

*Campana, Buenos Aires, Argentina*

*28 de mayo del 2021*

# **ESTUDIO DEL AUMENTO DE GENERACIÓN EN REGIÓN PATAGÓNICA CON SOLUCIÓN HVDC**

Proyecto Final Ingeniería Eléctrica

Loccisano Nicolás – Palazzoli Agustín – Wolshink Ezequiel  
Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Delta

## 0. Índice

---

0. Índice.....	1
<i>Agradecimientos</i> .....	5
1. Presentación y resumen .....	6
1.1. Descripción de la Propuesta – Tema de Investigación .....	6
1.2. Justificación inicial.....	7
1.3. Alcance y Objetivos.....	7
1.4. Aproximación metodológica .....	8
1.5. Recursos materiales e Infraestructura .....	8
2. Marco histórico.....	9
2.1. Comienzos de la Energía Eléctrica en el mundo.....	9
2.2. Transmisión de la Energía Eléctrica a Alta Tensión.....	11
2.3. Descubrimiento de la Corriente Alterna .....	11
2.4. Sistemas de Corriente Alterna.....	13
2.5. Transmisión con Corriente Continua a alta tensión - HVDC.....	19
3. Electrónica de Potencia.....	23
3.1. Rectificador Monofásico Media Onda y Onda Completa.....	23
3.2. Rectificador Multifase en Estrella.....	26
3.3. Rectificador Trifásico en Puente.....	27
3.4. Rectificadores y Convertidores Controlados .....	28
3.5. Convertidores Monofásicos Completos .....	30
3.6. Convertidores Trifásicos de Media Onda.....	31
3.7. Convertidores Trifásicos Completos .....	34
3.8. Mejoras al Factor de Potencia.....	38
4. Comparación HVDC – CA Tradicional.....	39
4.1. Transmisión CA – Tradicional .....	39
4.2. Transmisión HVDC .....	42
4.2.1. Ventajas.....	43
4.2.2. Desventajas.....	46
4.3. Resumen comparativo HVDC – CA.....	46
5. SADI.....	47
5.1. Estado Nacional .....	50
5.1.1. Secretaría de Energía de la Nación .....	50
5.1.2. ENRE Ente Nacional Regulador de la Electricidad .....	50
5.2. Agentes del MEM.....	51
5.2.1. Generadores .....	51
5.2.2. Transportistas.....	51

5.2.3.	Distribuidoras.....	54
5.2.4.	Grandes Usuarios.....	54
5.3.	CAMMESA.....	55
5.4.	Actualidad.....	56
6.	Potencia a transmitir .....	62
6.1.	Potencia Instalada a Mayo 2020 .....	63
6.2.	Proyectos en el Plan Energético Nacional .....	66
6.2.1.	Complejo hidroeléctrico Cepernic-Kirchner La Barrancosa-Condor Cliff .....	69
6.2.2.	Central Termoeléctrica Río Turbio .....	72
6.2.3.	Plan RenovAr.....	75
6.3.	Estudio UTN BA.....	81
6.4.	Potencia nominal del Enlace HVDC.....	82
7.	Modo de Transmisión.....	83
7.1.	Tipos de conexiones según generación .....	83
7.1.1.	Punto a Punto.....	83
7.1.2.	Multiterminal .....	84
7.1.3.	Unitaria.....	85
7.2.	Tipos de conexiones según Configuración .....	86
7.2.1.	Sistemas HVDC Monopolares.....	86
7.2.2.	Sistemas HVDC Bipolares.....	88
7.2.3.	Sistemas Back-to-back.....	90
8.	Electrodo de tierra.....	92
8.1.	Propiedades del Suelo .....	93
8.2.	Seguridad Eléctrica.....	95
9.	Tipos de tecnologías HVDC.....	97
9.1.	LCC.....	97
9.2.	VSC.....	102
10.	Ubicación de las estaciones .....	106
10.1.	Relación de Cortocircuito SCR.....	108
11.	Definición del valor de tensión.....	110
12.	Estación LCC HVDC.....	115
13.	Patio de Distribución de CA.....	116
13.1.	Estación Convertora HVDC de Simple Barra .....	116
13.2.	Estación Convertora HVDC de Doble Barra .....	117
13.3.	Estación Convertora HVDC Interruptor y Medio .....	118
14.	Componentes de la Estación Convertora.....	119
14.1.	Convertidor .....	119

14.2.	Tiristores .....	119
14.2.1.	Diseño .....	119
14.2.2.	Componentes de una válvula .....	120
14.2.3.	ETT (Electric Triggered Thyristor).....	122
14.2.4.	LTT (Light Triggered Thyristor).....	122
14.2.5.	Comparación ETT vs LTT .....	123
14.2.6.	Tiristores Seleccionados .....	124
14.3.	Transformador Convertidor.....	125
14.3.1.	Demandas propias de los sistemas HVDC sobre los transformadores .....	125
14.3.2.	Componentes principales .....	126
14.3.3.	Tensión de Cortocircuito.....	126
14.3.4.	Transformadores seleccionados.....	129
14.4.	Reactor de Suavizado – Smoothing Reactor .....	130
14.4.1.	Dimensionamiento .....	130
14.4.2.	Ubicación .....	130
14.4.3.	Selección .....	131
14.5.	Compensación de Potencia Reactiva .....	131
14.6.	Filtros de Armónicos CA .....	132
14.7.	Filtros de Armónicos CC .....	133
14.8.	Filtro de Alta Frecuencia .....	133
14.9.	Interruptores de Alta Velocidad CC .....	134
14.9.1.	Tipos y funciones .....	134
15.	Control y Protección.....	136
15.1.	Control Básico del Enlace .....	136
15.1.1.	Control de Corriente en el Inversor.....	136
15.1.2.	Limitador de Corriente de Referencia – VDCOL.....	137
15.2.	Control del Sistema de Disparo.....	137
15.3.	Control de TAPS.....	138
15.4.	Jerarquías de Control.....	138
15.4.1.	Control Maestro.....	139
15.4.2.	Control de Polo .....	139
15.4.3.	Control de Puente .....	140
15.5.	Protección del Enlace HVDC – Fallas en la Línea.....	140
15.5.1.	Respuesta del control.....	141
15.6.	Protección del Enlace HVDC – Fallas en la red CA .....	142
16.	Interruptores Automáticos para Redes HVDC .....	143
16.1.1.	Requerimientos para la protección de redes HVDC.....	144

16.1.2.	Topologías de interruptores automáticos HVDC .....	146
17.	Operación del Enlace HVDC.....	150
17.1.	Maniobra entre modos de operación .....	152
17.2.	Desempeño del Enlace HVDC.....	153
17.2.1.	Potencia y Capacidad de sobrecarga .....	153
17.2.2.	Nivel de Pérdidas.....	153
17.2.3.	Disponibilidad y fallas.....	153
18.	Circuito de Refrigeración.....	154
18.1.	Componentes.....	155
18.1.1.	Ejemplos .....	156
19.	Estudio de Armónicos.....	157
19.1.	Armónicos característicos.....	158
19.1.1.	Armónicos AC - Armónicos de la corriente .....	158
19.1.2.	Armónicos DC - Armónicos de la Tensión .....	160
19.2.	Armónicos no característicos .....	161
19.3.	Armónicos de modulación cruzada.....	161
19.4.	Diseño de filtros de Armónicos .....	161
20.	Comparación Económica HVDC – CA Tradicional.....	163
20.1.	Flujo de fondos.....	164
20.2.	FODA .....	165
20.2.1.	Fortalezas .....	165
20.2.2.	Debilidades .....	167
20.2.3.	Oportunidades .....	168
20.2.4.	Amenazas .....	168
21.	Conclusión .....	169
22.	Bibliografía.....	170
	ANEXO I – Selección de Tiristores .....	171
I.1.	Selección del Tiristor a utilizar .....	171
I.2.	Determinación de la cantidad de Tiristores en serie por válvula .....	172
I.3.	Cantidad total de tiristores por Estación.....	172
	ANEXO II – Selección de Transformadores.....	173
	ANEXO III – Unifilar Estación LCC .....	176
	ANEXO IV – Comparativa Flujo de Fondos .....	177
	ANEXO V – Proyectos Plan RenovAR 1.5.....	179

## *Agradecimientos*

---

*Agradecemos a la Universidad Tecnológica Nacional el hacer que los caminos de 3 técnicos electromecánicos se crucen y entablen una amistad.*

*El presente proyecto no hubiese sido posible sin el apoyo de nuestras familias, amigos, parejas y compañeros que nos brindaron todo desde el primer día.*

*Destacamos el apoyo por parte del equipo docente, bibliotecarios, bedeles y staff de la Facultad Regional Delta. Remarcamos la labor y compromiso de los docentes: Sergio Vena, Gianfranco Lippi y Ana Laura Grassi.*

*A todos/as ellos/as ¡GRACIAS!*

*Agustín, Ezequiel y Nicolás.*

# 1. Presentación y resumen

---

## 1.1. Descripción de la Propuesta – Tema de Investigación

El aumento de la potencia eléctrica instalada en la región patagónica a 3000 MW, según el Plan Energético Nacional vigente y estudios relacionados, contempla la incorporación de nuevas centrales eléctricas del tipo térmicas, hidráulicas y eólicas. Es relevante analizar las posibilidades de transmisión de dicha energía a las regiones centrales del país, planteando los extremos de la línea en las estaciones de Ezeiza (aproximadamente 1200 km de distancia). Entre ellas, encontramos la transmisión en corriente continua a extra alta tensión (600 kV), modalidad que se ha ido afirmando en los últimos años en países desarrollados como EEUU, China y Rusia debido a las ventajas técnicas y ambientales que presenta en distancias de transmisión mayores a 1000 km.

El disparador inicial para orientar nuestro proyecto final a temas de transmisión de potencia en corriente continua fue el interés por las posibles ventajas de ésta sobre la clásica transmisión en corriente alterna. Dicho interés derivó inequívocamente, en varios interrogantes, se resumen:

- ¿Cuál es el valor de la potencia eléctrica instalada en la región Patagónica y la prevista para el año 2030?
- ¿Qué tecnología es necesaria para establecer y operar eficazmente un sistema de transmisión de corriente continua en alta tensión conectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)?
- ¿Y en este caso, CAMMESA tiene desarrollado qué se necesita a nivel procedimientos?
- ¿Qué componentes conforman las estaciones convertoras de los sistemas de transmisión en corriente continua en alta tensión?
- ¿Qué tipos de topologías para la transmisión en corriente continua en alta tensión existen y en qué se diferencian?
- ¿Qué casos de igual envergadura existen en el mundo?

Finalmente, los interrogantes anteriores concluyeron en la decisión de estudiar el aumento de potencia en la región Patagónica, la ubicación de los extremos de la línea, el nivel de tensión y el grado de avance de las tecnologías, a nivel mundial, de los sistemas HVDC (High Voltage Direct Current). Asimismo, se propondrá qué tipo de tecnología es la que mejor se corresponde con las características estudiadas basándonos en un análisis técnico.

Será menester tener en cuenta el estudio de la UTN BA aún en desarrollo, el cual hace foco en la línea HVDC de 3000 MW en el Corredor Patagónico.

Otra inquietud para esclarecer en este proyecto radica en la factibilidad económica de la implementación de dicho tipo de transmisión, teniendo en cuenta el costo de inversión que representa el convertor y el ahorro que representa una línea HVDC en grandes distancias.

## 1.2. Justificación inicial

Si bien la Argentina posee recursos naturales en abundancia, generalmente los sitios donde se sitúan las centrales generadoras de energía eléctrica no son cercanos a los puntos de mayor demanda. Es por ello que las líneas de transmisión de este tipo de energía resultan ser extensas. En este punto encontramos la primera necesidad de mejorar u optimizar el transporte ya que, en nuestro país, el transporte de energía eléctrica se realiza en su totalidad en corriente alterna.

En el caso que se opte por el transporte en corriente continua desde futuros centros de generación aislados como los de la Patagonia, es inevitable la implementación de sistemas de conversión CC/CA. Actualmente, la interconexión de sistemas eléctricos con Brasil se realiza mediante una conexión Back-To-Back. Esto implica dos estaciones convertoras, pero la inexistencia de una línea de transmisión HVDC.

Nuestro proyecto consiste en presentar una problemática, las posibles soluciones con la tecnología disponible en la actualidad y, por último, el desarrollo sobre la propuesta elegida. Asumimos los desafíos que este desarrollo conlleva, tales como la electrónica de potencia con altas tensiones y alta potencia, el tipo de tecnología del sistema de control de una estación convertora y la refrigeración de los sistemas electrónicos, entre otros.

El fin de dicho estudio es aportar al desarrollo de sistemas de corriente continua en altas tensiones en Argentina, considerando que los existentes a la fecha se enfocan en otros temas como corredores, líneas de transmisión, diseño de aisladores, etc. Esto representa un desafío y es un motivante para llevar a cabo nuestra investigación.

## 1.3. Alcance y Objetivos

- Analizar el estado actual del SADI y la potencia eléctrica en la región Patagónica.
- Analizar el Plan Energético Nacional vigente y los proyectos en curso de cara a la potencia instalada al año 2030 en la región Patagónica.
- Analizar la teoría del funcionamiento, diferencias, ventajas e inconvenientes entre los sistemas HVDC y HVAC.
- Estudiar las configuraciones, tipos de conexiones, componentes y tecnología de los convertidores CC/CA.
- Seleccionar la tecnología a implementar, según criterios utilizados a nivel mundial en proyectos similares y los requerimientos de transmisión del corredor patagónico.
- Definir los componentes necesarios para la operación del convertidor, el lugar físico de emplazamiento y los servicios auxiliares necesarios.
- Estudiar el problema que generan los armónicos en sistemas HVDC y sus posibles soluciones.
- Llevar a cabo un estudio económico de factibilidad de proyecto.



## 1.4. Aproximación metodológica

Nuestra investigación será en su mayoría un estudio teórico, con definiciones técnicas a base de cálculos de ingeniería sobre componentes de las estaciones convertoras. Se buscará información y se estudiarán en profundidad los temas técnicos a desarrollar, apoyándonos en bibliografía y papers relacionados con casos implementados o de desarrollo internacionales y nacionales, normas internacionales y consultas a profesionales de nuestra facultad y proveedores de equipos. Se recurrirá a internet para obtener datos y artículos complementarios acerca del estado actual en materia de líneas de alta tensión en corriente continua, más específicamente componentes electrónicos de potencia utilizados en los convertidores.

## 1.5. Recursos materiales e Infraestructura

- Norma AEA.
- Norma IEC.
- Documentos de CAMMESA.
- Documentos de CIGRÉ.
- Electrónica de Potencia – Muhammad H. Rashid.
- Papers ABB, IEEE, Siemens, ALSTOM.
- Estudios de UTN FRBA

## 2. Marco histórico

### 2.1. Comienzos de la Energía Eléctrica en el mundo

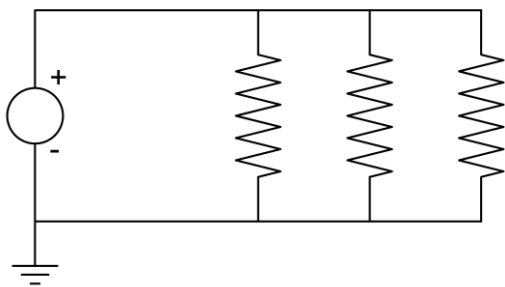
En un principio el suministro de energía eléctrica se hizo mediante corriente continua a baja tensión, utilizando el generador de corriente continua desarrollado en 1870 por Gramme, basado en la Ley de inducción de Faraday (Fig. 2-1).

Cabe destacar que inicialmente la carga estaba constituida casi en su totalidad por lámparas incandescentes de filamento de carbón. Entiéndase que la energía eléctrica fue un recurso aprovechado por pocas personas durante mucho tiempo.

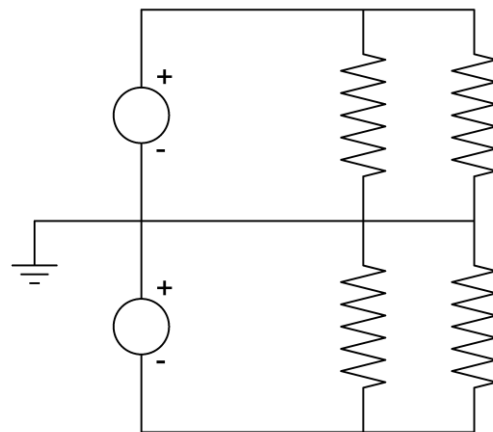


(Fig. 2-1) Michael Faraday

Los primeros sistemas de transmisión de energía eléctrica en CC, eran de dos hilos, a potencial constante (Fig. 2-2a). El aumento de la carga condujo a desarrollar el sistema de tres hilos (Fig. 2-2b).



(Fig. 2-2a) Sistema de dos hilos



(Fig. 2-2b) Sistema de tres hilos

La primera transmisión de energía eléctrica se realizó en 1882 en EE. UU., en corriente continua de baja tensión, a 110 V. También en ese año se instaló en Europa la primera línea a 2 kV y con una distancia de 50 km, entre Miesbach y Múnich en Alemania.

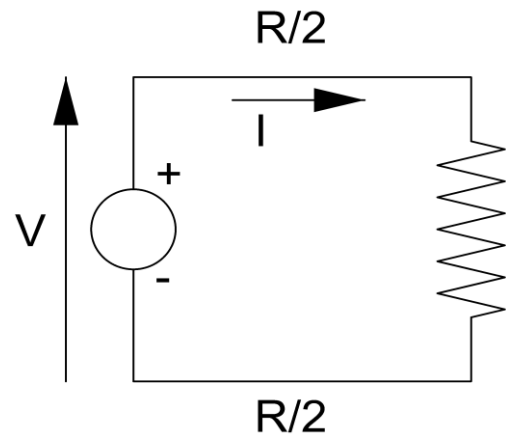
El uso de sistemas de corriente continua a baja tensión limitaba, por razones económicas, la distancia a que podía transmitirse la energía eléctrica con una regulación de voltaje aceptable. Al no existir forma de reducir la corriente en sistemas de CC, la solución fue colocar generadores para compensar la caída de tensión producida en la línea de transmisión. Haciéndolo, desde un punto de vista económico, costoso.

El ingreso de la energía eléctrica a las grandes ciudades y las ventajas que representaba su uso en los distintos hogares e industrias provocó un aumento de consumo. Esto representó una necesidad de cambio en la forma en que la misma se transmitía desde el lugar de generación hasta el lugar de consumo.

En este punto, se debió analizar cómo transportar la energía eléctrica generada, sin obtener pérdidas considerables.

Es fácil ver que, si la tensión de transmisión se hace  $n$  veces mayor, el peso del conductor necesario para transmitir una potencia dada, con unas pérdidas determinadas, se reduce  $n^2$  veces.

En efecto, considérese el sistema de corriente continua de dos hilos de la (Fig. 2-3):



(Fig. 2-3)

Si se aumenta la tensión de  $V$  a  $V_1 = nV$  manteniendo la potencia suministrada  $P = V \times I$ , constante, la corriente disminuye

$$I_1 = \frac{I}{n}$$

Puesto que las pérdidas por efecto Joule en los dos conductores de la línea se van a mantener al mismo valor:

$$I^2 \times R = I_1^2 \times R_1 = \frac{I^2}{n^2} R_1$$

$$R_1 = n^2 \times R$$

o sea, la resistencia eléctrica de los conductores, cuando se usa una tensión  $V_1 \times n$  veces mayor, puede ser  $n^2$  veces mayor que la que se tiene con una tensión  $V$ , para cumplir con la condición de que las pérdidas sean iguales.

Por lo tanto, la sección, el volumen y el peso del conductor son  $\frac{1}{n^2}$  veces menores.

Igualmente, si el criterio de comparación es que la caída de tensión en la línea represente el mismo porcentaje de la tensión entre hilos utilizada, puede mostrarse que la sección (y por lo tanto el peso de los conductores) puede reducirse  $n^2$  veces cuando la tensión entre hilos aumenta  $n$  veces.

En consecuencia, la caída de tensión en la línea, referida al voltaje entre hilos, está dada por las siguientes expresiones:

$$\frac{R \times I}{V} = \frac{R_1 I_1}{V_1} = \frac{R_1 \frac{I}{n}}{V_1 \times n} R_1 = n^2 \times R$$

## 2.2. Transmisión de la Energía Eléctrica a Alta Tensión

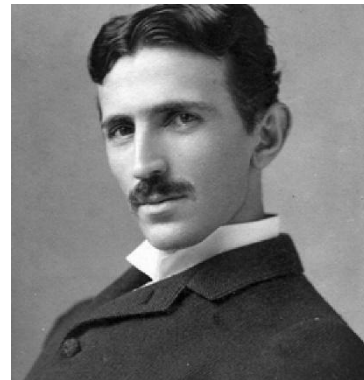
Se considera a Marcel Deprez como el precursor de la transmisión de energía eléctrica a alta tensión. En un informe presentado a la Academia de Ciencias de París, en 1881, enunció la tesis de que elevando la tensión se puede transmitir una energía eléctrica de cualquier potencia a una gran distancia, con pérdidas mínimas. Al año siguiente realizó el experimento de transmitir con corriente continua una potencia de 1,5 kW a una tensión de 2000 V, a una distancia de 57 km.

La transmisión con corriente continua a alta tensión tuvo algunas aplicaciones industriales limitadas, de las cuales la más importante fue el sistema Thury que consistía en conectar en serie varios generadores de corriente continua con excitación serie, funcionando a corriente constante, para obtener la tensión de transmisión requerida por la carga, que consistía en motores serie, conectados también en serie. Uno de estos sistemas funcionó en la región de Lyon (Francia) transmitiendo una corriente constante de 75 A, a una tensión variable con un máximo de 60.000 V.

Se concluye que en esa época la concepción de la energía eléctrica se resumía a la corriente continua. Esto contempla la generación, la transmisión, la distribución y el consumo. Además, para lograr pérdidas mínimas en la transmisión y disminuir el peso de los conductores, es necesario aumentar el nivel de tensión. La solución a esto fue colocar varios generadores de corriente continua en serie.

## 2.3. Descubrimiento de la Corriente Alterna

Con el descubrimiento de la corriente alterna, atribuida a Nikola Tesla (*Fig. 2-4*), las formas de uso y generación de la energía eléctrica cambiaron. Se logró demostrar que la máquina eléctrica elemental de corriente alterna era más simple y menos costosa de construir que su equivalente de corriente continua. Con lo que, el debate corriente continua versus corriente alterna llegó a denominarse “La Guerra de las Corrientes” en la década de 1880. Claro está que los apellidos que estaban detrás de cada logro eran Edison (corriente continua) y Tesla (corriente alterna).



*(Fig. 2-4) Nikola Tesla*

La disyuntiva no logró sanarse hasta la aparición de una de las máquinas que revolucionó la energía eléctrica a nivel mundial. Se aclara que “aparición” se utiliza como sinónimo de “aprovechamiento” ya que la máquina eléctrica en cuestión no es más ni menos que el transformador descubierto por Michael Faraday, a quien ya se hizo mención anteriormente. Para desgracia de Edison, el transformador funciona únicamente con un flujo variable en el tiempo, imposibilitando así el uso de esta máquina eléctrica en corriente continua con flujo constante.

El hecho de relacionar que:

- El generador de corriente alterna es más simple, económico y requiere menos mantenimiento que el de corriente continua;
- Para minimizar pérdidas en la transmisión se debe elevar la tensión (recordar que para elevar tensión en corriente continua se deben colocar varios generadores en serie y que en corriente alterna basta con colocar un transformador);
- El consumo comenzó a inclinarse hacia la corriente alterna, manteniendo en lugares específicos la corriente continua (la variación de velocidad de los motores de corriente alterna no es posible de lograr con la facilidad que se logra en corriente continua);

desencadenó un “triumfo” absoluto para Tesla y la corriente alterna.

El perfeccionamiento del generador de corriente alterna y del transformador permitieron generar y transportar electricidad de un modo más económico. Así, la corriente alterna de alta tensión se extendió globalmente, generando energía cada vez más lejos de los puntos de consumo e instalando largos tendidos aéreos con tensiones cada vez mayores.

## 2.4. Sistemas de Corriente Alterna

Si bien el principio de funcionamiento del transformador fue descubierto por Faraday, se le atribuye el invento del transformador a Gaulard y Gibbs en 1883. Como se mencionó, este desarrollo hizo posible la elevación eficiente y económica de la tensión utilizando sistemas de corriente alterna. Por esta razón, el sistema de corriente alterna para la generación y la transmisión desplazó al de corriente continua, permitiendo la transmisión de grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias.

Por otra parte, la superioridad del motor de corriente continua sobre el de corriente alterna para las aplicaciones de tracción, hizo que se hayan mantenido hasta la fecha sistemas de tracción de corriente continua, con tensiones de hasta 3000 V. Sin embargo, se prefiere hacer la alimentación con corriente alterna y realizar la conversión de alterna a continua.

Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos. En 1884 Gaulard realizó una transmisión de corriente alterna monofásica de 40 km de longitud en la región de Turín (Italia). En 1886 se puso en servicio en Estados Unidos un sistema de corriente alterna monofásica, usando transformadores con tensión primaria de 500 V y tensión secundaria 100 V. En 1887 entró en servicio un sistema de transmisión y distribución con corriente alterna en la ciudad de Lucerna (Suiza) y en 1886 en Londres.

En 1883 Tesla descubrió las corrientes polifásicas, en 1886 desarrolló un motor polifásico de inducción y en 1887 patentó en Estados Unidos un sistema de transmisión trifásico.

La primera línea de transmisión trifásica se construyó en 1891 en Alemania, con una longitud de 160 km y una tensión de 12.000 V.

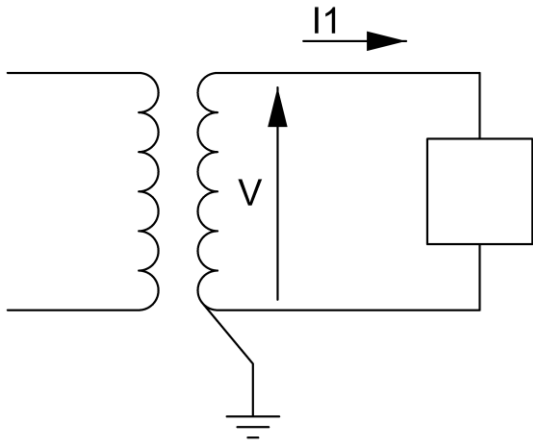
El sistema de corriente alterna trifásico se desarrolló rápidamente y es actualmente de empleo general, ya que presenta la ventaja de que la potencia total suministrada es constante siempre que el sistema trifásico sea equilibrado, mientras que en un sistema monofásico la potencia suministrada es pulsante. Además, para una misma potencia, un generador o un motor monofásico es más grande y por lo tanto más caro que el correspondiente trifásico.

Otros sistemas polifásicos han tenido un desarrollo limitado. Por ejemplo, en un sector de París se instaló un sistema de distribución llamado bifásico, pero que en realidad es un sistema de cuatro fases, con cuatro tensiones de la misma magnitud y desfasadas 90°. Las alimentaciones troncales están constituidas por cuatro hilos de fase y un neutro; los ramales, por dos hilos de fase, que corresponden a dos tensiones en oposición y un neutro. Se sustituyó por un sistema trifásico.

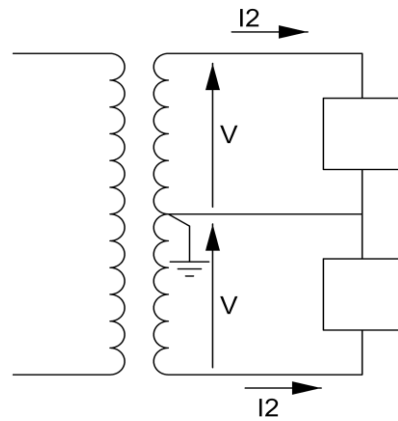
A continuación, se compara desde el punto de vista del costo de los conductores:

- Un sistema monofásico de dos hilos (*Fig. 2-5a*) con un sistema trifásico de tres hilos (*Fig. 2-6a*), y
- Un sistema monofásico de tres hilos (*Fig. 2-5b*) con un sistema trifásico de cuatro hilos (*Fig. 2-6b*),

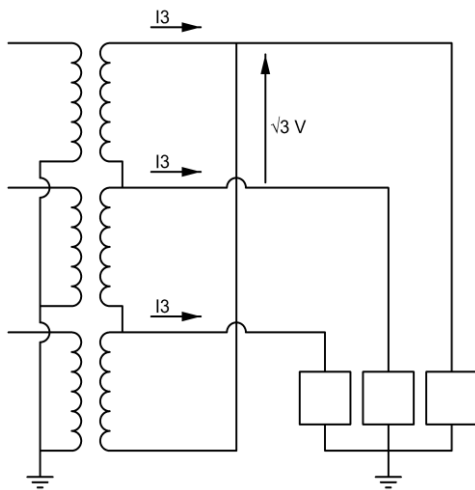
suponiendo que se transmite la misma potencia, con las mismas pérdidas, a la misma distancia y con la misma tensión a tierra; esta última condición determina el aislamiento en las líneas aéreas y en los cables monofásicos.



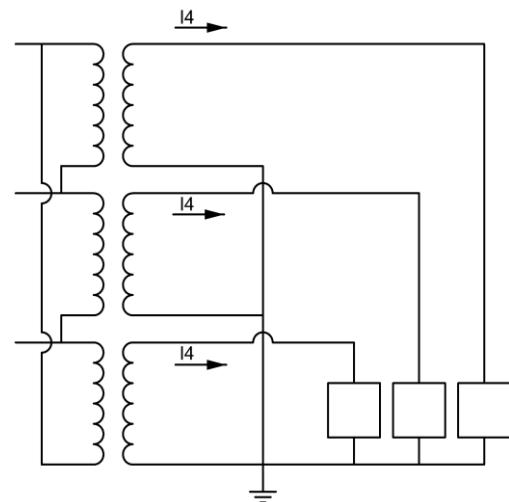
(Fig. 2-5a)



(Fig. 2-5b)



(Fig. 2-6a)



(Fig. 2-6b)

Llamamos:

$P$  = potencia real transmitida

$p$  = pérdidas por efecto Joule

$V$  = tensión a tierra

$I_1, I_2, I_3, I_4$  = corrientes que circulan por los conductores como se indica en las figuras

$R_1$  = resistencia de cada conductor, sistema de una fase, dos hilos

$R_2$  = resistencia de cada conductor, sistema de una fase, tres hilos

$R_3$  = resistencia de cada conductor, sistema de tres fases, tres hilos

$R_4$  = resistencia de cada conductor, sistema de tres fases, cuatro hilos

Se supone que la carga conectada está equilibrada y que el factor de potencia de las cargas es el mismo en todos los casos.

Para el caso del sistema monofásico de dos hilos:

$$P = V \times I_1 \times \cos\varphi$$

$$I_1 = \frac{P}{V \times \cos\varphi}$$

$$p = 2R_1 \times I_1^2$$

$$p = \frac{2R_1 P^2}{V^2 \cos^2\varphi}$$

Para el caso del sistema trifásico de tres hilos:

$$P = 3V \times I_1 \times \cos\varphi$$

$$I_1 = \frac{P}{3V \times \cos\varphi}$$

$$p = 2R_3 \times I_1^2$$

$$p = \frac{2R_3 P^2}{9V^2 \cos^2\varphi}$$

Igualando las pérdidas en los dos casos anteriores

$$p = p$$

$$\frac{2R_1 P^2}{V^2 \cos^2\varphi} = \frac{2R_3 P^2}{9V^2 \cos^2\varphi}$$

$$\frac{R_3}{R_1} = 6$$

Para la misma longitud y resistividad, el área de la sección recta de los conductores es inversamente proporcional a la resistencia y el peso y, por lo tanto, el costo de los conductores es directamente proporcional al área.

Si llamamos C1 al peso de cada conductor del sistema monofásico de dos hilos y C3 al peso de cada conductor del sistema de tres hilos:



$$\frac{C_3}{C_1} = \frac{1}{6}$$

y como en el primer caso hay dos conductores y en el segundo tres:

$$\frac{3C_3}{2C_1} = \frac{3}{2 \times 6} = \frac{1}{4}$$

o sea, el peso total de los conductores en sistemas trifásicos es la cuarta parte del peso de los conductores del sistema monofásico.

Se comparará ahora el costo de los conductores de un sistema monofásico de tres hilos con un sistema trifásico de cuatro hilos. Las secciones del tercer hilo del sistema monofásico y del cuarto hilo del sistema trifásico son, respectivamente, la mitad de la sección de los conductores de fase correspondientes.

Si las cargas están equilibradas no circulará ninguna corriente por los neutros.

Para el caso del sistema monofásico de tres hilos se tiene:

$$P = 2V \times I_1 \times \cos\varphi$$

$$I_2 = \frac{P}{2V \times \cos\varphi}$$

$$p = 2R_2 \times I_2^2$$

$$p = \frac{2R_2 P^2}{4V^2 \cos^2\varphi}$$

Para el caso del sistema trifásico de cuatro hilos, si no circula corriente por el neutro se tendrá la misma expresión para las pérdidas que la hallada para el sistema trifásico de tres hilos:

$$p = \frac{2R_3 P^2}{9V^2 \varphi}$$

Igualando las pérdidas en los dos casos y simplificando:

$$\frac{R_4}{R_2} = \frac{3}{2}$$

Si  $C_3$  es el peso de un conductor de fase del sistema monofásico de tres hilos y  $C_4$  el peso de un conductor de fase del sistema trifásico de 4 hilos:

$$\frac{C_4}{C_3} = \frac{2}{3}$$

Tomando en cuenta la existencia del conductor neutro en ambos sistemas, cuya sección es la mitad de la sección de los conductores de fase,

$$\frac{\text{Peso conductores 4 hilos}}{\text{Peso conductores 3 hilos}} = \frac{2 \times 3,5}{3 \times 2,5} = \frac{7}{7,5}$$

Es decir, el sistema trifásico de cuatro hilos resulta algo más económico desde el punto de vista de los conductores.

Tradicionalmente, se usan sistemas de corriente monofásicos únicamente en algunos sistemas de distribución. En todos los casos, estos sistemas monofásicos se alimentan desde sistemas trifásicos.

Por lo que hace a los sistemas trifásicos, se usan tres conductores siempre que el desequilibrio entre las potencias de las tres fases es pequeño, que es el caso de las aplicaciones de transmisión. En los sistemas de distribución se usa frecuentemente el cuarto hilo, especialmente en los circuitos de baja tensión.

En lo que refiere a la frecuencia eléctrica utilizada en los sistemas de corriente alterna, inicialmente se prefirieron frecuencias bajas para disminuir las reactancias inductivas de las líneas y por razones de diseño de los motores de inducción, lo que hizo que se extendiera el uso de la frecuencia de 25 Hz. Posteriormente se impuso el uso de frecuencias más elevadas, de 50 y 60 Hz debido a que una frecuencia mayor permite utilizar circuitos magnéticos de menor sección para una potencia, lo que da como resultado aparatos de menor tamaño y más baratos. Se destaca además la mayor seguridad que brinda un sistema de mayor frecuencia frente a los de baja frecuencia, una onda de 50 Hz cruza por cero cada 10 milisegundos mientras que una de 25 Hz cada 20 milisegundos.

A partir de la introducción de la transmisión con corriente alterna trifásica a fines del siglo XIX, la cantidad de energía transmitida, la longitud de las líneas y la tensión de transmisión han aumentado constantemente.

En 1896 se instaló una línea de 25 kV en Estados Unidos. En 1903 entró en servicio una línea de 60 kV entre la planta hidroeléctrica de Necaxa y México DF. En 1923 las tensiones de transmisión aumentaron a 220 V en Estados Unidos. En 1955 entró en servicio una línea de 735 kV en Canadá. En 1958 entró en servicio un sistema de 500 kV en la URSS.

Actualmente el sistema de transmisión de mayor tensión está ubicado en Bina Etawa, India y es de 1200 kV.

Conforme al aumento de la distancia, en las líneas de corriente alterna aparece el problema de la energía reactiva, que oscila entre las capacitancias y las inductancias de los sistemas.

Es aquí cuando se empieza a plantear de nuevo el transporte en corriente continua a alta tensión, que continuó desarrollándose de forma paralela, como posible sistema de transmisión de energía eléctrica, al no perder capacidad de transporte en largos recorridos.

## 2.5. Transmisión con Corriente Continua a alta tensión - HVDC

El principal inconveniente para la transmisión en corriente continua a alta tensión hasta el momento había sido la incapacidad de disponer de un sistema convertidor CA/CC y viceversa, fiable y económico.

La distribución en corriente continua se había desarrollado utilizando la tecnología existente en la época, como el diodo, el triodo y el tubo de vacío, desarrollados todos ellos a principios del siglo XX.

Poco después, se inició el desarrollo de las válvulas de arco de mercurio (también llamada válvula de vapor de mercurio), para los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica para altas tensiones y potencias, que ofreció durante mucho tiempo la línea más prometedora, desarrollándose válvulas de hasta 1000 V.

Durante la década de 1980 se ha desarrollado un sistema de transmisión con corriente continua a alta tensión. La energía eléctrica se genera con corriente alterna, la tensión se eleva mediante un transformador al valor necesario y se rectifica para realizar la transmisión con corriente continua; en el extremo receptor se sigue el proceso inverso. Este sistema se pudo llevar a cabo debido al perfeccionamiento de equipos rectificadores e inversores de alta tensión, basados en la ya mencionada válvula de arco de mercurio.

La primera instalación industrial de este tipo entró en servicio en Suecia en 1954, transmitiendo 20 MW a una distancia de 97 km a través de un cable submarino a una tensión de 100 kV.

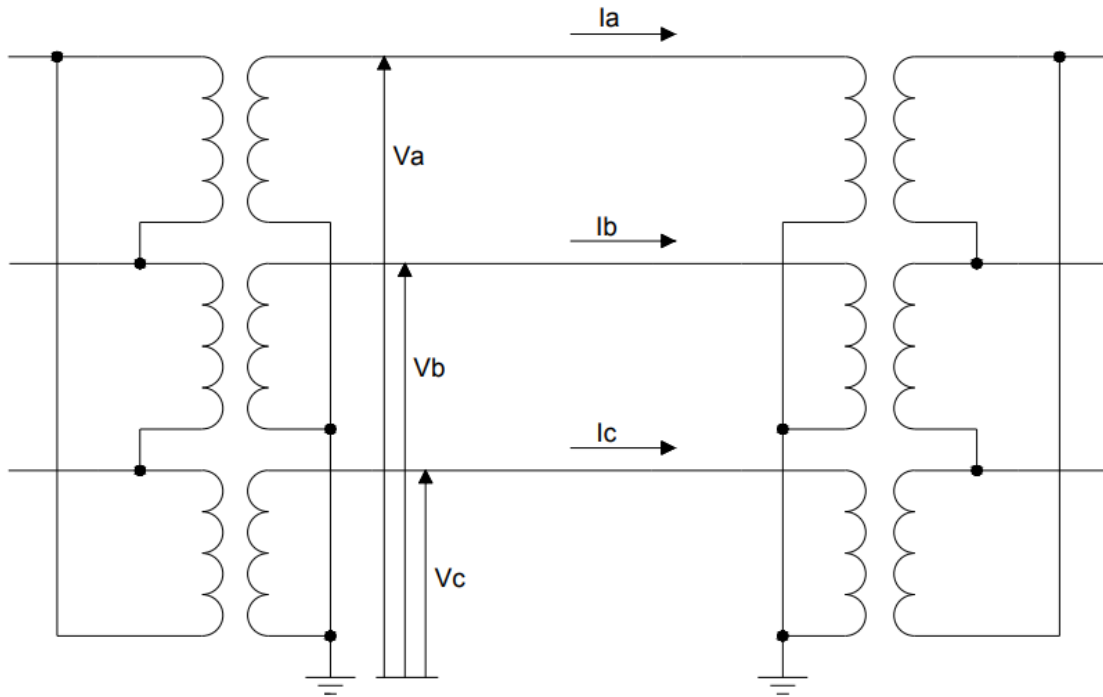
Actualmente la tecnología utilizada en estaciones conversoras de sistemas HVDC se basan en dos tecnologías: LCC (convencional - tiristores) o VSC (en desarrollo - transistores IGBT). En todos los casos, el sistema de corriente continua interconecta dos sistemas de corriente alterna. Esto representa una oportunidad para el tipo LCC ya que requieren una fuente de corriente alterna.

Se aclara que la tecnología VSC lleva una ventaja por sobre LCC en este punto, por no requerirla. En el transcurso del proyecto, se desarrollará.

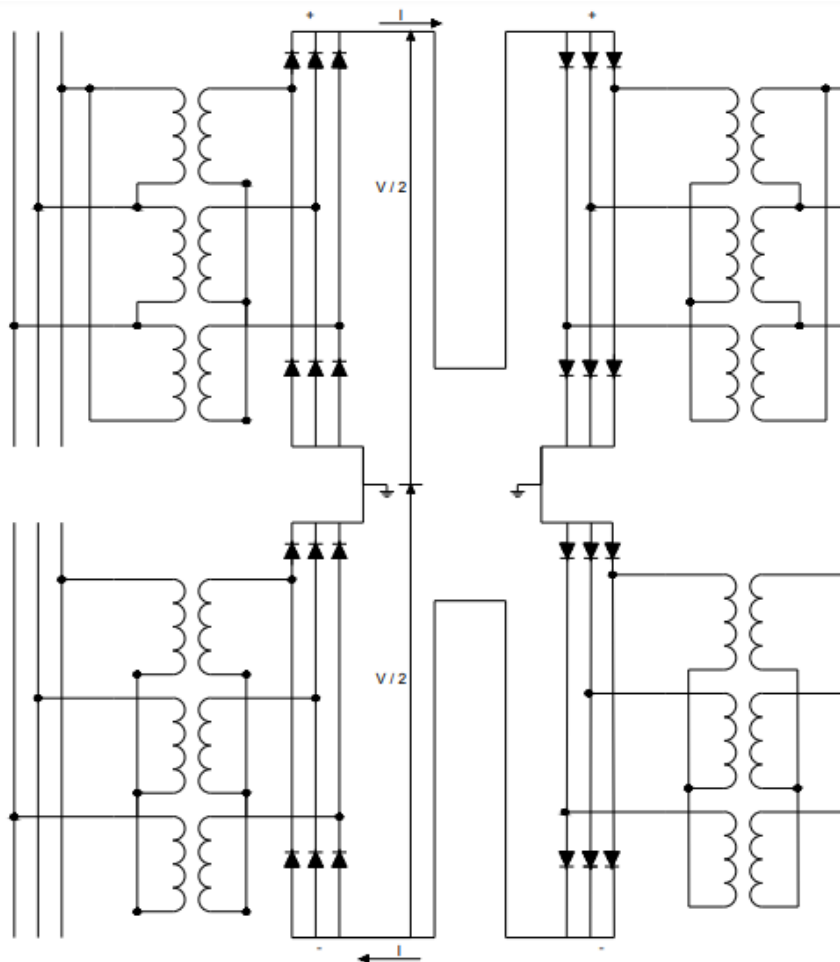
Los sistemas desarrollados permiten invertir el sentido de la transmisión, haciendo que la estación rectificadora funcione como inversora, y viceversa.

En el caso de las líneas de transmisión aérea, el interés que presenta la transmisión en corriente continua se debe a que, considerando únicamente la línea de transmisión (excluyendo los equipos terminales), resulta más barata que la de corriente alterna.

En efecto, se analizan los diagramas de la *(Fig. 2-7a)* y *(Fig. 2-7b)*



*(Fig. 2-7a) Transmisión con corriente alterna*



*(Fig. 2-7a) Transmisión con corriente continua*

Considérese que el sistema de transmisión de corriente continua transmite la misma potencia  $P$  que el de corriente alterna, con las mismas pérdidas  $p$  y la misma sección de conductores (dos conductores en el caso de corriente continua y tres conductores en el caso de corriente alterna).

La potencia del sistema de corriente alterna, suponiendo que el factor de potencia es igual a la unidad, está dada por la siguiente expresión:

$$P = 3V_a \times I_a$$

La potencia del sistema de corriente continua es:

$$P = V \times I$$

Las pérdidas en corriente alterna y corriente continua son, respectivamente:

$$P = 3 \times I_a^2 \times R$$

$$P = 2 \times I^2 \times R$$

Y como las pérdidas son iguales en ambos casos

$$p = p$$

$$3 \times I_a^2 \times R = 2I^2 \times R$$

$$I = \sqrt{\frac{3}{2}} I_a$$

Igualando las expresiones de las potencias:

$$3 \times V_a \times I_a = \sqrt{\frac{3}{2}} I_a \times V$$

$$V = \sqrt{6} V_a$$

Suponiendo que el nivel de aislamiento es proporcional al valor de pico de la tensión a tierra:

$$\frac{\text{Nivel de aislamiento C.C.}}{\text{Nivel de aislamiento C.A.}} = \frac{\left(\frac{V}{2}\right)}{V_a \sqrt{2}} = \frac{\left(\frac{\sqrt{6} V_a}{2}\right)}{V_a \times \sqrt{2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,87$$

Por lo tanto, el sistema de corriente continua para transmitir la misma potencia a la misma distancia, con las mismas pérdidas y sección de conductores que el sistema de corriente alterna, requiere únicamente dos conductores en vez de tres (el 67%) y una tensión a tierra cuya magnitud es el 87% del valor pico del sistema de corriente alterna, y, por lo tanto, el nivel de aislación necesita ser el 87% del sistema de corriente alterna.

Además, es evidente que el número de aisladores y las dimensiones de las estructuras de soporte se reducen para el caso de corriente continua.

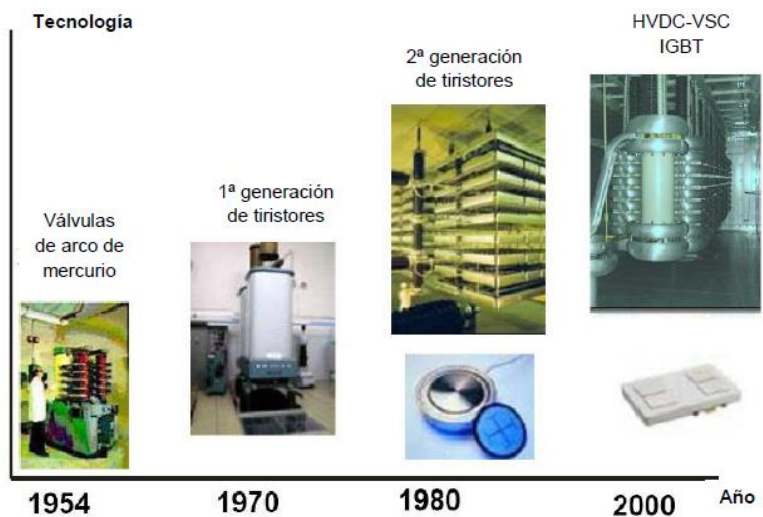
Para que la línea de corriente continua resulte más económica que la de alterna es necesario que el ahorro que se obtiene en la línea compense el costo de las instalaciones terminales de rectificación e inversión.

Se introduce el siguiente razonamiento, al ser el costo de una línea proporcional a su longitud, mientras más larga sea la distancia a que se requiere transmitir la energía eléctrica, mayor será el ahorro que se obtiene con líneas de corriente continua y existirá una longitud para la cual los costos de los dos sistemas, incluyendo las instalaciones terminales, serán iguales. Para longitudes mayores, el costo de la transmisión con corriente continua será menor que el de la transmisión con corriente alterna.

Según la bibliografía, y con eso el año de publicación, dicha longitud varía entre los 600 km y 1000 km. Claro está que a medida que la tecnología avanza, el costo de producción de las estaciones inversoras y convertoras disminuye, y con ello la longitud que iguala las inversiones será menor.

Se menciona que uno de los objetivos del presente proyecto es llevar a cabo un breve estudio económico de factibilidad. Con lo que este interrogante dará lugar a investigar el estado actual de la tecnología y sus costos.

Finalmente, se describe de manera introductoria el avance de la tecnología implementada para las estaciones terminales de las líneas HVDC. Desde las válvulas de arco de mercurio a las, todavía en desarrollo, VSC. En la (Fig. 2-8), se resume la evolución de la tecnología utilizada en las terminales convertidoras.



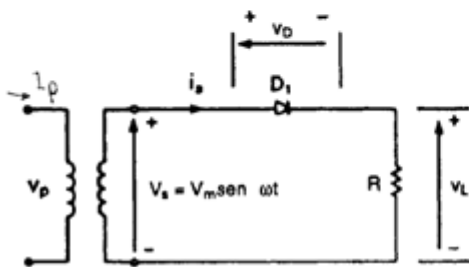
(Fig. 2-8) Evolución de la tecnología HVDC

### 3. Electrónica de Potencia

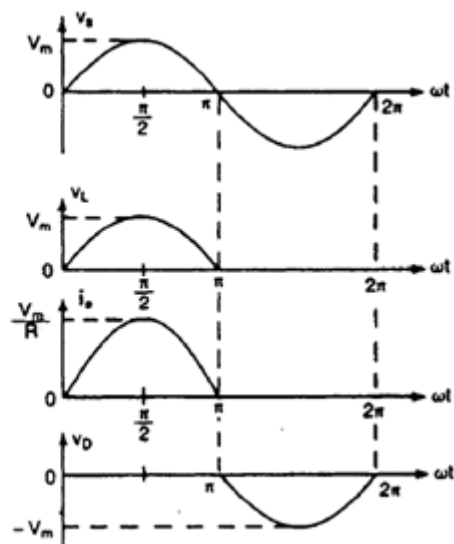
A modo de introducción a la electrónica de potencia, se realiza el detalle sobre el principio de funcionamiento de los principales componentes de las estaciones convertoras y rectificadoras de los sistemas HVDC.

#### 3.1. Rectificador Monofásico Media Onda y Onda Completa

Un rectificador es un circuito que convierte una señal de corriente alterna en una señal unidireccional. Los diodos se usan extensamente en los rectificadores. Un rectificador monofásico de media onda es el tipo más sencillo, pero no se utiliza normalmente en aplicaciones industriales. Sin embargo, resulta útil para comprender su principio de operación. En la (Fig. 3-1a) aparece el diagrama de circuito con una carga resistiva. Durante el medio ciclo positivo de la tensión de entrada ( $V_s$ ), el diodo D1 conduce y la tensión de entrada aparece a través de la carga.



(Fig. 3-1a) Diagrama de circuito



(Fig. 3-1b) Formas de onda

(Fig. 3-1) Rectificador monofásico de media onda

Durante el medio ciclo negativo de la tensión de entrada, el diodo está en condición de bloqueo o polarizado a la inversa y la tensión de salida es cero. Las formas de onda para la tensión de entrada y salida se muestran en la (Fig. 3-1b).

Como es fácil de notar, la tensión de salida es discontinua y contiene armónicos. Se entiende que el proceso de rectificación debe proporcionar una salida de corriente continua con un contenido mínimo de armónicos. Al mismo tiempo deberá mantener la corriente de entrada en fase con la tensión de entrada tanto como sea posible. El rendimiento de los rectificadores requiere de la determinación del contenido armónico de la corriente de entrada, de la tensión de salida y de la corriente de salida.



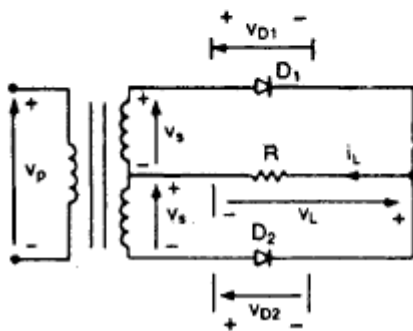
La primera mejora al rectificador monofásico de medio pulso es el rectificador monofásico de onda completa. En la (Fig. 3-2a) aparece un rectificador de este tipo con un transformador de derivación central. Cada mitad del transformador con un diodo asociado actúa como si fuera un rectificador de media onda. La salida de un rectificador de onda completa se ve en la (Fig. 3-2b).

