



# Sistemas de transmisión de corriente alterna versus corriente continua en extra alta tensión

Por *Ing. Vicente Serra Marchese*

Primera parte

**En esta primera parte del trabajo se expone cómo, ante las alternativas que se estudian para interconectar cogeneración desde el sur y el norte extremos del país, la interconexión merece ser estudiada con todas las posibilidades tecnológicas, entre ellas la corriente continua.**

La realización de una interconexión entre el consumo y las fuentes de generación en la Argentina revisten un problema característico que solo se da en muy pocos países. Así, traer la energía de las represas Garabí o de Kirchner-Cepernic requiere de líneas de más de 1.000 km de longitud para transportar más de 1.700 MW de potencia.

La cultura de nuestro país ha sido basada siempre en la interconexión por medio de líneas de 500 kV. Las nuevas tecnologías en etapas de maduración siempre han sido refractarias para la mayoría de las empresas eléctricas y/o operadores de red, debido al costo de aprendizaje que implica todo un esfuerzo de estudio e implantación de las mismas. Sin embargo, se han conocido empresas como Hidronor con su represa de material agregado de El Chocón, SEGBA (Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires) con su compensador estático de tiristores, Transener con su línea *cross rope* y las Distribuidoras metropolitanas en el uso de líneas de 132 kV compactas con aisladores rígidos. Las nuevas tecnologías han introducido un ahorro importante en los costos de construcción de las nuevas interconexiones.

Ante la oportunidad de conectar

generación desde Santa Cruz por más de 3.500 MW y del Noreste argentino de otros 3000 MW, se impone el debate de introducir las nuevas tecnologías en interconexiones de Corriente Continua que el vecino Brasil ha venido probando con éxito desde fines de los años setenta en 600 +/- kV.

Un concepto equívoco, que se comete por incidencia del cortoplacismo en el análisis de los sistemas, a veces por impericia y otras por escasez de fondos, es analizar las inversiones por su costo de capital inicial y no por los beneficios de valores de costo de operación y mantenimiento, por factor de utilización de las inversiones y las externalidades que esto último conlleva.

Así, un caso emblemático es el de las represas del Sur, que tal como fueron concebidas para abastecer en el pico unos 1700 MW, producen una cantidad de energía de 5.500 GWh aproximadamente. La misma cantidad de energía se puede producir con una potencia instalada de 1.100 MW (35 % menos), y así mejora el factor de utilización del 36 % al 55 %. Esto implica que, tanto la represa como su línea de interconexión hasta Buenos Aires resultarán más económica cuando se las analice a nivel de costo/

MWh generado y/o transportado (re-pago por el uso de la mismas).

Estas consideraciones implican que el estudio de la interconexión merece ser estudiado con todas las alternativas y tecnologías posibles, ya que el sistema de corriente continua (CD), como se lo conoce en la actualidad, es una de esas alternativas.

## En desarrollo

Para vincular dos puntos alejados entre sí, un enlace en corriente alterna (CA) es una solución, si las frecuencias de las estaciones por vincular son las mismas, por la flexibilidad de transformar sencillamente los niveles de tensión en otros distintos. Sin embargo, hay situaciones en donde la CA no resulta conveniente por la incidencia de niveles de potencia inyectable a los centros de consumo, resultando más costosa que la CD.

La CA exige controles de frecuencia, rechazo de carga, límites de transferencia y modificaciones en los controladores de los generadores existentes, entre otros.

La transmisión de potencia de una línea de CA está dada por la siguiente ecuación:

$$P = U_G * U_C * X_{GC} * \sin \delta$$

Donde  $U_G$  y  $U_C$  son las tensiones entre la generación y el centro del consumo,  $\delta$  es el ángulo entre estas tensiones y  $X$  es la reactancia, que es directamente proporcional a la longitud de la línea<sup>1</sup>.

Como el ángulo  $\delta$  tiene una limitación técnica, por lo general no puede superarse el 30 % para mantener el sincronismo de los vínculos, una línea muy larga se verá limitada en su capacidad para transmitir la potencia y mantener sincronizados los sistemas.

Una interconexión larga (valor grande de  $X$ ) proveerá menor potencia de sincronización que una corta. Si bien la reactancia puede compensarse con capacitores serie, esto tiene una limitación en el funcionamiento con el riesgo de generar frecuencias subsincrónicas que pueden entrar en resonancia, por coincidencia con la frecuencia mecánica natural de los ejes en los generadores.

