

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA EN CORRIENTE CONTÍNUA DE ALTA TENSION (HVDC) DESDE MISIONES A BUENOS AIRES ¹

Enzo Blanco²; Denokhade Sonia²; Luis Medina²; Schunke Ezequiel² ; Oliveira Mario³;
Reversat Horacio³.

¹ Enseñanza de la Ingeniería, Cátedra: Proyecto Electromecánico 2, 2017.

² Integrantes del Grupo, blancoenzomatias@gmail.com; sonia.denokhade@gmail.com;
medina.alberto.luis@gmail.com; schunkeezequiel@gmail.com

³ Tutores de Proyecto, oliveira@fio.unam.edu.ar; hreversat@hotmail.com

Resumen

Este trabajo presenta el estado de avance del estudio de factibilidad técnica de transporte de Energía Eléctrica mediante una Línea de Transmisión (LT) en Corriente Continua (HVDC) desde Misiones a Buenos Aires. La potencia a transmitir es de 9480 MW y corresponde a la generación de tres nuevas centrales hidroeléctricas en Misiones, el 15% de la generación de Itaipú y el 50% de la generación de Yacyretá. La LT HVDC conectaría la nueva Estación Transformadora Iguazú (ET-I) en la provincia de Misiones con la Estación Transformadora General Rodríguez (ET-GR) existente en la provincia de Buenos Aires. El proyecto abarca el análisis de diferentes alternativas de solución, diseño, cálculo y selección de los elementos intervinientes en la transmisión.

Palabras Clave: *Transmisión Corriente Continua – Factibilidad – Alta tensión*

Introducción

El análisis anual de la demanda de energía en Argentina, señala un incremento que sobrepasa la capacidad de generación instalada hoy en día [7]. Es por ello que se proyectan nuevos centros de generación en el país, entre los cuales, en la provincia de Misiones, tenemos los proyectos de centrales hidroeléctrica en Corpus Christi (1440 MW), otra en Panambí (524 MW) y la binacional de Garabí (1152 MW p/Argentina). Sin embargo, surge el problema sobre cómo vincular eléctricamente éstos puntos de generación con el centro de carga del país localizado en Buenos Aires.

En base a esto, el presente trabajo tiene como objetivos específicos:

- Generar un vínculo eléctrico con el sistema eléctrico de Brasil mediante el proyecto de una estación convertidora en la ciudad de Iguazú (Misiones).
- Proyectar una línea de transmisión de potencia entre los puntos de generación considerados en el proyecto y los puntos de mayor consumo.
- Planificar la educación de la Estación Transformadora de San Isidro (ET-SI) de Posadas, a fines de evacuar el porcentaje de potencia considerado desde Yacyretá.
- Efectuar el análisis económico del proyecto.

Metodología

En forma general, se establecen los pasos a seguir para el desarrollo del proyecto:

1. Definición del alcance e incumbencias del proyecto.
2. Estudio de legislación relacionada al proyecto.
3. Determinación de la traza de la línea identificando puntos conflictivos.
4. Determinación de tecnología de conversión a emplear.
5. Especificación del nivel de tensión de transmisión.
6. Determinación de la configuración del sistema.
7. Configuración según la cantidad de polos.
8. Determinación de los componentes inherentes a cada estación convertidora.
9. Selección de torres, elementos a utilizar en la línea y distancia de servidumbre.
10. Estudio de factibilidad técnica a través de simulaciones.
11. Análisis económico y ambiental.

Resultados y Discusión

Luego del análisis y la evaluación acerca de la idea del proyecto, se determina que:

- La línea de transmisión tendrá origen en la ciudad de Iguazú, provincia de Misiones, Arg. En la misma se proyectará una estación convertidora (e.c.).
- De la e. c. Iguazú saldrá una línea HVDC con destino la ciudad de Posadas (prov. Misiones).
- En la ciudad de Posadas, se concentrarán las líneas de alterna provenientes de las centrales proyectadas de Garabí, Panambí y Corpus, así como de la central ya existente, Yacyretá.
- Se proyectará en Posadas, en cercanías de la sub estación San Isidro, una estación convertidora en la cual se repotenciará la línea HVDC proveniente de Iguazú.
- Conectar la e. c. San Isidro con la sub estación de Gral. Rodríguez (prov. Buenos Aires), mediante una línea HVDC, dimensionando la misma.
- Proyectar la e.c. gral. Rodríguez.
- Dejar fuera de alcance del presente proyecto a las líneas de transmisión en HVAC, así como aquella que conecte la c. h. Itaipú con la e. c. Iguazú, salvando de esta manera las normas de transporte de energía eléctrica pertenecientes al país vecino.