La tensión media de salida es:

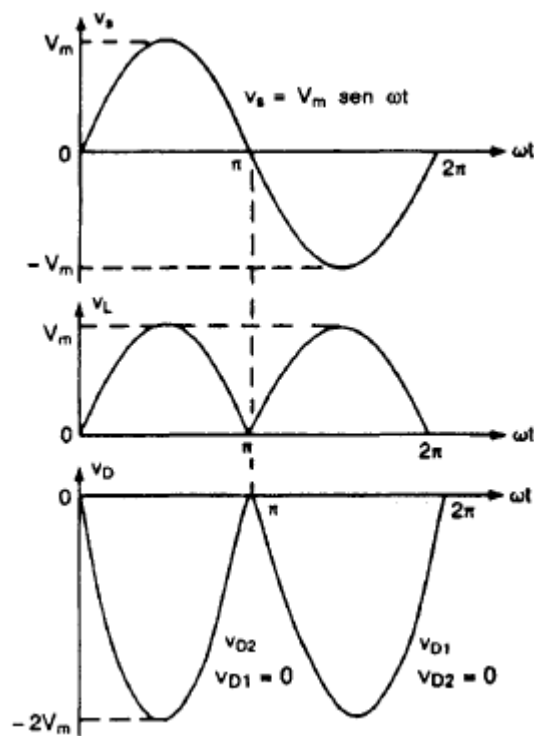
$$V_{cd} = \frac{2}{T} \int_0^{T/2} V_m \text{sen}(\omega t) dt$$

$$V_{cd} = \frac{2V_m}{\pi}$$

$$V_{cd} = 0,6366 \times V_m$$



(Fig. 3-2a) Diagrama de circuito

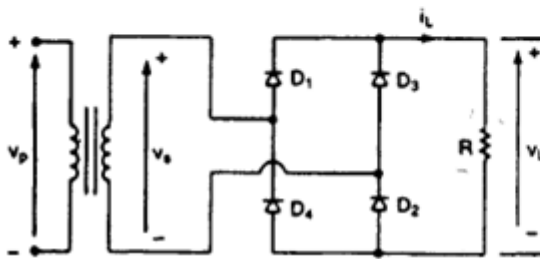


(Fig. 3-2b) Formas de onda

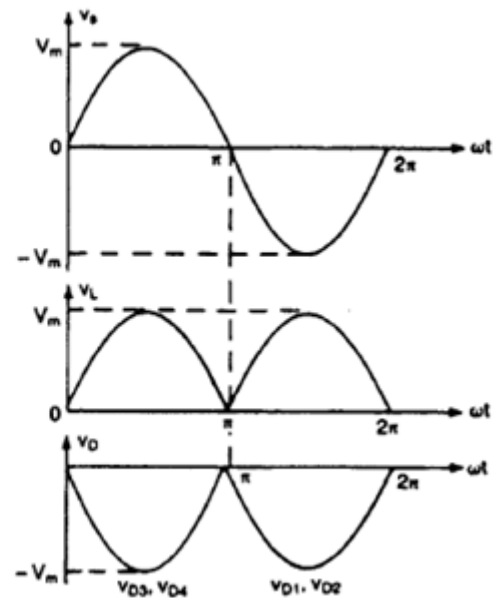
(Fig. 3-2) Rectificador de onda completa con transformador con derivación central

Si en lugar de utilizar un transformador con derivación central, se emplean 4 diodos, como se muestra en la (Fig. 3-3a), se demuestra que, durante el semiciclo positivo de la tensión de entrada, se suministra potencia a la carga a través de los diodos D1 y D2. Y que, durante el semiciclo negativo de la tensión de entrada, se suministra potencia a la carga a través de los diodos D3 y D4.

Este circuito se lo conoce como puente rectificador y es de uso común en diversas aplicaciones. Las formas de onda se observan en la (Fig. 3-3b).



(Fig. 3-3a) Diagrama de circuito



(Fig. 3-3b) Formas de onda

(Fig. 3-3) Rectificador puente de onda completa

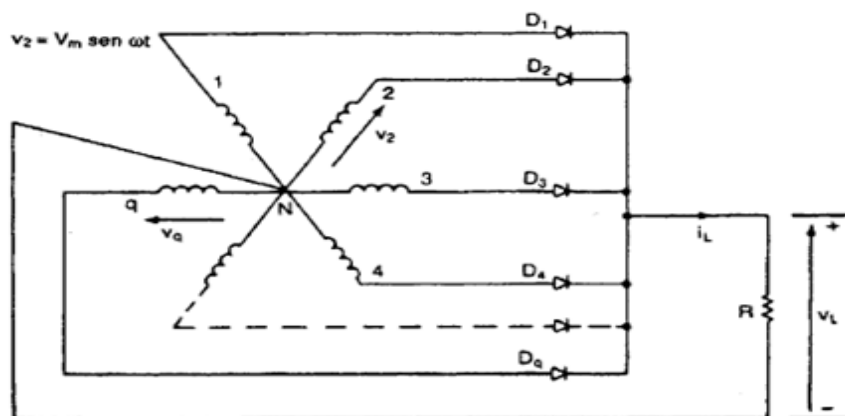
### 3.2. Rectificador Multifase en Estrella

Se mostró anteriormente que la tensión de salida que podría obtenerse de los rectificadores de onda completa monofásicos es del 63% del valor máximo. Estos rectificadores se utilizan en aplicaciones hasta un nivel de potencia de 15 kW. Para salidas de potencia mayores, se utilizan los rectificadores trifásicos y multifásicos.

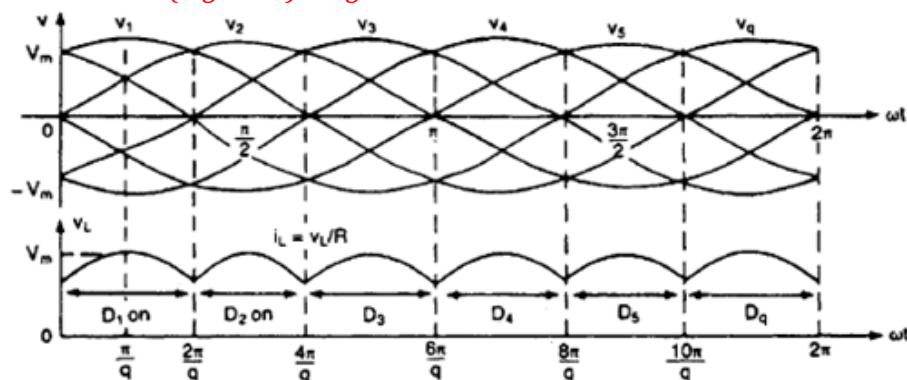
Cabe mencionar que además de la mayor salida de potencia de los rectificadores multifase, en estos circuitos, también aumenta la frecuencia fundamental de las armónicas y resulta “q” veces la frecuencia de la fuente (qf). A este tipo de rectificadores se los conoce como rectificador estrella.

Se retoma la (Fig. 3-2a) y se realiza el análisis circuital de extender dicho rectificador a varias fases mediante un bobinado multifase en el secundario del transformador, tal como se muestra en la (Fig. 3-4a). Este circuito se puede considerar como “q” rectificadores monofásicos de media onda, con el diodo de orden k conduciendo durante el período cuando la tensión de la fase k sea mayor que la de las demás fases. Se deduce que el período de conducción de cada diodo es  $2\pi/q$ .

De la (Fig. 3-4b) se puede notar que la corriente que fluye a través del bobinado secundario es unidireccional y contiene una componente de corriente continua. Solo el bobinado secundario lleva corriente en un momento determinado y, como resultado, el primario debe estar conectado en triángulo, a fin de eliminar la componente de corriente continua del lado de la entrada del transformador. Esto minimiza el contenido armónico de la corriente de línea primaria.



(Fig. 3-4a) Diagrama de circuito

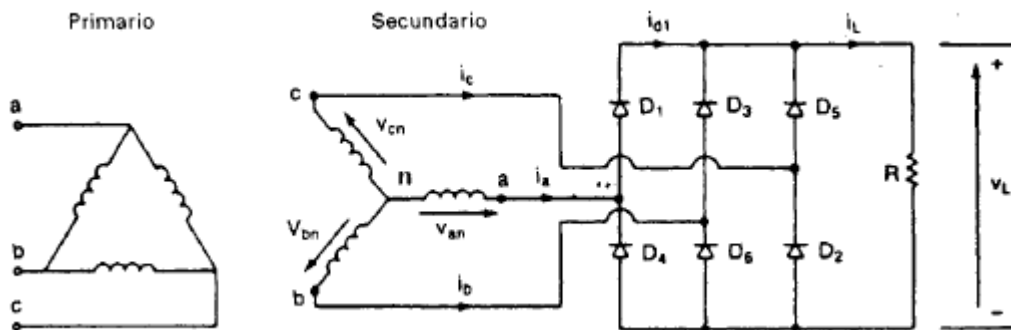


(Fig. 3-4b) Formas de onda

(Fig. 3-4) Rectificador multifase

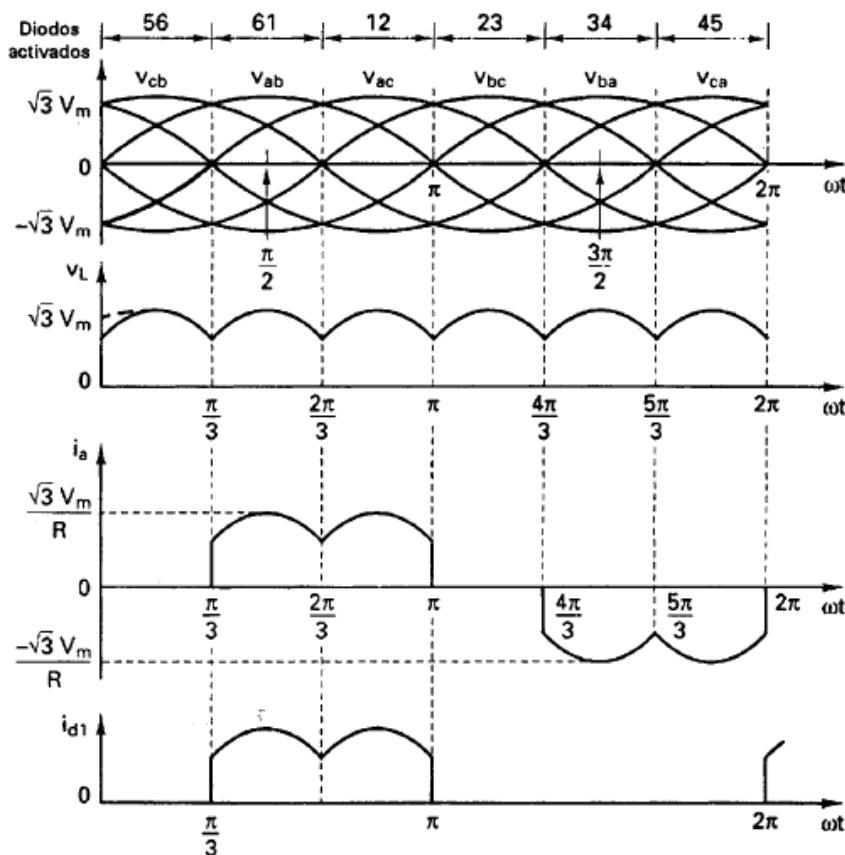
### 3.3. Rectificador Trifásico en Puente

Un rectificador trifásico en puente como el que se muestra en la (Fig. 3-5) es de uso común en aplicaciones de alta energía. Puede operar con o sin transformador y genera componentes ondulatorias de seis pulsos en la tensión de salida. Los diodos están enumerados en orden de secuencia de conducción, cada uno de ellos conduce durante  $120^\circ$ .



(Fig. 3-5) Rectificador puente trifásico

La secuencia de la conducción de los diodos es 12, 23, 34, 45, 56 y 61. El par de diodos conectados entre el par de líneas de alimentación que tengan la diferencia de potencial instantáneo más alto de línea a línea, serán los que conduzcan. Las formas de ondas y los tiempos de conducción de los diodos se ven en la (Fig. 3-6).



(Fig. 3-6) Formas de onda y tiempos de conducción de los diodos

### 3.4. Rectificadores y Convertidores Controlados

Anteriormente, se vio que los diodos rectificadores solo suministran una tensión de salida fija. Para obtener tensiones de salida controladas, se utilizan tiristores de control de fase en vez de diodos. Es posible modificar la tensión de salida de los rectificadores a tiristores, controlando el ángulo de disparo de estos. Un tiristor de control de fase se activa aplicándole un pulso corto a su compuerta (gate) y se desactiva debido a la conmutación natural o de línea; en el caso de una carga altamente inductiva, se desactiva mediante el disparo de otro tiristor del rectificador durante el semiciclo negativo de la tensión de entrada.

Estos rectificadores controlados por fase son sencillos y menos costosos y, en general, su eficiencia es superior al 95%. Dado que estos rectificadores controlados convierten corriente alterna en corriente continua, se conocen también como convertidores.

Dependiendo de la fuente de alimentación, los convertidores de control de fase se pueden clasificar en dos tipos: (1) convertidores monofásicos y (2) convertidores trifásicos. Cada tipo se puede subdividir en (a) semiconvertidor, (b) convertidor completo y (c) convertidor dual).

Un semiconvertidor es un convertidor de un cuadrante, y tiene una misma polaridad de tensión y de corriente de salida.

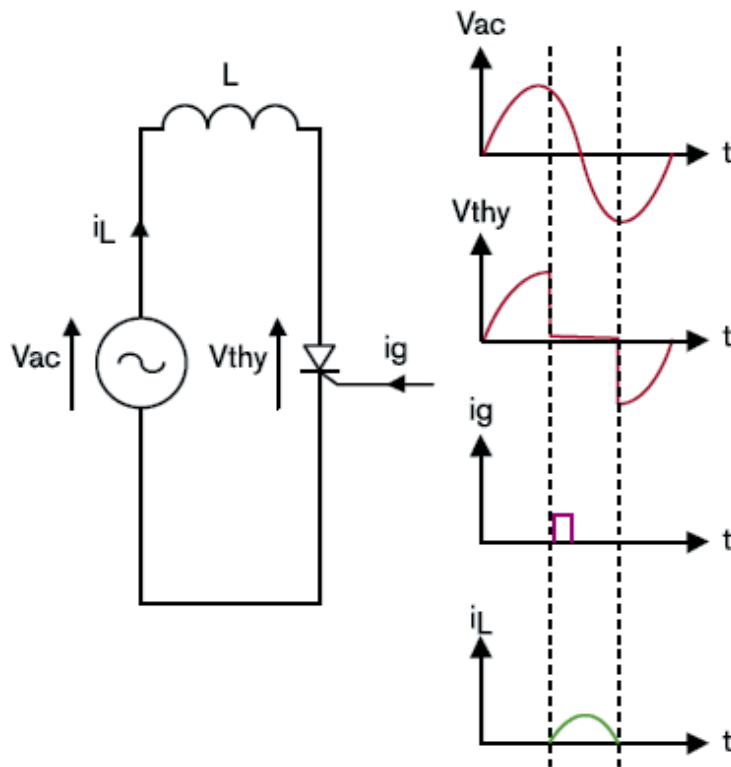
Un convertidor completo es un convertidor de dos cuadrantes, la polaridad de su tensión de salida puede ser positiva o negativa.

Un convertidor dual puede operar en cuatro cuadrantes, y tanto su tensión como su corriente de salida pueden ser positivos o negativos.

En algunas aplicaciones, los convertidores se conectan en serie, a fin de operar tensiones más altas y para mejorar el factor de potencia de entrada.

Para analizar su rendimiento, se puede realizar una simplificación, suponiendo que la inductancia de carga es lo suficientemente alta como para que la corriente de carga se considere continua y tenga una componente ondulatoria despreciable.

Se detalla a continuación un breve esquema sobre el funcionamiento de un tiristor:



Durante el semiciclo positivo de la tensión de entrada, el ánodo del tiristor es positivo con respecto al cátodo, por lo que se dice que el tiristor tiene polarización directa. Cuando el tiristor se dispara, activándose la señal del gate, el tiristor conduce corriente  $i_L$ . Si la tensión de entrada comienza a hacerse negativa el ánodo del tiristor es negativo con respecto al cátodo y se dice que el tiristor tiene polarización inversa, por lo que se desactiva. El tiempo desde que la tensión de entrada comienza a hacerse positiva hasta que se da el pulso al gate del tiristor, se llama ángulo de retraso o ángulo de disparo.

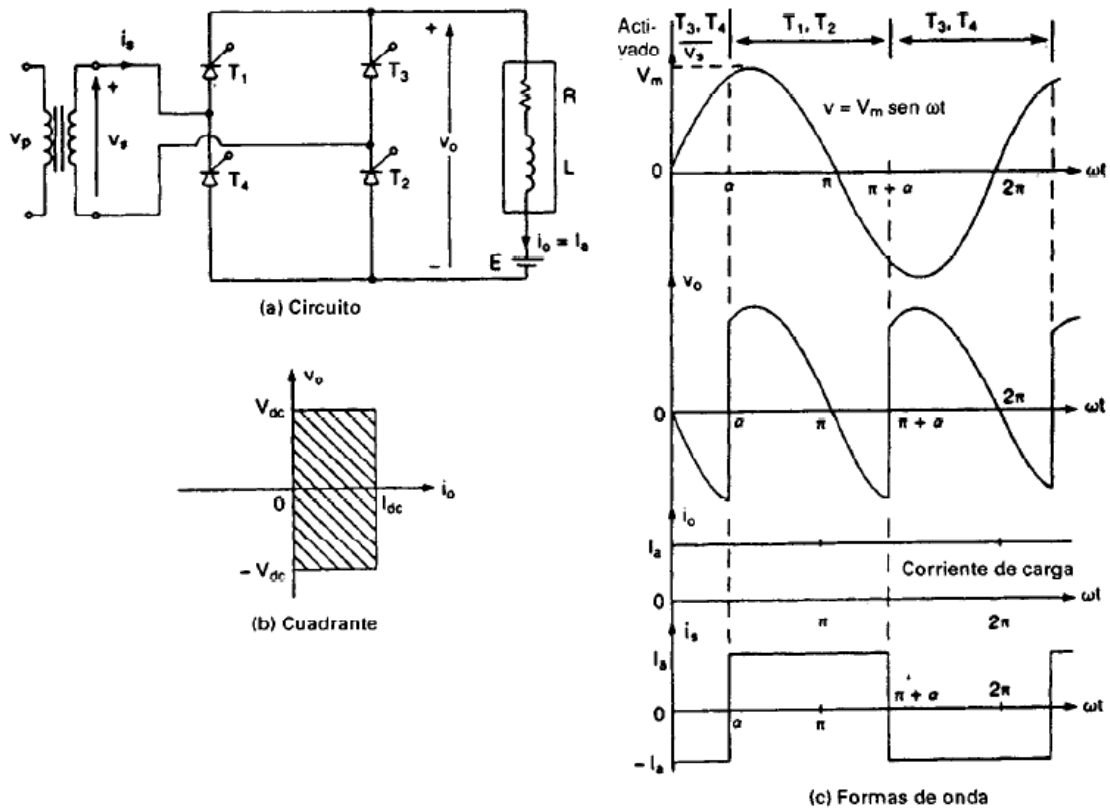
(Fig. 3-7) Convertidor monofásico

Es importante aclarar que por más que el pulso del gate desaparezca, el tiristor continuará conduciendo si el mismo está polarizado en directa. Dejará de hacerlo cuando el tiristor esté polarizado en inversa, es decir, que la corriente intente fluir en sentido contrario.

Como se indica en la (Fig. 3-7) la corriente  $i_L$  circulará luego de recibir el pulso proveniente de  $i_g$  siempre y cuando la tensión se encuentre positiva. En este caso, al ser un circuito inductivo, se entiende que la corriente atrasará a la tensión  $90^\circ$ .

### 3.5. Convertidores Monofásicos Completos

En la (Fig. 3-8) se muestra el circuito de un convertidor monofásico completo con una carga altamente inductiva, de tal forma que la corriente de carga es continua y libre de componentes ondulatorias (armónicos).



(Fig. 3-8) Convertidor monofásico completo

Durante el semiciclo positivo, los tiristores T1 y T2 tienen polarización directa, cuando en  $\omega t = \alpha$  estos dos tiristores se disparan simultáneamente, la carga se conecta a la alimentación de entrada a través de T1 y T2. Debido a la carga inductiva, los tiristores T1 y T2 seguirán conduciendo más allá de  $\omega t = \pi$  aun cuando la tensión de entrada sea negativa.

Durante el semiciclo negativo de la tensión de entrada, los tiristores T3 y T4 tienen una polarización directa, el disparo de estos tendrán el efecto de polarizar indirectamente los tiristores T1 y T2. Debido a la conmutación de la línea, T1 y T2 se desactivarán y la corriente de carga será transferida de T1 y T2 a T3 y T4.

Durante el período que va desde  $\alpha$  hasta  $\pi$ , la tensión de entrada  $v_s$  y la corriente de entrada  $i_s$  son positivas, la potencia fluye de la alimentación a la carga. Se dice que el convertidor se opera en modo de rectificación.

Durante el período que va desde  $\pi$  hasta  $\pi + \alpha$ , la tensión de entrada es negativa y la corriente de entrada  $i_s$  es positiva, existiendo un flujo inverso de potencia, de la carga hacia la alimentación. Se dice que el convertidor se opera en modo de inversión. Dependiendo del valor del ángulo de disparo  $\alpha$ , la tensión de salida puede resultar positiva o negativa, permitiendo la operación en dos cuadrantes.

### 3.6. Convertidores Trifásicos de Media Onda

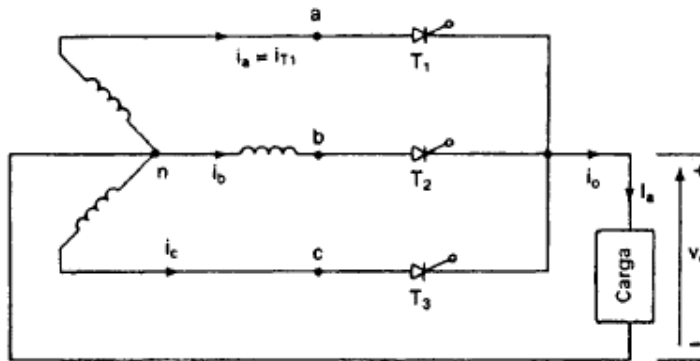
Los convertidores trifásicos suministran una tensión de salida más elevada, y además la frecuencia de las componentes ondulatorias de la tensión de salida es mayor en comparación con los convertidores monofásicos. Como consecuencia, los requisitos de filtrado para suavizar la corriente y la tensión de carga son más sencillos. Retomando el circuito de la (Fig. 3-7) se puede entender al convertidor trifásico de media onda como la conexión de 3 convertidores monofásicos de media onda.

La conexión de un convertidor trifásico de media onda se muestra, más adelante, en la (Fig. 3-9).

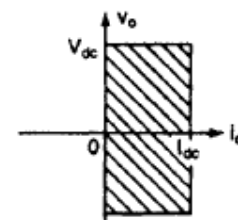
Cuando el tiristor  $T_1$  se dispara en  $wt = \frac{\pi}{6} + \alpha$ , la tensión de fase  $V_{an}$  aparece a través de la carga, en tanto no sea disparado el tiristor  $T_2$  en  $wt = \frac{5\pi}{6} + \alpha$ . Cuando el tiristor  $T_2$  es disparado, el tiristor  $T_1$  queda con polarización inversa, dado que la tensión de línea  $V_{ab}$  es negativa y entonces  $T_1$  se desactiva. La tensión de fase  $V_{bn}$  aparece a través de la carga hasta que el tiristor  $T_3$  se dispara en  $wt = \frac{3\pi}{2} + \alpha$ . Al dispararse  $T_3$ ,  $T_2$  se desactiva y  $V_{cn}$  aparece a través de la carga hasta que  $T_1$  se vuelve a disparar al iniciar el siguiente ciclo.

La (Fig. 3-9b) muestra características tensión-corriente de la carga y este es un convertidor de dos cuadrantes. La (Fig. 3-9c) muestra las tensiones de entrada, la tensión de salida y la corriente a través del tiristor  $T_1$  en el caso de una carga altamente inductiva. En el caso de una carga resistiva y  $\alpha > \frac{\pi}{6}$ , la corriente de carga sería discontinua y cada tiristor se autoconmutaría, al invertirse la polaridad de su tensión de fase.

La frecuencia de la tensión de la componente ondulatoria de salida es  $3f_s$ . Normalmente no se utiliza en sistemas prácticos este convertidor, porque las componentes de alimentación contienen componentes de corriente continua.

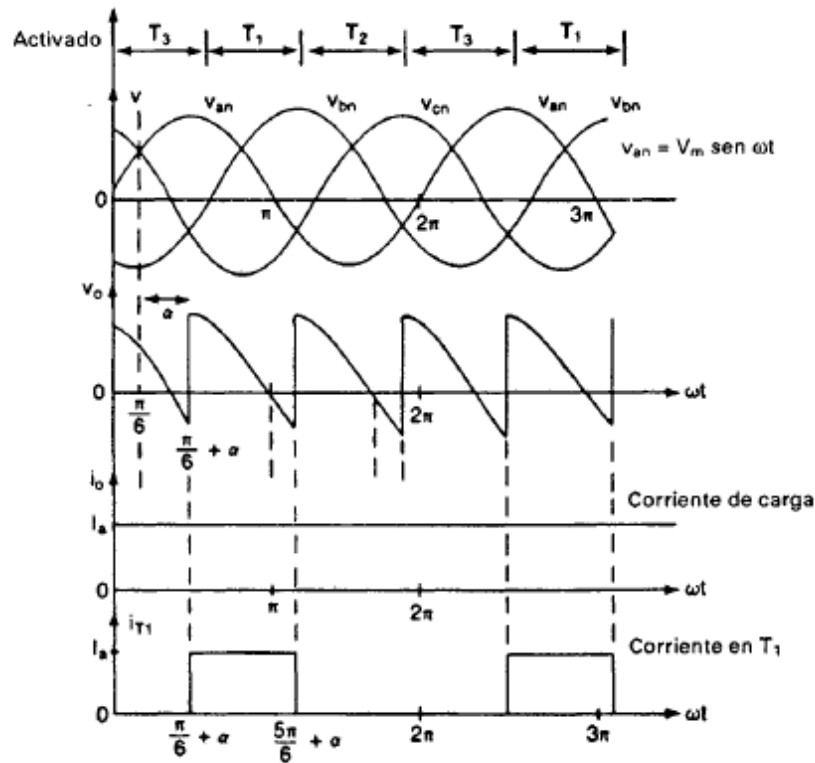


(Fig. 3-9a) Circuito



(Fig. 3-9b) Cuadrante





(Fig. 3-9c) Para cargas inductivas

(Fig. 3-9) Convertidor trifásico de media onda

Si la tensión de fase es  $V_{an} = V_m \text{sen}(\omega t)$ , la tensión media de salida para una corriente de carga continua es:

$$V_{cd} = \frac{3}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6} + \alpha}^{\frac{5\pi}{6} + \alpha} V_m \text{sen}(\omega t) d(\omega t)$$

$$V_{cd} = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} \times V_m \times \cos(\alpha)$$

Donde  $V_m$  es la tensión pico de fase. La máxima tensión media de salida, que ocurre en el ángulo de retraso,  $\alpha = 0$  es:

$$V_{dm} = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} \times V_m$$

Y la tensión media de salida normalizada es:

$$V_n = \frac{V_{cd}}{V_{dm}}$$

$$V_n = \cos(\alpha)$$

La tensión eficaz de salida (V rms) se determina a partir:

$$V_{rms} = \frac{3}{2\pi} \left[ \int_{\frac{\pi}{6}+\alpha}^{\frac{5\pi}{6}+\alpha} V_m^2 \times (\text{sen}(wt))^2 d(wt) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$V_{rms} = \sqrt{3} V_m \left( \frac{1}{6} + \frac{\sqrt{3}}{8\pi} \cos(2\alpha) \right)^{\frac{1}{2}}$$

En caso de una carga resistiva y de  $\alpha \geq \frac{\pi}{6}$ :

$$V_{cd} = \frac{3}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}+\alpha}^{\pi} V_m \text{sen}(wt) d(wt)$$

$$V_{cd} = \frac{3V_m}{2\pi} \left[ 1 + \cos\left(\frac{\pi}{6} + \alpha\right) \right]$$

$$V_n = \frac{V_{cd}}{V_{dm}}$$

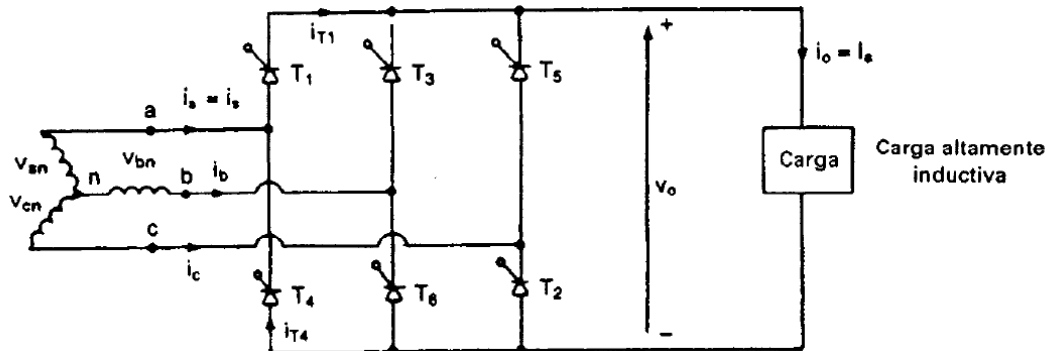
$$V_n = \frac{1}{\sqrt{3}} \left[ 1 + \cos\left(\frac{\pi}{6} + \alpha\right) \right]$$

$$V_{rms} = \left[ \frac{3}{2\pi} \int_{\frac{\pi}{6}+\alpha}^{\pi} V_m^2 \times (\text{sen}(wt))^2 d(wt) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$V_{rms} = \sqrt{3} V_m \left( \frac{5}{24} - \frac{\alpha}{4\pi} + \frac{1}{8\pi} \text{sen}\left(\frac{\pi}{3} + 2\alpha\right) \right)^{\frac{1}{2}}$$

### 3.7. Convertidores Trifásicos Completos

Los convertidores trifásicos se utilizan ampliamente en aplicaciones industriales hasta el nivel de 220 kW, en las que se requiere de una operación en dos cuadrantes. En la (Fig. 3-10) se muestra un circuito de convertidor completo, con una carga inductiva alta.

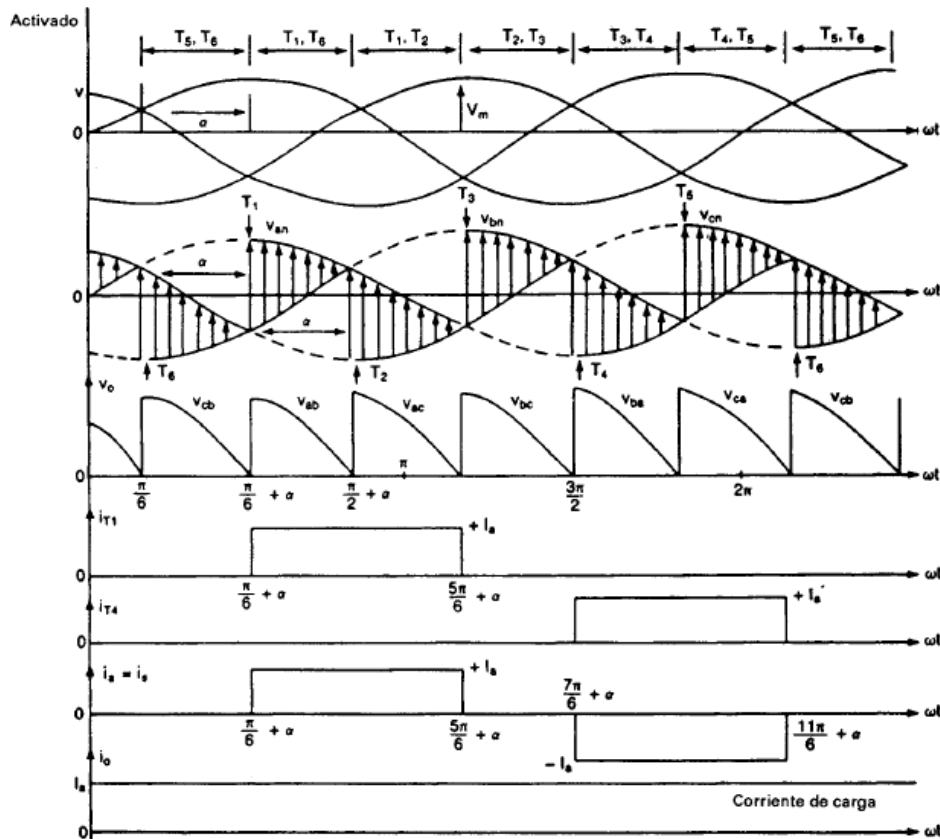


(Fig. 3-10a) Circuito

Este circuito se conoce como puente trifásico. Los tiristores se disparan a intervalos de  $\pi/3$ . La frecuencia de la tensión de la componente ondulatoria de salida es  $6f_s$  siendo la necesidad de filtraje menor que la de los convertidores trifásicos semi y de media onda. En  $wt = \frac{\pi}{6} + \alpha$ , el tiristor  $T_6$  ya conduce y el tiristor  $T_1$  se activa.

Durante el intervalo  $\frac{\pi}{6} + \alpha \leq wt \leq \frac{\pi}{2} + \alpha$  conducen los tiristores  $T_1$  y  $T_6$  y a través de la carga aparece la tensión de línea  $V_{ab}$ . En  $wt = \frac{\pi}{2} + \alpha$ , el tiristor  $T_2$  se dispara y el tiristor  $T_6$  de inmediato invierte su polaridad.  $T_6$  se desactiva debido a la conmutación natural. Durante el intervalo  $\frac{\pi}{2} + \alpha \leq wt \leq \frac{5\pi}{6} + \alpha$ , los tiristores  $T_1$  y  $T_2$  conducen y la tensión de línea  $V_{ca}$ , aparece a través de la carga. Si los tiristores se numeran tal y como se muestra en la (Fig. 3-10a) la secuencia de disparo es 12, 23, 34, 45, 56 y 61.

En la (Fig. 3-10b) aparecen las formas de onda para la tensión de entrada, para la tensión de salida, para la corriente de entrada y las corrientes a través de los tiristores.



(Fig. 3-10b) Formas de onda

(Fig. 3-10) Convertidor trifásico completo

Si las tensiones de línea a neutro se definen como:

$$U_{an} = V_m \text{sen}(wt)$$

$$U_{bn} = V_m \text{sen}\left(wt - \frac{2\pi}{3}\right)$$

$$U_{cn} = V_m \text{sen}\left(wt + \frac{2\pi}{3}\right)$$

Las tensiones de línea correspondientes son:

$$U_{ab} = U_{an} - U_{bn}$$

$$U_{ab} = \sqrt{3} V_m \text{sen}\left(wt + \frac{\pi}{6}\right)$$

$$U_{bc} = U_{bn} - U_{cn}$$

$$U_{bc} = \sqrt{3} V_m \text{sen}\left(wt - \frac{\pi}{2}\right)$$

$$U_{ca} = U_{cn} - U_{an}$$

$$U_{ca} = \sqrt{3} V_m \text{sen}\left(wt + \frac{\pi}{2}\right)$$

La tensión media de salida se determina a partir de:

$$V_{cd} = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{6} + \alpha}^{\frac{\pi}{2} + \alpha} V_{ab} d(wt)$$

$$V_{cd} = \frac{3}{\pi} \int_{\frac{\pi}{6}+\alpha}^{\frac{\pi}{2}+\alpha} \sqrt{3} V_m \text{sen} \left( wt + \frac{\pi}{6} \right) d(wt)$$

$$V_{cd} = \frac{3\sqrt{3} \times V_m}{\pi} \cos(\alpha)$$

La máxima tensión media de salida, para el ángulo de retraso  $\alpha = 0$  es:

$$V_{dm} = \frac{3\sqrt{3} \times V_m}{\pi}$$

Y la tensión media de salida normalizada es:

$$V_n = \frac{V_{cd}}{V_{dm}}$$

$$V_n = \cos(\alpha)$$

El valor eficaz o rms de salida se determina a partir de:

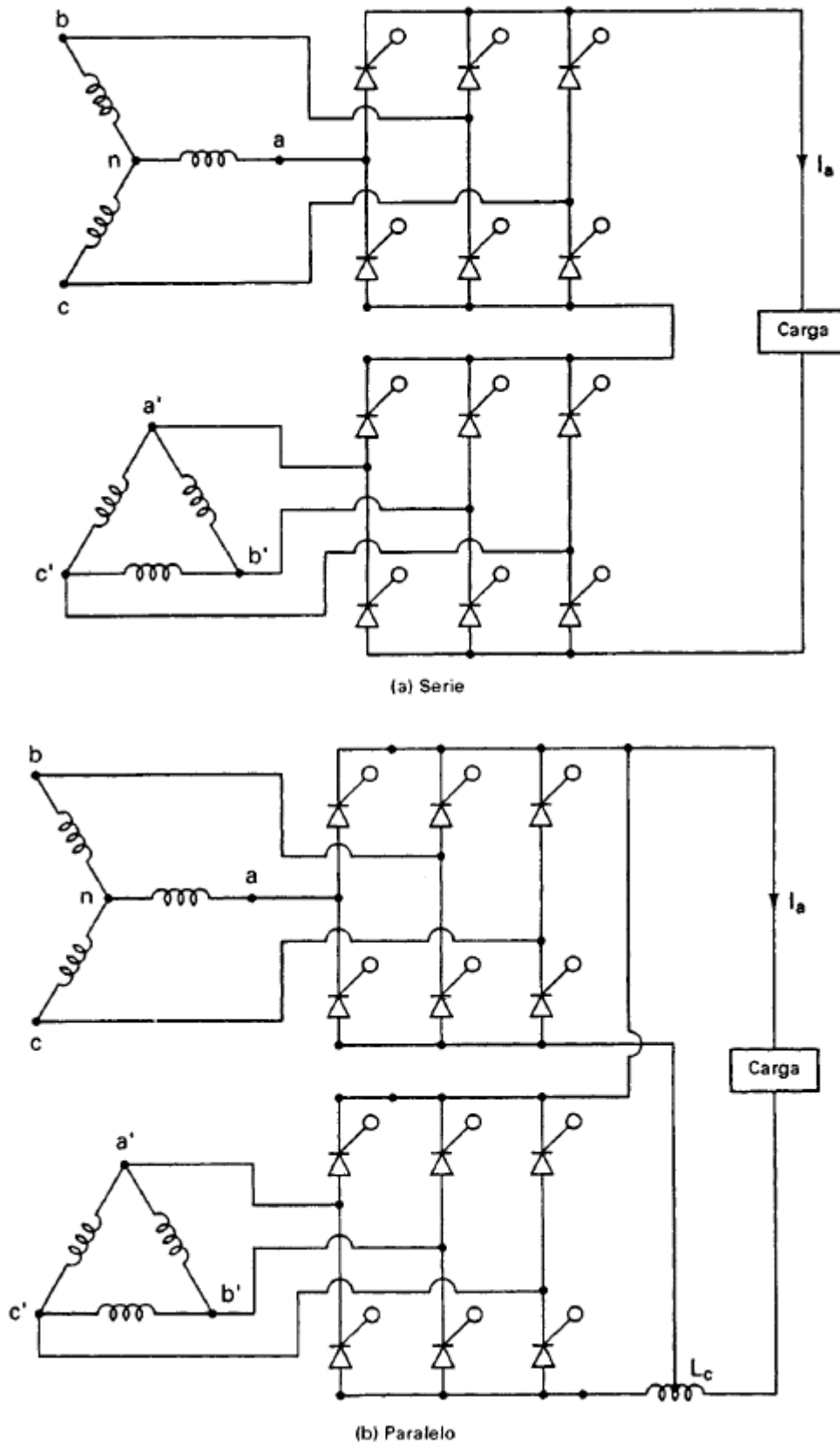
$$V_{rms} = \frac{3}{\pi} \left[ \int_{\frac{\pi}{6}+\alpha}^{\frac{\pi}{2}+\alpha} 3V_m^2 \times \left( \text{sen} \left( wt + \frac{\pi}{6} \right) \right)^2 d(wt) \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$V_{rms} = \sqrt{3} V_m \left( \frac{1}{2} + \frac{3\sqrt{3}}{4\pi} \cos(2\alpha) \right)^{\frac{1}{2}}$$

En la (Fig. 3-10b) se muestran las formas de onda para  $\alpha = \pi/3$ , la tensión instantánea de salida  $V_o$  tendrá una parte negativa. Dado que la corriente a través de los tiristores no puede ser negativa, la corriente de carga será siempre positiva. Por lo tanto, en el caso de una carga resistiva, la tensión de carga instantánea no puede ser negativa, y el convertidor completo se comportará como un semiconvertidor.

Un puente trifásico origina una tensión de salida de seis pulsos. Para aplicaciones de alta potencia, como la transmisión de corriente continua de alta tensión (HVDC) y la propulsión de motores de corriente continua, se requiere normalmente una salida de 12 pulsos para reducir las componentes ondulatorias de salida y para aumentar la frecuencia de estas.

Para producir una salida efectiva de 12 pulsos se puede combinar dos puentes de seis pulsos en serie o en paralelo. En la (Fig. 3-11) se presentan dos configuraciones. Mediante la conexión de uno de los secundarios en estrella (Y) y el otro en triángulo (D) es posible obtener un desplazamiento de fase de  $30^\circ$  entre los bobinados secundarios.



*(Fig. 3-11) Configuraciones para una salida de 12 pulsos*

### 3.8. Mejoras al Factor de Potencia

El factor de potencia de los convertidores controlados por fase depende del ángulo de retraso  $\alpha$ , y es por lo general bajo, especialmente en rangos bajos de tensión de salida. Estos convertidores generan armónicos en la alimentación. Las conmutaciones forzadas pueden mejorar el factor de potencia de entrada y reducir los niveles de armónicos.

Estas técnicas de conmutación forzada son cada vez más atractivas para la conversión de corriente alterna a corriente continua. Con los adelantos tecnológicos en dispositivos semiconductores de potencia (por ejemplo, los tiristores con desactivación por compuerta) la conmutación forzada se puede poner en operación en sistemas prácticos.

Las técnicas básicas de la conmutación forzada para convertidores de corriente alternan a corriente continua se pueden clasificar como:

- Control del ángulo de extinción
- Control del ángulo simétrico
- Modulación del ancho de pulso
- Modulación senoidal del ancho de pulso

## 4. Comparación HVDC – CA Tradicional

En este apartado se realizará una comparación técnica sobre la transmisión convencional en corriente alterna y la tecnología HVDC.

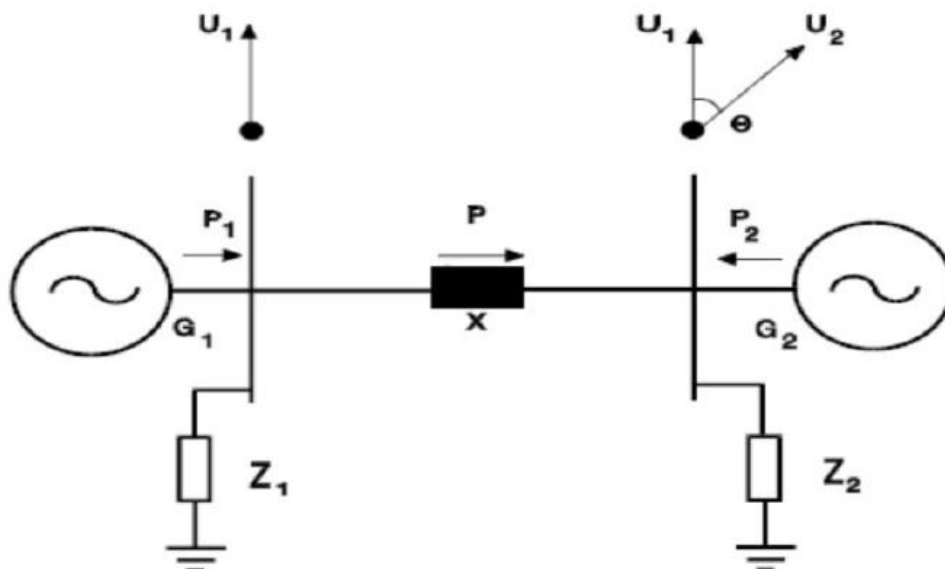
Como se comentó anteriormente la transmisión de energía eléctrica por medio de corriente continua aparece como alternativa al sistema convencional de corriente alterna. De esta forma primero hay que conocer las limitaciones del transporte en corriente alterna para poder conocer cuándo y de qué manera es beneficioso el empleo de líneas de corriente continua.

### 4.1. Transmisión CA – Tradicional

Una de las primeras características a tener en cuenta en el uso de la corriente alterna, es que, al tratarse de un corriente senoidal, toda la red debe funcionar a una frecuencia determinada. En función de esto podemos ver que, para generar energía eléctrica, necesitaremos que todos los generadores funcionen perfectamente sincronizados con esta frecuencia determinada (en el caso de Argentina: 50 Hz). Trabajar a esta frecuencia afecta directamente a los sistemas de generación teniendo que diseñarlos para que, turbinas y otros sistemas, hagan girar al generador una determinada frecuencia.

Los transformadores son otra parte importante del sistema de corriente alterna ya que son los que permiten realizar cambios de tensión. Realizando cambios de tensión se reduce la corriente o se aumenta manteniendo la potencia constante con lo que mantenemos flexibilidad y eficiencia. A través de esto podemos establecer que se genera a una tensión determinada, se aumenta dicha tensión para transportarla de forma más eficiente y se reduce a media o baja tensión para distribuirla a los consumidores.

Es válido considerar a la red convencional de corriente alterna como un comportamiento inductivo. Si además se tiene en cuenta que la red suele estar formada por mallas de manera que, varios generadores quedan interconectados por medio de líneas, podemos realizar una caracterización del sistema como dos generadores interconectados por medio de una reactancia de valor  $X$ , tal y como se muestra en la (Fig. 4-1):



(Fig. 4-1) Sistema de transmisión CA



Donde:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_1} + P$$

Y,

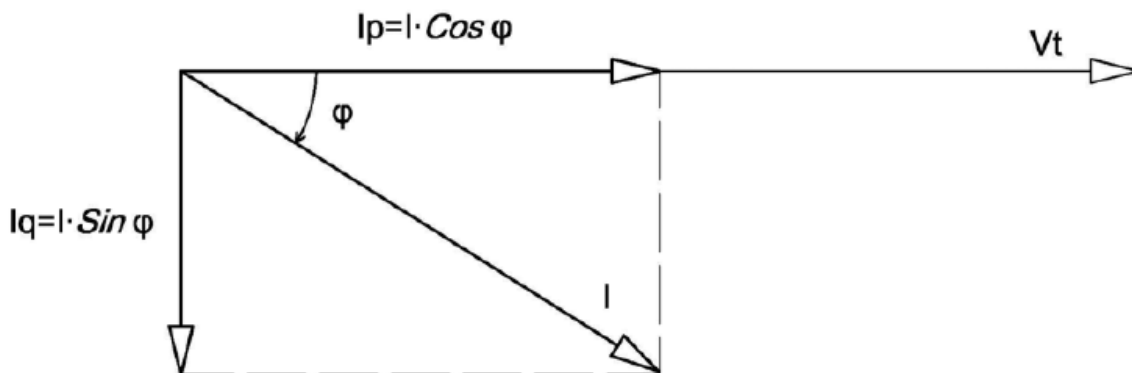
$$P_2 = \frac{U_2^2}{Z_2} - P$$

La potencia instantánea que vería la reactancia se define como el producto del valor instantáneo de la tensión multiplicado por el valor instantáneo de la corriente que recorre la carga X por tanto:

$$S = U \times I$$

Esta potencia se conoce bajo el nombre de “Potencia Aparente” y se designa con la letra S. Su unidad son los VoltAmpere [VA].

Al estar empleando una onda sinusoidal, se observa que el valor de la corriente depende directamente de la fase de la onda sinusoidal o dicho de otra forma la diferencia entre la fase de la corriente con respecto a la tensión, este ángulo se suele representar por  $\varphi$ . Al expresar la corriente de forma vectorial podemos hallar dos corrientes en función de  $\varphi$  como se muestra en la (Fig. 4-2):



(Fig. 4-2) Descomposición vectorial de corriente alterna

Se deduce que, al expresar la componente real e imaginaria de la corriente a la ecuación de la potencia aparente, nacen dos nuevas expresiones:

$$P = U \times I \times \cos (\varphi)$$

$$Q = U \times I \times \sin (\varphi)$$

Donde:

P: representa la “Potencia Activa”, en fase con la tensión siendo la potencia en una carga de carácter netamente resistivo y con unidad Watt [W].

Q: representa la “Potencia Reactiva”, desfasada de la tensión  $\varphi = \pm 90^\circ$  dependiendo el tipo de carga reactiva (inductiva – capacitiva).

Como última consideración, descomponiendo vectorialmente las potencias en corriente alterna, se afirma:

$$S^2 = Q^2 + P^2$$

El factor de potencia (fdp) es un indicador del tipo de carga o potencia y se refleja por medio del  $\cos (\varphi)$ . Si tiene a la unidad, la carga tenderá a ser resistiva y si tiende a cero su valor será mayormente reactivo.

Aplicando todo lo anterior al esquema representado en la *(Fig. 4-2)* se puede plantear la siguiente ecuación:

$$P = \frac{U_1 \times U_2}{X} \times \sin (\vartheta)$$

De acuerdo con esta ecuación, la potencia existente en la reactancia X es igual al producto de las tensiones en bornes de la reactancia dividido por el valor de la misma reactancia y multiplicado por el seno del ángulo que existe entre las dos tensiones. Este ángulo no se puede controlar directamente y es el resultado del balance entre las potencias entregadas por los generadores y la distancia de la línea, en caso de que este ángulo se desequilibre y crezca en exceso podría producir una sobre carga en la red.

Otro problema que presenta el uso de una red en corriente alterna se debe a los regímenes transitorios que se introducen al conectar un generador o una carga a la red. Las oscilaciones electromagnéticas producidas por oscilaciones mecánicas sumado a longitudes muy grandes pueden llevar a desequilibrar la red. Por ejemplo, si una red vecina necesita una inyección de potencia urgente y se produce un transitorio puede llegar a sobrecargarse la línea y producir la desconexión. Por otra parte, puede producir que el balance entre potencia activa y reactiva se desequilibre lo que puede poner en peligro la red entera.

En caso de líneas de transmisión de longitudes y potencias considerables, es necesario instalar subestaciones a lo largo de la línea para compensar el exceso de energía reactiva provocada por la misma línea. Para compensar la energía reactiva se deben emplear bancos de capacitores. En el caso de líneas submarinas utilizando corriente alterna, las longitudes no podrán ser muy extensas debido a la capacitancia resultante de los conductores.

## 4.2. Transmisión HVDC

Como se mencionó anteriormente **en el punto 2.4 “Descubrimiento de la Corriente Alterna”**, la transmisión de energía eléctrica mediante el uso de corriente continua fue utilizada y descartada antes de los años 1900, debido a los inconvenientes que representaba generar, transmitir y consumir en corriente continua.

El constante y creciente aumento del consumo de energía eléctrica a niveles extremadamente elevados por parte del mundo, hace que las exigencias de los sistemas eléctricos sean cada vez mayores. Esto implica mayor robustez, mejor eficiencia y cambios de tecnologías que abaraten costos de inversión y mantenimiento.

Actualmente, la generación mundial de energía eléctrica se concentra en su mayoría en corriente alterna. Los únicos casos de generación en corriente continua son los debidos a parques solares, donde convierten la energía térmica solar en energía eléctrica mediante paneles fotovoltaicos. Por otro lado, la distribución, y con ello el consumo, de la energía eléctrica sigue resultando beneficioso realizarlo en corriente alterna debido a los problemas que presenta la corriente continua antes mencionados.

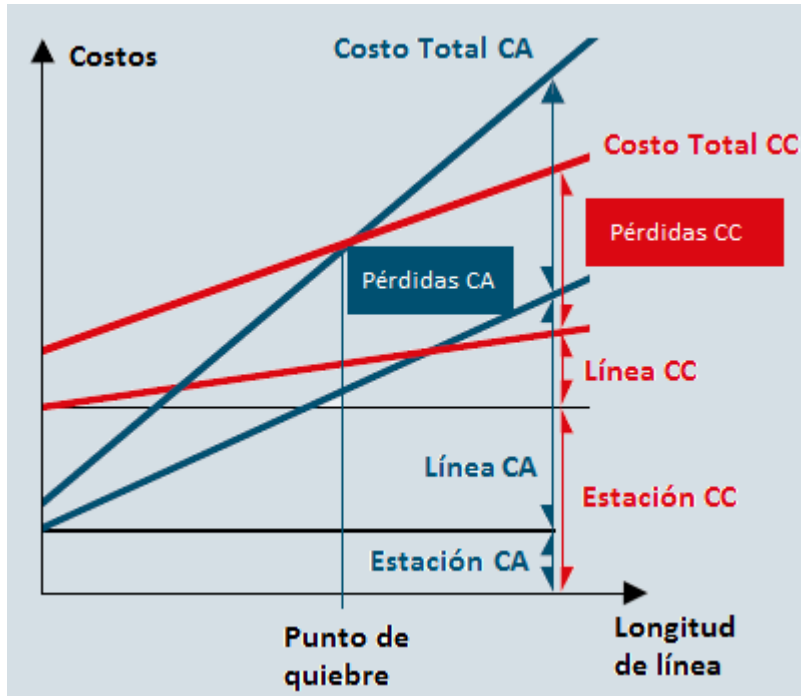
La tecnología y los recursos disponibles en el planeta han sido capaces de enfrentar las necesidades de la sociedad moderna. Pero el gran problema al que nos enfrentamos es el de hacer un mundo cada vez más dependiente de la energía eléctrica con redes y tecnologías que responden bien bajo ciertas condiciones.

He aquí la reaparición de la energía eléctrica en forma de corriente continua para transmitir grandes valores de potencia a grandes distancias teniendo menores impactos ambientales, menores gastos de inversión y mantenimiento y, no menos importante, reduciendo el valor de pérdidas.

Queda claro que la generación y la demanda continuarán siendo en corriente alterna, al menos hasta que se introduzca un cambio en la tecnología de generación o en el consumo. Sin embargo, se ha demostrado que, para valores elevados de potencia y largas trayectorias, rectificar la señal de corriente alterna, luego transmitirla en corriente continua y finalmente convertirla en una estación inversora, es más ventajoso que realizar todo el proceso en corriente alterna.

