y HVDC o transmisión de alto voltaje en corriente continua. Se hace importante entonces un análisis para determinar cuál será la mejor opción en este caso.

Para la elección final de la tensión y el tipo de líneas a utilizar para conectar el proyecto Hidroaysén con Santiago nos basamos en uno existente diseñado para transmitir la energía proveniente de 3150 MW instalados. Esta corresponde a la utilizada, y antes mencionada, para transportar la energía generada por Itaipú hacia Sao

Paulo. En ella, se utiliza una línea bipolar para corriente continua de 600kV y estaciones inversoras y rectificadoras basadas en la tecnología de convertidores conmutados naturales¹⁸. Debido a que es desde Hidroaysén que comenzamos a estudiar la alternativa de conexión con Brasil, será utilizada la misma tecnología aquí presentada para las líneas de transmisión que componen el diseño que conectaría Itaipú con el SIC.

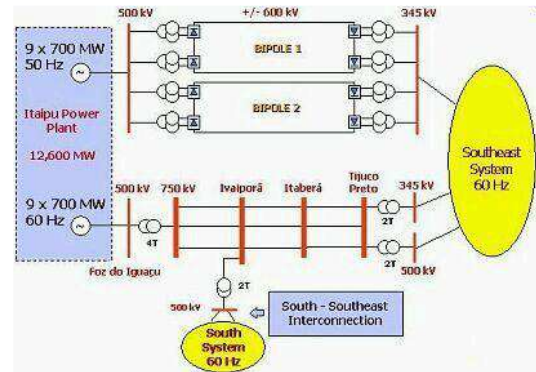
La transmisión en HVDC requiere de una menor área de servidumbre y torres más bajas debido a que es capaz de transmitir una mayor cantidad de energía por conductor que otros sistemas. Esto, como fue explicado anteriormente, tiene relación directa con la disminución del impacto visual en la Patagonia chilena que atravesaría, entregando así una muestra de consideración sobre la principal inquietud, por parte de la sociedad, del proyecto. Además, esta ventaja repercute directamente en un aumento en la facilidad para lograr acuerdos según las concesiones requeridas para establecer la línea.

Las principales desventajas de la transmisión en corriente continua tienen relación con los costos y requerimientos de los convertidores. Para que estos costos se justifiquen la línea debe tener un largo mínimo. Es por lo anterior que la línea no servirá para suministrar energía a las localidades que se encuentren en tramos intermedios, provocando el que de toda la energía producida en Aysén nada sea utilizada por sus habitantes y que para su repartición en el SIC deba obligatoriamente llegar primero a Santiago.

3.2 ALGUNOS SISTEMAS EN HVDC EN EL MUNDO

Itaipú, Brasil

- Potencia: 2x3150 MW
- Voltaje DC: 600 kV
- Transmisión: 785 a 805 km
- Bipolos con líneas aéreas
- Puesta en servicio: 1984-1987
- Transmisión a larga distancia (redes asíncronas)



Rio Madeira, Brasil

- Potencia: 3150 (2x400) MW
- Voltaje DC: 600 kV
- Transmisión: 2500 km
- Bipolo con líneas aéreas (dos BtBs)
- Puesta en servicio: 2012
- Transmisión a larga distancia (redes asíncronas)



Tres gargantas – Guangdong, China

- Potencia: 3000 MW
- Voltaje DC: 500 kV
- Transmisión: 940 km
- Bipolo con líneas aéreas
- Puesta en servicio: 2004
- Transmisión de potencia en masa, Estabilidad



Xiangjiaba – Shanghái, China

- Potencia: 6400 MW
- Voltaje DC: 800 kV
- Transmisión: 2070 km
- Bipolo con líneas aéreas
- Puesta en servicio: 2010
- Transmisión de potencia en masa, Estabilidad



Northeast-Agra, India

- Potencia: 6000 MW (33% sobrecarga)
- Voltaje DC: 800 kV
- Transmisión: 1700 km
- Multiterminal bipolar con líneas aéreas
- Puesta en servicio: 2013-2016
- Transmisión de potencia en masa



