

**ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ (HVDC)**

**LUIS CLARENCE ROMERO CARDOZO
JOSÉ IGNACIO VILLARREAL MARIMÓN**

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARTAGENA DE INDIAS**

2004

**ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ (HVDC)**

**LUIS CLARENCE ROMERO CARDOZO
JOSÉ IGNACIO VILLARREAL MARIMÓN**

**Monografía, presentado para optar al título de Ingeniero
Electricista**

Directores

EDISON CARDONA RENDÓN

Ingeniero Electricista M.Sc.

ENRIQUE VANEGAS CASADIEGO

Ingeniero Electricista

Especialista en Automatización Industrial

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

CARTAGENA

2004

Cartagena de Indias D.T y C. Mayo 28 del 2004

Señores:

Comité Evaluador

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Apreciados señores:

Por medio de la presente me permito informarles que la monografía titulada **“ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ (HVDC)”** ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos.

Como autores del proyecto consideramos que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente,

José I. Villarreal Marimón.

Luis C. Romero Cardozo.

Cartagena de Indias D.T y C. Mayo 28 del 2004

Señores:

Comité Evaluador

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Apreciados señores:

Por medio de la presente me permito informarles que la monografía titulada **“ESTUDIO DE LA PREFACTIBILIDAD DE LA INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA COLOMBIA-PANAMÁ (HVDC)”** ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos.

Como directores del proyecto consideramos que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente,

Ing. Enrique Vanegas Casadiego.

Ing. Edison Cardona Rendón.

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Cartagena de Indias D.T y C, 28 de Mayo del 2004

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos ante todo a Dios creador de todo, por darnos la vida, a nuestros padres por todos sus esfuerzos y todo su apoyo, al Ing. Edison Cardona Rendón, quién siempre nos brindó su apoyo y nos ha ayudado siempre de forma incondicional y desinteresada, al Ing. Enrique Vanegas Casadiego, quién nos sirvió de guía y apoyo para salir adelante, también a Víctor M. Meza Jiménez, quién colaboró en nuestros esfuerzos por sacar adelante este proyecto, en fin queremos agradecer a todas aquellas personas que nos han apoyado dándonos una voz de aliento y nos han dado su concejo, durante el desarrollo de este trabajo.

DEDICATORIA.

A Dios nuestro padre y creador del universo, a mi madre Myriam Cardozo Villanueva, mi padre Luis Clarence Romero, a mi hermana Johannee Romero, a mis tíos Bernardo Cardozo y Raymundo Cardozo, y a mi novia Nhiny Johana Hernández, quienes siempre me han apoyado, a quienes dedico todo mis logros, y por quienes me esfuerzo siempre por salir adelante y espero poder llenarlos de orgullo y de felicidad como se merecen.

Luis Clarence Romero Cardozo.

DEDICATORIA

A mi DIOS Todopoderoso, mi madre Seida Marimón, mi padre José Villarreal, a mi hermana Vanessa, mi hermano Yeisón, a mis abuelos que en el cielo gozan de felicidad, mi abuelas, mis tíos y tías, y quien olvidar a mis amigos y a ti Betty, mi adoración. A todos quienes quiero y espero siempre poder llenarlos de felicidad y verlos complacidos y satisfechos con mis logros, los cuales son inspirados en ellos.

José Ignacio Villarreal Marimón.

AUTORIZACIÓN

Cartagena D.T. Y C.

Yo Luis Clarence Romero Cardozo, identificado con cedula de ciudadanía numero 9'146.964 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica De Bolívar para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catalogo online de la Biblioteca.

LUIS CLARENCE ROMERO CARDOZO

AUTORIZACIÓN

Cartagena D.T. Y C.

Yo José Ignacio Villarreal Marimóm, identificado con cedula de ciudadanía numero 73`196.475 de Cartagena, autorizo a la Universidad Tecnológica De Bolívar para hacer uso de mi trabajo de grado y publicarlo en el catalogo online de la Biblioteca.

JOSÉ IGNACIO VILLARREAL MARIMÓN

ARTICULO 107

La institución se reserva el derecho de propiedad intelectual de todos los Trabajos de Grado aprobados, los cuales no pueden ser explotados comercialmente sin su autorización.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. EVOLUCION DE LOS SECTORES ELÉCTRICOS HACIA LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS	22
1.1 INTEGRACIÓN NACIONAL	22
1.2 INTEGRACIÓN INTERNACIONAL	22
1.3 INTEGRACIÓN DE MERCADOS	23
1.3.1 Pilares de la integración de mercados	23
1.3.2 Beneficios esperados de la Integración Eléctrica	24
1.3.3 Integración de mercados en los países Centroamericanos y en la Región Andina	25
1.3.3.1 Sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central (SIEPAC)	26

1.3.3.2. Avances del proyecto de integración de los países de la Región Andina	28
2. COLOMBIA Y PANAMÁ: UBICACIÓN GEOGRÁFICA ESTRATÉGICA PARA LA INTEGRACIÓN SUPRARREGIONAL	29
2.1 ANALISIS ENERGETICO	30
2.1.1 Colombia	30
2.1.2 Panamá	32
2.1.3 Comparación de los recursos centroamericanos y andinos (Panamá-Colombia)	33
2.1.4 Reglas	36
2.2 ANALISIS AMBIENTAL	37
2.2.1 Alternativa terrestre	37
2.2.2 Alternativa submarina	38
2.2.3 Alternativa terrestre-submarina	40
2.3 TIPO DE TECNOLOGIA APLICABLE	41
3. HVDC, <i>HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT</i>	43
3.1 CONFIGURACIONES TIPICAS DE HVDC	44

3.1.1 Transmisiones Punto a Punto	44
3.1.2 Estaciones Espalda Con Espalda (<i>Back to Back</i>)	46
3.1.3 Sistemas Multi-Terminales	47
3.2 VENTAJAS DEL SISTEMA HVDC SOBRE LA HVAC PARA LA INTERCONEXION COLOMBIA-PANAMÁ	48
3.2.1 Limitación De La Potencia De Corto Circuito	48
3.2.2 Control De Flujo De Carga	49
3.2.3 Mejoramiento De La Estabilidad	50
3.2.4 Otras Funciones De Regulación	50
3.2.5 Ventajas ambientales	50
3.2.5.1 Los efectos positivos sobre los sistemas de potencia Colombiano y Panameño	50
3.2.5.2 Futuros Beneficios Ambientales Para La Interconexión Colombia –Panamá Usando HVDC	51
3.2.5.3 Reducción del impacto ambiental usando una línea CD en la Región del Darién	52

3.2.6 Bajo costo de inversión usando HVDC Comparado con los costos HVAC en la interconexión Colombia-Panamá	53
3.2.7 La transmisión HVDC tiene pérdidas más bajas	54
3.2.8 Transmisión a grandes distancias usando líneas aéreas	55
3.3 TECNOLOGÍA DE HVDC	59
3.3.1 Válvulas de tiristores de HVDC	60
3.3.2 Transformador del convertidor de HVDC	63
3.3.3 Energía reactiva	65
3.3.4 Filtros de CA para HVDC	65
3.3.5 Reactor de alisamiento de HVDC	66
3.3.6 Filtro de CD para HVDC	67
3.3.7 Sistema de control de HVDC	68
3.3.8 Cable de transmisión HVDC para grandes distancias de cruce por agua	68

3.3.9 Disposición de una estación de convertidor típica de HVDC	71
3.4 Proyección de HVDC	71
4. ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA INTERCONEXION COLOMBIA-PANAMÁ	72
4.1 Análisis estacionario	72
4.2 Estudio de estabilidad transitoria y dinámica	75
5. CONCLUSIONES	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de la línea y subestaciones del proyecto SIEPAC	27
Figura 2. Zona del proyecto de interconexión Colombia-Panamá	29
Figura 3. Marco para el estudio de la interconexión Colombia-Panamá	30
Figura 4. Evolución por tipo de generación de electricidad en Colombia	31
Figura 5. Riqueza hídrica de Colombia	33
Figura 6. Crecimiento de la Demanda En Centroamérica	34
Figura 7. Rutas de interconexión Colombia-Panamá	38
Figura 8. Alternativa terrestre-submarina	40
Figura 9. Diagrama esquemático	45
Figura 10. Transmisión bipolar	45
Figura 11. Línea aérea bipolar	46
Figura 12. Configuración espalda con espalda	47

Figura 13. Diagrama esquemático	47
Figura 14. Mejoramiento ambiental	52
Figura 15. Costos típicos de inversión para una línea aérea de transmisión con CA y HVDC	53
Figura 16. Comparación de pérdidas sobres los 1200MW	55
Figura 17. Transmisión de 1.200MW; HVAC 2 x 380 kV, HVDC \pm 400 kV	56
Figura 18. Transmisión de 4000MW: HVAC 2 x 765kV; HVDC \pm 600kV	57
Figura 19. Esquema general de una estación convertidora	60
Figura 20. El puente <i>Graetz</i> de 6-pulsos	61
Figura 21. Convertidor de 12 pulsos	61
Figura 22. Capa de la válvula con cuatro módulos conectados en series del tiristor al reactor	62
Figura 23. Módulo de tiristor de HVDC de ABB con las pantallas de la corona quitadas	62
Figura 24. Dos transformadores de un convertidor de HVDC de una sola fase tres bobinas durante el ensamble final en el sitio	63

Figura 25. Armónicos en HVDC	64
Figura 26. Modelos de filtros	65
Figura 27. Reactor de alisamiento en la transmisión de HVDC de <i>FennoSkan</i>	66
Figura 28. Capacitor de filtro suspendido de 500kV para áreas sísmicas	67
Figura 29 Cable submarino y robot que lo fija a la profundidad y la línea a seguir	69
Figura 30. Cable Submarino HVDC Y Cable aéreo de HVDC	70
Figura 31. Estación convertidora	70
Figura 32. Simulación del sistema interconectado por <i>DigSILENT Power Factory 13.0</i> en la U.T.B.	72
Figura 33. Simulación de una subestación HVDC de 12 pulsos en EMTP- ATP	73
Figura 34. Señal de entrada (CA) y señal de salida (CD)	74
Figura 35. Señal rampa	75
Figura 36. Control de potencia activa y reactiva en HVDC Light	77
Figura 37. Diagrama PQ de HVDC Light	78

Figura 38. HVDC Light en serie con una línea larga de CA	79
Figura 39. Inestabilidad y estabilidad de los generadores	80
Figura 40. HVDC Light en paralelo con una línea de CA la falla es simulada en una subestación la cual tiene la generación (de donde provenga el flujo de potencia, ya sea de Colombia o de Panamá	81
Figura 41. El ángulo entre el rotor del generador y el SIN	81
Figura 42. La variación de la velocidad después de la falla	82
Figura 43. Salida de potencia eléctrica del generador	83
Figura 44. Comparación entre control Q y control mixto	84
Figura 45. Graficas PV "curva de nariz"	85
Figura 46. Graficas PV "curva de nariz" para la potencia CD transferida por cable	86

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia (1990-2000). En miles de MW	32
Tabla 2. Distintas configuraciones de línea para misma potencia, misma línea	58

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Características energéticas de los países de la Región Andina y países centroamericanos	100
ANEXO B. Plantas hidroeléctricas existentes en Colombia (de 10MW para arriba)	103
Anexo C. Plantas hidroeléctricas en Colombia (Planeadas o bajo Construcción)	106
ANEXO D. Acuerdo legal (Copia del Original) entre Colombia y Panamá	109
ANEXO E. Ecuaciones involucradas en el sistema	111
Anexo F. Programa MATLAB oscilación del rotor	112
ANEXO G. Programa MATLAB curvas PV para HVDC Light	122

RESUMEN

La evolución de los sectores eléctricos hacia la integración de mercados comienza por una integración nacional donde la base de todo es la transmisión de sus áreas locales; luego se pasa a un segundo escalón donde se interconecta un país con otro, para que ante cualquier eventualidad que se presente en un país, el otro le pueda vender energía y así cubrir la falla y el tercer y último escalón es la integración regional o de mercados donde todos los países constituyen un solo mercado, de esta manera se puede tener un mismo entorno técnico, económico y regulatorio, para lograr eficiencia en la utilización de recursos e infraestructura existente, pero para ello se necesitan tres pilares necesarios que sostengan la gran plataforma regional y ellos son: las Redes, los Recursos y las Reglas. Por último, se presentan los beneficios que trae esta integración, así como también las barreras al comercio internacional que afectan la integración de mercados. Colombia y Panamá: ubicación geográfica estratégica para la integración suprarregional. En este se presenta a la interconexión Colombia Panamá, como el enlace que permitirá la integración del mercado andino con el mercado centroamericano. El estudio de la interconexión se basa en el siguiente marco: un análisis energético, un análisis ambiental y luego se establece el tipo de tecnología aplicable para estos análisis, que es cuando se establecen las razones de escoger el sistema HVDC.

Los criterios fundamentales de selección desarrollados fueron de diversa naturaleza. El impacto ambiental de la línea y el sistema utilizado, la

tensión de transmisión, la potencia del sistema y algunos aspectos relativos al análisis eléctrico son los pilares bajo los cuales se escogió el sistema HVDC.

HVDC (*high voltage direct current*). Se describe brevemente sus configuraciones, ventajas, su tecnología mostrando los elementos que lo componen y por ultimo se muestra la configuración final de la línea.

Análisis eléctrico de la interconexión Colombia-panamá. El análisis se realiza bajo dos perspectivas: el primero, un análisis estacionario para lo cual se utiliza *DigSILENT Power Factory 13.0* y *EMTP-ATP* y el segundo, un estudio de estabilidad transitoria y dinámica para lo cual se utiliza *MATLAB 5.3 + TOOLBOX SYSTEM POWER*.

INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de los abundantes recursos energéticos con que cuenta la Subregión Andina permite garantizar la autosuficiencia energética regional y generar excedentes para su exportación fuera de la región. La integración efectiva de los mercados energéticos regionales, especialmente de aquellos basados en redes de transporte (energía eléctrica y gas natural), contribuirá de manera significativa al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, a potenciar las ventajas competitivas de los países de la región, a hacer más eficiente, más seguro y menos costoso el suministro de energía a sus poblaciones y a generar nuevas oportunidades de negocios, inversiones y crecimiento económico.

Según Interconexión Eléctrica S.A., la iniciativa de explorar la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá es un asunto que se ha venido tratando desde mediados de los años 80. De forma complementaria, también desde 1996 en Centro América se han venido discutiendo planes para interconectar las redes eléctricas regionales. El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) considera la construcción de líneas de transmisión que conecte 37 millones de consumidores en Panamá, Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador, y Guatemala y entrará en operación en el año 2006. El proyecto ha despertado el interés de inversionistas privados tal como la empresa española Endesa, que en Noviembre de 2001 se incorporó como nuevo socio a la Empresa Propietaria de la Línea.

Colombia no ha sido ajena ante esas iniciativas, y dentro de este contexto Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) inició estudios tendientes a analizar la viabilidad de la interconexión eléctrica con Panamá, lo cual complementaría las posibilidades energéticas del proyecto SIEPAC.

El primer proyecto de transporte HVDC se realizó en 1954 entre tierra firme en Suecia y la isla de Gotland. Luego de que se desarrollaron los convertidores de alta potencia en 1960. Hoy en día hay más de 50 proyectos de transporte HVDC en todo el mundo. Entre Inglaterra y Francia (64 km) se construyó en 1960 un proyecto submarino a una tensión de 100 kV y capacidad de transporte de 160 MW. En 1986 se realizó un proyecto submarino que cruza el canal de la mancha con una longitud de 170 km, con una capacidad de transporte de 1.000 MW y 270 kV de tensión de operación. El proyecto más grande en este sentido está en China en fase de construcción y consta de 4 líneas que transportan 10.200 MW en total y su longitud es de 3.300 km. En Colombia no se han construido proyectos de transporte en HVDC, ya que las condiciones de longitud, potencia y costos no los han hecho factibles.

Si se mira hacia el futuro, y al analizar cómo se están integrando los mercados en América Latina, se observa que estas condiciones pueden cambiar y es posible que este tipo de proyectos se utilicen en la integración de sistemas de transporte.

Bajo este contexto, se presentan dos condiciones importantes para pensar en HVDC: Primero, la necesidad de transportar electricidad a

grandes distancias, y, segundo, la necesidad de interconectar sistemas que operan a diferente frecuencia y por el lecho marino.

Es importante resaltar que en América latina ya existe la experiencia en este tipo de proyectos, como el de Itaipú en Brasil que conecta a través de HVDC los sistemas de Brasil (60 HZ) y Paraguay (50 HZ). Este proyecto es de 800 km, 6.300 MW y su tensión de operación es de 600 kV.

Por lo anterior, es interesante observar cómo en el futuro, en Colombia y América Latina se requiere el desarrollo de proyectos de interconexión en HVDC, a medida que se desarrollen los mercados.

1. LOS SECTORES ELECTRICOS EVOLUCIONAN HACIA LA INTEGRACIÓN DE MERCADOS

1.1 INTEGRACIÓN NACIONAL

El desarrollo del sector comienza en el ámbito nacional mediante la interconexión de sistemas regionales (transmisión nacional). A nivel nacional se considera un desarrollo maduro de la integración cuando todos los consumos significativos están conectados a una red eléctrica.

La actividad de la transmisión es esencial para el desempeño de todo el mercado eléctrico. Su importancia radica en que es el punto de encuentro de generadores y comercializadores, a través del cual se logra el intercambio físico de la energía eléctrica. La transmisión viabiliza la competencia, optimizando mediante los intercambios el uso de los recursos de generación.

1.2 INTEGRACIÓN INTERNACIONAL

El siguiente nivel consiste en la realización de interconexiones internacionales que permitan acceder a mercados extranjeros. Los sistemas eléctricos de diferentes países se unen, conservando su autonomía técnica, regulatoria y económica (optimización de recursos en cada país).

Esta integración se caracteriza por las interconexiones internacionales para vender excedentes o comprar para cubrir faltantes de energía.

Para llevar a cabo esta integración se necesitan que se cumplan ciertos requerimientos como lo son: La armonización técnica y regulatoria parcial (en algunos casos solventados mediante acuerdos bilaterales), la armonización de criterios de seguridad y calidad, la definición de criterios de operación y las interconexiones internacionales.

1.3 INTEGRACIÓN DE MERCADOS

El último nivel es la integración regional o integración de mercados energéticos, esta va más allá de una interconexión física de sistemas eléctricos. La integración busca un mismo entorno técnico, económico y regulatorio, para lograr eficiencia en la utilización de recursos e infraestructura existente.

Supone la armonización de marcos regulatorios y de aspectos técnicos de la operación, y la coordinación de aspectos económicos derivados del proceso.

1.3.1 Pilares de la integración de mercados.

Existen tres pilares que soportan la gran plataforma de la integración de mercados, estos son los recursos, las redes y las reglas.

- Recursos: Este aspecto está directamente relacionado con la diversidad de recursos energéticos con que cuenta cada país que

se va integrar. Con esta información se sabe que beneficios se pueden traer a la interconexión en lo referido al tema de los precios. Por ejemplo, la generación por hidroeléctricas es más económica que la térmica y en esto se definen los criterios de competitividad.

- Redes: Esta es la forma material o física de la integración de mercados. Estas se convierten en el transporte de la energía ya generada y son la infraestructura de transmisión que cumple con requerimientos técnicos como potencia y voltaje.
- Reglas: Esta es la parte legislativas de la integración de mercados. La exportación e importación de energía hacen que esta se trate de igual manera que un producto de tránsito entre países, los cuales están sometidos al cobro de aranceles pactados en acuerdos y reglamentaciones multilaterales.

1.3.2 Beneficios esperados de la Integración Eléctrica.

- Optimización de la capacidad de generación ya que se desarrollan plantas de generación más grande, que logran menores costos unitarios más los beneficios derivados de las economías de escala.
- Aprovechamiento de la complementariedad hídrica y no simultaneidad horaria de curvas de cargas, lo cual hace que se aproveche las demandas punta no coincidentes en los países de la región, por lo que las necesidades de reserva y expansión son menores para los sistemas interconectados.

- Mejora de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio; incremento de opciones de suministro bajo condiciones de falla ya que se ayuda a un país en caso de racionamiento, lo cual económicamente se traduce en menores costos de falla y reducción de la energía no servida.
- Disminución de exigencias de inversión en generación.
- Aumento en la base de demanda para la competencia en la oferta de generación disponible.
- Disminución del precio final al consumidor, asegurando una justa rentabilidad de los diferentes negocios del sector eléctrico.
- El comercio de energía económica y de excedentes que no tendrían colocación sin una interconexión robusta.
- Los beneficios económicos de la coordinación de la operación entre los sistemas de los países ya que reducen los costos de operación, al permitir mayores economías en un despacho regional.

1.3.3 Integración de mercados en los países centroamericanos y en la region andina. En la actualidad, existen proyectos para llevar a cabo una integración de mercados de los países centroamericanos; por otra parte, los países de la Región Andina también muestran voluntad política para su integración regional.

1.3.3.1 Sistema de interconexión eléctrica de los países de América Central (SIEPAC).



El proyecto, cuyo costo total ascenderá a unos 320,3 millones de dólares, desarrollará la primera red de transmisión regional y creará un mercado eléctrico mayorista entre Costa Rica, El Salvador, Honduras, Guatemala, Nicaragua y Panamá. El MER (Mercado Eléctrico Regional) será un séptimo mercado, superpuesto con los seis mercados nacionales existentes, con regulación regional y en el cual los agentes habilitados realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana. La iniciativa apunta a sumar los beneficios de la integración a los esfuerzos desempeñados en años recientes por los países de la región para mejorar sus sistemas eléctricos y a permitir que, progresivamente, cualquier agente calificado pueda vender o comprar electricidad, independientemente de su ubicación en el istmo centroamericano. A su vez, la creación de un mercado regional con reglas claras y uniformes brindará incentivos para la instalación de plantas generadoras más grandes y más eficientes, inversiones que ayudarán a reducir los costos de la electricidad en la región y reforzarán la confiabilidad de sus sistemas de suministro de energía eléctrica.

