



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

Segunda parte



En esta segunda parte del trabajo se continúa evaluando alternativas para interconectar la cogeneración desde los extremos sur y norte del país.

Por **Ing. Vicente Serra Marchese**

**Líneas de corriente alterna.
Línea 1. Corredor Comahue**

E.T. Origen	
E.T. Destino	
Terna N°	1
Tens. Nom.	500 kV
Long.	420 km
Conductores	Secc. Mm ² 282,6
	Tipo DOVE
	Material Al/Ac
	No x fase 4
Hilo guardia	Secc. Mm ² 72,23
	Material Al/Ac
Resist. terreno	100 ohm x m
Torres	Material Ac. Galv.
Pot. NAT	963 MW
Imped. Caract.	259,50 ohm
Const. Atenuac.	0,00005003 neper/km
Const. fase	0,00107626 rad/km
Vel. Prop.	290700,00 km/seg.
Corriente MAX	1959,00 A
Potencia MAX	1696,54 MW

**Líneas de corriente alterna.
Línea 3. Corredor Comahue**

E.T. Origen	
E.T. Destino	
Terna N°	1
Tens. Nom.	500 kV
Long.	420 km
Conductores	Secc. Mm ² 317,05
	Tipo P. RIVER
	Material Al/Ac
	No x fase 4
Hilo guardia	Secc. Mm ² 72,23
	Material Al/Ac
Resist. terreno	100 ohm x m
Torres	Material Ac. Galv.
Pot. NAT	966 MW
Imped. Caract.	234,90 ohm
Const. Atenuac.	0,00452003 neper/km
Const. fase	0,00107321 rad/km
Vel. Prop.	291900,00 km/seg.
Corriente MAX	2169 A
Potencia MAX	1876,19 MW

Tabla 2. Datos comparativos de los conductores de la primera y segunda línea.

Aplicación del modelo al sistema del Comahue

El corredor Comahue históricamente ha tenido una limitación operativa de 4600 MW por límites cruzados con el sistema de transmisión de Yacyreta. Si pudiésemos convertir la segunda terna y la tercera del sistema CA Chocon-Buenos Aires en tres bipolos de CD, las restricciones de los dos corredores desaparecerían.

Para la conversión se tendrán en cuenta las pérdidas de los conductores en operación, que estará limitada por la temperatura y las condiciones ambientales, de manera que la flecha máxima en el medio del vano no viole la distancia de seguridad al suelo. Tenemos los siguientes datos del conductor de la primera línea y tercera línea en la tabla 2.

Respecto de la distancia de aislación, utilizaremos el modelo de Laruskian, por lo tanto asumiremos un valor conservador de $k=1,20$ dado que la mayoría de las áreas atravesadas no indican una polución atendible.

En el siguiente cuadro comparamos mediante el uso de los mismos conductores y sin introducir cambios en el aislamiento las potencias transmitidas con uno y otro sistema a igualdad de pérdidas

Aplicando las ecuaciones 1,2, 3 y 9 tenemos que

$$V_d = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times E_f \quad V_d = 1,20 \times \frac{2,5}{1,7} \times 303 \text{ kV (Tensión fase tierra RMS CA)} = 534 \text{ kV}$$

La potencia máxima a transferirse la calculamos con la ecuación 10

$$P_{CD} = (k \times \frac{k_1}{k_2}) \times \frac{V_d}{E_f} \times P_{CA} = 1,20 \times \frac{2,5}{1,7} \times \frac{534}{303} \times 2400 \text{ MW (1200 MW cada terna de CA)}$$

$$P_{CD} = 7432 \text{ MW casi 3 veces más}$$

Verificamos ahora si el nivel de tensión determinado del sistema de CD, haciendo un análisis de las distancias eléctricas en las estructuras de suspensión, es posible.

Primero analizamos la coordinación de aislación de la estructura, conforme el modelo usado por el Laboratorio de Alta Tensión de La Plata⁸.

Distancia en aire en condiciones normales de operación

$$D_{est} = \frac{U}{100} - 1,4m$$

Para una línea de CA 500 kV resulta la distancia de 3,60 m

Distancia línea de fuga en la cadena de aisladores

La longitud de la línea de fuga de los aisladores debe cumplir la siguiente ecuación, en casos de contaminación normales:

$$L_{fuga} = \frac{0,03 U}{3,2} m$$

Para una línea de CD 500 kV resulta $L_{fuga} = 4,69 m$

Distancia al suelo en medio del Vano

Para la distancia al suelo (en el punto y condición de flecha máxima) se utiliza la siguiente fórmula:

$$D_{min.} = 6 + 0,006 (U-45) m$$

Para una línea de CD 500 kV resulta $D_{min} = 8,73 m$

Verificación de las líneas del Comahue en las torres de suspensión

Basándonos en la geometría de la torre convencional determinaremos el cumplimiento de las distancias eléctricas para su aplicación en CD.

Analizando la geometría de las torres (figuras 15 y 16) observamos que los valores determinados cumplen en forma adecuada con el nivel de seguridad que se le debe dar al aislamiento, máxime, que estas líneas tienen un nivel básico de aislamiento BIL (aislación a descarga atmosférica) de 1425 kV=3,49 p.u. y SIL (aislamiento a impulso de maniobra) de 1175 kV=2.88 p.u.

Verificación de Distancias Mínimas entre Fases

En esta sección verificaremos el comportamiento del aislamiento entre fases, de modo de asegurar un comportamiento acorde con el resto de los modos de falla por cuestiones eléctricas para el distanciamiento de fase-fase entre conductores y del bipolo.