Fennoskan, Suecia-Finlandia

- Potencia: 500 a 800 MW
- Voltaje DC: 400 y 500 kV
- Transmisión: 200 km (cable submarino) 33/70 km (líneas aéreas)
- Bipolo
- Puesta en servicio: 1989 y 2011
- Distancia con cable submarino



JinPing-SunNan, China

- Potencia: 7200 MW (400 MW de sobrecarga)
- Voltaje DC: 800 kV
- Transmisión: 2090 km
- Bipolo con líneas aéreas
- Puesta en servicio: 2013
- Transmisión de potencia en masa



3.3 INTERCONEXIONES COLOMBIA-PANAMA

- 450kV - 600MW en dos fases– 550km de línea– 50km de cable

El modelo usado para este trabajo consiste de un bipolo conectado desde la barra 2 de la subestación Cerromatoso 500 kV, a través de transformadores, con una relación de transformación DC/AC de 0,9. El modelo de los convertidores del enlace HVDC es a partir de Line Commutated Converter –LCC- cada uno con un puente de rectificación. Cada línea tiene una impedancia de 12,28 Ω .



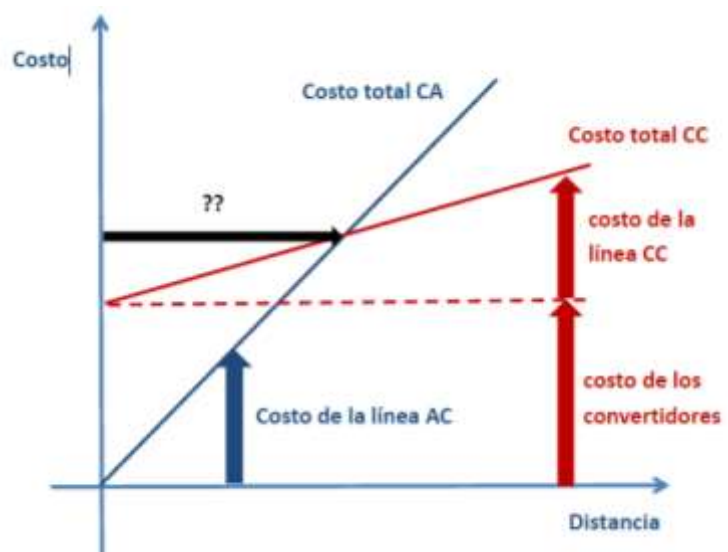
El modo de operación utilizado en el HVDC en los flujos de potencia calculados, fue de control de potencia en los rectificadores y control de tensión DC en los inversores. Este modo de operación presenta ventajas para el análisis de estabilidad de tensión, frente a otros modos de operación como el control de ángulo de extinción (γ) de los rectificadores, ya que mejora el margen de estabilidad del nodo en el cual se encuentra conectado el enlace. Sin embargo, este tipo de control puede presentar fallas en la conmutación.

Los inversores se conectan a través de transformadores con una barra AC llamada DC Invertir 230 a 230 kV, en la cual se conectó un generador con los límites de potencia activa y reactiva abiertos, con el objetivo de que funcionara como el nodo de referencia en ese punto de la conexión.

Adicional al generador, también está conectada una carga con un factor de potencia de 0,95 en atraso la cual simula la demanda de Panamá. El sistema eléctrico Panameño no se modela, ya que se parte del hecho del aislamiento dinámico que brinda el enlace HVDC para los países interconectado.