Bajo el proyecto SIEPAC se construirá una línea de transmisión eléctrica de 1830 km de extensión. La entidad promotora del proyecto SIEPAC realizó estudios teniendo en cuenta la demanda y la proyección de instalación de nuevas plantas generadoras en Centroamérica; estos estudios dieron como resultado que la línea de interconexión fuera de una tensión de 230 kV desde Guatemala a Panamá, con conexiones a subestaciones transformadoras y a las redes nacionales de los países participantes, y con una transferencia de potencia de 300 MW, cabe

aclarar que esta transferencia es optima ya que si se hace a una mayor potencia se estaría sobredimensionando la potencia que se requiere en cada país centroamericano y ocasionaría un aumento de los costos de las líneas y las subestaciones terminales. Esta nueva línea suplirá las interconexiones bilaterales existentes, que se caracterizan por su baja capacidad y escasa confiabilidad, factores que limitan la posibilidad de concretar transacciones firmes en el ámbito regional. Además, el proyecto prevé la creación de dos instituciones regionales, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, entidad reguladora del nuevo mercado eléctrico centroamericano y el Ente Operador Regional, operador del sistema y administrador del mercado de transacciones eléctricas regionales. Como parte del esquema, las seis empresas centroamericanas transferirán los recursos de los préstamos a la Empresa Propietaria de la Línea SIEPAC (EPL), que a su vez podrá incorporar como accionistas a empresas eléctricas del sector privado.

Figura 1. Mapa de la línea y subestaciones del proyecto SIEPAC



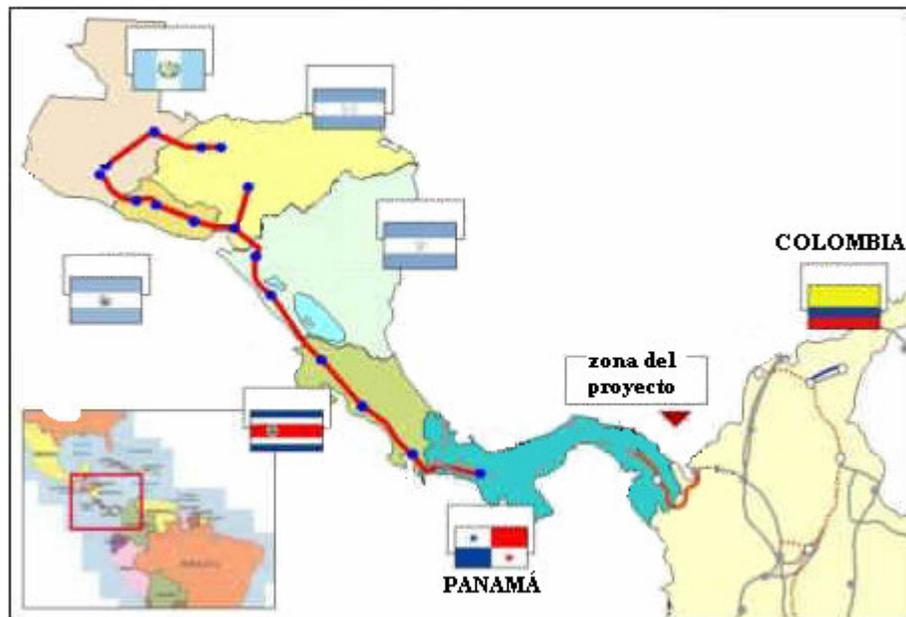
Fuente: CIER

1.3.3.2. Avances del proyecto de integración de los países de la Región Andina. En los últimos años, los gobiernos de los países andinos (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela), por medio de sus Ministerios de Energía, han tomado la decisión política de viabilizar y fomentar la integración eléctrica y con este fin, han suscrito en septiembre del 2001 el "ACUERDO PARA LA INTERCONEXIÓN REGIONAL DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS Y EL INTERCAMBIO INTERNACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA" llamado ACUERDO DE CARTAGENA, por medio del cual se han comprometido a adaptar los regímenes jurídicos, institucionales y desarrollar un marco normativo regulatorio que permitan la libre comercialización de energía, acceso a las redes de transporte y la operación coordinada de las interconexiones internacionales, así como los esquemas adecuados de remuneración de dichas interconexiones, que incentiven la realización de nuevos proyectos para el óptimo aprovechamiento de la potencialidad de integración en la Región Andina. Los grupos de trabajo creados para desarrollar el anterior mandato, desarrollaron una propuesta para la Armonización de Marcos Normativos de Electricidad y Acuerdo para la Operación Interconectada de los Sistemas. Hoy en día existe una integración de mercados formado entre Ecuador y Colombia con una interconexión a 230 kV con una longitud de 212 km y una capacidad de 260 MW; esta interconexión esta marcada dentro del marco de las TIEs (Transacciones Internacionales de Electricidad), donde el despacho de energía se hace teniendo en cuenta tanto las ofertas de las generadoras de cada país como las del otro país tener un mercado único.

2. COLOMBIA Y PANAMÁ: UBICACIÓN GEOGRÁFICA ESTRATÉGICA PARA LA INTEGRACIÓN SUPRARREGIONAL

La interconexión Colombia – Panamá es el Enlace requerido para la integración de los Mercados Andino y Centroamericano. El proyecto SIEPAC y la Región Andina potencia esta integración. Como una fase futura de desarrollo, esta interconexión permitirá la integración del mercado andino con el mercado centroamericano, actualmente en etapa de construcción, con los consecuentes beneficios para los agentes de los países, en términos de la optimización de los recursos disponibles en toda la región.

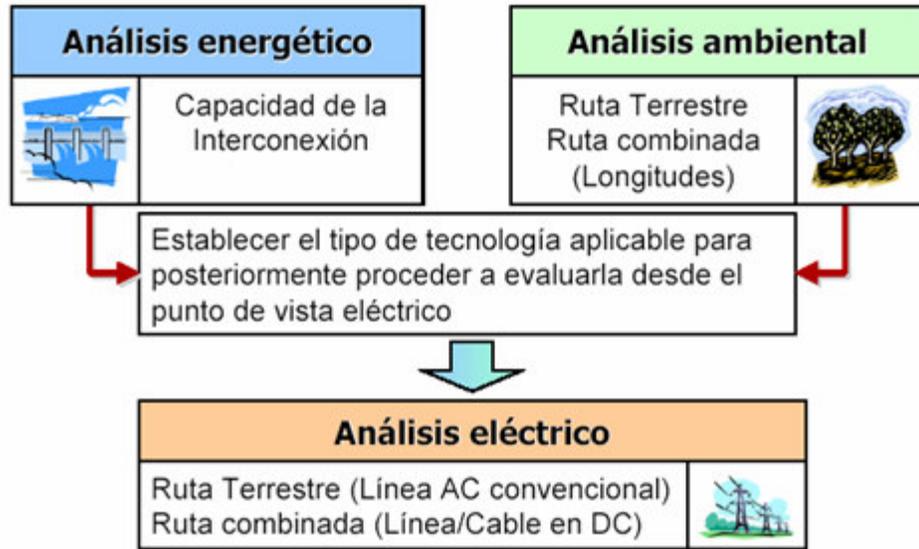
Figura 2. Zona del proyecto de interconexión Colombia-Panamá



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A.

El estudio de la interconexión Colombia-Panamá se realizará dentro del siguiente marco:

Figura 3. Marco para el estudio de la interconexión Colombia-Panamá.



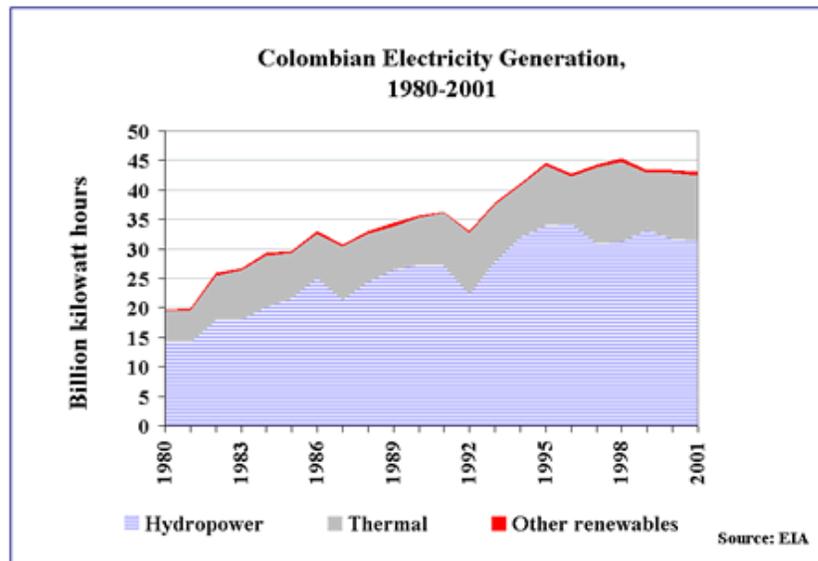
Fuente: Interconexión Eléctrica S.A.

2.1 ANALISIS ENERGETICO

2.1.1 Colombia. En el 2001, la capacidad de la generación en Colombia era 12.7 GW. El país consumió 39800 GWh y produjo 43000 GWh. Típicamente el 70% de la generación es por hidroeléctricas y el 30% restante por termoeléctricas*. Esto se puede ver en la figura 4 que muestra como la generación por hidroeléctricas ha predominado a través de los años en Colombia.

* Fuente: www.eia.doe.gov

Figura 4. Evolución por tipo de generación de electricidad en Colombia.



Fuente: www.eia.doe.gov

Colombia tiene recursos hídricos abundantes para la generación hidroeléctrica, y es el segundo después de Brasil en potencial hidroeléctrico en América Latina. Las fuentes hidroeléctricas proporcionan actualmente más del 70% de la electricidad en Colombia. Mucha de la generación hidroeléctrica de Colombia se localiza en la parte noroeste montañosa del país, que produce aproximadamente un 40% de la generación hidroeléctrica*.

Hay tres plantas hidroeléctricas actualmente en Colombia de capacidad mayor a 1000 Megavatios (MW) y otra docena de capacidad mayor a 200 MW.

* Ibid.

Tabla 1. Capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia (1990-2000). En miles de MW

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Hidroeléctrica	6.67	6.61	6.71	6.79	7.7	7.9	7.88	8.06	8.14	8.2	8.57
Nuclear	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Otros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Térmica	2.12	2.24	2.89	4.23	4.49	4.76	4.77	5.46	6.47	4.62	4.65
Total	8.79	8.85	9.6	11.02	12.19	12.66	12.65	13.51	14.61	12.82	13.22

FUENTE: DOE/EIA

En el anexo B y C se encuentra información sobre las hidroeléctricas del país y las planeadas o bajo construcción y su capacidad de generación.

2.1.2 Panamá. En el 2001, Panamá consumió un estimado de 3700 GWh de electricidad de los cuales el 61% se generaron por hidroeléctricas y el 39% restante por termoeléctricas*. Según el Ministerio de Economía y Finanzas de Panamá, la capacidad de la generación instalada en el 2002 fue de 1.42 GW, con un 51% por parte de las termoeléctricas y un 49% por hidroeléctricas. Entre 1990 y el 2002, la capacidad instalada aumentó en promedio de 3.8% por año, proporcionando más electricidad que la que el país consumió. Como resultado, Panamá exporta una porción de su electricidad (0.92% en el 2002) a los países vecinos, principalmente a Costa Rica. Según un informe del censo del 2000, el 81% del país tiene acceso a la electricidad.

La Empresa de Generación Eléctrica (EGE), es propietaria de Fortuna, el generador más grande del país, con una capacidad instalada de 300

* Ibid.

MW*. La transmisión se hace a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA). La demanda de electricidad panameña aumentó un 62% entre los años 1990 y 2000, y se espera que continúe el crecimiento significativamente en pocos años*.

2.1.3 Comparación de los recursos centroamericanos y andinos (Panamá-Colombia). La Región Andina posee mayores recursos energéticos renovables comparados con Centroamérica, que hace que la región Andina posea precios de energía mas económicos que los de Centroamérica (en el anexo A se puede verificar esta información, es sobresaliente la gran capacidad de hidroeléctricas de la región andina). Colombia no ajena a este beneficio posee un recurso hídrico muy grande como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Riqueza hídrica de Colombia



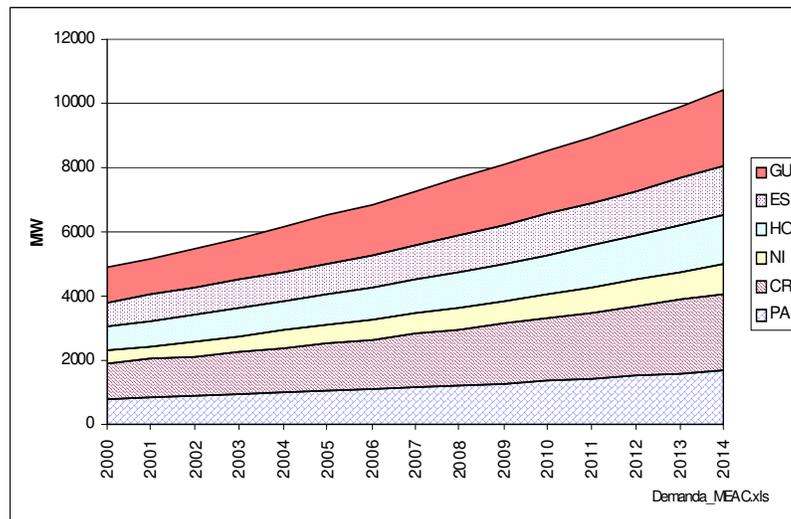
Fuente: Atlas Mundial

* Ibid.

Como se pudo observar muy brevemente, Colombia posee unos recursos renovables de energía muy grandes; Colombia tiene una capacidad de reserva de 5400 Megavatios (MW)*, entonces el beneficio de la interconexión vendría de la utilización de los recursos de generación de Colombia que son más competitivos desde el punto de vista de costo de producción, comparados con los recursos Centroamericanos.

Cabe mencionar que el crecimiento de la demanda en la región centroamericana requerirá de 5840 MW adicionales para el año 2015, que representa una inversión regional de más de US \$ 6000 millones, solamente en generación eléctrica†.

Figura 6. Crecimiento de la Demanda En Centroamérica



Fuente CIER

* Fuente: UPME

† Fuente: CIER

De acuerdo con los resultados energéticos de ISA, se recomendó estudiar para el análisis eléctrico una capacidad de la interconexión de 300 MW, ésta capacidad coincide con el límite de la interconexión del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) como ya lo habíamos mencionado en la sección 1.3.3.1, la cual es de 300 MW en toda su extensión, conformando de esta manera un corredor de 300 MW entre los mercados Centroamericano y Andino; si no fuera así se tendría que construir subestaciones fronterizas debido a la desigualdad de potencia transferida, además se le brindaría confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional panameño ya que el proyecto de Integración eléctrica Panamá – Colombia representaría un respaldo importante al SIN de Panamá al igual que al resto de Centroamérica. De construirse el citado proyecto se podría contar con un respaldo de 300 MW y cubrir la demanda del SIN bajo condiciones de confiabilidad N-1 en el parque de generación. En términos prácticos confiabilidad N-1 significa poder prescindir del generador más grande del sistema y cubrir la demanda máxima durante las horas pico, que equivale a perder la generación de la planta de Fortuna de 300 MW por una contingencia. Lo anterior asume contar con el resto del parque de generación nacional cuando se presente la contingencia aludida u otras.

La exportación de energía desde Colombia sería en promedio de 3200 GWh/año durante el horizonte de análisis. A su vez, Panamá exportaría energía a Costa Rica en un promedio de 1700 GWh/año*.

La condición de importación de energía desde Panamá a Colombia se presenta en muy pocos casos, lo cual permite prever que la utilización

* Fuente: ISA y ETESA

de la interconexión sería básicamente para exportación de energía desde Colombia.

Los beneficios de la interconexión se pueden resumir en la reducción de los costos de operación y de racionamiento, y están valorados como la suma de los ahorros operativos totales de los sistemas SIEPAC y Colombia. Estos beneficios se estiman en MUS \$160 para un horizonte de análisis de 7 años comprendido entre el 2006 y 2012*.

De manera que si esta obra se materializa, el costo actual de la energía en Panamá disminuirá en un 30%, y se registrará un incremento del 1% en las inversiones para transmisión*. Sin embargo, la introducción de unos 300 MW al mercado nacional Panameño podría entorpecer las actividades de las generadoras. Se requiere entonces que las generadoras tengan la oportunidad de hacer inversiones para mejorar su eficiencia y exportar a los países centroamericanos.

Panamá negocia la integración con Colombia porque éste país cuenta con energía más "barata". En consecuencia, si se unen los dos mercados de energía, el país obtendría una reducción en la generación.

2.1.4 Reglas. ISA y ETESA acordaron finalizar los análisis que componen el estudio de factibilidad de la interconexión y adelantar las gestiones necesarias que permitan concretar, desarrollar y finalizar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA) en ambos países.

Igualmente, ISA y ETESA buscarán incorporar a los organismos gubernamentales de los dos países en el desarrollo y evaluación de la viabilidad del proyecto, con el fin de avanzar hacia una fase de análisis

* Ibid.

detallados con énfasis en la planeación, la regulación, el mercado, el comercio internacional y la coordinación operativa y comercial. En desarrollo de estas actividades, ISA y ETESA se comprometieron a promover entre los agentes del mercado eléctrico de Colombia y Panamá el conocimiento del esquema de mercado de cada país, las oportunidades de negocio identificadas y el consecuente uso futuro de la interconexión.

Colombia y Panamá también firmaron en abril del 2003 en la ciudad de Cartagena de Indias un memorando sobre integración de energía. La meta del acuerdo es aumentar la integración de energía para interconectar América del Sur con Centroamérica.

Una copia original del memorando firmado por el ministro de economía y finanzas de Panamá Norberto delgado Duran y su homologo el ministro de minas y energía de Colombia Luis Ernesto Mejía Castro se puede observar en el anexo D.

2.2 ANALISIS AMBIENTAL

Respecto a las posibilidades de interconexión entre Colombia y Panamá se han identificado dos alternativas de conexión técnicamente viables.

2.2.1 Alternativa terrestre*. Doble circuito CA a 230 kV con longitud máxima de 373 Km partiendo de la subestación Urabá, existen dos posibles rutas terrestres que llegan a la subestación Bayano pasando por una nueva subestación intermedia en Yaviza, ambas subestaciones

* Según ISA

en territorio Panameño, esta ruta se muestra en la figura 7 con la línea azul.

2.2.2 Alternativa submarina*. Utilizando cable submarino CD a 200 kV con longitud máxima de 312 Km (Se recomienda transmisión en CD, ya que este sistema de transmisión trae muchas ventajas cuando se transmite por el lecho marino, en el capítulo 3 se amplía esta información), saliendo de la subestación Urabá hacia Necoclí y de ahí podría cruzar el golfo de Urabá y seguir una ruta terrestre, o sin salir del golfo seguir por el lecho marino hasta la subestación Bayano en Panamá, esta ruta se muestra en la figura 7 con la línea roja.

Figura 7. Rutas de interconexión Colombia-Panamá



Fuente: UPME

* Ibid.

Los estudios de tipo ambiental son el “cuello de botella” para la realización del proyecto ya que el análisis indica una dificultad física derivada del cruce por el Río Atrato, el cual en su área media y baja atraviesa una llanura aluvial de suelos inundables en algunas épocas del año. Para el efecto, se han planteado alternativas posibles para la ejecución del proyecto por eso se evita el cruce por este utilizando la ruta submarina ya descrita como se muestra en la figura 7.

Dada la potencial localización del proyecto en la región del Darién Colombiano, el análisis ambiental tuvo especial consideración con las áreas de protección y conservación biótica de interés nacional e internacional, tales como el Parque Nacional de los Katíos, la Reserva Forestal del Darién, y los territorios étnicos.

A la fecha ISA ha estudiado siete (7) alternativas de rutas, y con base en ellas se escogieron tres rutas principales, por las cuales sería más probable desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica, todas consideran la alternativa submarina ya que es la ambientalmente realizable y esta no se pasaría a través del Tapón del Darién. La primera es una ruta terrestre que sale de la subestación Urabá hacia Carepa, Unguía y Acandí en territorio Colombiano, luego pasa al mar para después pasar por las poblaciones Panameñas de Sapzurro, Yaviza y finalmente llegar a la subestación Bayano. La segunda ruta es terrestre de Urabá hacia Necoclí, y continúa por el lecho marino del golfo de Urabá hacia Bayano. La tercera ruta es una combinación de las dos anteriores, saliendo de Urabá hacia Necoclí, entra al mar y sale a Sapzurro, y de ahí continua por vía terrestre hacia Yaviza y luego a Bayano.

2.2.3 Alternativa terrestre-submarina. Esta línea comprende un solo circuito a 230 kV a CD, con capacidad de 300MW con una distancia de 505 km. Teniendo en cuenta los requerimientos ambientales, esta ruta es la conveniente para la realización del proyecto ya que aunque tiene en cuenta la alternativa submarina, se extiende la parte terrestre hasta las subestaciones de Panamá II y cerro en Colombia. La distancia entre cerro y mulatos es de 156 km correspondientes al trayecto terrestre en Colombia, entre mulatos y carroto 102 km vía submarina y 247 km entre carroto y Panamá II en territorio panameño. Sobre este escenario uno de los aspectos más complejos para el proyecto es el lograr su viabilidad y licencia ambiental por esta razón la escogencia de la ruta es de mucho cuidado; en el capítulo 3 se darán las razones del porque esta ruta es la mejor, ya que al reemplazar un tramo de la línea que las otras alternativas proponen en CA por CD se demostrará que la línea CD es menos costosa y ocasiona menos daños al medio ambiente. En la figura 8 se puede observar la ruta aquí citada.

Figura 8. Alternativa terrestre-submarina



Fuente: Interconexión Eléctrica S.A.