Un enlace de CD puede tener dos o más estaciones conversoras, conectadas a las redes existentes. El enlace de más de dos estaciones conversoras

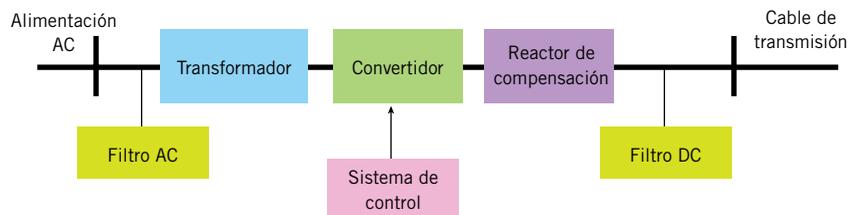


Figura 1. Componentes del sistema HDVC light.

se denomina multiterminal.

La transmisión de potencia de una línea CD está dada por la ecuación

$$P = U_G * I_{GC}$$

Donde  $U_G$  es la tensión de inyección en el punto de conversión e  $I_{GC}$  es la corriente máxima por limitación térmica y de seguridad del conductor.

Los enlaces de CD son de carácter bipolar en general, su confiabilidad es equivalente a una doble terna o dos líneas de CA, ya que cada polo puede ser operado como un monopolo.

## Estaciones de conversión de CA - CD

La última tecnología que se está usando en CD asociada al sistema de transmisión es la que se denomina HVDC light, que se basa en convertidores de conmutación forzada. Básicamente, se fundamenta en el uso de un semiconductor de potencia llamado IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor). Este semiconductor, facilita la modificación del tiempo de conmutación de la tensión de la CD, para producir una tensión de CA. Asimismo permite la alimentación a una red pasiva, facilitando la reposición de una red después de un apagón y puede generar o consumir potencia reactiva independientemente del flujo de potencia activa.

Un vínculo de HVDC light en paralelo con una línea de CA es el actual estado del arte. El primero hace que se transmitan grandes potencias y con el segundo se provea la conversión de

potencia y tensión en los puntos intermedios.

En la CD es muy fácil controlar la potencia activa y la dirección. Por otro lado, tiene la ventaja de no contribuir ni incrementar la potencia de corto circuito existente del sistema interconectado de corriente alterna, lo que la hace apta para poder interconectarla en puntos saturados como el área del gran Buenos Aires, sin necesidad de seccionar circuitos y establecer nuevas estaciones transformadoras de CA.

En la figura 1 se describe los componentes de un sistema de HDVC light.

Los puntos sobresalientes de esta tecnología están dados por los siguientes aspectos:

- Un número creciente de sistemas de transmisión HVDC puede ser incorporado dentro de una red de distribución reconvirtiendo o tendiendo nuevos cables de CA en circuitos de CD. Como resultado se tendrán potencias de suministro más confiables y controlables. Los enlaces HVDC podrán controlar el flujo de potencia en la red de CA a través de las líneas existentes y, al mismo tiempo, se reducirán las pérdidas globales.
- Reducir rápidamente cuellos de botella en redes muy cargadas de CA es uno de los efectos logrados por su capacidad para inyectar potencia reactiva en la red adyacente de CA, aumentando su capacidad de transmisión de energía hasta en un 150% con la introducción de un enlace en CD.



Figura 2. Vista externa.

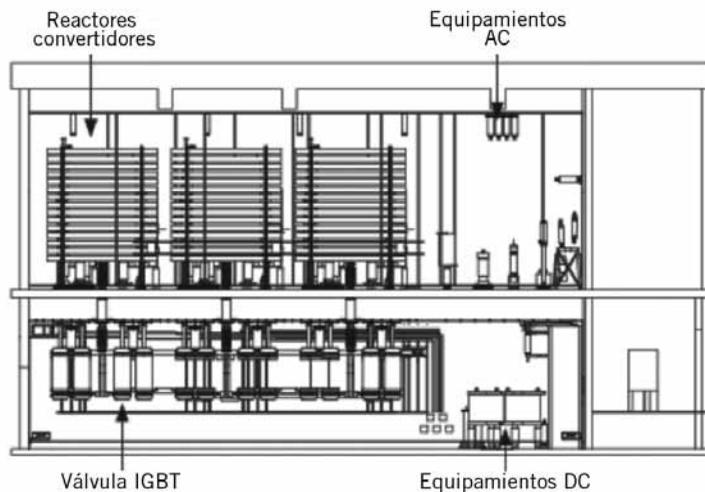


Figura 3. Layout interno del edificio.

