



Con el apoyo de Mercados Energéticos Consultores S.A.



# COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

## ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING - SIC

### INFORME FINAL

#### ANEXO 1 DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN SIC-SING

MARZO 2012

# ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INTERCONEXIÓN SING - SIC INFORME FINAL

## CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	4
2. DEFINICIÓN DEL AÑO DE INICIO DE LA POSIBLE INTERCONEXIÓN .....	4
3. IDENTIFICACIÓN DE LAS SS.EE. CANDIDATAS COMO EXTREMOS DE LA INTERCONEXIÓN .....	4
4. ESPECIFICACIONES DE BASE DE LAS SOLUCIONES .....	8
5. EVALUACIÓN DE CUATRO PROYECTOS DIFERENTES .....	10
5.1 Solución en Corriente Alterna (AC).....	11
5.1.1 Selección de la Tensión y de la Sección del Conductor .....	11
5.1.2 Líneas en AC.....	11
5.1.3 Estaciones AC de 500kV .....	12
5.1.4 Costos de Capital para Líneas y Estaciones y costos de O&M: .....	12
5.1.5 Lay-Out y Ocupación del Terreno: .....	13
5.2 Solución en Corriente Continua (HVDC) .....	16
5.2.1 Selección de la Tensión y de la Sección del Conductor .....	16
5.2.2 Línea HVDC.....	19
5.2.3 Estaciones HVDC .....	20
5.2.4 Costos de Capital para Líneas y Estaciones:.....	21
5.2.5 Lay-Out y Ocupación del Terreno: .....	22
5.2.6 Diseño “económico” del enlace HVDC.....	22
REFERENCIAS .....	24

## Índice de las TABLAS

Tabla 1: /E. candidatas como extremos de la posible interconexión y relativas longitudes entre ellas.....	5
Tabla 2: Solución en AC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión.....	12
Tabla 3: Solución en HVDC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión .....	22
Tabla 4: Solución en HVDC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión .....	23

## Índice de las FIGURAS

Figura 1: Esquema unifilar simplificado del SIC zona Norte al 2019 .....	4
Figura 2: Esquema unifilar simplificado del SING zona central al 2019.....	5
Figura 3: Esquema unifilar simplificado con la Interconexión SIC-SING, alternativa: Cardones-Encuentro.....	6
Figura 4: Esquema unifilar simplificado con la Interconexión SIC-SING, alternativa: Cardones-El Cobre .....	7
Figura 5: Esquema unifilar simplificado con la Interconexión SIC-SING, alternativa: Cardones-El Cobre-Encuentro .....	7
Figura 6: Posible estructura para el doble circuito en estructura simple, propuesta para: Solución AC .....	8
Figura 7: Posible lay-out de la nueva subestación de El Cobre 500kV – Solución en AC.....	8
Figura 8: Posible estructura para el Dipolo en estructura simple, propuesta para la - Solución HVDC .....	9
Figura 9: Posible lay-out de la Estación de Conversión – Solución en HVDC .....	10
Figura 10: Lay-out de la S.E. Cardones 500kV con expansión para el enlace SIC-SING - Solución en AC.....	12
Figura 11: Vista de detalle de la S.E. Cardones existente (a 220kV).....	13
Figura 12: Vista ampliada de la zona de la S.E. Cardones existente .....	14
Figura 13: Vista de detalle de la S.E. Encuentro existente (a 220kV).....	14
Figura 14: Vista ampliada de la zona de la S.E. Encuentro existente .....	15

*Figura 15: Vista de detalle de la S.E. El Cobre existente (a 220kV)..... 15*  
*Figura 16: Vista ampliada de la zona de la S.E. El Cobre existente ..... 16*  
*Figura 17: Sección óptima del conductor para 1500MW y 600km de longitud – Solución en HVDC ..... 17*  
*Figura 18: Sección óptima del conductor para 1500MW y 490km de longitud – Solución en HVDC ..... 18*  
*Figura 19: Sección óptima del conductor para 1000MW y 600km de longitud – Solución en HVDC ..... 18*  
*Figura 20: Sección óptima del conductor para 1000MW y 490km de longitud – Solución en HVDC ..... 19*  
*Figura 21: Esquema de la estación y detalle de los transformadores monofásicos y compensación - Solución en HVDC ..... 21*

## ANEXO1

### DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE INTERCONEXIÓN ENTRE EL SIC Y EL SING

#### 1. INTRODUCCIÓN

Este anexo contiene los análisis realizados para establecer las características y determinar el costo de las alternativas de la interconexión SIC-SING con capacidades de 1000 y 1500 MW, y con tecnologías de corriente alterna y corriente continua.

#### 2. DEFINICIÓN DEL AÑO DE INICIO DE LA POSIBLE INTERCONEXIÓN

Dados los niveles de potencia que debe satisfacer la posible interconexión (1000 y 1500MW) y teniendo en cuenta los Planes de Expansión de los sistemas SIC y SING se considera el año 2019 como el más probable y realista para el ingreso de la interconexión.

#### 3. IDENTIFICACIÓN DE LAS SS.EE. CANDIDATAS COMO EXTREMOS DE LA INTERCONEXIÓN

Para la definición del año más conveniente de entrada en servicio del enlace así como para la definición de los respectivos terminales resulta necesario focalizarse, al menos para el SIC, en el extremo norte del sistema, mientras en el SING se debe tener en cuenta el grado de mallado y la capacidad de transporte de las líneas convergentes a las diferentes subestaciones de mayor tensión del sistema de transmisión. En los siguientes esquemas unifilares simplificados se ilustran los estados previstos al año 2019 para los sistemas de transmisión troncal del SIC y del SING orientados a cumplir los requisitos mencionados arriba:

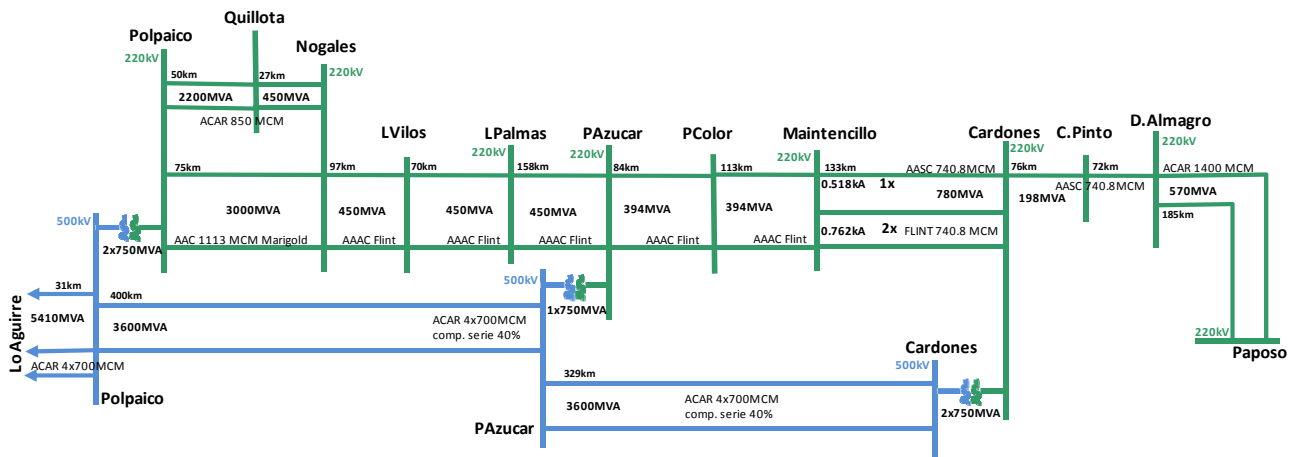


Figura 1: Esquema unifilar simplificado del SIC zona Norte al 2019

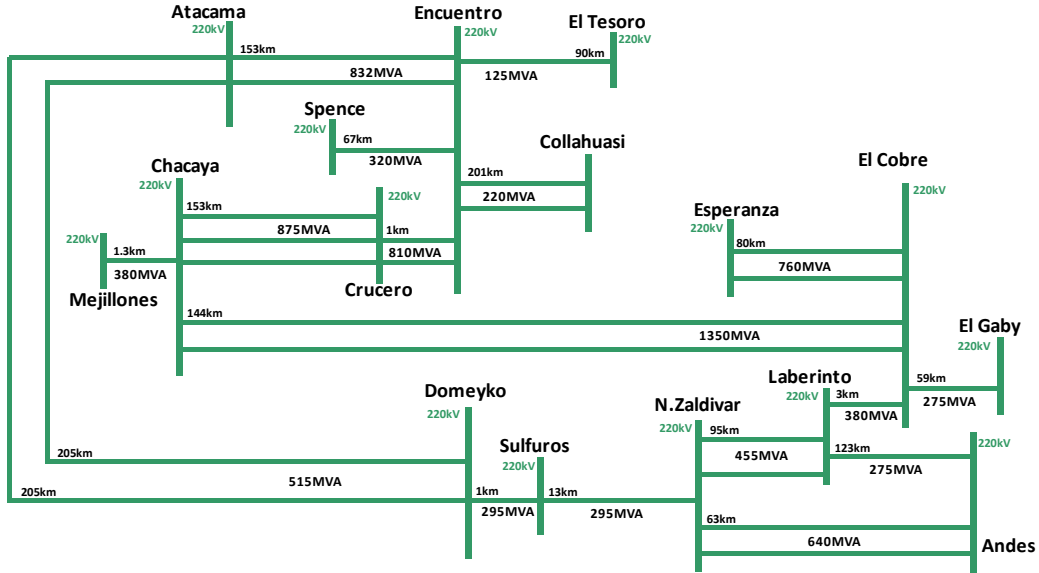


Figura2: Esquema unifilar simplificado del SING zona central al 2019

En un escenario previsto para el año 2019 bastante realista para la posible entrada en servicio de la interconexión, se proponen las subestaciones (SS.EE.) candidatas que podrían ser extremos de la interconexión entre los sistemas del SIC y del SING:

- a. Sistema SIC:
  - I. Barra de Cardones 500 kV (como subestación extremo del enlace);
- b. Sistema SING:
  - I. Barra de Crucero (como S.E. extremo del enlace);
  - II. Barra de Encuentro (como S.E. extremo del enlace);
  - III. Barra de El Cobre (como S.E. extremo del enlace);
  - IV. Barra de Chacaya (como S.E. extremo del enlace) o Central Mejillones;

En el Sistema Central Interconectado se observa como mejor y único candidato la subestación Cardones 500kV.

En el SING, se han individualizado 4 posibles candidatos considerando los aspectos de mallado y capacidad de las líneas convergentes a las SS.EE. De estas posibilidades podemos decir que las SS.EE. Crucero y Encuentro se ubican muy cercanas una de la otra y por ello se analizada solo una de ellas. Igualmente para las SS.EE. Chacaya y Mejillones, que se encuentran muy cercanas, se adoptaría la S.E. de Chacaya.

En la Tabla 1 se detallan las posibles alternativas y en la Figura 3 y la Figura 4 se ilustran por medio de un diagrama unifilar simplificado los casos de interconexión entre la S.E. Cardones y la S.E. Encuentro y entre la S.E. Cardones y la S.E. El Cobre.

Tabla 1: S.E. candidatas como extremos de la posible interconexión y relativas longitudes entre ellas

Extremo1 SIC	Extremo2 SING	Longitud Total [km]
Cardones	Chacaya o C. Mejillones	533.0

	Encuentro	605.0
	Crucero	606.0
	El Cobre	490.0

Se han considerado como posibles subestaciones (SS.ES.) candidatas en el SING las: SS.ES. Encuentro, El Cobre y Chacaya, en gran parte en virtud de las características del SING, la dislocación de la demanda, los aspectos antes mencionados sobre el mallado y la capacidad de las líneas convergentes a dichas subestaciones.

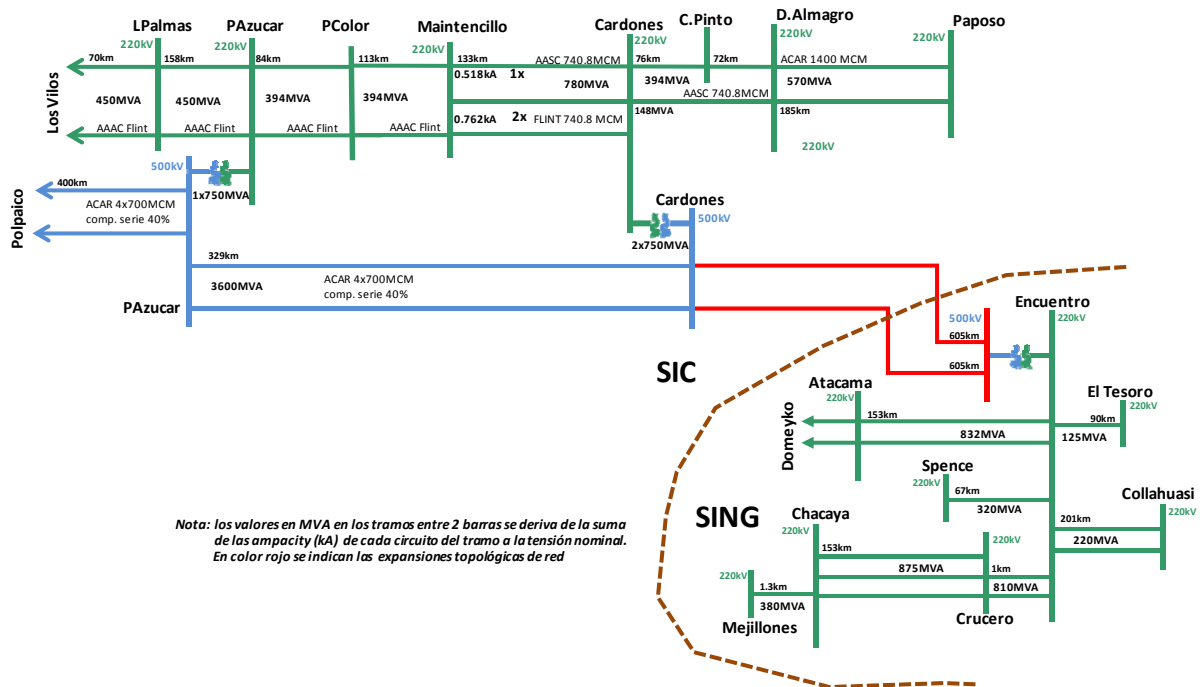


Figura 3: Esquema unifilar simplificado con la Interconexión SIC-SING, alternativa: Cardones-Encuentro