El proyecto de interconexión Colombia-Panamá tiene un costo que oscila entre los MUS \$160 y MUS \$200 según ISA.

2.3 TIPO DE TECNOLOGIA APLICABLE

Los resultados de los estudios anteriores mostraron que la interconexión es viable técnicamente y tiene una alta complejidad ambiental; así mismo se pudo concluir que la línea a construir es de 300 MW y a 230kV en HVDC (*High Voltage Direct Current*), transmisión de alto voltaje en corriente directa, este sistema de transmisión se escogió por las siguientes razones en comparación con una HVAC (*High Voltage Altern Current*):

- Es más económica para transporte de energía a largas distancias (505 km para la alternativa escogida), ya que se disminuyen considerablemente las pérdidas por transmisión, tanto por calentamiento como por efecto corona.
- Se disminuyen los costos por aislamiento, ya que el aislamiento en HVDC es menos costoso que en HVAC.
- Se disminuyen costos en estructuras y conductores, ya que esta transmisión se puede realizar con un solo conductor (monopolar) o dos conductores (bipolar), en vez de tres o más conductores como es en AC.
- Permite el transporte de energía en forma subterránea o por el lecho marino a bajo costo.
- Es útil para el transporte de grandes cantidades de potencia por corredores estrechos, en los cuales no es posible el montaje de grandes estructuras por limitación de espacio (en la región del Darién).

- HVDC presenta muchas ventajas ambientales en comparación con HVAC.
- HVDC agrega beneficios a la transmisión, ya que se puede tener control del flujo de potencia, estabilidad, calidad de la energía y limitación de la potencia de corto circuito.
- La transmisión mediante el sistema HVDC presenta menos efectos dañinos sobre los seres vivos que la alternativa HVAC.

En el siguiente capítulo se describe con más detalle el sistema HVDC (*High Voltage Direct Current*) y las razones de la escogencia de este sistema como el más apropiado para llevar a cabo la interconexión Colombia-Panamá.

3. HVDC, HIGH VOLTAGE DIRECT CURRENT

Es una tecnología utilizada para transmitir electricidad sobre largas distancias por medio de líneas aéreas, cables submarinos (estas dos razones hacen que este sistema sea apropiado para este proyecto) o cable subterráneo. También se utiliza para interconectar sistemas de energía separados o no sincronizados, donde las conexiones tradicionales de corriente alterna (CA) no pueden ser utilizadas debido a que la frecuencia de la onda de voltaje de estos sistemas son diferentes. La transmisión de corriente directa en alto voltaje (HVDC), ha superado todas las dudas que surgieron en sus principios y es hoy una tecnología aprobada, empleada para la transmisión de energía alrededor del mundo. En total cerca de 70.000 MW de capacidad están instalados en más de 90 proyectos alrededor del mundo.

El desarrollo de la tecnología HVDC empezó al final de los 20`s, y solamente después de unos 25 años de desarrollo y de trabajo extensivo, se asignó el primer esquema de operación comercial en 1954. Esto era un acoplamiento entre territorio sueco y la isla de Gotland en el mar báltico. El rango de potencia era de 20 MW y la transmisión a 100 kV. En aquella época las válvulas de arco de mercurio fueron utilizadas para la conversión entre CA y CD, y el equipo del control utilizaba los tubos al vacío.

Alrededor de 1970 cuando las válvulas de tiristor fueron introducidas en reemplazo de las válvulas de arco de mercurio se redujo

substancialmente el tamaño y la complejidad de las estaciones convertidoras de HVDC. El uso de microordenadores en el equipo del control en las transmisiones de hoy también ha contribuido a hacer de HVDC la poderosa alternativa en la transmisión de energía que es hoy.

En 1995 las estaciones convertidoras de HVDC sufrieron una mejora en el funcionamiento de las transmisiones de HVDC. Y en 1997 fueron introducidos un convertidor totalmente nuevo y una tecnología de cable llamada *HVDC Light*.

3.1 CONFIGURACIONES TÍPICAS DE HVDC. Hay tres diferentes categorías de transmisiones en HVDC: Transmisiones punto a punto, estaciones adosadas mutuamente (espalda con espalda), sistemas multiterminales.

Veamos ahora cual configuración de este sistema es la adecuada para la interconexión Colombia-Panamá, para ello analizaremos cada una de ellas.

3.1.1 Transmisiones Punto a Punto. Transmisiones monopolar y bipolares de HVDC. La mayoría de las transmisiones de HVDC son transmisiones punto a punto usando líneas aéreas o cables submarinos o una combinación de líneas y cables como el caso que se estudia. Muchas de las transmisiones de cable son **monopolares** usando solamente un conductor metálico entre las estaciones convertidoras y usando la tierra o el agua como trayectoria de regreso para la corriente.

Figura 9. Diagrama esquemático.



Fuente: www.ABB.com

La configuración monopolar no es apropiada para la interconexión Colombia-Panamá ya que ante una eventual falla de la línea no se tendría la interconexión, esta configuración no es confiable.

La mayoría de las líneas aéreas son **bipolares**, es decir utilizan dos conductores de polaridad opuesta (uno positivo y uno negativo). Una transmisión bipolar es de hecho una transmisión de doble circuito, puesto que un lado puede continuar transmitiendo energía cuando el otro está fuera de servicio, entonces este sistema es más confiable que el anterior para la interconexión Colombia Panamá, además una línea aérea bipolar de CD necesita solamente dos conductores aislados en vez de tres para CA, esto reduce costos.

Figura 10. Transmisión bipolar



Fuente: www.ABB.com

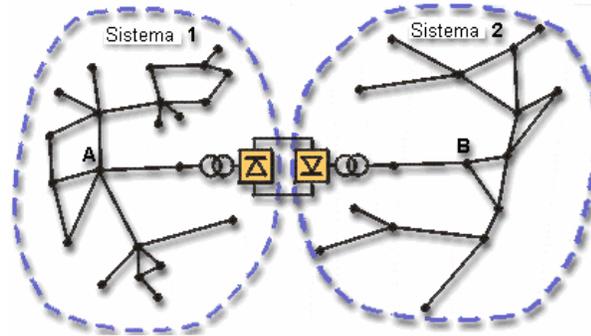
Figura 11. Línea aérea bipolar.



Fuente: www.ABB.com

3.1.2 Estaciones Espalda Con Espalda (*Back to Back*). Una estación espalda con espalda de HVDC se utiliza normalmente para crear una interconexión asincrónica entre dos redes de CA. Hay varias estaciones adosadas mutuamente que operan en el mundo. En estas instalaciones el rectificador y el inversor están situados en la misma estación y son utilizados normalmente para crear una interconexión asincrónica entre dos redes o sistemas de CA, que podrían tener la misma o diferentes frecuencias.

Figura 12. Configuración espalda con espalda.

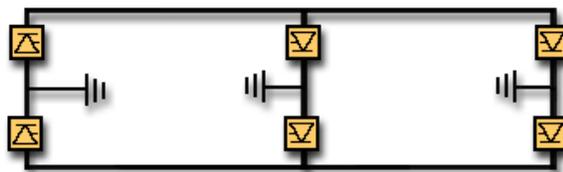


Fuente: www.ABB.com

Una estación espalda con espalda es normalmente algo más simple que una estación de convertidor para un proyecto de transmisión. El nivel de tensión de CD se puede seleccionar sin consideración a los valores óptimos para una línea aérea y un cable, y es por lo tanto normalmente bajo, 150 kV o más bajos. El único equipo grande en el lado de CD es un reactor de alisamiento. El equipo de control puede también ser simplificado, pues no hay necesidad de un acoplamiento de telecomunicación entre los dos convertidores.

3.1.3 Sistemas Multi-Terminales. Una transmisión multi-terminal de HVDC es un sistema de con más dos estaciones convertidoras.

Figura 13. Diagrama esquemático.



Fuente: www.ABB.com

Una transmisión HVDC multiterminal es más compleja que una punto a punto ordinaria. En detalle, el sistema de control es más elaborado y los requisitos de la telecomunicación entre las estaciones llegan a ser más grandes.

Hoy en día en el mundo existe un sólo sistema HVDC multiterminal a gran escala en operación. Esta es LA TRANSMISIÓN HIDRÁULICA DE QUÉBEC a NUEVA INGLATERRA con una capacidad de 2000 MW construida entre 1987 y 1992. La experiencia de funcionamiento de esta transmisión es muy buena y ha probado desde un punto de vista técnico, no hay problemas para conectar varias estaciones convertidoras con la misma línea de transmisión HVDC.

La nueva tecnología HVDC Light, hará los sistemas multi-terminales mucho más fáciles, puesto que no es necesario balancear las corrientes como en un sistema multi-terminal convencional de HVDC.

3.2 VENTAJAS DEL SISTEMA HVDC SOBRE LA HVAC PARA LA INTERCONEXION COLOMBIA-PANAMÁ

3.2.1 Limitación De La Potencia De Corto Circuito. El aporte de corto circuito del sistema de potencia colombiano o panameño, se elimina en los sistemas CD, debido a que no hay transmisión de potencia reactiva. Por lo tanto, la interconexión Colombia-Panamá se puede hacer mediante transmisión HVDC sin incrementar su potencia de corto circuito.

3.2.2 Control De Flujo De Carga. Los voltajes CD de los convertidores, se pueden graduar de forma exacta y sin ningún atraso producto del control electrónico, el flujo de carga a través de un sistema de transmisión HVDC puede ser controlado a voluntad. Esto permite mantener un flujo constante de energía independiente del balance de potencia instantánea del sistema interconectado de CA; Las oscilaciones electromecánicas en Colombia o Panamá, no influyen en la transmisión de energía y no tienen efecto en un segundo sistema de CA al cual está conectado. Sí fuera necesario, el flujo de energía puede ser suspendido muy rápidamente o su dirección puede ser cambiada.

En la mayoría de proyectos de HVDC, el control principal se basa en una transferencia de potencia constante. Esta característica de HVDC ha llegado a ser más importante en años recientes a medida que los márgenes en las redes han llegado a ser más pequeños y como resultado de la desregulación en muchos países. Un acoplamiento de HVDC puede nunca sobrecargarse.

En muchos casos el acoplamiento de HVDC se puede utilizar también para mejorar el funcionamiento del sistema de CA por medio de instalaciones adicionales de control. Estos controles se activan normalmente de forma automática cuando se satisfacen ciertos criterios. Tales funciones de control automático podrían ser de frecuencia de control constante, la redistribución del flujo de energía en la red de CA, la reducción de oscilaciones de energía en las redes de CA, etc. En muchos casos tales funciones de control adicionales pueden permitir aumentar la capacidad de transmisión de energía segura de las líneas de transmisión de CA donde la estabilidad es una limitación.

Hoy en día los avances de la tecnología del semiconductor, utilizada tanto en tiristores de potencia como en microprocesadores para el control del sistema, han creado posibilidades casi ilimitadas para el control del sistema de transmisión de HVDC.

3.2.3 Mejoramiento De La Estabilidad. El control rápido y exacto del flujo de energía en un sistema HVDC también puede ser usado para crear un decrecimiento positivo de las oscilaciones electromagnéticas, mediante la modulación de la potencia transmitida. Por lo tanto, un sistema HVDC puede prestar apoyo efectivamente a la estabilidad de una red a la cual está conectada o a una conexión paralela de CA entre Colombia y Panamá.

3.2.4 Otras Funciones De Regulación. El control exacto y sin atrasos de los convertidores hace posible utilizar un sistema HVDC para la implementación de una serie completa de funciones regulatorias. Así la regulación de frecuencia de una red de CA "débil" puede ser sobrepuesta sobre el control de potencia activa. Influenciando la demanda de potencia reactiva del convertidor, el voltaje CA en el punto de conexión del sistema HVDC puede ser controlado, etc.

3.2.5 Ventajas ambientales. Hay un número de ventajas ambientales transmitiendo energía con HVDC o HVDC Light en comparación con la transmisión HVAC.

3.2.5.1 Los efectos positivos sobre los sistemas de potencia Colombiano y Panameño. Muchas transmisiones de HVDC han sido construidas para interconectar diversos sistemas de potencia por líneas

aéreas o cables. Por medio de estos acoplamientos las plantas de generación existentes en las redes son más eficientes, por lo cuál se evita la necesidad de construir nuevas centrales eléctricas. Esto tiene sentido económico, pero es también bueno para el ambiente. Hay una ventaja ambiental obvia por no tener que construir una nueva central eléctrica, pero hay incluso mayores ganancias ambientales en la operación del sistema de energía interconectado usando las plantas de generación disponibles más eficientemente. La ventaja ambiental más grande es obtenida conectando un sistema, que tiene mucha generación hidráulica a un sistema con generación predominante térmica. Esto tiene la ventaja del ahorro de generación térmica (predominantemente en la demanda máxima) por la generación hidráulica como en el caso de Colombia (y la Región Andina) que como se mostró en el análisis energético tiene gran capacidad hidráulica pudiendo abastecer a Panamá y Centroamérica en general, los cuales tienen un porcentaje de generación térmica bastante grande.

También la generación térmica puede funcionar más eficientemente en la salida constante y no tiene que seguir las variaciones de la carga. Esto se puede hacer fácilmente con la generación hidráulica.

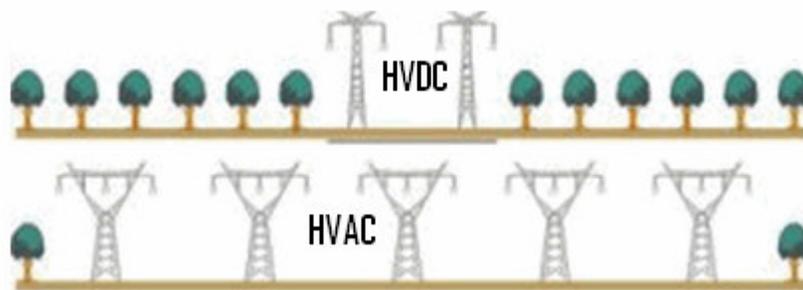
3.2.5.2 Futuros Beneficios Ambientales Para La Interconexión Colombia –Panamá Usando HVDC. El acoplamiento entre Colombia y Panamá es un paso hacia una red interconectada de transmisión de energía para el área del mar caribe. El acoplamiento significa que las diferencias entre el consumo de electricidad en los dos países durante un día se puede igualar. No teniendo que arrancar las centrales

térmicas para las demandas ocasionales, es una ventaja desde el punto de vista operacional y ambiental de la visión.

Las consecuencias para el medio ambiente en el área pueden también ser reducidas debido a emisiones más bajas del dióxido de carbono, del dióxido de sulfuro y de los óxidos de nitrógeno del sector de energía.

3.2.5.3 Reducción del impacto ambiental usando una línea CD en la Región del Darién. Una línea bipolar aérea de HVDC se puede comparar a una línea de doble circuito de CA desde punto de vista de la confiabilidad. Por lo tanto una sola línea de HVDC con dos conductores tiene menos consecuencias para el medio ambiente que una línea de doble circuito de CA con seis conductores. Esto requiere menos espacio y tiene menos impacto visual, esto cumple con lo requerido para esta región ya que el paso para la transmisión es muy estrecho; esta situación se ilustra en la figura 14 donde se muestra que para la misma transmisión la configuración HVDC se necesita talar menos árboles que para la configuración HVAC.

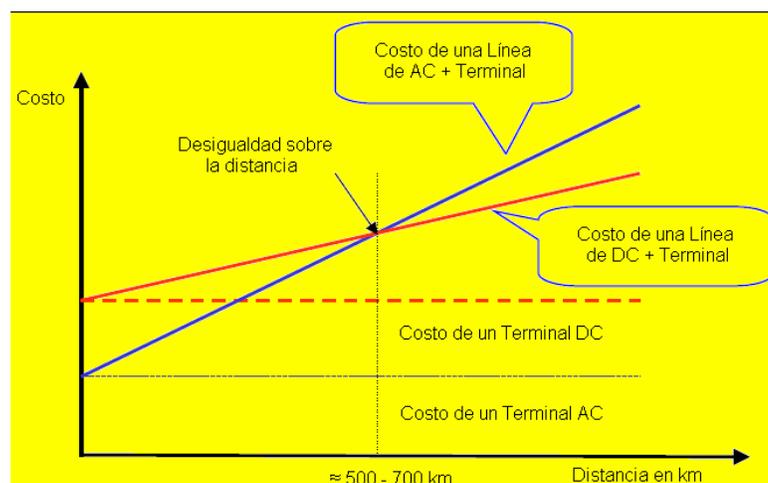
Figura 14. Mejoramiento ambiental



Fuente: www.ABB.com

3.2.6 Bajo costo de inversión usando HVDC Comparado con los costos HVAC en la interconexión Colombia-Panamá. Una línea de transmisión de HVDC cuesta menos que una línea de CA para la misma capacidad de transmisión. Sin embargo, las estaciones terminales son más costosas en el caso de HVDC debido al hecho de que se debe realizar la conversión de CA a CD y viceversa. La figura 15, muestra una gráfica de costo versus distancia (km), donde la línea azul representa una línea CA más sus subestaciones terminales y una línea roja que representa el costo de una línea DC mas sus subestaciones terminales, observamos que para distancias pequeñas la HVAC resulta más económica que la HVDC y para grandes distancias aproximadamente después de 500 a 700 km (dependiendo de la transferencia de potencia) la HVDC resulta más económica que la HVAC, el punto en el cual la línea azul y la línea roja se intersecan se conoce como la "ruptura uniforme de distancia", para la que para largas distancias HVDC dará siempre el costo más bajo.

Figura 15. Costos típicos de inversión para una línea aérea de transmisión con CA y HVDC



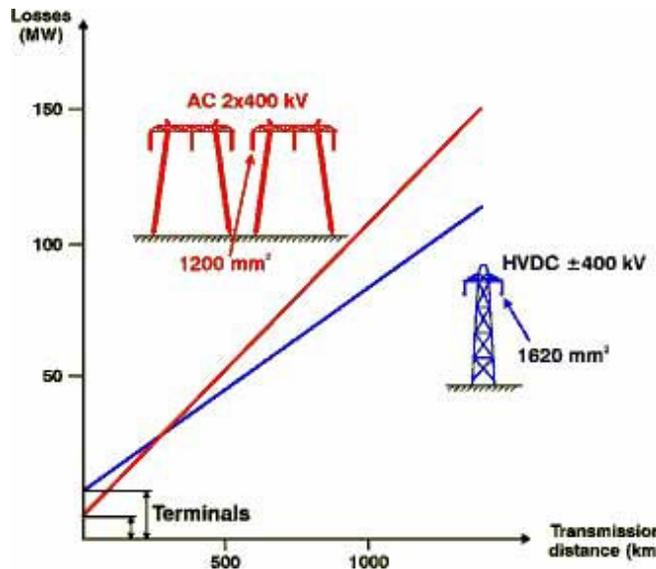
Fuente: www.ABB.com

La ruptura uniforme de distancia es mucho más pequeña para los cables submarinos (típicamente cerca de 50 kilómetros) que para una línea de transmisión aérea, en el caso de la interconexión Colombia-Panamá la parte submarina son 102 Km, lo que significa que por este hecho el sistema HVDC resulta mas económico que el sistema HVAC.

3.2.7 La transmisión HVDC tiene pérdidas más bajas. Las pérdidas de transmisión en HVDC son más bajas que las pérdidas de CA en prácticamente todos los casos. Una línea optimizada de transmisión de HVDC entre Colombia y Panamá tiene pérdidas más bajas que las líneas de HVAC para la misma capacidad de energía (300 MW). Las pérdidas en las estaciones convertidoras tienen que ser tenidas en cuenta, pero puesto que son solamente cerca de 0.6%* de la energía transmitida en cada estación, las pérdidas de transmisión totales de HVDC vienen siendo más bajas que las pérdidas de CA en prácticamente todos los casos. Los cables de HVDC también tienen pérdidas más bajas que los cables de CA. La figura 16 representa una gráfica de *losses* (pérdidas) versus distancia de transmisión en km, la cual muestra una comparación de las pérdidas para líneas de transmisión aéreas de 1200 MW con HVDC (línea azul) y HVAC (línea roja), se puede notar claramente que para largas distancias el sistema HVDC tiene menos perdidas que el sistema HVAC.

* Fuente: www.ABB.com

Figura 16. Comparación de pérdidas sobre los 1200MW



Fuente: www.ABB.com

3.2.8 Transmisión a grandes distancias usando líneas aéreas.

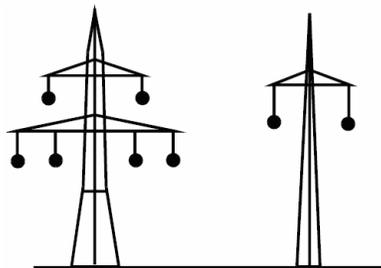
Como hasta ahora se ha visto HVDC ofrece una posibilidad técnicamente confiable y económicamente factible para la transmisión de grandes cantidades de energía (300 MW) sobre la interconexión Colombia-Panamá.

Además los aspectos técnicos tales como un control preciso, la ausencia de problemas de estabilidad, la facilidad para el despeje de fallas y las consideraciones económicas son especialmente importantes para esta aplicación de los sistemas de HVDC en la interconexión Colombia-Panamá.

Las líneas aéreas CD solo necesitan dos conductores. Este sistema es simple en diseño, el peso de las torres es mucho menor que las de CA y significativamente se usa menos espacio en las vías. En comparación con una línea bipolar de CD, una línea de doble circuito de CA debe ser usada para lograr la misma disponibilidad. Esto es debido a que en HVDC la operación monopolar con retorno por tierra es posible.

La figura 17 muestra esquemáticamente los diagramas de las torres de una línea de corriente alterna de 380 kV de doble circuito y una línea bipolar de HVDC a ± 400 kV. Ambos sistemas están dimensionados para 1200 MW de potencia de transmisión nominal. Aquí se puede verificar el costo superior de la opción de corriente alterna.