- El HDVC light puede usarse también para fortalecer un punto débil en el sistema, al mismo momento que aumenta la capacidad de transmisión de energía y le da al operador controlabilidad y flexibilidad sobre la red.

En las figuras 2 y 3 se puede observar un layout de una estación convertidora de HDVC light donde se aprecia una instalación de 1.200 MW en menos de una hectárea y media de superficie, 100 x 150 x 20 metros +/- 400 kV

Las pérdidas del sistema de HDVC han ido disminuyendo con el avance de la tecnología. En la figura 4 se mues-

tra la evolución en la mejora de las pérdidas del sistema HDVC light aproximándose al sistema de CD clásico.

Por último, en la figura 5 se describe el diagrama en bloque a los efectos de visualizar los lazos de control del sistema de 4ta generación de HDVC light.

## Evaluación de los sistemas de transmisión

Para evaluar un sistema de transmisión se debe considerar varios aspectos que en la Argentina son básicamente los siguientes:

1. Potencia que se desea transportar.

2. Modalidad dominante de la dirección del flujo de 50% al 100 %.
3. Niveles de potencia de cortocircuito en las estaciones que deberán vincularse.
4. Requerimientos de confiabilidad del sistema, N-1, N, etcétera.
5. Límites en la propagación de disturbios entre los sistemas.
6. Aspectos medioambientales, permisos, etcétera.

## Líneas compactas

La introducción de líneas tipo compactas tuvo su origen en los cuestionamientos ambientales que tenían las líneas convencionales, por el impacto visual, por las amplias franjas de servidumbres requeridas, por la división de un medio ambiente homogéneo y finalmente por las limitaciones que impone sobre el ejido suburbano y las restricciones sobre las actividades agropecuarias. Con las líneas compactas de CD, los inconvenientes en las restricciones a la agricultura pueden ser minimizadas al máximo posible, respecto de sus primas cercanas de CA, mucho más conservadoras. Los nuevos diseños de estructuras de líneas, con la introducción de los aisladores rígidos poliméricos y sus diseños más amigables con el ambiente, han reducido significativamente la contaminación visual respecto de las estructuras que ya construidas provocan. Los diseños convencionales implican franjas de servidumbre superiores a los 80 m, limitaciones de tipos de cultivos, sectores inutilizables dentro del área de servidumbre y una geometría que se traduce en mayores pérdidas operativas y componentes de compensación de energía reactiva.

Con las líneas compactas, la franja de servidumbre puede disminuirse a menos de 30 m las parcelas con restricción dentro del área de servidumbre y una geometría de estructura, que se traduce en menores pérdidas operativas y componentes de compensación de energía reactiva en CA. Y aún más en CD.

La valoración monetaria de las menores pérdidas a valor presente a lo largo del tiempo hace que en caso de sobrecostos iniciales (que no es el caso que nos ocupa) sean insignificantes versus las líneas tradicionales sumadas a los ahorros de los reactores de línea

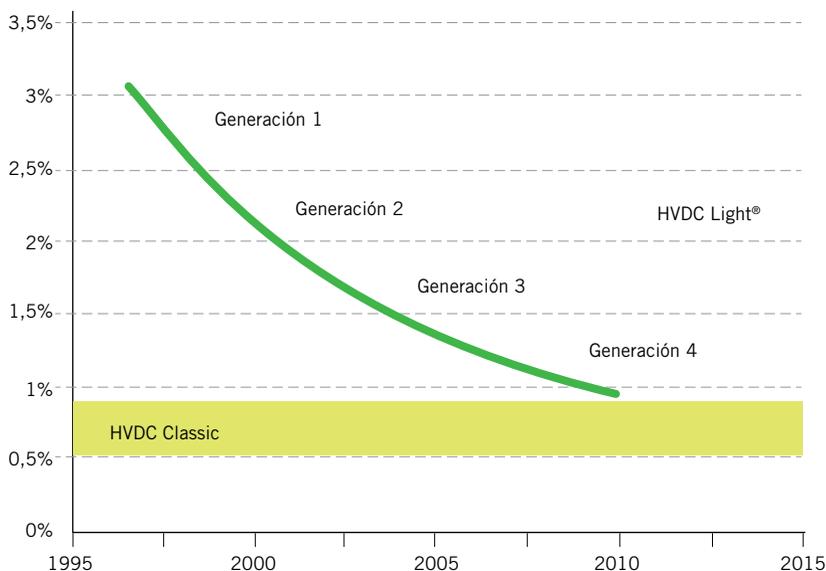


Figura 4. Evolución en la mejoría de las pérdidas del sistema HDVC light.