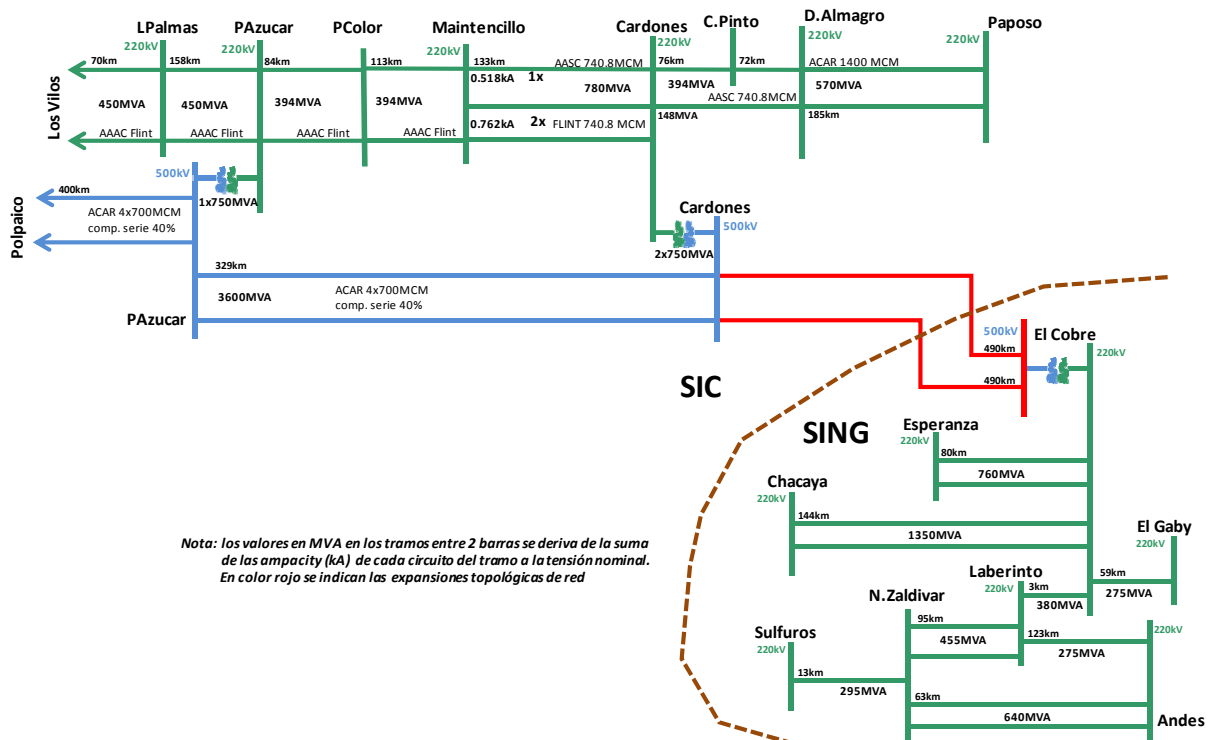


Figura 4: Esquema unifilar simplificado con la Interconexión SIC-SING, alternativa: Cardones-El Cobre

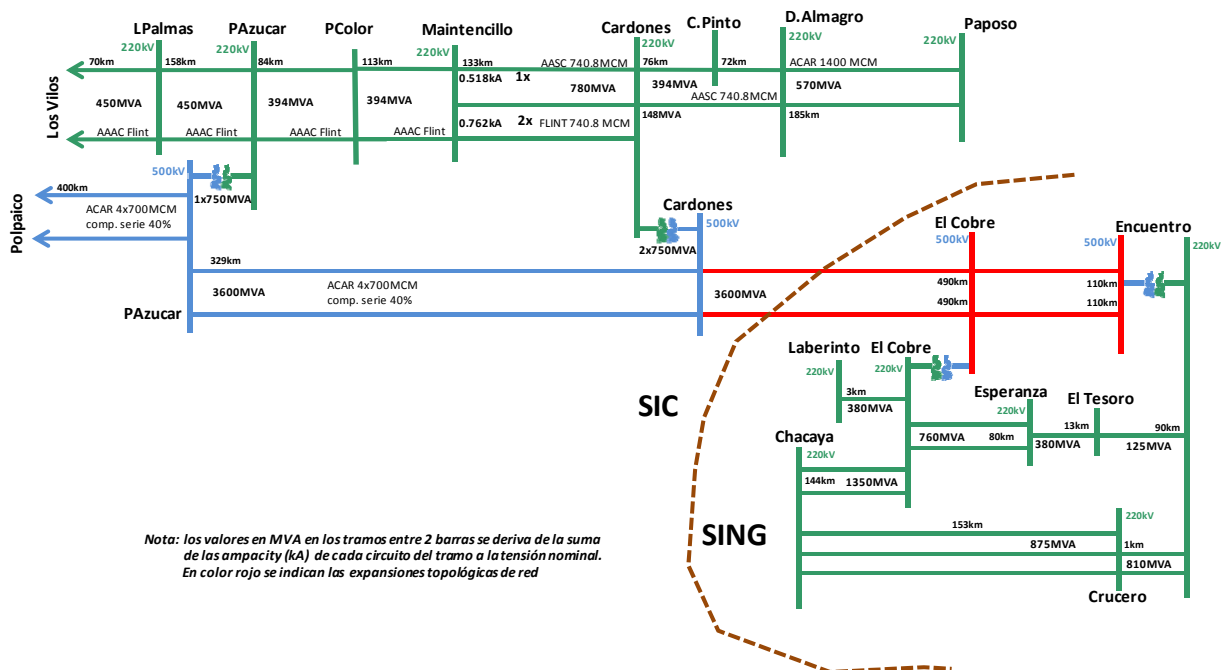


Figura 5: Esquema unifilar simplificado con la Interconexión SIC-SING, alternativa: Cardones-El Cobre-Encuentro

#### 4. ESPECIFICACIONES DE BASE DE LAS SOLUCIONES

Tomando en consideración las distancias entre los extremos y los requisitos en cuanto a la capacidad de transporte que debe disponer la posible interconexión (potencia: 1000 y 1500MW), resultarían factibles las siguientes soluciones:

- Paragarantizar una continuidad en el servicio aún en el caso de la pérdida (por falla o imprevista) de uno de las ternas de la interconexión sin necesidad de ejecutar maniobras o acciones particulares (requisito N-1), se propone un enlace en AC a 500 kV, comprendiendo básicamente:
  - Enlace de 500kV de doble circuito en estructura única (ver Figura 6);
  - Ampliación de la S.E. Cardones 500 kV para alojar las líneas de la Interconexión;
  - Ampliación de la S.E. Cardones 500 kV para compensación shunt;
  - Nueva S.E. en 500kV en el SING, ampliando las existentes de 220kV, o bien en nuevos emplazamientos, en este caso en las cercanías de la S.E. Encuentro o bien de El Cobre (ver lay-out in Figura 7);
  - Compensación serie de ambas líneas de la interconexión;
  - Transformadores 500/220 kV en la nueva S.E. del SING

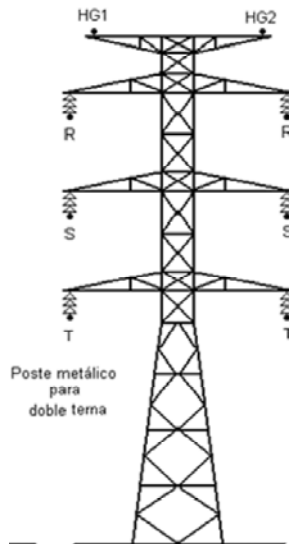


Figura 6: Posible estructura para el doble circuito en estructura simple, propuesta para: Solución AC

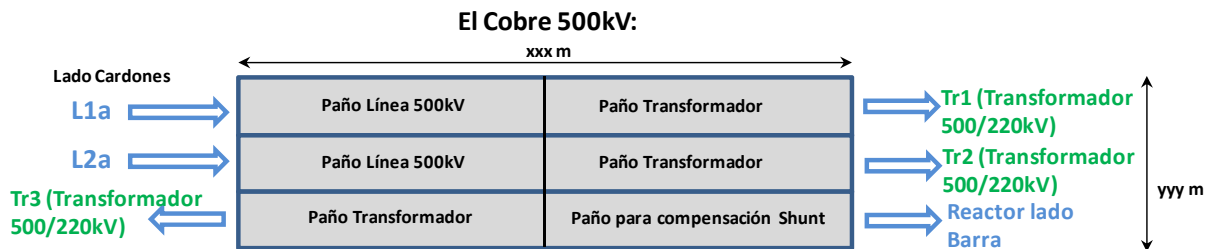
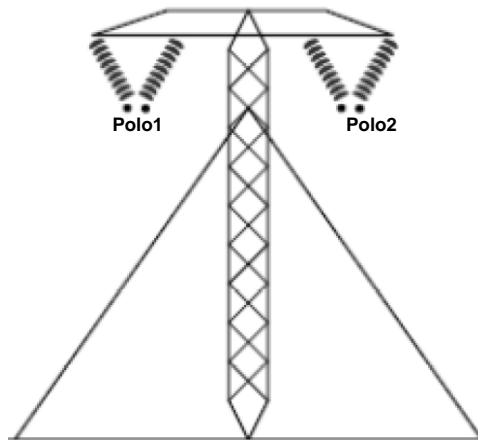