### 4.2.1. Ventajas

- ✓ Para líneas aéreas de transmisión que superen una determinada longitud de extensión, la transmisión en corriente continua es más barata por unidad de longitud que una en alterna, el hecho de requerir solamente dos conductores en vez de tres repercute no solo en un ahorro en conductores sino también en un menor tamaño de las torres y menor aparamenta (aisladores, etc.).



(Fig. 4-3) Costos CA y HVDC en función de longitud de la línea

Dicho valor varía principalmente por el tipo de tecnología utilizada y el nivel de potencia a transmitir. Las bibliografías y estudios coinciden que el punto de quiebre se da a partir de los 600 km, encontrando algunas con 400 km y, las más antiguas 1000 km. En la (Fig. 4-3) se observan curvas que representan los costos totales (formados por costo de línea y estaciones) para ambas posibilidades.

- ✓ En el caso de la transmisión submarina o subterránea en cable aislado, con longitudes sobre los 50 km, la mejor opción es transmitir la energía en corriente continua. La razón de esto es la enorme cantidad de energía reactiva que se requiere, en el caso de la corriente alterna, y que llega a saturar los conductores sin dejar margen para corriente activa. Cabe mencionar que uno de los estudios que se están llevando a cabo en la Argentina es la de incorporar a la provincia de Tierra del Fuego al SADI mediante un sistema HVDC submarino.
- ✓ Permite la interconexión entre sistemas asíncronos o entre sistemas que, si trabajan a igual frecuencia, pero emplean distintas estrategias de control de la frecuencia. Un ejemplo de lo primero es la conexión para la importación o exportación de energía eléctrica entre Argentina y Brasil: Conexión Back to Back Garabí (Fig. 4-4).



**ESTACIÓN GARABÍ - BRASIL ARGENTINA**



**CONVERSORES**

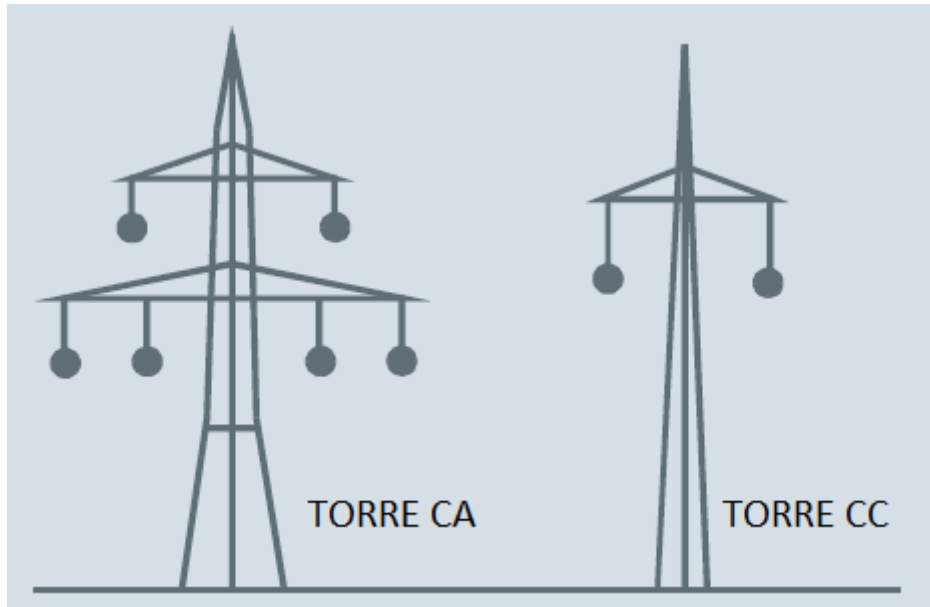


**MÓDULO DE VÁLVULAS**

*(Fig. 4-4) Estación Back-to-Back Argentina-Brasil*

- ✓ La transmisión en corriente continua ofrece mejor control sobre los sistemas eléctricos de potencia y con mayor rapidez que su homóloga en alterna, por lo que es utilizada para mejorar las condiciones de operación de las redes eléctricas. HVDC goza de alta y rápida capacidad de control y permite realizar variaciones de la potencia mucho más veloces que el sistema AGC (Control Automático Generación - ETAP).
- ✓ En caso de fallo, las conexiones a través de líneas en corriente continua no contribuyen a las corrientes de cortocircuito.
- ✓ Donde no sea posible establecer nueva generación, es decir, nuevas líneas de transmisión eléctrica, o se necesite un aumento de la densidad de potencia ya existente, existe la opción de sustituir las líneas de corriente alterna por líneas de corriente continua, lo que aumenta la capacidad de transporte de las líneas.
- ✓ Permite aislar a una red de las perturbaciones o distorsiones que sufra la red del otro lado.
- ✓ El flujo de potencia puede modificarse o incluso invertirse fácilmente. Cabe aclarar que en VSC se hace con mayor facilidad que en LCC.

- ✓ En materias medioambientales el campo magnético continuo y estático que se produce a orillas, tiene un valor semejante al del campo magnético terrestre, pudiendo eliminarse si se opera en modo bipolar. No menos importante en referencia a consideraciones medioambientales, la franja de servidumbre requerida es menor. La *(Fig. 4-5)* compara el volumen requerido por una torre de CA y el requerido por una de tecnología HVDC para una potencia de 1000 MW.



*(Fig. 4-5) Comparación torres CA y CC*

- ✓ Al ser una tecnología en desarrollo e innovadora ofrece oportunidad de desarrollo industrial, científico y tecnológico nacional.

### 4.2.2. Desventajas

- ✓ Requerimientos de energía reactiva en las estaciones convertoras.
- ✓ Necesidad de instalar equipos de filtrado de armónicos generados por las propias estaciones convertoras.
- ✓ Necesidad de un mayor nivel de aislamiento, para una misma tensión dado que es corriente continua.
- ✓ Elevados costos de las estaciones convertoras.
- ✓ Limitaciones para realizar vinculaciones multiterminal (posible con tecnología VSC). Esto es debido a la dificultad de invertir el sentido de la corriente en el caso de la tecnología LCC.
- ✓ Menor disponibilidad de información.

### 4.3. Resumen comparativo HVDC – CA

Punto de comparación	Alterna 500 kV	HVDC 600 kV
Costo en largas distancias	Mayor	Menor
Estabilidad de la transmisión	Requiere estaciones intermedias con capacitores serie o SVC	No tiene requisitos
Potencia de cortocircuito en extremo emisor	No tiene requisitos	Requiere ser más alta que la potencia a transmitir (2,5 veces). No sucede en VSC
Potencia cortocircuito en extremo receptor	Aporta mayor potencia a la existente	No aporta
Pérdidas de energía	Mayores	Menores
Conexión intermedias en la línea de transmisión	Si	No. Desarrollándose en VSC
Confiabilidad	Existentes, es lo convencional	Las líneas existentes son diseñadas a pedido. No hay estandarización
Conexión de la generación	Posibilidad de conexión en nodos intermedios	Los aportes de generación deben converger a la estación rectificadora
Armónicos	No produce	Produce y requiere filtros. No sucede en VSC
Franja de servidumbre	Ancha	Angosta

## 5. SADI

---

Se define como S.A.D.I. al Sistema Argentino De Interconexión, el cual está constituido por las instalaciones de transmisión, transformación, compensación y maniobra que integran el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión, los Sistemas de Transporte por Distribución Troncal de las diversas Regiones Eléctricas de la República Argentina.

La longitud actual del SADI es de 20.296 kilómetros, de los cuales 14.197 km corresponden a líneas de 500 kV. *(Fig. 5-1)*

Actualmente, si bien el sistema permite conectar a la mayor parte del territorio argentino, existe una sola provincia que queda fuera del mismo: Tierra del Fuego. Se acusa al elevado costo que insume el tendido eléctrico necesario para permitir la conexión de la provincia isleña con el resto del país.



*(Fig. 5-1)*

El SADI comenzó a formarse mediante la incorporación de líneas de transmisión y estaciones transformadoras construidas por AyEE, HIDRONOR e iniciativa privada. Principalmente, conectaban los centros de generación de energía de las distintas zonas del país con el Gran Buenos Aires.

El 14 de febrero de 1947 mediante el dictado del Decreto N° 3.967 nacía la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica, como fusión de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado y la Dirección General de Irrigación.

Las funciones de Agua y Energía Eléctrica (AyEE) fueron enunciadas en el proyecto de Ley. Entre otras: "el estudio, proyecto, ejecución y explotación de centrales eléctricas, medios de transmisión, estaciones transformadoras y redes de distribución para la venta de energía eléctrica; compra y venta de energía eléctrica a terceros".

La Ley N° 13.653 de 1949 creó la figura jurídica de Empresa del Estado. El Decreto N° 17.371 de 1950 dispuso la constitución de la Empresa Nacional de Energía (ENDE) aglutinando para sí las Direcciones Generales existentes, las que debían conservar su individualidad y denominación particular al solo efecto de la gestión económica con el aditamento ENDE.

Mediante la sanción de la Ley N° 14.772 de 1958 se transfirió parte de los servicios del Noroeste del Gran Buenos Aires a AyEE. Finaliza la concesión (1908/1958) de la Compañía Argentina de Electricidad (CADE) que había reemplazado a CHADE y no se renueva.

AyEE se hace cargo de parte de los servicios prestados por la CADE y con el resto, más Capital Federal y La Plata se constituye Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA) con carácter privado y como continuadora de las exconcesionarias CADE y Compañía de Electricidad de la Provincia de Buenos Aires.

En el año 1960 se sanciona la Ley N° 15.336 conocida como Ley de Energía Eléctrica que marcó un hito fundamental en el Sector. A partir de ella se reglamentan todas las actividades de la industria eléctrica destinadas a la generación, transformación y transmisión, o a la distribución de la electricidad. Define que el Despacho Nacional de Cargas (DNC) y la Red



Nacional de Interconexión (RNI) estarán en manos de AyEE y reconoce el ámbito provincial en las tareas de distribución y comercialización.

El Gobierno Nacional, mediante el dictado de la Ley N°17318, en el año 1967, constituyó la empresa Hidronor S.A., con mayoría estatal.

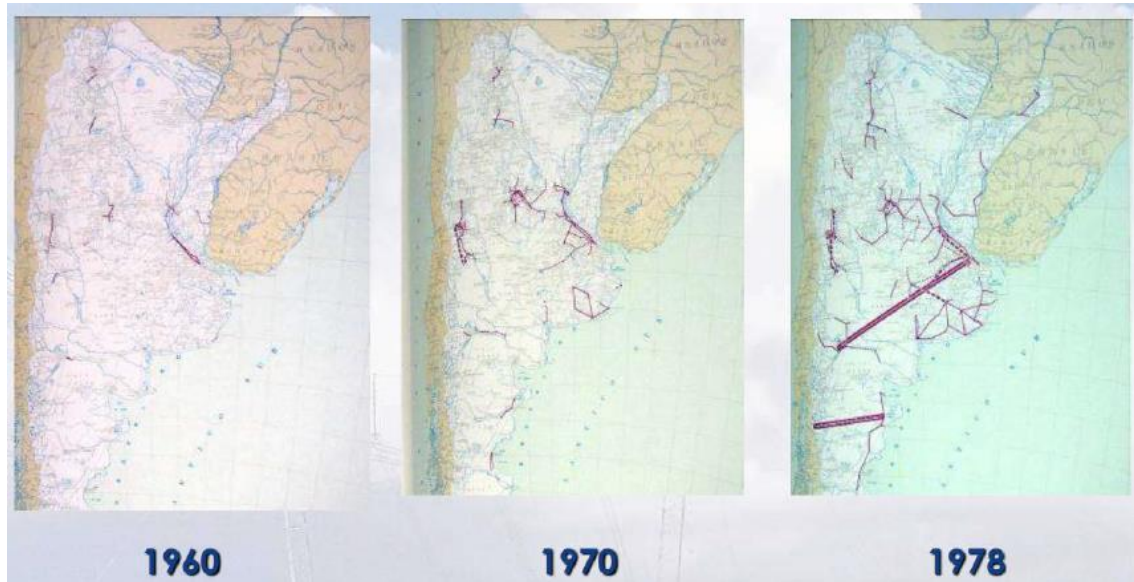
El principal objetivo propuesto fue realizar la construcción del complejo hidroeléctrico El Chocón - Cerros Colorados a efectos de moderar las crecidas y regular los caudales de los ríos: Limay, Negro y Neuquén y generar energía eléctrica para atender la demanda regional y, en especial, las zonas del Gran Buenos Aires y Litoral. Esto último fue posible mediante la construcción del sistema de transmisión de 500 kV hasta Buenos Aires.

En el cuadro siguiente se indican las centrales hidroeléctricas habilitadas y/o en construcción al año 1993 que pertenecían a la empresa Hidronor, con los datos técnicos que permiten su evaluación:

Central Hidroeléctrica	Año de Habilitación	Potencia (MW)	Energía(GWh/añual)
El Chocón	1973	1200	3100
Planicie Banderitas	1978	450	1 500
Arroyito	1983	120	720
Alicurá	1984	1000	2360
Piedra del Aguila(En construcción)	1992	1400	5600
Pichi Picún Leufú (En construcción)	1996	250	1050
Sistema de Transmisión	Año de Habilitación	Longitud(Km)	Subestaciones de 500 KV.
Sistema Chocón Cerros Colorados	1973	2.103	El Chocón, P Banderitas, Puelches, Henderson, Ezeiza.
Alicurá	1985	1 677	Alicurá, Chocón, Ch. Choel, B. Blanca, Olavarría, Abasto.

La imagen (Fig. 5-2) muestra la evolución de las líneas de transmisión de alta tensión en la Argentina durante los años 1960, 1970 y 1978.

La Ley N° 23.696 de 1989 y su Decreto Reglamentario N° 1.105, del mismo, año dispuso la emergencia administrativa de la prestación de los servicios públicos. En lo atinente al sector eléctrico fijó el ordenamiento institucional empresario en una Empresa Federal de Energía Eléctrica (EFEE) que involucraba a Agua y Energía Eléctrica S. A., Hidronor S. A. y la generación de energía de otras empresas nacionales.



*(Fig. 5-2) Evolución líneas de transmisión 1960-1978*

En el año 1992 y ante la falta de resultados concretos se sancionó la Ley N° 24.065 y su Decreto Reglamentario N° 1.398, estableciendo el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico y declarando sujeta a privatización total la actividad de generación y transporte a cargo de Agua y Energía Eléctrica S.A., Segba e Hidronor S.A., las que se regirán por la Ley N° 23.696 del año 1989.

La estructura y personal del Despacho Nacional de Cargas que tenía a su cargo AyEE sirvió de base para la constitución, según el Decreto N° 1.192 de 1992, de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Por otra parte, aportó personal para integrar el Ente Nacional Regulador de Energía Eléctrica (ENRE), organismo creado para ejercer el poder de policía y control de la calidad, vigilancia, fomento de las prácticas competitivas y cuestiones tarifarias.

Actualmente, en el marco de lo dispuesto en la Ley 24065, la estructura del mercado eléctrico presenta los siguientes actores:

- 5.1 Estado Nacional
- 5.2 Agentes del MEM
- 5.3 CAMMESA
- 5.4 Consumidores

## 5.1. Estado Nacional

La participación del Estado Nacional en lo referido a la energía eléctrica está representada por dos partes principales:

5.1.1 Secretaría de Energía de la Nación

5.1.2 ENRE

### 5.1.1. Secretaría de Energía de la Nación

Se encarga de impartir y hacer cumplir las normas que regulan la actividad y las políticas del sector. Allí el Consejo Federal de la Energía Eléctrica maneja las relaciones con las provincias y la administración de fondos especiales.

También se dirigen las decisiones políticas que alientan las inversiones de expansión. Sus funciones son:

- Definir la política sectorial en concordancia con las pautas establecidas por el Poder Ejecutivo Nacional.
- Resolver los recursos que se interpongan en contra del accionar de los entes reguladores de las actividades específicas.
- Evaluar recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético en coordinación con la subsecretaría de combustibles.
- Fijar criterios y desarrollo de normativa del despacho técnico económico, tarifaria, sobre remuneración de los segmentos del mercado: generación y transporte; y preservación del medio ambiente.

### 5.1.2. ENRE Ente Nacional Regulador de la Electricidad

El ENRE es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector (generadoras, transportistas y distribuidoras EDENOR, EDESUR, EDELAP) cumplan con las obligaciones establecidas en la marca regulatoria y en los contratos de concepción.

Entre los objetivos con los que debe cumplir el ente, se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución, asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y asegurar la eficiencia de la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sean posible.

## 5.2. Agentes del MEM

A los efectos del funcionamiento del mercado, el SADI se considera dividido en centros de generación, red de transporte e instalaciones de distribución. Asimismo, existe un sistema de operación y despacho superpuesto a dicho sistema físico.

El MEM se compone de:

- 5.2.1 Generadores
- 5.2.2 Transportistas
- 5.2.3 Distribuidoras
- 5.2.4 Grandes usuarios
- 

### 5.2.1. Generadores

Para un generador vinculado al MEM su costo de generación está dado por el costo de operación mas el costo de transporte desde su nodo de conexión hasta el mercado.

Cuando más alejado del centro de carga y cuando menos confiable es el vínculo de transporte, más cara se vuelve la energía exportada de ese nodo.

### 5.2.2. Transportistas

Los Transportistas vinculan eléctricamente todos los nodos del SADI. La responsabilidad básica de las empresas de transporte es la de realizar la operación y mantenimiento de los sistemas que le fueron entregados en concesión.

A pesar de que se ha definido a los Transportistas como los que vinculan eléctricamente a la demanda con la generación, la Función Técnica de Transporte (FTT) no es llevada a cabo sólo por los Transportistas, sino que cualquier Agente puede convertirse en Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT).

En tal sentido, entonces se define como Función Técnica de Transporte (FTT) al servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forma parte del SADI o las que están conectadas a estas o con instalaciones conectadas a estas últimas, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto a que comunican físicamente a compradores con vendedores entre sí y con el Mercado Eléctrico Mayorista.

Como se desprende de esta definición cualquier Agente del Mercado Eléctrico Mayorista puede cumplir Función Técnica de Transporte. Es decir, si en su red propia, un Generador, un Gran Usuario o un Distribuidor, además de los Transportistas, tiene conectado algún Gran Usuario algún Generador o algún Distribuidor, también cumple la Función Técnica de Transporte.

Todas las instalaciones que cumplen la Función Técnica de Transporte están alcanzadas por el PRINCIPIO DE LIBRE ACCESO.

Esto es de fundamental importancia dado que el modelo que se ha implantado en el país es un modelo basado en la competencia, en la apertura de la economía y en la privatización de todos los sectores del negocio eléctrico. Los diferentes actores del mercado deben competir entre ellos en cada uno de los distintos sectores del negocio.

Por lo tanto, es importante que cualquiera que desee conectarse al SADI tenga la posibilidad de hacerlo si cumple con todas las disposiciones normativas y técnicas requeridas.

El libre acceso permite que cualquier Agente del MEM que esté conectado directa o indirectamente al Sistema Argentino de Interconexión pueda comprar su energía eléctrica a cualquiera que la venda en el Mercado Eléctrico Mayorista.

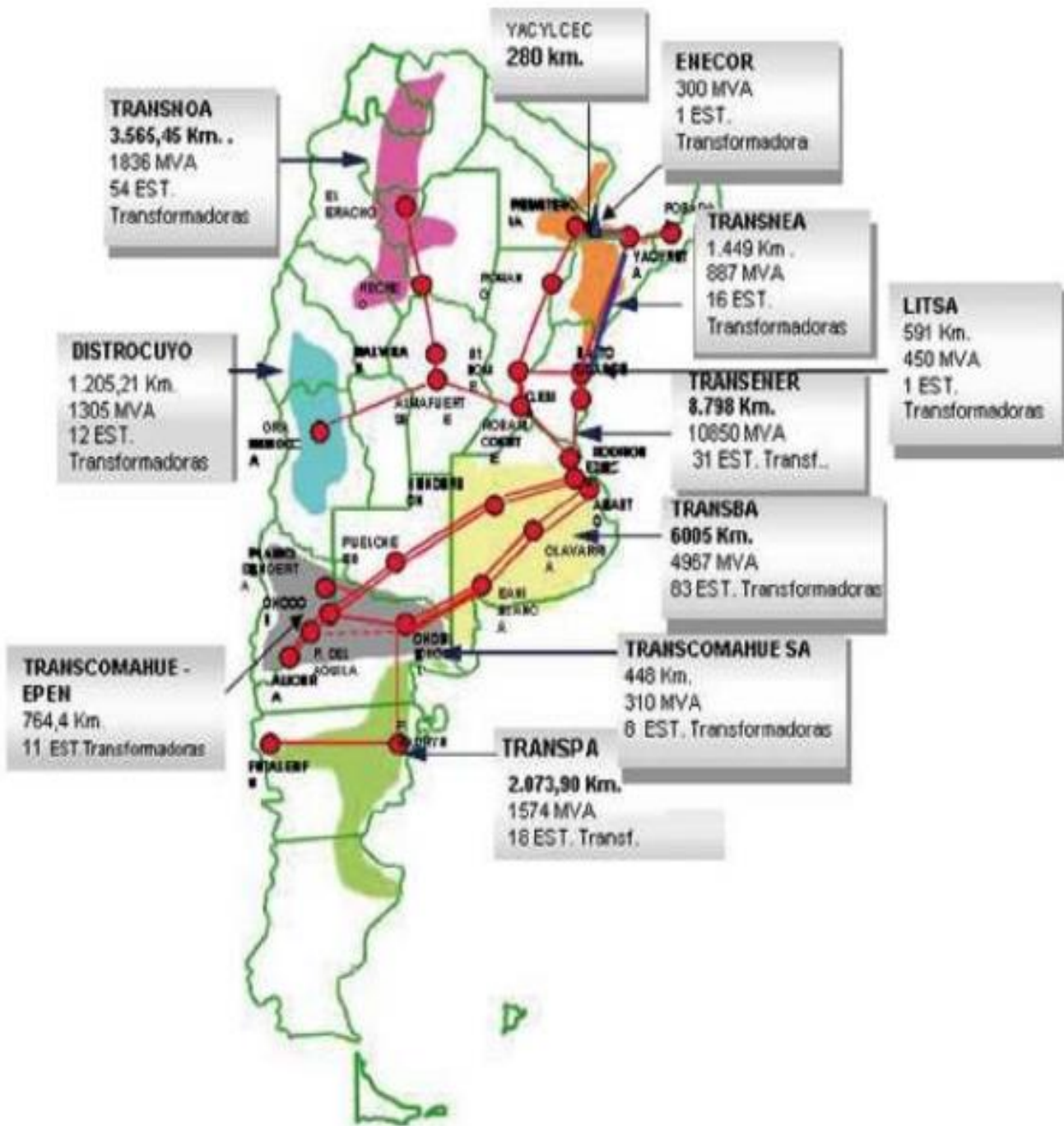
Vamos a empezar hablando de las denominadas Empresas Transportistas, que son las que dio en concesión el Estado Nacional para cumplir la función de transporte en el Sistema Argentino de Interconexión.

El Sistema Argentino de Interconexión, fue dividido en siete empresas Transportistas cuando se privatizó.

El primero es el Sistema de Transporte en Alta Tensión, TRANSENER, que está compuesto por todo el sistema de 500 kilovoltios y algunas líneas del Sistema del Litoral en 220 kilovoltios, las que van desde la SE Villa Lía a la SE Rodríguez. Esa es la denominada en la normativa vigente como Empresa de Transporte en Alta Tensión y es única y monopólica en todo el país.

El resto son las empresas de transporte regional, a las que se denomina Empresas de Transporte `por Distribución Troncal (DISTRO), y que son:

- TRANSNOA: abarca todo el NO incluyendo las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero;
- DISTROCUYO: abarca las provincias de San Juan y Mendoza.
- TRANSBA: abarca la provincia de Buenos Aires.
- TRANSNEA: incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.
- C.O.T.D.T COMAHUE: incluye Las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa;
- TRANSPA: que es un área eléctricamente aislada del SADI, y atiende la región patagónica.



(Fig. 5-3) Transportistas por Región

### 5.2.3. Distribuidoras

Las empresas que prestan el servicio tienen asignado una región en la cual tienen la obligación de instrumentar los medios para abastecer a toda la demanda de la misma sin limitaciones de ningún tipo, no pudiendo aducir excusa alguna para no cumplir con esta imposición.

### 5.2.4. Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios dentro del MEM responden a tres categorías bien definidas por su nivel de consumo:

NOMBRE	POTENCIA DEMANDADA	ENERGÍA ANUAL
GUMA: Grandes Usuarios Mayores	> 1 MW	> 4380 MWh
GUME: Grandes Usuarios Menores	30 kW < P < 2MW	-
GUPA: Grandes Usuarios Particulares	30 kW < P < 100 kW	-

### 5.3. CAMMESA

La Compañía de Administración del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima es una empresa de gestión privada con propósito público. Su paquete accionario es propiedad de los agentes del MEM en un 80%. El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

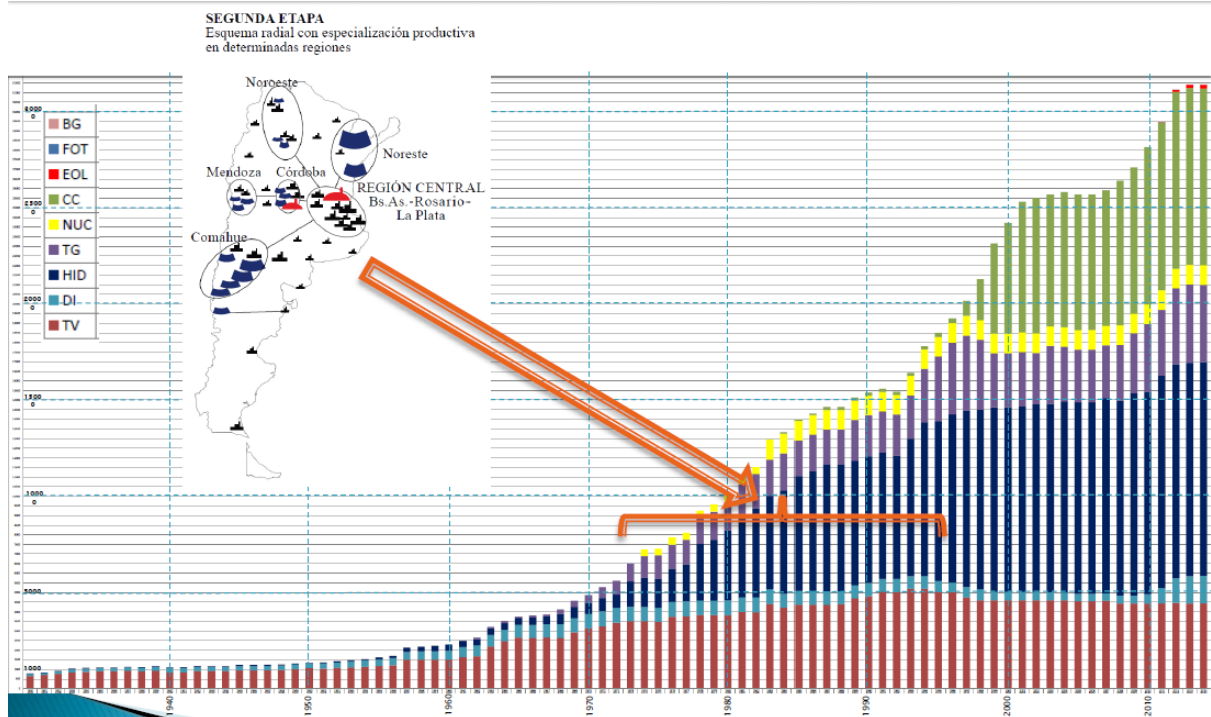
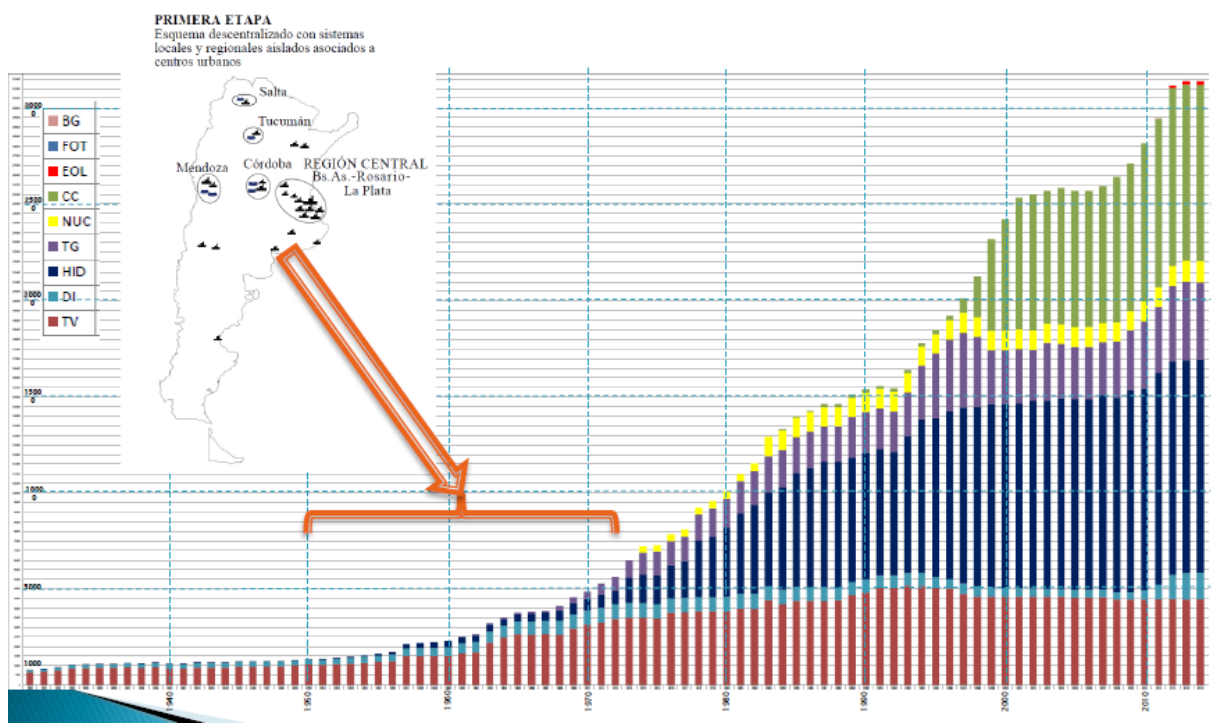
CAMMESA tiene a su cargo:

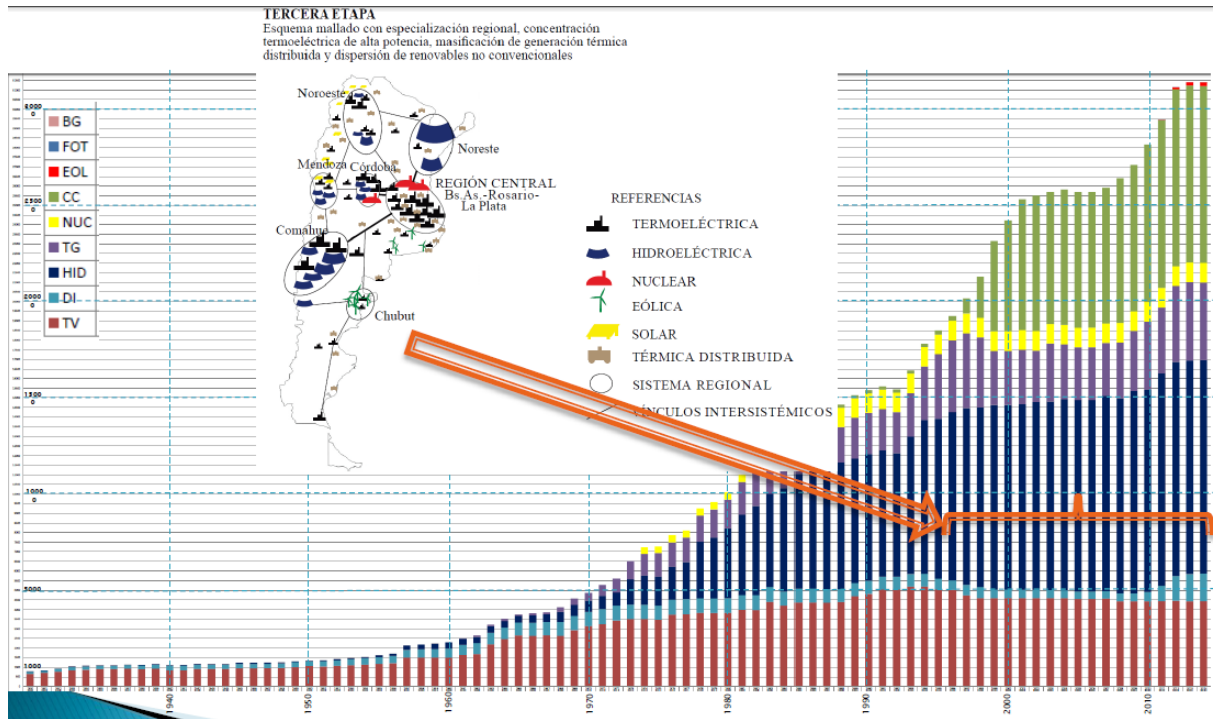
- Administrar las transacciones económicas en el MEM (en particular, recaudar entre todos los usuarios del sistema de transporte los pagos que deben efectuar para cubrir los costos de la función de transporte y pagar a los Transportista su remuneración).
- Analizar las solicitudes de acceso y de ampliaciones.
- Evaluar la participación de los usuarios en los beneficios de la ampliación.
- Coordinar la instalación de equipamientos de control.
- Realizar propuestas para la optimización del SADI.
- Suministrar al ENRE la información requerida para el control de la calidad de servicio a los concesionarios del sistema transporte.
- Planificar la operación óptima del sistema, incluyendo la coordinación de los mantenimientos en el sistema de transporte, de manera tal que en ningún momento algún área pueda tener un déficit en su suministro. Para eso cada tres meses se realiza una reunión con todos los Transportistas y los Generadores.
- Coordinar la operación de todo el sistema argentino de interconexión. Supervisar el despacho de potencia reactiva.
- Analizar las perturbaciones que se produzcan en el sistema para encontrar las causa y proponer soluciones.



## 5.4. Actualidad

A modo de resumen se comparten los siguientes cuadros que evidencian la evolución de la generación (y con ello el transporte) de la energía eléctrica en la Argentina.





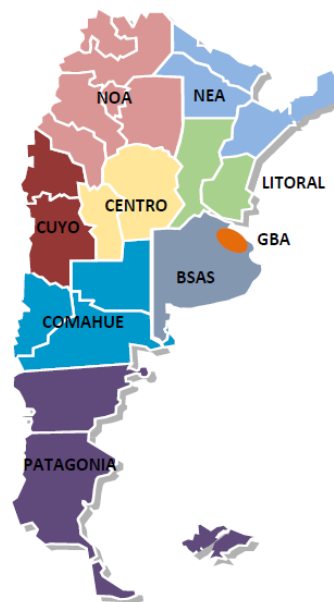
(Fig. 5-4) Evolución de la Generación en Argentina

Argentina comprende una distancia longitudinal, de norte a sur, mayor a 3700 km. Posee una superficie aproximada de 2.780.400 km<sup>2</sup> y más de 44 millones de habitantes. Por distintos motivos, la densidad demográfica se distribuye de manera no uniforme. Cerca del 40% de la población argentina se concentra en la provincia de Buenos Aires. En consecuencia, la demanda eléctrica se ve distribuida por regiones.

El informe anual 2019 de CAMMESA muestra los siguientes porcentajes de la demanda energética dividida por región (Fig. 5-5):

Demanda de Energía

	Unidades	ENE-DIC 2019	% PARTICIPACIÓN
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>GWh</b>	<b>128,905</b>	<b>100.0%</b>
GRAN BS.AS.	GWh	48,553	37.7%
LITORAL	GWh	15,638	12.1%
BUENOS AIRES	GWh	14,903	11.6%
CENTRO	GWh	11,240	8.7%
NOROESTE	GWh	10,206	7.9%
NORESTE	GWh	9,294	7.2%
CUYO	GWh	8,050	6.2%
PATAGONICA	GWh	6,078	4.7%
COMAHUE	GWh	4,943	3.8%

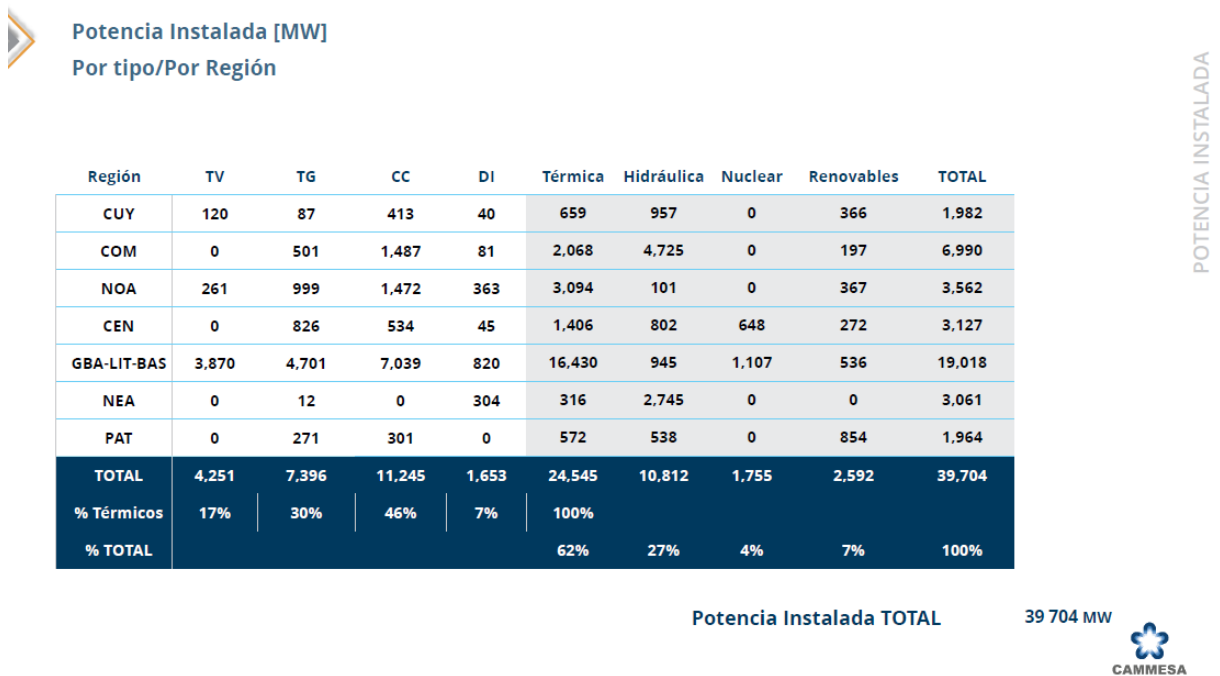


(Fig. 5-5) Demanda energética Argentina

Argentina es un país rico en recursos primarios para la generación de energía eléctrica, pero lamentablemente no se encuentran cercanos a los puntos de mayor demanda.

Se deduce que las centrales de generación se situarán próximas a los lugares de donde se disponen los recursos, ya sean hidráulicos, térmicos, eólicos, solar, etc. Es por ello que las líneas de transmisión de alta tensión cumplen un rol de alta importancia.

Tomando como referencia la potencia instalada del informe anual 2019 de CAMMESA, (Fig. 5-6)



(Fig. 5-6) Potencia instalada por Región Argentina

Se evidencia que el rol que cumple el SADI es fundamental para garantizar que el tendido eléctrico llegue a cada punto del país.

Como caso particular, se destaca la región de Comahue que representa la segunda región con mayor generación y la última en la demanda.

Para que esto sea posible, se cuenta con las líneas de alta tensión que conectan las provincias de Neuquén, La Pampa y Río Negro con el centro del país.

En la (Fig. 5-7) representa un mapa térmico de la República Argentina en el cual se demuestra cómo se distribuye la potencia instalada.



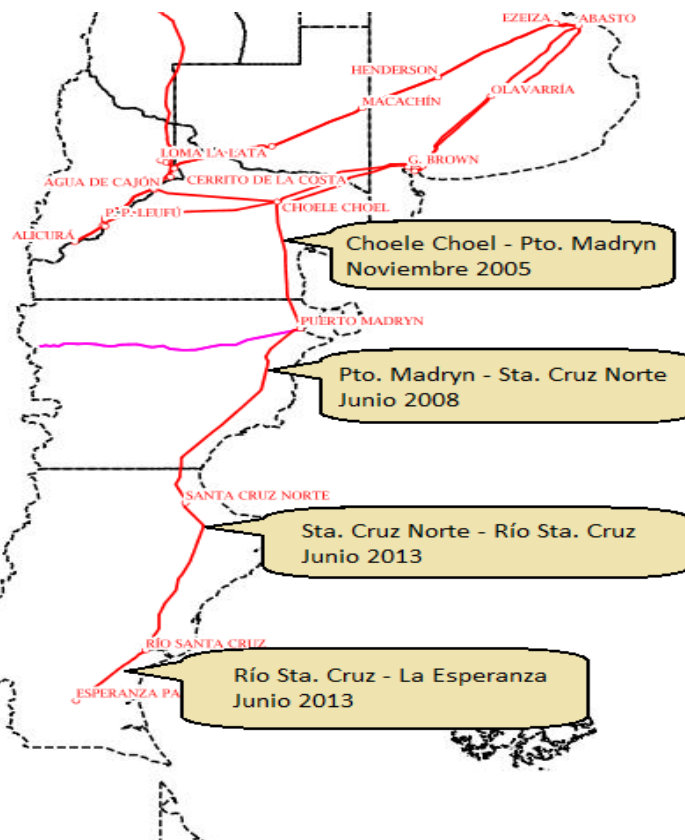
A pesar de los dos corredores de alta tensión (4 líneas de 500 kV) que conectan Comahue con Buenos Aires, no es posible que las centrales hidroeléctricas generen el 100% de su capacidad instalada ya que las líneas de alta tensión no podrían transmitirlo. Caso similar sucede con Yacypretá y la energía proveniente de la importación de Brasil y NEA.

Si bien el país cuenta con esa energía como fuente indispensable para el sustento eléctrico, se concluye que los proyectos deben analizarse considerando la potencia actual instalada y los proyectos a mediano y largo plazo.

Así como fue necesario incluir al SADI las líneas que conectan la región Comahue con Buenos Aires, en un futuro inmediato será necesario considerar un aumento en la capacidad de las líneas de la región patagónica con el centro del país. O bien, diseñar un nuevo sistema de líneas alternativas a las existentes para poder transportar la energía de las centrales térmicas, hidroeléctricas y de parques eólicos hacia Buenos Aires.

*(Fig. 5-7) Potencia Instalada*

En la (Fig. 5-8) se muestra la evolución a lo largo de las últimas décadas de la incorporación de la parte sur del país al SADI.

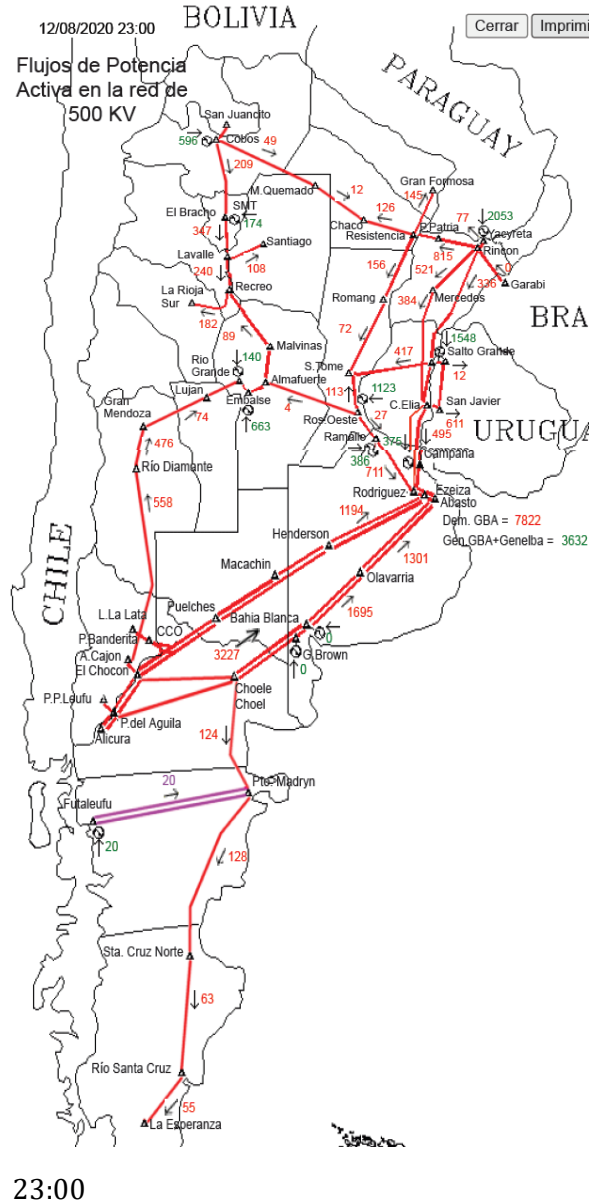
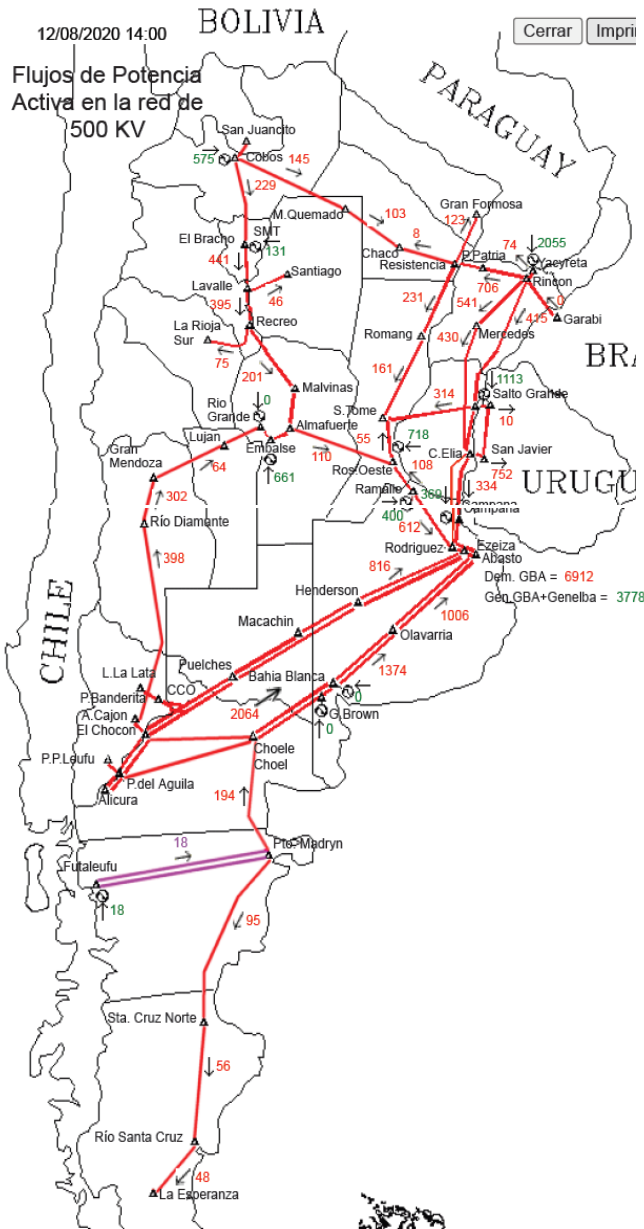


*(Fig. 5-8) Evolución líneas de transmisión Región Patagonia*

Se comparte a continuación el flujo de potencia para un día escogido aleatoriamente. Se observa que en la línea Choele Choel-Puerto Madryn el flujo varía según la hora que se analice. Sin embargo, en las líneas de Puerto Madryn hacia el sur, el sentido siempre es norte-sur. (Fig. 5-9a) (Fig. 5-9b).

(Fig. 5-9a) 12/AGO/2020 14:00

(Fig. 5-9b) 12/AGO/2020



Se concluye que a medida que la potencia instalada, y en efecto la generada, en la región patagónica aumenta, será necesario aumentar la capacidad de transmisión de las líneas actuales. Sobre todo, de aquellas que están destinadas a transportar la potencia generada en la región Patagonia hacia el centro del país. He aquí nuestra propuesta de realizar dicha incorporación con tecnología HVDC.

Finalmente se comparte la evolución de las longitudes (en kilómetros) del tendido de alta tensión y distribución troncal de la Argentina a partir del año 1994 (registro de CAMMESA) hasta el 2019:

Año	Región Cuyo	Región Comahue	Región Bs As	Región NEA	Región NOA	Región Pat.	Alta Tensión	Dist. Troncal
1994	1.245	830	4.945	926	2.461		7.722	10.407
1995	1.245	845	5.068	930	2.621		7.722	10.709
1996	1.245	885	5.106	930	2.624		8.314	10.790
1997	1.245	885	5.509	930	2.751		8.314	11.320
1998	1.245	885	5.536	972	2.765		8.314	11.403
1999	1.245	885	5.675	972	2.948		8.366	11.725
2000	1.245	885	5.703	972	3.047		9.669	11.852
2001	1.245	902	5.903	1.076	3.238		9.669	12.364
2002	1.245	902	5.976	1.076	3.272		9.669	12.471
2003	1.245	929	5.987	1.076	3.272		9.669	12.509
2004	1.245	929	5.987	1.076	3.438		9.669	12.676
2005	1.245	929	6.005	1.291	3.438		9.669	12.908
2006	1.245	929	6.005	1.402	3.561	2.704	10.024	15.846
2007	1.245	1.213	6.044	1.449	3.565	2.837	10.024	16.326
2008	1.245	1.213	6.107	1.449	3.847	2.862	11.532	16.723
2009	1.245	1.213	6.108	1.449	4.076	2.990	11.853	17.080
2010	1.245	1.215	6.110	1.460	4.184	2.990	12.299	17.204
2011	1.252	1.215	6.110	1.460	4.184	2.990	13.762	17.212
2012	1.252	1.215	6.158	1.460	4.422	2.990	13.762	17.497
2013	1.252	1.215	6.158	1.538	4.426	3.304	14.326	17.893
2014	1.266	1.369	6.158	1.915	4.908	3.445	14.392	19.061
2015	1.267	1.367	6.158	2.187	5.050	3.504	14.758	19.532
2016	1.267	1.368	6.158	2.202	5.052	3.504	14.758	19.550
2017	1.277	1.368	6.172	2.202	5.201	3.504	14.758	19.723
2018	1.314	1.368	6.455	2.212	5.211	3.531	14.758	20.091
2019	1.314	1.374	6.504	2.212	5.348	3.544	14.758	20.296

## 6. Potencia a transmitir

---

Se definen los conceptos de potencia disponible, potencia instalada, factor de reserva y factor de utilización.

### *Potencia disponible:*

Es la suma de potencias de los grupos generadores con que se puede contar en un momento determinado para cubrir el consumo. Se diferencia de la potencia instalada en la capacidad de los grupos que se encuentran fuera de servicio o en revisión, o que por falla de un componente no pueden funcionar a potencia máxima.

### *Potencia instalada:*

Es la suma de las potencias nominales de los grupos generadores que componen el parque de producción.

### *Factor de reserva:*

En ausencia de intercambios de energía, la red debe hacer frente a la demanda de sus propios abonados y en particular a la punta de potencia anual. Pero es evidente que la potencia instalada debe ser en alguna medida mayor que esta demanda máxima, por dos razones fundamentales:

- la potencia máxima anual se conoce a priori solo de una manera estimativa, tanto en lo que concierne a su magnitud como al momento de producirse.
- la probabilidad de falla de los grupos generadores durante las horas del año en que se presenta esa demanda máxima es un factor variable dentro de márgenes reducidos.

$$fr = \frac{P_{DISPONIBLE}}{P_{MÁXIMA}}$$

### *Factor de utilización:*

Es el cociente entre la energía que ha producido realmente una instalación a lo largo de un determinado período de tiempo (generalmente un año) y la que podría haber producido de haber funcionado todo el tiempo a su potencia máxima.

$$fu = \frac{E_a}{P \times T_o}$$

$$fu = \frac{P_{MED}}{P}$$

P: Potencia nominal del grupo o potencia instalada, en el caso de una central con varios grupos, de una red general.

Para definir la potencia a transmitir del actual proyecto, se tuvieron en cuenta tres valores:  
 6.1 Potencia instalada según informe mensual mayo 2020 de CAMMESA  
 6.2 Proyectos en el Plan Energético Nacional  
 6.3 Estudios de la UTN BA.