Como referencia para este análisis se adopta el criterio presentado por

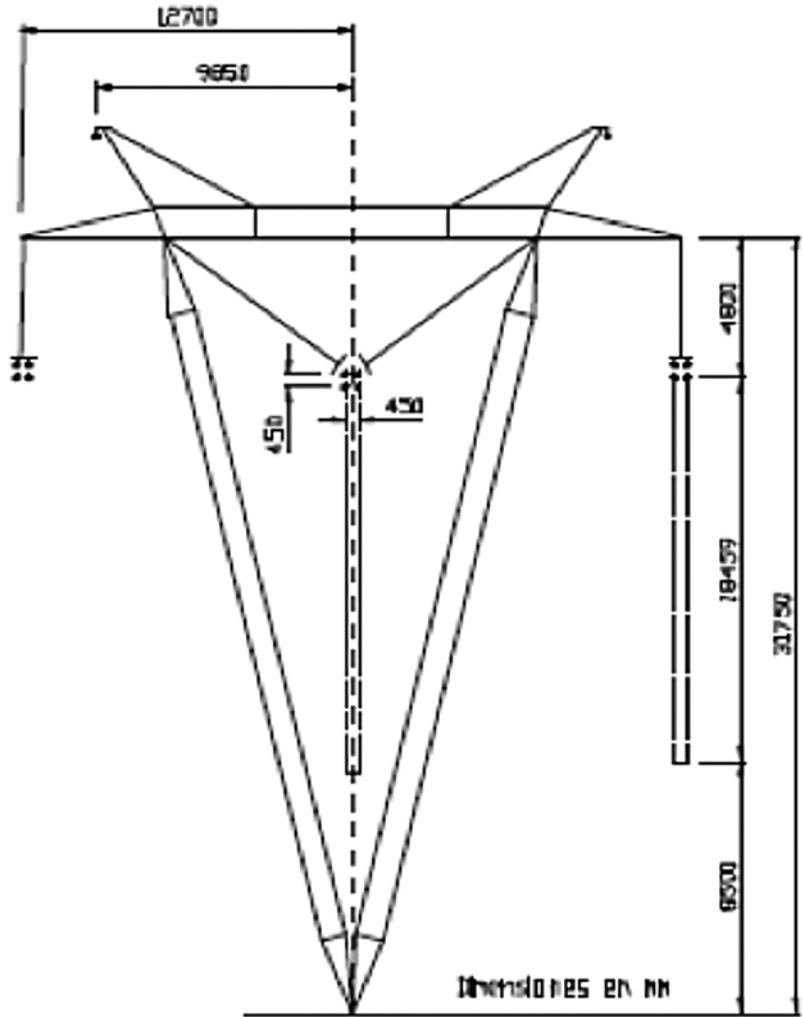


Figura 15.

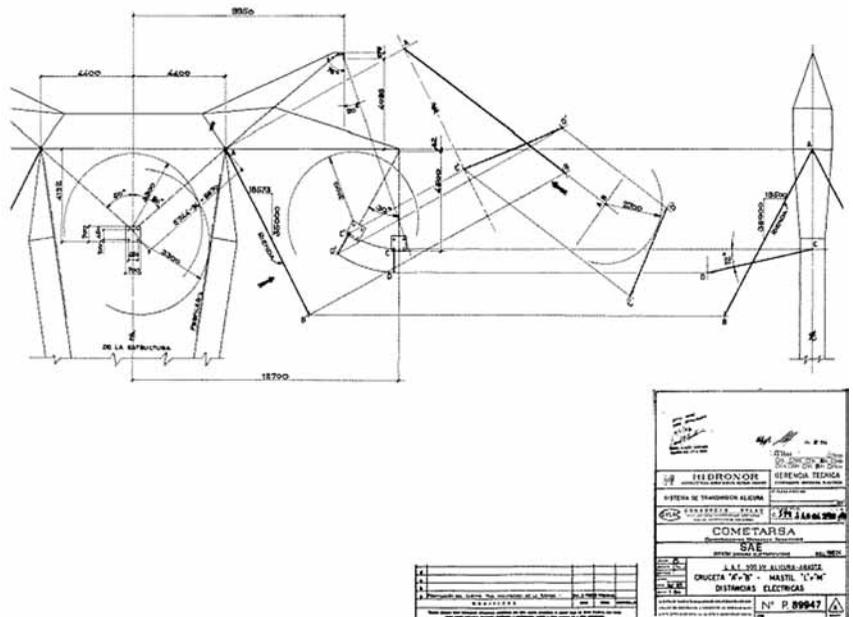


Figura 16.

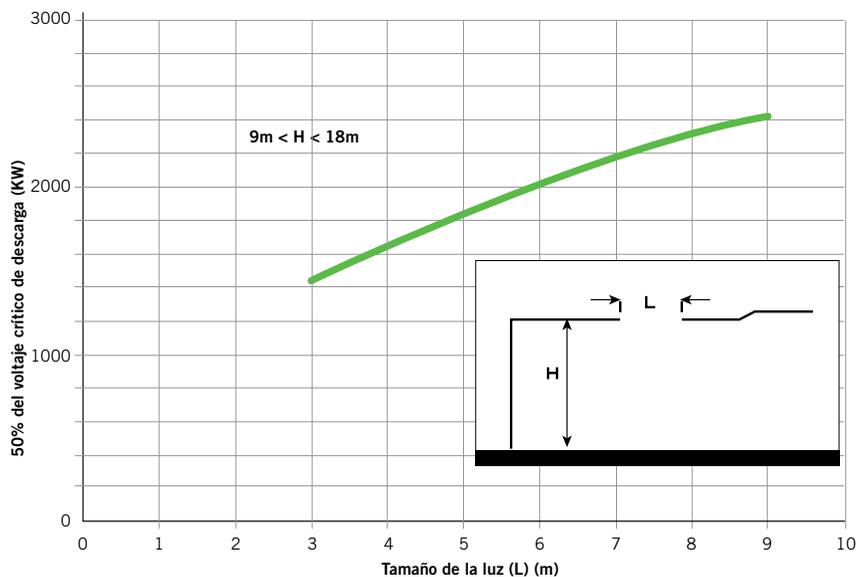


Figura 17.

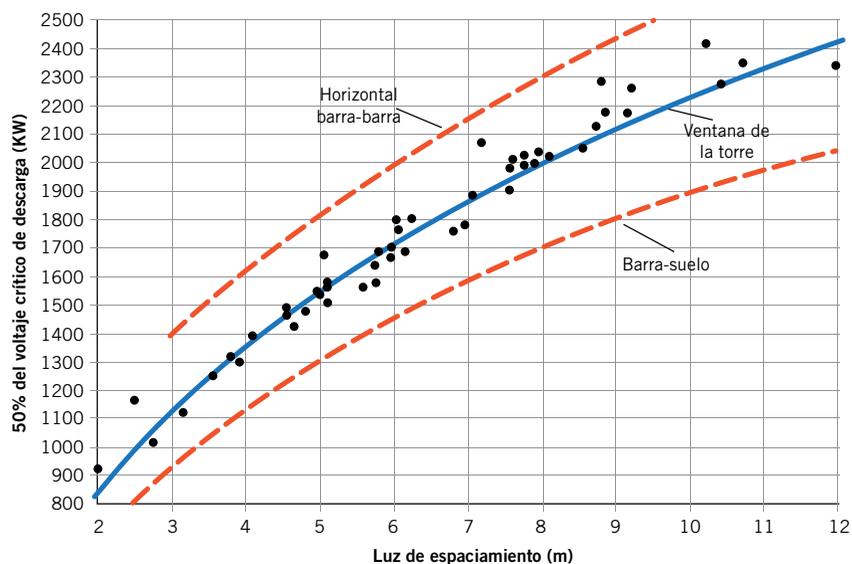


Figura 18.

el EPRI en el libro "Transmisión Line Reference Book"⁹. Del estudio probabilístico de 500 maniobras, considerando la presencia de descargadores de OZn de Un de 396 kV, se obtiene lo siguiente para las sobretensiones entre fases¹⁰:

Valor medio = 1142 kV = 2,80 p.u. σ_s = 8,94 %

Resultando un valor U2% de 1348 kV, que tiene una probabilidad del 2% de ser superada (tabla 3).