Figura 7: Posible lay-out de la nueva subestación de El Cobre 500kV – Solución en AC

- Siempre con el objetivo de cumplir con el requisito N-1 se propone un Bipolo en HVDC a la tensión más conveniente según la capacidad de transporte, comprendiendo básicamente:
  - Enlace en estructura única para los 2 Polos en HVDC (ver Figura 8);



- Nueva subestación de Conversión en el SIC conectada a la barra AC de 500 kV de la S.E. Cardones (ver un ejemplo de lay-out en Figura 9 y detalles en Figura 21);
- Nueva subestación de Conversión en el SING conectada a la barra AC de 220 kV de la S.E. que según el caso puede ser la S.E. Encuentro o bien El Cobre;
- Con la duplicación de la potencia del enlace en HVDC para garantizar el funcionamiento a plena potencia en caso de N-1 (1000 o 1500 MW), resulta necesario considerar 6 unidades monofásicas de tres arrollamientos (6x600 MVA) en el caso de 1500 MW y 6x400 MVA para el de 1000 MW.
- Además hacen falta considerar los espacios para la compensación serie de la estación de conversión en el sistema más débil, eliminando uno de los bancos de condensadores shunt



*Figura 8: Posible estructura para el Dipolo en estructura simple, propuesta para la - Solución HVDC*

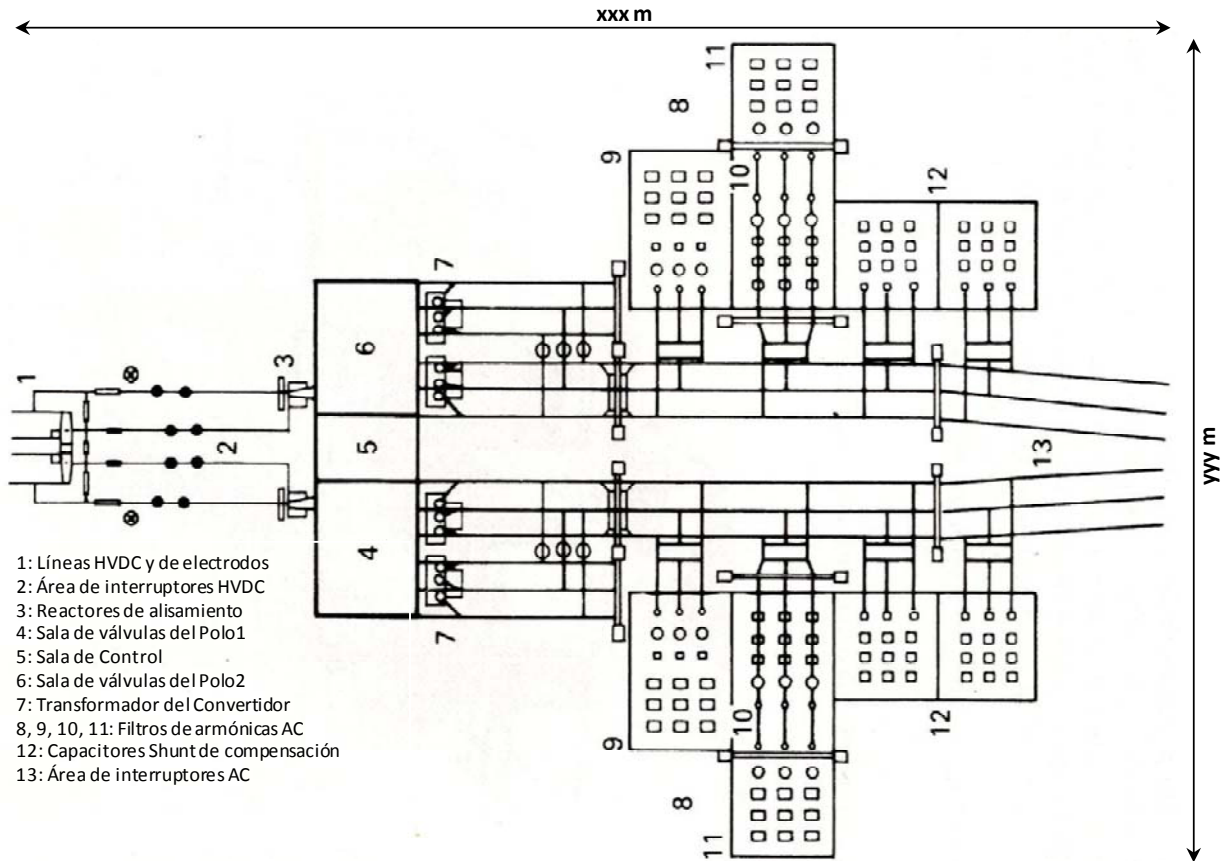


Figura 9: Posible lay-out de la Estación de Conversión – Solución en HVDC

De todas maneras es opinión de este Consultor que no existe una tecnología siempre preferible para interconectar redes que operan a la misma frecuencia. En términos generales, más allá del aspecto económico, la solución HVDC presenta ventajas en lo que concierne a la posibilidad de optimizar el diseño del enlace, de regular los tránsitos y de estabilizar la red. La solución AC, por otro lado, presenta ventajas en lo concerniente a la **posibilidad de expansión de la red**, la localización de las plantas de generación y los centros de carga.

## 5. EVALUACIÓN DE CUATRO PROYECTOS DIFERENTES

A continuación se presenta la especificación técnica de cuatro proyectos distintos de línea de interconexión de carácter troncal entre el SING y el SIC, que conectan eléctricamente ambos sistemas. Estos proyectos de interconexión están asociados a diferencias en la capacidad de transmisión (1.000 MW y 1.500 MW) y la tecnología de interconexión es de corriente alterna (AC) y en continua (HVDC).

Los estudios se focalizan para una interconexión que tiene como extremo en el sistema SIC la S.E. Cardones mientras en el SING se presentan, como se ha mencionado arriba, los candidatos posibles la S.E. Encuentro, la S.E. El Cobre y Chacaya.

## 5.1 Solución en Corriente Alterna (AC)

### 5.1.1 Selección de la Tensión y de la Sección del Conductor

La solución constructiva adoptada sigue los mismos estándares aplicados para las líneas AC de transmisión del sistema Troncal del SIC. El nivel de tensión está vinculado al estándar ya operativo en el SIC de 500 kV. No sería económicamente conveniente, **dado los requerimientos de capacidad de transporte y longitudes del enlace**, analizar el nivel de tensión inmediatamente inferior de 220 kV del SIC y SING.

Se detallan a continuación las especificaciones técnicas de los componentes y consideraciones esenciales para la solución en AC.

### 5.1.2 Líneas en AC

Las distancias y las potencias a transmitir son compatibles con una transmisión en AC de 500 kV. Por motivos de confiabilidad se proponen dos ternas, de modo que puedan soportar la desconexión de una de ellas sin necesidad de aplicar acciones particulares como pueden ser la desconexión de cargas en el sistema deficitario u otras operaciones de este tipo (requisito N-1). Tales circuitos se proponen sobre una estructura única (doble terna, ver un ejemplo en Figura 6). Es claro que el sistema interconectado más débil no debe colapsar en el caso de pérdida de una terna (en régimen de importación), de otra manera se deberán prever esquemas especiales de protección que, en caso de un nivel de potencia intercambiada por encima de un cierto umbral “actúe” para que en la eventualidad de suceder el evento de pérdida de una terna ejecute una serie de acciones miradas (por ejemplo desconexión de grandes bloques de demanda), que mitiguen las variaciones de la frecuencia y eviten el colapso. La desventaja de esta solución podría ser que por una falla mecánica se pierden las dos ternas, si bien es una falla de baja probabilidad.