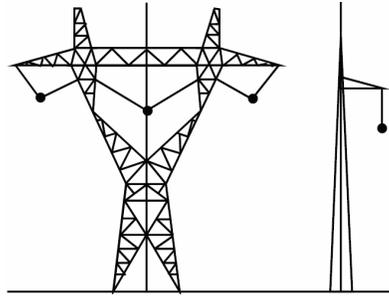
Figura 17. Transmisión de 1.200MW;
HVAC 2 x 380 kV, HVDC ± 400 kV.



Fuente: HVDC Systems and Their
Planning; SIEMENS.

La figura 18 muestra un ejemplo análogo para transmisión de 4000 MW. Dos líneas de 765 kV de corriente alterna son comparadas con dos líneas monopolares de HVDC a 600 kV. En este ejemplo se hace aún más evidente el costo significativamente más bajo de las líneas de CD.

Figura 18. Transmisión de 4000MW:
HVAC 2 x 765kV; HVDC \pm 600kV.



Fuente: HVDC Systems and Their
Planning; SIEMENS.

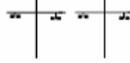
Estos ejemplos ilustran las configuraciones estructurales más importantes de las líneas aéreas de HVDC bipolares y monopolares. La configuración bipolar es más costosa en términos de material, y necesita el uso de ambos costados de vía. Sin embargo, esta tiene la gran ventaja de que aunque falle una línea de una torre, se conserva la disponibilidad de un 50% de la transmisión de potencia, asumiendo que en operación el uso de tierra como retorno es permitido. Dependiendo del grado de confiabilidad requerido del sistema, la cual es tolerada por los transitorios o fallas permanentes en las líneas, se pueden implementar varios tipos de líneas aéreas de HVDC.

La tabla 2 muestra cinco configuraciones con la misma transmisión de potencia para una misma línea, con la misma sección transversal en el conductor. Cada configuración difiere en la capacidad de transmisión restante después de una falla (permanente) en la línea.

Un incremento en la confiabilidad implica un incremento en el costo de la línea de transmisión. Se asume que la capacidad de transporte de

corriente del conductor es el doble de la corriente nominal. Las configuraciones marcadas con (1) que se encuentra en la tabla 2 asumen que los dos polos de la estación son switcheados en paralelo. Si se provee un switcheo rápido, la configuración de línea y media es equivalente a una línea de doble circuito. Esta tabla asume que es posible dividir el total de la sección transversal en dos líneas sin exceder la fuerza superficial permitida del campo. El uso de la configuración de línea homopolar (sistema de dos líneas con la misma polaridad en una torre) puede ser una forma de superar este problema potencial.

Tabla 2. Distintas configuraciones de línea para misma potencia, misma línea

Variantes	Configuración de la torre	Capacidad de transmisión restante			Costos relativos en P.U.
		Pérdida de un polo retorno por tierra		Fractura de torre	
		Permitido	No permitido		
Línea única bipolar		0.5 (1)	0	0	1
Doble línea		1	1	0	1.14
Línea y media		1	1	0	1.07
Línea monopolar		0.5 (1)	0	0.5 (1)	1.26
Dos líneas (bipolar o homopolar)		1	1	1	1.36

Fuente: HVDC Systems and Their Planning; SIEMENS.

Para la interconexión Colombia-Panamá la parte de línea aérea es de aproximadamente 403 km

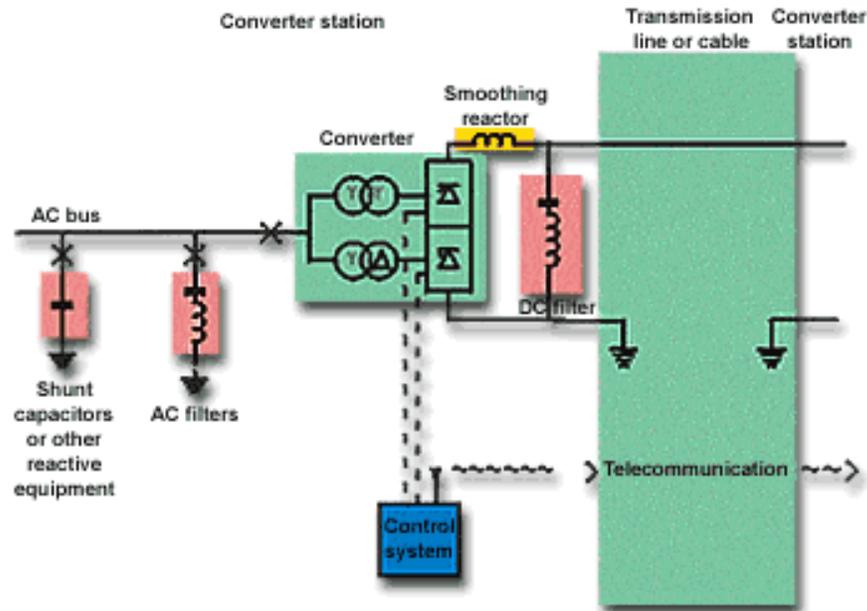
3.3 TECNOLOGÍA DE HVDC

En cuanto a la calidad de la energía eléctrica para la interconexión Colombia-Panamá el sistema HVDC tiene control sobre los armónicos, esto se deduce gracias a que una estación convertidora de HVDC utiliza válvulas de tiristores para realizar la conversión de CA a CD y viceversa. El puente de la válvula del convertidor de 12 pulsos está conectado con el sistema de CA por medio de los transformadores del convertidor. Las válvulas se colocan normalmente en un edificio y los transformadores del convertidor son ubicados justo al exterior del mismo. El convertidor de HVDC produce armónicos hasta el orden del decimotercero armónico en el lado de CA. Se previene la entrada de estos armónicos a la red DC con los filtros de CA, es decir circuitos resonantes que constan de condensadores, inductancias (reactores) y resistores. Los filtros también producen una parte de la energía reactiva consumida por el convertidor.

El convertidor de HVDC también da lugar a armónicos de voltaje en el lado de CD, Hasta el orden del 36^{vo}. Una inductancia grande (reactor de alisamiento) está instalada siempre en el lado de CD para reducir la ondulación en la corriente directa. Además, un filtro de CD también se necesita normalmente para reducir el nivel de corrientes armónicas en líneas aéreas. Los armónicos pueden causar de otra manera interferencia a los circuitos de teléfono en la vecindad de la línea de CD. La energía en una transmisión de HVDC es controlada por medio de un sistema de control, el cuál ajusta los instantes en que se accionan las

válvulas de tiristores para obtener la combinación deseada de voltaje y de corriente en el sistema de CD.

Figura 19. Esquema general de una estación convertidora

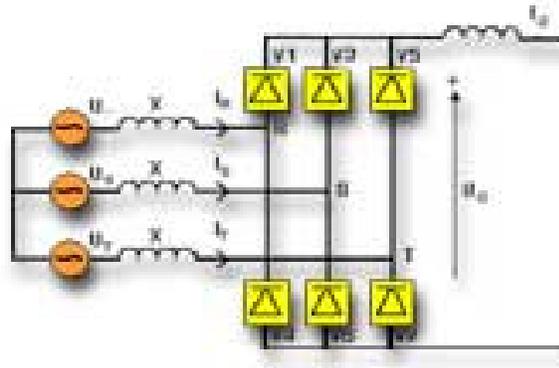


Fuente: www.ABB.com

Otros elementos son necesarios en una estación convertidora, tal como interruptores, los transductores de corriente y voltaje, los pararrayos, etc.

3.3.1 Válvulas de tiristores de HVDC. Las válvulas de tiristores son el corazón del proceso de la conversión de HVDC. Las válvulas modernas tienen un expediente de funcionamiento excelente y pérdidas muy pequeñas.

Figura 20. El puente *Graetz* de 6-pulsos



Fuente: www.ABB.com

Las válvulas de tiristores hacen la conversión real de CA a CD o viceversa. El circuito básico usado es el puente de *Graetz* que consiste en seis válvulas de tiristores, pero para eliminar los armónicos más grandes, dos de estos puentes se conectan en serie para formar un convertidor de 12 pulsos.

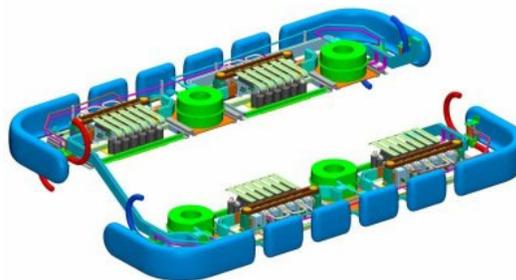
Figura 21. Convertidor de 12 pulsos



Fuente: www.ABB.com

Las válvulas están situadas en un lugar llamado edificio de válvula y arregladas normalmente como tres estructuras (válvulas cuádruples) suspendidas del techo del pasillo, pero también se pueden hacer otros arreglos. (Por ejemplo: la válvula al aire libre de HVDC de ABB.) Cada válvula consiste en un número de módulos conectados en serie del tiristor al reactor. Los reactores son necesarios para limitar el índice de la subida de la corriente cuando se acciona la válvula (hecho para conducir la corriente).

Figura 22. Capa de la válvula con cuatro módulos conectados en series del tiristor al reactor



Fuente: www.ABB.com

Figura 23. Módulo de tiristor de HVDC de ABB con las pantallas de la corona quitadas



Fuente: www.ABB.com

Las válvulas de HVDC son refrigeradas con agua desionizadas por un lazo cerrado. Los tiristores son accionados por los pulsos eléctricos de compuerta generados en una unidad de control electrónica pequeña (TCU) establecida cerca de cada tiristor.

3.3.2 Transformador del convertidor de HVDC. Los transformadores de los convertidores son el equipo más pesado de una estación convertidora de HVDC. Las solas unidades pueden a menudo tener un peso total de 200 a 400 toneladas.

Figura 24. Dos transformadores de un convertidor de HVDC de una sola fase tres bobinas durante el ensamble final en el sitio.

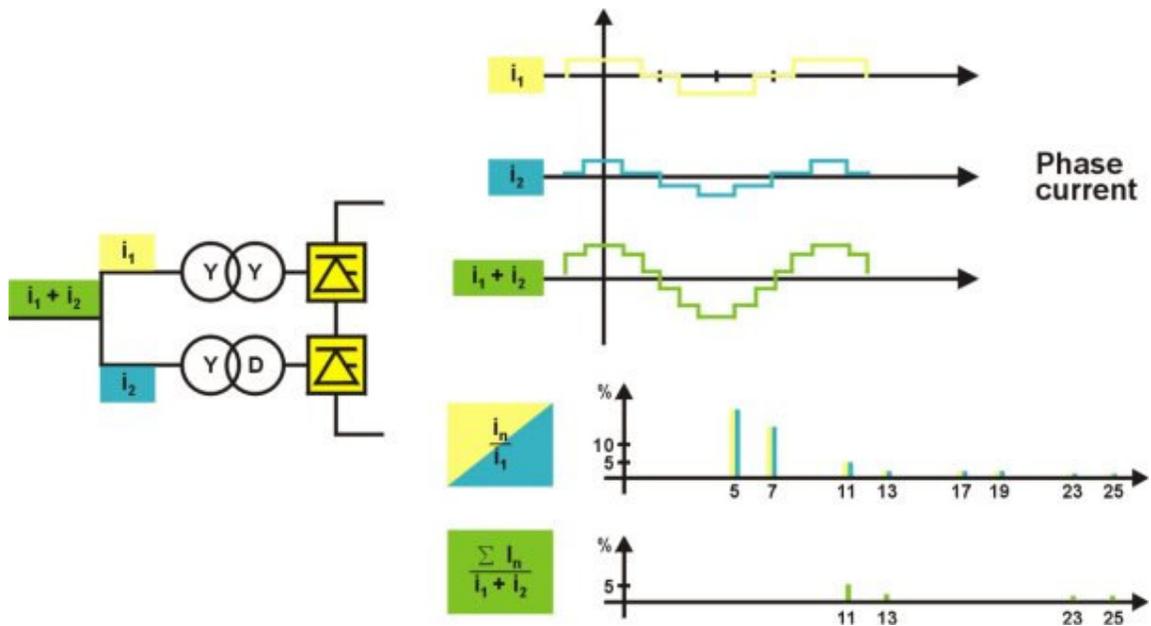


Fuente: www.ABB.com

El transformador del convertidor es una parte integral de un sistema de HVDC. Los altos voltajes de CA y CD ponen los requisitos específicos en el aislamiento dieléctrico. Las corrientes no sinusoidales dan lugar a las pérdidas adicionales que deben ser consideradas. Los transformadores del convertidor conectan la red de CA con el puente de la válvula del tiristor, y ajustan el voltaje en el lado de la válvula a un nivel

conveniente basado en el voltaje CD usado para la transmisión. Los transformadores pueden ser de diversos diseños dependiendo de la energía a ser transmitida, y de las posibles limitaciones de transporte. El tipo más común es un diseño de una fase, tres bobinas. Tres transformadores idénticos, entonces se necesitan por el convertidor.

Figura 25. Armónicos en HVDC

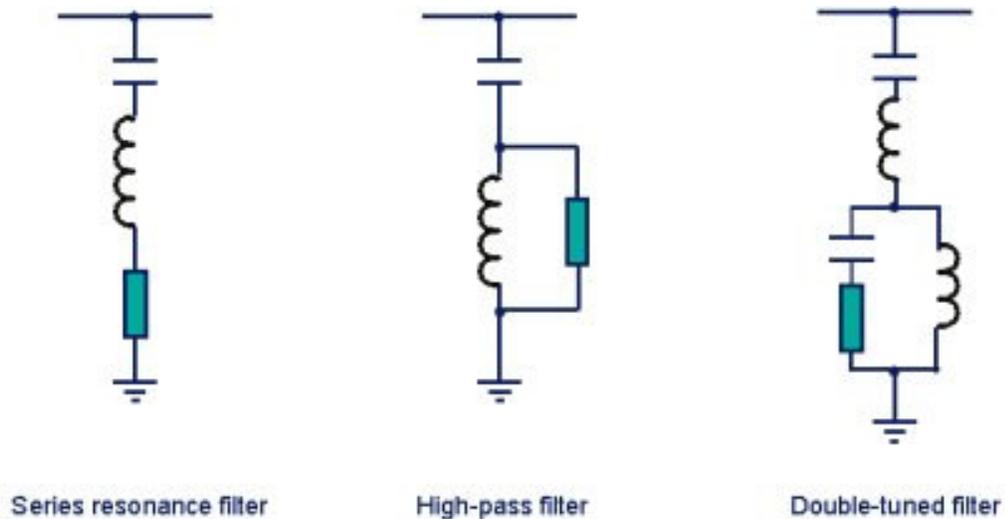


Fuente: www.ABB.com

El transformador del convertidor tiene varias funciones: Fuente de voltajes CA; En dos circuitos separados con un desplazamiento de fase relativo de 30 grados eléctricos para la reducción de armónicos del orden del 5^{to} y del 7^{mo}, especialmente. Actúa como barrera galvánica entre los sistemas de CA y CD para evitar que el potencial de CD se incorpore al sistema de CA. Impedancia reactiva en la fuente de CA para reducir corrientes de cortocircuito y para controlar el índice de la subida de corriente de la válvula durante la conmutación. Transformación del voltaje entre la fuente de CA y el sistema de HVDC.

3.3.3 Energía reactiva. Los convertidores convencionales de HVDC tienen siempre una demanda de energía reactiva. En operación normal, un convertidor consume energía reactiva en una cantidad que corresponde a aproximadamente un 50 % de la energía activa transmitida. La forma más económica de generar energía reactiva está en los bancos de condensadores conectados en paralelo. Algunos de estos bancos de condensadores se pueden combinar con los reactores y los resistores para formar los filtros que proporcionan las trayectorias bajas de impedancia para los armónicos y así limitar su entrada en la red de CA.

Figura 26. Modelos de filtros



Fuente: www.ABB.com

3.3.4 Filtros de CA para HVDC. La rama del filtro de resonancia serie dará una impedancia muy baja y una filtración eficiente creando una banda de frecuencia estrecha alrededor de la frecuencia de sintonía. Tales ramas por lo tanto se utilizan normalmente para los armónicos más grandes, es decir los 11^{vo} y los 13^{vo}. Pero es a menudo ventajoso

utilizar un filtro doble-sintonía para los armónicos 11^{vo} y 13^{vo} en lugar de uno. Para los armónicos de un orden más alto, los niveles actuales son más bajos, pero estas frecuencias tienen el impacto más grande en interferencia en líneas telefónicas. Por lo tanto deben también ser atenuadas, pero la impedancia del filtro puede ser más grande que para los armónicos 11^{vo} y 13^{vo}. Así, los filtros de banda ancha, normalmente del tipo high-pass, se utilizan para los armónicos del 23^{vo} en adelante.

3.3.5 Reactor de alisamiento de HVDC. Los reactores de alisamiento de HVDC pueden estar diseñados para trabajar al aire libre tan bien como las unidades aisladas en aceite. Un reactor de CD está conectado normalmente en serie con el convertidor. Los objetivos principales del reactor son: reducir las corrientes armónicas en el lado de CD del convertidor. Reducir el riesgo de fallas de conmutación limitando el índice de la subida de la corriente línea de CD en los disturbios transitorios en los sistemas de CA o CD.

Figura 27. Reactor de alisamiento en la transmisión de HVDC de *FennoSkan*



Fuente: www.ABB.com

Reduciendo el rizado, el reactor de CD también contribuye a reducir el potencial de CD para los disturbios de las líneas telefónicas. La mayoría de los reactores son al aire libre, pero los reactores para proyectos más grandes de HVDC se construyen a menudo en unidades aisladas en aceite.

Figura 28. Capacitor de filtro suspendido de 500kV para áreas sísmicas



Fuente: www.ABB.com

3.3.6 Filtro de CD para HVDC. Para la línea de transmisión aérea de HVDC el filtro de CD evita la interferencia en la línea telefónica. El reactor de alisamiento, que está instalado también por otras razones, es un elemento importante en la filtración de los armónicos laterales de CD. En la línea de transmisión aérea, es normalmente necesario instalar los circuitos de filtro adicionales entre la barra del poste (El reactor exterior de alisamiento) y la barra neutral. Los condensadores o los circuitos de filtro pueden también tener que ser instalados entre la barra neutral y la tierra. Los tipos de filtro usados en el lado de CD son esencialmente iguales a los usados en el lado de CA, es decir filtros de

resonancia serie y filtros pasa alta. El elemento más grande de un filtro de CD, el condensador, se suspende a menudo en proyectos de HVDC de ABB, especialmente en áreas sísmicas

3.3.7 Sistema de control de HVDC. El sistema de control es el cerebro en una transmisión de HVDC. Una ventaja importante de una transmisión de HVDC es su controlabilidad. Una estación moderna de HVDC se equipa de un control y de un sistema de protección basados en microprocesadores bien integrados. El canal control de energía básico se basa en un sistema donde uno de los convertidores controla su voltaje CD y el otro convertidor controla la corriente a través del circuito CD.

El sistema de control actúa con los ajustes del ángulo de señal de las válvulas de tiristor y con ajustes del cambiador de tap en los transformadores del convertidor. Cada poste en un acoplamiento bipolar de HVDC, tiene su propio sistema de control. En el modo normal, los sistemas de control de las dos estaciones de un sistema de HVDC de dos-terminales se comunican con un canal de acoplamiento de telecomunicación entre las estaciones. La mayoría de las transmisiones de HVDC son remotamente controladas desde un centro para el envío en la barra. Todas las funciones para el control, la supervisión y la protección de las estaciones se ponen en ejecución en el software que funciona en una familia de los tableros de circuito del microprocesador.

3.3.8 Cable de transmisión HVDC para grandes distancias de cruce por agua. No hay límites técnicos para la longitud de un cable de HVDC. En una transmisión larga de cable de CA, el flujo de energía reactiva debido a la capacitancia grande del cable limitará la distancia

posible máxima de la transmisión. Con HVDC no hay tal limitación. Por lo cuál, para conexiones distantes con cable, HVDC es la única alternativa técnica viable. El cable submarino más largo de HVDC actualmente en operación es el de la transmisión del cable báltico de 250 kilómetros entre Suecia y Alemania. Varios cables submarinos de HVDC de 500 kilómetros o más se están planeando actualmente en Europa y en otros lugares, en el caso de la interconexión Colombia-Panamá la parte submarina son 102 Km.