Por lo tanto el CFO (*Critical Flashover*) del aislamiento en aire resulta CFO = 1,19 x 1348 kV = 1604 kV

Según las figuras 17 y 18 observamos para el V50 % (50% del voltaje crítico) la distancia horizontal de barra - barra la distancia es mayor a 3 m⁹.

Estudios más recientes de distanciamientos sobre un sistema en CA, en distintos niveles de tensión, se han reproducido los resultados⁹ que se muestran en las tablas 4 y 5.

Basándonos en una hipótesis determinística, considerando un vano de 550 m de longitud, un viento máximo de diseño que incide sobre la fase externa a -180 km/h, un viento que incide sobre la fase central adyacente da 162 km/h, las correspondientes flechas, ángulos de declinación y el diámetro envolvente del haz de subconductores - d = 0,87 m-, el acercamiento que puede darse entre fases contiguas resulta de 3,96 m.

Esta última hipótesis es altamente pesimista, considerando que, según la distribución de vientos usada en el proyecto de la tercera línea del Comahue, en el de referencia y en las corridas del programa LICORM, la probabilidad de ocurrencia de vientos

Valores máximos del voltaje de descarga entre fases y del 50% del voltaje máximo requerido para la descarga

2% del valor de descarga entre fase y terreno (p.u.)	2% del valor de descarga entre fases (p.u.)	Desviación standard σ σ_s (%)	$= 3\%, N = 500, p = 1/10.000$ R (p.u.)	V_{50} (p.u.)
1,5	2,43	10	1255	3,05
1,75	2,77	13	1290	3,57
2	3,1	16	1315	4,08
2,25	3,42	19	1340	4,58
2,5	3,75	21,5	1,36	5,10

Tabla 3. Valores unitarios estadísticos esperados.

Voltaje máximo del sistema (kV)	2% del valor máximo para la descarga entre fase y terreno (p.u.)	Distancia entre fases (m)
230	2,5	1,75
	2,25	1,54
	2,00	1,35
362	2,25	2,5
	2,00	2,1
	1,75	1,7
550	2,00	4,1
	1,75	3,3
800	2,00	7,3
	1,75	5,9
1200	2,00	16,0
	1,75	11,9
	1,5	8,9

Tabla 4. Distancia mínima de acercamiento entre conductores de líneas de transición para soportar descargas entre fases.

Tensión nominal de la línea kV	Distanciamiento	
	Fase – Tierra (m)	Fase – Fase (m)
230 a 242	1,59	2,27
345 a 362	2,59	3,80
500 a 550	3,42	5,50
765 a 800	4,53	7,91

Nota 1: Estas distancias toman en consideración las sobretensiones de maniobras a que un operario pueda llegar a ser expuesto en las tareas de mantenimiento.

Nota 2: La distancia de la herramienta con la línea en funcionamiento deberá ser igual o superior a los indicados en la tabla.

Tabla 5. Distancia de acercamiento mínima para tensiones trifásicas de CA.

Máxima sobretensión adoptada en p.u.	Distanciamiento (m)			
	242kV	362 kV	550 kV	800 kV
1,5	--	--	1,83	2,95
1,6	--	--	1,98	3,25
1,7	--	--	2,13	3,56
1,8	--	--	2,31	3,86
1,8	--	--	2,46	4,19
2,0	0,94	1,60	2,67	--
2,1	1,17	1,65	2,84	--
2,2	1,22	1,75	3,02	--
2,3	1,24	1,85	3,20	--
2,4	1,30	1,93	3,43	--
2,5	1,35	2,03	--	--
2,6	1,37	2,16	--	--
2,7	1,42	2,26	--	--
2,8	1,50	2,36	--	--
2,9	1,55	2,49	--	--
3,0	1,60	2,59	--	--

Nota 1: La distancia especificada en esta tabla se aplica la máxima tensión de maniobra calculada en por unidad por análisis de ingeniería en sistemas.

Nota 2: Las distancias especificadas en esta tabla son el aire, con la mano desnuda, y las distancias de las herramientas de trabajo en mantenimiento con tensión.

Tabla 6. Distancia de acercamiento mínima de trabajo ante exposición de una sobretensión fase – tierra en CA.

Máxima sobretensión adoptada en p.u.	Distanciamiento (m)			
	242kV	362 kV	550 kV	800 kV
1,5	--	--	2,24	3,68
1,6	--	--	2,67	4,42
1,7	--	--	3,10	5,23
1,8	--	--	3,53	6,07
1,8	--	--	4,01	6,99
2,0	1,85	2,62	4,52	7,92
2,1	1,91	2,69	4,75	--
2,2	1,93	2,79	4,98	--
2,3	1,98	2,90	5,23	--
2,4	2,01	3,02	5,51	--
2,5	2,06	3,15	--	--
2,6	2,11	3,28	--	--
2,7	2,13	3,40	--	--
2,8	2,18	3,53	--	--
2,9	2,24	3,68	--	--
3,0	2,29	3,81	--	--

Nota 1: La distancia especificada en esta tabla se aplica la máxima tensión de maniobra calculada en por unidad por análisis de ingeniería en sistemas.

Nota 2: Las distancias especificadas en esta tabla son el aire, con la mano desnuda, y las distancias de las herramientas de la línea en vivo.

Tabla 7. Distancia de acercamiento mínima de trabajo ante exposición de una sobretensión fase – fase en CA

superiores a los 70 km/h es menor del 0,04 %¹¹.

Por lo tanto se verifica que la distancia de separación entre fases adoptadas entre el procedimiento anterior y lo determinado según el manual del EPRI -7 metros- es adecuado y resulta suficiente para el bipolo de CD.

Distancias adoptadas para el mantenimiento con tensión

Hasta ahora hemos determinado que las distancias eléctricas de las líneas convencionales de CA de 500 kV podrían convertirse en bipolos de CD de +/-, sin necesidad de reforma estructural alguna.

Resta verificar si las distancias asumidas son compatibles con el mantenimiento con tensión que deben efectuar operarios con las líneas en servicio.

En las tablas 4, 5, 6, 7, 8 y 9¹² basadas en las experiencias, recogidas en los últimos veinte años, de líneas en servicio, se han determinado las distancias mínimas que las empresas de transmisión deben cumplir para asegurar a los operarios de la red.