**Diagrama del block de control significado de líneas llenas y punteadas**

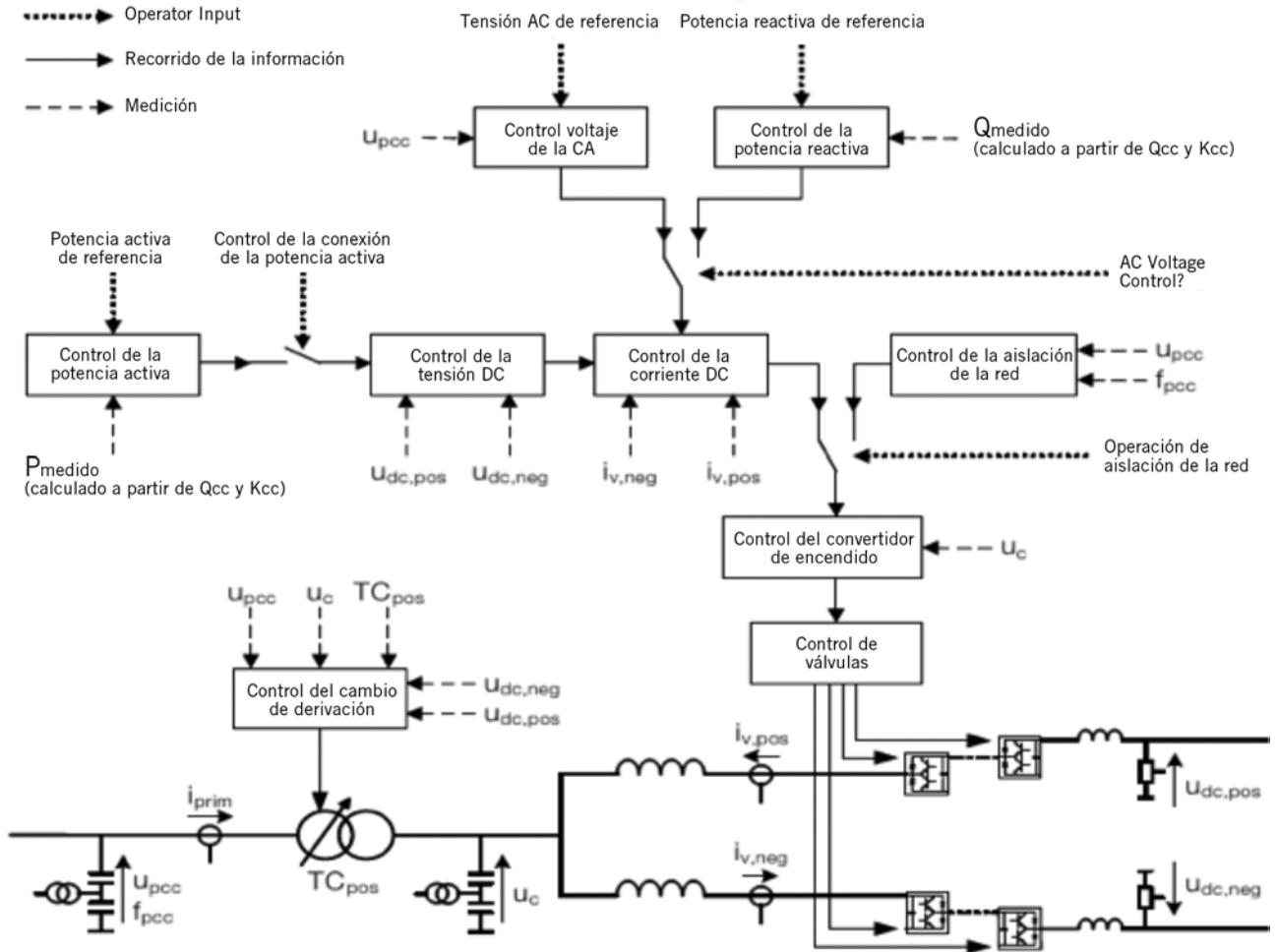


Figura 5. Diagrama en bloque.