## 6.1. Potencia Instalada a Mayo 2020

Se detalla la potencia instalada en MW por tipo y región según los registros de CAMMESA en la (Fig. 6-1):

Región	TV	TG	CC	DI	Térmica	Hidráulica	Nuclear	Renovables	TOTAL
CUY	120	87	413	40	659	957	0	366	1,982
COM	0	501	1,487	81	2,068	4,725	0	197	6,990
NOA	261	999	1,472	363	3,094	101	0	367	3,562
CEN	0	826	534	45	1,406	802	648	272	3,127
GBA-LIT-BAS	3,870	4,701	7,039	820	16,430	945	1,107	536	19,018
NEA	0	12	0	304	316	2,745	0	0	3,061
PAT	0	271	301	0	572	538	0	854	1,964
<b>TOTAL</b>	<b>4,251</b>	<b>7,396</b>	<b>11,245</b>	<b>1,653</b>	<b>24,545</b>	<b>10,812</b>	<b>1,755</b>	<b>2,592</b>	<b>39,704</b>
<b>% Térmicos</b>	<b>17%</b>	<b>30%</b>	<b>46%</b>	<b>7%</b>	<b>100%</b>				
<b>% TOTAL</b>					<b>62%</b>	<b>27%</b>	<b>4%</b>	<b>7%</b>	<b>100%</b>

(Fig. 6-1) Potencia instalada por regiones Argentina



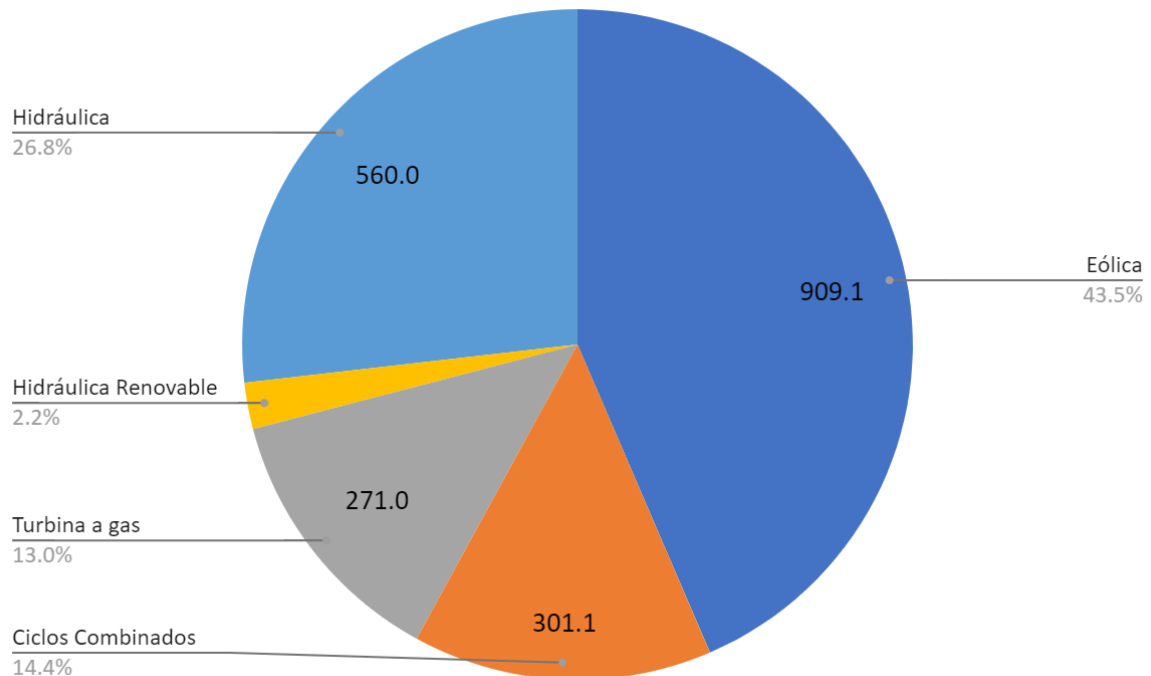
A continuación, se desglosa la potencia instalada por tecnología y nombre de las centrales utilizando el informe mensual de mayo 2020.

<b>DATOS REGIÓN PATAGÓNICA AL 01.06.2020</b>			
<b>Central</b>	<b>Fuente Generación</b>	<b>Tecnología</b>	<b>Potencia Instalada [MW]</b>
ALUAEO	Renovable	Eólica	93.6
LOM4EO	Renovable	Eólica	50.0
ALUAR	Térmica	Ciclos Comb.	76.0
ALUAR	Térmica	Turbina a gas	76.0
ALUAR	Térmica	Ciclos Comb.	37.0
AMEGHI	Renovable	Hid. Renov.	46.8
TORDEO	Renovable	Eólica	3.0
DIADEO	Renovable	Eólica	6.3
ALU1EO	Renovable	Eólica	68.4
CRIV	Térmica	Turbina a gas	73.0
BICEEO	Renovable	Eólica	100.8
BIC2EO	Renovable	Eólica	25.2
ELEP	Térmica	Ciclos Comb.	42.0
ELEP	Térmica	Ciclos Comb.	21.0
FUTAHI	Hidráulica	Hidráulica	560.0
CHNOEO	Renovable	Eólica	28.8
DIA2EO	Renovable	Eólica	27.6
GARAEO	Renovable	Eólica	24.2
LOM2EO	Renovable	Eólica	51.2
PATA	Térmica	Ciclos Comb.	76.4
PATA	Térmica	Ciclos Comb.	48.7
PMA1EO	Renovable	Eólica	71.1
PMA2EO	Renovable	Eólica	151.2
PMAD	Térmica	Turbina a gas	42.0
PTR1	Térmica	Turbina a gas	45.0
MANAEO	Renovable	Eólica	99.0
RAW1EO	Renovable	Eólica	52.5
RAW2EO	Renovable	Eólica	31.2
RCHI	Térmica	Turbina a gas	35.0
RAW3EO	Renovable	Eólica	25.1

La suma de la potencia instalada, según los registros de CAMMESA, para el mes de mayo del 2020 en la región Patagonia, es:

$$P = 2088 \text{ MW}$$

Difiere de los 1964 MW del informe anual 2019 ya que se incorporaron nuevas centrales. Clasificándolos por tipo de generación, los 2088 MW de potencia instalada en la región patagónica se distribuyen de la siguiente manera (Fig. 6-2):



(Fig. 6-2) Potencia instalada por tipo – Región Patagónica

Se aclara que en el cálculo anterior no se incluyeron tres grandes centrales generadoras:

- Río Turbio - Central Térmica
- Condor Cliff (Néstor Kirchner) - Central Hidroeléctrica
- La Barrancosa (Cepernic) - Central Hidroeléctrica

Las mismas se analizarán en el punto 6.2 Proyectos en el Plan Energético Nacional.

## 6.2. Proyectos en el Plan Energético Nacional

Se trabajó con el escenario energético para 2030 publicado por la Secretaría de Energía, realizado en el año 2019.

En cuanto a los intercambios eléctricos, se tuvieron en cuenta los existentes con Brasil, Chile, Paraguay, Uruguay y el futuro con Bolivia. La demanda eléctrica se modelizó teniendo en cuenta las particularidades de cada región, sin desagregar por sector de consumo. Corresponde aclarar que en este ejercicio no se incluyeron aspectos de cambio tecnológico que se encuentran bajo análisis y pueden generar significativos impactos en los escenarios evaluados como, por ejemplo, la incidencia del almacenamiento eléctrico, redes inteligentes, entre otros.

El subsistema de oferta eléctrica tiene en nuestro país características particulares debido a su interrelación con el sistema de abastecimiento y demanda de gas natural. El principal combustible utilizado es gas natural y las restricciones, tanto en oferta global como en transporte y su distribución impactan directamente sobre el sistema eléctrico, generando las sustituciones por combustibles líquidos, generalmente más caros. Esto se realiza a través del modelo MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts – Modelo para Estrategias Alternativas de Abastecimiento de Energía y sus Impactos Ambientales Generales).

El MESSAGE (IIASA-IAEA) es un modelo de optimización basado en programación lineal (PL). La función objetivo del modelo es la minimización del costo total del sistema actualizado a valores presentes, utilizando una única tasa de descuento. Como todo modelo de PL, la optimización de la función objetivo se realiza en un espacio definido por restricciones, que en este caso se corresponden con asegurar el abastecimiento de toda la demanda energética, además de considerar la disponibilidad de combustibles, inversiones en diversas fuentes energéticas, limitaciones a impactos ambientales y cualquier otra restricción física del sistema.

Como se mencionó anteriormente, los resultados obtenidos del modelo MESSAGE se encuentran restringidos por condiciones de borde demarcadas por los proyectos en curso o definidos a priori, tales como centrales hidroeléctricas y nucleares, o la fijación de metas para la cobertura de la demanda mediante generación de origen renovable adicional a la brindada por centrales hidroeléctricas de porte mayor a 50 MW de potencia.

Si bien no se plantea un retiro de máquinas significativo, la generación de origen térmico sufre una disminución considerable, debido al reemplazo de viejas instalaciones por otras de mayor eficiencia (ciclos combinados) y la nueva generación hidráulica, nuclear y renovable. La modelización de incorporaciones se realizó siguiendo el esquema que se presenta a continuación para las tecnologías hidráulica y nuclear, independientemente de los escenarios considerados.

Escenario de incorporación hidroeléctrica	MW	Año de ingreso
Aña Cuá	276	2022
La Barrancosa	360	2023
Cóndor Cliff	950	2024
El Tambolar	70	2025
Portezuelo del Viento	210	2026
Chihuido I	637	2027
<b>Total Hidroeléctrica</b>	<b>2.503</b>	
Escenario de incorporación nuclear	MW	Año de ingreso
Repotenciación Embalse <sup>77</sup>	+35	2019
CAREM 25	27	2023
IV Central Nuclear	1.200	2028
<b>Total Nuclear</b>	<b>1.262</b>	

Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

*(Fig. 6-3) Escenario de incorporación centrales eléctricas*

Se considera como potencia adicional (35 MW) aquella que surge del proyecto de repotenciación y extensión de vida útil de la Central Nuclear de Embalse.

En el caso de las fuentes renovables y térmicas se realizan las incorporaciones necesarias para cubrir la demanda eléctrica de cada escenario, partiendo del cumplimiento de la Ley 27.191 (20% de la demanda en 2025 es cubierta con energías renovables no convencionales) y se extiende su participación al 25% para el año 2030.

**ARTÍCULO 5°** — Se establece como objetivo de la Segunda Etapa del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica” instituido por la ley 26.190, con las modificaciones introducidas por la presente ley, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025.

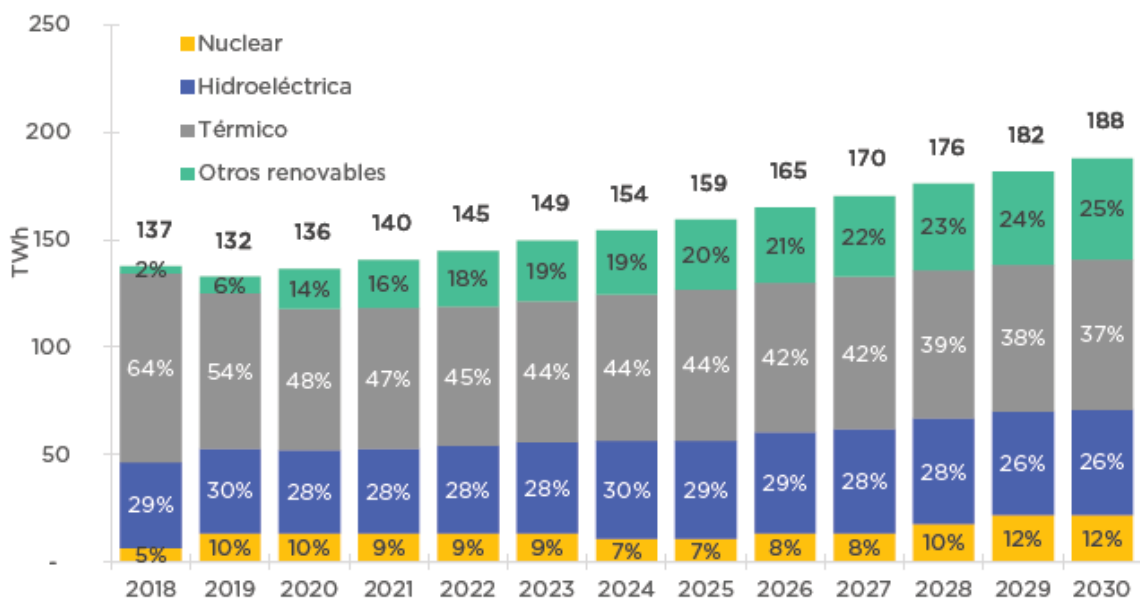
**ARTÍCULO 8°** — Establécese que todos los usuarios de energía eléctrica de la República Argentina deberán contribuir con el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 26.190, modificada por la presente, y en el Capítulo II de esta ley, del modo dispuesto en este Capítulo.

A tales efectos, cada sujeto obligado deberá alcanzar la incorporación mínima del ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica, con energía proveniente de las fuentes renovables, al 31 de diciembre de 2017, y del veinte por ciento (20%) al 31 de diciembre de 2025. El cumplimiento de estas obligaciones deberá hacerse en forma gradual, de acuerdo con el siguiente cronograma:

1. Al 31 de diciembre de 2017, deberán alcanzar como mínimo el ocho por ciento (8%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

2. Al 31 de diciembre de 2019, deberán alcanzar como mínimo el doce por ciento (12%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
3. Al 31 de diciembre de 2021, deberán alcanzar como mínimo el dieciséis por ciento (16%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
4. Al 31 de diciembre de 2023, deberán alcanzar como mínimo el dieciocho por ciento (18%) del total del consumo propio de energía eléctrica.
5. Al 31 de diciembre de 2025, deberán alcanzar como mínimo el veinte por ciento (20%) del total del consumo propio de energía eléctrica.

A continuación, se muestra la expectativa para la matriz energética argentina para el 2030 en la (Fig. 6-4).



Fuente: SSPE-Secretaría de Gobierno de Energía - Ministerio de Hacienda.

(Fig. 6-4) Posible matriz energética Argentina 2030

Para alcanzar los objetivos de la Ley para el año 2025, se prevé que la potencia instalada debería aumentarse en los escenarios de mayor incorporación a 8,7 GW (en el escenario tendencial) y 9,8 GW (en el escenario de electrificación) entre 2018 y 2025 solamente con energía renovable no convencional, principalmente ubicada en la zona del Comahue, Cuyo y NOA como principales sitios para el desarrollo de la generación renovable. A pesar del fuerte incremento de la generación renovable en los parques eólicos de la región Patagonia.

### 6.2.1. Complejo hidroeléctrico Cepernic-Kirchner La Barrancosa-Condor Cliff



*(Fig. 6-5) Vista aérea ubicación presas hidroeléctricas*

En principio, se destaca la particularidad de los cambios de nombre que sufrió el complejo hidroeléctrico ubicado en la provincia de Santa Cruz. En la última década, han sido nombradas de dos maneras:

2012	2017	2020
Gobernador Jorge Cepernic	La Barrancosa	Gobernador Jorge Cepernic
Presidente Néstor C. Kirchner	Condor Cliff	Presidente Néstor C. Kirchner

En conjunto, parten de un proyecto de 1740 MW de potencia instalada, eso las ubica como la tercera central hidroeléctrica más grande del país luego de Yacretá y Salto Grande. El aprovechamiento hidráulico se realiza sobre el Río Santa Cruz, que nace en el Lago Argentino (180 msnm) y desemboca en el océano Atlántico.

La Barrancosa, ubicada a 185 km distante de la costa atlántica, en proyecto posee una capacidad de generación de 600 MW, distribuidos en 5 turbinas Kaplan de 120 MW cada una.



*(Fig. 6-6) Simulación presa La Barrancosa*

Cóndor Cliff, ubicada a 250 km del mismo océano, en proyecto posee una capacidad de generación de 1140 MW, distribuidos en 6 turbinas Francis de 190 MW cada una.



*(Fig. 6-7) Simulación presa Cóndor Cliff*

En 2016 se redujo la potencia de Cóndor Cliff de 1140 MW en 6 turbinas de 190 MW a 950 MW en 5 turbinas de 190 MW, y la potencia de La Barrancosa de 600 MW en 5 turbinas de 120 MW a 360 MW en 3 turbinas de 120 MW.



*(Fig. 6-7b) Simulación turbinas Cóndor Cliff*

Si bien se acusa a la falta de caudal de los ríos para abastecer al total de las turbinas, el boletín oficial aclara que los cambios fundamentales en el Proyecto surgieron como consecuencia del proceso de revisión y optimización del mismo, con respecto al Proyecto adjudicado en Agosto del 2013 por el antiguo Ministerio de Planificación Federal.

Entre los cambios se mencionan:

- Reducción de los equipos generadores en ambas presas de 11 Turbinas a 8 Turbinas.
- Eliminación de todos los equipos complementarios.
- Se ha reducido en la Presa Cóndor Cliff el Nivel de Operación Normal a cota 176.5 mSNM y el Máximo Extraordinario a 179,30 mSNM.
- La incorporación al Proyecto de una Línea de Extra Alta Tensión de 500 kV (LEAT), para materializar la vinculación con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), en la Estación Transformadora de 500/132 kV de Río Santa Cruz.

Se detalla información sobre las presas:

Central Cóndor Cliff	Proyecto Ejecutivo Actual
Ubicación	Margen Izquierda
N° de unidades Francis	5
Caudal máximo de turbinado	1750 m <sup>3</sup> /s
Salto Nominal	58,50 m
Potencia eléctrica bornes generador (unidad)	190 MW
Potencia instalada	950 MW
Energía Media Anual	3313 GWh
Funcionamiento	Empuntada

Central La Barrancosa	Proyecto Ejecutivo Actual
Ubicación	Margen Derecha
N° de unidades Kaplan	3
Caudal máximo de turbinado	1260 m <sup>3</sup> /s
Salto Nominal	34,70 m
Potencia eléctrica bornes generador (unidad)	120 MW
Potencia instalada	360 MW
Energía Media Anual	1921 GWh
Funcionamiento	Base

Quienes realizaron estudios de construcción durante el gobierno 2015-2019 informaron que la fecha de inauguración para La Barrancosa se estimaba para septiembre de 2023, y para el caso de Condor Cliff, abril del 2024.

Con el cambio de gobierno en el año 2020, se retomaron las obras de construcción para que los proyectos iniciales se aprovechen en un 100%.

Para la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.:

- Presidente Néstor Kirchner/Condor Cliff: no figura como potencia instalada ni en proyectos del GEOSADI.
- Gobernador Jorge Cepernic/La Barrancosa: no figura como potencia instalada ni en proyectos del GEOSADI.



## 6.2.2. Central Termoeléctrica Río Turbio

Nuevamente tintes políticos e información inconclusa hace de la Central Termoeléctrica Río Turbio, un caso difícil de analizar y del cual sacar valores certeros.

La central no figura en el Plan Energético Nacional 2004-2008 (publicado 2006) pero sí lo hace en el 2004-2019 (publicado en el 2014).

Para comenzar, se menciona que la central térmica aprovecha el carbón extraído del único yacimiento de carbón de Argentina (Río Turbio). Es la central térmica de carbón más austral del mundo y su tecnología CFB (lecho fluido circulante) garantiza bajos niveles de emisiones y el equilibrio natural de la zona.

La central se nutrirá exclusivamente con el carbón producido en la mina de Río Turbio y para la refrigeración se utilizarán aerocondensadores que preservan el equilibrio hídrico. La planta no precisa de torres de refrigeración.

The infographic features a dark blue header with the logo 'Y/CRT Energía para el país' and the text 'yacimiento carbonifero río turbio'. Below the header, the title 'CARBÓN Y ENERGÍA PARA EL PAÍS' is displayed in large, bold, blue letters. The content is organized into two columns. The left column, titled 'El Yacimiento', includes a circular icon of a mine and text stating that the Río Turbio coalfield is located in the heart of the Santa Cruz coalfield. The right column, titled 'La Usina', includes a circular icon of a power plant and text stating that the Río Turbio thermal power plant (Patagonia) has a capacity of 240 MW and, upon completion, will supply energy to the national grid, having been first connected in August 2015.

En el Plan Energético Nacional 2004-2019 se menciona que el carbón disponible en la mina es abundante, a tal punto de asegurar que el Yacimiento Carbonífero Río Turbio tiene reservas de carbón para operar la central durante 345 años.

En la (Fig. 6-8) se puede observar la evolución de la central térmica Río Turbio desde el descubrimiento del carbón argentino (1887) hasta el estado actual (2020).



(Fig. 6-8) Evolución de la Central Térmica Río Turbio

Para CAMMESA los registros de potencia instalada y generación de la central termoeléctrica Río Turbio han sido los siguientes:

AÑO	POTENCIA INSTALADA	GENERACIÓN (MW)	REGISTRO
2015	0	0	Informe anual 2015 CAMMESA (Región Patagonia 0 potencia instalada por Turbina de Vapor)
2016	0	0	Informe anual 2016 CAMMESA (Región Patagonia 0 potencia instalada por Turbina de Vapor)
2017	0	0	Base de datos 2017 CAMMESA (Excel)
2018	0	0	Base de datos 2018 CAMMESA (Excel)
2019	0	0	Base de datos 2019 CAMMESA (Excel)
2020	0	0	Base informe mensual Mayo 2020 CAMMESA (Excel)

Considerando que no es la única a carbón no se puede filtrar por combustible sólido o cantidad de carbón utilizado. Se menciona que la Termoeléctrica de San Nicolás es la central que consume el 100% del carbón mineral registrado para generación de energía eléctrica.

CAMMESA además de la potencia instalada y disponible, define a la “Potencia en Marcha de Prueba” como la potencia de prueba que no cuenta aún con habilitación comercial y que haya superado más de 240 hs. En los registros de los años mencionados, Río Turbio no aparece.

A pesar de ello y a diferencia de las centrales hidroeléctricas Presidente Néstor Kirchner y Gobernador Jorge Cepernic (ex La Barrancosa y Condor Cliff), la central térmica Río Turbio aparece representada en el GEOSADI con una potencia instalada de 240 MW.

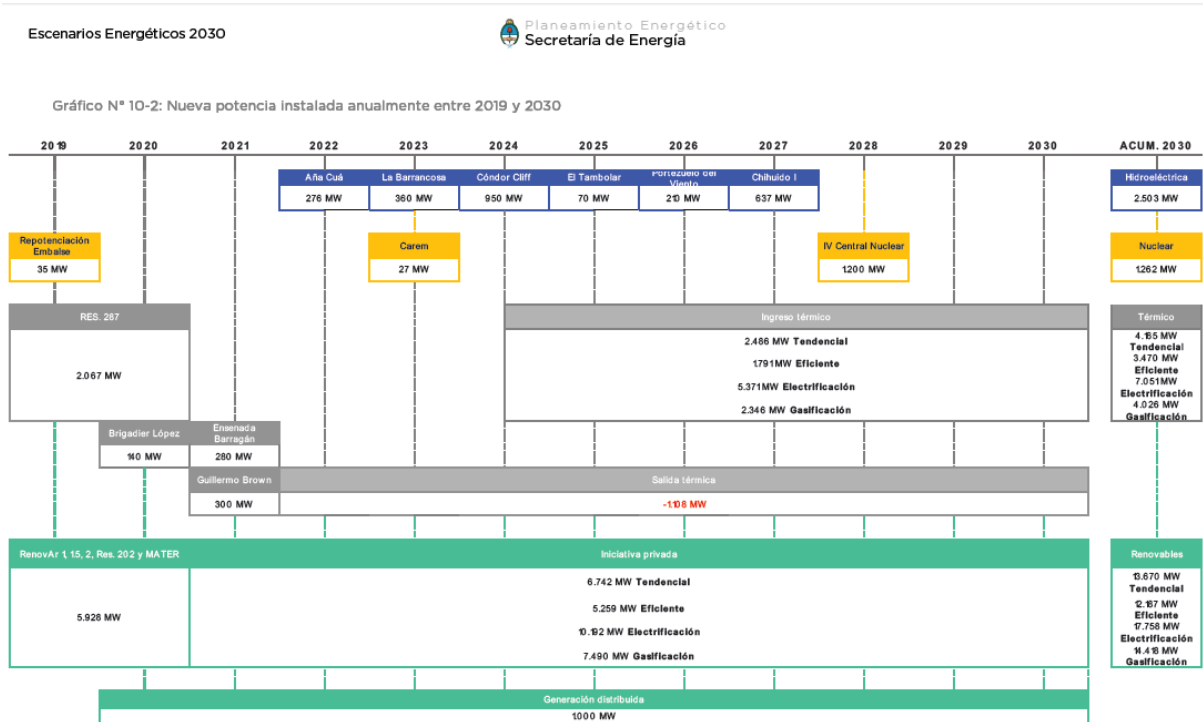
Si bien las opiniones acerca de la central son muy diversas, a lo largo de los últimos años se resumen en dos posturas, a saber:

- continuar con la obra, considerando que el recurso de carbón está disponible en los yacimientos. Además, aprovechar la inversión en las obras civiles y maquinarias ya realizadas. Versiones afirman que lo único que está en falta es la reparación de las turbinas de vapor.
- abandonar la obra, considerando que las energías renovables y nuevos proyectos de generación para la región pueden reemplazar con un costo menor. Versiones afirman que además de sobredimensionar la obra en costos, el estudio realizado sobre las propiedades del carbón extraído de los yacimientos cercanos, no son reales. Es decir, afirman que se diseñó la obra pensando en un tipo de recurso que no es el existente.

### 6.2.3. Plan RenovAr

El plan RenovAr es un programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. Consiste en tres rondas (1, 2 y 3) y se menciona que en la etapa de desarrollo fue necesario generar la Ronda 1.5.

A continuación, un cuadro que resume el incremento de potencia instalada de cara al 2030, año por año. El plan corresponde al escenario energético edición 2019 y se muestra en la (Fig. 6-9):



(Fig. 6-9) Nueva potencia instalada anualmente entre 2019 y 2030

### RONDA 1

Previo al análisis de cada ronda se menciona que por el término “Potencia Requerida”, se entiende la cantidad de MW de potencia nominal a instalar requerida en la Convocatoria conforme se detalla en sus artículos para cada Tecnología, Región y provincia.

La convocatoria de la Ronda 1 se efectuó en el mes de julio del año 2016. Se estableció que:

- La provisión se realizará a través de Centrales de Generación nuevas o de ampliaciones y/o repotenciaciones de Centrales de Generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados, y tecnologías probadas con requerimientos detallados.
- Se podrán presentar Proyectos de autogeneración o cogeneración.
- La Potencia Ofertada no podrá estar afectada a ningún otro contrato o modalidad de comercialización. Sin embargo, se permite que una misma Central de Generación cuente con potencia adicional a la Potencia Ofertada, comprometida bajo distintas modalidades comerciales, fuera del Contrato de Abastecimiento.

La asignación de Potencia Requerida total y por Tecnología es la siguiente:

<b>Tecnología</b>	<b>Potencia Requerida (en MW)</b>
Eólica	600
Solar Fotovoltaica	300
Biomasa (combustión y gasificación)	65
Biogás	15
PAH	20
<b>Potencia Requerida Total</b>	<b>1.000</b>

PAH: Pequeño Aprovechamiento Hidráulico

En el cronograma de la Ronda 1, se aclara que durante el mes de octubre y noviembre del 2016 se procede a adjudicar la oferta y realizar las firmas de CCERs y Contratos de Adhesión al FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables).

### ***RONDA 1.5***

En el mes de octubre del año 2016 se lanza la convocatoria del Plan RenovAr 1.5. El motivo de su existencia es obtener una significativa mejora de las Ofertas presentadas y no adjudicadas en la Ronda 1, habilitando la posibilidad de incorporación de nuevos integrantes en los Oferentes participantes.

Todos los Proyectos que hayan sido presentados en la Ronda 1, no hayan resultado adjudicados y contaren con capacidad de interconexión exclusivamente en algún Punto De Interconexión, podrán participar en la presente Convocatoria.

La Oferta podrá ser presentada por el Oferente que hubiere participado en la Ronda 1 o por nuevos Oferentes.

La asignación de Potencia Requerida por Tecnología y por Región es la siguiente:

Tecnología	Región	Provincias	Potencia Requerida
Eólica	Comahue	Neuquén, Río Negro y La Pampa	100 MW
	Patagonia	Santa Cruz y Chubut	100 MW
	Buenos Aires	Buenos Aires	100 MW
	Resto Eólico	Todas las provincias no comprendidas en la Regiones de Buenos Aires, Comahue y Patagonia	100 MW
Solar Fotovoltaica	NOA	Jujuy, Salta, Tucumán, Catamarca, La Rioja y Santiago del Estero	100 MW
	Resto Solar	Todas las provincias no comprendidas en la Región NOA	100 MW

En el cronograma de la Ronda 1.5, se aclara que durante el mes de noviembre del 2016 y los primeros meses del 2017, se procede a adjudicar la oferta y realizar las firmas de CCERs y Contratos de Adhesión al FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables).

Los proyectos habilitados se especifican en el ANEXO V, a continuación, los pertinentes a la tecnología eólica (los parques SFV no corresponden a la Patagonia):

RENOVAR 1.5 - REGIÓN PATAGONIA			
ID	Tecnología	Nombre del Proyecto, Provincia, Localidad	Potencia Ofertada (MW)
EOL-04	Eólica	P.E. Viento Austral, SANTA CRUZ, Piebra Buena	97.2
EOL-13	Eólica	P.E. Diadema II, CHUBUT, Comodoro Rivadavia	27.6
EOL-20	Eólica	P.E. Del Bicentenario, SANTA CRUZ, Puerto deseado	100
EOL-27	Eólica	P.E. Loma blanca 6, CHUBUT, Puerto Madryn	100
EOL-28	Eólica	P.E. Loma blanca 5, CHUBUT, Puerto Madryn	100
EOL-30	Eólica	P.E. El Angelito 1, CHUBUT, El Escorial	100
EOL-31	Eólica	P.E. El Angelito 2, CHUBUT, El Escorial	100
EOL-38	Eólica	P.E. Pampa 1, CHUBUT, Escalante	78.2
EOL-39	Eólica	P.E. Puerto Deseado, SANTA CRUZ, Puerto Deseado	37.4
EOL-40	Eólica	P.E. La Deseada, SANTA CRUZ, Pico Truncado	100
EOL-41	Eólica	P.E. Manantiales Behr II, CHUBUT, Manantiales Behr	49.5
<b>TOTAL PATAGONIA</b>			<b>889.9</b>

## RONDA 2

La convocatoria se efectuó en el mes de agosto del año 2017. Se estableció que:

- La provisión se realizará a través de Centrales de Generación nuevas, ampliaciones de Centrales de Generación existentes o a construirse comprometidas en otros contratos, o repotenciaciones de Centrales de Generación existentes no comprometidas con el Programa RenovAr.
- Podrán presentarse Proyectos de Autogeneración o Cogeneración.
- La Potencia Ofertada no podrá estar afectada a ningún otro contrato o modalidad de comercialización. Sin embargo, se permite que una misma Central de Generación cuente con potencia adicional a la Potencia Ofertada, comprometida bajo distintas modalidades comerciales, fuera del Contrato de Abastecimiento.

La Potencia Requerida total a adjudicar en la presente Convocatoria es de mil doscientos (1200) MW la cual se distribuirá por Tecnología y por Región de la siguiente manera:

Tecnología	Eólica	Solar Fotovoltaica	Biomasa	Biogás	Biogás de Relleno Sanitario	PAH
<b>Potencia Requerida por Tecnología</b>	550 MW	450 MW	100 MW	35 MW	15 MW	50 MW
<b>Potencia Requerida por Región</b>	Comahue 200 MW Patagonia 200 MW Buenos Aires 200 MW Resto Eólica 100 MW La sumatoria de Comahue, Patagonia y Buenos Aires no podrá superar los 450 MW	NOA 200 MW Cuyo 200 MW Resto Solar 100 MW La sumatoria de NOA y Cuyo no podrá superar los 350 MW	N/A		N/A	N/A

En el cronograma de la Ronda 2, se aclara que durante el mes de noviembre del 2017 se procede a adjudicar la oferta. Desde esa fecha hasta el mes de mayo de 2018, se realizan las firmas de CAERs y Contratos de Adhesión al FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables).

### *RONDA 3 – MiniRen*

La convocatoria se efectuó en el mes de noviembre del año 2018. Se estableció que:

- La provisión de energía se realizará a través de Centrales de Generación nuevas, a exclusivo criterio de CAMESA. No se encuentra permitido las presentaciones de Ofertas que impliquen ampliaciones de centrales comprometidas en contratos celebrados bajo el Programa RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2.

A los efectos de los Proyectos de Tecnología Eólica, Solar Fotovoltaica y su combinación en sistemas Híbridos, se considerará una ampliación, a la instalación de cualquier parte del equipamiento de generación del Proyecto a una distancia menor a la indicada en el *Artículo 3.8* respecto de las centrales ya comprometidas mencionadas precedentemente.

En el caso particular de la Tecnología de PAH, se permitirá la repotenciación de Proyectos existentes en la medida que CAMESA pueda verificar: (i) que el Proyecto no ha inyectado energía eléctrica al MEM en los últimos diez (10) años contados a partir de la fecha de publicación de la presente Convocatoria; y (ii) que el equipo de generación de la Central de Generación (turbina y alternador) sea incorporado íntegramente nuevo y sin uso.

**Artículo 3.8** - En el caso de las Tecnología Eólica y Solar Fotovoltaica, ninguna parte del equipamiento de generación del Proyecto podrá estar a una distancia menor a los cinco (5) kilómetros respecto de cualquier parte del equipamiento de generación de otras centrales de generación y que estén comprometidas en Contratos de Abastecimiento adjudicados bajo el Programa RenovAr Rondas 1, 1.5 y 2; Resoluciones ex MEyM N° 202/2016 y Nros. 220/07, 712/09 y 108/11 de la ex Secretaría de Energía del ex Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios; de aquellos proyectos que a la fecha de presentación de las Ofertas se les haya asignado la prioridad de despacho conforme al Anexo de la Resolución ex MEyM N° 281/2017 y/o de Proyectos adjudicados en la presente Convocatoria.

- La Potencia Instalada no podrá estar afectada a ningún otro contrato o modalidad de comercialización excepto aquella energía eléctrica generada por la Central de Generación en exceso de la Potencia Contratada la que podrá ser comercializada en el mercado Spot valorizada al precio establecido.



La Potencia Requerida total a adjudicar en la presente Convocatoria es de cuatrocientos (400) MW la cual se distribuirá por Tecnología, Región y provincia de la siguiente manera:

<b>Tecnología</b>	<b>Eólica / Solar Fotovoltaica</b>		<b>Biomasa</b>	<b>Biogás</b>	<b>Biogás de Relleno Sanitario</b>	<b>PAH</b>
<b>Potencia Requerida por Tecnología</b>	350 MW		25 MW	10 MW	5 MW	10 MW
<b>Potencia Requerida por Región</b>	Región 1	40 MW	N/A	N/A	N/A	N/A
	Región 2	60 MW				
	Región 3	60 MW				
	Región 4	30 MW				
	Región 5	30 MW				
	Región 6	70 MW				
	Región 7	60 MW				

Región 1: provincias de Jujuy, Salta, Catamarca y La Rioja.

Región 2: provincias de Formosa, Chaco, Tucumán y Santiago del Estero.

Región 3: provincias de Misiones, Corrientes, Entre Ríos y Santa Fe.

Región 4: provincias de San Juan y Mendoza.

Región 5: provincias de Chubut y Santa Cruz

Región 6: provincias de Córdoba, San Luis, La Pampa, Neuquén y Río Negro.

Región 7: provincia de Buenos Aires.

La Potencia Requerida máxima a adjudicar a cada provincia no podrá ser superior a los 20 MW excepto la provincia de Buenos Aires a la cual se podrá adjudicar una Potencia Requerida de hasta 60 MW.

Se expuso también que La Potencia Ofertada máxima de cada Central de Generación para cualquier Tecnología no podrá ser superior a los 10 MW y la mínima no podrá ser inferior a los 0,5 MW.

En el cronograma de la Ronda 3, se aclara que durante el mes de mayo de 2019 se procede a adjudicar la oferta. Desde esa fecha hasta el mes de diciembre de 2019, se realizan las firmas de Contratos de Abastecimiento y Contratos de Adhesión al FODER (Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables).

### *Resumen Planes RENOVAR*

La potencia futura correspondiente a los planes Renovar sería:

Renovar rondas 1 y 1.5:	900 MW
Renovar ronda 2:	200 MW
Renovar ronda 3:	100 MW
Total Plan Renovar	1200 MW

## 6.3. Estudio UTN BA

En el análisis de la potencia a instalar al año 2030, nunca se perdió de vista lo estudiado por la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Buenos Aires. La misma, inició los estudios en el año 2011 de la mano del Ingeniero Raúl Villar. Su enfoque no es único sobre el corredor patagónico, existen proyectos de sistemas HVDC para la región Comahue y NEA. Tampoco basaron su análisis en las estaciones convertoras, se extienden a la línea, electrodo de tierra, tecnología VSC y demás.

En lo referido al proyecto que están llevando adelante equivalente a nuestro proyecto, propusieron dos líneas alternativas, pero ambas coinciden en que la potencia a transmitir es de 3000 MW.

Cabe destacar que nuestro proyecto difiere en distintos puntos, entre los más importantes:

- Cantidad y tipo de tiristores,
- Nivel de tensión.

Un punto importante es que, para realizar los estudios, cuentan con el apoyo de distintos profesionales, desde graduados, doctores, investigadores y docentes hasta alumnos y otras facultades interesadas en el tema. De este modo, además de contar con recursos humanos externos, también reciben apoyo de empresas afines con información y recursos económicos.

Finalmente, se deja en la bibliografía el nombre completo del estudio, donde se podrá evidenciar uno de los avances publicados por la propia facultad.

## 6.4. Potencia nominal del Enlace HVDC

Para el caso de considerar la potencia instalada al mes de mayo 2020,

$$P = 2088 \text{ MW}$$

Para el caso de considerar la potencia esperada de las rondas del Plan Renovar y la suma las tres centrales analizadas en el punto 6.2:

$$P \approx 3180 \text{ MW}$$

Para el caso de considerar la estudiada por la UTN FRBA:

$$P = 3732,4 \text{ MW}$$

Evaluando las consideraciones mencionadas se concluye que la potencia de diseño de la línea (y con ello las estaciones convertoras) es de:

$$P = 3000 \text{ MW}$$

## 7. Modo de Transmisión

Existen distintas configuraciones posibles en la transmisión HVDC. La selección de cada configuración dependerá de requerimientos operacionales, flexibilidad de la demanda y coste. A priori, se las clasifica según el tipo de generación o sistemas a conectar. En segundo lugar, se encuentran los distintos tipos de sistemas según conductores.

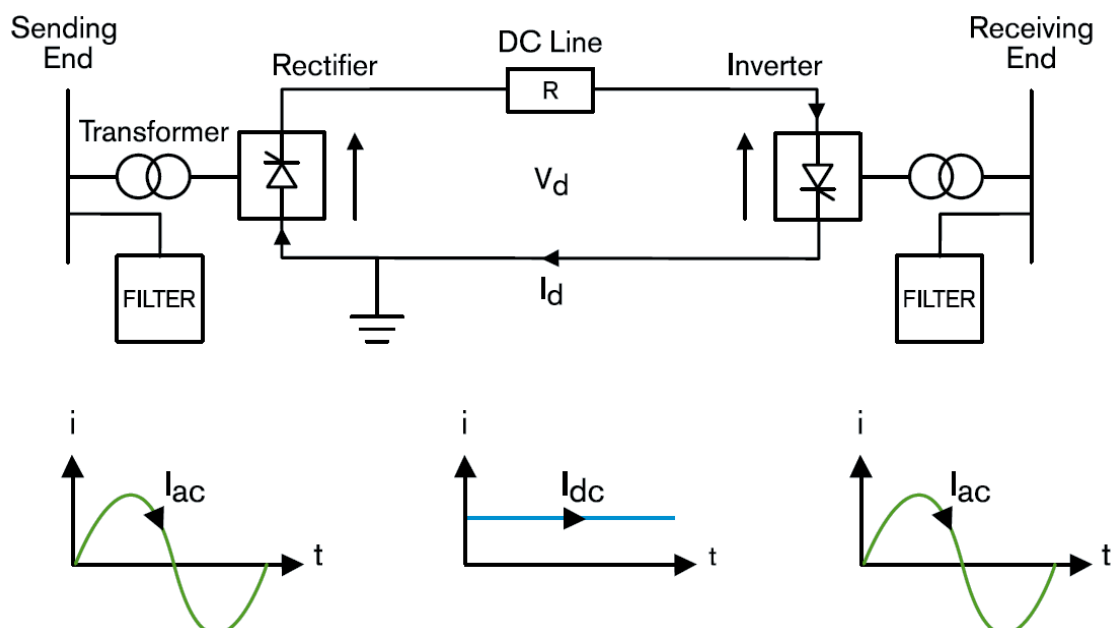
### 7.1. Tipos de conexiones según generación

- 7.1.1 Punto a punto,
- 7.1.2 Multiterminal
- 7.1.3 Unitaria

#### 7.1.1. Punto a Punto

Directamente entre subestaciones. El convertidor (rectificador o inversor) suele incluirse en la subestación.

Se trata de la configuración más habitual en HVDC y se utiliza para conectar dos subestaciones cuando por razones técnicas, económicas o medioambientales, la conexión HVDC es mejor que la HVAC. En la configuración 'punto a punto' una estación funciona como rectificador y otra estación como inversor según el flujo de potencia, pudiendo adoptar la conexión monopolar o bipolar, en nuestro caso optamos por la segunda.



(Fig. 7-1) Conexión Punto a Punto HVDC

En la (Fig. 7-1) se muestra el recorrido para un sistema HVDC conexión punto a punto. En primer lugar, se evidencia la red de corriente alterna proveniente del lado izquierdo, encargada de entregarle al sistema la energía eléctrica generada. Luego, la tensión se verá sometida a un aumento (en el mayor de los casos) o reducción de tensión en el

transformador y comenzará su etapa de rectificación en la estación conversora CA/CC. Cabe destacar que del lado de corriente alterna, existen filtros de CA.

Una vez rectificadas la señal y llevada a los valores de tensión nominales de la línea de transmisión HVDC, la energía eléctrica es transportada hasta otro extremo donde se encuentra la estación conversora CC/CA, o también conocida como estación inversora. Esta se encarga de convertir la señal de CC en CA para luego poder transformarla nuevamente a los valores de tensión CA deseados mediante el transformador.

Es importante mencionar que, así como existen los filtros del lado de corriente alterna, también existen los filtros en las estaciones conversoras. Esto es debido a que las mismas introducen armónicos no deseados.

Es la conexión más utilizada hasta el momento en HVDC.

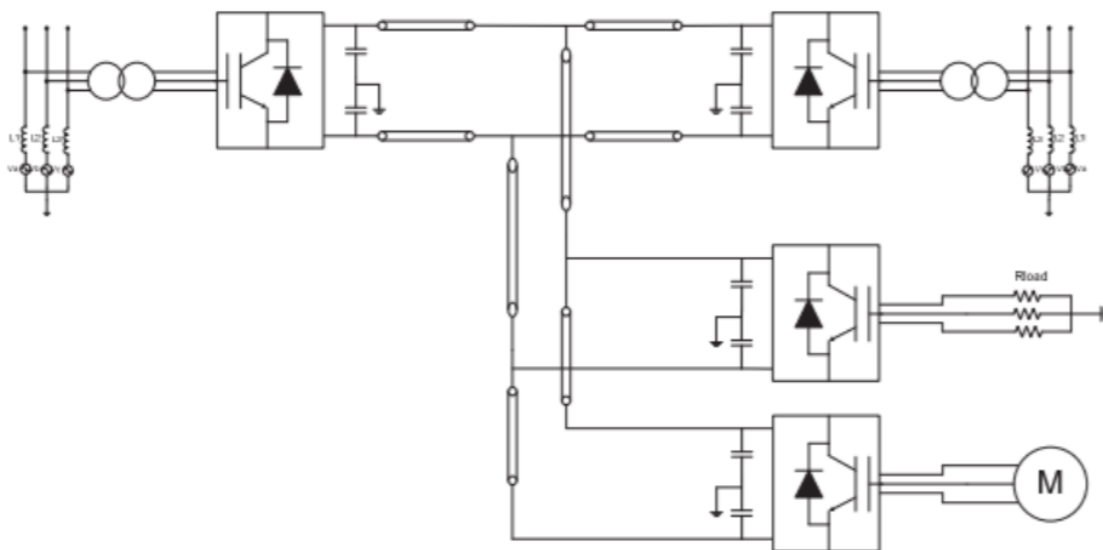
También es utilizada para conectar cargas a través de conexiones submarinas, como en sistemas insulares o petrolíferos, o parques eólicos offshore.

Ejemplos de estas conexiones pueden ser las siguientes:

- Itaipu, Brasil: Interconexión bipolar aérea entre Foz do Iguazu y Ibiuna. +/- 600kV, 800km.
- Rio Madeira, Brasil: Interconexión bipolar aérea entre Porto Velho y Araraquara. +/- 600kV, 2500km.
- JinPing-Sunan, China: Interconexión bipolar aérea entre Jinping y Sunan. +/- 800kV, 2090km (mayor capacidad de potencia)

### 7.1.2. Multiterminal

Utilizada cuando se conectan tres o más subestaciones a un sistema HVDC. Se pueden conectar en serie (a diferentes tensiones), paralelo (a una misma tensión) o mixtos.



*(Fig. 7-2) Conexión Multiterminal*

La (Fig. 7-2) muestra una conexión multiterminal en la que se observa una conexión punto a punto como la demostrada en (Fig. 7-1) pero en este caso se incorpora una generación y

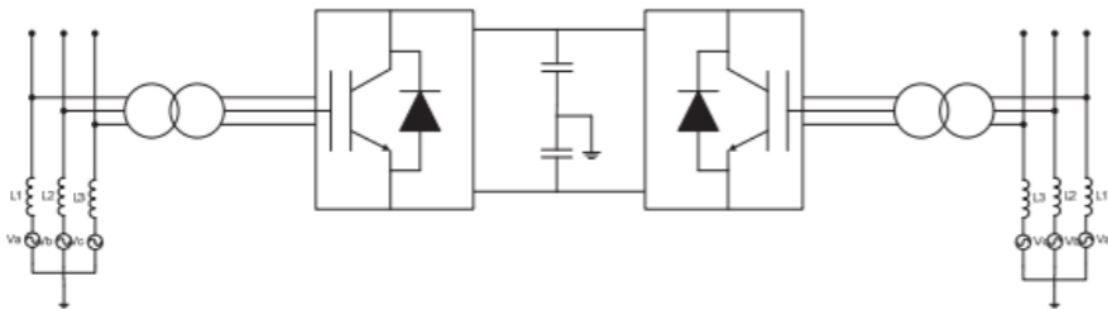
un consumo en la línea HVDC. Se entiende que este tipo de sistemas debe responder de manera rápida y eficiente ante los cambios de sentidos del flujo de potencia ya que tanto la demanda como la generación pueden variar.

Los sistemas de terminales múltiples son difíciles de realizar utilizando convertidores conmutados de línea (LCC) porque las inversiones de potencia se efectúan invirtiendo la polaridad de la tensión de corriente continua, lo que afecta a todos los convertidores conectados al sistema. Con los convertidores con tecnología VSC (Voltage Source Converter), la inversión de potencia se logra en cambio invirtiendo la dirección de la corriente, lo que hace que los sistemas de terminales múltiples conectados en paralelo sean mucho más fáciles de controlar. Por esta razón, se espera que los sistemas de terminales múltiples se vuelvan mucho más comunes en un futuro próximo.

- Sistema de transmisión Quebec - Nueva Inglaterra, de 2000MW inaugurado en 1992, que es el sistema HVDC multiterminal más grande del mundo.
- Nanao-Guangdong en China, de +/- 160kV con potencias de 200, 100 y 50 MW, con redes terrestres, aéreas y marítimas.
- SACOI 2, interconexión Suvereto, Codrongianos en Italia y Lucciana en Francia, 200 kV, 300 MW y longitudes 420, 120 y 300 km.

### 7.1.3. Unitaria

El tipo de conexiones de sistemas HVDC que se denomina bajo el nombre de unitaria, es cuando la transmisión se realiza directamente en el punto de generación de energía. Un ejemplo claro de este tipo de sistemas es la generación eólica.



(Fig. 7-3) Conexión Unitaria

La (Fig. 7-3) presenta una conexión unitaria. Este tipo de sistemas HVDC son utilizados en centrales hidroeléctricas o eólicas ya que la frecuencia la impone la central convertidora y no la generación. Recordar que para el caso de una central eólica la frecuencia de la tensión CA generada no es estable lo que representa un inconveniente severo en la transmisión tradicional CA.

## 7.2. Tipos de conexiones según Configuración

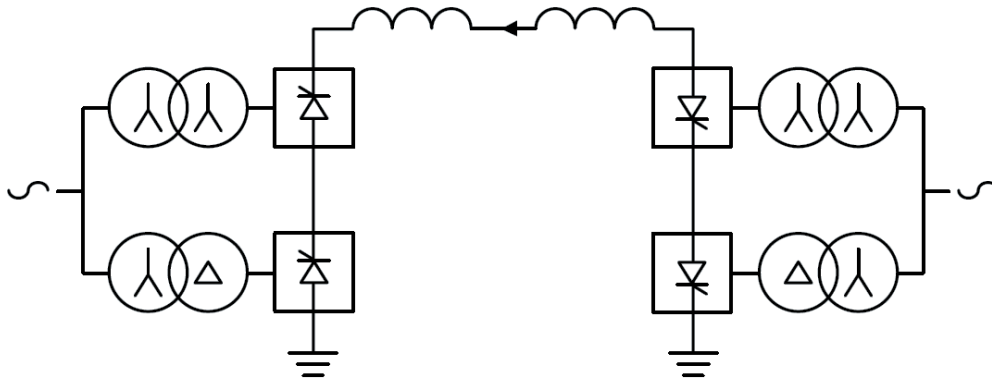
En función de cómo se disponen las centrales convertoras y la finalidad del sistema HVDC, pueden clasificarse de la siguiente manera:

- 8.2.1 Monopolar
- 8.2.2 Bipolar
- 8.2.3 Back-to-back (caso especial de la conexión monopolar)

### 7.2.1. Sistemas HVDC Monopolares

En los sistemas HVDC monopolares se usa un solo conductor para transmitir la energía eléctrica. El retorno puede ser por cable o por tierra:

- Un sistema HVDC monopolar con retorno por tierra consta de una o más unidades convertidoras de seis pulsos en serie o en paralelo en cada extremo, un solo conductor y el regreso por la tierra o el mar, como se muestra en la *(Fig. 7-4)*. Es utilizado en transmisiones submarinas, donde el retorno es el agua. También se la puede considerar como la primera etapa de un sistema HVDC bipolar. En cada extremo de la línea, requiere un electrodo de tierra.

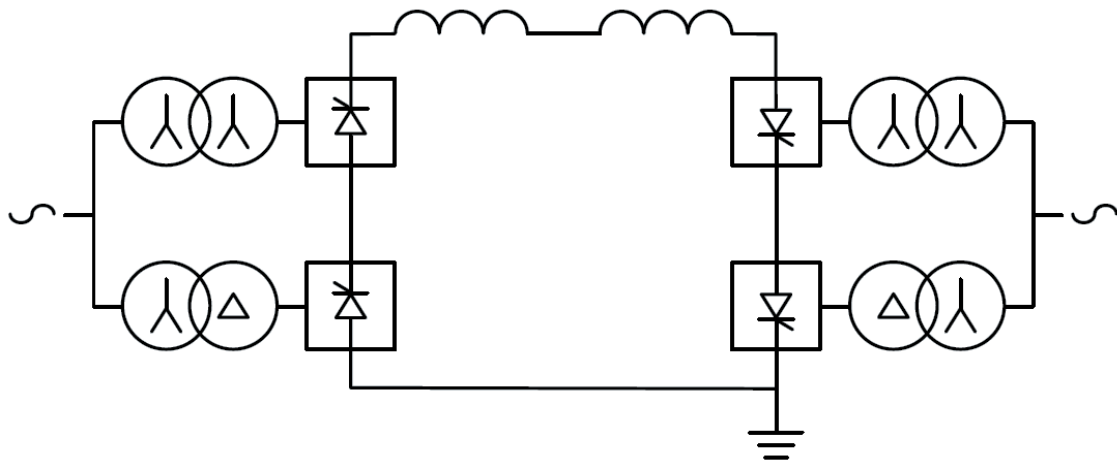


*(Fig. 7-4) Configuración Monopolar con retorno por tierra*



*(Fig. 7-5) Configuración Submarina - Gotland 1954*

- Un sistema HVDC monopolar con retorno metálico generalmente consta de un conductor de alta tensión y uno de media tensión como se muestra en la *(Fig. 7-6)*. Su implementación difícilmente es preferida, pero existen casos especiales donde son la mejor alternativa. Un ejemplo de ello es cuando un sistema HVDC bipolar resulta una solución antieconómica debido a una distancia corta o un sistema HVDC monopolar con retorno por tierra con alto valor de resistividad de la tierra.