En base a todas las verificaciones podemos concluir que las ternas de CA del sistema Comahue son factibles de ser reconvertidas a CD.

Estructuras de nuevas líneas de CD

Para el caso de tener que construirse nuevas líneas de CD, como las que habría que construir para evacuar la

El factor de corrección de altitud (m)	Factor de corrección en p.u.
900	1,00
1200	1,02
1500	1,05
1800	1,08
2100	1,11
2400	1,14
2700	1,17

Nota 1: Si el trabajo es realizado en elevaciones mayores a los 900m sobre el nivel del mar, la distancia mínima de acercamiento será determinada multiplicando la distancia en las tablas por el factor de corrección correspondiente a la altitud en la cual el trabajo es realizado.

Tabla 8.

energía de la provincia de Santa Cruz, se propone la siguiente estructura basada en la concepción de la propuesta presentada para la cuarta línea por parte del grupo accionario de LITSA13.

En la torre arriendada de suspensión de las figuras 19 y 20 la disposición de las riendas de soporte, hacia el centro, hace que disminuya el riesgo de contingencias por corte de las riendas en tareas de agricultura y permite asimismo disminuir la franja de servidumbre en 20 m en lugar de los 50 m de las estructuras convencionales a ambos lados del eje de la línea.

Otra característica es que disminuye los actos de sabotaje por aumento de riesgos, al tener que efectuar dichos actos debajo de la línea.

En las figuras 21 y 22 se visualiza la geometría de la estructura autosoportada y de retención.

Características propias de los transformadores empleados en sistemas de transmisión por Corriente Continua de Alta Tensión

La práctica habitual hace que la impedancia porcentual sea mayor que el 12% respecto de los de CA, pues impedancias menores pueden requerir medidas costosas para soportar las solicitaciones y los esfuerzos debidos a cortocircuitos. A su vez, el límite superior está en el orden del 18%.

Los transformadores pueden ser trifásicos o estar constituidos por un banco trifásico de tres transformadores monofásicos. La decisión está vinculada con el gálibo y el peso para el transporte. Para sistemas de 12 pulsos, en tensiones de +/-600kV, se emplean unidades monofásicas, cada unidad es del orden de los 300 MVA y su peso aproximado de 250 toneladas.

Si se está en zonas muy alejadas, también se toma como referencia la eventual necesidad de contar con una máquina de reserva por si otras fallaran. En este caso, un transformador monofásico de reserva es más económico que uno trifásico¹⁴.

Experiencia en operación del sistema de CD

En la tabla 10 se presenta la experiencia en interrupciones de servicio de los bipolos 1 y 2 de Itaipú, entre 1993 y 2005.

Puede afirmarse que el comportamiento de esas dos líneas de +/-600kV, con 900 km de longitud, es muy bueno. La tasa de falla es de menos de 1 falla/100km-año. Solo el 20% de las contingencias requirió intervención humana.

Se destaca que las averías se “limpian” muy rápido y que generalmente involucran un polo. El 80% de las fallas se “limpian” en menos de 1s, o por lo operadores en pocos minutos.

Se destaca que, en el sistema de Itaipú el 80% de las estructuras de la línea es arriendada (arriestrada). Posee dos cables de guardia por bipo-

Máxima sobretensión adoptada en p.u.	Distanciamiento Máxima tensión del polo +/- respecto de tierra (m)					Distanciamiento Máxima tensión del polo + a polo- (m)				
	250kV	400kV	500kV	600kV	750kV	500kV	800kV	1000kV	1200kV	1500kV
	1,5 o más abajo	1,12	1,60	2,06	2,62	3,61	2,06	3,76	5,04	6,67
1,6	1,17	1,70	2,24	2,87	3,99	2,24	4,00	5,41	7,32	9,77
1,7	1,24	1,83	2,41	3,12	4,37	2,41	4,48	6,03	8,12	10,92
1,8	1,30	1,96	2,62	3,40	4,80	2,62	4,89	6,67	8,95	12,00

Nota 1: La distancia es específica en esta tabla se aplica sobre la máxima tensión de maniobracalculada en por unidad por análisis de ingeniería en sistemas.

Nota 2: Las distancias especificadas en esta mesa son el aire, la mano desnuda y las distancias de las herramientas de la línea en vivo.

Tabla 9. Distancia de acercamiento mínima de trabajo de una línea de CD ante transitorios de maniobra en P.U.

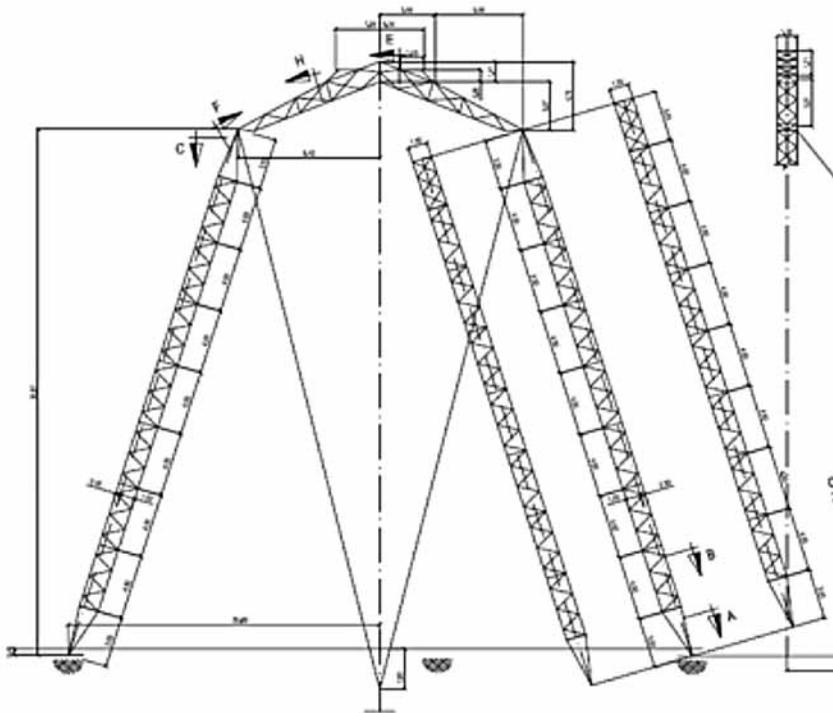


Figura 19. Torre arriendada propuesta para CD.