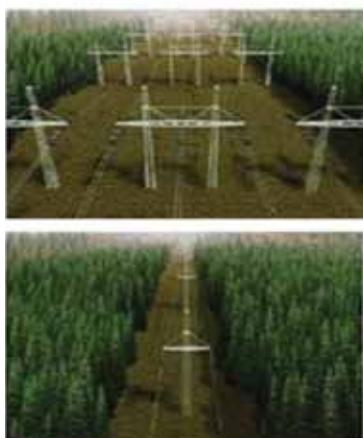
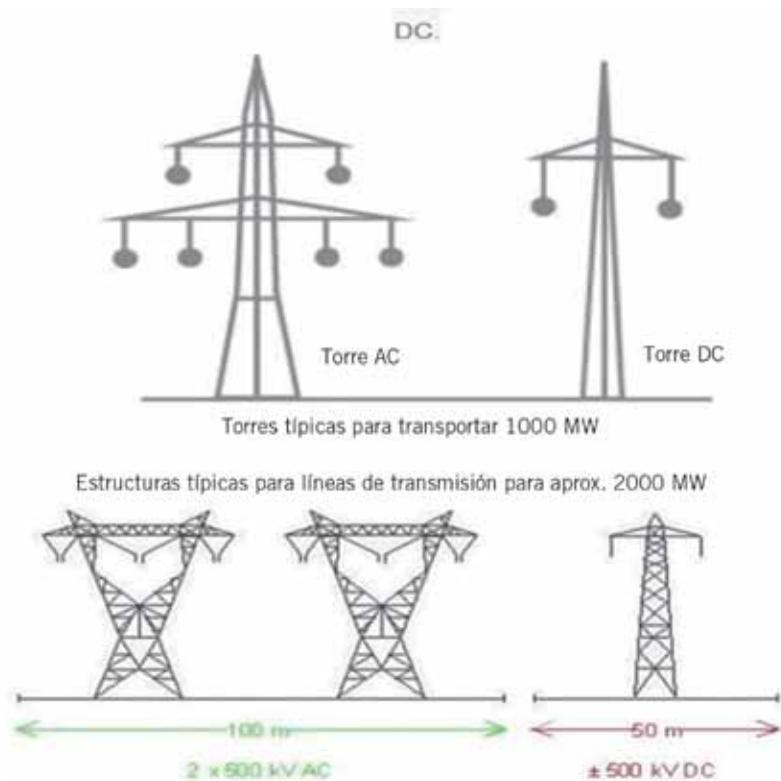
y compensaciones para la operación de la red, pudiendo aumentarse entre un 10% y un 20% la potencia transmitida por una disminución de la reactancia.

La línea compacta más conocida es la *cross rope*, cuyo diseño fue impul-

sado por Transener cuando se construyó la 4ª línea del Comahue. En esa oportunidad se presentó también un diseño alternativo a este, aprobado por el ENRE en la documentación licitatoria que deviene en una mejora

más auspiciosa sobre la realizada por la firma ganadora.

Las líneas compactas en la misma medida que las convencionales, al ser aptas para el mantenimiento con tensión, pueden reconfigurarse para



Franja de servidumbre para el caso 500 kV HVAC y ±500 HVDC para transportar 3000 MW

Figura 6. Líneas CD versus CA.

convertirlas en bipolos de CD, posibilitando una transportación de la potencia, en forma independientemente, de la relación de reactivancias entre los ramales de CA en paralelo<sup>2</sup>.

De esta manera se logra maximizar la potencia a transportar por el conjunto. Para el caso argentino se puede maximizar la transmisión de todo el sistema<sup>3</sup> conjunto, llegando aproximadamente a 5.000 MW, cuando nos extendemos más de los 1000 km.

El análisis de la configuración geométrica habla por sí solo del menor

costo de una línea de CD versus su par de CA, como en la figura 6 y el de una línea de CA versus su par CA convencional como en las figuras 7 y 8.

La potencia natural de las líneas convencionales en CA está en los 980 MVA ( $Z$  característica = 254.2 ohm) figura 8.a; la *cross rope* está en los 1040 MVA ( $Z$  característica = 246.2 ohm), figura 8.b y la línea ultra-compacta da un valor de 1200MVA, figura 11 ( $Z$  característica = 208 ohm).

La línea ultra compacta se basa en una conjunción de dos tipos de líneas convencionales. En una de ellas, observable en la figura 9, instalada en Lyon-Marbella, Francia, vemos como las riendas de sujeción van hacia el centro debajo de la línea, mientras que en las estructuras de las figuras 8.a y 8.b, van hacia fuera de las mismas. Este simple cambio, hace que se ahoren costos y restricciones en la franja de servidumbre que se observa en la figura 9 de una línea.