Pero por otro lado la solución con dos líneas en estructuras separadas en ciertos casos puede no ser más confiable que el caso propuesto; seguramente la falla mecánica afectaría solo una terna, pero si la restante no puede operar a pleno (aun teniendo la suficiente capacidad) entonces no satisface el N-1. Esto se explica porque puede ocurrir que uno de los sistemas interconectados sea débil, y cuando se encuentra importando por arriba de un límite no consiga afrontar el transitorio de pérdida de la interconexión a causa del déficit que se origina.

La solución constructiva adoptada es la misma utilizada para las líneas a doble terna que son previstas y adoptadas en el SIC. En particular, tanto sea para el 1000 MW como para el 1500 MW, se ha adoptado: 4x700MCM ( $\approx 4 \times 355 \text{mm}^2$ ),  $D=24.43 \text{ mm}$  (diámetro del subconductor).

El costo unitario resultó de 0,736 MUSD/km, a los que se les agrega un costo de 0,045 MUS\$/km para una franja de servidumbre (right-of-way) de 60 m de amplitud. Los valores finales adoptados son por lo tanto de 0,781 MUSD/km para el haz de 4 subconductores.

En cuanto al recorrido (Right of Way) de la interconexión al momento no se evidencian particulares problemas.

Luego de verificaciones posteriores se ha comprobado que la configuración de un haz 3x700MCM resulta insuficiente por gradiente superficial. El valor del campo eléctrico en el caso de un haz con 3 subconductores del diámetro indicado supera los 25 kV/cm cuando el límite es alrededor de 21÷22 kV/cm. Para cumplir con los valores admisibles se debería incrementar el diámetro del subconductor por arriba de 27mm y en ese caso el costo de

construcción de una solución con 3 subconductores sería del orden de la solución propuesta (4x700MCM; D=24.43 mm) pero con mayores pérdidas.

### 5.1.3 Estaciones AC de 500kV

Se ha realizado un detallado estudio de los potenciamientos y ampliaciones necesarios para la S.E. Cardones en 500 kV en el SIC, la cual a la fecha de entrada en servicio de la interconexión entre SIC y SING se considera ya en servicio. La posible estructura se muestra en la Figura 10:

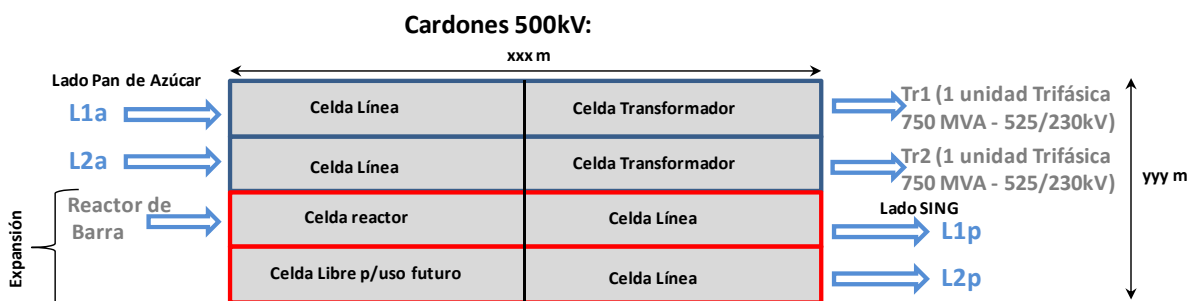


Figura 10: Lay-out de la S.E. Cardones 500kV con expansión para el enlace SIC-SING - Solución en AC

Se ha diseñado la nueva subestación de 500 kV en el SING que presenta la misma estructura, ya sea que se trate del extremo en la barra de Encuentro o en El Cobre, un ejemplo se ilustra en la Figura 10 precedente.

### 5.1.4 Costos de Capital para Líneas y Estaciones y costos de O&M:

En la siguiente Tabla 2 se muestran los costos de capital para las soluciones en AC que han sido objeto del estudio, aquella solución nueva que resulta en la tabla (Cardones-ElCobre-Encuentro) es una consecuencia de los estudios eléctricos llevados a cabo, igualmente para aquella que falta (Cardones-Chacaya), las particularidades al respecto se mencionan en las conclusiones en el Anexo 4.

:

Tabla 2: Solución en AC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión

Máximo Flujo	Soluciones en AC	Costos de Capital MUS\$			Costos de O&M
		S.E.	Líneas	Total	
MW	Extremos de la Interconexión				MUS\$/año
1000	Cardones – El Cobre	65.9	401.9	467.9	14.04
1000	Cardones – Encuentro	67.7	492.0	559.7	16.79
1500	Cardones – El Cobre	83.3	404.0	487.3	14.62

1500	Cardones – Encuentro	86.4	494.2	580.6	17.42
1500	Cardones – El Cobre - Encuentro	133.3	489.7	622.9	18.69

**COSTOS DE OPERACION Y MANUTENCIÓN (O&M):** se han considerado como porcentaje (3%) de las inversiones para las soluciones AC.

*5.1.5 Lay-Out y Ocupación del Terreno:*

La nueva subestación se ha supuesto de interruptor y medio y, en este caso, las medidas aproximadas del nuevo emplazamiento como indicado en el lay-out de la Figura 11 son aproximadamente para xxx = 190.÷ 210.[m], para yyy = 100.÷ 120 [m], sin considerar la ocupación requerida por caminos de acceso y de tránsito y sin eventuales edificios de control y protección (pueden resultar necesarios mínimamente 3.ha). Mientras en el caso de la S.E. Cardones la expansión requeriría entre 70 y 80m más en el sentido del ancho, o bien un nuevo predio de xxx = 190.÷ 210.[m] y para yyy = 130.÷ 150 [m].

En el caso de la compensación serie de los circuitos de la línea AC a 500 kV se tiene un aumento longitudinal de la subestación de alrededor 50÷70m para alojar los bancos de capacitores con un nuevo portal.

A continuación se muestran las vistas de los emplazamientos existentes de la S.E. Cardones en el SIC y de las SS.EE. Encuentros y El Cobre que dan una idea de la disponibilidad de espacio en cada uno de los candidatos a ser extremos de la interconexión:



Figura 11: Vista de detalle de la S.E. Cardones existente (a 220kV)





Figura 12: Vista ampliada de la zona de la S.E. Cardones existente



Figura 13: Vista de detalle de la S.E. Encuentro existente (a 220kV)





Figura 14: Vista ampliada de la zona de la S.E. Encuentro existente



Figura 15: Vista de detalle de la S.E. El Cobre existente (a 220kV)



Figura 16: Vista ampliada de la zona de la S.E. El Cobre existente

Los emplazamientos ilustrados en las vistas precedentes tienen las siguientes dimensiones aproximadas:

- S.E. Cardones 220kV: 241m x 230m  $\approx$  5.55 ha;
- S.E. Encuentro 220kV: 276m x 266m  $\approx$  7.35 ha;
- S.E. El Cobre 220kV: 273m x 147m  $\approx$  4.10 ha;

En el presente estudio no se está desarrollando la ingeniería conceptual de los proyectos, de manera que no resulta posible efectuar la verificación de espacios en las subestaciones existentes. Lo que sí se puede afirmar, de acuerdo con las vistas precedentes recuperadas de Google Earth, es que en todas las subestaciones existen suficientes terrenos adyacentes, como para realizar las expansiones requeridas o bien para los nuevos predios necesarios a las subestaciones para la interconexión.