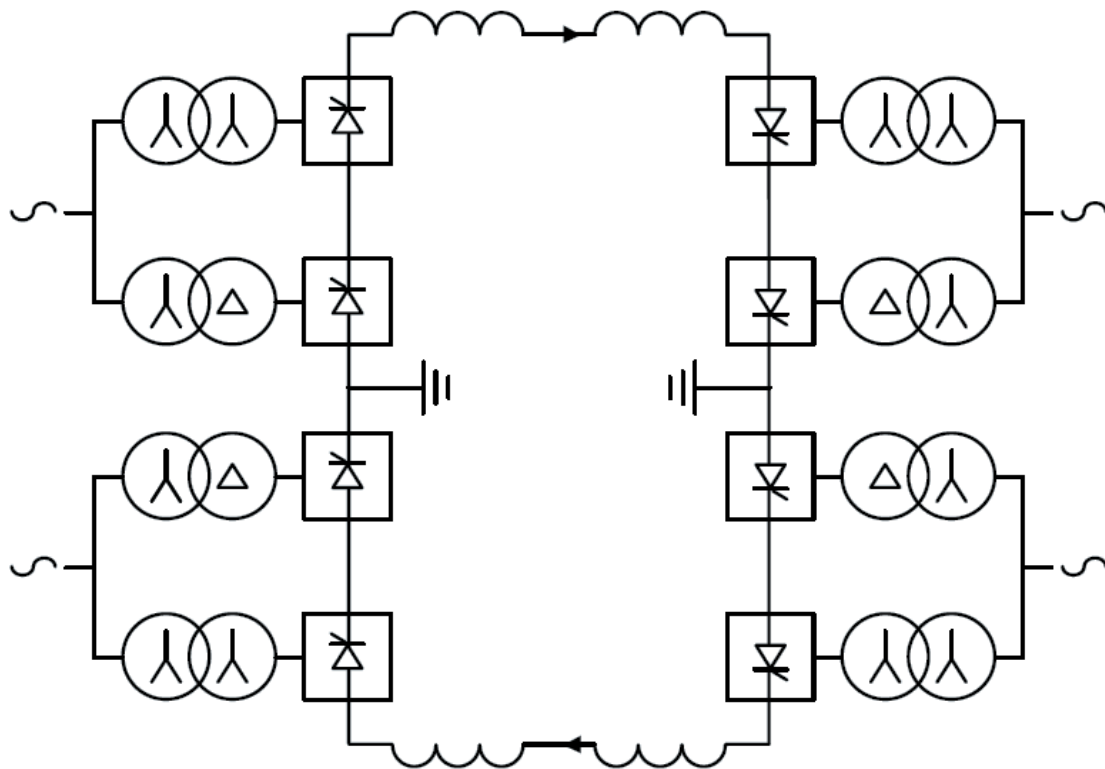
*(Fig. 7-6) Conexión Monopolar con retorno metálico*



### 7.2.2. Sistemas HVDC Bipolares

Un sistema HVDC bipolar consta de dos polos, cada uno incluye una o más unidades convertidoras de doce pulsos, que podrán estar conectadas en serie o en paralelo según lo requerido. Posee dos conductores, uno con polaridad positiva y el otro con polaridad negativa a tierra, resultando el flujo de potencia en un sentido. Para obtener el flujo de potencia en la otra dirección, los dos conductores deben invertir sus polaridades.

Se puede entender al sistema bipolar como la combinación de dos esquemas monopoles con retorno a tierra, como se muestra en la *(Fig. 7-8)*.



*(Fig. 7-8) Conexión Bipolar con retorno por tierra*

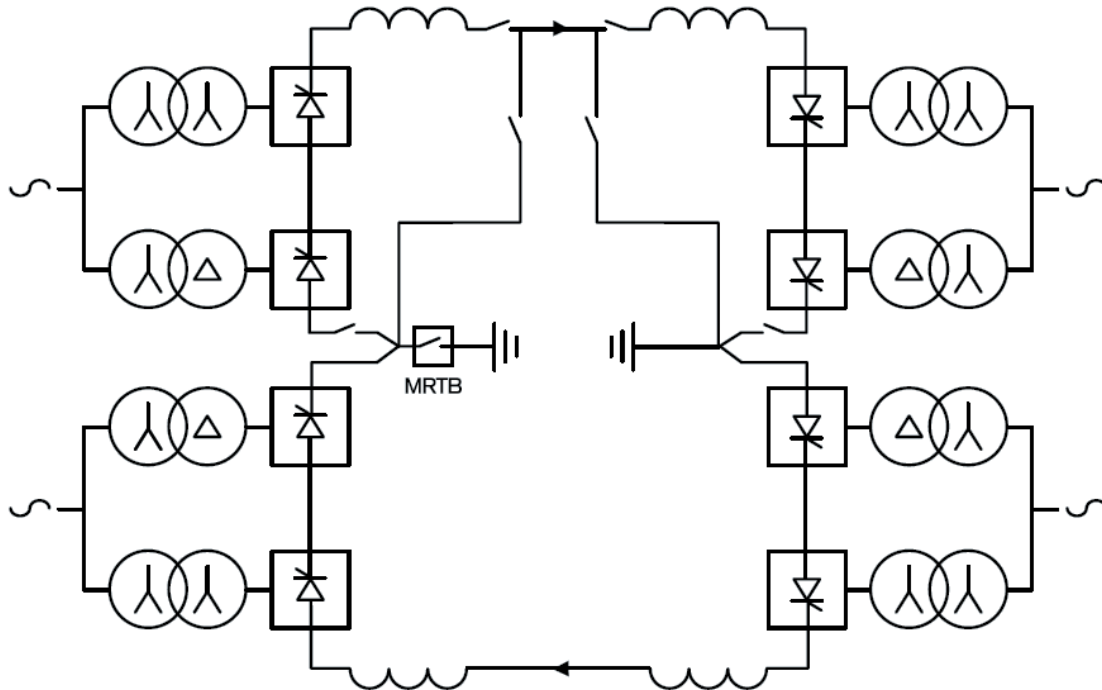
Posee una capacidad mayor de potencia en comparación con el sistema HVDC monopolar. Debido a ello, es el más utilizado para líneas aéreas. Como se mencionó, posee dos conductores con tensiones simétricas respecto a tierra, uno a corriente positiva y otro a corriente negativa. Situados en un caso ideal, la corriente por los dos conductores posee el mismo módulo y en consecuencia, no habrá derivaciones a tierra.

La conexión bipolar puede funcionar como monopolar, pudiendo transmitir más de un 50% de la potencia total en función de los criterios de explotación y de la capacidad del polo restante, proporcionando mayor fiabilidad al sistema. Otra ventaja que presenta frente al sistema HVDC monopolar es el uso del retorno común, lo que se traduce en menores pérdidas.

Desventaja frente a monopolar: no se dispone de retorno con los componentes adyacentes, afectando esto a ambos conductores.

El sistema HVDC bipolar presenta las siguientes capacidades operativas:

- Durante el corte inesperado de un polo, el otro podría ser operado continuamente utilizando la tierra como retorno.
- Para el corte de un polo a largo plazo, el paso de corriente de tierra es indeseable. Si el sistema HVDC cuenta con un retorno metálico, podría operarse como un monopolar sin mayores dificultades, como se muestra en la (Fig. 7-9). Deberá tenerse en cuenta que para que esto sea posible, el sistema deberá contar con aparataje especial (interruptor MRTB).



(Fig. 7-9) Conexión Bipolar con retorno metálico

- Siempre que los dos electrodos de tierra estén conectados, es posible operar a los dos polos con distintas corrientes. Esto permite el uso de un polo a plena carga, en caso de existir una limitación de corriente en el otro.
- En caso de daño parcial del aislamiento de la línea HVDC, uno o ambos polos podrían funcionar a tensión reducida.
- En lugar del retorno a tierra, se puede agregar un tercer conductor de extremo a extremo.

Como se mencionó, dentro de las conexiones bipolares, existen clasificaciones según cómo se opera el retorno de la corriente o de cómo se consigue continuar operando la conexión bipolar en caso de falla.

### 7.2.3. Sistemas Back-to-back

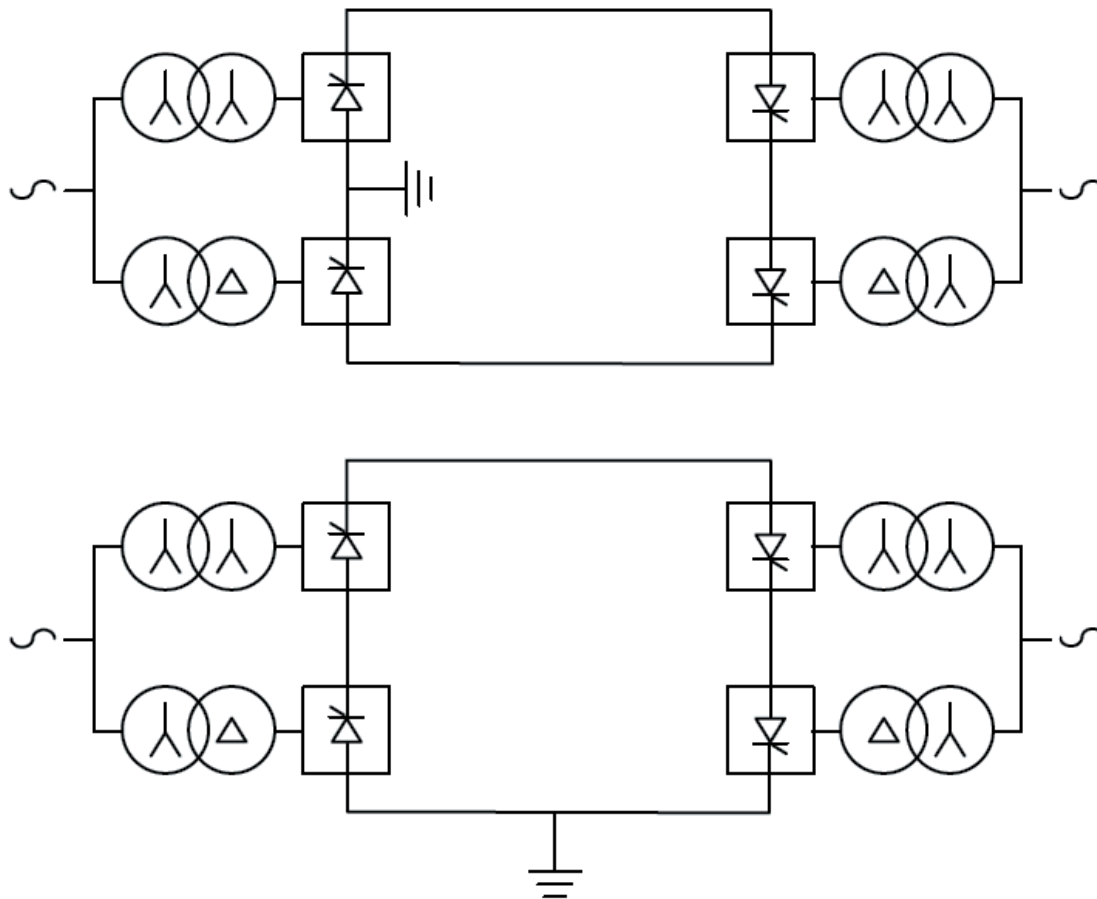
Los sistemas HVDC Back-to-Back son un caso especial de interconexión HVDC monopolar, donde no hay línea de transmisión de CC y ambos convertidores se encuentran en el mismo lugar físico.

Su campo de aplicación son las interconexiones de sistemas asíncronos. Es decir, la interconexión de dos sistemas que no posean la misma frecuencia de red.

Por razones económicas, cada convertidor suele ser una unidad de doce pulsos y es posible compartir una misma sala de tiristores para ambos convertidores. El control del sistema, el equipo de refrigeración y los sistemas auxiliares pueden estar integrados en configuraciones comunes a los dos convertidores.

Los filtros de CC no son requeridos ya que no existirá línea de transmisión.

La (Fig. 7-10) muestra dos circuitos alternativos con configuraciones utilizadas por Alstom Grid para sistemas HVDC Back-to-Back.

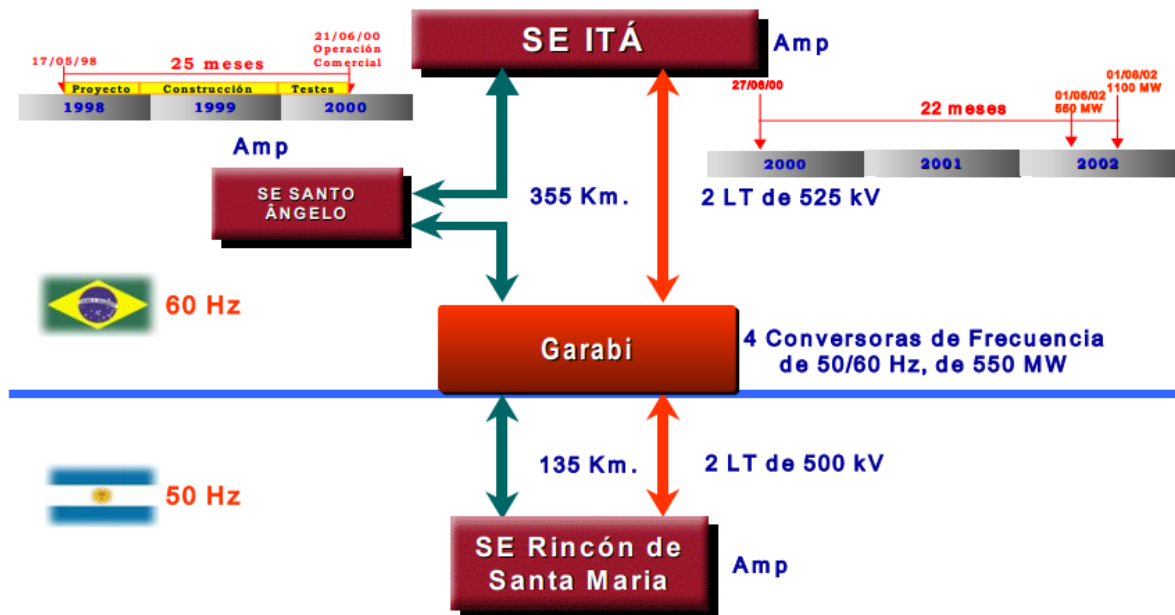


(Fig. 7-10) Conexión Back – To – Back

En comparación con los sistemas bipolares o monopolares que incluyen líneas HVDC, la tensión nominal de CC es baja y la corriente nominal del tiristor es alta. Nuevamente la razón radica en lo económico ya que el costo de dichos tiristores depende mucho más del voltaje, teniendo en cuenta que, a mayor tensión, mayor será la cantidad de tiristores a utilizar.

El primer proyecto HVDC con sistema Back-to-Back fue en el año 1972 en el estado de California, EEUU. El mismo posee una potencia de 350 MW y una tensión de +-800 kV.

El ejemplo más cercano para el Sistema Argentino De Interconexión es la estación Garabí, que conecta a la República Argentina (50 Hz) con Brasil (60 Hz). Ver la (Fig. 7-11)



Fuente: Herrera, J.P. *Interconexión Argentina – Brasil 2000 MW* Seminario Aniversario CIER, julio 2004.

(Fig. 7-11) Interconexión Argentina-Brasil Garabí

Esta obra fue puesta en marcha el año 1999 con una capacidad de 1050 MW. Luego de 3 años, ABB realizó la ampliación a 2100 MW. Posee una tensión nominal de +- 70 kV.

## 8. Electrodo de tierra

Como se mencionó anteriormente el empleo del electrodo de tierra depende exclusivamente del tipo de conexión HVDC utilizada. A modo de resumen se muestra la siguiente tabla:

CONFIGURACIÓN	RETORNO	ELECTRODO DE TIERRA
<b>Monopolar</b>	Tierra	Necesario
<b>Monopolar</b>	Metálico	Necesario
<b>Bipolar</b>	Tierra	Necesario
<b>Bipolar</b>	Metálico	Necesario
<b>Bipolar</b>	Metálico Dedicado	No Necesario

Se mencionan particularidades de los casos:

- **Monopolar Retorno por Tierra:** el electrodo de tierra es necesario para que el sistema HVDC sea un circuito eléctrico cerrado. Se entiende que los dos polos estarán vinculados eléctricamente mediante un conductor, mientras que el retorno se realiza por la tierra.
- **Monopolar Retorno Metálico:** caso con poca aplicación, solo donde una inversión bipolar no se justifica desde el punto económico y las condiciones de la tierra son malas (resistencia elevada).
- **Bipolar Retorno por Tierra:** en esta configuración el electrodo de tierra se emplea en caso de falla de uno de los polos. El sistema HVDC comenzaría a funcionar en monopolar (con la mitad de potencia) y retornaría por tierra.
- **Bipolar Retorno Metálico:** en estado nominal el sistema bipolar no utiliza el retorno metálico ni el electrodo de tierra. En caso de falla de un polo el sistema utiliza interruptores y seccionadores para bypassar un polo. La necesidad del electrodo de tierra yace en el período de conmutación de bipolar a monopolar.
- **Bipolar Retorno Metálico Dedicado:** esta configuración es similar a la anterior, pero el electrodo de tierra se reemplaza por un conductor metálico. Se dice que es dedicado porque no se utiliza la misma línea para realizar el retorno, sino que en la línea HVDC existe un 3er conductor (generalmente de baja tensión).

Queda claro que para el presente proyecto no será necesario Electrodo de Tierra, pero se analiza teóricamente los aspectos más relevantes de este punto. Lo más interesante de analizar es la resistividad del suelo, es decir la oposición al paso de corriente por tierra, y la corrosión del mismo suelo hacia el electrodo de tierra. Particularmente se busca que la resistividad sea lo menor posible, pero eso hace un suelo muy corrosivo para el electrodo. El desafío está en encontrar el mejor equilibrio entre los dos parámetros.



*(Fig. 8-1) Electrodo de Tierra Estación Xingu-Estreito 800 kV 4000 MW*

Una ventaja de poseer una estación convertidora HVDC con electrodo de tierra es que estos actúan como potencial de referencia. Por esto, se debe realizar un diseño muy cuidadoso de los mismos ya que no solo deberán tener que soportar la corriente inyectada en el electrodo origen y recolectada en el de destino, sino cuidar aspectos ambientales, de seguridad y de comportamiento de materiales, considerando posibles deterioros, sumado a que pueden producirse fenómenos de electrólisis por tratarse de corriente continua.

El análisis se centrará en consideraciones para el diseño del electrodo y en el estudio de la distribución de la corriente eléctrica a través del medio terrestre a lo largo de toda la extensión del sistema de transmisión, identificando los mecanismos principales de corrosión de este complejo medio.

## 8.1. Propiedades del Suelo

Las propiedades físicas que afectan directamente a la ubicación y el diseño de cualquier tipo de electrodo de tierra se pueden agrupar bajo los dos principales aspectos: eléctricos y térmicos.

**Resistividad del Suelo:** Una alta resistividad del terreno conduce a un menor flujo de corriente, lo que a su vez da como resultado un nivel reducido de corrosión al que está sujeto el metal activo del material de electrodo en contacto directo con este tipo de terreno.

RESISTIVIDAD ( $\Omega \cdot \text{cm}$ )	CORROSIVIDAD
0-500	Muy corrosivo
500-1000	Corrosivo
1000-2000	Corrosión moderada
2000-5000	Corrosión media
>10000	Corrosión despreciable

La resistividad de un suelo está relacionada con la temperatura, el contenido de sales del suelo y su humedad. A su vez, estas, pueden variar significativamente con las estaciones del año, el régimen pluvial, la actividad agrícola e industrial, etc., repercutiendo en los valores de la resistividad.

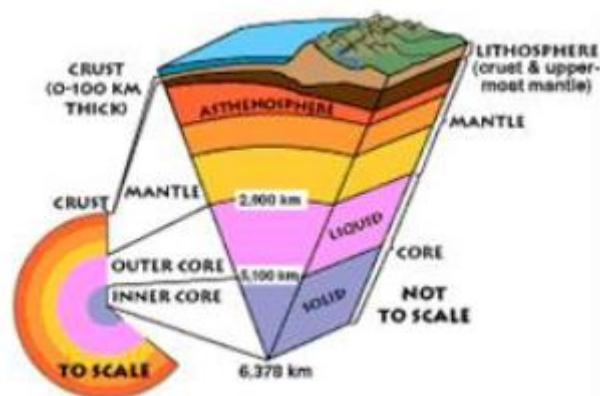
Factores que causan corrosión en los suelos:

- a) Aireación
- b) Retención de Agua
- c) Contenido de sales disueltas
- d) Resistividad del suelo
- e) Acidez del suelo
- f) Presencia de especies iónicas

**Propiedades del suelo:** La resistividad de materiales cerca de la superficie de la tierra en la que se van a construir electrodos varía desde un mínimo de  $1 \Omega\text{m}$ . La resistividad de la tierra adyacente puede alcanzar un valor tan alto como  $10^9 \Omega\text{m}$ .

El medio conductor que cumple la función de inyectar/extraer la corriente de retorno es la corteza terrestre (de resistividad " $\rho_c$ " relativamente baja y geometría de cascarón esférico de profundidad " $h_c$ "). La corteza se encuentra apoyada en una capa, denominada manto, compuesta por grandes bloques de roca primigenia de muy alta resistividad " $\rho_m \gg \rho_c$ ", y de espesor " $h_m \gg h_c$ ". En tal sentido, la corteza puede considerarse un medio volumétrico de transmisión superficial, "aislada" del núcleo de la tierra por el manto.

El núcleo, compuesto básicamente por hierro, 5 a 10% de níquel y otros elementos ligeros (azufre, oxígeno, etc.), se encuentra a temperaturas del orden de  $6700^\circ\text{C}$ , con una parte externa en estado líquido y una interna que, debido a la elevada presión a esas profundidades, se encuentra en estado sólido. Aunque la resistividad del núcleo en tales condiciones no es baja, dado el radio del núcleo, miles de kilómetros (dimensión "ilimitada"), se considera como resistencia nula.



(Fig. 8-2) Capas del suelo

## 8.2. Seguridad Eléctrica

La seguridad de un diseño de electrodos se determina a partir de la tensión de paso a la máxima corriente y la tensión de contacto en las partes expuestas, también a la máxima corriente. Los criterios para los electrodos no se basan en la eliminación de gradientes potenciales, sino en la prevención de molestias a una persona o animal sujeto a la tensión. La corriente continua tolerable a través del cuerpo se basa en datos experimentales. Experimentos indican que el umbral de percepción donde la mano o el dedo sienten una ligera sensación de hormigueo se produce a partir de los 3 mA. La (Fig. 8-3) demuestra los efectos fisiológicos de las distintas corrientes circulantes por el cuerpo. Se entiende que el único factor no es el valor de corriente sino también el tipo de corriente, el tiempo, la resistencia del cuerpo y la parte del cuerpo por donde circula la corriente.

Intensidad	Efectos fisiológicos en el cuerpo
1-3 mA	Percepción de picor. Umbral de percepción.
5-8 mA	Movimientos bruscos si se produce un contacto prolongado.
8-25 mA	Contracciones musculares y tetanización de los músculos de la mano y brazo.
25-30 mA	Tetanización del músculo del pecho (paso de la corriente por el corazón), en contactos prolongados (más de 2 minutos), que pueden provocar asfixia.
30-50 mA	Fibrilación ventricular, consecuencia del paso de corriente por la región cardiaca. Muerte si no se facilita atención adecuada en pocos minutos.
2-3 A	Parada respiratoria. Inconsciencia.
3 A o más	Quemaduras graves. Muerte.

(Fig. 8-3) Efectos de corriente en el cuerpo

No obstante, el nivel de corriente del cuerpo de 5 mA es aceptado como el umbral de molestia para una persona que camina sobre la tierra energizada.



*Elección de materiales de electrodo:* El material del ánodo sufre corrosión electroquímica debido a la corriente iónica que fluye hacia el medio electrolítico circundante. La pérdida de metal anódico durante un período de tiempo es directamente proporcional a la carga eléctrica que fluye a través de ella.

<b>MATERIAL</b>	<b>PÉRDIDA (KG/A.AÑO)</b>
<b>HIERRO</b>	9,13
<b>PLOMO</b>	33,87
<b>ALUMINIO</b>	2,94
<b>CU (I)</b>	20,77
<b>CU (II)</b>	10,39

La velocidad de la corrosión en la práctica varía ampliamente dependiendo del tipo de material y las propiedades del medio circundante. Una técnica para disminuir la velocidad de corrosión a niveles más bajos es envolver el ánodo conductor central interno en coque molido.

Las disposiciones del electrodo de tierra se pueden realizar en función del tipo de material escogido para el electrodo y la resistividad y corrosión de los suelos. Las más comunes son horizontales de formas circulares o estrella. La sección más usual es cuadrada.

## 9. Tipos de tecnologías HVDC

Un enlace HVDC requiere de convertidores basados en la electrónica de potencia donde se realiza la conversión de la corriente alterna en corriente continua y viceversa. Para ello, existen dos tecnologías distintas:

1.1 LCC: Line Commutated Converters (Convertidores Conmutados en Red)

1.2 VSC: Voltage Source Converters (Convertidores AutoConmutados)

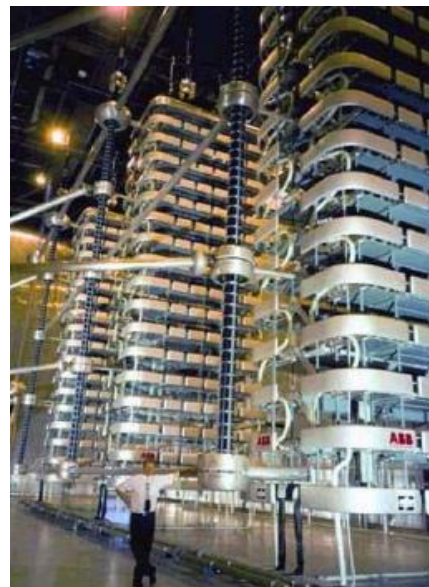
### 9.1. LCC

El semiconductor empleado por este tipo de estaciones es el tiristor, cuyo principio de funcionamiento se desarrollará más adelante. La configuración más habitual dentro de esta clasificación es mediante un rectificador o conversor de 12 pulsos. Los tiristores son semiconductores que comienzan a conducir al recibir una señal de disparo y la tensión ánodo-cátodo es positiva. El apagado se realiza de forma natural con el paso por cero de la tensión.

Asimismo, por utilizar tiristores, la corriente circula siempre en el mismo sentido, de modo que el cambio en el sentido del flujo de potencia se hace mediante el cambio de polaridad de la tensión en el lado de corriente continua.

Por el tipo de conversión y la tecnología electrónica utilizada, las corrientes generadas poseen armónicos considerables. Esto hace que este tipo de tecnología requiera de transformadores de diseño especiales y un estudio de filtros de armónicos en la red de corriente alterna.

Es la transmisión HVDC considerada como convencional ya que es la más antigua entre las dos y la más empleada a lo largo del mundo.



(Fig. 9-1)

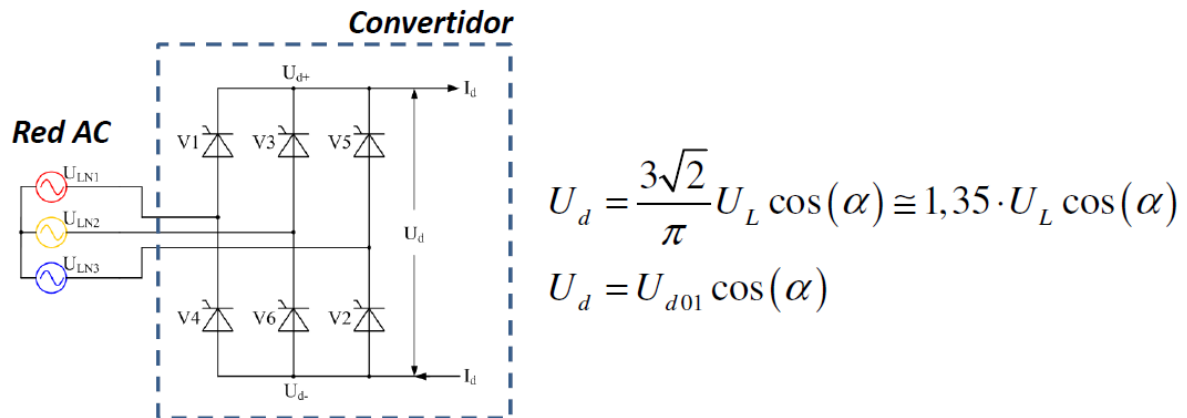
Este tipo de diseños tienen la capacidad inherente de limitar la corriente de cortocircuitos en el lado de corriente continua. En su funcionamiento, posee tres requisitos imprescindibles:

- Tensión de corriente alterna: es la referencia de los tiristores para poder conmutar.
- Potencia reactiva: el convertidor consume potencia reactiva de la red de corriente alterna, por lo que se debe conectar en una red con suficiente potencia de cortocircuito.
- Filtros de armónicos: por el tipo de tecnología que se utiliza, es necesario contar con un estudio y posterior filtrado de armónicos del lado de corriente alterna.

En la (Fig. 9-1) se observa el tamaño de las torres de válvulas tiristorizadas empleadas en las estaciones HVDC.

El funcionamiento conceptual se basa en la generación de tensión continua controlada mediante el ángulo de disparo Alpha ( $\alpha$ ) a partir de la tensión de la red de corriente alterna.

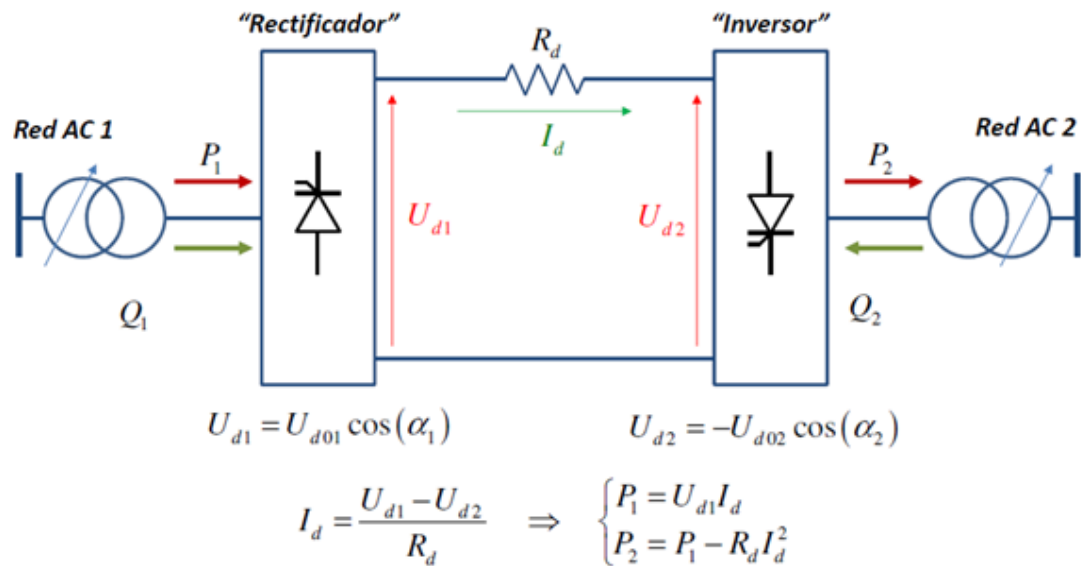
En la (Fig. 9-2) se puede observar una simplificación de un convertidor HVDC y el análisis de la tensión de salida en corriente continua en función del ángulo de disparo  $\alpha$ .



(Fig. 9-2) Convertidor HVDC tensión en función de  $\alpha$

Debido a que el tiristor comienza a conducir  $\alpha$  grados luego de la tensión, la componente fundamental de la corriente alterna a la salida del conversor, tendrá el mismo desfase.

En el caso de una línea de transmisión HVDC, se entiende que una estación convertidora funcionará como rectificadora ( $\alpha < 90^\circ$ ) y la otra, ubicada en el otro extremo, como inversora ( $\alpha > 90^\circ$ ). Eso queda representado esquemáticamente por la (Fig. 9-3).



(Fig. 9-3) Estación convertidora rectificadora e inversora

Durante la operación el lado inversor controla la tensión variando  $\alpha_2$ . El lado rectificador controla la corriente variando la tensión con  $\alpha_1$

Los conmutadores bajo carga de los transformadores ajustan la tensión del lado de corriente alterna de los convertidores, manteniendo  $\alpha$  en un rango adecuado.

Las características principales de la tecnología HVDC LCC se mencionan a continuación:

- Poseen una dinámica simple de la línea.
- Los lazos de control de corriente y tensión se realizan mediante el ángulo de disparo de los tiristores.
- Los valores típicos del ángulo de disparo ( $\alpha$ ) oscilan entre 15° y 20°.
- La tecnología actual permite manipular sistemas de hasta 6000 MW a 7000 MW de potencia activa.
- El nivel de tensión puede superar los 500 kV, llegando a sistemas especiales de 1100 kV.
- No controlan potencia reactiva, solo potencia activa.
- Necesitan bancos de capacitores SVC (Static VAR Compensation).
- Este banco también se utiliza para alimentar de potencia reactiva a las válvulas de conmutación.
- Los semiconductores usados son tiristores SCR (unidireccionales).
- Para cambiar la dirección del flujo de potencia, la tensión de los convertidores debe cambiar de polaridad.
- Necesita de la red CA para la conmutación.
- Posee un difícil Black Start y está en desarrollo la posibilidad de hacerlo con bancos de capacitores.
- Requiere mayor superficie en las estaciones para filtrado de armónicos y control de potencia reactiva.
- Marcas que comercializan su tecnología son: ALSTOM, ABB, Siemens, General Electric, entre otras.
- Implementado en algunos softwares de simulación: GE-PSLF, PSS E. PowerWorld & TSAT.

El bloque de construcción básico utilizado para la conversión de HVDC LCC es el trifásico con un puente de onda completa conocido como puente de Graetz o de seis pulsos. El término seis pulsos se debe a seis conmutaciones u operaciones de conmutación que se realizan por período.

Cada puente de seis pulsos se compone de seis elementos de conmutación o más conocidas como “válvulas de tiristores”. Cada válvula se compone de un número de módulos de tiristores conectados en serie para lograr el voltaje de CC deseado.

Las estaciones rectificadoras o inversoras de los sistemas HVDC de dos puentes de seis pulsos, con fuentes de tensión CA, desfasadas  $30^\circ$  por fase, se pueden conectar en serie para aumentar la tensión de CC y, de manera complementaria, eliminar armónicos característicos. Al operar con dos puentes de 6 pulsos en serie, el sistema pasa a denominarse de 12 pulsos. En la operación de un puente de 12 pulsos, los armónicos característicos del lado de CA y del lado de CC tienen frecuencias de  $12n \pm 1$  y  $12n$ , respectivamente. El desfasaje de  $30^\circ$  se logra alimentando un puente a través de un transformador con un secundario conectado en estrella y el otro puente a través de un secundario conectado en triángulo. Una conexión típica es la de un transformador con doble secundario, posibilitando tener un único primario y manteniendo las conexiones estrella y triángulo.

Actualmente, los esquemas de conexión de transmisión HVDC utilizan convertidores de 12 pulsos para reducir el filtrado de armónicos; por ejemplo, quinto y séptimo en el lado de CA y sexto en el lado de CC. Esto se debe a que, aunque estos armónicos aún circulan a través de las válvulas y los devanados del transformador, estos están desfasados  $180^\circ$  lo que hace que se cancelen en el primario del transformador.

La tecnología LCC requiere potencia reactiva de una fuente externa. Pudiendo ser los filtros de CA o de bancos de capacitores que forman parte de la estación convertidora. Cualquier superávit o déficit de potencia reactiva proveniente de estos, debe ser compensado por el sistema de CA.



*(Fig. 9-4) Jinping - Sunan, China LCC 800 kV - 7200 MW - 2093 km - Año 2012*

Los convertidores con capacitores en serie conectados entre las válvulas de tiristores y los transformadores se introdujeron a finales de la década de 1990 para aplicaciones de sistemas débiles. Estos convertidores se denominan convertidores conmutados por capacitores (o condensadores) CCC. Esto mejora la estabilidad de la tensión ya que además de proporcionar la potencia reactiva necesaria, provee parte de la tensión de conmutación.

La protección contra sobretensión de los capacitores es simple ya que no están expuestos a fallas de la línea, y la corriente de falla por fallas internas del conversor está limitada por la impedancia de los transformadores.

La configuración CCC permite clasificaciones de potencia más altas en áreas donde la red de CA está cerca de su límite de estabilidad de tensión.

La capacidad de cortocircuito simétrico trifásico disponible en la red en el punto de conexión del convertidor debe estar en al menos el doble de la capacidad nominal del convertidor para su funcionamiento.

## 9.2. VSC

El segundo tipo de tecnología HVDC está basada en convertidores de potencia con topología VSC con semiconductores de potencia del tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

Aunque este tipo de estaciones no son capaces de operar con valores de potencia tan altos como la clásica (su potencia se encuentra en el orden de los 1000 MW con una tensión aproximadamente 300 kV), posee características especiales que la hacen atractiva a la hora de su implementación, a saber:

- Capacidad de conmutar a altas frecuencias, permitiendo obtener una respuesta dinámica rápida y reduciendo el tipo de armónicos a manejar, por lo cual se pueden dimensionar filtros de menor tamaño, peso y costo.
- Control independiente de la potencia activa y reactiva.
- No es necesario implementar dispositivos electrónicos independientes para asistir la conmutación de los semiconductores del convertidor (necesarios en LCC).
- Debido a que la conmutación de los convertidores se realiza sin necesidad de la referencia de tensión de la red eléctrica, los sistemas HVDC con tecnología VSC pueden modular señales de tensión trifásica como si fueran un generador, aún cuando la red eléctrica de corriente alterna haya tenido fallas. Esta ventaja facilita la posibilidad de un Black Start en caso de ser necesario.
- La integración con redes de corriente alterna permite aumentar la estabilidad y la capacidad de transmisión.

Todas estas características hacen que la implementación de tecnologías HVDC-VSC resulten atractivas a la hora de mejorar la calidad en la potencia y la estabilidad de la red eléctrica, realizar enlaces con redes pasivas sin generación local (o generación débil) y la interconexión entre líneas de transmisión de alterna ya existentes (sincrónicas o asincrónicas).

Sin embargo, cabe resaltar las limitaciones que tienen este tipo de estaciones:

- Pérdidas de energía elevadas, debido principalmente a las altas frecuencias de conmutación de los dispositivos que componen sus convertidores.
- Problemas de interferencia y compatibilidad electromagnéticas, debidas a las altas frecuencias de conmutación.
- Los cables utilizados en este tipo de aplicaciones deben tener características especiales.

Se deduce que los sistemas de transmisión basados en la tecnología VSC permiten controlar las características de este según las necesidades de la red, además de transmitir valores considerables de energía.

A pesar de ya estar implementada en distintas partes del mundo, se la considera como una tecnología en pleno desarrollo que posee amplias ventajas por sobre lo tradicional. La (Fig. 9-5) evidencia la reducción de superficie requerida por parte de HVDC VSC al compararla con la (Fig. 9-4). Se comprende que al prescindir de los compensadores síncronos y al pequeño tamaño de los filtros utilizados en VSC, el espacio ocupado por las estaciones es menor al equivalente de LCC.



(Fig. 9-5) Estación Convertora HVDC VSC

Algunas de las marcas que lideran el avance de los descubrimientos son Siemens y ABB:

- HVDC PLUS - Siemens: El convertidor HVDC PLUS (Power Link Universal Systems) está basado en tipología VSC multinivel. Es capaz de conmutar la corriente continua independientemente de la tensión del lado de corriente alterna, no estando conmutados por la red y por lo tanto aplicable la tecnología de modulación por ancho de pulso (PWM). El tamaño requerido para una estación convertidora utilizando esta tecnología es de un 20% menor que con la HVDC LCC. Se puede operar en redes de corriente alterna con bajos niveles de cortocircuito o con cargas pasivas, es robusto con respecto a las fallas de la red y sirve como aislante para limitar la propagación de perturbaciones del sistema.
- HVDC Light - ABB: Los comienzos de su desarrollo se remontan a 1997. Esta tecnología está basada en IGBTs con tipología VSC de dos niveles. La onda fundamental de la tensión es generada por un PWM, pudiéndose controlar la magnitud de onda y fase de la onda libremente dentro de unos márgenes, lo que permite el control de potencia activa y reactiva. Desde el punto de vista de la red se comporta como un generador sincrónico sin inercia capaz de controlar la potencia activa y reactiva casi instantáneamente. Actualmente, la tecnología llega a 1200 MW y 500 kV. Asociado al concepto HVDC Light de convertidores se encuentran los conductores poliméricos HVDC Light Cables de aislamiento seco extruido para transmisión a alta tensión en corriente continua.



Las características principales de la tecnología HVDC VSC se mencionan a continuación:

- Poseen una dinámica simple de la línea.
- Lazos de control PI de corriente y tensión.
- Lazos de control V/Q en cada convertidor facilitando el control de tensión. potencia reactiva y factor de potencia.
- La tecnología actual permite manipular sistemas de hasta 1000 MW de potencia activa.
- El nivel de tensión puede alcanzar los 300 kV.
- Pueden controlar potencia reactiva y activa de manera independiente. Ventaja útil si el sistema está conectado a una red débil de CA.
- Capacidad de conmutar a altas frecuencias, obteniendo respuesta dinámica rápida y reduce armónicos.
- Necesita de la red CA para la conmutación.
- Sencillo Black Start.
- Trabaja con frecuencias altas lo que conlleva a pérdidas elevadas, interferencias magnéticas y cables especiales.

A modo de resumen se detallan características de ambas tecnologías en la siguiente tabla:

	LCC	VSC
Desde	Año 1970	Año 1990
Semiconductor	Tiristor	Transistor
Nivel de tensión	Hasta 800 kV	Hasta 300 kV
Nivel de potencia	Hasta 7000 MW	Hasta 1000 MW
Filtros de armónicos	Requerimiento de filtros de grandes dimensiones	Filtros pequeños para armónicos de orden altos.
Potencia de cortocircuito de la red	Elevada para evitar fallas de conmutación	No necesita que sea elevada ya que los IGBT son auto conmutados
Pérdidas	Entre 0,7% a 1% en las estaciones	Entre 1% y 3% en las estaciones
Potencia reactiva	Consumo elevado (Q aproximadamente 0,5 P)	Control independiente de P y Q. No requiere provisión de Q.
Inversión de potencia	La polaridad de la tensión cambia. Se debe apagar y reiniciar el convertidor.	Operación en los 4 cuadrantes. No se necesita apagar ni bloquear el convertidor.
Black Start	Posible con equipamiento auxiliar	Provee Black Start y suministro a cargas pasivas.
Área de emplazamiento	Grande	Compacta (entre 50% y 60% de una equivalente en LCC)
Uso con líneas aéreas	Posible sin requerimientos especiales	Más dificultoso en despeje de fallas. Se usan principalmente con cables especiales.

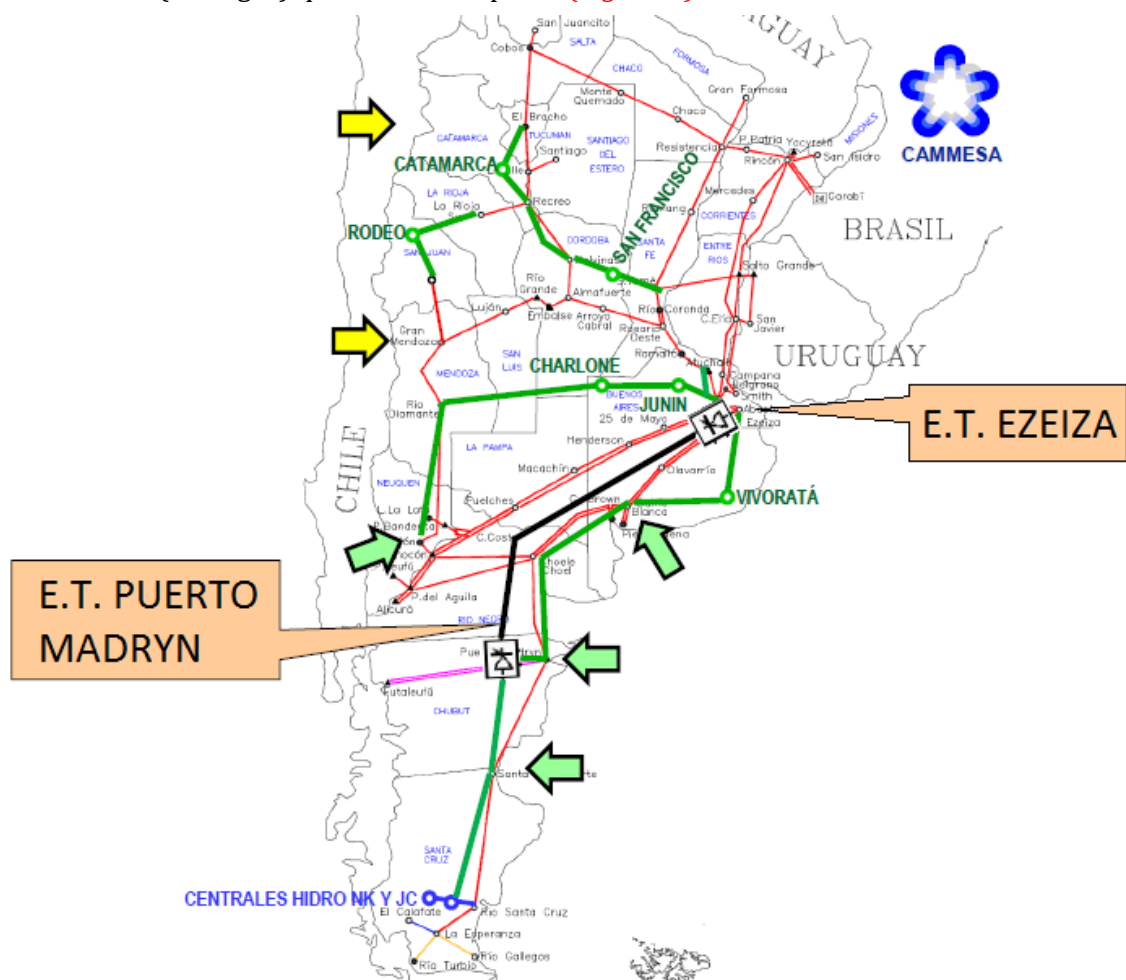
En referencia a lo mencionado se deduce que el tipo de tecnología a implementar en nuestro proyecto es el tipo LCC (Line Commutated Converter). Se destaca la elevada potencia nominal necesaria, la longitud de la línea, el impacto del costo de las pérdidas y la alta potencia de cortocircuito disponible en una de las estaciones convertidoras.

## 10. Ubicación de las estaciones

El presente proyecto pretende brindar solución a la necesidad de transporte de energía proveniente de la Región Patagónica con dirección al centro de la demanda del país. Se entiende que la ubicación de las estaciones convertoras dependerá estrictamente del trazado de la línea. Sin embargo, se define que será necesario instalar una estación convertora rectificadora en la Región Patagónica y otra estación convertora inversora en la provincia de Buenos Aires, más específicamente en la Región GBA.

Esta primera y gran aproximación sobre la ubicación de las estaciones se decidió así ya que la generación se concentra en el sur del país, con posibilidad de concentrarlo en la provincia de Chubut y el destino de dicha energía debe ser el punto de mayor demanda, esto es, la provincia de Buenos Aires.

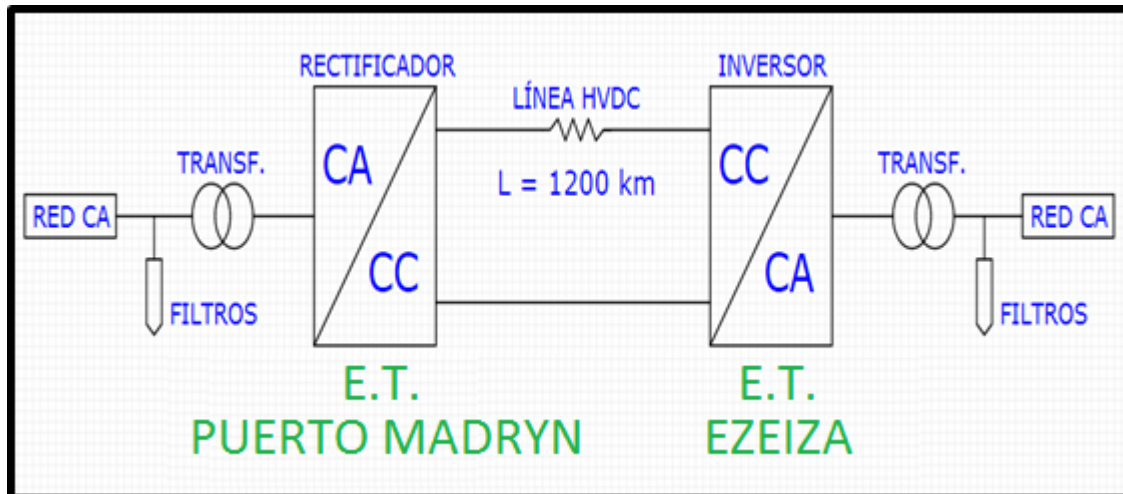
La línea HVDC (en negro) queda definida por la (Fig. 10-1):



(Fig. 10-1) Extracción de “Expansión del Sistema Eléctrico Argentino” - CAMMESA

Se aclara que el estudio sobre la línea HVDC y con ello el trazado de esta, escapa al alcance del presente proyecto. Con lo que el recorrido marcado en la (Fig. 10-1) se realizó contemplando estudios de proyectos similares y líneas de corriente alterna existentes.

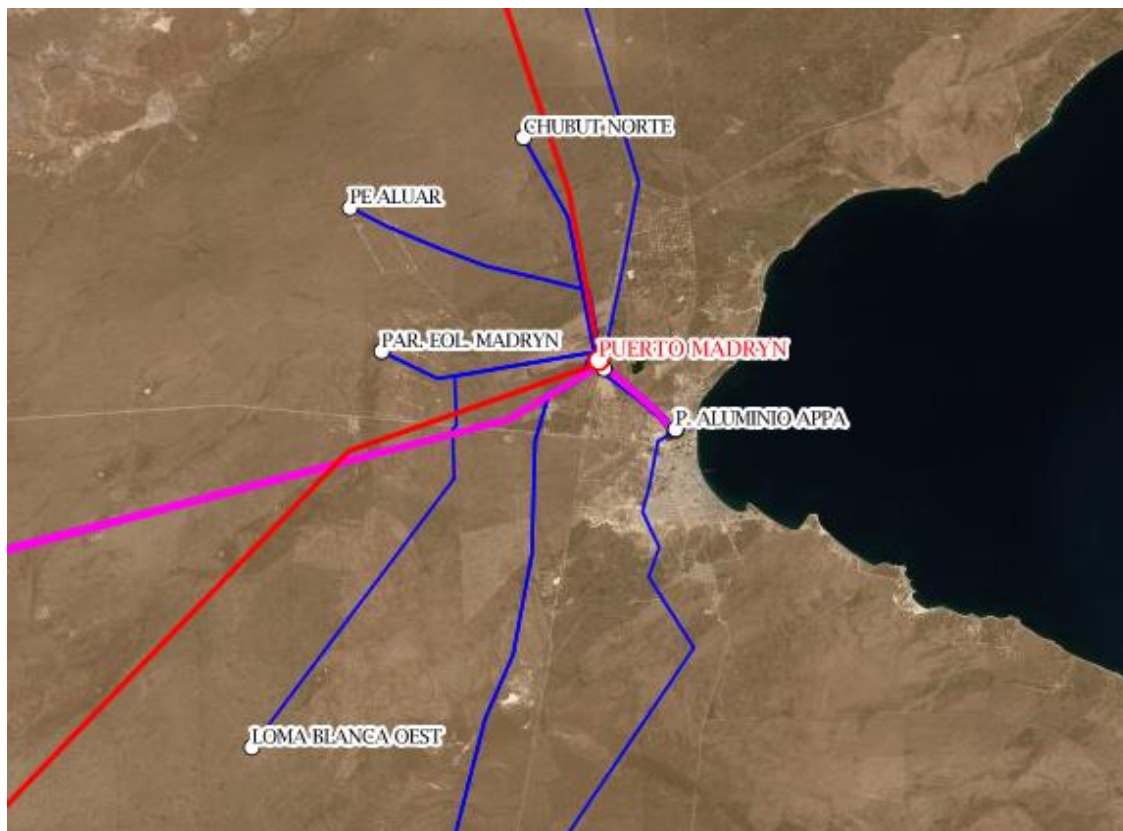
De este modo, el resumen de las instalaciones se muestra en la (Fig. 10-2).