Determinación de tecnología de conversión a emplear.

Al día de la fecha se emplean 2 tecnologías de conversión: la LLC que basa su principio de rectificación en tiristores de potencia, y la VSC que utiliza elementos de mayor tecnología como los IGBT. Ambos presentan ventajas y desventajas, las cuales podemos ver en la tabla 1.

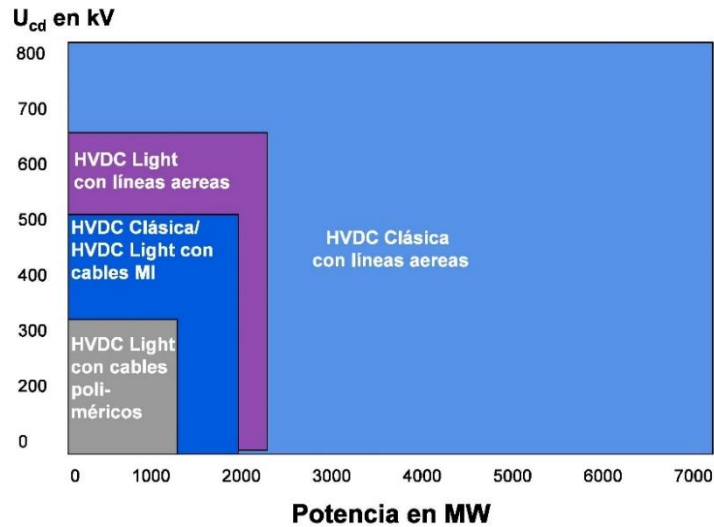
Tabla 1: Comparación Tecnología LCC y VSC

LCC	VSC
Actúan como una fuente de intensidad constante en el lado DC	Actúan como una fuente de intensidad constante en el lado DC
La corriente continua es unidireccional	La polaridad de la tensión es unidireccional
La polaridad de tensión cambia con el flujo de potencia	La dirección de la corriente cambia con el flujo de potencia
La conmutación dentro de los convertidores viene definidas por las tensiones AC. Se requiere bancos de condensadores o STANCOM para alimentar de potencia reactiva a las válvulas de conmutación	No necesita un sistema de conmutación por tensión
Requiere de mucho espacio, debido principalmente a los filtros necesarios (para limitar los armónicos y proveer un control de reactiva)	Bajo requerimiento de espacio
Los convertidores absorben potencia reactiva	Control independiente de potencia activa y reactiva
Perdidas bajas, del orden del 0,8%	Perdidas altas, del orden del 1,6%
Tensión más elevadas $\pm 800\text{KV}$	Tensión más elevada $\pm 500\text{KV}$
Potencia hasta 6000MW	Potencia hasta 1000MW
No permite arranque en negro	Permite arranque en negro
Permite capacidad de sobrecarga	No permite sobrecarga
Tecnología madura	Tecnología en desarrollo
La confiabilidad ha sido probada	Confiabilidad por probar
Menor costo inicial	Mayor costo inicial

Especificación del nivel de tensión de transmisión

Tomando en cuenta los datos de línea y potencia a transmitir, 1300 km y 7216 MW correspondientemente, se determina el nivel de tensión en conjunto a la determinación de tecnología, según las recomendaciones de empresas líderes en tecnologías HVDC y organismos internacionales como el CIGRE, según se aprecia en la ilustración 1 y 2.