La otra, es la que se visualiza en la figura 10.a y 10.b, usadas por varios

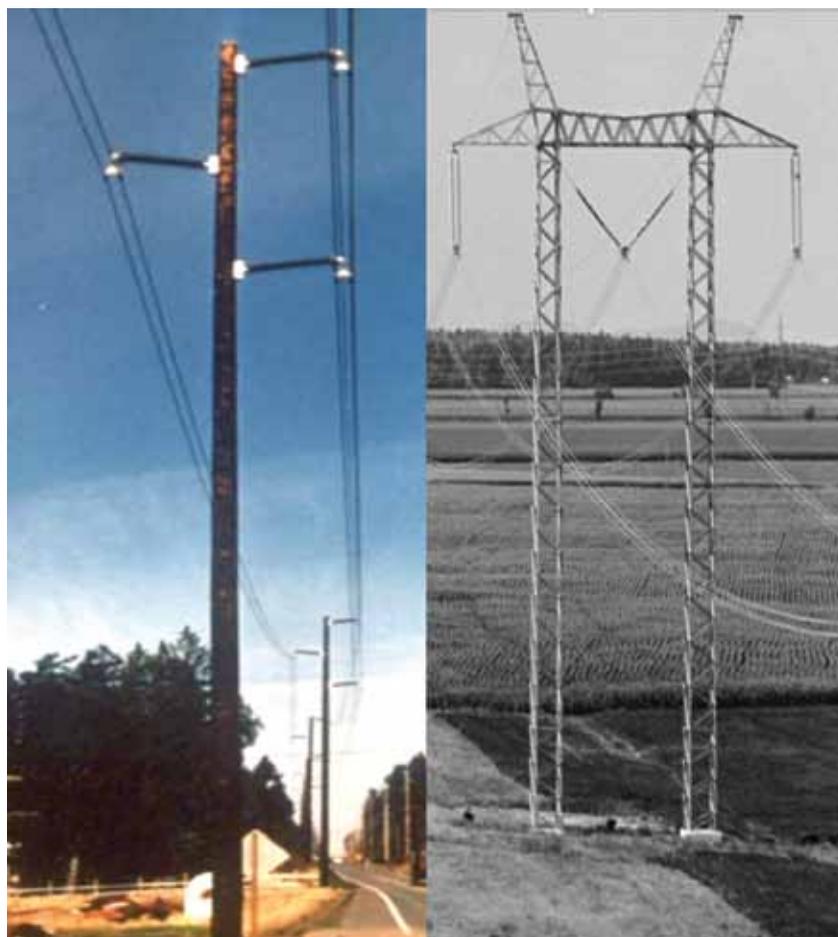
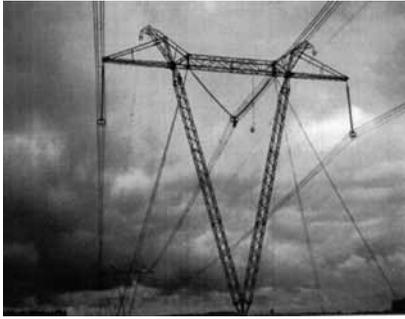
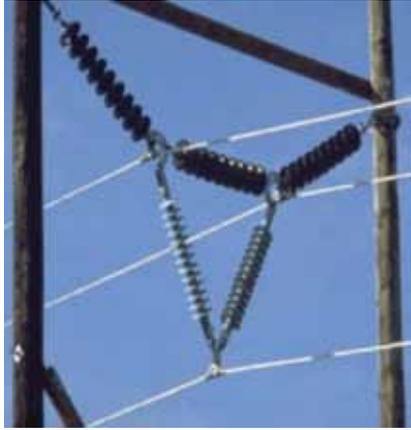


Figura 7. Líneas de CA compacta versus CA convencional de 230 kV.



Figuras 8 a y b. Líneas de CA convencional vs CA compacta de 500 kV.



Figuras 10 a y b. Disposición en triángulo de los conductores.

países, en especial Rusia y Canadá, cuya ventaja es la menor reactancia y susceptancia de la línea respecto a la anterior, permitiendo un aumento de su Potencia Natural por la disposición en triángulo de los conductores, eliminando las transposiciones.

En la figura 12.a se observa el resultado que optimiza las ventajas de cada una de las torres, con las riendas hacia el centro y manteniendo la estructura superior con la posición en triángulo, A su vez con la estructura

superior se evita la contingencia de rotura de rienda superior que la *chainette* o *cross rope* tiene, aunque su probabilidad sea baja. En la figura 12.b se observa la estructura soportada de la misma variante.