*(Fig. 10-2) Esquema representativo proyecto HVDC Región Patagónica*

En la provincia de Chubut existe un punto donde las líneas de 500 kV, 330 kV y 132 kV convergen. Dicho lugar físico es la Estación Transformadora Puerto Madryn. En la *(Fig. 10-3)* se observan y distinguen las líneas:

- Rojo: 500 kV
- Azul: 330 kV
- Rosa: 330 kV

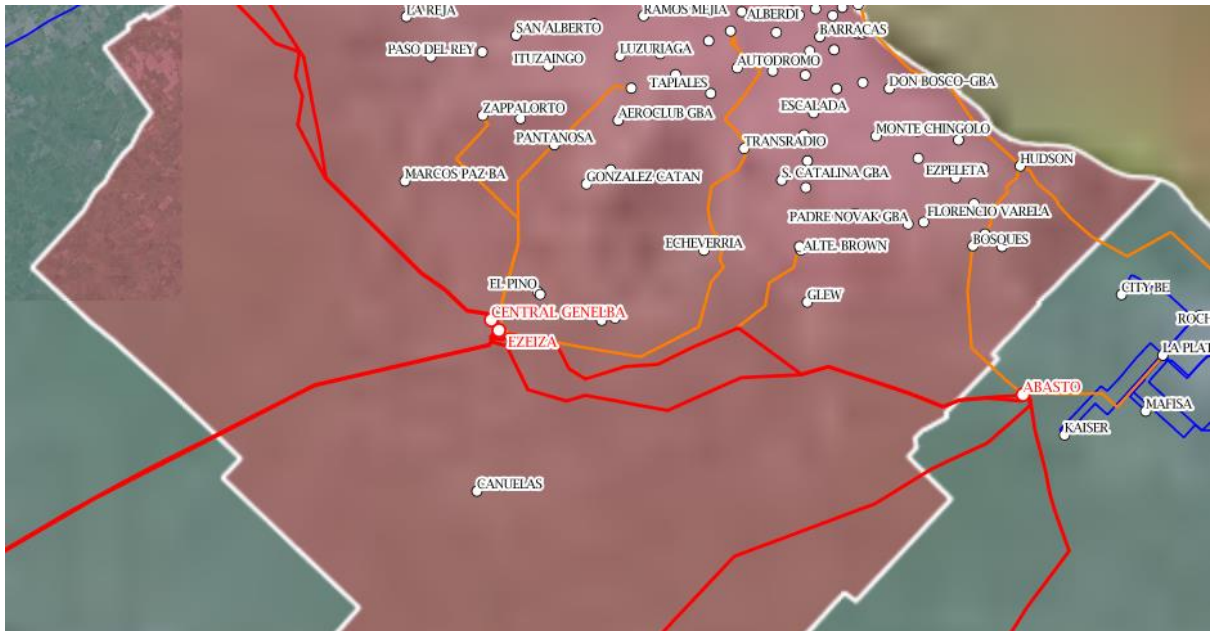


*(Fig. 10-3) Líneas CA ingresantes y salientes a la E.T. Puerto Madryn*

La estación rectificadora se ubicará en la ciudad de Puerto Madryn. Teniendo 3 zonas de alimentación:

- Sur: Rio Turbio, Hidroeléctricas, Parques Eólicos
- Oeste: Futaleufú
- Norte: Eólicas

En el otro extremo, la estación inversora se ubicará en las cercanías de la ET Ezeiza. Esto es considerándola una de las estaciones de mayor demanda y teniendo en cuenta que el proyecto HVDC no aportará a la corriente de cortocircuito. La (Fig. 10-4) precisa la ubicación exacta, con el ingreso y salida de las líneas principales (manteniendo la tensión de cada línea referida a los colores mencionados anteriormente).



(Fig. 10-4) Líneas CA ingresantes y salientes a la E.T. Ezeiza

En función de los equipos seleccionados y proyectos similares se aproxima que se necesitará una superficie de 25 hectáreas por cada estación. Esto es sin tener en cuenta la superficie requerida por el electrodo de tierra (especificado más adelante).

## 10.1. Relación de Cortocircuito SCR

Al momento de seleccionar la ubicación de las estaciones convertoras, se debe analizar la robustez en cuanto a regulación de tensión de los puntos de interconexión al SADI.

Para ello, se debe conocer la relación de cortocircuito (short-circuit ratio SCR) en el nodo de demanda y el nodo generación, la cual se calcula como:

$$SCR = \frac{S_{cc}}{P_{HVDC}}$$

Para la correcta conmutación de la convertidora y la absorción de las variaciones de tensión que produzca en el nodo por el consumo de potencia reactiva de la misma, se debe tener en cuenta el siguiente criterio:

- **SCR > 3:** sistema CA fuerte, sin problemas para la operación.
- **2 < SCR < 3:** Sistema CA débil, pueden esperarse algunos problemas para la operación, se requieren controles especiales.
- **SCR < 2:** sistema CA muy débil, problemas serios o imposibilidad de operación.

En nuestro caso, para la estación inversora ubicada en Ezeiza, Buenos Aires:

$$S_{CC_{Ezeiza}} = 15.000 \text{ MVA}$$
$$SCR = \frac{S_{CC_{Ezeiza}}}{P_{HVDC}} = \frac{15.000 \text{ MVA}}{3.000 \text{ MW}} = 5 \rightarrow \text{Sistema CA fuerte}$$

Mientras que, para la estación generadora ubicada en Puerto Madryn, Chubut:

$$S_{CC_{P.Madryn}} = 12.700 \text{ MVA}$$
$$SCR = \frac{S_{CC_{Ezeiza}}}{P_{HVDC}} = \frac{12.700 \text{ MVA}}{3.000 \text{ MW}} = 4,2 \rightarrow \text{Sistema CA fuerte}$$

Por lo tanto, las ubicaciones de las estaciones resultan idóneas desde el punto de vista de robustez de la red de corriente alterna a la que están conectadas.

## 11. Definición del valor de tensión

Para definir el valor de la tensión de trabajo, se distinguen según la *(Fig. 10-2)* del título “Ubicación de las estaciones convertoras” las distintas partes del sistema:

- Tensión de entrada CA
- Tensión de la estación convertora rectificadora
- Tensión de la línea HVDC
- Tensión de la estación convertora inversora
- Tensión de salida CA

Como se mencionó anteriormente, la tensión de entrada y tensión de salida del lado de corriente alterna dependerán de las distintas zonas que alimenten o se alimenten, pudiendo ser 132 kVCA, 220 kVCA, 330 kVCA o 500 kVCA.

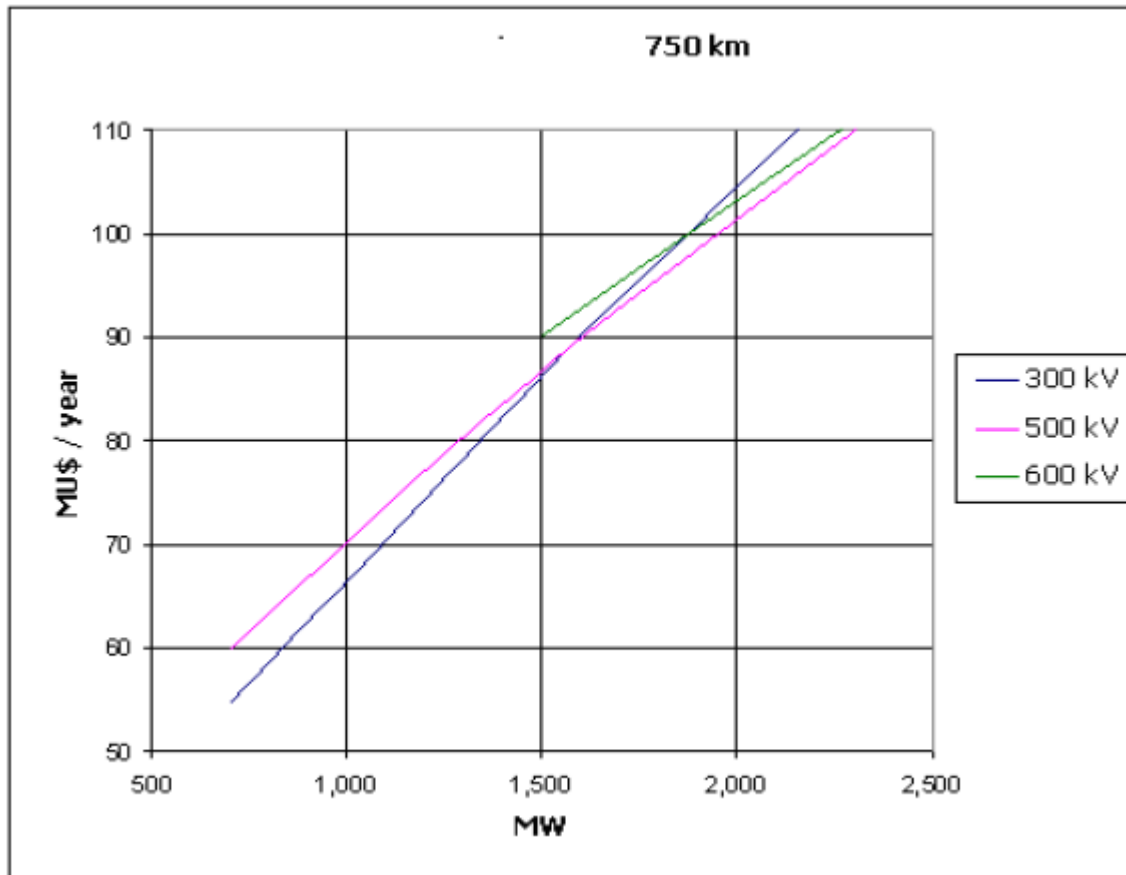
La tensión de las estaciones convertoras, tanto la rectificadora como la inversora, debe ser igual a la tensión de la línea HVDC.

Por más que resulte una obviedad para la mayoría de los lectores, cabe recordar la importancia de mantener un nivel de tensión elevado en las líneas de transmisión aéreas. Esto es, al poseer los puntos de generación de energía eléctrica alejados de los puntos de demanda, es necesario transportarla y con las menores pérdidas posibles. Eso se logra elevando el nivel de tensión de las líneas a fin de reducir la corriente que circula por las mismas, manteniendo el nivel de potencia eléctrica constante.

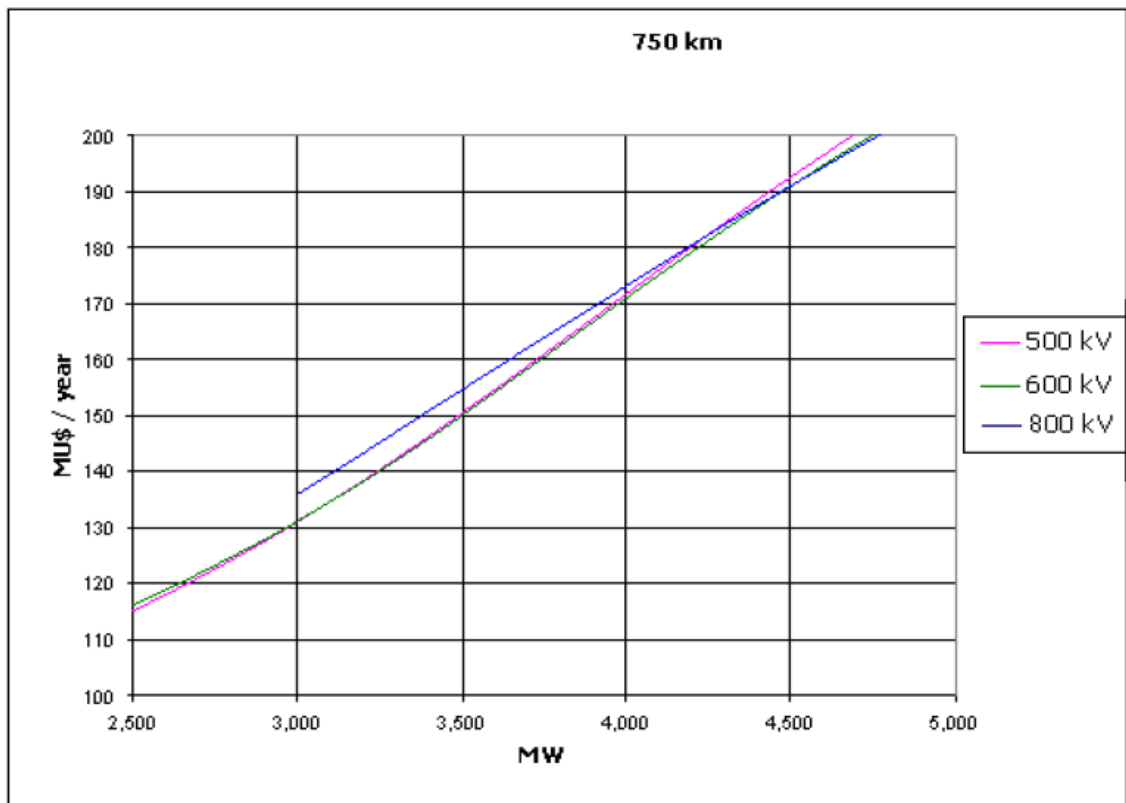
Un aspecto fundamental para determinar el valor de tensión de una línea de transmisión es la longitud que posee la misma. A mayor distancia, las pérdidas de energía serán mayores. Para ello se determinan valores de caídas de tensión admisibles según la aplicación. Se traduce entonces que el valor de tensión de la línea HVDC (y con ello el valor de tensión de las estaciones convertoras) depende en gran parte de la longitud y las pérdidas de energía asociadas.

A continuación, se muestran una serie de imágenes que resumen las pérdidas (expresadas en millones de dólares) para líneas de transmisión HVDC en función de la longitud y potencia a transmitir según la tensión elegida:

FIGURA	LONGITUD	POTENCIA
11-1	750 km	$P < 2500$ MW
11-2	750 km	$2500$ MW $< P < 5000$ MW
11-3	1500 km	$P < 2500$ MW
11-4	1500 km	$2500$ MW $< P < 5000$ MW
11-5	3000 km	$P < 2500$ MW
11-6	3000 km	$2500$ MW $< P < 5000$ MW

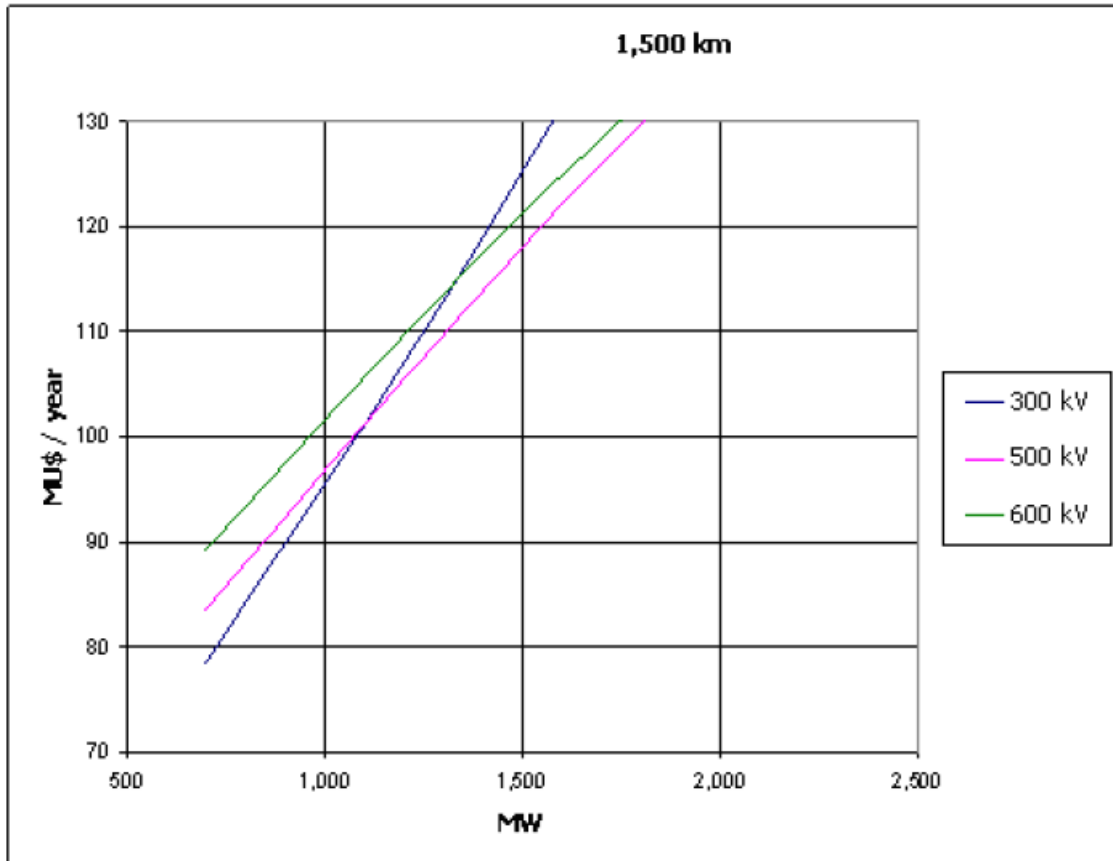


(Fig. 11-1)  $L = 750 \text{ km} - P < 2500 \text{ MW}$

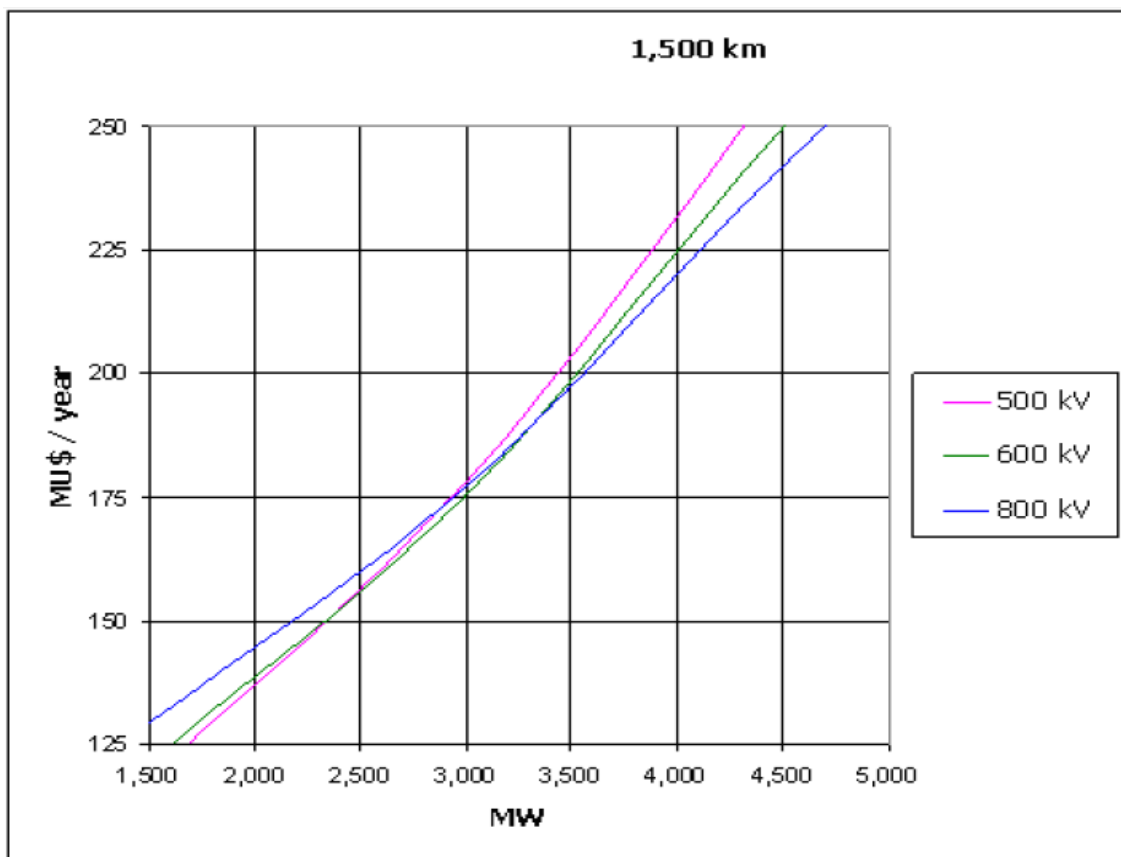


(Fig. 11-2)  $L = 750 \text{ km} - 2500 \text{ MW} < P < 5000 \text{ MW}$

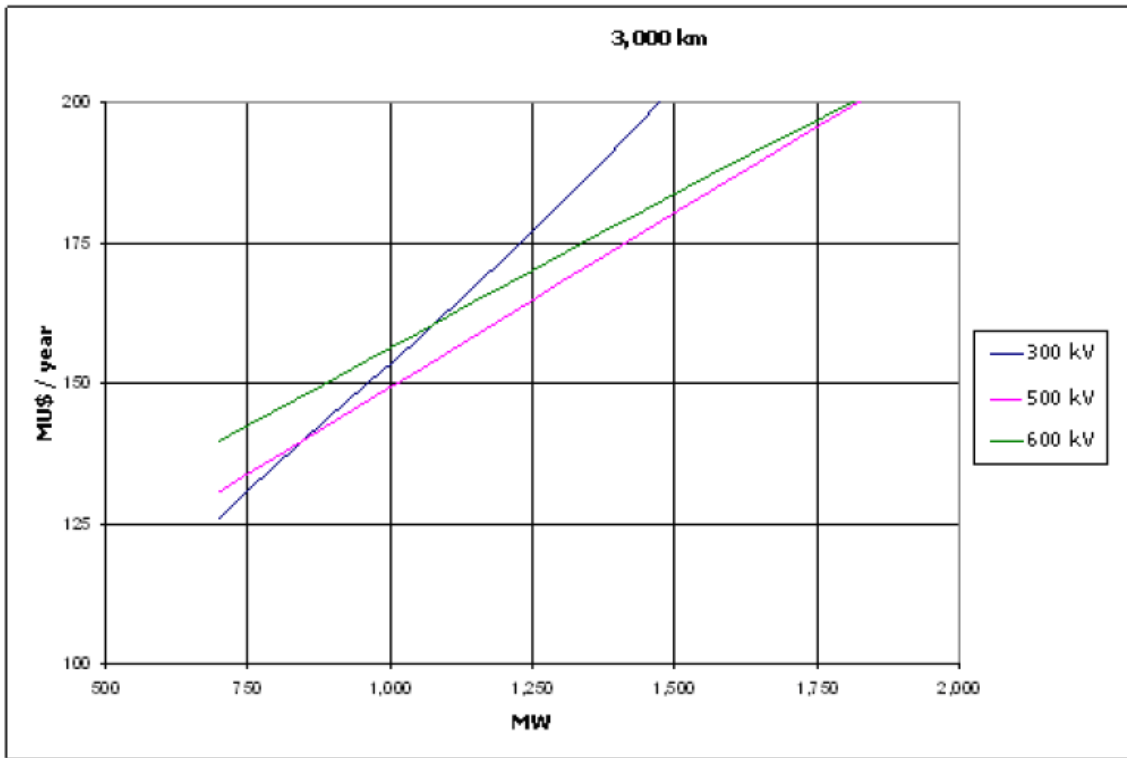




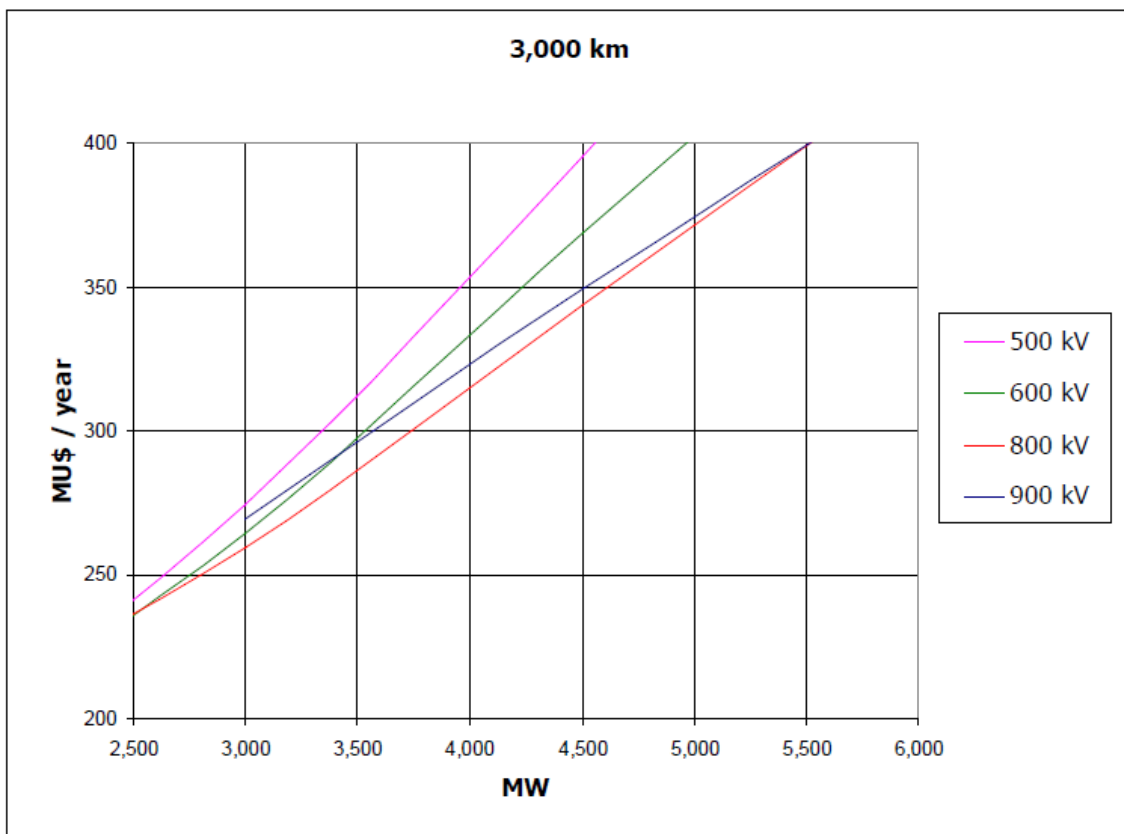
*(Fig. 11-3) L = 1500 km – P < 2500 MW*



*(Fig. 11-4) L = 1500 km – 2500 MW < P < 5000 MW*

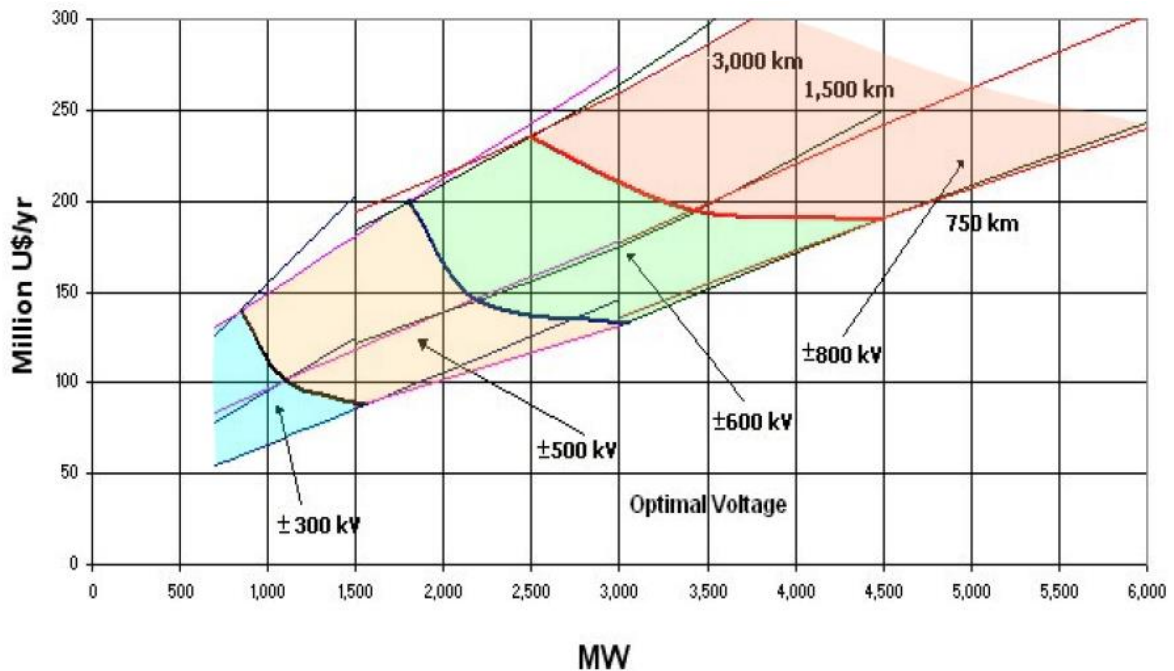


(Fig. 11-5)  $L = 3000 \text{ km} - P < 2500 \text{ MW}$



(Fig. 11-6)  $L = 3000 \text{ km} - 2500 \text{ MW} < P < 5000 \text{ MW}$

En la (Fig. 11-7) se resumen las anteriores. Las curvas rojas representan las tensiones de 800 kV, las curvas verdes 600 kV, las curvas rosas 500 kV y las curvas azules 300 kV.



(Fig. 11-7) Resumen Figuras 11-1 a 11-6

Los valores del presente proyecto son:

LONGITUD	POTENCIA
1200 km	3000 MW

Claramente el interés se posa sobre las (Fig. 11-2) y (Fig. 11-4) ya que ambas indican las pérdidas en millones de dólares para líneas de 750 km y 1500 km para un rango de potencia entre 2500 MW y 5000 MW.

Los posibles valores de tensiones disponibles entonces son: 500 kV, 600 kV o 800 kV.

Para una línea de 750 km y 3000 MW, las pérdidas energéticas si se utiliza una tensión de 800 kV son mayores a las que existen si se utiliza 500 kV o 600 kV.

Para una línea de 1500 km y 3000 MW, las pérdidas energéticas son muy similares independientemente el valor de tensión que se emplee. Traducido en valores económicos anuales, la línea HVDC de 800 kV y 500 kV están por encima de los 175 MU\$D, mientras que la de 600 kV se sitúa exactamente en 175 MU\$D.

Realizando la proyección de estas curvas para una línea HVDC de 1200 km y 3000 MW se deduce que la mejor opción de tensión de línea y estaciones convertoras es:

$$U = 600 \text{ kV}$$

Una tensión de 500 kV implicaría mayores pérdidas energéticas en la línea, mientras que una tensión de 800 kV representaría ligeramente menores pérdidas energéticas, pero los costos de las tecnologías asociadas se elevarían en demasía. Un claro ejemplo de esto último son los tiristores que, a mayor tensión de trabajo, más costosos resultan.

## 12. Estación LCC HVDC

La estación se divide generalmente en dos áreas:

- Patio de distribución de CA, el cual incluye filtros de armónicos CA y filtros de alta frecuencia.
- La “isla convertidora” la cual incluye sala de válvulas, el edificio de control y servicios, transformador convertidor y el patio de CC.

Un ejemplo del patio de CA y la isla convertidora se muestra a en la *(Fig. 12-1)*.

Esta estación conversora emplea la tecnología LCC, está ubicada en el país de Brasil, transmite una potencia de 4000 MW y posee una tensión  $\pm 800$  kV.



*(Fig. 12-1) Estación conversora Xingu-Estreito*

## 13. Patio de Distribución de CA

Como cualquier patio de CA, la complejidad y el espacio ocupado varía dependiendo de los alimentadores y de los elementos de maniobra interconectados. Para una estación convertidora de HVDC, el patio de distribución de CA puede ser parte de un nodo principal en la red, y por lo tanto puede haber una multiplicidad de alimentadores, cada uno con sus torres asociadas, reactores terminales, transformadores elevadores/reductores, etc.

Por otro lado, la estación convertidora podría ser ubicada en la periferia de la red y por lo tanto, puede haber uno o dos alimentadores junto con el equipo convertidor.

En ambos casos el espacio ocupado por los equipos de CA será de acuerdo con los niveles de voltaje manejados.

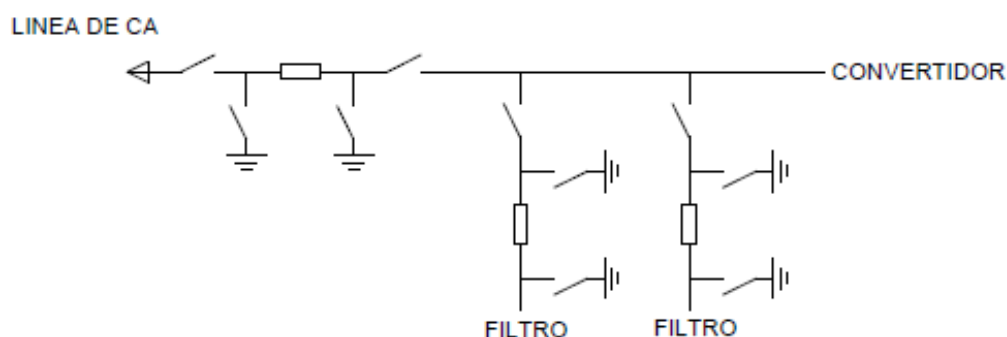
Típicamente, los componentes principales asociados al convertidor HVDC ubicados en el patio de distribución de CA son los filtros de armónicos de CA. Estos normalmente comprenden componentes a nivel de piso ubicados dentro de un recinto vallado. El acceso solo es posible una vez que los filtros se encuentran aislados y conectados a tierra.

Los componentes del filtro de alta frecuencia, junto con los descargadores, interruptores, seccionadores son normalmente montados en estructuras para permitir el acceso al lugar cuando el equipamiento se encuentra funcionando.

A continuación, se presentan las disposiciones posibles:

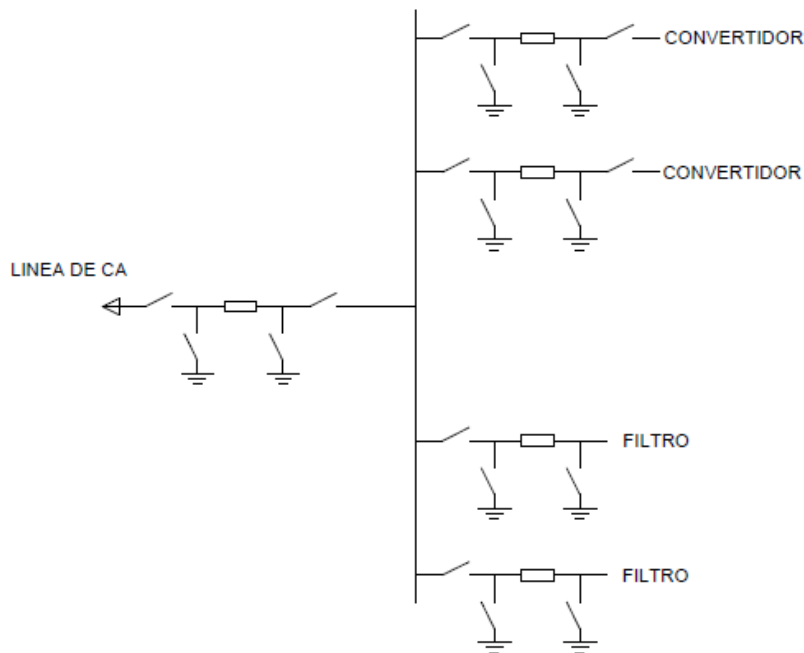
### 13.1. Estación Convertidora HVDC de Simple Barra

Una configuración para 3 fases de simple barra es como la que se muestra en la *(Fig. 13-1)* con una conexión de CA, filtros de armónicos CA conectados directamente a ella. Bajo esta disposición no es posible utilizar filtros de armónicos CA para soporte de potencia reactiva al sistema de CA sin tener el convertidor energizado (ya que es un sistema simple). En esta disposición, una falla en la barra sacaría de servicio el convertidor.



*(Fig. 13-1) Simple barra*

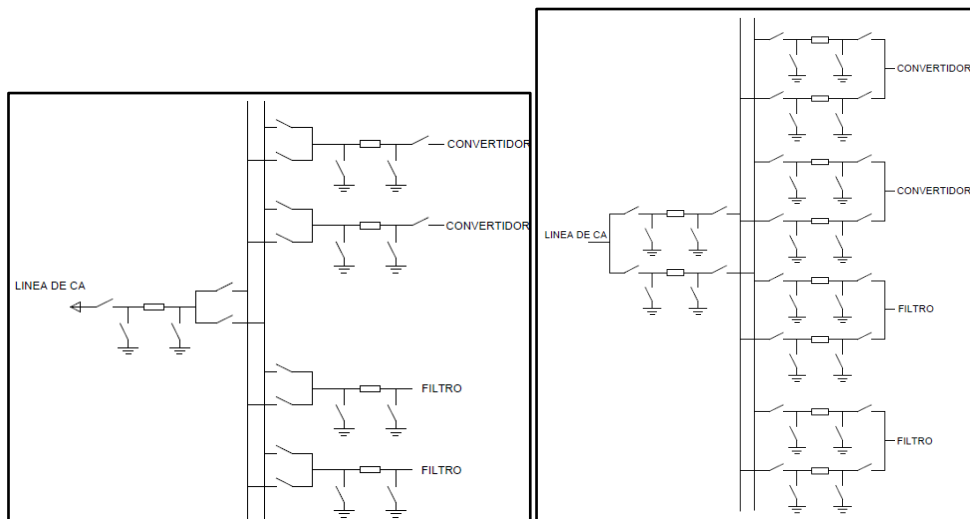
Estación HVDC comprendida con dos convertidores, con interruptor adicional dedicado a cada uno (Fig. 13-2). En esta disposición, los filtros de armónicos pueden ser utilizados para soporte de potencia reactiva al sistema de AC sin energizar los convertidores.



(Fig. 13-2) Simple Barra doble salida

## 13.2. Estación Conversora HVDC de Doble Barra

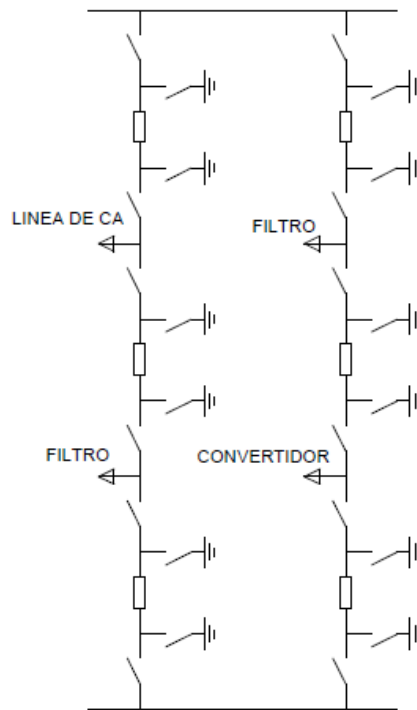
Para sumar redundancia se suele sumar una barra adicional, donde una falla en alguna barra resultará en las pérdidas de las cargas hasta que el sistema organice la reconexión a la barra que se encuentra funcional (Fig. 13-3). Esta reconexión típicamente lleva aproximadamente 10 segundos, lo cual en ciertas circunstancias no es aceptable, por ello se utiliza una variante en la cual cada carga está conectada a través de un interruptor dedicado a cada barra lo cual admite una rápida reconexión (típicamente 300ms – (Fig. 13-4)).



(Fig. 13-3) Doble Barra con doble seccionador (Fig. 13-4) Doble Barra con doble interruptor

### 13.3. Estación Conversora HVDC Interruptor y Medio

La desventaja de este último arreglo es la gran cantidad de interruptores que se necesitan, es por esto que, para reducirlos se podría utilizar la disposición interruptor y medio lo cual resulta más ventajoso (Fig. 13-5).



(Fig. 13-5) Disposición interruptor y medio

Gran variedad de configuraciones es utilizada en las estaciones HVDC según sea requerido. En nuestro caso, utilizaremos la configuración de interruptor y medio debido a las ventajas que este sistema presenta por sobre los demás.

## 14. Componentes de la Estación Conversora

---

### 14.1. Convertidor

El convertidor provee la transformación de CA a CC y de CC a CA según sea rectificador o inversor respectivamente. El bloque básico consiste en un convertidor de seis pulsos, sin embargo, la mayoría de los convertidores están conectados como puentes de 12 pulsos. Estos puentes están compuestos de 12 “válvulas” cada una de las cuales contiene varios tiristores conectados en serie a fin de obtener el rango de voltaje CC requerido por el sistema HVDC.

Para un esquema de transmisión de energía HVDC, las válvulas asociadas con los puentes de 12 pulsos normalmente se encuentran dentro de un edificio construido especialmente, al cual se lo conoce como “sala de válvulas”.

### 14.2. Tiristores

Las válvulas tiristorizadas hacen la conversión de AC a DC por lo que son el componente principal de cualquier estación conversora HVDC. Estas válvulas se encuentran generalmente en el interior de un recinto y aisladas por aire, aunque generalmente también tienen refrigeración forzada por aire o agua (desionizada - libre de corrosión). Esto se refleja directamente en la alta confiabilidad de estos equipos.

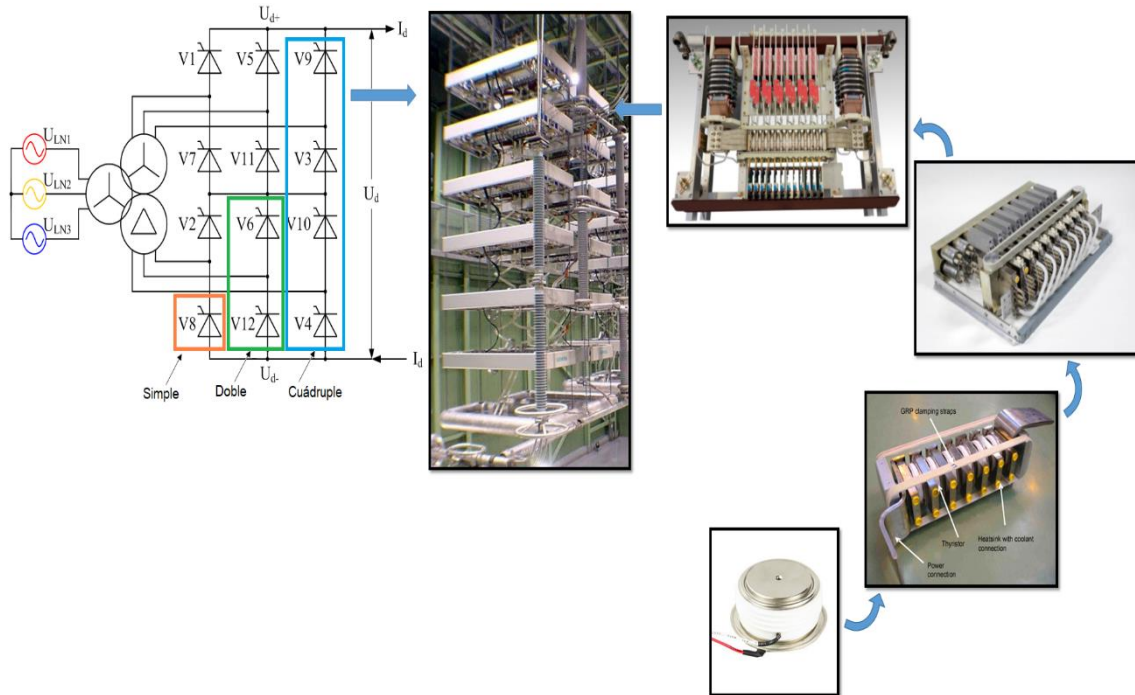
#### 14.2.1. Diseño

El desglose de las válvulas tiristorizadas se muestran gráficamente en la *(Fig. 14-1)* donde podemos ver que el elemento de base, como ya lo mencionamos, son los tiristores. Estos pueden ser ETT (Electric Triggered Thyristor – Tiristores disparados eléctricamente) o LTT (Light Triggered Thyristor – Tiristores disparados lumínicamente).

Este tiristor se agrupa con otros de iguales características en una abrazadera de montaje con una determinada fuerza (valores cercanos a los 135 kN) a fin de que las superficies de los mismos hagan perfecto contacto tanto eléctrico como térmico. Cada conjunto es llamado módulo de tiristores, que su conexión claramente es en serie para aumentar la tensión soportada. Cada serie o “abrazadera” de tiristores son conectados con sus circuitos auxiliares (parte resistiva y reactiva), los cuales se encargan de limitar el aumento de la corriente cuando la válvula se activa.

Estos conjuntos de tiristores vienen agrupados modularmente, lo cual permite diferentes configuraciones mecánicas según sea necesario: simple, doble, cuádruple, séxtuple (puente de seis pulsos), y pueden encontrarse tanto de pie como suspendidas de la estructura del edificio.





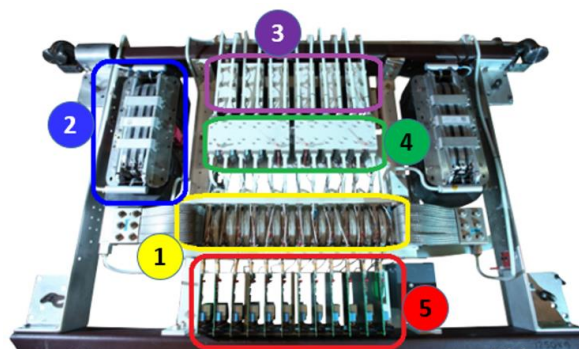
*(Fig. 14-1) Tiristor – Módulo de tiristores – Válvulas tiristorizadas – Torres de tiristores*

Las conexiones entre módulos (ductos de refrigeración, fibra óptica, cableado) son flexibles a fin de permitir conexiones o deflexiones libres de stress mecánico dentro de una MVU (unidad de válvulas múltiples). Toda comunicación entre el equipo de control (a potencial tierra) y las válvulas (a potencial alto) se realiza a través de fibras ópticas.

Variando la cantidad de tiristores por módulo, y la cantidad de módulos por válvula, el mismo diseño puede adaptarse para cualquier voltaje de transmisión que se requiera.

### 14.2.2. Componentes de una válvula

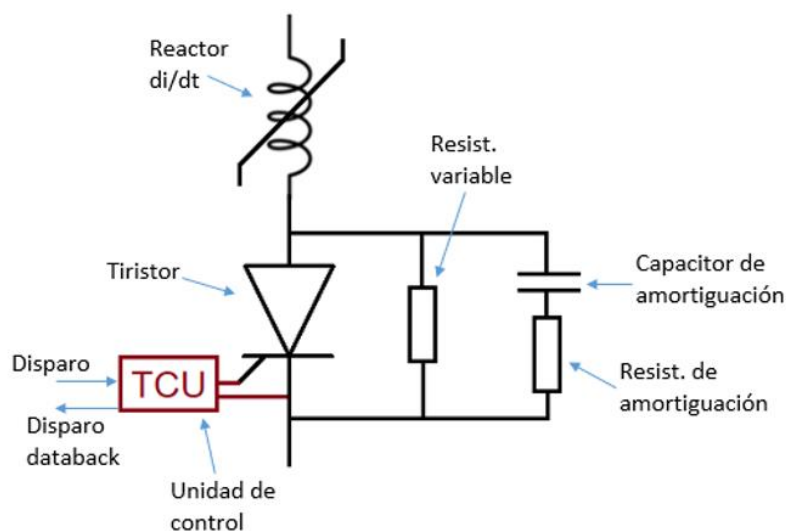
La válvula está compuesta como mencionamos, por el tiristor y circuitos auxiliares que se encargan de controlar y proteger su funcionamiento, asegurándose que los voltajes entre los niveles de válvulas sean iguales. En la *(Fig. 14-2)* se desglosa una válvula tiristorizada enumerando componente por componente para luego realizar el análisis.



*(Fig. 14-2) Válvula tiristorizada*

- 1 **Tiristor:** es el componente principal el cual se considera como un interruptor compuesto por semiconductores.
- 2 **Reactor  $di/dt$ :** es un componente muy importante dentro de la válvula ya que limita la corriente que fluye por el tiristor durante el encendido, es decir, en la escala de los microsegundos. En las grandes instalaciones, existen capacitancias parásitas entre los bushings del transformador convertidor que son cargadas al mismo voltaje que la misma válvula. Cuando la válvula se enciende toda esa capacitancia se descarga a través del tiristor y si no controlamos la corriente a través de este, el tiristor fallará dañándose. Es por esto por lo que es una protección muy importante dentro de la válvula. También protegen al tiristor proporcionando amortiguamiento suficiente para prevenir que la corriente oscilatoria de inrush pueda llegar a cero.
- 3 **Capacitores de amortiguamiento:** son utilizados para controlar la sobrecarga de recuperación en la válvula al momento del apagado, pero además provee el emparejamiento de voltaje entre los niveles de tiristores lo cual es crítico cuando se tiene entre 30 y 100 tiristores en serie.
- 4 **Resistencias de amortiguamiento:** las cuales se conectan eléctricamente en serie con los capacitores de amortiguamiento, están para limitar la corriente transitoria que fluirá desde los capacitores al tiristor durante el encendido de estos. Además, provee amortiguamiento para el voltaje de recuperación que aparecerá cuando la válvula es apagada. Los valores de estas resistencias son seleccionados a fin de que las pérdidas sean mínimas pero que además se pueda controlar la magnitud de los voltajes a un nivel en el cual se pueda operar el tiristor.
- 5 **Resistencia variable de CC:** es la encargada de variar el voltaje que fluye a través de la válvula. Además, es utilizada para realizar mediciones de voltajes en la válvula a fin de activar las protecciones en caso de voltajes no deseados. El monitoreamiento del rendimiento del tiristor, es realizada por un divisor de voltaje simple compuesto por resistores y capacitores.

La conexión de estos 5 componentes se detalla en la (Fig. 14-3)



(Fig. 14-3) Esquema de conexión válvula tiristorizada

### 14.2.3. ETT (Electric Triggered Thyristor)

Los tiristores ETT pueden ser encendidos o disparados mediante el uso de pulsos eléctricos en el gate del tiristor. La (Fig. 14-4) corresponde a un tiristor ETT.



(Fig. 14-4)

Estos pulsos son enviados mediante la TCU (Thyristor Control Unit – Unidad de control de tiristor) (Fig. 14-5) la cual es energizada por el circuito principal y el disparo es iniciado mediante un pulso óptico sobre ella. Otra función de la TCU es proteger el tiristor contra sobrevoltajes de manera muy precisa y además monitorear características del sistema como temperatura, impedancia del circuito amortiguador de la válvula, performance óptica, etc.



(Fig. 14-5) Tiristor ETT con conexión a unidad de control

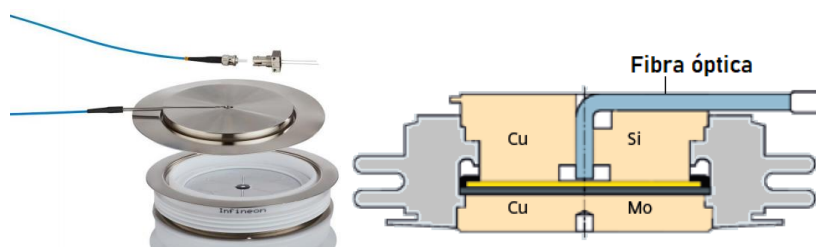
El gate se encuentra en el centro de la oblea del tiristor, y está diseñada para control eléctrico u óptico. Su diseño es simple y la señal de disparo es robusta, en este caso la conexión se realiza a través de un simple cable eléctrico con un conexionado hermético.

Este tipo de tiristores es el más utilizado actualmente debido a su robustez, confiabilidad, simpleza, bajo mantenimiento, bajo riesgo de falla, etc.

### 14.2.4. LTT (Light Triggered Thyristor)

Los tiristores LTT pueden ser encendidos mediante el uso de fotones en el gate del tiristor en vez de electrones. La (Fig. 14-6) muestra un tiristor LTT y su conformación

El uso de luz en vez de electricidad reduce un 80% el número de componentes en la válvula de tiristores, lo cual da una mayor confiabilidad y disponibilidad en el sistema de transmisión.



(Fig. 14-6) Tiristor LTT

Con la tecnología LTT, el pulso de luz es transmitido a través de fibra óptica conducida al tiristor a través de la carcasa directamente en la oblea interna del mismo, por lo tanto, no es requerido circuitos electrónicos elaborados o fuentes de alimentación auxiliares en alto potencial. La oblea posee protección de sobrevoltaje directamente integrada en la misma.

Otros beneficios de usar LTT es la capacidad ilimitada del arranque en negro (Black-Start) y el funcionamiento durante bajas de tensión o fallas del sistema sin limitaciones. En el caso

de los ETT (Electrically Triggered Thyristors) el arranque en negro solo es posible si se almacene suficiente energía durante el tiempo necesario en la electrónica del tiristor.

La construcción de las válvulas de tiristores está evolucionando a la utilización de LTT como estándar, buscando el camino hacia las válvulas libres de mantenimiento.

#### 14.2.5. Comparación ETT vs LTT

- 1) Disparo. En el ETT es mediante un pulso eléctrico por parte de la unidad de control de tiristores (TCU), mientras que el LTT es activado mediante un pulso óptico.
- 2) Protección. El ETT está protegido y monitoreado por la TCU (protección externa y precisa), mientras que el LTT tiene la ventaja de estar autoprotegido contra sobrevoltajes (protección interna depende de la temperatura).
- 3) Acceso al GATE. En el ETT la conexión al gate se realiza mediante un simple cable eléctrico, mientras que para el LTT necesita una guía interna de vidrio con un conector óptico externo (más complejo)
- 4) Diseño. Hablando específicamente del tiristor, El ETT es simple, confiable (poco riesgo de falla), robusto. Mientras que el LTT es complejo, siendo una tecnología que aún se encuentra en desarrollo y testeado, sin embargo, requiere un 80% menos de componentes electrónicos en la válvula de tiristores.
- 5) Tensiones. ETT hasta 8,8kV y LTT hasta 8kV.

### 14.2.6. Tiristores Seleccionados

Se realiza la selección según un estudio recomendado por Siemens, considerando Alpha (ángulo de disparo) igual a cero. De este modo nos aseguramos la situación de mayor tensión de CC. Como se definió anteriormente, la potencia a transmitir es de 3000 MW y la tensión de las estaciones y línea es de 600 kV.

Para la selección del modelo de tiristor y la cantidad a utilizar en cada válvula, se realiza el estudio conjunto de los puentes de seis pulsos en serie, alimentados con tensiones desfasadas en 30° (estrella-triángulo).