HVDC Light versus HVDC Clásica Rangos comparativos



© ABB Group
June 18, 2013 | Slide 31



Ilustración 1: potencia vs tensión & tecnología [2]

DC Overhead Lines and Tower Configurations

Description	Unit	Nominal DC Voltage			
		± 300 kV	± 400 kV	± 500 kV	± 800 kV
Suitable Power Rating	MW	600 ~ 1,000	1,000 ~ 2,000	1,500 ~ 3,000	3,000 ~ 7,500
DC System Configuration	-	Monopolar / Bipolar	Monopolar / Bipolar	Monopolar / Bipolar	Monopolar / Bipolar
No. of Conductors per Pole	Bundle	2x / 3x / 4x	2x / 3x / 4x / 6x	4x / 6x / 8x	6x / 8x
Economical Transmission Distance of Line	km	300 - 750	500 ~ 1,000	700 ~ 1,500	1,500 ~ 5,000
Required Right-of-Way	m	40	45 ~ 50	55 ~ 70	85 ~ 90
Minimum Required Ground Clearance (Subject to local Regulations)	m	8.50	10.00 ~ 11.00	11.00 ~ 13.00	16.00
Typical Suspension Tower Outline (not to scale)	-				
Range of Tower Heights	m	25 ~ 40	Lattice Tower: 36 ~ 51 / Monopole: 49.18 ~ 48.18	31 ~ 51	39 ~ 93
Typical Insulator Type	-	Cap & Pin / Porcelain Longrod / Composite	Cap & Pin / Porcelain Longrod / Composite	Cap & Pin / Porcelain Longrod / Composite	Cap & Pin / Porcelain Longrod
Practicable Length of Suspension Insulator String	m	4.34 (Porcelain Cap & Pin) / 3.60 (Composite)	5.06 (Composite) / 6.18 (Porcelain)	7.33 (Composite Longrod)	12.94 (Cap & Pin)

Ilustración 2: recomendación CIGRE tensión vs potencia [1]

Además se han de considerar antecedentes, como ser los proyectos de SACOI (Sardinia–Corsica–Italy), Italia; Québec–New England, de Canadá; y Agra, en India (ilustración 3).

Multiterminales: NorthEast – Agra, India

- Potencia: 6000/8000^W MW ^W Sobrecarga continua
- Voltaje CD: ± 800 kV
- Transmisión: 1728 km
- Multiterminal con tres estaciones convertoras bipolares con líneas aéreas, convertidoras de 12 pulsos conectadas en paralelo
- Puesta en servicio: 2014-15
- Transmisión a larga distancia

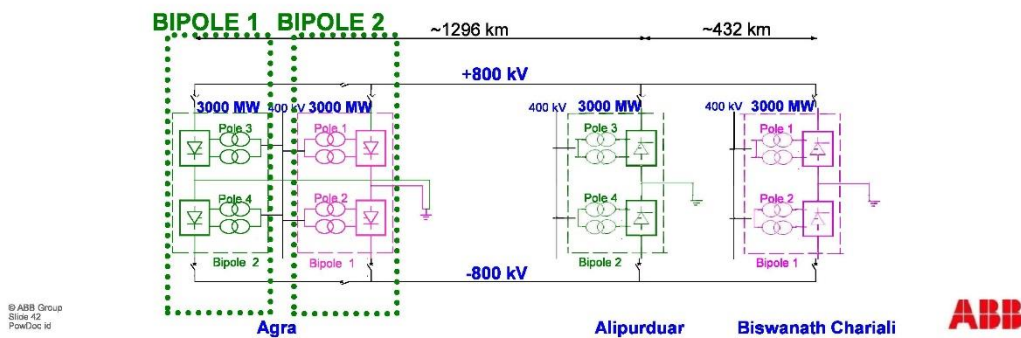
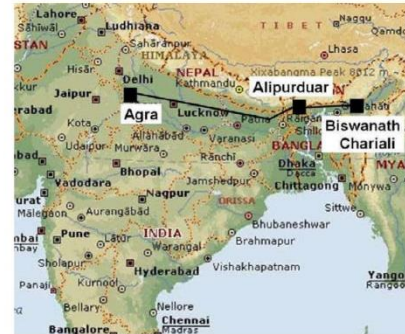


Ilustración 3: conexión multiterminal Agra (África) [2]

Determinación de la configuración del sistema

Para poder definir cuál es el tipo de configuración del sistema de entre los reconocidos (back-to-back; punto a punto; o multiterminal), a continuación describimos cada uno de ellos.