En las figura 13 a, b, c y d vemos líneas en funcionamiento donde el carácter que algunos le dan de prototipo (los adversos a los cambios), deviene abstracto y demuestra que el simple cálculo de un reticulado cuando está bien hecho, por más extraño que sea



Figura 9. Línea única.

probado a través de los siglos no puede inducir a no avanzar hacia nuevos horizontes superadores.

### Capacidad de transporte de una línea de AC y de una de DC

La capacidad de transmisión de un sistema de transporte depende del nivel de tensión de transmisión y la longitud del sistema. En el sistema de CA, aparte de la limitación térmica hay una limitación operativa, por el sincronismo de los sistemas vinculados y problemas de rechazo de carga.

En la figura 14, se transcribe una infografía de la capacidad de transmisión de potencia para distintos niveles de tensión, tanto de CA como de CD<sup>4</sup>.



Figuras 11. Línea ultracompacta cabezal (izquierda) y estructura (derecha).



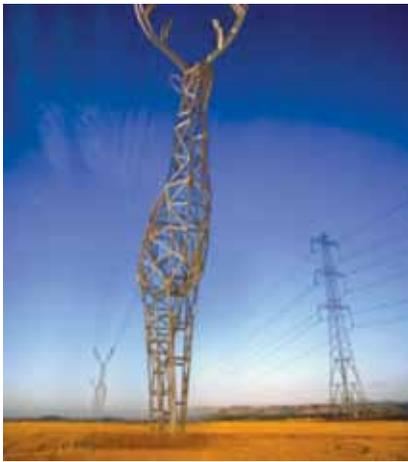


Figura 13.d. Nuevos diseños de torres.

### Comparación y conversión de dos líneas de CA en tripolo de CD

Mediante el modelo de Larruskian<sup>5</sup> se establecen relaciones entre dos líneas de CA (2 x 3 fases) y su reconfiguración en tres bipolos (3 x 2 polos).

Para una longitud de aislaciones dadas, la razón para una operación de trabajo resistida de tensión continua y alterna se establece la ecuación (1).

$$k = \frac{\text{Resistencia a la aislación en CC en kV}}{\text{Resistencia a la aislación en CA en kV}} \quad (1)$$

Cuando hay mucha polución, el factor de seguridad adoptado es igual a 1; sin embargo, si las estructuras están sobre áreas de baja contaminación, k podría alcanzar el valor de 1,41 correspondiente al valor pico de la tensión normal de operación de CA (RMS). Para cables, este valor k puede ser igual a 2.

En CA, la línea es diseñada para

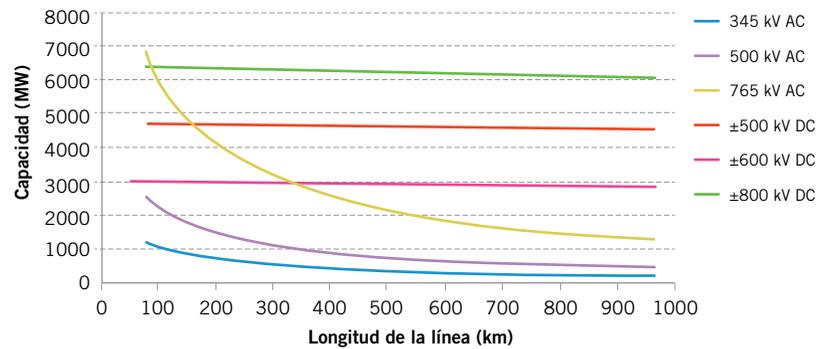


Figura 14. Capacidad de transmisión vs. distancia para líneas AC y DC.

resistir sobretensiones durante fallas, operación de interruptores, etcétera, en general tienen una resistencia de aislación de cuatro veces la tensión normal de operación RMS. Así el aislamiento para cada fase de CA es de 2,5 a 3,7 veces la tensión pico de fase.

$$k_1 = \frac{\text{Nivel de aislación de CA}}{\text{Tensión fase } (E_f)} = 2.5 \quad (2)$$

Por otro lado, el rango de diseño del aislamiento en DC es de 1,7 veces.

$$k_2 = \frac{\text{Nivel de aislación de CD}}{\text{Tensión fase } (V_d)} = 2.7 \quad (3)$$

Para la tensión DC a tierra y AC fase a tierra podemos escribir

Rango de aislamiento =

$$\frac{\text{Aislamiento requerido para cada fase de C.A.}}{\text{Aislamiento requerido para cada polo de C.C.}} \quad (4)$$

Por sustitución de las ecuaciones 1, 2 y 3 obtenemos:

$$\text{Rango de aislamiento} = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times \frac{E_f}{V_d} \quad (5)$$

### Comparación de la potencia transmitida entre los sistemas

Supongamos ahora que la capacidad de transmisión de un sistema de dos líneas de CA quiere ser convertido a tres circuitos de CD cada uno, teniendo dos conductores de +/- Vd respecto a tierra.