En el ANEXO I se describen los cálculos realizados para llegar a los resultados expresados en la siguiente tabla.

<b>Parámetro</b>	<b>Estaciones Conversoras</b>
Tensión HVDC	±600 kV
Potencia por polo	1500 MW
Corriente de línea	2500 A
Corriente media (tiristores)	833,33 A
Tensión de Pico Inverso	314,2 kV
Tiristor seleccionado	INFINEON T860N
Corriente media admisible	860 A
Tensión máxima admisible	3600 V
Tiristores en serie por válvula	131
Tiristores por Torre	524
Tiristores por Polo	1572
Tiristores por Estación	3144
Cantidad Total de Tiristores	6288

### 14.3. Transformador Convertidor

El transformador convertidor es la interfaz entre el sistema de CA y las válvulas de tiristores. Típicamente este transformador es sometido a una tensión de aislamiento de CC como a la tensión de CA que normalmente experimenta un transformador de potencia y fundamentalmente son tensiones diferentes.

El voltaje de CA predomina en el aceite aislante y definido por la geometría y permitividad de los materiales, mientras que el voltaje de DC se rige por la resistencia de los materiales aislantes, los cuales varían según las condiciones de operación.

Adicionalmente, es importante que este térmicamente diseñado para soportar la carga de frecuencia fundamental y corrientes armónicas de CA que fluirán desde el convertidor a través del transformador a los filtros de armónicos.

Se encarga de convertir la tensión de la barra de alterna a la tensión requerida en la entrada del convertidor. Pueden ser trifásicos o monofásicos.

El convertidor de 12 pulsos requiere dos sistemas de tres fases que están separados el uno del otro por 30° o 150° eléctricos. Esto es logrado realizando las conexiones de manera que el primario quede en estrella y el secundario, uno en YY0 y el otro en YD5. Típicamente presenta un primario con conexión estrella con puesta a tierra, y el secundario puede ser estrella o triángulo.

Al mismo tiempo, aseguran el voltaje de aislación necesario para poder conectar los puentes convertidores en serie del secundario, como es necesario en la tecnología HVDC. Por lo tanto, la aislación principal del transformador debe soportar la tensión alterna sumada al potencial entre el devanado secundario y tierra.

Además, el transformador tiene pasos bajo carga en tiempo real (OLTC: Online Tap Changers) para lograr una tensión de salida estable, regulando las variaciones que puedan presentarse tanto en el lado de CA como el de CC.

#### 14.3.1. Demandas propias de los sistemas HVDC sobre los transformadores

- Carga de tensión combinada. La tensión máxima en los devanados secundarios es la suma de la tensión alterna más la de continua, y deben considerarse los voltajes transitorios causados por rayos y maniobras.
- La corriente de operación tiene alto contenido de armónicos. Esto se debe a la forma escalonada de la corriente que entrega el convertidor. Los armónicos impares generan pérdidas adicionales en el bobinado y partes estructurales.
- Premagnetización del núcleo por la presencia de corrientes parásitas provocadas por la circulación de corriente alterna en los bobinados. Este efecto debe compensarse por un diseño apropiado y esfuerzos en la fabricación, añadiendo, por ejemplo, ductos de ventilación.

### 14.3.2. Componentes principales

- Núcleo: debe cumplir ciertos requisitos, tales como bajas pérdidas en el recubrimiento, nivel de ruido, saturación, etc.
- Devanados: se requiere flexibilidad en su diseño. Se colocan los devanados secundarios sobre el núcleo y luego los del primario sobre éstos. Además, los devanados secundarios requieren alta calidad y un diseño particular debido a la presencia de armónicos.
- Cuba: el diseño no es convencional, ya que debe cumplir dos requisitos: el bushing del lado de válvula debe extenderse hasta dentro de la sala de válvulas, y el sistema de enfriamiento debe estar montado del lado opuesto al bushing para facilitar el cambio fácil del transformador.
- Bushings: se utilizan materiales compuestos que resisten mejor la suciedad y los escombros.

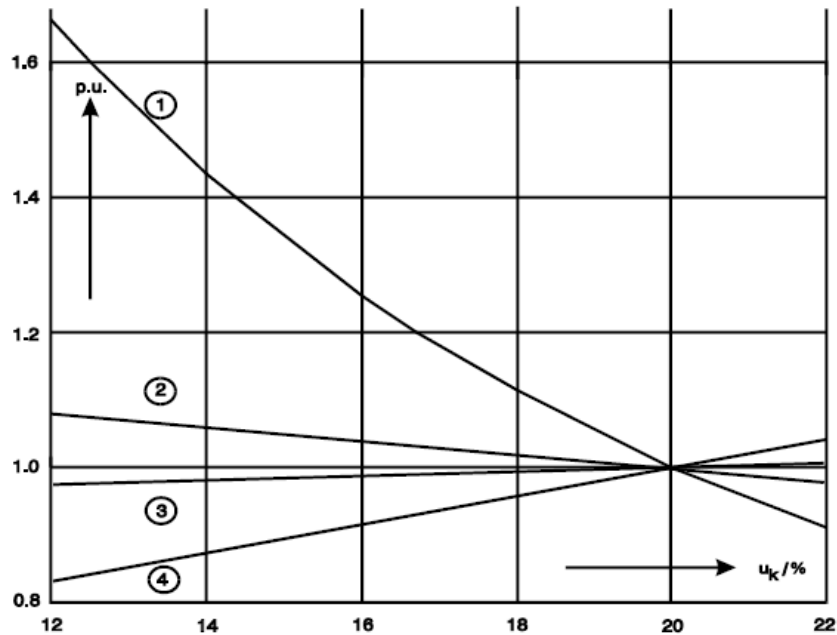
Este tipo de transformadores son sometidos a pruebas especiales, todavía en desarrollo, tales como: pruebas de tensión, pruebas contra descargas e impulsos de maniobra, descargas parciales (máximo 10 descargas sobre 2000 pC en 10 minutos de prueba), etc.

### 14.3.3. Tensión de Cortocircuito

Una de las tareas más importantes en la planificación de un proyecto para una estación HVDC es la selección óptima del voltaje de corto circuito del transformador  $U_k$ . El punto de vista del fabricante del transformador juega un importante papel en todo esto, a tal grado que un voltaje de cortocircuito sobre el 22% y por debajo del 12% es asociado con un marcado aumento en los costos de fabricación. El valor seleccionado para  $U_k$  determina los siguientes parámetros:

- La inductancia de dispersión  $L_\sigma$  y la corriente de cortocircuito del tiristor, Además,  $L_\sigma$  es parte de la inductancia del lado CD y por lo tanto también mantiene baja la inductancia requerida para el reactor de amortiguamiento.
- El cambio relativo del voltaje directo  $dx$  y por lo tanto la caída del voltaje interno de la estación convertidora. Dada una potencia nominal de un sistema HVDC, cuanto más grande sea la caída del voltaje interno de la estación convertidora, más alta será la caída de la potencia nominal de las válvulas y del transformador convertidor.
- El traslapo en  $u$  de la conmutación y el ángulo de avance requerido en la operación del inversor.
- La demanda de potencia reactiva  $Q$  del convertidor y el tamaño requerido de las instalaciones de compensación, como son los filtros y bancos de condensadores.
- La amplitud de las corrientes armónicas y el factor de calidad requerido de los filtros que serán instalados.

La (Fig. 14-7) muestra estas relaciones en forma gráfica para una estación existente HVDC (Conexión Back-to-Back Dürnrrohr)

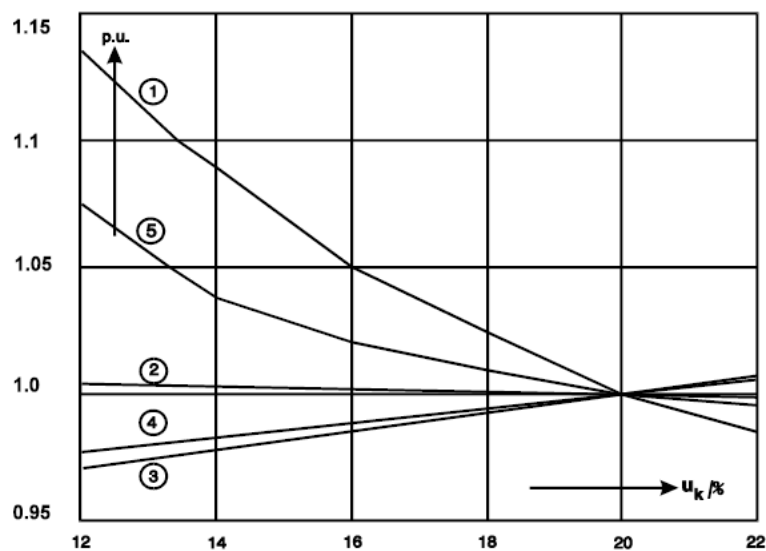


(Fig. 14-7) Tensión de CC en función de parámetros

- 1) Corriente de sobrecarga de cortocircuito de los tiristores
- 2) Inductancia requerida para el reactor amortiguador
- 3) Valor nominal de válvulas y transformadores
- 4) Demanda de potencia reactiva del convertidor

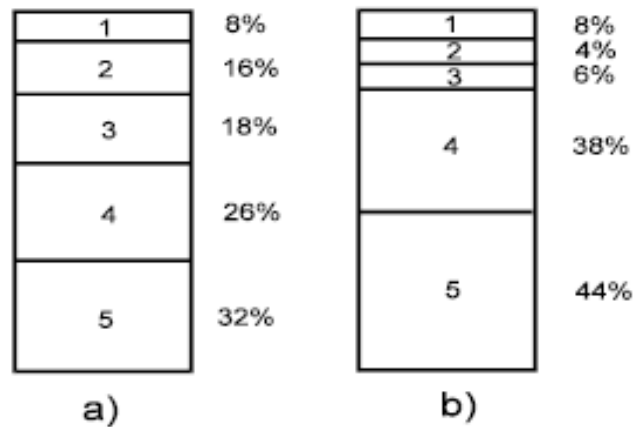
Las relaciones de datos técnicos pueden ser solamente optimizadas, cuando son conocidos los efectos sobre los costos totales de la estación.

En la (Fig. 14-8), se presentan los efectos sobre los costos totales de la estación HVDC.



(Fig. 14-8) Cambio de costos





(Fig. 14-9) División de costos de estación convertora HVDC

- 1) Componentes de otros sistemas
- 2) Interruptores CA
- 3) Compensación de potencia reactiva y filtros
- 4) Transformadores convertidores
- 5) Válvulas convertoras

Vemos que un aumento en la corriente de cortocircuito a través de un pequeño  $U_k$  requiere la reducción de la corriente directa nominal y por lo tanto un aumento del voltaje directo nominal correspondiente. Esto tiene una fuerte influencia en los costos. Esta influencia en los costos sin embargo es menor o no existe en el caso de sistemas de transmisión HVDC para largas distancias con una corriente de transmisión relativamente pequeña. Los tiristores usados en tales sistemas son generalmente sobredimensionados con respecto a la corriente. En ese caso, se permite sin ningún problema un aumento en la corriente del cortocircuito. Pero entonces predominan los factores de costo 3 y 4. Esto lleva a elegir un voltaje de cortocircuito  $U_k$  más pequeño.

Esto explica por qué los valores  $U_k$  alrededor del 20% se encuentran generalmente en conexiones Back-to-Back, mientras que los sistemas HVDC para largas distancias de potencia relativamente pequeña, tienen generalmente valores  $U_k$  alrededor del 14%.

#### 14.3.4. Transformadores seleccionados

En función de nuestro convertidor de 12 pulsos, debido a la disminución de armónicos, se seleccionan tres transformadores monofásicos con doble secundario por convertidor.

Se entiende que por los niveles de tensión y corriente a manejar pretender un único transformador trifásico sería inviable desde el traslado debido al peso y dimensiones que este tendría.

Existe la posibilidad de utilizar dos transformadores monofásicos en vez de 1 con doble secundario, de esta manera necesitaríamos seis transformadores monofásicos por convertidor, disposición que es normalmente utilizada.

Los cálculos referidos a la selección del transformador se adjuntan en el ANEXO II.

Se resume a continuación el cuadro con los datos principales:

Parámetro	Secundario Estrella	Secundario Triángulo
Tensión eficaz ( $\alpha=0$ )	128 kV	222 kV
Corriente eficaz ( $\alpha=0$ )	2041 A	1178 A
Potencia Aparente	262 MVA	262 MVA
Potencia Aparente del Primario	514 MVA	
Tensión Primario	300 kV	
Tensión Secundario Y	130 kV	
Tensión Secundario D	230 kV	
Tensión de cortocircuito	14%	
Cantidad por Estación	6	

## 14.4. Reactor de Suavizado – Smoothing Reactor

Funciones:

- Prevenir corrientes intermitentes: la corriente debida al ripple pueden causar sobretensiones en el transformador y en el smoothing reactor, este último se usa para prevenir la interrupción de corriente en carga mínima.
- Limitar fallas en DC: es de importancia para la transmisión a través de un cable muy largo en continua.
- Prevenir resonancia en el circuito de DC: previene resonancia en armónicos de frecuencias bajas (100 Hz a 150 Hz). Esto es importante para evitar el efecto de amplificación de los armónicos originarios desde el sistema de CA.



*(Fig. 14-10)*

- Reducir armónicos de corriente (incluye limitación de interferencia telefónica): el reactor actúa como una impedancia en serie para reducirlos.
- Proteger la válvula tiristorizada de frentes de onda rápidos (por ejemplo, una descarga atmosférica sobre la línea de DC).

### 14.4.1. Dimensionamiento

La corriente y voltaje nominal dependen de las características del circuito de continua. La inductancia es un factor determinante del tamaño del reactor, y va en el rango de 100 a 300 mHy para líneas HVDC de largas distancias, 30-80 mHy para disposición Back-to-Back.

### 14.4.2. Ubicación

Se coloca en serie a la línea de DC en el polo de la estación (terminal de alto voltaje), hasta 500kV. Superando este voltaje, el reactor normalmente se divide entre terminales de alto voltaje, y los terminales neutros.

### 14.4.3. Selección

Se deben considerar 4 aspectos, inductancia, costos, mantenimiento y localización de unidades de repuesto, requisitos sísmicos. Hay 2 tipos:

- Reactor seco: fácil mantenimiento, espacio requerido en caso de alta inductancia.
- Reactor sumergido en aceite: más económico para grandes potencias.

## 14.5. Compensación de Potencia Reactiva

Se ha puesto énfasis en que no es necesaria potencia reactiva en la transmisión de potencia HVDC. Esta afirmación se refiere a la línea misma y es de suma importancia para líneas aéreas y en transmisiones por cable submarino. Por otra parte, los convertidores de línea conmutados, que se utilizan en sistemas HVDC, requieren potencia reactiva para su funcionamiento, la cual toman de la red CA.

El fabricante Siemens propone dos expresiones para el cálculo del consumo de potencia reactiva de un grupo conversor de 12 pulsos.

*Cálculo de Potencia Reactiva a partir de ángulos de disparo y de traslape.*

$$Q = P \times \tan \tan (\varphi)$$
$$\tan \tan (\varphi) = \frac{2\mu + \sin \sin (2\alpha) - \sin \sin (2.(\alpha + \mu))}{\cos \cos (2\alpha) - \cos \cos (2.(\alpha + \mu))}$$

Para un sistema típico se tiene  $\alpha=15^\circ$  y  $\mu=20^\circ$ , lo que implica  $\tan \tan (\varphi) = 0,4932$ . Por lo tanto

$Q = 0,4932 \times P$ . Esta expresión justifica el resultado conocido comúnmente de que una estación HVDC consume una potencia reactiva aproximadamente igual al 50% de la potencia activa transmitida por el enlace.

En nuestro caso,

$$Q = 0,4932 \times 3000 \text{ MW} \approx 1500 \text{ MVar}$$

*Cálculo de Potencia Reactiva a partir de parámetros de operación.*

Por otro lado, Siemens recomienda una ecuación similar para calcular la potencia reactiva necesaria, pero que tiene en cuenta parámetros de carga de la línea:

$$Q = P \times \tan \tan (\varphi)$$

Donde:

$$\varphi = \arccos \left( \frac{\cos \cos (\alpha) - d_x}{\dots} \right)$$

Donde, a su vez:

$$d_x = 0,5 \times u_k \times \frac{I_d}{I_{dN}} \times \frac{U_{vN}}{U_v}$$

Siendo,

$$d_x = \text{caída interna del voltaje del convertidor [\%]}$$

$$u_k = \text{tensión de cortocircuito del transformador [\%]}$$

$$I_d = \text{corriente de transmisión [kA]}$$

$$I_{dN} = \text{corriente nominal de transmisión [kA]}$$

$$U_{vN} = \text{tensión nominal de las válvulas [kV]}$$

$$U_v = \text{tensión de las válvulas [kV]}$$

Si consideramos un valor típico de tensión de cortocircuito para el transformador de 14%, y analizamos el sistema transmitiendo su potencia con valores nominales de tensión y corriente, obtenemos, para el rectificador con ángulo de disparo 15°

$$d_x = 0,5 \times 0,14 \times 1 \times 1 = 0,07$$

$$Q = P \times \tan \tan (\varphi) = 3000 \text{ MW} \times \tan (\text{arc cos } \cos (\cos \cos (15^\circ) - 0,07))$$

$$Q = 3000 \text{ MW} \times 0,495 \approx 1500 \text{ MVar}$$

Mediante ambas ecuaciones y utilizando parámetros típicos de operación se obtiene un mismo nivel de compensación de reactivos necesario para sostener la transmisión de potencia nominal en cada estación.

$$Q_{comp} = 1500 \text{ MVar}$$

## 14.6. Filtros de Armónicos CA

La operación del convertidor da como resultado la generación de armónicos de CA y la absorción de potencia reactiva. Para limitar el impacto de estos efectos la estación convertidora normalmente incluye filtros de armónicos de CA conectados en paralelo, ya sea conectado directamente a la barra del convertidor, o conectados a una “barra de filtro” la cual a su vez está conectada a la barra del convertidor.

Estos filtros se encienden y se apagan a través de interruptores automáticos convencionales de CA, cuando es necesario cumplir con el rendimiento de armónicos y de potencia reactiva según los límites establecidos.

Típicamente están compuestos por bancos de capacitores de alto voltaje, en serie con un circuito de media tensión, reactores (con núcleo de aire), resistencias y bancos de capacitores.

Tienen dos objetivos principales:

- Absorber corrientes armónicas generadas por el conversor HVDC y evitar el impacto de estos sobre la línea de AC (distorsión de voltaje e interferencia telefónica).

- Suministrar potencia reactiva para compensar la demanda del convertidor.
- Proporcionar una impedancia lo suficientemente baja para para reducir los voltajes de armónicos a un nivel aceptable.

Requisitos de potencia reactiva: la potencia reactiva consumida por el convertidor HVDC depende de la potencia activa, la reactancia del transformador y el ángulo de disparo. Aumenta cuando aumenta la potencia activa. Estos factores determinarán el tamaño, número de filtros y banco de capacitores en derivación.

## 14.7. Filtros de Armónicos CC

Los voltajes de armónicos que se generan del lado DC de la estación convertidora, generan corrientes alternas que se superponen en la línea de corriente continua. Estas corrientes de mayor frecuencia generan interferencias en los sistemas de teléfono vecinos a pesar del smoothing reactor. Los filtros de continua, que son conectados en paralelo al polo de la estación, solucionan estos problemas. Son similares a los filtros de AC. Las interferencias en líneas telefónicas son más fuertes en estaciones monopolares que bipolares.

## 14.8. Filtro de Alta Frecuencia

La operación del convertidor resultará en la generación de interferencias de muy alta frecuencia que se propagarán por el sistema de CA a través de la barra del convertidor. La magnitud y frecuencia de esta interferencia generalmente no es de importancia para la operación del sistema de CA, pero hay algunos casos en donde podría ser indeseable, particularmente cuando el sistema de CA use señalización a través de onda portadora (PLC - Power Line Carrier)

La señalización PLC es un sistema que transmite señales de comunicación como una señal de amplitud modulada, superpuesta o “montada” sobre la frecuencia fundamental del voltaje de la red de CA.

Este sistema es usado en algunas redes para la comunicación entre elementos de protección. Sin embargo, la interferencia de alta frecuencia generada por el convertidor podría superponerse con las frecuencias usadas para la comunicación PLC (típicamente en el rango entre 40kHz y 500kHz). Es por esto, que a veces es necesario incluir filtros de alta frecuencia (o un filtro PLC) en la conexión entre la barra del convertidor y el convertidor, a fin de limitar la interferencia que se pueda propagar en la red de AC.

Como el filtro de armónicos de CA, el filtro de alta frecuencia está compuesto por bancos de capacitores de alta frecuencia, interconectado con reactores y además con un circuito de baja tensión en el cual se encuentran más capacitores, reactores y resistores conocido como “paquete de sintonización”.

## 14.9. Interruptores de Alta Velocidad CC

La aparamenta del lado de CC generalmente se limita a seccionadores e interruptores para la reconfiguración de las conexiones y para una operación de mantenimiento segura. La interrupción de las fallas se realiza a través de la acción controlada del convertidor por lo que no requiere equipos con capacidad de interrupción de corriente. Salvo para el caso del HSNBS.

Cuando más de un polo comparte un conductor de transmisión común (típicamente el neutro) es ventajoso poder conmutar la corriente CC entre líneas sin interrumpir el flujo de energía CC.

Interruptores de SF6 de alterna son considerados de alta velocidad de continua.

Estos interruptores quedan evidenciados en el unifilar de referencia ANEXO III.

El principio de funcionamiento y la posibilidad de su existencia se explican en el **título “14.6 Interruptores automáticos para redes HVDC”**. Se entiende que el principal desafío de estos interruptores es el de interrumpir una corriente continua que nunca pasa por cero. Para ello requieren de circuitos o aparamentas adicionales que generen un cero ficticio.

### 14.9.1. Tipos y funciones

- **HSNBS (High-Speed Neutral Bus Switch)**: se conecta en serie con la conexión neutra de cada polo. Debe conmutar corriente directa a tierra en caso de fallas. En caso de que ocurra una falla a tierra, el polo será bloqueado, sin embargo, el polo que aún continúa en servicio continuará entregando corriente continua en la falla a través de la conexión neutra en común.
- **HSGS (High-Speed Ground Switch)**: Normalmente se encuentra abierto. Es necesario para conectar el neutro de la estación a la malla de tierra si el electrodo a tierra se aísla (corta). La operación con este interruptor se puede mantener si el convertidor está operando en modo bipolar, puede mantener las corrientes balanceadas, lo cual significaría en una corriente CC a tierra muy pequeña. El interruptor es capaz de abrir también, induciendo una pequeña corriente en el circuito CC.
- **MRTB (Metallic Return Transfer Breaker)**: si un polo de un sistema bipolar tiene que ser bloqueado, la operación monopolar del segundo se realiza automáticamente, pero con corriente de retorno a través de tierra. Si la duración de retorno a tierra es restringida, se puede utilizar otro modo de operación monopolar el cual utiliza la línea del polo bloqueado para corriente de retorno. Este modo se lo llama retorno metálico. El MRTB es necesario para transferir de tierra a retorno metálico sin interrupción de energía.

Es usado en conjunto con el GRTS para conmutar la corriente de carga de CC entre tierra (retorno por tierra) y un conductor de alto voltaje paralelo (retorno metálico). Se cierra a fin de colocar la baja impedancia del retorno a tierra en paralelo con el retorno metálico. También debe ser capaz de abrir, causando una corriente que

fluirá por el retorno de tierra para conmutar en una impedancia mucho más alta en el retorno metálico.

- GRTS (Ground Return Transfer Switch): es necesario para retransferir de retorno metálico a operación bipolar a través de retorno a tierra sin interrupción de energía.

La conexión entre el punto neutro y el conductor HVDC incluye tanto un desconectador de alto voltaje como un GRTS, y es usado como parte de la operación de conmutación para configurar el esquema HVDC como un monopolo con retorno a tierra o con retorno metálico.

El desconectador se mantiene abierto si el conductor de alto voltaje está energizado a fin de aislar el voltaje medio del GRTS del alto voltaje.

El GRTS se cierra, tras el cierre del seccionador para poner el conductor de alta tensión en paralelo con tierra. El GRTS también es usado para conmutar la carga de corriente desde el conductor de alta tensión transfiriendo el camino a tierra.

Una vez que se detecta que la corriente fluyendo por el conductor de alta tensión es cero, el desconectador puede abrirse, habilitando al conductor de alta tensión a ser reenergizado con alto voltaje.



## 15. Control y Protección

---

### 15.1. Control Básico del Enlace

En condiciones normales, la estación rectificadora se encarga de controlar la corriente (CC), mientras que estación inversora se encarga de controlar el voltaje manteniendo el ángulo de extinción constante (CEA); esto se utiliza por las siguientes razones:

1. El aumento de la corriente y de la potencia en el enlace es alcanzado disminuyendo el ángulo de disparo en el rectificador, lo cual mejora el factor de potencia para grandes cargas y minimiza el consumo de potencia reactiva en el rectificador.
2. El inversor puede operar a mínimo ángulo de extinción, minimizando de esta forma el consumo de potencia reactiva.
3. La operación a mínimo ángulo de extinción en el lado inversor y control de corriente en el rectificador trae consigo una mejor regulación de voltaje que la operación con mínimo ángulo de disparo en el rectificador y control de corriente en el inversor.
4. La corriente durante fallas en la línea CC son automáticamente limitadas con la estación rectificadora por medio del controlador de corriente.

Mientras existe una necesidad de mantener un mínimo ángulo de extinción en el inversor para evitar fallas de conmutación, es económico operar el inversor en un ángulo de extinción constante, el cual se encuentra levemente por encima del mínimo absoluto requerido de modo que no se produzcan fallas de conmutación. Esto resulta en reducir los costos de la estación inversora, reducir las pérdidas en la estación y disminuir el consumo de potencia reactiva.

#### 15.1.1. Control de Corriente en el Inversor

Como se mencionó anteriormente, con el fin de satisfacer los requerimientos básicos descritos anteriormente, las responsabilidades de la regulación de voltaje y de la regulación de corriente son asignadas a distintas estaciones. Bajo condiciones de operación normal, al rectificador le corresponde la tarea de controlar la corriente (CC), y al inversor la tarea de mantener el ángulo de extinción en un valor constante (CEA), valor que va a depender del consumo de potencia reactiva y de la posibilidad que se produzcan fallas de conmutación en la estación inversora.

Al existir una disminución del voltaje CA en el rectificador, va a ser necesario cambiar el modo de control en el inversor a control de corriente, con el fin de evitar que el enlace sufra inestabilidades cuando el controlador del rectificador llega a su límite y no pueda seguir controlando corriente. Esto implica que también se debe proveer un controlador de corriente en el inversor en adición al controlador CEA. Para evitar el traslape de los dos controladores de corriente, la corriente de orden o de referencia en el inversor es dejado bajo el valor de la corriente de orden del rectificador por un monto llamado corriente de margen. Este valor es típicamente alrededor de un 10% de la corriente de orden o de referencia del rectificador.

### 15.1.2. Limitador de Corriente de Referencia – VDCOL

Por lo general los sistemas de control de corriente incluyen un limitador de la corriente de orden o de referencia, cuyo principal objetivo es reducir la corriente de referencia del rectificador cuando la tensión CC presenta un valor muy bajo [11].

Bajo condiciones de voltaje reducido, puede ser no deseable o posible mantener el valor de la corriente CC o de la potencia transmitida por el enlace; esto debido a las siguientes razones:

- a) Cuando el voltaje en una de las conversoras baja más allá de un 30%, la demanda de potencia reactiva de las estaciones se incrementa más allá de su valor nominal, lo cual puede tener un efecto adverso en el sistema CA. Valores muy grandes de los ángulos o necesarios para controlar la corriente, causan un incremento de potencia reactiva más allá de su valor nominal. Por otra parte, valores reducidos en el voltaje CA también causan la disminución de la potencia reactiva entregada por los filtros y condensadores, los cuales entregan gran cantidad de la potencia reactiva necesaria para el funcionamiento de las estaciones conversoras.
- b) A voltajes reducidos, también existen riesgos de fallas de conmutación y de inestabilidades de voltaje.

Estos problemas asociados con la operación en condiciones de voltajes reducidos pueden ser prevenidos utilizando un limitador de corriente dependiente del voltaje (VDCOL). Este limitador reduce la máxima corriente CC permitida cuando el voltaje baja más allá de un valor predeterminado.

## 15.2. Control del Sistema de Disparo

El sistema de control de disparo en las estaciones conversoras establece el instante de disparo de las válvulas con tal que las estaciones conversoras operen en el modo de control deseado: corriente constante CC, ángulo de disparo constante CIA, ángulo de extinción constante CEA, etc. Este sistema debe generar pulsos de disparo para todas las válvulas con orden y fase correctos, dentro de los límites del ángulo de disparo.

La salida del sistema de control de disparo se conecta a un generador de pulsos que proporciona los pulsos de control individuales para todas las válvulas que forman el convertidor.

Los tipos básicos de control que han sido usados para la generación de los pulsos en las estaciones conversoras son:

- Control de fase individual (IPC): sistema fue ampliamente usado en las primeras instalaciones de HVDC. Su principal característica es que los pulsos de disparo son generados individualmente para cada válvula.

El disparo es sincronizado con respecto al punto de cruce por cero del voltaje de conmutación, lo que introduce el inconveniente de que las distorsiones que presente

el voltaje CA son realimentadas a través del sistema de control de disparo, provocando variaciones del ángulo de disparo.

- Control de fase equidistante (EPC): en este sistema las válvulas son iniciadas a intervalos de tiempo iguales, y los ángulos de inicio de todas las válvulas son retardados o avanzados de igual forma, con el fin de obtener el modo de control deseado.

Desde 1960, todos los fabricantes de HVDC utilizan este sistema de control para el control del disparo de las válvulas de tiristores.

El componente básico del sistema consiste en un oscilador controlado por voltaje (VCO), el cual da como resultado un bajo nivel de armónicas no características y un funcionamiento estable para sistemas CA débiles.

### 15.3. Control de TAPS

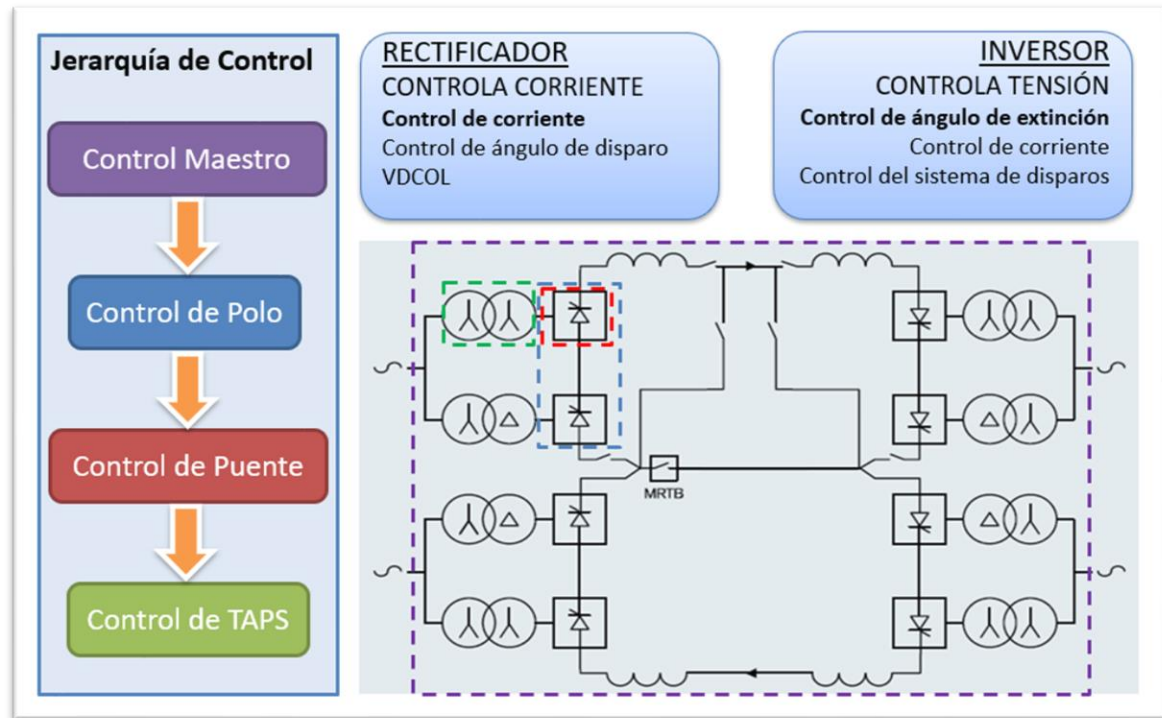
El punto de operación deseado en las estaciones convertoras, es alcanzado por la acción de los cambiadores de tap dinámicos de los transformadores. En el inversor, el transformador ajusta el voltaje CC por medio de sus taps, con el fin de mantener el ángulo  $\gamma$  en su valor nominal. En el caso que se desee controlar el voltaje Vd, el cambiador de tap debe ajustar sus taps para que el nivel de tensión Vd sea alcanzado con un ángulo de extinción igual o muy cercano a su mínimo.

En el rectificador, el cambiador de tap del transformador convertor se utiliza para ajustar los tap con tal de que el ángulo de disparo tenga un rango de funcionamiento entre  $10^\circ$  a  $15^\circ$ , manteniendo la tensión CC en el valor deseado.

Se debe tener en cuenta que el cambiador tiene una dinámica mucho más lenta que la de las funciones de control básico que actúan sobre los ángulos en las estaciones convertoras. Un cambio de conexión o de tap necesita algunos segundos para efectuarse. Cada nivel o escalón del cambiador de tap proporciona un cambio del 1 a 1.5% de los valores establecidos para el secundario.

### 15.4. Jerarquías de Control

En la siguiente figura podemos observar que las jerarquías de control que normalmente podemos encontrar en un enlace HVDC: control maestro, control de polo, control de puente y control de taps.



(Fig. 15-1)

### 15.4.1. Control Maestro

El control maestro se encarga de supervisar el control del bipolo completo, incluye funciones de control de frecuencia, modulación de potencia, control del voltaje y de la potencia reactiva. Por otra parte, también se encarga de supervisar el funcionamiento bipolar y monopolar del sistema, de los aumentos de corrientes transitorias ocurridas con la salida de un polo, del balance de corriente de los polos y de la comunicación del orden de potencia/corriente a las estaciones de conversión.

El controlador principal o maestro, usualmente recibe una potencia de referencia a transportar desde el sistema de despacho.

### 15.4.2. Control de Polo

La entrada de este controlador es la corriente de referencia, recibida desde el control maestro.

La corriente de entrada está, en algunos casos, limitada a un valor máximo y a un valor mínimo como protección del sistema. Después de este límite, la corriente de referencia es usualmente comparada con la corriente medida  $I_d$  para generar una señal de error la cual alimenta a un controlador.

Otra señal que modifica la corriente de referencia es la corriente margen la cual es requerida sólo en el inversor. En el caso del inversor, además del control de corriente descrito anteriormente, también se necesita un controlador del ángulo  $\gamma$ , que consiste básicamente de un sistema encargado de medir  $\gamma$  y de un controlador, alimentado con el error entre el  $\gamma$  medido y el  $\gamma$  de orden o referencia.

### 15.4.3. Control de Puente

La señal de salida del controlador del polo es utilizada para generar los pulsos de disparo en las válvulas de control de cada convertidora. El controlador de las válvulas tiene comúnmente dos controladores separados asociados a ella:

1. Control de taps del transformador.
2. Controlador de fallas de conmutación.

El último controlador detecta las posibilidades de que se produzca una falla de conmutación, para esto utilizan medidas de la corriente CA del voltaje de conmutación, y de la corriente CC. En función del detector de fallas de conmutación, se realizan rápidos cambios del ángulo de disparo pre-programados con el fin de asistir a la recuperación del sistema luego de estas fallas.

## 15.5. Protección del Enlace HVDC – Fallas en la Línea

Las fallas en las líneas HVDC son prácticamente todas de un polo a tierra. Las fallas polo-polo no son comunes ya que requieren un daño físico considerable para que los dos polos de la línea puedan juntarse. En general, los rayos nunca causan fallas bipolares.

Al existir una falla de un polo a tierra en un enlace de corriente continua, normalmente sólo se bloqueará la transferencia de potencia en el polo dañado sin que el otro polo se vea afectado. Como se verá a continuación, el impacto de una falla de la línea en un sistema HVDC, no es tan significativo como las fallas CA.

Al existir un cortocircuito en la línea, la corriente del rectificador se incrementará momentáneamente (del orden de 2.0 pu) limitada únicamente por la impedancia del reactor de alisamiento y la impedancia del transformador. Por otra parte, la corriente del inversor se verá reducida debido a la disminución del voltaje.

El control de corriente en el rectificador actuará reduciendo el voltaje CC en su estación con el fin de que la corriente en la línea vuelva a la corriente de referencia que existía antes de la falla. En el inversor, la corriente por la línea será menor que la corriente de referencia de su controlador de corriente ( $I_o - I_m$ ) debido a la disminución en el voltaje CC. Por lo tanto, el modo de operación del inversor cambiará de un control CEA a CC. Esto causará que el voltaje del inversor baje más allá de cero y cambie su polaridad. De esta forma, el voltaje tanto del rectificador como de inversor será igual a la caída RI en la línea desde la estación convertidora hasta la falla.

De este modo, la corriente del rectificador será  $I_o$  y la del inversor  $I_o - I_m$  en la dirección opuesta. Esto implica que la corriente de falla en condiciones normales será igual a la corriente de margen (del orden de 0.1 pu). Aunque esta corriente es mucho menor a la que ocurre en fallas CA, el despeje de la falla requiere que la corriente sea llevada a cero y de un tiempo suficiente para poder desionizar el arco.

### 15.5.1. Respuesta del control

La falla es detectada normalmente por un colapso en el voltaje CC usualmente en el rectificador y por un descenso de la corriente en el inversor. Tanto la caída de voltaje como la tasa de cambio en el voltaje CC pueden ser usados para detectar la falla. Fallas en el sistema CA, más allá del enlace CC, no producen cambios tan rápidos en el voltaje.

Para despejar la falla, el inversor es dejado en inversión y el rectificador también es llevado a inversión. Para establecer el voltaje y corregir la polaridad para el despeje de la falla, el ángulo  $\alpha$  del inversor es llevado a su límite mínimo de aproximadamente  $110^\circ$  (lo que permite al voltaje del inversor disminuir a su valor más bajo, sin revertir su modo de operación) y el ángulo de disparo del rectificador es llevado, considerablemente, más allá de  $90^\circ$ , a aproximadamente  $150^\circ$ . La corriente en el rectificador tiende a invertir su dirección, sin embargo, la corriente en el rectificador no puede revertirse debido a la característica unidireccional de la corriente de las válvulas. Por lo tanto, la corriente es reducida a cero rápidamente (en aprox 10ms).

De esta forma, las estaciones convertoras ayudan a descargar la energía almacenada en la línea CC (capacitancias e inductancias). La corriente y el voltaje en la línea CC caen a cero y ayudan en desionizar el arco.

Las líneas aéreas CC son reiniciadas después de permitir la deionización del aire alrededor del arco (60 a 200 ms). Si la falla es transitoria y la reiniciación es exitosa, el voltaje y la corriente son aumentadas. Típicamente, el tiempo total para el despeje de la falla y retorno a potencia nominal es del orden de 200 a 300 ms. El tiempo de recuperación es mayor para enlaces CC conectados a sistemas CA débiles. La reiniciación automática no se realiza en sistemas con cables, debido a que las fallas en los cables son casi siempre permanentes.

Si el reinicio de la línea no es posible, debido a que la falla no es transitoria, el sistema de control va a desenergizar la línea nuevamente. Normalmente se realizan tres intentos de reinicio automático aumentando el tiempo entre partidas. Las fallas que no se despejan, luego de intentar el reinicio hasta tres veces, se interpretan como permanentes y requieren apagar el enlace hasta que la falla sea localizada y despejada.

Alternativamente, reducir el voltaje de reinicio puede ser probado si la falla es debido a suciedad en las aislaciones de la línea y a causas provocadas por malas condiciones climáticas.

La desenergización y el reinicio del enlace CC es similar al despeje de una falla y reconexión automática de las líneas CA. La mayor diferencia en los dos casos es debido a que en el caso de sistemas CA, se utilizan interruptores para cerrar y abrir las líneas, y en los sistemas CC sólo se utiliza el control de las estaciones convertoras con la ayuda de relés de protección.

Al detectar una falla CC, los pasos que se realizan para la reiniciación automática de la línea son los siguientes:

- a) La protección detecta la falla en la línea CC.
- b) Se lleva el control de la estación rectificadora a operar como inversor. De esta manera tanto la estación rectificadora como la inversora actúan con el fin de descargar la línea CC.

- c) Se mantiene la estación rectificadora actuando como inversor por aproximadamente 100~500 ms hasta extinguir el arco.
- d) Se vuelve a operar la estación rectificadora en su modo rectificador nuevamente. El voltaje CC y la corriente comienzan a aumentar hasta restaurar la potencia transmitida después que la falla ha sido despejada.

## 15.6. Protección del Enlace HVDC – Fallas en la red CA

Para fallas transitorias del sistema CA, el sistema CC responde generalmente mucho más rápido que como lo hace un sistema CA.

El sistema CC trata, comúnmente, cualquier perturbación en el sistema CA con la reducción temporal de la potencia transmitida, o su apagado hasta que el sistema CA se recupere lo suficiente para permitir el reinicio y restauración de la potencia. Fallas de conmutación y la recuperación de las fallas del sistema CA, representan aspectos importantes en la operación de los sistemas CC.

## 16. Interruptores Automáticos para Redes HVDC

Los sistemas HVDC están evolucionando hacia redes HVDC que tienen mayores requisitos que los enlaces punto a punto. Entre dichos requisitos, la protección de las redes HVDC contra fallas de CC es particularmente desafiante, debido esencialmente a la ausencia de un paso por cero de la corriente continua y al corto tiempo disponible, que es de pocos milisegundos. Por esta razón, tradicionalmente los sistemas HVDC se han protegido desde el lado de CA por medio de interruptores automáticos convencionales de CA.

Sin embargo, la ausencia de interruptores automáticos en el lado de CC requiere un tiempo excesivo para proteger frente a fallas de CC, y supone la desenergización del sistema al completo, lo cual no es adecuado para el funcionamiento fiable de una red. El presente análisis trata sobre los interruptores automáticos viables para redes HVDC. Así, se presentan las diferentes topologías de interruptores automáticos disponibles para cumplir los requisitos de redes HVDC.



*(Fig. 1-5) Sala de interruptores Conversor HVDC*

La corriente continua (CC), al contrario que la corriente alterna (CA), no tiene ningún paso de la corriente por cero de forma natural. Este hecho representa un enorme desafío para la interrupción de la CC, la cual se debe realizar a corriente cero. De esta manera, los interruptores automáticos (IA) para sistemas de corriente continua y alta tensión (HVDC) deben crear de manera artificial un paso de la corriente por cero para poder interrumpir la corriente. Considerando los altos requisitos de los sistemas HVDC, se trata de un reto muy relevante. Asimismo, se espera que las futuras redes HVDC incrementen los rangos requeridos para los IA de HVDC. A pesar de que la interrupción de la corriente se realice en el paso por cero de la corriente, en el resto del sistema la magnitud de la corriente puede ser importante. En ese sentido, las inductancias limitadoras de corriente que se utilizan en las líneas HVDC almacenan una importante cantidad de energía en su campo magnético. Por



lo tanto, se debe tener en consideración dicha energía a la hora de dimensionar el IA. Es decir, los IA de HVDC deben tener una gran capacidad para disipar la energía almacenada en el circuito.

Para añadir complejidad a las citadas dificultades, el tiempo de operación de los IA debe ser extremadamente reducido. El sistema de protección debería operar en un tiempo inferior a 10 ms para proteger el sistema con fiabilidad. En ese breve periodo de tiempo, es necesario detectar, localizar e interrumpir las faltas.

Como se ha visto, los requerimientos para IA de CA y de CC son notablemente diferentes. La fabricación de IA para HVDC es extremadamente compleja, lo que ha conllevado a que los primeros dispositivos comerciales se hayan desarrollado recientemente, a expensas de un alto coste económico. Los sistemas basados en convertidores alimentados por tensión (Voltage Source Converters VSC) se han protegido tradicionalmente desde el lado de CA con IA de CA. Esta estrategia es adecuada para proteger enlaces punto-a-punto, entre dos convertidores y, ocasionalmente, incluso sistemas multiterminales con un número reducido de terminales. Sin embargo, no se considera adecuada para proteger grandes redes HVDC, ya que la disponibilidad de IA robustos y fiables será imprescindible para el desarrollo de dichas redes. Además, sería deseable un precio razonable.

El presente análisis trata sobre la función de los IA de HVDC en redes HVDC. De esta manera, en primer lugar, se tratan los requerimientos para la protección de redes HVDC. A continuación, se analizan y comparan las principales topologías de IA de HVDC. Finalmente, se reseñan las principales características de la aparatada de protección de los sistemas multiterminal existentes.

### 16.1.1. Requerimientos para la protección de redes HVDC

Una red multiterminal HVDC se define en CIGRE como “un sistema que consiste en, al menos, tres estaciones convertidoras y que incluye como mínimo una malla formada por las líneas de transporte”. Los principales objetivos para la protección de una red, ya sea para sistemas de CA o de CC, consisten en el aseguramiento de la seguridad humana, el despeje de las faltas y la minimización del impacto de dichas faltas en el sistema al completo, particularmente en todos los componentes.

De esta manera, las principales características de cualquier sistema de protección para redes se detallan a continuación:

- Sensibilidad: detección precisa y despeje de todas las fallas.
- Selectividad: discriminación entre la operación en régimen normal y situación de falla. La red se divide en diferentes zonas con el objetivo de que el sistema de protección opere únicamente en caso de que la falla esté situada en su zona de protección.
- Velocidad: las fallas se deben despejar mientras están por debajo de la capacidad de ruptura de los interruptores automáticos, y siempre antes de que puedan causar daños en el equipamiento. Este requisito es extremadamente exigente para las redes HVDC, ya que el tiempo disponible es inferior a 10 ms.
- Fiabilidad: la operación debe ser segura, es decir, se requiere un sistema de protección de respaldo en caso de fallo del sistema principal.

- Robustez: las fallas se deben discriminar de otros eventos de operación.
- Estabilidad: después de despejar las fallas, la red debe ser estable en un periodo razonable de tiempo.

Las características mencionadas son aplicables para redes de CA y de CC. Sin embargo, las redes de CC tienen restricciones más exigentes que las redes de CA. Cuando aparece una falla en un sistema HVDC, la tensión se desploma inmediatamente y la pequeña impedancia del sistema conlleva una elevación de la corriente hasta valores extremadamente grandes. Las redes multiterminales HVDC generalmente se basan en convertidores VSC, que son altamente sensibles a las sobrecorrientes. El principal componente de dichos convertidores son los IGBT, que típicamente pueden soportar el doble de la corriente nominal para permanecer en el área de operación segura. Las redes multiterminales altamente malladas incrementarán dichas dificultades. La impedancia total del sistema de CC se reducirá, provocando colapsos de la tensión de CC en un tiempo más reducido.

Por otra parte, las corrientes de falla aumentarán debido a las mayores corrientes de descarga, así como a las contribuciones desde múltiples fuentes. Por lo tanto, se espera que las corrientes de falla polo-tierra y polo-polo sean mayores.

La protección de red HVDC también tiene influencia sobre el control de la tensión de CC. En caso de falla, el sistema de protección puede bloquear o desconectar algunos convertidores que pueden limitar el control de la tensión CC.

Las redes HVDC requieren el uso de estrategias específicas de protección, las cuales se clasifican por medio de la selectividad de la aparamenta de protección y por la metodología utilizada para interrumpir y aislar las fallas de CC. Es posible combinar diferentes estrategias en una única red. A continuación, se describen las principales estrategias para despejar fallas:

- Despeje de fallas no selectivo: la red al completo se considera como una única zona de protección. En caso de falla, la línea afectada se localiza y, sin embargo, se desenergiza la red al completo. La línea afectada se aísla y finalmente se restaura la red no afectada por la falla. Esta estrategia es únicamente factible para redes pequeñas.
- Despeje de fallas completamente selectivo: la falla se detecta y localiza, y únicamente la parte afectada se desconecta, mientras el resto de la red continúa operando.
- Despeje de fallas selectivo parcial: se trata de una mezcla de las dos estrategias anteriores.

Las zonas de protección amplias presentan un alto número de convertidores interconectados, por lo que será imperativo disponer de selectividad, que puede ser proporcionada fácilmente por medio de IA de HVDC. De esta manera, en cada zona de protección, se deben definir la selectividad de falla, la coordinación de las protecciones, el tiempo mínimo para el despeje de la falla, así como los tiempos de restablecimiento. Por lo tanto, para una operación segura de las redes HVDC, será necesario el establecimiento de un código de planificación y operación de red. Dicho código deberá definir los escenarios de falla en los que las partes afectadas del sistema deban permanecer conectadas o por el contrario, desconectarse de la red.

Además, se deberá establecer la proporción y duración de las corrientes de falla que puedan aparecer, en función de la topología de red. Asimismo, se debe definir el tiempo para despejar fallas y para aislar los elementos afectados de la red. Dichos requerimientos de tiempo influirán en la estrategia de protección seleccionada.

Finalmente, los convertidores que se incorporen a la red deberán asegurar que operarán de manera segura.

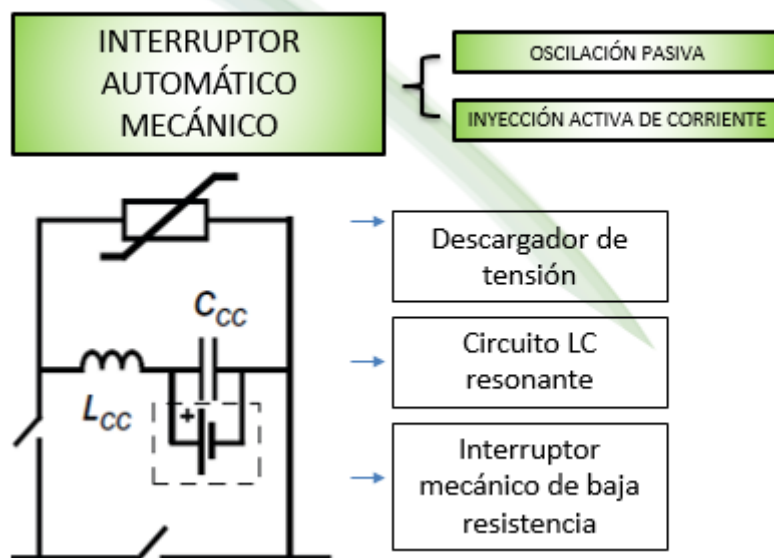
### 16.1.2. Topologías de interruptores automáticos HVDC

#### *Interruptores automáticos mecánicos*

El principio de operación de los IA mecánicos se basa en la generación de un paso de la corriente por cero por medio de un circuito resonante. Los IA mecánicos están compuestos por tres ramas paralelas, como se muestra en la (Fig. 14-6):

- La rama de corriente nominal consiste en un interruptor mecánico de baja resistencia, como un interruptor de vacío de CA.
- En la rama de conmutación hay un circuito LC resonante, sobre el que se pueden encontrar diferentes topologías de circuitos resonantes en la literatura.
- La rama de absorción de energía está compuesta por descargadores de sobretensiones.

Actualmente se consideran principalmente dos conceptos de IA mecánicos, que se analizan en los siguientes subapartados.



(Fig. 14-6) Interruptor automático mecánico

### *Interrupidores automáticos de oscilación pasiva*

El diseño habitual de un IA de oscilación pasiva se muestra en la (Fig. 14-6), con la ausencia de la fuente de CC que se encuentra dentro del rectángulo a trazos localizado en la rama de conmutación.

Cuando los contactos del interruptor de la rama principal se abren, se establece un arco eléctrico. Los arcos presentan una relación tensión-corriente no lineal, de manera que un incremento de tensión provoca una reducción de la corriente. De esta manera, la variación de tensión del arco que aparece espontáneamente inicia una oscilación de corriente. Dicha oscilación entre el arco y el circuito LC en la rama de conmutación presenta una amplitud incremental. En caso de que la corriente oscilante exceda la corriente del sistema HVDC, se creará un paso de la corriente por cero. En ese preciso instante, el interruptor de la rama de conmutación puede abrirse e interrumpir el circuito. La corriente restante carga el condensador C, y cuando se supera la tensión umbral de los descargadores de sobretensión en la tercera rama, dichos descargadores operan y disipan la energía.

Las oscilaciones a mayor frecuencia reducen los tiempos de interrupción a expensas de tener mayores corrientes diferenciales, que son más complejas de interrumpir. De esta manera, el tiempo necesario para el proceso de interrupción es el mayor de todas las topologías.