En la ilustración 4 se aprecia la configuración back-to-back.

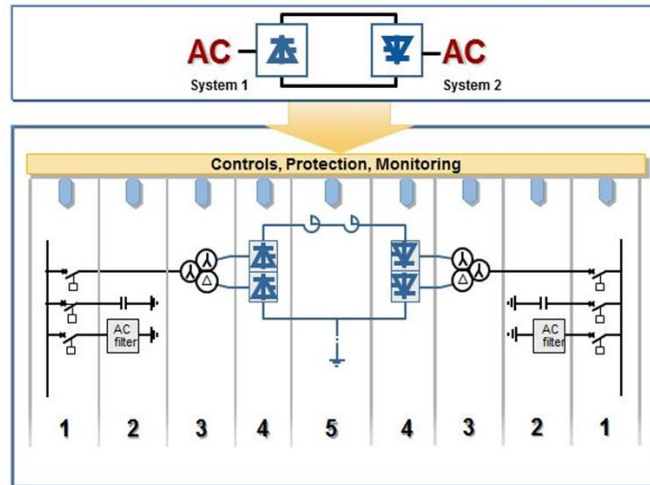


Ilustración 4: configuración back-to-back [3]

Las conexiones back-to-back son implementadas principalmente en aquellos casos donde la conexión se realiza en el interior de una subestación y por lo tanto no es necesaria una línea de transmisión. Esta conexión será la seleccionada para realizar este proyecto.

A continuación se expone en la ilustración 5 la configuración punto a punto.

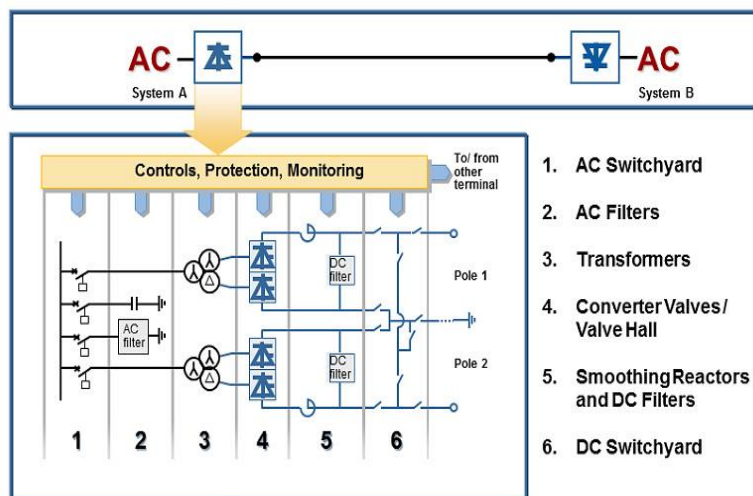


Ilustración 5: configuración punto a punto [4]

La conexión se realiza directamente entre dos subestaciones (punto a punto) cuando por razones técnicas, económicas o ambientales la conexión mediante HVDC es mejor que la HVAC (High Voltage Altern Current). En este caso cada una de las subestaciones del sistema funcionara como un convertidor, ya sea como rectificador o inversor en función de la dirección del flujo de potencia. Es la conexión más utilizada hasta el momento de HVDC.

A continuación se expone la ilustración 6 que hace referencia a la configuración multiterminal.

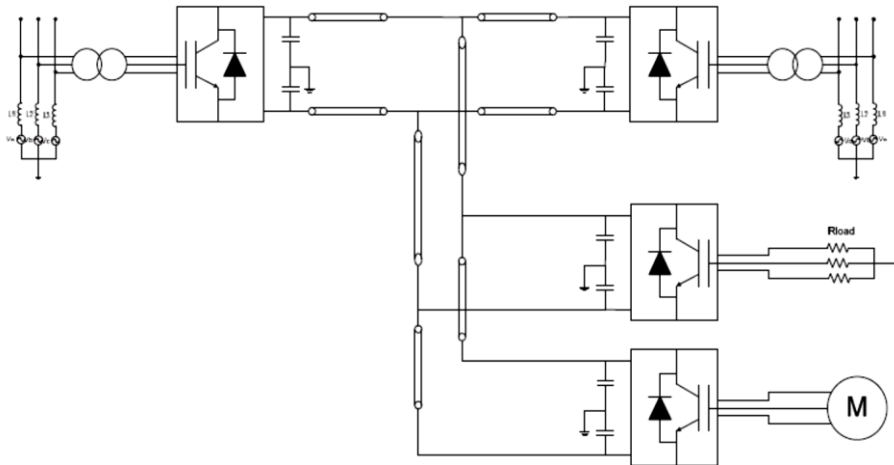


Ilustración 6: configuración multiterminal [5]