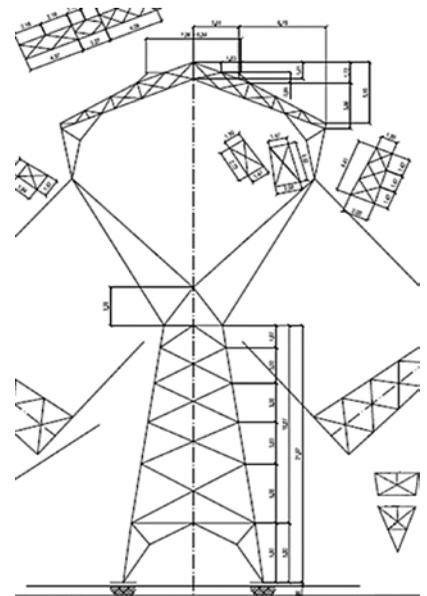


Figura 21. Torre autoportada y de retención propuesta.

sistema de generación desde la proveniente de Santa Cruz como la figura 24.

La combinación de los sistemas tiene una flexibilidad operativa, imposible de lograr con un sistema de CA. Solamente, para el caso de una falla en alguna línea de sistema de CA es posible soportar la demanda afectada, inyectando energía desde el vínculo terminal de CD de manera inversa sobre el tramo afectado de CA. Por ejemplo, si se corta el vínculo Rosario Oeste-Ramallo, será posible abastecer desde Rifaldi la demanda de Ramallo sin necesidad de implementar ningún corte de carga. Asimismo, el sistema de CD complementa al de CA en la medida que resulta fácil disponer en CA estaciones de rebaje de tensión y dando a cada nodo de CA la posibilidad de doble alimentación segura y confiable.

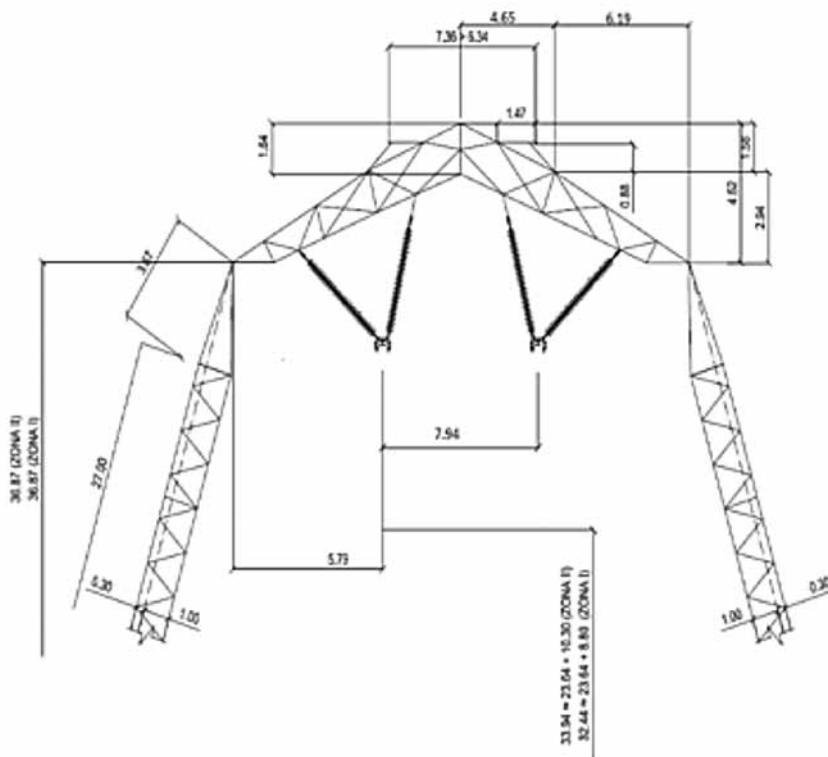


Figura 20. Cabezal de la Torre de suspensión.

lo. Las cadenas de aisladores están en "I" (cadena simple de suspensión). La distancia de fuga de los aisladores es de 27 mm/ kV y posee un haz de 4 subconductores separados 450 mm.

Tendencia actual del arte-Mixtura de sistemas de CA y CD

En la figura 23 se idealiza lo que sería una conexión desde Garabí en CD, un mix de sistemas de CA y CD; también podemos aplicarlo al caso del

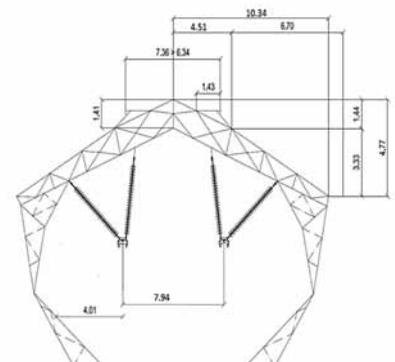


Figura 22. Cabezal de la Torre autoportada en CD.

Itaipú HVDC + - 600 kV	Bipole 1						Bipole 2					
	P1 -			P2 +			P3 -			P4+		
	Trans.	Red.V	Perm.	Trans.	Red. V	Perm.	Trans.	Red. V	Perm.	Trans.	Red. V	Perm.
1993	0	1	0	8	1	2	2	0	3	2	0	0
1994	3	0	3	3	0	1	1	2	3	3	0	1
1995	4	0	0	3	0	1	0	0	0	3	1	0
1996	3	0	0	5	0	0	0	0	0	5	0	0
1997	5	2	5	0	0	1	0	0	1*	2	0	1*
1998	2	1	0	4	2	2	0	0	1*	1	0	1*
1999	2	0	0	3	0	0	2	0	1	2	0	1
2000	5	0	1	7	0	1	2	0	0	3	0	0
2001	1	0	1	1	0	1	0	0	1	0	0	1
2002	0	0	1	1	1	3	1	0	0	0	0	2
2003	5	0	0	2	0	0	0	0	0	2	0	0
2004	7	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2005	1	0	2*	3	1	1*	4	0	0	1	1	1
Total	38	6	14	40	5	12	12	2	8	24	2	6
13 y ave	2,92	0,46	1,08	3,08	0,38	0,92	0,92	0,15	0,62	1,85	0,15	0,46

Tabla 10. Experiencia operativa de Itaipú.

Multiterminales en funcionamiento

La tabla 11 informa las diferentes multiterminales que se encuentran en funcionamiento.

Comparativa de costos para un sistema de transmisión en CA y CD de > 2000 km

Ahora bien, es evidente que una

línea de transmisión de CD debería tener un costo menor que una línea de corriente alterna para la misma capacidad de transmisión, cuando la longitud de transmisión excede los 600 km. Sin embargo, las estaciones terminales son más caras en el caso de la CD, debido al hecho que se hay que realizar la conversión de corriente alterna para la red de distribución; no obstante, cuando en las consideraciones resaltamos que los niveles de pérdida aumentan con la distancia en un sistema de corriente alterna de alta tensión, la alternativa CC siempre dará un costo menor que el de CA.