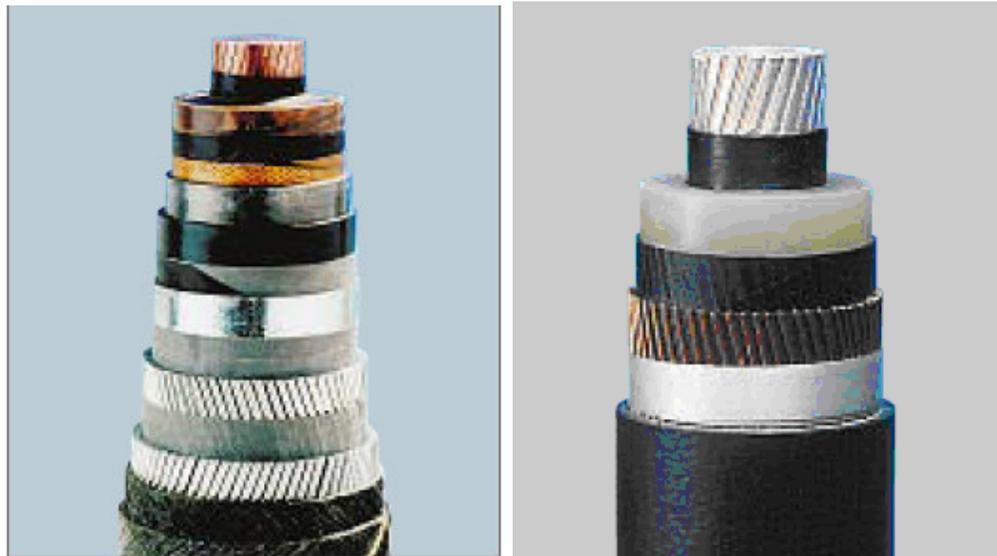
Figura 29 Cable submarino y robot que lo fija a la profundidad y la línea a seguir



Fuente: www.ABB.com

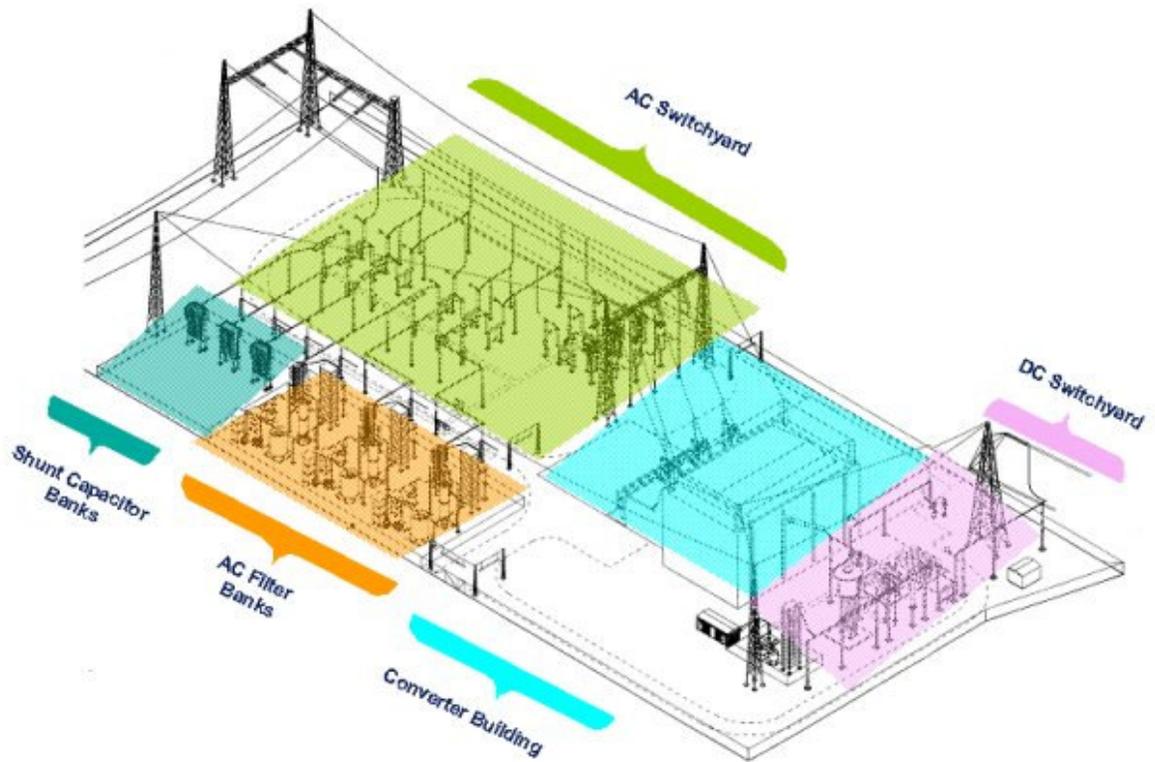
En la figura 30 se puede ver la diferencia del enchaquetamiento entre un cable submarino de HVDC que tiene que soportar las altas presiones de la profundidad y salinidad del mar y un cable aéreo de HVDC. Los dos tipos de cables se usaran en la interconexión Colombia-Panamá en cada una de las regiones a atravesar (parte aérea 403 km en total y parte submarina 102 km).

Figura 30. Cable Submarino HVDC Y Cable aéreo de HVDC



Fuente: www.ABB.com

Figura 31. Estación convertidora



Fuente: www.ABB.com

3.3.9 Disposición de una estación de convertidor típica de HVDC.

La disposición típica de una estación convertidora de HVDC se puede observar en la figura 31.

3.4 Proyección de HVDC

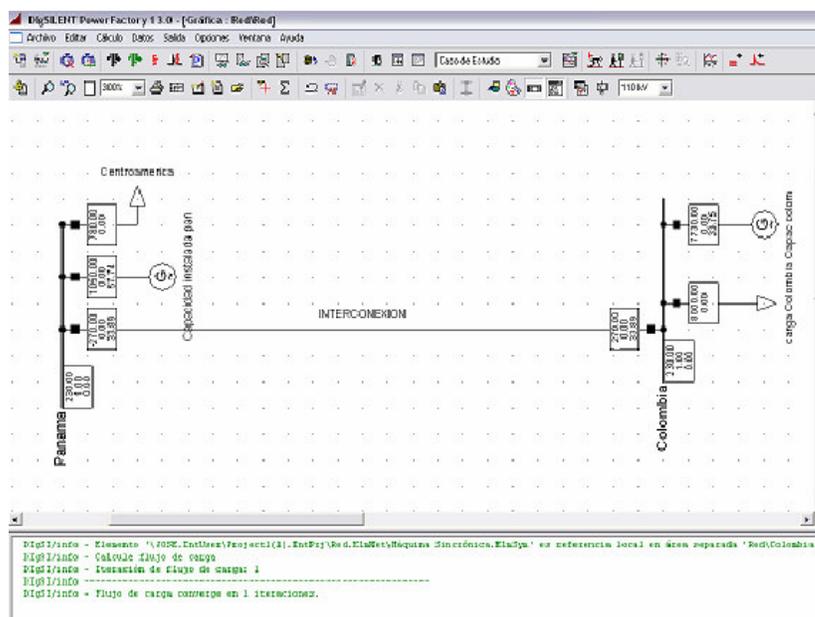
La transmisión de HVDC ha tenido un largo camino desde el primer acoplamiento en Gotland en 1954. La transmisión a granel puede confiar en la tecnología basada en tiristores por muchos años puesto que es confiable y baja en costo, además las pérdidas son bajas. El aumento del voltaje es unidireccional partiendo de esto permitiría potencias más elevadas y grandes distancias para los acoplamientos.

4. ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LA INTERCONEXION COLOMBIA-PANAMÁ

Se hizo bajo dos perspectivas un análisis estacionario y un estudio de estabilidad transitoria y dinámica:

4.1 Análisis estacionario. El objetivo del análisis estacionario es simular el sistema de potencia mediante un flujo de carga y observar el resultado de los principales variables (voltajes y flujos de potencia). Se utilizó DigSILENT Power Factory 13.0.

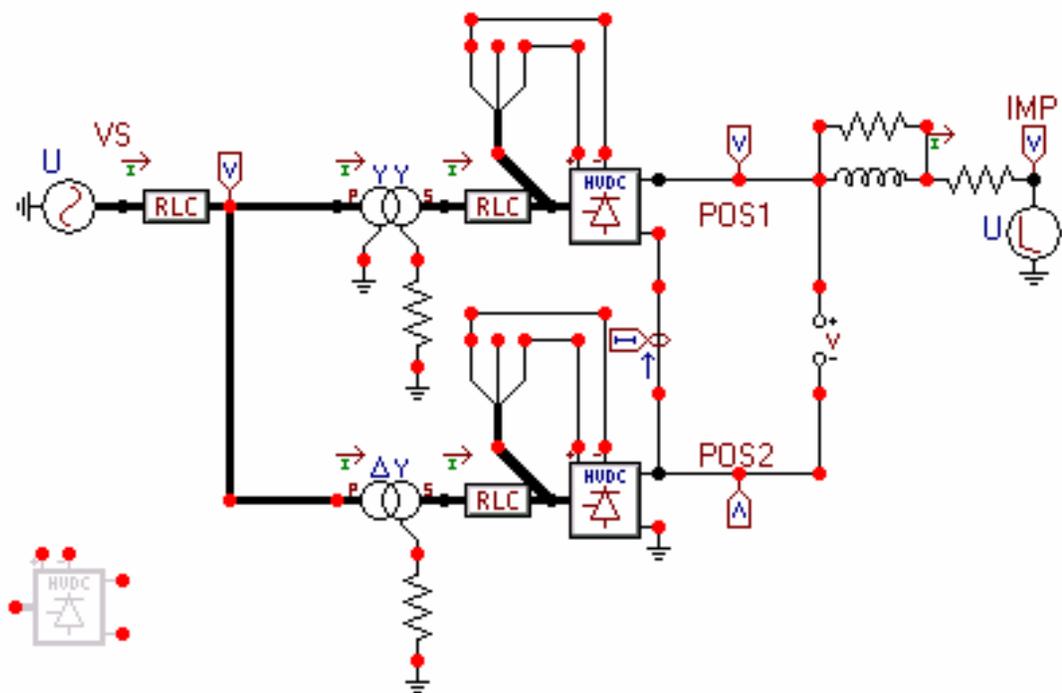
Figura 32. Simulación del sistema interconectado por DigSILENT Power Factory 13.0 en la Universidad Tecnológica de Bolívar



Desde el punto de vista eléctrico, los resultados preliminares muestran que la operación de la interconexión para un intercambio de 300 MW entre Colombia y SIEPAC es viable bajo condiciones normales de operación de los sistemas.

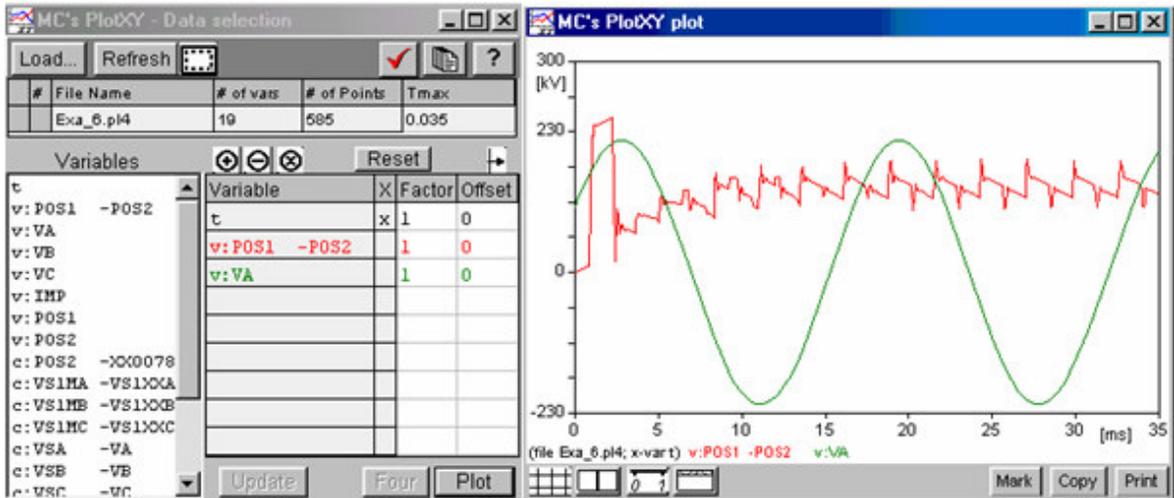
También se utilizó EMTP-ATP para simular una subestación HVDC, con sus componentes y analizar las señales de voltaje en la entrada de CA y la salida de CD.

Figura 33. Simulación de una subestación HVDC de 12 pulsos en EMTP- ATP



Fuente: Ingeniero Electricista, Salomón Zarur

Figura 34. Señal de entrada (CA) y señal de salida (CD)

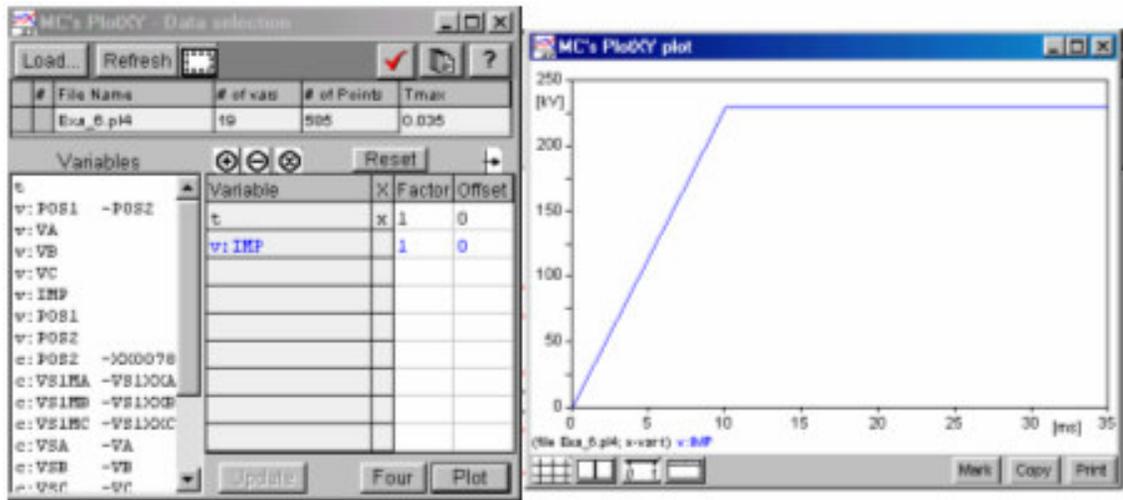


Fuente: Ingeniero Electricista, Salomón Zarur

En la gráfica de la figura 34 se puede observar que la línea roja (CD) que se toma de los voltímetros mostrados en la posición 1 (POS1) y en la posición 2 (POS2) de la figura 33, no es totalmente lisa, aunque ya se han eliminado muchos de los rizados al colocar una rampa (U) para esto la rampa se tuvo que colocar al valor de la tensión entre Colombia y Panamá.

La gráfica de la rampa se muestra en la figura 35 y se tomó del voltímetro marcado con imp de la figura 33.

Figura 35. Señal rampa



Fuente: Ingeniero Electricista, Salomón Zarur

De esta simulación se puede concluir que para un grado de energía dado el voltaje constante en una línea utilizando HVDC es más bajo que la tensión máxima utilizando un sistema HVAC. Entonces, el sistema HVDC puede llevar más energía por el conductor, porque este voltaje determina el grueso del aislamiento y el espaciamiento del conductor. Esto permite a los cables existentes y a las maneras de ser utilizado llevar más energía para el área de consumo de alta energía, en general se reducen costos en el cable.

4.2 Estudio de estabilidad transitoria y dinámica. Se estudian los fenómenos de la respuesta oscilatoria y los problemas de inestabilidad del sistema ante contingencias críticas.

Como se ha dicho anteriormente, la tecnología HVDC convencional usa convertidoras de conmutación natural que requieren una fuente de voltaje de corriente alterna para poder operar. El proceso de conversión

requiere potencia reactiva que toma de los filtros y bancos de capacitores que son parte de la estación convertora. La eventual demanda o exceso de potencia reactiva deberá ser absorbida por el sistema de CA. Esta diferencia de potencia reactiva debe ser mantenida entre unos límites preestablecidos para poder mantener el voltaje dentro de las tolerancias aceptables. En el caso de conectarse a una red débil es de suma importancia mantener el balance de potencia reactiva para poder operar dentro de las tolerancias de voltaje deseadas.

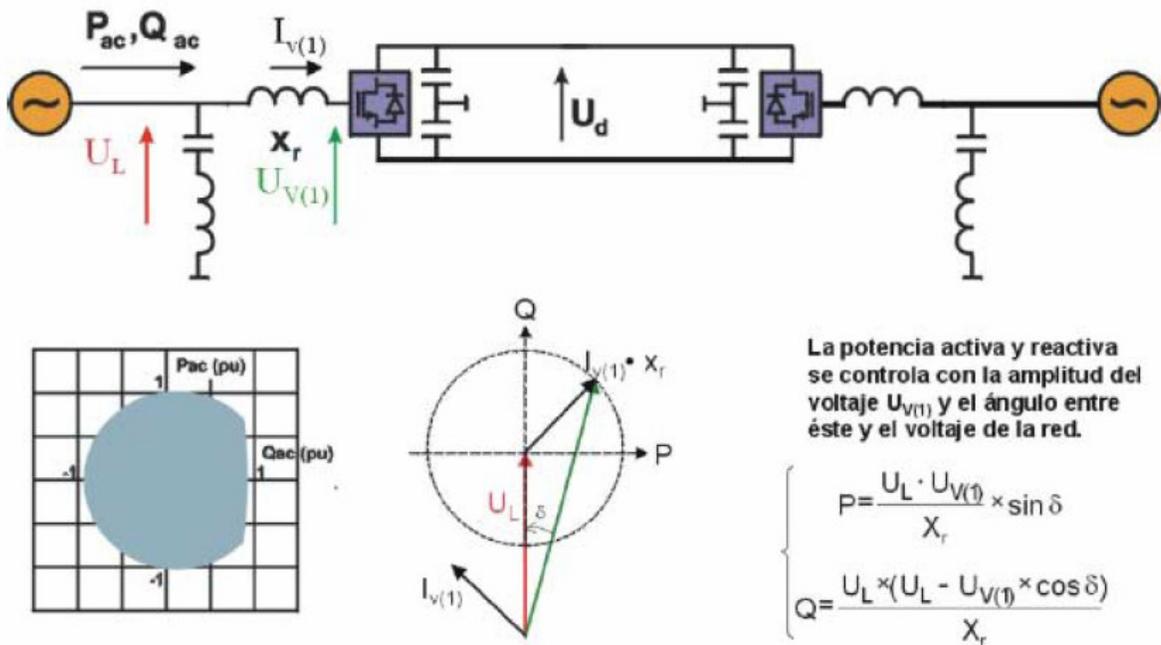
A diferencia de una máquina síncrona o un compensador estático las convertoras de HVDC convencional en sí no pueden contribuir mucho al soporte dinámico de voltaje, aunque se pueden instalar bancos de capacitores adicionales para obtener un soporte transitorio o estacionario. (También se pueden obtener cierto soporte dinámico, permitiendo ángulos de disparo mayores).

Sin embargo, la tecnología más reciente de HVDC, llamada HVDC *Light*, se basa en convertoras de conmutación forzada y su comportamiento se asemeja al de las máquinas síncronas. Usando componentes de alta frecuencia de switcheo, como el IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), es posible usar tecnología PWM (Modulación del Ancho de Pulso) para producir el voltaje de corriente alterna como un switcheo ultra-rápido entre dos voltajes fijos.

Con PWM es posible producir cualquier ángulo de fase y amplitud (hasta cierto nivel), y se pueden variar prácticamente en forma instantánea. También, la tecnología de conmutación forzada (*VSC = Voltage Source*

Converter), permite la alimentación a una red pasiva (sin generación), que es muy ventajoso en la restauración de una red después de un apagón ya sea en Colombia o en Panamá.

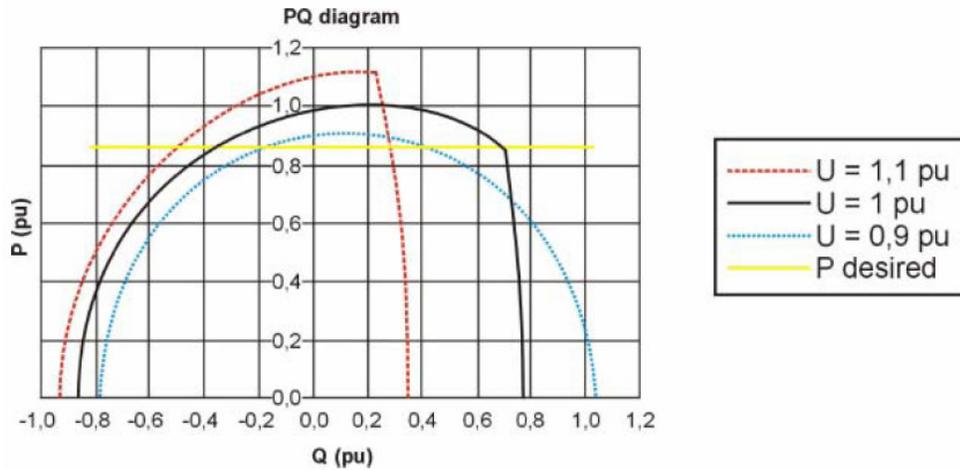
Figura 36. Control de potencia activa y reactiva en HVDC Light



Fuente: www.ABB.com

La tecnología HVDC Light no solamente permite controlar en forma rápida y precisa el flujo de potencia activa, sino también puede generar o consumir potencia reactiva independientemente del flujo de potencia activa. Esto significa, que uno puede ver el HVDC Light como un enlace de transmisión de potencia activa más dos compensadores estáticos SVC Light ó STATCOM en cada punta de la interconexión.

Figura 37. Diagrama PQ de HVDC Light



Fuente: www.ABB.com

La habilidad de controlar el flujo de potencia activa y la generación o consumo de potencia reactiva al mismo tiempo, brinda ventajas únicas en circunstancias donde hay problemas de estabilidad.

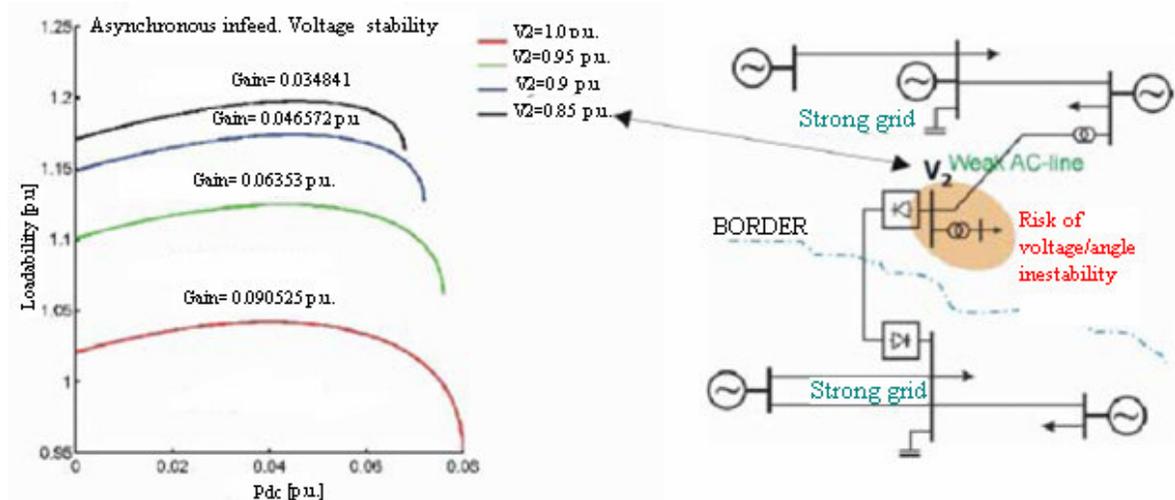
Para visualizar esto podemos considerar dos tipos de interconexión:

- Interconexión en serie.
- Interconexión en paralelo.