## 5.2 Solución en Corriente Continua (HVDC)

### 5.2.1 Selección de la Tensión y de la Sección del Conductor

A diferencia de las interconexiones en AC, que en general adoptan los niveles de tensión existentes en el sistema, para una interconexión en HVDC es posible optimizar el nivel de tensión a los requisitos de capacidad de transporte y longitud del enlace.

La elección de la tensión y las características de la línea HVDC se ha efectuado minimizando el costo total anual de la línea en función del nivel de tensión, del número y la sección de los sub-conductores que forman el haz. El análisis se ha conducido individualmente para las dos potencias y las dos longitudes de referencia. **En cada caso se ha adoptado un diseño que satisface el requerimiento de contingencia N-1 de un polo.**

Se han considerado los siguientes vínculos:



- Empleo de conductores de tipo AAAC;
- Máxima temperatura a la superficie del conductor no superior a 75 °C;
- Gradiente máximo no superior al 95% del gradiente crítico;
- Respeto del vínculo de radio interferencia a 30 m del conductor externo;

Los costos considerados para el cálculo son:

- Inversión en la línea de transmisión y mantenimiento;
- Pérdidas corona;
- Pérdidas por efecto joule a la temperatura de ejercicio;
- Inversión en las estaciones de conversión y mantenimiento;
- Pérdidas fijas de las estaciones de conversión;
- Pérdidas variables de las estaciones de conversión;

Un análisis simplificado de las condiciones de funcionamiento permite de seleccionar las combinaciones de tensión de operación, número de sub-conductores del haz y sección del sub-conductor que respetan los vínculos arriba indicados para transmitir con continuidad la potencia asignada.

Para las combinaciones seleccionadas se calculan las componentes de costos anuales para la línea entera.

Los resultados del análisis, referidos a la unidad de longitud de la línea se muestran en las figuras Figura 17 a la Figura 20.

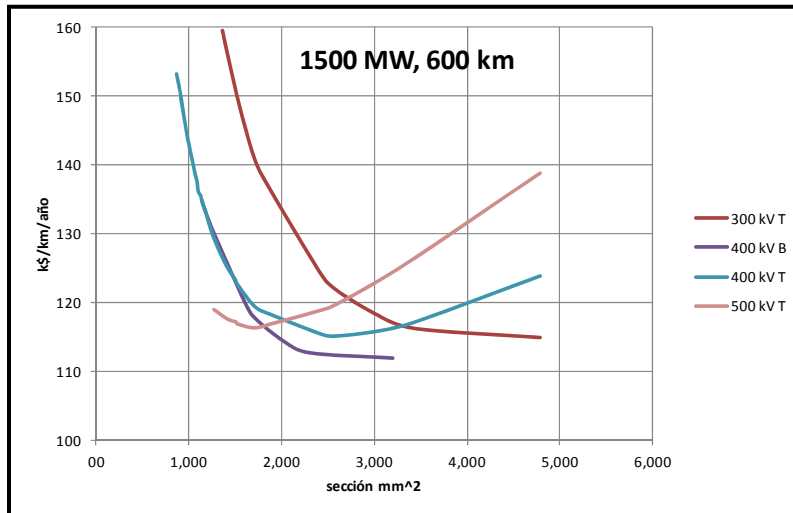


Figura 17: Sección óptima del conductor para 1500 MW y 600 km de longitud – Solución en HVDC

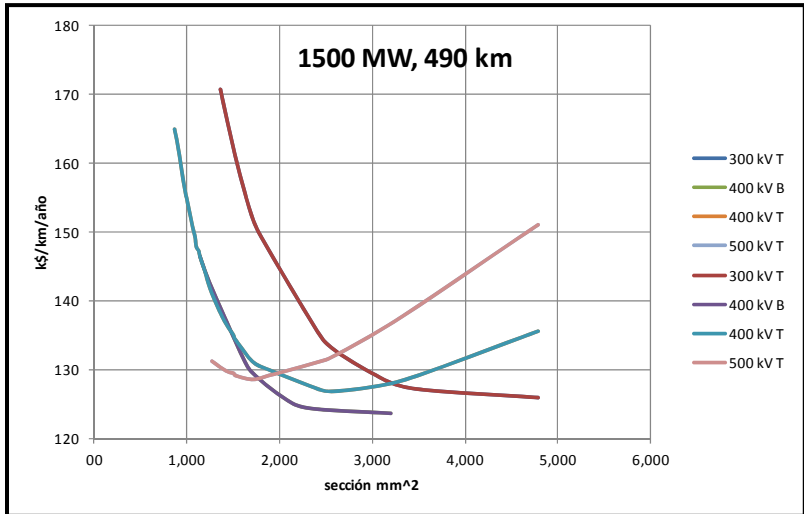


Figura 18: Sección óptima del conductor para 1500MW y 490km de longitud – Solución en HVDC

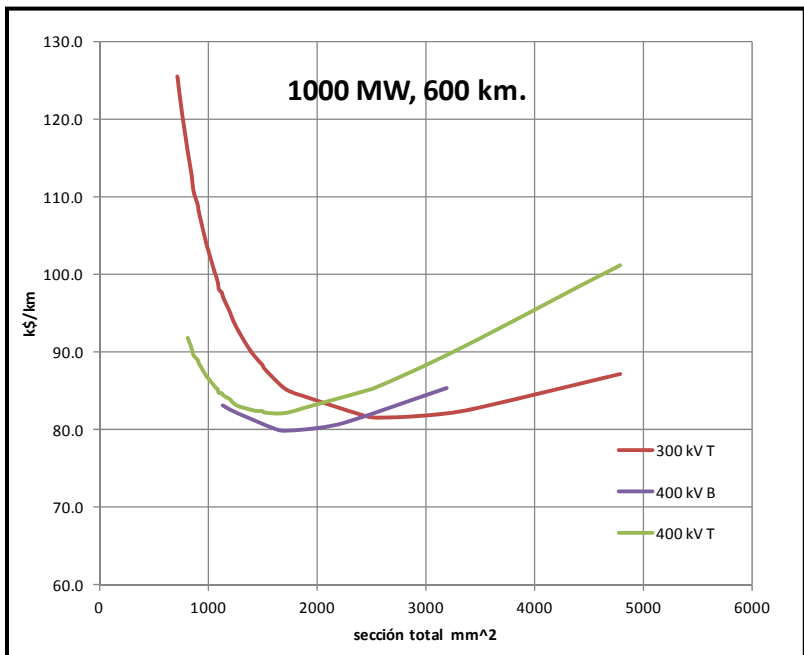


Figura 19: Sección óptima del conductor para 1000MW y 600km de longitud – Solución en HVDC

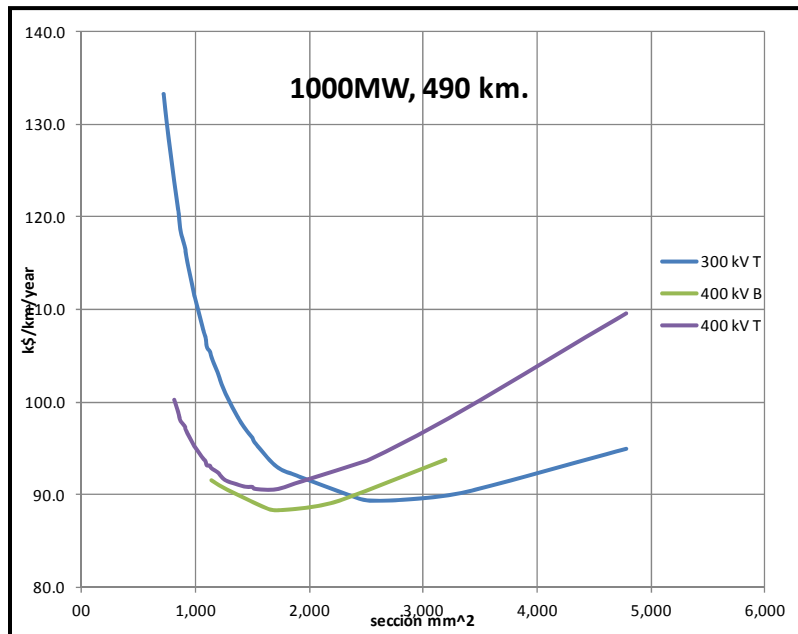


Figura 20: Sección óptima del conductor para 1000MW y 490km de longitud – Solución en HVDC

Teniendo en cuenta estas consideraciones previas, en los siguientes capítulos se detallan las soluciones para las líneas y estaciones en HVDC.