La conexión multiterminal es utilizada cuando se conectan tres o más subestaciones a un sistema HVDC.

Configuración según la cantidad de polos

Luego se define la forma de transmisión que se usan hoy en día, entre ellas monopolar (ilustración 7), bipolar (ilustración 8) u homopolar (ilustración 9), se analizarán tomando en cuenta antecedentes y las ventajas pretendidas de la línea a proyectada.

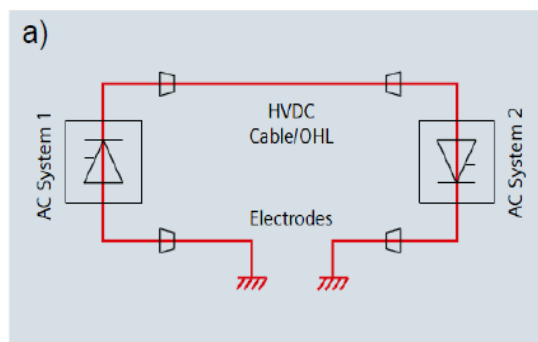


Ilustración 7: monopolar [6]

Las conexiones monopolares utilizan un solo conductor para transmitir la energía eléctrica entre las estaciones conversoras. Dicha conexión puede tener retorno por tierra o por cable.

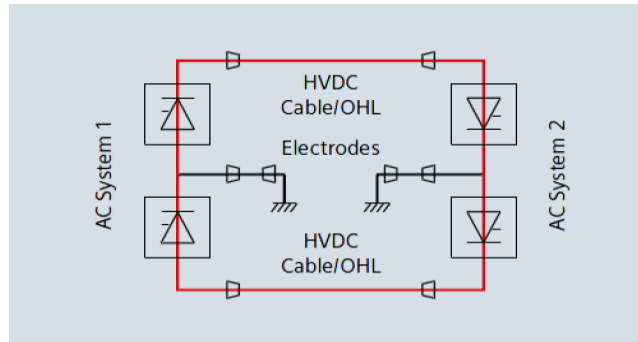


Ilustración 8: bipolar [6]

Tiene una capacidad de potencia mayor que una conexión monopolar, es el tipo de conexión más implementado actualmente en los sistemas de HVDC, basados en líneas aéreas. Esta conexión está conformada por dos sistemas monopolares independientes que hacen las veces de polos positivo y negativo, con la capacidad y/o ventaja de poder funcionar independientemente en caso que alguno de ellos falle.

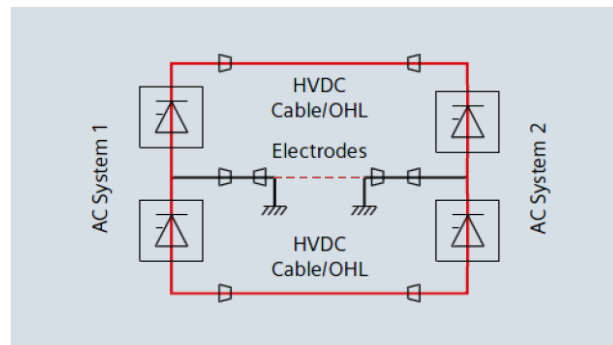


Ilustración 9: homopolar [6]

Trabajos a realizar

Una vez realizado lo mencionado anteriormente, se podrá seleccionar las postaciones a emplear, los conductores, y dimensionar/seleccionar todos los componentes necesarios para cada una de las estaciones convertidoras (transformadores, rectificadores, filtros, protecciones, actuadores, etc).