3.4ANALISIS TECNICO-ECONOMICO

- Costo de tierra
- Costo de materiales
- Costo de trabajo
- Tiempo al Mercado
- Permisos



4. CONCLUSIONES

- ✓ Algunas de las desventajas enumeradas anteriormente pueden ser eliminadas con el uso de las nuevas tecnologías. En particular, las desventajas tales como una falla de potencia total del sistema de transmisión HVDC durante cortocircuitos en el sistema de alimentación de CA y el consumo de energía reactiva se pueden eliminar por completo, o en su mayoría, con el uso de tiristores de desconexión.
- ✓ Varios centros de investigación están trabajando en la mejora de los “tiristores de desconexión” de gran capacidad y también en nuevos tipos de dispositivos convertidores de alta capacidad para la transmisión HVDC.
- ✓ Por último, hay varias nuevas técnicas para la perfección de los dispositivos de puesta a tierra, proporcionando una disminución de los efectos electro-corrosión y formación del llamado “retorno de metal”, que se opone a la corriente de trabajo que fluye a través de la planta. Otras técnicas destinadas al perfeccionamiento de la tecnología HVDC actualmente están en pleno desarrollo (Koshcheev 2001).
- ✓ La visión lograda sobre las aplicaciones que tiene la tecnología HVDC en el mundo hizo posible ver la utilidad que tendría su aplicación en los sistemas Chilenos. Ya que si bien próximamente se podría crear una línea de 2000 km desde Aysén al centro de Chile, ésta no es la única aplicación posible en el país. Por las características de los sistemas chilenos, en particular el SIC, que tiene el consumo muy concentrado y la generación se encuentra lejos de este consumo, las líneas en corriente alterna creadas son muy largas y por lo tanto las pérdidas en las líneas también lo son. Con ésta tecnología se ha logrado contribuir a la confiabilidad de los sistemas, hacerlos más seguros y capaces de satisfacer las nuevas necesidades de energía eléctrica, las cuales aumentan cada año.
- ✓ El enlace HVDC Colombia–Panamá en hidrología baja, la contingencia más crítica es la línea Cerromatoso–Porce 3 500 kV, con una reducción del 37,61% del margen de estabilidad de tensión.
- ✓ Para el enlace HVDC Colombia–Panamá en hidrología baja, el impacto en el margen de potencia reactiva es mayor, dado que la contingencia más crítica lo reduce en un 45,7%, en comparación con una reducción del 27,6% para la contingencia más crítica del escenario sin este tipo de enlace.
- ✓ Limitar el tamaño de las redes síncronas de CA e interconectarlas con HVDC proporcionará lo mejor de ambas opciones: las ventajas económicas de la interconexión y la función cortafuegos de HVDC para evitar o limitar la cadena de perturbaciones.
- ✓ La segmentación con HVDC puede mejorar la fiabilidad y aumentar al mismo tiempo la capacidad de transferencia, ya que limita la propagación de perturbaciones.



5. REFERENCIAS

- **Rudervall, Roberto; Johansson, Jan.** *"Interconexión de Sistemas con HVDC"*. ABB Power Technologies- Power Systems DC. Santiago, Chile: s.n., 24-26 de Noviembre, 2003. Seminario Internacional de Interconexiones CIGRÉ.
- *Transporte de Energía Eléctrica en Corriente Continua: HVDC"*. 361, Abril de 2005, Automática e Instrumentación, Electrónica de Potencia, págs. 2-14.
- **Restrepo Múnera, Diego Alejandro.** *"Revisión técnica, modelación y simulación de Sistemas VSC-HVDC"*. Universidad Pontificia Bolivariana. Medellín: s.n., 2006.
- *"Proven Technology for Power Exchange -Alto Voltaje Directa Transmisión". Poder Transmisión y Distribución.* s.l.: SIEMENS.
https://www.energy.siemens.com/cms/us/US_Products/Portfolio/Pages/Portfolio.a.spx
- Argonne National Laboratory – The design, construction and operation of long-distance high voltage electricity transmission technologies
- ISA S.A. E.S.P, «Actualización estudio de conexión proyecto interconexión eléctrica Colombia-Panamá 600 MW,» Medellín, Marzo 2010.
- C. W. Taylor, Power System Voltage Stability, New York: Mc Graw Hill, 1994.
- IEEE/CIGRE, «Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, «Definition and Classification of Power System Stability,»,» 2003.
- M. A. Ríos, C. J. Zapata y Ó. Gómez, Proyección operativa de seguridad de voltaje, Universidad de los Andes, Bogotá Colombia - Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira Colombia, 2009.
- P. Kundur, Power System Stability