### 5.2.2 Línea HVDC

En base a la optimización descrita arriba (cap. 5.2.1), se adopta:

- En el caso de 1000 MW: una línea de  $\pm 400$  kV con haz de dos conductores AAAC pero con sección inferior (Aster 851):  $2 \times 850,66 \text{ mm}^2$ ,  $D=37,95$  mm (diámetro del subconductor), resistencia del conductor en c.c, a  $20^\circ\text{C}$  igual a  $0,0391 \text{ Ohm/km}$ . La resistencia de línea a plena carga resulta  $0,021 \text{ Ohm/km}$  ( $48^\circ\text{C}$ ). La capacidad de transporte de una línea  $2 \times 850,66 \text{ mm}^2$  de 400 kV es de 2000 MW a la temperatura de  $80^\circ\text{C}$ .
- En el caso de 1500 MW: una línea bipolar a  $\pm 400$  kV, sin conductor de retorno metálico, con un electrodo de tierra para cada una de las estaciones y con haz de 3 subconductores AAAC (Aster 851):  $3 \times 850.66 \text{ mm}^2$ ;  $D=37,95$  mm (diámetro del subconductor), resistencia del conductor en c.c, a  $20^\circ\text{C}$  igual a  $0,0391 \text{ Ohm/km}$ . La resistencia de línea a plena carga resulta  $0,0140 \text{ Ohm/km}$  ( $48^\circ\text{C}$ ).

En ambos casos se hace referencia a una estructura “reticulada” del tipo evidenciado en Figura 8 con las siguientes dimensiones aproximadas:

- distancia entre los polos 8.55 m;
- altura de los conductores desde la tierra 36 m;
- altura de los cables de guardia 42 m;
- amplitud de la servidumbre (right of way) entre 40 y 50 m;

La selección del conductor AAAC se basa en la hipótesis que no se requiere una elevada resistencia mecánica (hielo, viento, o bien para condiciones ambientales extremas). Los valores de referencia adoptados son coherentes con las indicaciones recomendadas en las Brochures de la CIGRE 388[ 3] y 207[ 4].

La temperatura superficial del conductor se calcula a un estado térmico estacionario, siguiendo las indicaciones de la Brochure CIGRE 207 [ 4]y que tienen en cuenta:

- ✓ La corriente nominal en el conductor;
- ✓ La temperatura media del conductor;
- ✓ La temperatura del aire igual a 25 °C;
- ✓ La velocidad del viento igual a 0.5 m/s en dirección perpendicular con respecto del eje de la línea;
- ✓ Radiación solar igual a 1,5 kW/m<sup>2</sup>;

El cálculo del gradiente máximo del sub-conductor se ha efectuado en base a las indicaciones de la Brochure CIGRE 388 y del EPRI Blue Book “Transmission line Reference Book 345 kV and Above”, se ha tenido también en cuenta el efecto de los cables de guardia. El cálculo de la radio interferencia se ha tenido en cuenta siguiendo las metodologías simplificadas indicadas en la Brochure CIGRE 388.

Las pérdidas por efecto Corona de las líneas HVDC son modestas con respecto de las pérdidas por efecto Joule (2.07 kW/km con respecto de 79.9 kW/km). Las pérdidas por efecto Corona se han determinado siguiendo las recomendaciones de la Brochure CIGRE 388.

El costo unitario de tales líneas resulta:

- igual a 0,241 MUSD/km, en el caso de 1000 MW. Este costo es aumentado en 0,033 MUSD/km por costo del righth of way, suponiendo una franja de 45m, obteniendo así un costo unitario de 0,274 MUSD/km
- igual a 0,3616 MUSD/km, en el caso de 1500 MW. Este costo es aumentado en 0,033 MUSD/km por costo del righth of way, suponiendo una franja de 45m, obteniendo así un costo unitario de 0,3946 MUSD/km

### 5.2.3 Estaciones HVDC

La estación HVDC viene realizada según el clásico esquema con un convertidor de 12 pulsos por polo, como se ilustra en la Figura 21 siguiente, dónde se pueden individualizar tres áreas principales: la zona AC, la sala de válvulas y de control y la zona HVDC.

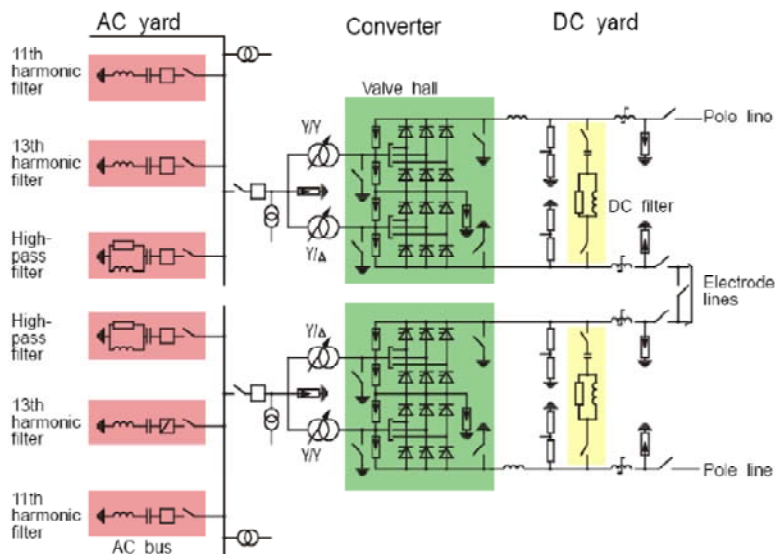


Figura 21: Esquema de la estación y detalle de los transformadores monofásicos y compensación - Solución en HVDC

Se adopta que en caso de indisponibilidad de un polo de la línea de transmisión HVDC, se utilizará el retorno a través del terreno. A tal fin se han previsto dos electrodos de tierra (uno por cada estación de Conversión), unidos a dichas estaciones a través de líneas MT dimensionadas para la corriente plena del polo (~ 2.5kA y 3.75 kA para 1000 y 1500 MW respectivamente). La localización de los electrodos de tierra requiere investigaciones geológicas específicas que no están incluidas en el objetivo del estudio. De todas maneras se ha supuesto alejar los electrodos de la Estación de Conversión con una línea MT de longitud aproximada de 20 km.

En cuanto a las selecciones realizadas y cálculo de los Costos de Inversión de las estaciones de Conversión HVDC, es opinión de este Consultor que el mercado de las soluciones AC es ciertamente más amplio con respecto al de las soluciones HVDC.

De todas maneras para el nivel de tensión de 400 kVpropuesto se puede asegurar que la oferta es más amplia que los supuestos “tres líderes de mercado” y, no siendo obligada la solución HVDC, se dispone de la posibilidad que se realice una real competencia entre los constructores. Además, los constructores pueden optimizar las características de las estaciones de conversión (convertidores) transformadores, filtros, compensación serie controlada etc., en relación a la aplicación específica.

El costoreal de la inversión depende de la diferente participación del trabajo en moneda local con respecto al de moneda internacional. Para finalizar, las condiciones financieras aplicables para la solución HVDC podrían ser muy diferentes con respecto de aquellas aplicables a las soluciones en AC. Se considera que este estudio no entra en la discusión de estos argumentos.