En la figura 25 se grafica la evolución de los costos tanto para el sistema de CA compensado como los costos de CD.

A nivel internacional los costos de

Flexibilidad - Alternativa

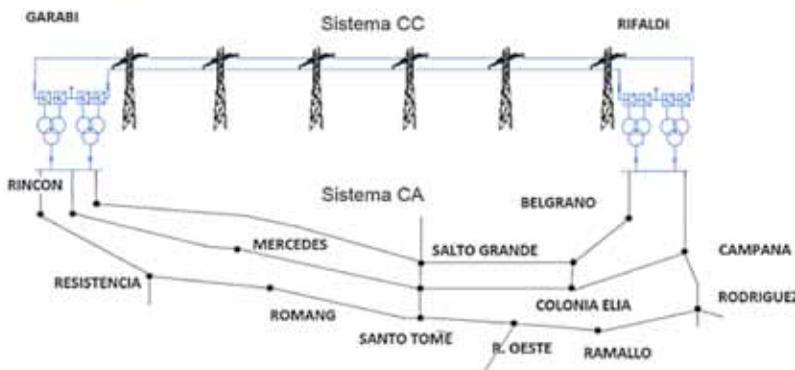


Figura 23. Sistema Garabi. Buenos Aires.

Flexibilidad - Alternativa

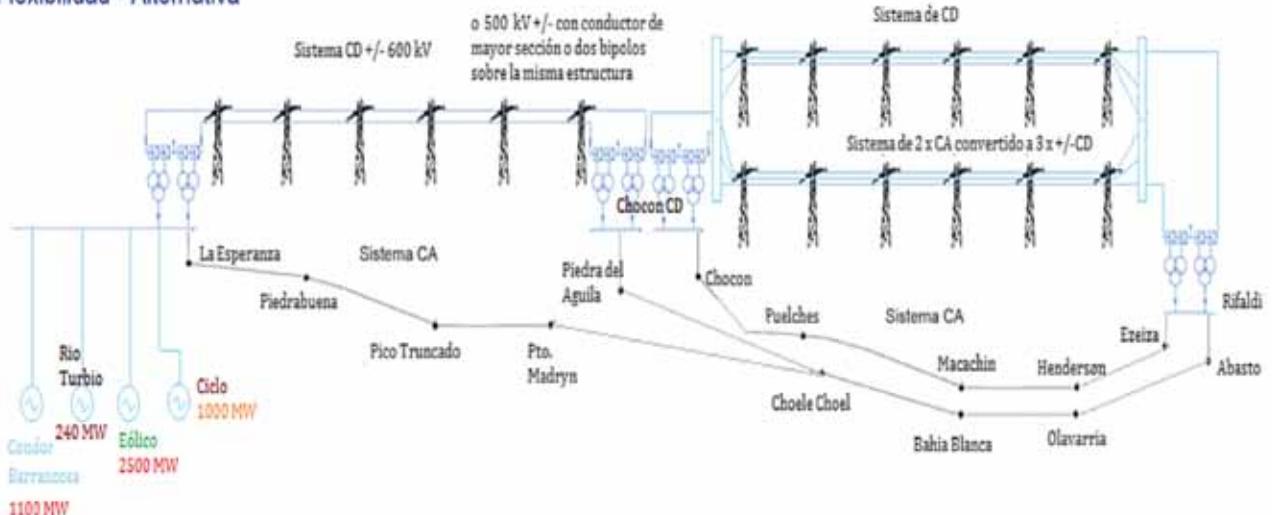


Figura 24. Sistema Polo Energético Santa Cruz.

referencia para los sistemas de CD son los siguientes¹⁵:

- **HVDC sistema standard** > 50 MW, 100kV, Thyristor convertidor. Aproximadamente su valor unitario es de 500 EUR/kW.
- **HVDC Liviano** > 50 MW, +/- 84kV, IGBT por par convertidor. Aproximadamente su valor unitario es de 150 EUR/kW, para tensiones mayores es necesario ponerlos en cascada por lo que para 500 kV el precio sería de > a 500 EUR/kW.
- **Transformador** > 50MVA, 69kV/138kV. Aproximadamente su valor unitario es de 7,5 EUR/kW
- **Línea bipolar** > 2500 MVA. Aproximadamente su valor unitario es de 200 kEUR/kW y > a 600 km.

Como síntesis ABB adaptando su publicación titulada "El ABC de la CD" podemos confeccionar la tabla 12.

Nombre	Año en que se comisionaron	Potencia/ MW	Longitud/ km	Configuración
SACOI	1967	200	406	Dos terminales monopolares
Italia/Francia	1986	50		Tres terminales monopolares en series (200, 50, 200 MW)
Pacific Intertie	1970	1600	1360	Dos terminales bipolares 1600MW
USA	1984	400		Mejora de las terminales existentes en 2000MW
	1989	1100		Cuatro terminales bipolares en paralelo Pole 1+2: 2000 MW Pole 3+4: 1100 MW
Hydro Quebec	1990	1200	1480	Dos terminales bipolares, 1ra etapa
New England				
Hydro	1991	800		Dos terminales bipolares, 2da etapa
Canada/USA	1992	250		Tres terminales bipolares en paralelo: Radisson: 2250 MW Nicolet: 2138 MW Sandy Pond: 1800 MW

Tabla 11. Algunas multiterminales HVDC.

Básicamente la estructura de costos típica de una instalación de CD es la siguiente como se muestra en la fi-

gura 26 y en la tabla 13.

Componentes de la subestación convertidora

- ±250 kV
- 500 MW ±350 kV
- 1000 MW ±500 kV
- 3000 MW

Por último, en la infografía de la figura 27 se presenta una de las últimas actualizaciones de costos de los diferentes sistemas de transmisión.

Conclusiones

La potencia transferida por el sistema de CD puede ser aumentada en definitiva por 3,11 veces respecto de la CA y aplicada al sistema patagónico compuesto por la generación de Condor Cliff- La Barrancosa, Río Turbio, Parque Eólico y Ciclo Combinado en Tierra del Fuego. Se puede comparar el costo de interconexión y confecio-

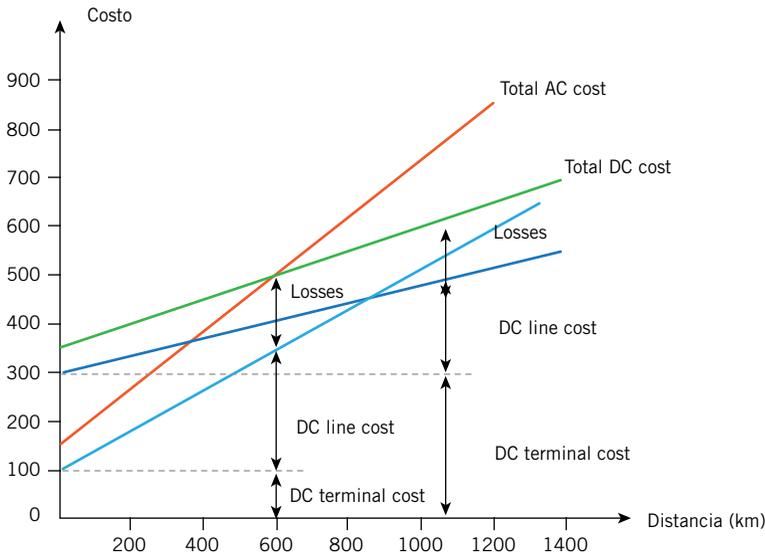


Figura 25. Evolución de los costos.