Finalmente, se realizarán las simulaciones pertinentes, las cuales nos darán detalle de la conveniencia técnica de la línea así como sus problemas o desventajas.

Criterios adoptados

En base a la metodología descrita, se toman las decisiones siguientes:

1. Identificación del alcance e incumbencias del proyecto.

Definimos el alcance del proyecto a la dimensión y evaluación de los elementos y maquinarias pertinentes a la transmisión en corriente continua (HVDC), dejando de lado el diseño de las líneas de transmisión en corriente alterna, como proyectos a estudiar en otra instancia.

2. Determinación de la traza y el recorrido de la línea identificando puntos conflictivos.

Se resolvió sortear los centros urbanos con desvíos en la traza de la línea, y salvar los casos inevitables de expropiación o resarcimiento económico, sin estudiarlos detalladamente, dejando esto como un impacto social a evaluar en un futuro.

3. Determinación de tecnología de conversión a emplear.

Priorizando la estabilidad de servicio de la línea y el gran desarrollo en la industria, nos hemos volcado por la tecnología de conversión LCC o clásica, aprovechando las ventajas y tomando las desventajas como un reto técnico con el cual lidiar.

4. Nivel de tensión de transmisión.

Las recomendaciones y el precedente mencionado nos impulsaron a tomar un nivel de tensión de 800 kV. Tensión que, además de ser acostumbrada en la industria, posibilita la selección de elementos y maquinarias existentes en los catálogos, lo que no nos impone la necesidad de trabajar sobre diseños puntuales.

5. Determinación de la configuración del sistema.

Más que una determinación, es tan sólo un reconocimiento de la configuración que tendrá el sistema, ya que la idea originaria del proyecto implica realizarlo en la configuración “multiterminal”. Encontramos que esta configuración posibilita una futura repotenciación en un punto intermedio, además permite desconectar alguna de las estaciones posibilitando los trabajos de mantenimiento o inconvenientes.

6. Elección forma de transmisión.

En este caso, en pos de la continuidad del servicio, optamos por la transmisión bipolar con retorno por tierra, puesto que permite la operación excepcional de la línea en forma monopolar, posibilitando el transporte en un poco más del 50% de la potencia de diseño.

7. Determinación de los componentes inherentes a cada estación convertidora.

Trabajo en progreso.

8. Selección de postaciones y sus elementos a utilizar en la línea.

Trabajo en progreso.

9. Simulaciones.

Trabajo pendiente.

Conclusiones

En base a lo expuesto en el presente trabajo, podemos concluir que a la fecha se cumplió con los objetivos estipulados en la planificación del proyecto, evaluando diferentes alternativas tecnológicas para transmisión en HVDC para una misma problemática, optando por la solución técnica más favorable, entre otros.

A futuro, en el transcurso de corriente año, se realizaran las simulaciones pertinentes. En estas se pretende poder demostrar los siguientes puntos:

- Viabilidad técnica de la transmisión en HVDC frente a otras formas de transmisión empleadas en la actualidad.
- Confiabilidad de la configuración adoptada para la resolución de la problemática planteada.
- Suplir los picos de consumos de energía dados en la actualidad.

Referencias

[1] Retzmann, Dietmar. (2011). *HVDC Station Layout, Equipment LCC & VSC and Integration of Renewables using HVDC*. Australia: Cigre.

[2] Johansson, Jan G. (2013). *Tecnología HVDC Características y Beneficios*. Sgo. de Chile, Chile: ABB Group

[3] Siemens AG. (Marzo de 2012). <https://www.energy.siemens.com/us/en/power-transmission/hvdc/applications-benefits/configurations/long-distance-power-transmission.htm#content=Long-Distance%20DC%20Transmission>

[4] Siemens AG. (Marzo de 2017). <https://www.energy.siemens.com/us/en/power-transmission/hvdc/applications-benefits/configurations/back-to-back-hvdc.htm>

[5] Rodríguez Ramiro, Francisco José. (2011) *Comparativa convertidores HVDC-VSC*. Sevilla: Universidad de Sevilla.

[6] Siemens AG. (2011). *High Voltage Direct Current Transmission*. Erlangen, Germany: Siemens AG.

[7] Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A. *Informe anual 2015*