En el caso de tener una interconexión entre Colombia y Panamá con un HVDC *Light* y donde una de las convertoras es conectada a una línea larga y débil de CA se puede hacer uso del control mixto (P y Q) para evitar la pérdida de la interconexión frente a disturbios y también maximizar la potencia activa que puede ser transferida de un sistema a

otro, brindando apoyo de reactivo en la barra de CA donde el voltaje puede variar en forma extrema.

Figura 38. HVDC Light en serie con una línea larga de CA



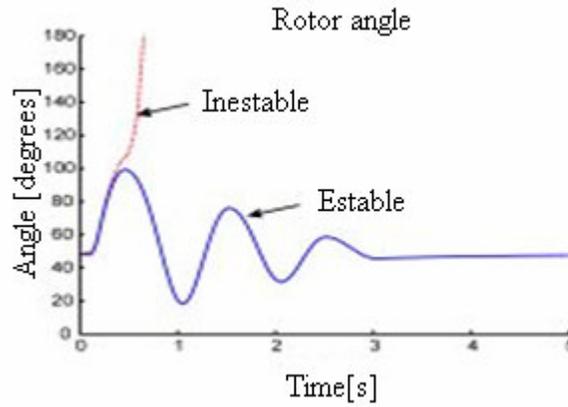
Fuente: www.ABB.com

Existen fenómenos en los generadores tales como:

- Cambios en la demanda.
- Desbalance entre la entrada eléctrica y la entrada mecánica (velocidad).
- Protección y control (transientes).

Estas transiciones son oscilatorias y se conocen como: Estabilidad del ángulo del rotor u oscilaciones electromecánicas.

Figura 39. Inestabilidad y estabilidad de los generadores



Fuente: www.ABB.com

Existen tres métodos para el control de estas transiciones:

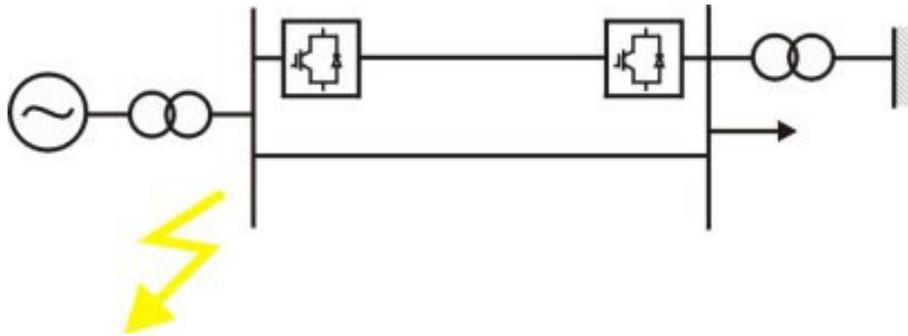
- Potencia activa P.
- Potencia reactiva Q.
- Combinado (P y Q).

Para el análisis se hizo una simulación de una línea de corriente alterna puesta en paralelo con una de CD como lo muestra la figura 40.

Y se simuló una falla de una subestación a tierra:

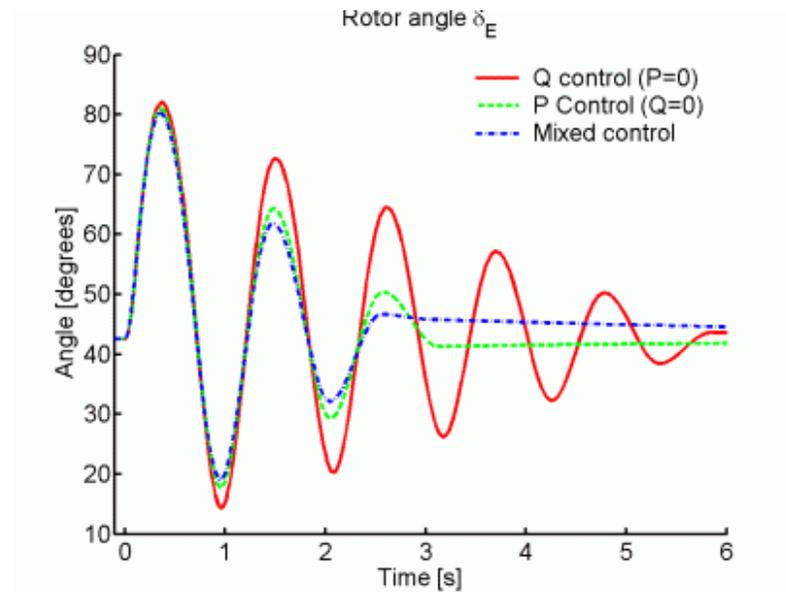
Con las ecuaciones presentadas en el anexo E se usó un programa de la ABB en MATLAB + *toolbox power system*, el cual se puede ver en el anexo F. Los datos utilizados para la simulación son valores bajo condiciones normales de operación entre dos sistemas de potencia, para el caso particular Colombia-Panamá (según la normatividad ANSI c84.1-1992 los niveles de tensión deben ser de 0.9 a 1.1 del valor por unidad). Las gráficas y análisis realizados en MATLAB son los siguientes:

Figura 40. HVDC Light en paralelo con una línea de CA la falla es simulada en una subestación la cual tiene la generación (de donde provenga el flujo de potencia, ya sea de Colombia o de Panamá



Fuente: www.ABB.com

Figura 41. El ángulo entre el rotor del generador y el SIN

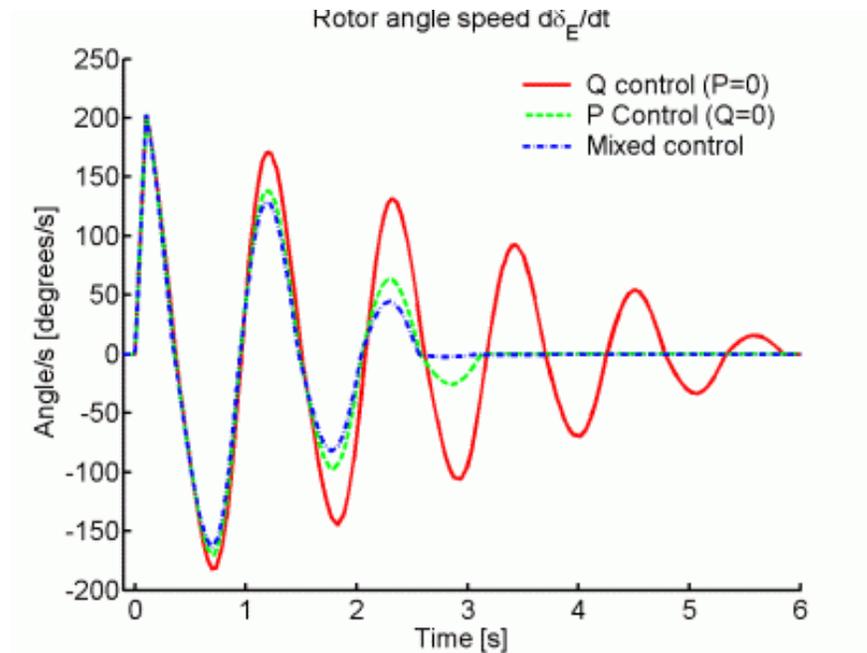


Fuente: www.ABB.com

Podemos ver que el control Mixto (azul) (como se ve en la figura 41) amortigua la oscilación más rápido que los otros métodos, aunque el control P (verde) también muestra una buena amortiguación a la oscilación, en la figura 41 se puede observar el ángulo entre el rotor del generador y el SIN (ya sea de Colombia o el de Panamá que tenga la falla).

Se puede verificar en la figura 42 que con el control mixto la onda se amortigua después de 2.8 segundos de haber ocurrido una falla.

Figura 42. La variación de la velocidad después de la falla

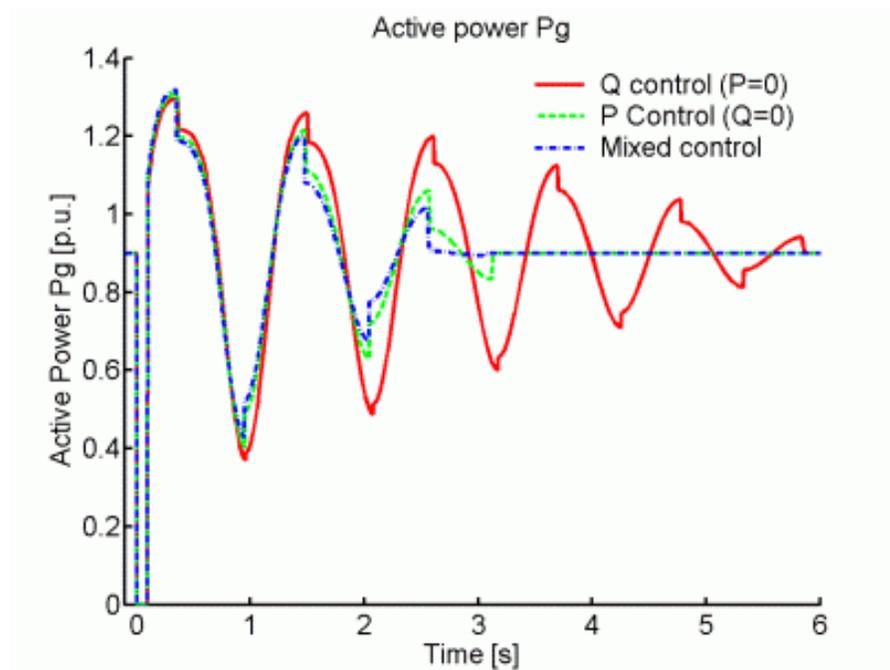


Fuente: www.ABB.com

Se ve claramente que los cambios transientes de la capacidad de transmisión tienen impacto sobre la salida eléctrica del generador como se muestra en la Figura 43.

Se puede verificar que nuevamente el control mixto es el mejor.

Figura 43. Salida de potencia eléctrica del generador

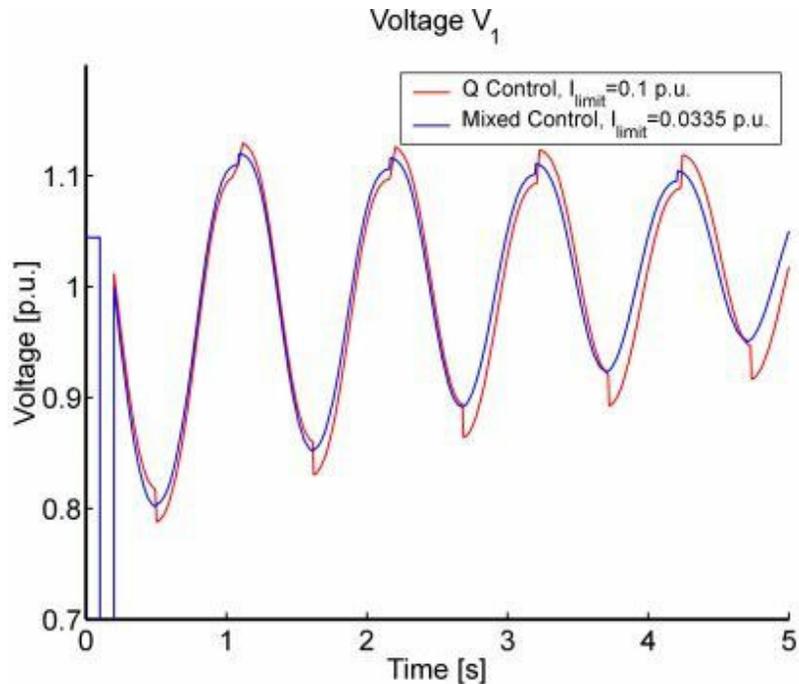


Fuente: www.ABB.com

Desde el punto de vista de estabilidad transitoria de voltaje también se obtienen ventajas en el caso de conectarse un enlace HVDC *Light* en paralelo con un enlace en CA, principalmente gracias al control mixto (P y Q), como se muestra en la figura 44 pudiéndose transmitir hasta tres veces más que la potencia nominal del enlace de HVDC *Light* de 0.1 p.u., con el control mixto se obtiene 0.0335 p.u, entonces si se requiere instalar 3x100MVA SVC (*Static Voltage Controller*) en una de las

subestaciones de la interconexión Colombia-Panamá para amortiguar las oscilaciones, se podría tener el mismo resultado instalando una de 3x33.5 MVA HVDC.

Figura 44. Comparación entre control Q y control mixto

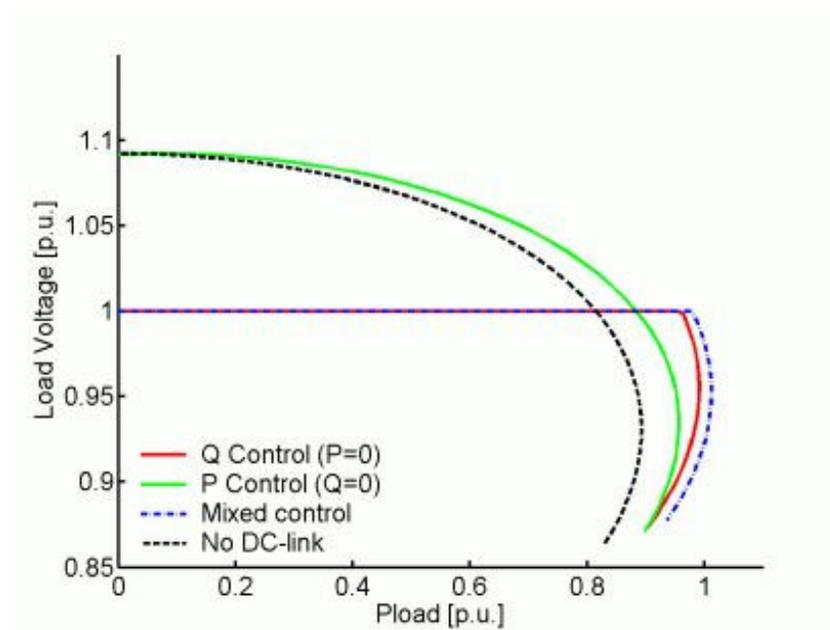


Fuente: www.ABB.com

En conclusión si se instala un enlace de HVDC Light en paralelo con una línea de CA entre Colombia y Panamá vemos que con una línea de transmisión relativamente pequeña (en comparación con la potencia transmitida por el enlace en CA), y gracias a la habilidad del control mixto (P & Q) se amortiguan las oscilaciones luego de una falla en el lado de CA en forma mucho más rápida, evitándose el colapso del sistema.

Con lo referente a la estabilidad del voltaje, *flickers* y variaciones del sistema en general (el término *flicker* es derivado del impacto de las fluctuaciones de tensión sobre las lámparas, que son percibidas por el ojo humano), se utiliza un método llamado "curva de nariz" o curvas PV (figura 45).

Figura 45. Graficas PV "curva de nariz"



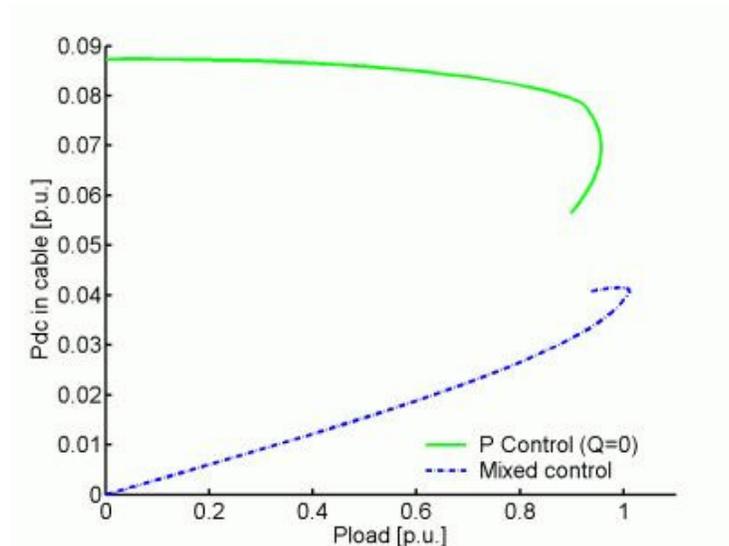
Fuente: www.ABB.com

Como se mostró, para las oscilaciones de ángulo de rotor era la potencia activa más valiosa que la potencia reactiva, aquí es lo contrario. Con los diferentes modos de operación se obtienen varios beneficios. Se puede notar que con el control mixto se obtiene más cargabilidad; mientras con el control P, si se obtiene más cargabilidad, se disminuye el voltaje y viceversa. Las siguientes graficas se realizaron con el archivo MATLAB que se encuentra en el anexo G, y de igual forma, los datos utilizados para la simulación son valores bajo condiciones normales de operación

entre dos sistemas de potencia, para el caso particular Colombia-Panamá (según la normatividad ANSI c84.1-1992 los niveles de tensión deben ser de 0.9 a 1.1 del valor por unidad). Las graficas y análisis realizados en MATLAB son los siguientes:

En la figura 46 se muestra la situación de la transferencia de potencia CD y se ve que el control mixto no esta por encima de 0.04 de Pdc (potencia transferida por el cable CD), lo cual trae como consecuencia que para la interconexión Colombia-Panamá utilizando HVDC Light da un punto estático de cargabilidad máximo de 150% de MVA, entonces se puede comprar un cable mas económico, ya que se va a transmitir mucha mas potencia con un cable diseñado para una potencia menor (de menor costo).

Figura 46. Graficas PV "curva de nariz" para la potencia CD transferida por cable



Fuente: www.ABB.com

5. CONCLUSIONES

Los resultados arrojados por el análisis estacionario hecho en DigSILENT Power Factory 13.0, para la interconexión Colombia-panamá, a una tensión de 230kV y a una potencia de 300MW, muestran que la confiabilidad del sistema utilizando HVDC en estado de operación normal es del 100%.

Se pudo observar en los análisis de estabilidad transitoria que el control de potencia activa que ofrece HVDC, brindaría una confiabilidad del 90%, alta para un proyecto de interconexión de dicha magnitud, ya que ante la presencia de una eventual falla, esta particularidad del sistema podrá ayudar a los sistemas tanto colombianos como panameños a recuperarse más rápidamente que utilizando cualquier tipo de conexión en CA. De igual forma se observó en el análisis que la mejor estabilidad y confiabilidad se le brindaría al sistema utilizando el sistema HVDC Light (aprox. 100%), ya que como se puede observar en el análisis transitorio, este sistema nos brinda la mejor forma de control a través del control mixto de potencia activa y reactiva, solo que este es un sistema diseñado para conexiones poco robustas y viéndolo desde este punto de vista podría presentar alguna falla para el proyecto de interconexión. Viendo la viabilidad del proyecto desde el punto de vista técnico de estabilidad, el proyecto sí es viable utilizando la tecnología HVDC, para una tensión de 230kV y una potencia de 300MW.

Observando el recorrido de las diferentes alternativas, se puede escoger la ruta con tramo de cable submarino a través del Golfo de Urabá como la mejor al aprovechar esta tecnología y evitar el paso por el río Atrato. Asimismo, se puede concluir que la propuesta incluida en este trabajo para llevar la línea en CD hasta Panamá II (505km), en vez de llevarla sólo hasta Bayano (373km), Es la mejor, ya que se estaría haciendo un mejor uso de HVDC, dado que según lo dicho en este trabajo en la página 53, HVDC se vuelve económicamente viable solo a partir de los 500 km en adelante, teniendo en cuenta también aspectos como contaminación ambiental e impacto visual al reemplazar la otra parte de la línea de CA, por CD.

podemos concluir que la interconexión Colombia-Panamá si es factible siempre y cuando este marcada dentro de una integración regional o de mercados seria, concisa y coherente con la situación de estos dos países, para un buen manejo de las tres R: REDES RECURSOS Y REGLAS.

BIBLIOGRAFIA

ASPLUND, Gunnar. CARLSSON, Lennart. TOLLERZ, Ove. 50 años de HVDC, Revista ABB 4/2003, Pags 6-13.

SÖDERBERG, Leif, ABRAHAMSSON, Bernt. SwePol Link sets new environmental standard for HVDC transmission; Revista ABB 4/2001, Pags 63-70.

Alexander`s gas and oil connections, volume 8, issue #5 - Thursday, March 06, 2003.

BID, CAF, CAN, CEPAL, OLADE y UNCTAD. Informe Preliminar A Los Presidentes De Los Países Andinos Sobre "El Potencial Energético De La Subregión Andina Como Factor Estratégico Para La Seguridad Energética Regional Y Hemisférica". 1ed. CAN. 15 de enero de 2003. 66 p.

Coordinación del Plan Puebla-Panamá. Presidencia de la República de México. Plan Puebla-Panamá: Presentación Diagnóstico Centroamérica.1 ed. México DF. Marzo, 2001. 123 p.

KANNGIESSER, Karl-Werner. HVDC Systems and Their Planning. 4 ed. Alemania. Siemens AG. Pags 6-14, 21-57, 107-299, 424-540.

Ministerio De Economía Y Finanzas Comisión De Política Energética de Panamá. Definición de Política y Criterios para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional (Ref. Ley 6 de 3 de febrero de 1997). 2004. 26p.

Artículos técnicos, Boletín IIE, julio-agosto de 1997.

Colombia Y Panamá ampliarán integración energética, Centro de Noticias del Estado - Presidencia de la República

II Taller Internacional de Interconexión Eléctrica en la Región Andina, CIER; Cartagena de Indias, Colombia Junio, 3-5 de 2002.