Alternativa	CD Alternativas				CA Alternativas			CA/CD Alternativas Híbridas		
	+/- 500 kV Bipolo	2 X +/- 500 kV bipolos	+/- 600 kV Bipolo	+/- 800 kV Bipolo	500 kV 2 Ternas	500 kV Doble Terna	765 kV 2 Ternas	+/- 500 kV Bipolo	500 kV Simple Terna	Total AC + DC
Potencia de Transmitir	3000 MW	4000 MW	3000 MW	3000 MW	3000 MW	3000 MW	3500 MW	3000 MW	1500 MW	4500 MW
Costo Estación Convertora incluidos elementos de compensación y filtros	545 MMU\$	871 MMU\$	500 MMU\$	545 MMU\$	585 MMU\$	585 MMU\$	788 MMU\$	545 MMU\$	293 MMU\$	837 MMU\$
Líneas de Transmisión	500 MU\$ /km	500 MU\$ /km	563 MU\$ /km	609 MU\$ /km	625 MU\$ /km	1000 MU\$ /km	875 MU\$ /km	500 MU\$ /km	625 MU\$ /km	542 MU\$ /km
Distancia en km	1000 km	2000 km	1000 km	1000 km	2000 km	1000 km	2000 km	1000 km	1000 km	2000 km
Costo de la línea de Transmisión	500 MMU\$	1000 MMU\$	563 MMU\$	609 MMU\$	1250 MMU\$	1000 MMU\$	1750 MMU\$	500 MMU\$	625 MMU\$	1083 MMU\$
Costo Total Inversión	1045 MMU\$	1871 MMU\$	1062 MMU\$	1154 MMU\$	1835 MMU\$	1585 MMU\$	2538 MMU\$	1045 MMU\$	918 MMU\$	1920 MMU\$
Repago anual inversión 30 years el 10%	-111 MMU\$	-198 MMU\$	-113 MMU\$	-122 MMU\$	-195 MMU\$	-168 MMU\$	-269 MMU\$	-111 MMU\$	-97 MMU\$	-204 MMU\$
Costo por kW•Año	-37 U\$ /kW	-50 U\$ /kW	-38 U\$ /kW	-41 U\$ /kW	-65 U\$ /kW	-56 U\$ /kW	-77 U\$ /kW	-37 U\$ /kW	-65 U\$ /kW	-45 U\$ /kW
Costo por MWh										
A factor de Utilización 85%	-4,96 U\$ /MWh	-8,89 U\$ /MWh	-5,04 U\$ /MWh	-5,48 U\$ /MWh	-8,71 U\$ /MWh	-7,53 U\$ /MWh	-12,05 U\$ /MWh	-4,96 U\$ /MWh	-4,36 U\$ /MWh	-9,12 U\$ /MWh
Pérdidas a plena carga	238 MWh	182 MWh	193 MWh	135 MWh	253 MWh	253 MWh	199 MWh	191 MWh	88 MWh	278 MWh
losses al full load in %	7,94%	4,56%	6,43%	4,49%	8,43%	8,43%	5,68%	6,35%	5,85%	6,18%
Capitalización costos de pérdidas por hora	-0,017 MMU\$	-0,013 MMU\$	-0,014 MMU\$	-0,010 MMU\$	-0,018 MMU\$	-0,018 MMU\$	-0,014 MMU\$	-0,014 MMU\$	-0,006 MMU\$	-0,020 MMU\$
Costo operativo anual por MWh transportado	-6,7 U\$ /MWh	-3,9 U\$ /MWh	-5,5 U\$ /MWh	-3,8 U\$ /MWh	-7,2 U\$ /MWh	-7,2 U\$ /MWh	-4,8 U\$ /MWh	-5,4 U\$ /MWh	-5,0 U\$ /MWh	-11,3 U\$ /MWh
Costo anual por MWh transportado	-11,7 U\$ /MWh	-10,5 U\$ /MWh	-10,5 U\$ /MWh	-9,3 U\$ /MWh	-15,9 U\$ /MWh	-14,7 U\$ /MWh	-15,2 U\$ /MWh	-10,4 U\$ /MWh	-13,7 U\$ /MWh	-11,3 U\$ /MWh
Tasa de interés	10%									
Costo medio del sistema	85,00 U\$ /MWh									

Nota: Pérdida a plena potencia de la estación convertora = 0,75% por persona.
Pérdidas totales de estación transformadora (transformadores, reactores, capacitores, etc.) = 0,5% de la potencia transmitida.

Tabla 13. Comparativa de costos entre sistemas de CA y CD.

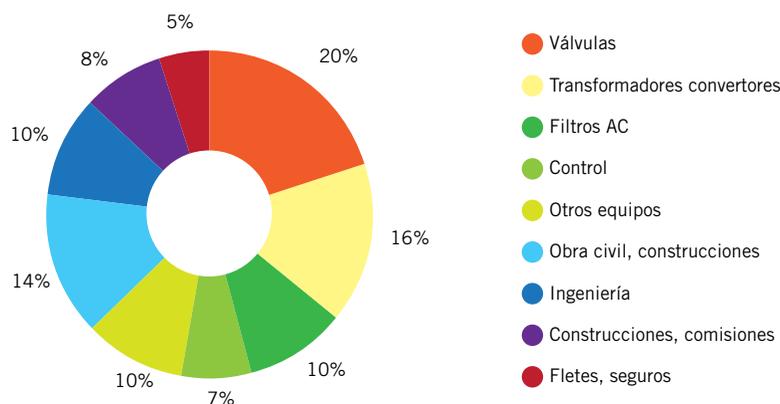


Figura 26. Estructura de costos (1).