Entonces

En los circuitos de CA

$$P_{ca} = 6 \times E_n \times I_f \quad (6)$$

En los circuitos de CD

$$P_{cc} = 6 \times V_d \times I_d \quad (7)$$

Donde en base al límite térmico y aislamiento se expresa

$$I_f = I_d \quad V_d = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times E_f \quad (8) \text{ y } (9)$$

Concluimos en la siguiente relación:

$$\frac{P_{cc}}{P_{ca}} = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times \frac{V_d}{E_f} \quad (10)$$

Para los mismos valores de k, k1 y k2 mencionados, la potencia

#### Doble circuito CA

Voltage (kV)	1.0 A/mm <sup>2</sup>		1.4 A/mm <sup>2</sup>	
	P (MW)	Joule % of P (por 10 km)	P (MW)	Joule % of P (por 10Km)
220	1100	0,541545455	1600	0,7345
500	2525	0,349306931	3633	0,512028626

#### Triple circuito CA

Voltage (kV)	1.0 A/mm <sup>2</sup>		1.4 A/mm <sup>2</sup>	
	P (MW)	Joule % of P (por 10 km)	P (MW)	Joule % of P (por 10Km)
440	1980	0,346363636	2772	0,488023088
1000	4500	0,240266667	6300	0,339047619

Tabla 1. Las potencia transferida y las pérdidas para un doble circuito de CA y un triple circuito de CD.

transmitida es de un 147%, con un porcentaje de pérdida menor al 68% para líneas de transmisión, mientras que para cables sería de un 294% y un 34%, respectivamente.

Hay una cantidad de líneas factibles de conversión de CA a CD<sup>6</sup>, Lo más fácil es convertir dos circuitos de CA en tres Bipolos de CD, adoptando el mismo nivel de tensión. Una simple modificación de la posición de los conductores externos (figura 8.a) respecto a tierra resulta sencilla de implementar (como agregar a los aisladores en suspensión, otro aislador rígido en diagonal, que evite el desplazamiento por el viento en la torres) y aumentar así la tensión de trabajo un 40% más. No hay necesidad

de cambiar los conductores porque la corriente es la misma.

Como no se cambian los conductores y la corriente es la misma en ambos casos, la tensión del Sistema de CD es el doble del Sistema de CA, así la potencia transmitida puede incrementarse hasta 3,5 veces<sup>7</sup>.

$$U (CD) = 2U_{rms} (CA)$$

En la tabla 1 se muestran la potencia transmitida y las pérdidas relativas en función de una corriente específica en la red de transmisión con un conductor de diámetro 95 mm aproximadamente. Solo las pérdidas Joule son tomadas en consideración, porque es lo más importante cuando se valoriza el costo de las mismas anualizadas. ■

## Referencias

- 1 Roberto Rudervall, Jan Johansson, "Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC". Seminario internacional de interconexiones regionales CIGRE, Santiago de Chile, noviembre 2003.
- 2 Esto no es posible de lograr en un sistema de CA, cualquiera sea la tensión. En CA hay poca posibilidad de control de los flujos de potencia, que se establecen en función de las impedancias en juego en la red. En conjunto con la líneas existentes de CA que con ampliaciones menores pueden sumarse 1000 MW más.
- 3 *Power transmission capacity upgrade of overhead lines*, D. M. Larruskain; yo; Zamora; A. J. Mazón, O. H. Abarrategui; J. Monasterio, CHLIE Marbella 2005.
- 4 Es el momento de conectar HDVC light, 2013.
- 5 *Power transmission capacity upgrade of overhead lines*, D. M. Larruskain; yo; Zamora; A. J. Mazón, O. H. Abarrategui; J. Monasterio, CHLIE Marbella 2005.
- 6 Alessandro Clerici, Luigi Paris, Per Danfors, "HVDC conversion of HVAC lines to provide substantial power upgrading", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, N° 1, January 1991.
- 7 Ambra Sannino, Giovanna Postiglione and Math H. J. Bollen, "Feasibility of a DC Network for Commercial Facilities", IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 39, N° 5, September/October 2003.