Carlsson, Lennart. ABB Utilities, "Classical" HVDC: still continuing to evolve, TRANSMISSION & DISTRIBUTION, Ludvika, Sweden.

<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/colombia2.html>

Colombia se convertirá en una ruta energética para Centro Y Sur América, Portafolio de Colombia, 06/01/2003.

Integración regional e integración física en la CAN y Sur América, ISA; Lima Septiembre 29-30 de 2003

HUME, D.J. WOODS, A.R. OSAUSKAS, C.M. Frequency-domain modelling of interharmonics in HVDC systems, IEEE, Vol. 150, No. 1. January 2003.

ABRAHAMSSON, LinkBernt. SÖDERBERG, Leif. LOZINSKI, Krzysztof. SwePol HVDC, PPGC, Sweden.

RUDERVALL, Roberto. JOHANSSON, Jan. ABB Power Technologies, Sweden. Seminario Internacional de Interconexiones Regionales, Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC, CIGRÉ; Santiago de Chile, Noviembre 24-26 de 2003.

Procesos de integración y creación de mercados regionales en Centroamérica y región andina; comisión de integración energética regional, área generación & transmisión, coordinación internacional; documento secier cig&t-06-2002, Medellín, Julio 19 de 2002.

Submarine Power Cables, ABB Power Technologies AB; Sweden.

SwePol Link HVDC Power Transmission, ABB Power Technologies AB; Sweden.

Increased competition in energy sector improves efficiency
The Washington Times Advertising Department - Published on August 30, 1999.

ERIKSSON, K. LUDVIKA. HALVARSSON, P. VÄSTERÅS. WENSKY, d. ABB; MANNHEIM. HÄUSLER, M. System approach on designing an offshore windpower grid connection, Sweden.

ARRIAGADA CARRAZANA, José Luis. SINNING OPAZO, Francisco. Trabajo de Investigación de Mercados Eléctricos: Transmisión de

Electricidad vs. Transporte de Gas, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

SARMIENTO URUCHURTU, Héctor Gerardo. Conceptos básicos sobre la transmisión en alta tensión a corriente directa (HVDC), Boletín IIE, Julio-Agosto 1997.

Los países del istmo centroamericano, agencia canadiense para el desarrollo internacional; Proyecto ACIDI 910/18255, Archivo No. 012685/1501/47RT/002/01, Julio de 1998.

Murraylink HVDC Light Interconnection Victoria - South Australia, Pamphlet no POW-0035; ABB Power Technologies AB, Sweden.

ANEXOS

ANEXO A. Características energéticas de los países de la Región Andina y países centroamericanos

Tabla A1. Capacidad instalada (MW-año 2000) en la Región Andina

País	Térmicas	Hidro	Otras	Total
Bolivia	949	376	0	1,325
Colombia	4,650	8,066	0	12,716
Ecuador	1,751	1,748	0	3,499
Perú	3,210	2,860	1	6,070
Venezuela	8,077	13,215	0	21,292
Total subregión andina	18,637	26,264	1	44,901

Fuente: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE

Tabla A2. Generación eléctrica (Gwh-año 2000) en la Región Andina

País	Hidro	Térmica	Total
Bolivia	1,624	2,328	3,952
Colombia	33,241	10,711	43,952
Ecuador	7,390	3,217	10,607
Perú	15,121	4,801	19,923
Venezuela	62,037	20,525	82,562
Total subregión andina	119,414	41,582	160,997

Fuente: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE

Tabla A3. Generación eléctrica (en por ciento-año 2000) en la Región Andina

País	Hidro	Térmica	Total
Venezuela	52%	49%	51%
Colombia	28%	26%	27%
Perú	13%	12%	12%
Ecuador	6%	8%	7%
Bolivia	1%	6%	2%
Total CAN	100%	100%	100%

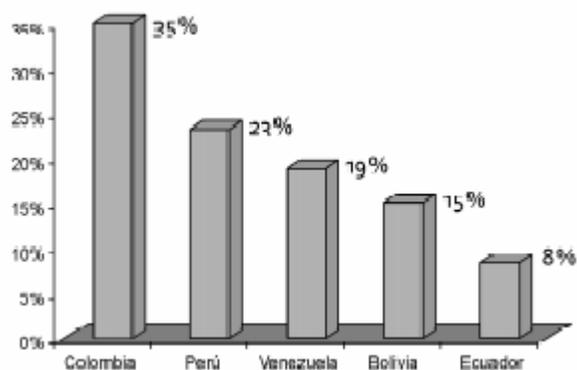
FUENTE: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE.

Tabla A4. Potencial de hidroelectricidad en la Región Andina

Pais	Potencial (MW)
Bolivia	39,850
Colombia	93,085
Ecuador	22,000
Perú	61,832
Venezuela	50,000
Total subregión andina	266,767

Fuente: Sistema de Información Económica Energética (SIEE). OLADE/CE

Figura A1. Potencial de hidroelectricidad (en por ciento) en la Región Andina



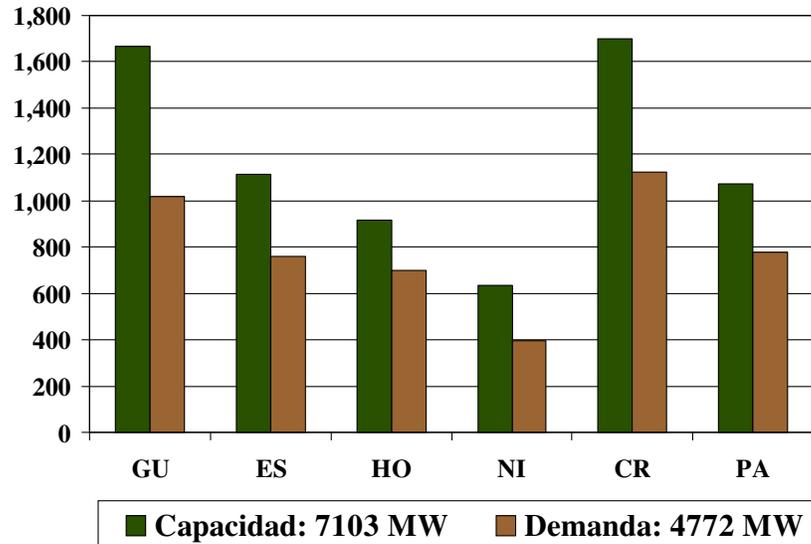
Fuente: (SIEE). OLADE/CE

Tabla A5. Estimación del crecimiento en los mercados de energía en la Región Andina

Consumo eléctrico 2000 (GWh)	597,963
Capacidad instalada 2000 (MW)	173,252
Generación anual por MW instalado	3.45
Consumo proyectado al 2010 (GWh)	1011,888
Capacidad requerida al 2010 (MW)	293,300
Crecimiento de capacidad (MW)	120,048
Capacidad hidroeléctrica en construcción 2000 (MW)	17,860
Estimación de capacidad térmica en proyecto (MW)	10,000
Resto por construir / instalar (MW)	92,189

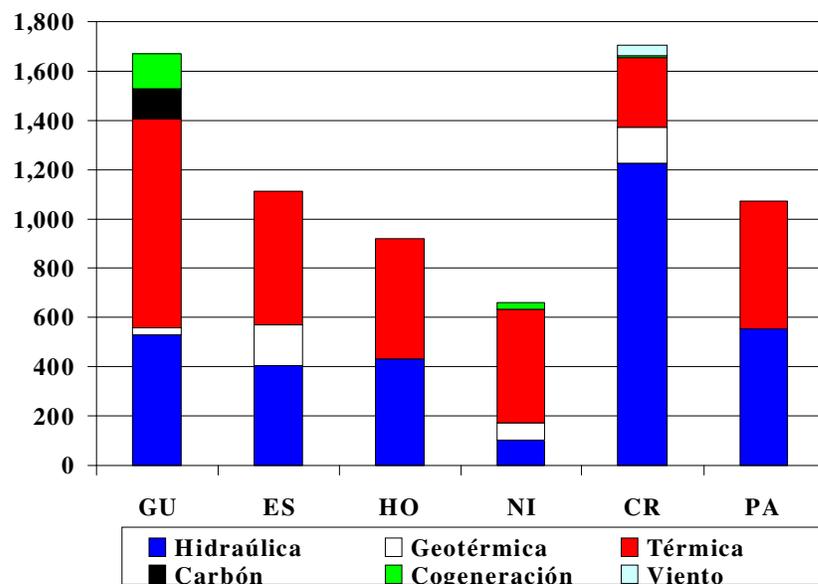
Fuente: estudio Oil trade and economic growth

Figura A2. Capacidad Instalada - Demanda Máxima (2000) en Centroamérica



Fuente. CIER

Figura A3. Capacidad Instalada por Recurso 2000 en Centroamérica



Fuente CIER

**ANEXO B. Plantas hidroeléctricas existentes en Colombia
(generación mayor a 10MW)**

Nombre	Propietaria	Localización		Capacidad (Mw.)
		Riío	Departamento	
San Carlos	ISAGEN	San Carlos; Samana Norte	Antioquia	1,240
Guavio	EMGESA	Guavio	Cundinamarca	1,189
Chivor	AES Bolívar	Bata	Boyacá	1,000
Guatapé	EPM	Magdalena; Guatapé	Antioquia	560
Betania	Central Hidroeléctrica de Betania	Magdalena; Yaguará	Huila	540
Guadalupe	EPM	Porce	Antioquia	495
Miel I	ISAGEN (Hidromiel)	La Miel	Caldas	396
Porce II	EPM	Porce	Antioquia	392
Alto Anchicayá	EPSA	Anchicayá	Valle de Cauca	365
Urrá (Alto Sinú)	Corp. Electrica Costa Atlantica	Sinú	Córdoba	344
La Guaca	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	311

La Tasajera	EPM	Grande	Antioquia	311
Salvajina	EPSA	Cauca	Cauca	285
Paraiso	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	270
Colegio	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	250
Las Playas	EPM	Guatapé	Antioquia	200
Jaguas	ISAGEN	Nare; Guatapé	Antioquia	170
San Francisco Caldas	Central Hidroeléctrica de Caldas	San Francisco	Caldas	135
Calima	EPSA	Calima	Valle de Cauca	132
Salto	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	127
Río Grande	EPM	Grande	Antioquia	75
Bajo Anchicayá	Central Hidroeléctrica del Rio Anchicayá	Anchicayá	Valle de Cauca	74
Laguneta	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	72
Río Prado	Eléctricadora del Tolima	Prado	Tolima	50
Canoas	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	45
Troneras	EPM	Nechí	Antioquia	42

Mocorongo	EPM	n/d	Antioquia	32
Esmeralda Caldas	Central Hidroeléctrica de Caldas	San Eugenio	Caldas	30
Calderas	ISAGEN	Calderas; San Carlos	Antioquia	26
Florida	Centrales Eléctricas del Cauca	Cauca	Cauca	26
Muña	EMGESA	Bogotá	Cundinamarca	24
Río Mayo	Centrales Electricas de Nariño	Mayo	Nariño	21
Niquía	EPM	Grande	Antioquia	20
Río Piedras	Generar	Piedras	Antioquia	19
Ínsula	Central Hidroeléctrica de Caldas	Chinchiná; Campoalegre; Cameguadua	Caldas	18
Palmas	Eléctricadora de Santander	Lebrija	Santander	18
La Ayura	EPM	n/d	Antioquia	16
Piedras Blancas	EPM	Piedras Blancas	Antioquia	10

Nombre	Propietaria	Río	Departamento	Capacidad (Mw.)
		Localización		

n/d – no disponible

Fuentes: ISAGEN; Central Hidroeléctrica de Caldas; UPME

Anexo C. Plantas hidroeléctricas en Colombia (Planeadas o bajo Construcción).

Nombre	Propietaria	Localización		Capacidad (MW)	Estado actual
		Río	Departamento		
Pescadero-Ituanga	ISAGEN	n/d	Antioquia	1,800	Planeada
Sogamoso	Hidrosogomoso	Sogamoso	Santander	1,035	Planeada
Andaquí	ISAGEN	Caquetá	Cauca; Putumayo	705	Planeada
Porce III	EPM	Porce	Antioquia	660	Planeada
Nechí	EPM	Nechí	Antioquia	645	Planeada
Cabrera	ISAGEN	n/d	Santander	600	Planeada

Fonce	ISAGEN	Fonce	Santander	520	Planeada
Calima	EPSA	Cristalina ; Azul; Chanco; Calima	Valle de Cauca	240	Planeada
Guaico	EPM	n/d	Antioquia	136	Planeada
Encimidas	ISAGEN	n/d	Antioquia	94	Planeada
Cucuana	Eléctricador a del Tolima	n/d	Tolima	88	Planeada
Río Amoyá	Generadora Unión	Amoyá	Tolima	78	Planeada
Cañaverál	ISAGEN	n/d	Antioquia	68	Planeada
Río Ambeima	Generadora Unión	Ambeima	Tolima	45	Planeada
Senegal	Empresas Públicas de Pereira	n/d	Risaralda	30	Planeada
Cocorná	Empresa Antioqueña	n/d	Antioquia	29	Planeada

	de Energia				
Aures	Empresa Antioqueña de Energia	n/d	Antioquia	25	Planeada
Montañas	Generadora Unión	n/d	Antioquia	25	Planeada
La Herradura	EPM	n/d	Antioquia	24	Planeada
La Vuelta	EPM	n/d	Antioquia	24	Planeada
Aleandría	Empresa Antioqueña de Energia	n/d	Antioquia	16	Planeada
Caracolí	Empresa Antioqueña de Energia	n/d	Antioquia	15	Planeada

n/d - no disponible

Fuentes: Roche; UPME

ANEXO D. Acuerdo legal (Copia del Original) entre Colombia y Panamá

MEMORANDO DE ENTENDIMIENTO PARA LOS ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD DE LA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA ENTRE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ Y LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

El señor Ministro de Economía y Finanzas de la República de Panamá y el señor Ministro de Minas y Energía de la República de Colombia, guiados por los principios de cooperación internacional e integración económica,

CONSIDERANDO:

Que en la declaración conjunta suscrita en Bogotá el 18 de diciembre de 2002, los señores Presidentes de la República de Colombia y de la República de Panamá, manifestaron la necesidad de celebrar la X Reunión de la Comisión de Vecindad Colombia – Panamá en la segunda quincena de abril de 2003, para tratar, entre otros, los proyectos bilaterales que beneficien la integración entre los dos países. En este sentido, se previó realizar una valoración de los proyectos en materia de cultura, educación, salud, turismo, medio ambiente, tecnología, e interconexiones eléctrica, gasífera y de transporte.

Que los seis (6) países del istmo centroamericano vienen impulsando la formación de un Mercado Eléctrico Regional (MER), lo cual ha sido formalizado mediante el "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central" firmado por los gobiernos de los seis (6) países el 30 de diciembre de 1996.

Que el "Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central" tiene por objeto la formación y el crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo, basado en el trato recíproco y no discriminatorio, que contribuya al desarrollo sostenible de la región dentro de un marco de respeto y protección al medio ambiente.

Que la Comunidad Andina, en reunión ampliada con los Ministros de Energía, adoptó el 19 de diciembre de 2002 la Decisión CAN 536 "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad".

Que la Decisión CAN ha impulsado cambios en las normativas nacionales con el fin de promover la armonización de sus marcos regulatorios en materia de operación de interconexiones eléctricas y de transacciones comerciales de electricidad.

Que el desarrollo actual de los mercados regionales en la Comunidad Andina y Centroamérica constituye un incentivo para promover la interconexión eléctrica entre Colombia y Panamá.

Que el desarrollo regional de mercados eléctricos integrados asegura el mejoramiento en la atención del suministro en términos de una óptima utilización de los recursos energéticos, y conlleva beneficios económicos en la operación de los sistemas.

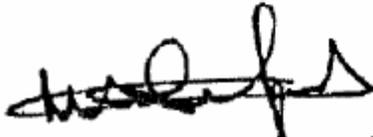
ACUERDAN:

Artículo 1º. Objeto. Promover las acciones necesarias para determinar la viabilidad de la integración energética entre las repúblicas de Colombia y Panamá.

Artículo 2º. Grupos de Trabajo. Dentro de los 30 días siguientes a la firma del presente Memorando de Entendimiento, las partes conformarán y formalizarán los grupos de trabajo necesarios para desarrollar el objeto previsto.

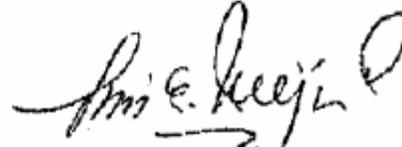
Artículo 3º. Vigencia. El presente Memorando de Entendimiento entra en vigencia a partir del momento de su firma, con una duración indefinida y se suscribe en dos ejemplares igualmente auténticos, en la ciudad de Cartagena de Indias a los 28 días del mes de abril de 2003.

**POR EL GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE PANAMÁ**



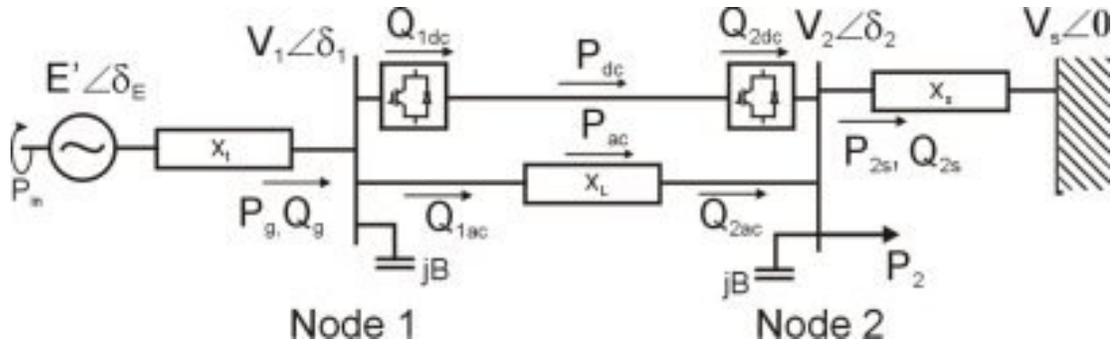
NORBERTO DELGADO DURÁN
Ministro de Economía y Finanzas

**POR EL GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE COLOMBIA**



LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO
Ministro de Minas y Energía

ANEXO E. Ecuaciones involucradas en el sistema



Fuente: www.ABB.com

$$Q_{1ac} = \frac{V_1^2}{x_L} - \frac{V_1 \cdot V_2}{x_L} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad Q_{2s} = \frac{V_2^2}{x_s} - \frac{V_2 \cdot V_s}{x_s} \cos(\delta_2 - 0) \quad (1)$$

$$Q_g = -\frac{V_1^2}{x_f} + \frac{E' \cdot V_1}{x_f} \cos(\delta_g - \delta_1) \quad P_g = P_{dc} + P_{ac} \quad (2)$$

$$P_{ac} = \frac{V_1 \cdot V_2}{x_L} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad P_{dc} + P_{ac} = P_{2s} + P_L \cdot V_2^2 \quad (3)$$

$$Q_{1ac} = \frac{V_1^2}{x_L} - \frac{V_1 \cdot V_2}{x_L} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad Q_g + b \cdot V_1^2 = Q_{1dc} + Q_{1ac} \quad (4)$$

$$Q_{2ac} = -\frac{V_2^2}{x_L} + \frac{V_1 \cdot V_2}{x_L} \cos(\delta_1 - \delta_2) \quad Q_{2dc} + Q_{2ac} + b \cdot V_2^2 = Q_{2s} \quad (5)$$

$$P_{2s} = \frac{V_2 \cdot V_s}{x_s} \sin(\delta_2 - 0) \quad \frac{2H}{\omega} \frac{d^2 \delta_g}{dt^2} = P_{in} - P_g \quad (6)$$

Anexo F. Programa MATLAB oscilación del rotor

```
function rotor_oscillation_HVDC_Light()

%Copyright 2003 ABB Inc. All rights reserved.
%Permission to use, modify, distribute, and publicly display this file
%is hereby granted as long as the source of ABB is acknowledged.
%This file is provided "AS-IS" with absolutely no warranties of any
%kind.
%
%For background information, see the HVDC Light system interaction
%tutorial on www.abb.com/HVDC

%Version 2003-09-25, Stefan Johansson

clear all
close all hidden
clc

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

disp('Calculates simple OMIB case with HVDC Light in parallel to an AC
line')
disp('Calculating 4 cases, please wait a while...')

parameters
solvestart
plottafigs

function parameters()

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

xl=0.5; % xl= line reactance
b=0.2;% b= line suceptace
xt=0.25; % xt= transformer+gen transient reactance
E=1.1; % E= transient voltage
Pin=0.9; % Pin= mechanical power in
H=4; % H=inertia
vs=1.0;% vs=voltage node strong grid
```

```

xs=0.2;% xs=reactance to strong grid
loadI=0.3;% loadI=constant current load

Iconv=0.08;% Iconv= Converter size

xf=1e6;% xf= fault inductance

tclr=0.10; % tclr=Fault clearing time
deadband=0.01;% Deadband= deadband for ddelta/dt

t_end=6; %simulation time

HVDC_control='no control';

%-----
function plottafigs()

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

disp(HVDC_control)
disp('Solving ode')
[T,Y] = ode15s(@odefirswing,[0 t_end],[deltaE_start 0],odeset);
T=[-0.1;T]; Y=[Y(1,:);Y]; %Artificial predisturbance value
xx=solvevariables(T,Y); % Recalculate variables with the solved
states...
res0=[T, xx, Y];
save data0 res0 %Save data for later comparison

figure
hold
plot(T(:,1),Y(:,1).*180./pi,'k')
set(gca,'Xlim',[-0.1 t_end])
xlabel('Time [s]')
ylabel('Rotor angle [degrees]')
drawnow

HVDC_control='Q-control';
disp(HVDC_control)
disp('Solving ode')
[T,Y] = ode15s(@odefirswing,[0 t_end],[deltaE_start 0],odeset);
T=[-0.1;T]; Y=[Y(1,:);Y]; %Artificial predisturbance value

```

```

xx=solvevariables(T,Y);
resQ=[T, xx, Y];
save dataQ resQ %Save data for later comparison
plot(T(:,1),Y(:,1).*180./pi,'r')
drawnow

HVDC_control='P-control';
disp(HVDC_control)
disp('Solving ode')
[T,Y] = ode15s(@odefirstswing,[0 t_end],[deltaE_start 0],odeset);
T=[-0.1;T]; Y=[Y(1,:);Y]; %Artificial predisturbance value
xx=solvevariables(T,Y); % Recalculate variables with the solved
states...
resP=[T, xx, Y];
save dataP resP %Save data for later comparison
plot(T(:,1),Y(:,1).*180./pi,'g')
drawnow

HVDC_control='Mixed-control';
disp(HVDC_control)
disp('Solving ode')
[T,Y] = ode15s(@odefirstswing,[0 t_end],[deltaE_start 0],odeset);
T=[-0.1;T]; Y=[Y(1,:);Y]; %Artificial predisturbance value
xx=solvevariables(T,Y); % Recalculate variables with the solved
states...
resPQ=[T, xx, Y];
save dataPQ resPQ %Save data for later comparison
plot(T(:,1),Y(:,1).*180./pi,'b')
drawnow

legend('No control','P Control','Q Control','Mixed Control')
legend('boxoff')
%fixfigure
% Plot a number of different figures from this run
load 'dataQ'
load 'dataP'
load 'dataPQ'

figure, hold
title('Active power Pg')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Active Power Pg [p.u.]')