#### 5.2.4 Costos de Capital para Líneas y Estaciones:

En la siguiente Tabla 3 se muestran los costos de capital para las soluciones en HVDC, se hace notar que trata de **costos para un diseño que satisface el requerimiento de contingencia N-1 de un polo**, tal que el Polo restante en servicio puede dar la continuidad de la plena potencia (1000 o 1500 MW) en modo instantáneo sin reconfiguración de la estación de conversión:

Tabla 3: Solución en HVDC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión

Máximo Flujo	Soluciones HVDC	Costos de Capital MUS\$			Costos de O&M
		SS.EE.	Líneas	Total	MUS\$/año
MW	Extremos de la Interconexión				
1000	Cardones – El Cobre	285.3	134.3	419.6	12.59
1000	Cardones – Encuentro	285.3	164.4	449.7	13.49
1500	Cardones – El Cobre	387.5	154.7	542.2	16.27
1500	Cardones – Encuentro	387.5	189.5	577.0	17.31

Nota: si la S.E.más débil requiere una CCC para aumentar el ESCR el costo se incrementa de alrededor del 7-8 % del costo de una estación de conversión

### 5.2.5 Lay-Out y Ocupación del Terreno:

El espacio requerido es del orden de 10.0 ÷ 12. ha, una posible configuración es la indicada en la Figura 9 (con xxx ≈ 350 m e yyy ≈ 300 m), donde se evidencian las dos salas válvulas (4 y 6) y sala de control (5), la entrada de dos polos HVDC con relativos reactores de alisamiento y pasantes (1,2,3) y de la entrada de dos ternas en AC (13), con relativos filtros de las armónicas (8, 9, 10, 11,12) y transformadores (7).

En caso de que la potencia de Corto Circuito del nudo AC fuera insuficiente, deberán ser previstos condensadores adicionales o soluciones más eficaces como la Compensación serie Controlada.

En cuanto a la disponibilidad del terreno necesario para estos emplazamientos se hace referencia a las vistas mostradas en la Figura 11 hasta la Figura 16 y las respectivas consideraciones sobre las posibles dimensiones de las áreas al final del capítulo 5.1.5.

### 5.2.6 Diseño “económico” del enlace HVDC

En principio se ha realizado un diseño que denominamos económico para la solución de interconexión en HVDC en las potencias requeridas (1000 y 1500 MW) y los varios puntos terminales.

Este diseño, siempre Bipolar, tiene la desventaja que no cumple estrictamente con el requisito de la contingencia N-1 de un Polo, sin poder asegurar el transporte de la plena potencia exigida (1000 y 1500 MW). El enlace, en el caso de un evento de pérdida de 1 polo, puede continuar suministrando solamente mitad de la potencia máxima, admitiendo una sobrecarga de las estaciones de conversión en forma permanente de alrededor del 5%, es decir ≈ 530 MW y ≈ 800 MW para las potencias de diseño de 1000 y 1500 MW respectivamente.

Las características son las siguientes:

## Línea HVDC:

- En el caso de 1000 MW: una línea de  $\pm 400$  kV con haz de dos conductores AAAC pero con sección inferior (Aster 851):  $2 \times 850,66 \text{ mm}^2$ ,  $D=37,95 \text{ mm}$  (diámetro del subconductor), resistencia del conductor en c.c, a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  igual a  $0,0391 \text{ Ohm/km}$ . La resistencia de línea a plena carga resulta  $0,021 \text{ Ohm/km}$  ( $48^\circ\text{C}$ ). La capacidad de transporte de una línea  $2 \times 850,66 \text{ mm}^2$  a  $400 \text{ kV}$  es de  $2000 \text{ MW}$  a la temperatura de  $80^\circ\text{C}$ .
- En el caso de  $1500 \text{ MW}$ : una línea bipolar a  $\pm 400 \text{ kV}$ , sin conductor de retorno metálico, con un electrodo de tierra para cada una de las estaciones y con haz de 2 subconductores AAAC  $2 \times 999,7 \text{ mm}^2$ ;  $D=41,1 \text{ mm}$  (diámetro del subconductor), resistencia del conductor en c.c, a  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  igual a  $0,0335 \text{ Ohm/km}$ . La resistencia de línea a plena carga resulta  $0,0190 \text{ Ohm/km}$  ( $57 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

El costo unitario de tales líneas resulta:

- igual a  $0,241 \text{ MUSD/km}$ , en el caso de  $1000 \text{ MW}$ . Este costo es aumentado en  $0,033 \text{ MUSD/km}$  por costo del right of way, suponiendo una franja de  $45\text{m}$ , obteniendo así un costo unitario de  $0,274 \text{ MUSD/km}$
- igual a  $0,2708 \text{ MUSD/km}$ , en el caso de  $1500 \text{ MW}$ . Este costo es aumentado en  $0,033 \text{ MUSD/km}$  por costo del right of way, suponiendo una franja de  $45\text{m}$ , obteniendo así un costo unitario de  $0,3045 \text{ MUSD/km}$

Las Estaciones de Conversión están diseñadas para ( $\sim 1.25\text{kA}$  y  $1.875 \text{ kA}$  para  $1000$  y  $1500 \text{ MW}$  respectivamente). Igualmente los electrodos de puesta a tierra fueron dimensionados para una corriente mitad de las indicadas en el proyecto final.

Los costos de Capital resultaron los de la Tabla 4 para las soluciones en HVDC:

Tabla 4: Solución en HVDC, Costos de Capital para SS.EE. y Líneas en cada alternativa de interconexión

Máximo Flujo	Soluciones	Costos de Capital MUS\$		
		SS.EE.	Líneas	Total
MW	Extremos de la Interconexión			
1000	Cardones – El Cobre	216.0	134.00	350.0
1000	Cardones – Encuentro	216.0	164.00	380.0
1500	Cardones – El Cobre	292.0	149.0	441.0
1500	Cardones – Encuentro	292.0	183.0	475.0

Nota: si una de las S.E. en el caso  $1500 \text{ MW}$  requiere una CCC para aumentar el ESCR el costo se incrementa de  $+10\text{MUS}$  con un costo de  $\approx 302.\text{MUS}$

Esta solución, como se puede ver más adelante en las evaluaciones del funcionamiento de las soluciones, para escenarios con alta transferencia desde el SIC hacia el SING no supera la simulación de la contingencia N-1 del enlace. Esto es debido al alto déficit que se origina en el subsistema SING dado que cuando se importa desde el SIC a la plena

potencia, la interconexión suministra más del 50% de la demanda máxima del SING. El desbalance de entre generación y demanda del orden de 500 o 600 MW no puede ser soportado por el parque despachado y el SING va en colapso.

Por estos motivos el presente diseño ha sido descartado, queda de todas maneras una referencia en el caso se considere esta posibilidad de un enlace más económico pero el cual, en los primeros años de puesta en servicio, debe ser soportado por un esquema especial de protección que por medio de acciones controladas mitigue el desbalance que podría ocasionarse en el SING en el caso suceda la contingencia N-1 de un Polo y sólo para condiciones de alta importación por parte del SING.

## **REFERENCIAS**

- [ 1]: *“HVDC CAPACITOR COMMUTATED CONVERTERS IN WEAK NETWORKS”*, Alf Persson, ABB AB, HVDC, SE-771 80 Ludvika, Sweden, [alf.persson@se.abb.com](mailto:alf.persson@se.abb.com);
- [ 2]: *CIGRE - “Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities”*
- [ 3]: *CIGRE Brochure N 388 – “IMPACTS OF HVDC LINES ON THE ECONOMICS OF HVDC PROJECTS”*, Joint Working Group B2/B4/C1. 17 August 2009
- [ 4]: *CIGRE Brochure N 207 – “THERMAL BEHAVIOUR OF OVERHEAD CONDUCTORS* , Wg 22. 12, August 2002”