Componentes de la subestación convertidora	±250 kV 500 MW	±350 kV 1000 MW	±500 kV 3000 MW
Válvulas de tiristores	21%	21%	22%
Transformador convertidor	21%	21%	22%
Switch DC	6%	6%	6%
Switch AC	10%	9%	9%
Control, protección y comunicación	8%	8%	8%
Obras civiles	14%	14%	14%
Equipos auxiliares	2%	2%	2%
Administración	18%	17%	17%
Costo total MUS\$	145	232	452
Costo US\$/kW/Estación	145	107	75

Tabla 12. Estructura de costos (2).

nar las tablas 14 y 15.

Respecto de las centrales Condor Cliff-La Barrancosa y su sistema de transmisión asociado, es posible bajar

su costo de inversión aumentando su factor de utilización. El costo de sobrepuntamiento tal como fueron concebidas las represas, conlleva tam-

bién a un sobredimensionamiento del sistema de transmisión. No tiene sentido, dado que el sobrecosto por transmisión puede ser compensado con generación local en el centro de consumo. Algunos planificadores no parecen compenetrados con las economías de escala y solamente se circunscriben a la inversión que están analizando, dejando de lado el contexto.

Revisando el pliego de licitación y los resultados dados por los oferentes, el valor de la construcción de la central con 6 máquinas en Condor y 5 en La Barrancosa ascendió aproximadamente a los 4400 MMU\$, para los 1700 MW.

Si se modificase el proyecto y se pusiesen tres máquinas grandes y una por la tercera parte de la potencia, para poder turbinar el caudal ecológico en Condor, y dos grandes y una más pequeña para turbinar, también, el caudal ecológico en La Barrancosa, tendríamos un ahorro de al menos un 20%, sin necesidad de construir los canales de restitución o minimizar los mismos. Conforme fuentes que han elaborado propuestas alternativas no tenidas en cuenta, la suma sería de 3600 MMU\$ para 1000 MW, disponiéndose de un aumento de energía por la suma del turbinaje del caudal ecológico del 10 %, para una hidráulicidad media.

En la tabla 16 se expone las comparación del costo que debemos pagar

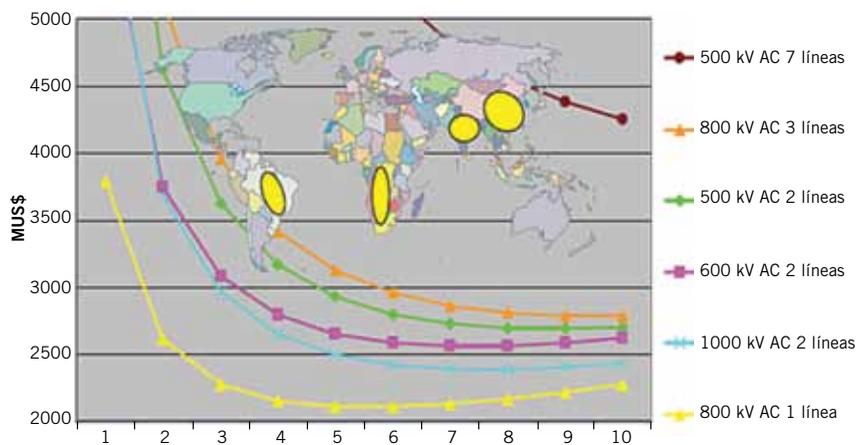


Figura 27. Costos actualizados de diferentes sistemas de transmisión.

Sistema	Equipamiento	Cantidad	Comentario	CU (Miles US\$)	Costo total Millones US\$
	Calles	19		10.040 Mil US\$	191
	Km línea 500 kV	2150 km	2 ternas	550 mil US\$/km	2365
AC 500 kV 3 ternas	Reactores de línea	8	160 M VAR	22 US\$/M VAR	28
4500 mm ²	Capacitores serie	3	1103 M VAR	37 US\$/M VAR	122
	Calles	4		10.040 Mil US\$	40
	Estaciones convertoras				
Un bipolo de DC	Condor Cliff (rectif.)	1	3500	196.000 mil US\$	196
600 kV 2576 mm ²	Ezeiza (onduladora)	1	3500	269.500 mil US\$	270
	km línea HVDC +/- 600 kV	2150 km	bipolo	466 mil US\$/km	1002

Tabla 14. Costos de interconexión.

Costo totales

Caso	Sistema	Equipamiento	VNR 25 años	Costo total	Costo unitario	Energía transportada	Potencia de transmisión
		MM US\$	Pérdidas*	MM US\$	US\$/MWh	GWh	MW
1	AC 500 kV 2 ternas	2516	5930	8119	23,34	347.878 GWh	3600**
2	DC 600 kV	1508	2230	3702	7,12	479,279	4700***

* Pérdidas con costos de energía media de 85 US\$/MWh

** Se agrega a terna existente. Total 3 ternas.

*** 3500 MW de CD y 1200 MW de CA existente.

Tabla 15. Costos totales AC, DC.

CENTRAL	COSTO x MW. Potencia		COSTO x kW. Potencia		COSTO x MWh. Energía	
	1700 MW	1000 MW	1700 MW	1000 MW	a 15 años	a 15 años
Energía conjunta 5500 GWh	Base en MMU\$S	Alternativa en MMU\$S	Base en U\$S/kW	Alternativa en U\$S/kW	Base U\$S/MWh	Alternativa U\$S/MWh
Condor						
OCivil	1.664	1.456	979	1.456	20,17	14,93
OEM	733	512	431	512	8,88	5,25
Total	2.397	1.968	1.410	1.968	29,00	20,00
La Barrancosa						
OCivil	1.388	1.215	817	1.215	16,83	12,46
OEM	618	437	364	437	7,50	4,48
Total	2.007	1.651	1.181	1.651	24,00	17,00
Total Obra	4.404	3.619	2.590	3.619	53,38	37,12
Total O&M					10,00	11,00
Costo Demanda					63,38	48,12

Tabla 16. Composición de costos.

los consumidores con la variante del empuntamiento y la de semiempuntamiento. ■

Referencias

8. <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/le-index.htm>
9. E-book-EPRI-AC-Transmission-Line-Reference-Book-200KV-and-Above-Third-Edition.
10. Datos de estudios de Hidronor S. A., Biblioteca Secretaría de Energía.
11. Datos de la biblioteca del proyecto de la 3^{ra} línea de la Secretaría de Energía.
12. General Safety & Health Standards Published by the Division of Building Safety, In Cooperation with the Idaho Industrial Commission.
13. Basada en la oferta de la cuarta línea elaborada por Cartelone-La Peña y asociados.
14. J. Pier Charentier, Raghuvver Sharma Roberto Rudervall, "High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems, Technology", ABB, Documento de revisión tecnológica 2000.
15. Technical and Economic Aspects of Tripole HVDC, L. O. Barthold, Fellow, IEEE 2006.