```

```

plot(resQ(:,1),resQ(:,7),'r')
plot(resP(:,1),resP(:,7),'g--')
plot(resPQ(:,1),resPQ(:,7),'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
legend('Q control (P=0)','P Control (Q=0)','Mixed control')
legend('boxoff')
%fixfigure
%print -dbmp bild/fig_Pg

figure, hold
title('Rotor angle \delta_E')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Angle [degrees]')
plot(resQ(:,1),resQ(:,11)*180/pi,'r')
plot(resP(:,1),resP(:,11)*180/pi,'g--')
plot(resPQ(:,1),resPQ(:,11)*180/pi,'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
legend('Q control (P=0)','P Control (Q=0)','Mixed control')
legend('boxoff')
%fixfigure
%print -dbmp bild/fig_deltaE

figure, hold
title('Voltage v_1')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Voltage [p.u.]')
plot(resQ(:,1),resQ(:,2),'r')
plot(resP(:,1),resP(:,2),'g--')
plot(resPQ(:,1),resPQ(:,2),'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
set(gca,'Ylim',[0 1.3])
legend('Q control (P=0)','P Control (Q=0)','Mixed control',4)
legend('boxoff')
%fixfigure
%print -dbmp bild/fig_v1

figure, hold
title('Voltage v_2')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Voltage [p.u.]')
plot(resQ(:,1),resQ(:,8),'r')
plot(resP(:,1),resP(:,8),'g--')

```

```

plot(resPQ(:,1),resPQ(:,8),'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
legend('Q control (P=0)','P Control (Q=0)','Mixed control',4)
legend('boxoff')
%fixfigure
%oprint -dbmp bild/fig_v2

```

```

figure, hold
title('Control P_d_c')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Active Power [p.u.]')
plot(resP(:,1),resP(:,7)-resP(:,4),'g--')
Pdc=resPQ(:,7)-resPQ(:,4);
plot(resPQ(:,1),resPQ(:,7)-resPQ(:,4),'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
legend('P Control (Q=0)','Mixed control')
legend('boxoff')
%fixfigure
%oprint -dbmp bild/fig_Pdc

```

```

figure, hold
title('Control Q_1_d_c')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Reactive Power [p.u.]')
plot(resQ(:,1),resQ(:,5)-resQ(:,6)+b*resQ(:,2).^2,'r')
Q1dc=resPQ(:,5)-resPQ(:,6)+b*resPQ(:,2).^2;
plot(resPQ(:,1),resPQ(:,5)-resPQ(:,6)+b*resPQ(:,2).^2,'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
legend('Q control (P=0)','Mixed control')
legend('boxoff')
%fixfigure
%oprint -dbmp bild/fig_Q1dc

```

```

figure, hold
title('Equal area curve, Q Control (P=0)')
xlabel('Angle [Degrees]')
ylabel('Active power [p.u.]')
plot(resQ(:,11)*180/pi,resQ(:,7),'r')
%fixfigure
%oprint -dbmp bild/equarea_Q

```

```

figure, hold

```

```

title('Equal area curve, P Control (Q=0)')
xlabel('Angle [Degrees]')
ylabel('Active power [p.u.]')
plot(resP(:,11)*180/pi,resP(:,7),'g')
%fixfigure
%print -dbmp bild/equarea_P

figure, hold
title('Equal area curve, Mixed Control')
xlabel('Angle [Degrees]')
ylabel('Active power [p.u.]')
plot(resPQ(:,11)*180/pi,resPQ(:,7),'b')
%fixfigure
%print -dbmp bild/equarea_PQ

figure, hold
title('Rotor angle speed d\delta_E/dt')
xlabel('Time [s]')
ylabel('Angle/s [degrees/s]')
plot(resQ(:,1),resQ(:,12)*180/pi,'r')
plot(resP(:,1),resP(:,12)*180/pi,'g--')
plot(resPQ(:,1),resPQ(:,12)*180/pi,'b-.')
set(gca,'Xlim',[-0.1 max(resQ(:,1))])
legend('Q control (P=0)','P Control (Q=0)','Mixed control')
legend('boxoff')
%fixfigure
%print -dbmp bild/fig_ddeltaE
%-----
function solvestart()

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

disp('Solving start conditions')

% x0=[v1 deltaE delta1 P1ac Qg Q1ac Pg v2 delta2];
x0=[ 1 0.4 0.3 0.1 0 0 0.1 1 0];

options = optimset('fsolve');
options = optimset(options,'TolFun',1e-7,'ToIX',1e-5,'Display','off');

x = fsolve(@startswing,x0,options)

```

```

%Starting value of deltaE
deltaE_start=x(2);

%-----
function out=startswing(in)

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

v1=in(1);
deltaE=in(2);
delta1=in(3);
P1ac=in(4);
Qg=in(5);
Q1ac=in(6);
Pg=in(7);
v2=in(8);
delta2=in(9);

deltas=0; %Reference

Pdc=0; % Initiate with no P
Q1dc=0; % Initiate with no Q
Q2dc=0; % Initiate with no Q

out(1)=P1ac-v1*v2/xl*sin(delta1-delta2);
out(2)=Pg-E*v1/xt*sin(deltaE-delta1);
out(3)=Qg-E*v1/xt*cos(deltaE-delta1)+v1^2/xt;
out(4)=Q1ac-v1^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta1-delta2);
out(5)=Qg+b*v1^2-Q1ac-Q1dc;
out(6)=Pg-Pin;
out(7)=Pg-P1ac-Pdc;
out(8)=Pdc+P1ac-v2*vs/xs*sin(delta2-deltas)-loadI*v2;
out(9)=Q2dc+(-v2^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta1-delta2))+b*v2^2-
(v2^2/xs-v2*vs/xs*cos(delta2-deltas));

%-----
function xx=solvevariables(T,Y)

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end
disp('Calculating variables')

```

```

xx=zeros(size(T,1),9);

options = optimset('fsolve');
options = optimset(options,'TolFun',1e-8,'TolX',1e-6,'Display','off');

for ii=1:size(T,1)
    % x0=[v1 delta1 P1ac Qg Q1ac Pg v2 delta2 Q2ac];
    x0=[1.07 0.5 0.7 0.00 0.0468 0.7 1.05 0.1 0];
    xx(ii,:)=fsolve(@solveswinggrid,x0,options,Y(ii,:),T(ii));
end

%-----
function dy=odefirstswing(t,in)

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband
global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

omega=100*pi;

% x0=[v1 delta1 P1ac Qg Q1ac Pg v2 delta2 Q2ac];
x0=[ 1.04 0.7 1.0 0.2 0.4 1.0 1 0.1 0.2];

options = optimset('fsolve');
options = optimset(options,'TolFun',1e-7,'TolX',1e-5,'Display','off');

[x,fval,exitflag] = fsolve(@solveswinggrid,x0,options,in,t);

% We have now calculated the actual electrical output
Pg=x(6);
%disp(['at ',num2str(t), ' is Pg=',num2str(Pg), ' and
v1=',num2str(x(1))])

dy = zeros(2,1); % a column vector

% Calculate derivatives
dy(1)=in(2);
dy(2)=(Pin-Pg)/2/H*omega;

%-----
function out=solveswinggrid(in,angle,t)

global xl xt E vs Pin H deltaE_start tclr deadband

```

```

global b xs loadI Iconv xf HVDC_control t_end

v1=in(1);
delta1=in(2);
P1ac=in(3);
Qg=in(4);
Q1ac=in(5);
Pg=in(6);
v2=in(7);
delta2=in(8);
Q2ac=in(9);

deltas=0; %Reference

deltaE=angle(1);
ddeltaE_dt=angle(2);

switch HVDC_control
    case 'no control'
        Pdc=0;
        Q1dc=0;
        Q2dc=0;
    case 'P-control'
        if (abs(ddeltaE_dt)<deadband) %Introduce proportional part in
the bangbang control
            Pdc=Iconv*min(v1,v2)*ddeltaE_dt/deadband;
        else
            Pdc=sign(ddeltaE_dt)*Iconv*min(v1,v2); % Bangbang control
        end
        Q1dc=0;
        Q2dc=0;
    case 'Q-control'
        if (abs(ddeltaE_dt)<deadband) %Introduce proportional part in
the bangbang control
            Q1dc=-Iconv*v1*ddeltaE_dt/deadband;
            Q2dc=Iconv*v2*ddeltaE_dt/deadband;
        else
            Q1dc=-sign(ddeltaE_dt)*Iconv*v1; % Bangbang control
            Q2dc=sign(ddeltaE_dt)*Iconv*v2;
        end
        Pdc=0;
    case 'Mixed-control'

```

```

        if (abs(ddeltaE_dt)<deadband) %Introduce proportional part in
the bangbang control
            Sdc=Iconv*min(v1,v2)*ddeltaE_dt/deadband;
            Pdc=Sdc*cos(delta1-delta2);
            Q1dc=-Sdc*sin(delta1-delta2);
            Q2dc=-Q1dc;
        else
            Sdc=sign(ddeltaE_dt)*Iconv*min(v1,v2); % Bangbang control
            Pdc=Sdc*cos(delta1-delta2);
            Q1dc=-Sdc*sin(delta1-delta2);
            Q2dc=-Q1dc;
        end
    otherwise
        disp('Unknown method.')
    end
end

if ((t<tclr)&(t>0)) %Fault time
    out(1)=v1; % Introduce a fault giving reduced voltage;
else
    out(1)=Qg+b*v1^2-Q1ac-Q1dc;
end
out(2)=Pg-E*v1/xt*sin(deltaE-delta1);
out(3)=Qg-E*v1/xt*cos(deltaE-delta1)+v1^2/xt;
out(4)=Q1ac-v1^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta1-delta2);
out(5)=P1ac-v1*v2/xl*sin(delta1-delta2);
out(6)=Pg-P1ac-Pdc;
out(7)=Pdc+P1ac-v2*vs/xs*sin(delta2-deltas)-loadI*v2;
out(8)=Q2dc+Q2ac+b*v2^2-(v2^2/xs-v2*vs/xs*cos(delta2-deltas));
out(9)=Q2ac-(-v2^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta1-delta2));

%-----
function fixfigure()
set(gca,'Linewidth',2)
set(get(gca,'Title'),'FontSize',18)
set(get(gca,'xlabel'),'FontSize',18)
set(get(gca,'ylabel'),'FontSize',18)
set(get(gca,'zlabel'),'FontSize',18)
set(findobj(gcf,'Type','text'),'FontSize',18)
set(findobj(gca,'Type','line'),'Linewidth',2.5)
set(findobj(gca,'Type','Axes'),'FontSize',18)

```

ANEXO G. Programa MATLAB curvas PV para HVDC Light

```
function PV_plot_HVDC_Light()

%Copyright 2003 ABB Inc. All rights reserved.
%Permission to use, modify, distribute, and publicly display this file
%is hereby granted as long as the source of ABB is acknowledged.
%This file is provided "AS-IS" with absolutely no warranties of any
%kind.
%
%For background information, see the HVDC Light system interaction
%tutorial on www.abb.com/HVDC

% Version 2003-09-12, Stefan Johansson

clear all
close all hidden
clc

disp('Calculates static PV curves for different operating modes for HVDC
Light in parallel to an AC line')
disp('Please wait a few seconds...')

% Used Parameters:
% xl= line reactance
% xt= transformer+gen transient reactance
% vt= terminal voltage
% v1= voltage node1
% b= line susceptance
% loadI=load
% Iconv= Converter size

global xl xt vt b Iconv loadI

xl=0.5;
xt=0.2;
vt=1.0;
b=0.2;
Iconv=0.08;

% Starting value for iterations
% x0=[v1 delta_t delta_1 Pac Qg Q1ac Pg v2];
```

```

x0=[ 1 0.4 0.3 0.1 0 0 0.1 1];

options = optimset('fsolve');
options = optimset(options,'TolFun',1e-9,'TolX',1e-7,'Display','off');

dataP=[];
dataQ=[];
dataPQ=[];
data0=[];

for loadI=0.0:0.04:1.8
    x = fsolve(@pv_lf0P,x0,options);
    dataP=[dataP; [loadI x]];
    x = fsolve(@pv_lf0Q,x0,options);
    dataQ=[dataQ; [loadI x]];
    x = fsolve(@pv_lf0PQ,x0,options);
    dataPQ=[dataPQ; [loadI x]];
    x = fsolve(@pv_lf0,x0,options);
    data0=[data0; [loadI x]];
end

figure
hold
xlabel('Pload [p.u.]')
ylabel('Load Voltage [p.u.]')
plot(dataQ(:,8),min(dataQ(:,2),1),'r') % HVDC Light controls voltage.
(Code can be improved...)
plot(dataP(:,8),dataP(:,2),'g') %HVDC Light in merchant power trading
only (no voltage control)
plot(dataPQ(:,8),min(dataPQ(:,2),1),'b-.')% HVDC Light controls
voltage. (Code can be improved...)
plot(data0(:,8),data0(:,2),'k--') % No HVDC Light
legend('Q Control (P=0)', 'P Control (Q=0)', 'Mixed control', 'No DC-link',3)
set(gca,'Xlim',[0 1.1])
set(gca,'Ylim',[0.85 1.15])
fixfigure

figure
hold
xlabel('Pload [p.u.]')
ylabel('Pdc in cable [p.u.]')
plot(dataQ(:,8),dataQ(:,8)-dataQ(:,5),'r')

```

```

plot(dataP(:,8),dataP(:,8)-dataP(:,5),'g')
plot(dataPQ(:,8),dataPQ(:,8)-dataPQ(:,5),'b-.')
plot(data0(:,8),data0(:,8)-data0(:,5),'k--')
legend('Q Control (P=0)','P Control (Q=0)','Mixed control','No DC-link',0)
set(gca,'Xlim',[0 1.1])
fixfigure

```

```

disp(' ')
disp('Results: ')

```

```

disp(['HVDC Light MVA rating is ', num2str(Iconv), ' p.u.'])
disp(['SIL for line is ',num2str(sqrt(b.*2./xl)), ' p.u.'])
disp(' ')

```

```

disp('System can keep load voltage at 1.0 p.u.:')
point_1=interp1(data0(:,2),data0(:,8),1);
point_2=interp1(dataP(:,2),dataP(:,8),1);
gain_1=(point_2-point_1)/Iconv.*100;
point_3=interp1(dataPQ(:,2),dataPQ(:,8),1);
gain_2=(point_3-point_1)/Iconv.*100;

```

```

disp(['until ',num2str(point_1),' p.u. without DC'])
disp(['until ',num2str(point_2),' p.u. with DC in pure merchant energy trading. An increase of ',num2str(round(gain_1)),'% of installed DC MVA rating'])
disp(['until ',num2str(point_3),' p.u. with DC in optimal use. An increase of ',num2str(round(gain_2)),'% of installed DC MVA rating'])

```

```

disp(' ')
disp('Point of Maximum loadability is:')
point_4=max(data0(:,8));
point_5=max(dataP(:,8));
gain_3=(point_5-point_4)/Iconv.*100;
point_6=max(dataPQ(:,8));
gain_4=(point_6-point_4)/Iconv.*100;
disp([num2str(point_4),' p.u. without DC'])
disp([' ',num2str(point_5),' p.u. with DC in pure merchant energy trading. An increase of ',num2str(round(gain_3)),'% of installed DC MVA rating'])
disp([' ',num2str(point_6),' p.u. with DC in optimal use. An increase of ',num2str(round(gain_4)),'% of installed DC MVA rating'])

```

%-----

```

function ut=pv_lf0(in)

global xl xt vt b loadI Iconv

v1=in(1);
delta_t=in(2);
delta_1=in(3);
Pac=in(4);
Qg=in(5);
Q1ac=in(6);
Pg=in(7);
v2=in(8);

delta_2=0; %Reference

Pdc=0; % Initiate with no P
Q1dc=0; % Initiate with no Q
Q2dc=0; % Initiate with no Q

ut(1)=Pac-v1*v2/xl*sin(delta_1-delta_2);
ut(2)=Pg-vt*v1/xt*sin(delta_t-delta_1);
ut(3)=Qg-vt*v1/xt*cos(delta_t-delta_1)+v1^2/xt;
ut(4)=Q1ac-v1^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2);
ut(5)=Qg+b*v1^2-Q1ac-Q1dc;
ut(6)=Pg-Pac-Pdc;
ut(7)=Pdc+Pac-loadI*v2^2;
ut(8)=Q2dc+(-v2^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2))+b*v2^2;

%-----

```

```

function ut=pv_lf0P(in)

global xl xt vt b loadI Iconv

v1=in(1);
delta_t=in(2);
delta_1=in(3);
Pac=in(4);
Qg=in(5);
Q1ac=in(6);
Pg=in(7);
v2=in(8);

```

```

delta_2=0; %Reference

Q1dc=0; % Initiate with no Q
Q2dc=0; % Initiate with no Q

Pdc=Iconv*min(v1,v2);

ut(1)=Pac-v1*v2/xl*sin(delta_1-delta_2);
ut(2)=Pg-vt*v1/xt*sin(delta_t-delta_1);
ut(3)=Qg-vt*v1/xt*cos(delta_t-delta_1)+v1^2/xt;
ut(4)=Q1ac-v1^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2);
ut(5)=Qg+b*v1^2-Q1ac-Q1dc;
ut(6)=Pg-Pac-Pdc;
ut(7)=Pdc+Pac-loadI*v2^2;
ut(8)=Q2dc+(-v2^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2))+b*v2^2;

%-----

function ut=pv_lf0PQ(in)

global xl xt vt v2 b loadI Iconv

v1=in(1);
delta_t=in(2);
delta_1=in(3);
Pac=in(4);
Qg=in(5);
Q1ac=in(6);
Pg=in(7);
v2=in(8);

delta_2=0; %Reference

Sdc=Iconv*min(v1,v2);
Pdc=Sdc*sin(delta_1-delta_2);
if (v1<v2)
    Q1dc=-Sdc*cos(delta_1-delta_2);
    Q2dc=sqrt((Iconv*v2)^2-Pdc^2);
else
    Q2dc=Sdc*cos(delta_1-delta_2);
    Q1dc=-sqrt((Iconv*v1)^2-Pdc^2);
end

```

```

ut(1)=Pac-v1*v2/xl*sin(delta_1-delta_2);
ut(2)=Pg-vt*v1/xt*sin(delta_t-delta_1);
ut(3)=Qg-vt*v1/xt*cos(delta_t-delta_1)+v1^2/xt;
ut(4)=Q1ac-v1^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2);
ut(5)=Qg+b*v1^2-Q1ac-Q1dc;
ut(6)=Pg-Pac-Pdc;
ut(7)=Pdc+Pac-loadI*v2^2;
ut(8)=Q2dc+(-v2^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2))+b*v2^2;

```

```

%-----

```

```

function ut=pv_lf0Q(in)

```

```

global xl xt vt b loadI Iconv

```

```

v1=in(1);
delta_t=in(2);
delta_1=in(3);
Pac=in(4);
Qg=in(5);
Q1ac=in(6);
Pg=in(7);
v2=in(8);

```

```

delta_2=0; %Reference

```

```

Pdc=0; % Initiate with no P

```

```

Q1dc=-Iconv*v1;
Q2dc=Iconv*v2;

```

```

ut(1)=Pac-v1*v2/xl*sin(delta_1-delta_2);
ut(2)=Pg-vt*v1/xt*sin(delta_t-delta_1);
ut(3)=Qg-vt*v1/xt*cos(delta_t-delta_1)+v1^2/xt;
ut(4)=Q1ac-v1^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2);
ut(5)=Qg+b*v1^2-Q1ac-Q1dc;
ut(6)=Pg-Pac-Pdc;
ut(7)=Pdc+Pac-loadI*v2^2;
ut(8)=Q2dc+(-v2^2/xl+v1*v2/xl*cos(delta_1-delta_2))+b*v2^2;

```

```

%-----

```

```

function fixfigure()

```

```
set(gca,'Linewidth',2)
set(get(gca,'Title'),'FontSize',18)
set(get(gca,'xlabel'),'FontSize',18)
set(get(gca,'ylabel'),'FontSize',18)
set(get(gca,'zlabel'),'FontSize',18)
set(findobj(gcf,'Type','text'),'FontSize',18)
set(findobj(gca,'Type','line'),'Linewidth',2.5)
set(findobj(gca,'Type','Axes'),'FontSize',
```