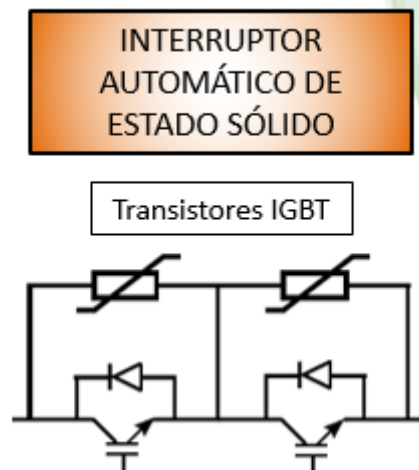
### *Interrupidores automáticos de Inyección Activa de Corriente*

Los IA de inyección activa de corriente representan una evolución de los IA mecánicos de oscilación pasiva previamente analizados. Por lo tanto, se añade un componente activo a la topología del anterior concepto con el objetivo de precargar el condensador del circuito resonante. En el IA mecánico representado en la (Fig. 14-6) dicho elemento activo está ilustrado dentro del rectángulo a trazos y consiste en una fuente de CC que precarga el condensador CCC. De esta manera, cuando el arco se inicia, la oscilación surge inmediatamente y como resultado el tiempo de interrupción es menor que en los IA pasivos. Esta es la principal razón por la que los IA activos son más adecuados para ser implementados en redes HVDC.

### *Interrupidores automáticos de estado sólido*

Los IA de estado sólido se basan en dispositivos de electrónica de potencia para interrumpir la corriente. La (Fig. 14-6) muestra la topología típica de un IA de estado sólido.

Como se puede observar, este IA únicamente consta de dos ramas. En la rama principal se encuentran los IGBT y la rama de absorción de energía está compuesta por descargadores de sobretensión. La cantidad de IGBTs se debe seleccionar de acuerdo con los rangos de tensión y corriente del IA. Los IGBT conmutan en pocos microsegundos, por lo que la corriente se redirige a la rama de absorción de energía en un tiempo muy breve. Esta rápida operación es, de hecho, la principal característica de los IA de estado sólido. Por otra parte, la corriente del circuito circula continuamente por los IGBT, por lo que las pérdidas en régimen permanente son elevadas.



(Fig. 14-6) *Interruptor automático de estado sólido*

Teniendo en cuenta el coste de la energía eléctrica a lo largo de toda la vida útil del dispositivo, estas pérdidas se pueden considerar desmesuradas. Por este motivo estos dispositivos no se suelen considerar como una alternativa viable para redes HVDC.

### *Interruptores automáticos híbridos*

Los IA híbridos integran las características de los IA mecánicos y de estado sólido. La rama principal se compone de un seccionador mecánico ultrarrápido de baja resistencia y de un conmutador de carga electrónico, compuesto por un IGBT para dirigir la corriente a la rama de conmutación en caso de falta. Este procedimiento hace posible la apertura del seccionador ultrarrápido. En la segunda rama se encuentran los interruptores de potencia, IGBTs en este caso, para interrumpir la corriente conmutándola en la tercera rama paralela. Finalmente, los descargadores de sobretensión disipan la energía del circuito. Cabe destacar que en este tipo de interruptores automáticos, el proceso de interrupción se logra en tiempos inferiores al milisegundo.

### *Interruptores automáticos instalados en sistemas multiterminales HVDC*

En la actualidad no hay redes malladas reales en operación. Los primeros sistemas multiterminales HVDC (MTDC) se basaban en la tecnología de convertidores conmutados por línea (LCC). El interruptor de potencia utilizado en dichos sistemas alimentados por corriente es el tiristor. Es posible controlar únicamente el cebado de los tiristores, ya que continúan conduciendo hasta que la corriente pasa por cero. Esta propiedad inherente de los sistemas LCC le aporta múltiples características. De cara a la implementación de sistemas MTDC, hay una propiedad que es particularmente relevante. Para invertir el flujo de potencia es necesario cambiar la polaridad de la tensión, mientras que la corriente se mantiene constante. Los ejemplos más representativos de los pioneros sistemas MTDC son los siguientes:

- Cerdeña - Córcega – Italia (SACOI): se trata de un Sistema radial MTDC, con tres terminales para conectar Cerdeña y Córcega con la Italia continental. Las diferentes terminales se pusieron en marcha en 1967 y 1986. Actualmente se encuentra al final de su vida útil y existe un proyecto para reemplazarlo.

- Québec – New England (New England Hydro): se puso en marcha al principio de los años 1990 para reforzar las líneas existentes de CA entre dichas regiones de Canadá y Estados Unidos. Se trata de un sistema MTDC radial con tres terminales: Radisson, Nicolet y Sandy Pond.

Con el desarrollo de la tecnología VSC, el diseño de los sistemas MTDC se ha redirigido hacia esta tecnología debido principalmente a sus características propias. Entre otras, por medio de los sistemas VSC es posible invertir el flujo de potencia cambiando la polaridad de la corriente, mientras la tensión se mantiene constante. Este concepto es semejante al utilizado en redes de CA. Sin embargo, la protección de dichos sistemas VSC continúa siendo un obstáculo para el desarrollo de las redes HVDC.

## 17. Operación del Enlace HVDC

La capacidad nominal del enlace es de 3000 MW en configuración bipolar a tensión nominal de  $\pm 600$  kV y corriente nominal de 2500 A.

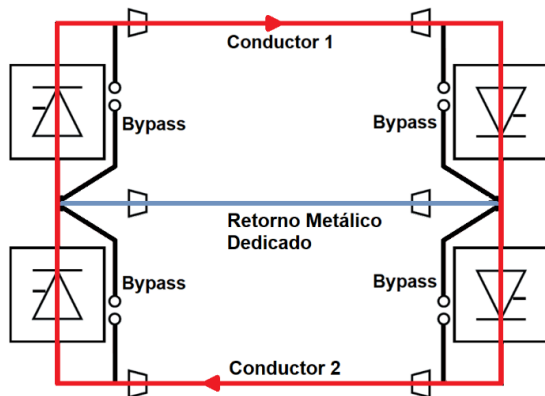
Cuenta además con un retorno metálico dedicado, sin electrodos para retorno por tierra.

La configuración de operación normal es bipolar con retorno metálico neutro, aunque el enlace puede operar en configuración monopolar -con su consecuente reducción en la capacidad de transmisión- en caso de mantenimientos programados o eventos de falla que fueren la salida de uno de los polos.

En la siguiente tabla se muestran los diferentes modos de operación posibles.

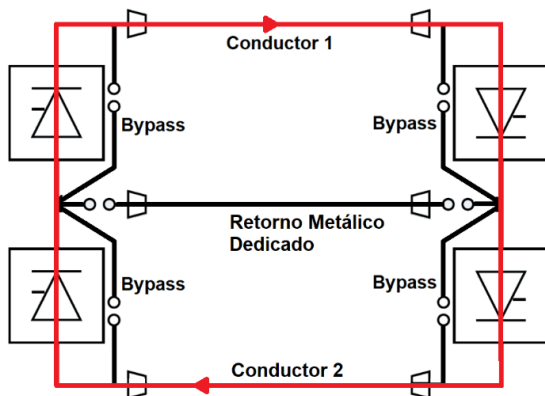
<b>Modo de Operación</b>	<b>Terminal del Convertidor</b>	<b>Conductor Conectado</b>
A) <i>Bipolar Normal</i>	Polo 1	Línea Polo 1
	Polo 2	Línea Polo 2
	Retorno	Retorno Metálico Dedicado
B) <i>Monopolar Normal (Polo 1)</i>	Polo 1	Línea Polo 1
	Polo 2	No disponible
	Retorno	Retorno Metálico – Línea Polo 2
C) <i>Monopolar Normal (Polo 2)</i>	Polo 1	No disponible
	Polo 2	Línea Polo 2
	Retorno	Retorno Metálico Dedicado
D) <i>Bipolar Rígido</i>	Polo 1	Línea Polo 1
	Polo 2	Línea Polo 2
	Retorno	No disponible
E) <i>Monopolar (Polo 1) Conductores Paralelos</i>	Polo 1	Línea Polo 1
	Polo 2	No disponible
	Retorno	Línea Polo 2 + Retorno Metálico Dedicado
F) <i>Monopolar (Polo 2) Conductores Paralelos</i>	Polo 1	No disponible
	Polo 2	Línea Polo 2
	Retorno	Línea Polo 1 + Retorno Metálico Dedicado
G) <i>Monopolar (Polo 1) Conductores de Polo</i>	Polo 1	Línea Polo 1
	Polo 2	No disponible
	Retorno	Bypass + Línea Polo 2
H) <i>Monopolar (Polo 2) Conductores de Polo</i>	Polo 1	No disponible
	Polo 2	Línea Polo 2
	Retorno	Bypass + Línea Polo 1

En modo normal de operación bipolar, el retorno está conectado al retorno metálico dedicado y cada polo de convertidor a su respectiva línea (modo A).



(Fig. 1-1) Modo operación A

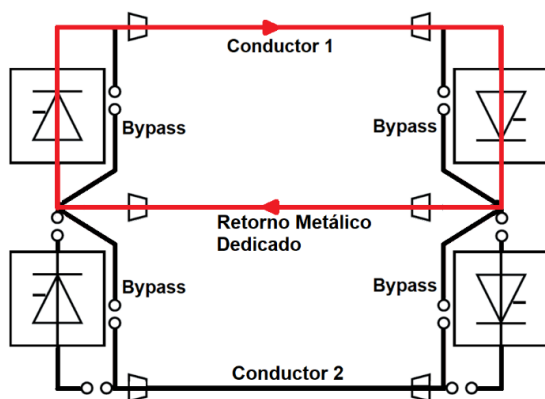
En caso de interrupción del retorno metálico, el enlace es capaz de operar de forma bipolar rígida con el retorno metálico desconectado (modo D).



(Fig. 1-2) Modo operación D

Por otro lado, en caso de desconexión de alguno de los polos de una de las estaciones o alguna de las líneas, el enlace también es capaz de operar en alguna de las siguientes configuraciones monopolares, a potencia reducida (1500 MW):

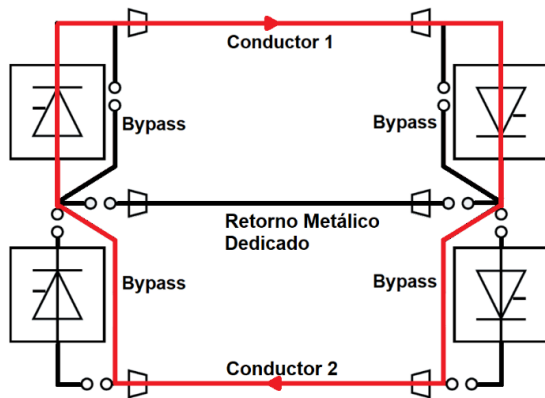
Monopolar a tensión nominal (+600 kV) o reducida con retorno por retorno metálico dedicado (modos B y C).



(Fig. 1-3) Modo operación B

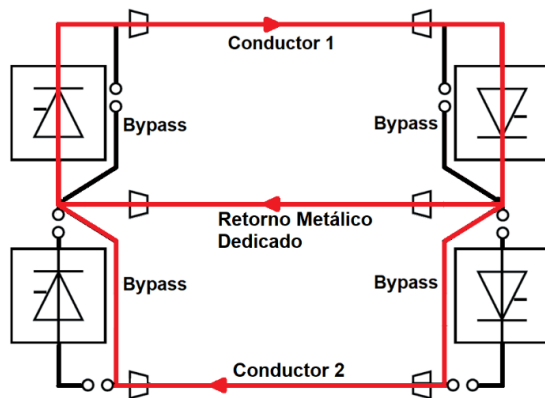


Un polo y su línea a tensión nominal o reducida y el retorno a través de la línea restante y el bypass del otro polo (modos G y H).



(Fig. 1-4) Modo operación G

Un polo y su línea a tensión nominal o reducida y la línea restante y el retorno metálico dedicado en paralelo entre sí utilizando el bypass (modos E y F).



(Fig. 1-5) Modo operación E

### 17.1. Maniobra entre modos de operación

Las distintas maniobras posibles entre distintos modos de operación se muestran en la siguiente tabla.

La sigla "SIP" indica que la maniobra se puede llevar a cabo sin interrupción de potencia. Por otro lado, "IPT" indica que la maniobra requiere una interrupción de potencia temporal de menos de 30 minutos.

<i>Hasta</i> <i>Desde</i>	A	B/C	D	E/F	G/H
A	-	SIP	SIP	-	-
B/C	SIP	-	-	SIP	-
D	SIP	-	-	-	IPT
E/F	-	SIP	-	-	SIP
G/H	-	-	IPT	SIP	-

## 17.2. Desempeño del Enlace HVDC

Al hacer una analogía del enlace que nos encontramos estudiando con enlaces HVDC similares, se pueden determinar ciertos parámetros de desempeño mínimos que se deben asegurar al diseñar las estaciones y que se deben tener en cuenta al operarlas.

### 17.2.1. Potencia y Capacidad de sobrecarga

En la siguiente tabla se muestran los valores de potencia esperables en el enlace que nos encontramos estudiando.

Potencia y Capacidad de sobrecarga esperables			
Medida en	Configuración	Potencia	Magnitud
Lado CC del Rectificador	Bipolar	Nominal	3000 MW
		Mínima	300 MW
	Monopolar	Nominal	1500 MW
		Mínima	150 MW
Lado CA del Inversor	Bipolar	Máxima (continua)	3000 MW
	Monopolar	Máxima (continua)	1500 MW
		Máxima (<3 horas)	1720 MW

### 17.2.2. Nivel de Pérdidas

Es esperable un nivel de pérdidas similar al encontrado en la bibliografía estudiada y en los proyectos y enlaces operativos analizados, y se definen a continuación.

Pérdidas por Estación, a 45 °C:

- En operación Bipolar a potencia y tensión nominales → Menores al 1,4%
- En operación Monopolar a potencia y tensión nominales → Menores al 1,4%
- En operación Bipolar a tensión nominal y potencia máxima → Menores al 1,5%
- Operando en vacío → Menores al 0,3%

Lo que suma, para todo el enlace – estaciones y línea – un total de **3,9% de la potencia nominal en pérdidas esperables en operación bipolar** (117 MW) y un total de 8% de la potencia nominal en pérdidas esperables en operación monopolar (120 MW).

### 17.2.3. Disponibilidad y fallas

Se debe asegurar un número de fallas y una disponibilidad según estándares internacionales establecidos por el CIGRE y la IEEE, listados a continuación (por estación):

- Número de desconexiones forzadas por monopolo → Menos de 4 fallas al año.
- Número de desconexiones forzadas por bipolo → Menos de 0,2 fallas al año.
- Cantidad de energía no disponible forzada → Menos del 0,8% por año.

## 18. Circuito de Refrigeración

Con motivo de extraer el calor de los tiristores y otros componentes, es decir lograr un bajo aumento de la temperatura de estos, es esencial proveer un método de refrigeración forzada al circuito. Asegurando el correcto control de la temperatura, podremos garantizar un funcionamiento óptimo de los elementos electrónicos que componen este sistema.

Las válvulas modernas utilizan refrigeración forzada de agua destilada y desionizada, la cual circula por un sistema de deionización que previene que la conductividad de la misma supere los límites seguros en aparatos de alta tensión.

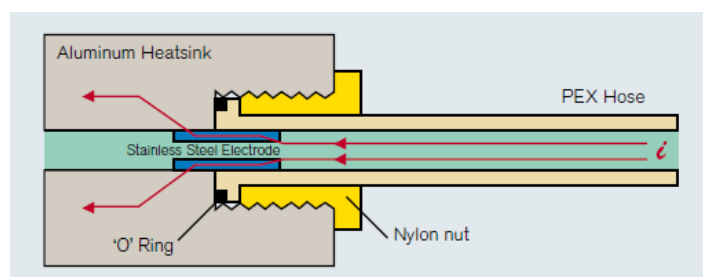
La refrigeración por agua suele aplicarse a los tiristores y resistencias de amortiguamiento y, con menos frecuencia, en los reactores y los resistores DC.

El refrigerante es distribuido en paralelo a cada nivel de tiristores en la válvula por medio de cañerías aisladas, y el calor residual se extrae en enfriadores (intercambiadores de calor) montados en el exterior de la sala.

El correcto diseño del circuito de refrigeración es esencial, y debe asegurar el flujo correcto de agua en todas las áreas críticas. Demasiado flujo provoca erosión y poco flujo provoca acumulación de gases en zonas indeseadas de la cañería.

A pesar de que la conductividad del agua puede llegar a niveles mínimos (0,1 uS/cm), no se la puede llevar a cero. Por esta razón, se establecen corrientes de fuga entre dos puntos con distinto potencial, las cuales serían despreciables en sistemas AC, pero que en DC provocan reacciones electromagnéticas en el ánodo y el cátodo que podrían corroer los disipadores de aluminio.

Para evitar la aparición de corrosión en los disipadores, se debe evitar que la corriente de fuga ingrese directamente al aluminio. Esto puede lograrse colocando un electrodo inerte (por ejemplo, de acero inoxidable) en las tomas de agua de refrigeración, como se ve en la *(Fig. 16-1)*

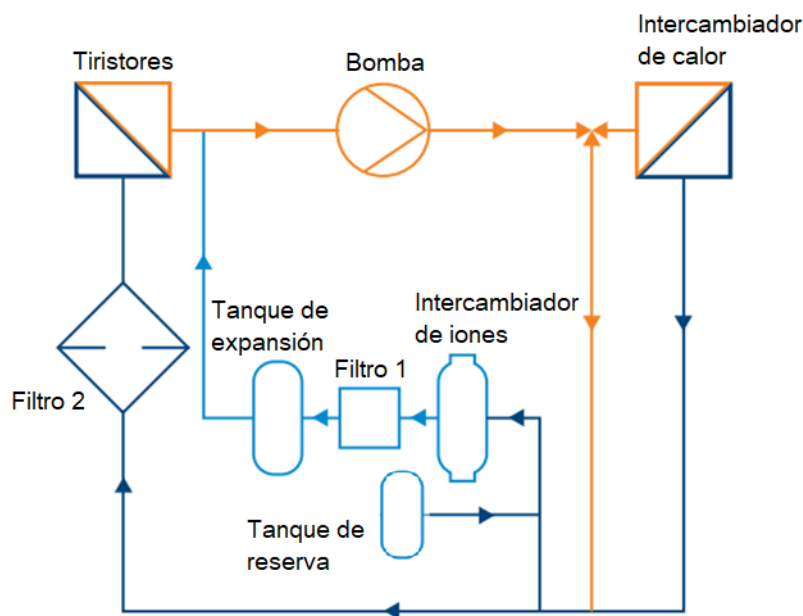


*(Fig. 18-1) Sistema de Refrigeración*

## 18.1. Componentes

Generalmente, los sistemas de refrigeración están compuestos por los siguientes elementos:

- Bombas centrífugas: se encargan de bombear el agua desionizada a través del circuito refrigerante. Se instalan dos bombas, una operativa y otra de backup, las cuales son fácilmente intercambiables en caso de averías o fallas.
- Tanque de almacenamiento: posee reservas de agua refrigerante, a fin de mantener el nivel necesario en el circuito. La nivelación puede ser manual o automática.
- Sensores de presión: encargados de detectar fugas o pérdidas en el circuito.
- Intercambiador de iones: Botellas de poliestireno que contienen una resina química que desioniza el agua a un nivel definido.
- Torres de enfriamiento o intercambiador de calor: es la unidad encargada de enfriar el agua caliente proveniente del circuito. Generalmente el enfriamiento se realiza a través de ventilación forzada.
- Filtros: se introducen finos filtros de agua para evitar la circulación de partículas en el sistema.
- Tanque de expansión: encargado de mantener la variación de volumen del refrigerante, debido a las variaciones de temperatura o pérdidas por fuga.



(Fig. 18-2) Componentes del sistema de refrigeración

### 18.1.1. Ejemplos

A continuación, se muestran algunos ejemplos del sistema de refrigeración por agua:

- Nelson River, Canadá.



*(Fig. 18-3) Sistema de refrigeración – Nelson River HVDC*

- Jingzhou Huizhou, China y North-East Agra HVDC link, PGCIL, India



*(Fig. 18-4) Sistema de refrigeración – HVDC Jingzhou Huizhou*

## 19. Estudio de Armónicos

Los armónicos se definen como la modulación de la tensión o la corriente de un sistema de corriente alterna en un valor entero de la frecuencia principal (en nuestro caso 50 Hz).

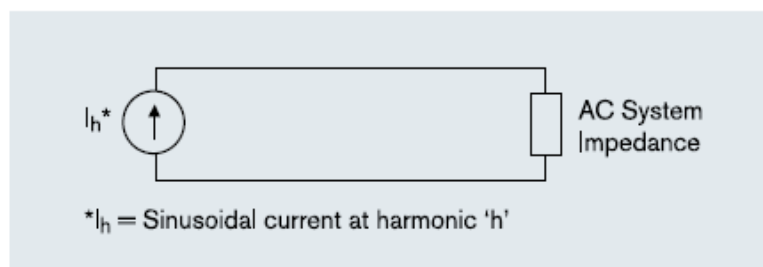
La presencia de armónicos en una red CA pueden provocar efectos indeseables en los componentes conectados a la misma, tales como:

- Sobrecalentamiento de bancos de capacitores.
- Sobrecalentamiento de generadores.
- Inestabilidad en dispositivos electrónicos.
- Interferencia en sistemas de comunicación.

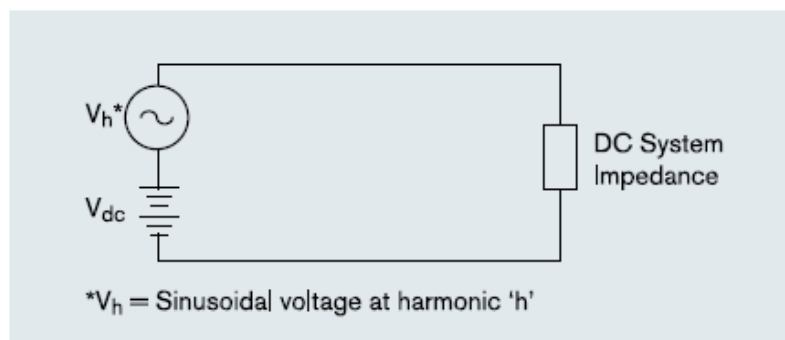
Todos aquellos equipos que contengan componentes no lineales generan armónicos en la red a la que están conectados. Los principales son convertidores, electrodomésticos, limitadores de tensión, iluminación fluorescente, máquinas rotativas, etc.

En el caso del convertidor AC/DC, la generación de armónicos depende inversamente de la frecuencia del ciclo de disparos. Es decir, a mayor número de pulsos del convertidor, menor será la distorsión de la corriente entregada a la red AC debido a los armónicos.

Dependiendo de qué lado del circuito se lo mire, el convertidor actúa como generador de armónicos de corriente (desde el lado AC) o como generador de armónicos de tensión (desde el lado DC), como vemos en las figuras a continuación.



*(Fig. 19-1) Convertidor CA/CC representado desde el lado CA*



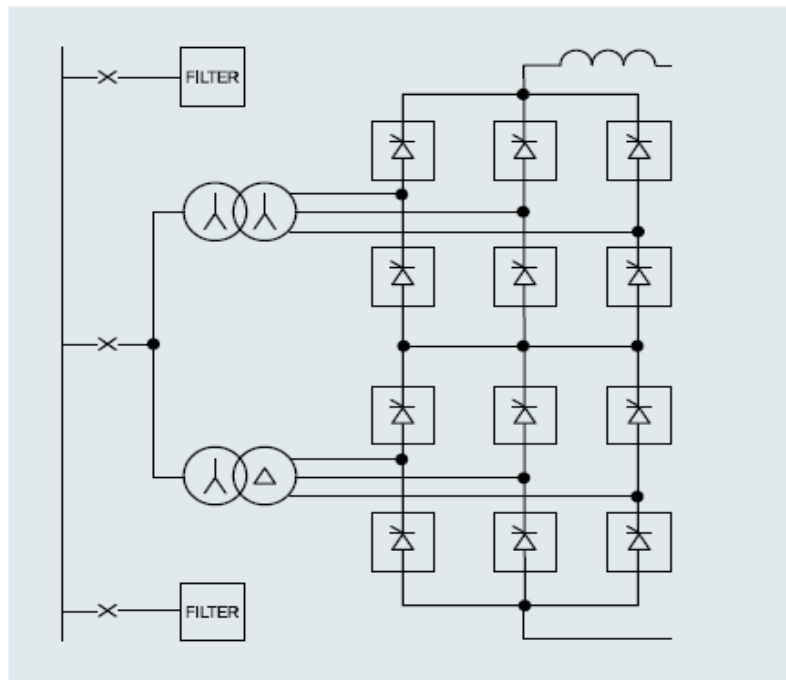
*(Fig. 19-2) Convertidor CA/CC representado desde el lado CC*

## 19.1. Armónicos característicos

Se denomina armónicos característicos a aquellos que derivan del estudio del convertidor ideal. Pueden ser de corriente o de tensión, como veremos a continuación.

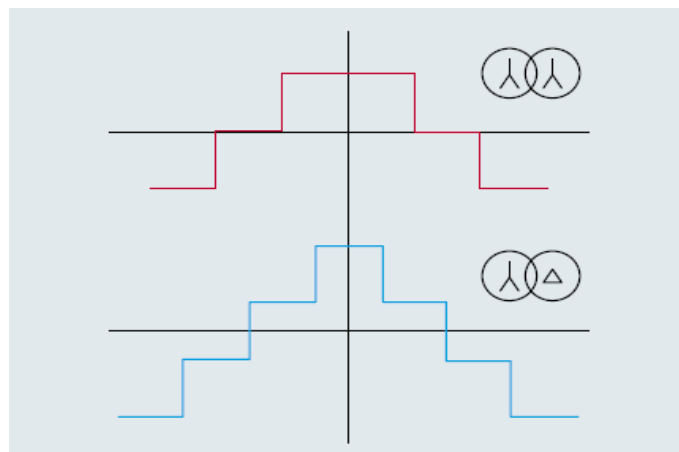
### 19.1.1. Armónicos AC - Armónicos de la corriente

Los principales componentes de un convertidor HVDC pueden observarse en la siguiente figura.



(Fig. 19-3) Punte convertidor de 12 pulsos típico

Las corrientes esperadas en cada rama del convertidor son las siguientes:



(Fig. 19-4) Corrientes Ideales en los bobinados de un puente de 12 pulsos

Realizando un análisis de Fourier de las formas de onda (ideales) anteriores, obtenemos los siguientes resultados:

1) Y / Y

$$I = \frac{2 \times \sqrt{3}}{\pi} \times I_d \times [\cos(\omega t) - 1/5 \cos(5\omega t) + 1/7 \cos(7\omega t) - 1/11 \cos(11\omega t) + 1/13 \cos(13\omega t) \dots]$$

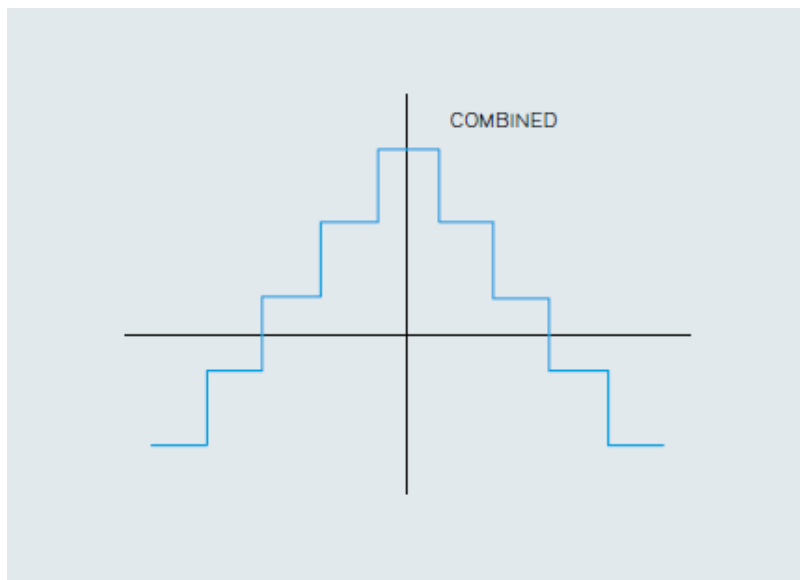
2) Y / D

$$I = \frac{2 \times \sqrt{3}}{\pi} \times I_d \times [\cos(\omega t) + 1/5 \cos(5\omega t) - 1/7 \cos(7\omega t) - 1/11 \cos(11\omega t) + 1/13 \cos(13\omega t) \dots]$$

Vemos que los armónicos triples (3ro, 6to, 9no, etc) no se generan en ninguno de los convertidores de 6 pulsos.

Disponiendo en serie ambos convertidores de 6 pulsos, desfasados entre sí 30° utilizando transformadores Y/Y y Y/D, la corriente resultante será igual a la suma de las dos corrientes anteriores, cuya forma de onda y ecuación se muestran a continuación.

$$3) \quad I = \frac{4 \times \sqrt{3}}{\pi} \times I_d \times \left[ \cos \omega t - \frac{1}{11} \cos 11 \omega t + \frac{1}{13} \cos 13 \omega t - \frac{1}{23} \cos 23 \omega t + \frac{1}{25} \cos 25 \omega t \dots \right]$$



(Fig. 19-5) Corriente Ideal en el Primario de un Puente de 12 pulsos

Por lo tanto, en un convertidor de 12 pulsos se logran cancelar además los armónicos  $6n \pm 1$ , quedando sólo los armónicos  $12n \pm 1$ , como podemos ver en la ecuación 3.

Comparando entonces las magnitudes ideales de armónicos en un convertidor de 6 pulsos y uno de 12 pulsos, obtenemos la siguiente tabla:



Armónico	Frecuencia	Convertor 6 pulsos	Convertor 12 pulsos
Fundamental	50	1	1
5°	250	0.2	-
7°	350	0.14	-
11°	550	0.09	0.09
13°	650	0.08	0.08
17°	850	0.06	-
19°	950	0.05	-
23°	1150	0.04	0.04
25°	1250	0.04	0.04
n	n x 50 Hz	1 / n	1 / n

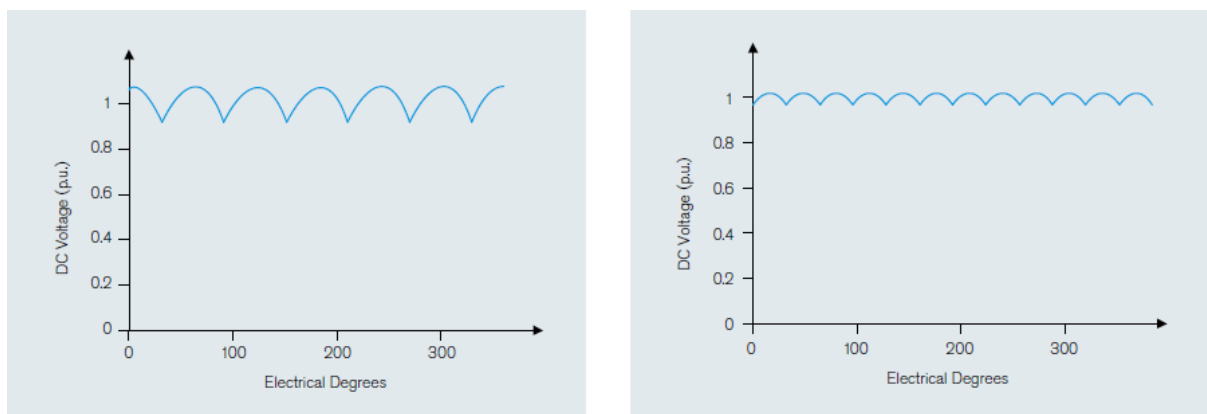
Es importante aclarar que las formas de onda graficadas anteriormente y sus desarrollos de Fourier están basados en asumir una corriente DC constante (reactor DC infinito) y una tensión AC sinusoidal pura.

En la práctica estas condiciones no se cumplen, y las corrientes se ven afectadas por la reactancia del sistema que se está alimentando, principalmente la reactancia del transformador principal.

Debido a esta reactancia de conmutación, los armónicos de corriente se ven atenuados.

### 19.1.2. Armónicos DC - Armónicos de la Tensión

En las siguientes figuras podemos observar la forma de onda de la tensión que entrega un convertidor DC/AC, compuesto por la suma una tensión continua y armónicos.



(Fig. 19-6) Tensión ideal CC de un puente de 6 pulsos (izq.) versus un puente de 12 pulsos.

No-Load DC (Vd0)	(DC)	1.0000
6th	(300 Hz)	0.0404
12th	(600 Hz)	0.0099
18th	(900 Hz)	0.0044
24th	(1200 Hz)	0.0025

(Fig. 19-7) Armónicos de la tensión en un Puente de 6 pulsos.

## 19.2. Armónicos no característicos

Son aquellos relacionados con el convertidor práctico y su operación en condiciones no ideales.

Pueden provenir de distintas fuentes y tener efectos diversos:

- Desbalance o secuencia negativa en la generación pueden provocar 2dos armónicos de tensión en la línea DC.
- Armónicos no previstos en los análisis ideales del 6to y 12vo pueden inyectar nuevamente a la línea AC corrientes con armónicos de 3er orden.
- Desbalance entre las reactancias de fuga del transformador generan pequeños armónicos clásicos que deberían cancelarse en un convertidor de 12 pulsos.
- Capacitancias parásitas propias de, por ejemplo, los bushings del transformador; generan armónicos de corriente de 3er, 9no y 15vo orden en el lado DC y de orden  $\pm 1$  en el lado AC.
- Pequeños errores en los tiempos de disparo (menor a  $0,1^\circ$  eléctricos) generan armónicos de órdenes varios tanto en el lado AC como en el DC.

## 19.3. Armónicos de modulación cruzada

Además de los armónicos característicos y no característicos, en sistemas HVDC podemos encontrar también armónicos relacionados con la diferencia entre la frecuencia en la generación AC y la frecuencia en la carga AC.

Al estar la generación y la carga conectadas por una línea HVDC cuya corriente no es completamente lineal, la frecuencia de la generación producirá un armónico que se verá reflejado en la carga, y viceversa; debido a pequeñas diferencias en las frecuencias de ambos extremos.

## 19.4. Diseño de filtros de Armónicos

Como se ha visto anteriormente, la corriente en el lado AC de un convertidor no suele ser sinusoidal y, por lo tanto, genera niveles elevados de distorsión si no se la filtra correctamente antes de inyectarla a la red AC.

Además, los convertidores HVDC consumen cantidades substanciales de potencia reactiva, la cual, en su mayoría, debe suministrarse de manera local.

Los filtros Shunt AC suelen comportarse como fuentes capacitivas de potencia reactiva, y por ello normalmente se los utiliza para compensar la mayor parte del consumo reactivo del convertidor,

Junto con reactores y capacitores Shunt adicionales, Compensadores Estáticos VAr (SVCs), Compensadores Estáticos (STATCOMs) o compensadores síncronos, suelen utilizarse para asegurar que el nivel deseado de balance reactivo se mantenga dentro de límites definidos por las condiciones operativas del sistema.

Por lo tanto, el diseño de los filtros AC debe satisfacer dos requerimientos: filtrar los armónicos generados por el convertidor y compensar la potencia reactiva en varios estados operativos y niveles de carga.

Los factores que influyen en el diseño de los filtros AC son los siguientes:

- Límite de armónicos especificado (distorsión de la tensión, interferencia telefónica, inyección de corrientes).
- Condiciones del sistema AC (variación de la tensión y la frecuencia, voltajes de secuencia negativa).
- Tamaño del conmutador del filtro (límite de pasos de conmutación, balance de potencia reactiva, límite de autoexcitación, límite de máquinas síncronas cercanas).
- Efectos ambientales (rango de temperatura).
- Estrategia de control (control de tensión y sobretensiones, control de potencia reactiva).
- Criterios de evaluación de pérdidas.
- Requerimientos de disponibilidad y confiabilidad.
- Área de emplazamiento (espacio físico limitado).

Los dos principales tipos de filtro AC son el Filtro Sintonizado (o Filtro pasa banda) y el Filtro Amortiguado (o filtro pasa altos). Las principales características de ambos se desarrollan en la siguiente tabla.

<b>Filtro Sintonizado o Pasa banda</b>	<b>Filtro Amortiguado o Pasa altos</b>
Se sintoniza específicamente en una o varias frecuencias de armónicos.	Ofrece una baja impedancia frente a un amplio rango de frecuencias.
Alto factor de calidad (bajo amortiguamiento).	Factor de calidad medio.
La resistencia se encuentra en serie con el capacitor y la inductancia (o directamente parte de la inductancia) o en paralelo con la inductancia (alta resistencia).	Incluyen una resistencia en paralelo al inductor que ofrece una amortiguación de la impedancia a las frecuencias mayores a la sintonizada.
Ejemplos: sintonización simple (11vo armónico), doble (11vo y 13vo armónicos) y triple (3er, 11vo y 13vo armónicos).	Ejemplo: sintonizado al 24vo armónico, ofrece baja impedancia a los armónicos 23 y 25, e incluso a los de mayor orden.

## 20. Comparación Económica HVDC – CA Tradicional

---

Para realizar esta comparación se recurrieron a dos herramientas de evaluación de proyectos:

- Flujo de fondos
- FODA

En el caso del primero de los mencionados se introdujeron los conceptos relacionados a la inversión inicial. Entre ellos se destacan:

- ✓ Inversión inicial, incluyendo costos de las estaciones convertoras y costo de la línea para el caso de HVDC y los costos de la línea y estaciones transformadoras para el caso de CA;
- ✓ Vida útil de una tecnología frente a la otra, recurriendo a estimaciones sobre lo ya existente;
- ✓ Pérdidas de energía que presentan ambas tecnologías, considerando específicamente el efecto Joule en los conductores, energía transformada en forma de campos magnéticos y eléctricos.
- ✓ Mantenimiento.

Por otro lado, y considerando la dificultad de cuantificar las evaluaciones sociales y medioambientales, las mismas fueron tenidas en cuenta mediante un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas). De este modo, el segundo de los criterios económicos quedó definido entre otras cosas por:

- ✓ Evaluación medioambiental, incluyendo reducción de recursos utilizados en HVDC en comparación con la tecnología tradicional CA, franja de servidumbre utilizadas para las dos tecnologías, efecto de los campos magnéticos y eléctricos.
- ✓ Evaluación social, analizando al proyecto como la mejor respuesta a una necesidad del Estado (transmitir potencia instalada).
- ✓ Cuestiones referidas a la inserción de una nueva tecnología, es decir, requerimientos de CAMMESA, posibilidad de nuevos puestos de investigación y desarrollo.

## 20.1. Flujo de fondos

Utilizando los datos disponibles se realizó una comparativa de flujo de fondos entre seleccionar una solución en tecnología CA convencional o una solución HVDC.

Las consideraciones y fuentes utilizadas se desarrollan en el “ANEXO IV: Comparativa Flujos de Fondos”.

En resumen, los resultados obtenidos fueron los siguientes:

- ✓ La solución HVDC es superior a la solución en CA Convencional, tanto en Tasa Interna de Retorno como en Valor Actualizado Neto.
- ✓ La inversión inicial en HVDC es significativamente menor, y además existe posibilidad de realizar el proyecto en varias etapas, comenzando a transmitir de forma monopolar a mitad de potencia para luego agregar el polo faltante y lograr el transporte de la potencia nominal.
- ✓ La inversión inicial en HVDC se recupera en 10 años, mientras que en CA Convencional se requieren 13 años para recuperar la inversión.

## 20.2. FODA

El análisis FODA se realizó estudiando las variantes internas y externas del proyecto. Dentro de las fortalezas se destacan los puntos del proyecto donde el mismo posee ventajas frente a lo tradicional y las desventajas fueron contempladas en las debilidades. En cuanto a las consideraciones externas del proyecto se mencionaron las oportunidades y amenazas que el contexto actual le presentan.

	FORTALEZAS	DEBILIDADES
INTERNO	Menor inversión inicial que tecnología CA	Nueva tecnología
	Menor impacto medioambiental que tecnología CA	Menor tiempo de vida útil que tecnología CA
	Posibilidad de construir en distintas etapas	Graves problemas en configuración monopolar
	Menores pérdidas energéticas que tecnología CA	
	OPORTUNIDADES	AMENAZAS
EXTERNO	Posibilidad de ser primer proyecto HVDC en la Argentina	Temor al cambio
	Nuevos puestos de investigación y trabajo	Cambio de PEN (cambio político o crisis económica)
	Proyectos similares en el mundo	Normativa no establecida por CMMESA
	Aumenta la demanda de energía eléctrica en Argentina	Dificultades relacionadas a COVID-19

### 20.2.1. Fortalezas

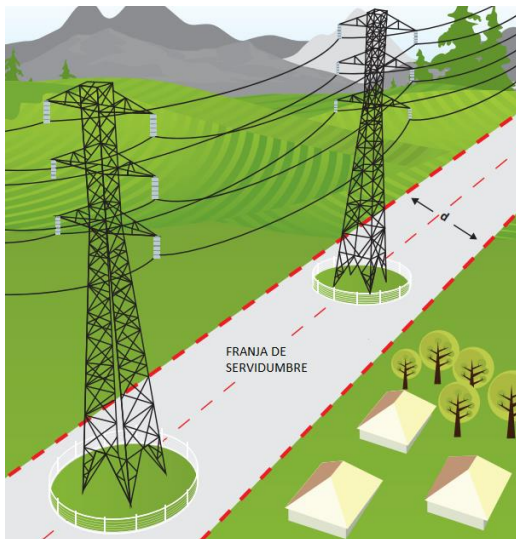
**Menor inversión inicial:** en comparación con la transmisión de energía eléctrica mediante corriente alterna, los costos de inversión para la línea y las estaciones convertoras son menores. Como se mencionó anteriormente, en el caso de la línea HVDC se encuentra el mayor ahorro en cuanto a los materiales y recursos empleados, con ello el costo. Por otro lado, el estado actual de la tecnología HVDC hace equiparar los costes de las estaciones convertoras con los de una estación transformadora CA. Aunque la tendencia de los avances se recaen en la tecnología HVDC VSC, cuyos costos son mayores.

Comparative costs of HVDC and EHV AC transmission alternatives.							
Alternative	DC Alternatives				AC Alternatives		
	+ 500 Kv Bipole	2 x + 500 kv 2 bipoles	+ 600 kv Bipole	+800 kv Bipole	500 kv 2 Single Ckt	500 kv Double Ckt	765 kv 2 Singl Ckt
<b>Capital Cost</b>							
Rated Power (MW)	3000	4000	3000	3000	3000	3000	3000
Station costs including reactive compensation (M\$)	\$420	\$680	\$465	\$510	\$542	\$542	\$630
Transmission line cost (M\$/mile)	\$1.60	\$1.60	\$1.80	\$1.95	\$2.00	\$3.20	\$2.80
Distance in miles	750	1,500	750	750	1,500	750	1,500
Transmission Line Cost (M\$)	\$1,200	\$2,400	\$1,350	\$1,463	\$3,000	\$2,400	\$4,200
<b>Total Cost (M\$)</b>	<b>\$1,620</b>	<b>\$3,080</b>	<b>\$1,815</b>	<b>\$1,973</b>	<b>\$3,542</b>	<b>\$2,942</b>	<b>\$4,830</b>

(Fig. 18-1) Tabla comparativa IEEE – ABB

La (Fig. 18-1) compara una estación HVDC LCC conexión bipolar, con tensión 600 kV con un proyecto de misma potencia y longitud, pero con tecnología tradicional de CA y 500 kV doble terna. Se evidencia la gran disminución en la inversión inicial al comparar las líneas y, con ello, el total del proyecto.

**Menor impacto medioambiental:** como se mencionó anteriormente, esta tecnología proporciona beneficios medioambientales sobre la tecnología de CA convencional principalmente debido a que la cobertura terrestre y la franja de servidumbre (también conocido como ROW - Derecho de vía) son menores para esta tecnología. Desde un punto de vista de consumo y utilización de recursos, con la tecnología HVDC se reduce el empleo de aisladores, conductores y demás componentes que, tras su uso de vida útil, tienen poca reutilización o reciclaje. Con lo que el impacto al medioambiente también es menor.



(Fig. 18-2A)



(Fig. 18-2B)

Aquí se toman en cuenta, no únicamente el impacto visual, evidenciados en las (Fig. 18-2A) y (Fig. 18-2B), sino que es importante considerar los campos eléctricos y magnéticos que ionizan el aire alrededor por el efecto corona, el cual genera interferencias de radiofrecuencia, ruido y generación de ozono, es por esto que es fundamental conocer la magnitud del efecto corona para poder determinar cuál produce un menor impacto ambiental.

El campo magnético constante en los alrededores de la línea de transmisión HVDC es muy semejante al campo magnético producido en su forma natural por la Tierra. Por esta razón, se entiende que gran parte de lo generado se anula, y lo que resta se entiende que no puede ser preocupante de alguna forma.

Al igual que en el caso del campo magnético, el campo eléctrico estático experimentado debajo de las líneas hasta la franja de servidumbre no presenta efectos biológicos negativos. En la actualidad, no existe teoría o mecanismos que puedan verificar si los niveles de campo eléctrico producidos por las líneas HVDC tengan efectos negativos en la salud humana.

Finalmente, para las consideraciones medioambientales, se tiene en cuenta el efecto corona de las líneas de transmisión. Las mismas, además de ser menores que su equivalente en CA, producen una pequeña contribución de ozono al ambiente, la cual es del mismo orden de magnitud que el generado por procesos naturales.

**Posibilidad de construir en etapas:** en el caso de un proyecto con conexión bipolar con retorno metálico es posible realizar la construcción de una estación monopolar con retorno por tierra o metálico y luego realizar la construcción del segundo polo. Esto podría solucionar problemas de inversión inicial y el tiempo de la puesta en marcha se reduciría.

Menores pérdidas energéticas que línea CA: Como se ha visto anteriormente, las pérdidas energéticas son menores. Las pérdidas de potencia activa para un proyecto equivalente (Arabia Saudita) las pérdidas del conjunto de las estaciones convertidoras y la línea no superan el 4%.

### 20.2.2. Debilidades

**Nueva tecnología:** este punto puede ser considerado como una fortaleza, pero si se analiza desde la disponibilidad de información y tecnología, pasa a ser una debilidad del proyecto. Para realizar el presente trabajo de investigación fue necesario consultar bibliografía y papers de marcas asociadas pero los datos técnicos, catálogos, precios y especificaciones concretas resultan casi inaccesibles.

La mayoría de las líneas HVDC vigentes fueron realizadas de manera específica, es decir, los fabricantes diseñaron modelos de estaciones, transformadores, sala de válvulas y conductores concretamente para los parámetros de esos proyectos.

La oposición frente al cambio de tecnología por parte de quienes dominan y están acostumbrados a lo tradicional CA, es un detalle no menor a la hora de analizar proyectos de inversión.

**Menor tiempo de vida útil:** con el estado actual de la tecnología, se estima que un proyecto de una línea HVDC puede tener una vida útil de 30 años. Mientras que una equivalente de CA supera los 40 años. Esto, a la hora de realizar un análisis económico, es contemplado, pero aún así los resultados favorecen a HVDC.

**Retorno por tierra:** en instalaciones monopolares con retorno por tierra, el campo magnético puede modificar la lectura de una brújula en las proximidades de la línea, lo cual se puede solucionar instalando un retorno metálico. Por otra parte, un retorno por tierra pueden inducir una corriente en tuberías o conductores metálicos que se encuentren cerca de las estaciones de conversión, lo cual puede producir la oxidación o corrosión de estos elementos. Esto último es la principal razón por la cual el retorno por tierra puede estar restringida a solamente algunas horas de uso.



### 20.2.3. Oportunidades

**Primer proyecto HVDC en la Argentina:** si bien la República Argentina cuenta con una interconexión del tipo Back to Back con el país limítrofe Brasil y avanzados estudios en lo que refiere a la conexión de la provincia Tierra del Fuego al SADI mediante un sistema HVDC submarino, el corredor Patagónico es una excelente oportunidad para realizar la primera línea HVDC.

**Nuevos puestos de trabajo e investigación:** al tratarse de una nueva tecnología, el desarrollo y la investigación son conceptos que concentran la atención de las primeras marcas. En caso de realizar un proyecto HVDC en Argentina se posibilita el desarrollo y la construcción de estos componentes a nivel Nacional.

**Proyectos similares en el mundo:** como se mencionó anteriormente, este proyecto no pudo haber sido desarrollado sin la existencia de otros equivalentes en el mundo. Los parámetros que se establecieron como patrones fueron: tecnología HVDC (LCC o VSC), tensión de la línea (600 kV), longitud de la línea (1200 km) y potencia a transmitir (3000 MW). A lo largo del mundo existen proyectos de similares características que están en funcionamiento y en etapa de desarrollo.

**Aumento de la demanda y oferta de energía eléctrica:** como quedó demostrado, tanto el aumento de la demanda por parte de toda la Argentina y el aumento de la potencia instalada en la región Patagónica, son un hecho. Se entiende que de cada al año 2030, será necesario contar con una ampliación de las líneas y estaciones existentes o bien diseñar un nuevo proyecto que sea capaz de transportar esa energía generada al centro del país. Para ello, realizando una evaluación social, se entiende que el proyecto permitirá cubrir las demandas energéticas insatisfechas mejorando la oferta y la calidad de servicio.

### 20.2.4. Amenazas

**Temor al cambio:** como se mencionó en una de las debilidades, el proyecto propone utilizar una nueva tecnología con pocos años en el mercado. Esto hace que no todas las personas involucradas en nuevos proyectos la vean como la mejor opción.

**Cambio de PEN:** si debido a un cambio político o crisis económica los proyectos en la región Patagónica se reducen o eliminan, la línea y con ello las estaciones convertoras HVDC, no tendrían sentido. Se entiende que cambios en el Plan Energético Nacional suceden habitualmente con los cambios de gobiernos que no coinciden en cuestiones energéticas.

**Inserción a CAMMESA:** la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista no posee una reglamentación clara y específica sobre la incorporación de nuevas líneas con tecnología HVDC. La actualización de normativas debería incluir este tipo de propuestas para el caso de considerarlas como proyectos viables.

**COVID-19:** la situación actual que atraviesa el mundo debido a la pandemia por COVID-19, amenaza directamente las inversiones de nuevos proyectos. La necesidad por parte de la demanda y la urgencia de transmitir la potencia instalada es inminente, pero no así los recursos económicos por parte del Estado e inversionistas.

## 21. Conclusión

A partir de este trabajo final, se puede concluir que, debido a la futura problemática del aumento de 3000 MW de potencia generada en la Patagonia argentina, se presenta una oportunidad única en nuestro país de implementar una solución innovadora, factible económicamente y con evidentes ventajas técnicas: un enlace HVDC que una eléctricamente Puerto Madryn con Ezeiza.

A continuación, se resumen las características del enlace, desarrolladas en el Proyecto Final.

<b>ESTUDIO DEL AUMENTO DE GENERACIÓN EN REGIÓN PATAGÓNICA CON SOLUCIÓN HVDC</b>	
Potencia	3000 MW
Tensión	±600 kV
Longitud	1200 km
Tecnología	HVDC LCC
Disposición	Bipolar con retorno metálico dedicado
Ubicación 1	E. T. Puerto Madryn, Chubut
Ubicación 2	E. T. Ezeiza, Buenos Aires
Transformadores	Monofásicos doble secundario
	530 MVA – 300/230/130 kV – Uk = 14%
Tiristores	ETT – INFINEON T860N – 860 A – 3600 V Cantidad: 6288
T.I.R.	51%
V.A.N.	4.406 MUSD

## 22. Bibliografía

---

- ❖ Apuntes y Bibliografía de la Cátedra de Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica, Gianfranco Lippi, 2018.
- ❖ “HVDC Systems and Their Planning”, Rev. 4, Siemens AG.
- ❖ “Power System Stability and Control”, Prabha Kundur, 1994.
- ❖ “Electrónica de Potencia”, Muhammad H. Rashid.
- ❖ “Power Electronics for HVDC Schemes” – General Electric Brochure.
- ❖ “Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects” – CIGRÉ, Ref. 388, 2009.
- ❖ “Tecnología HVDC” Partes 1 y 2 - Presentación Victor Lescale – ABB.
- ❖ “Saudi Arabia Central-West HVDC Project: 3500 MW ±600 kV LCC 770km High Performance embedded link crossing a desert área”, CIGRÉ, B4-130, 2016.
- ❖ “High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange”, SIEMENS Brochure.
- ❖ “HVDC for beginners and beyond” – ALSTOM Brochure.
- ❖ Portal de CAMESA: <https://portalweb.camesa.com/pages/institucional/agentes/transportistas.aspx>
- ❖ AREA DEL MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS. ENERGIA ELECTRICA. HIDROELECTRICA NORPATAGONICA S.A. (HIDRONOR S.A.).
- ❖ “Programa de Reforma de Empresas Públicas Tomo 1” , Ministerio de Economía, 1993.
- ❖ “Escenarios Energéticos 2030” Subsecretaría de Planeamiento Energético, 2019.
- ❖ “Ingeniería de la Transmisión en Corriente Continua en el Corredor Eléctrico Patagónico”, Raúl Villar, UTN FRBA, 2018.
- ❖ “HVDC Experience In Brazil – Tenorio”, Seminario Internacional HVDC UTN FRBA, 2019.

Centrales hidroeléctricas La Barrancosa y Condor Cliff (2016)

- ❖ <https://www.minem.gob.ar/www/839/25793/represas-aprovechamientos-hidroelectricos-rio-santa-cruz>

Río Turbio:

- ❖ <https://www.ycrt.gob.ar/linea-de-tiempo/>

## ANEXO I – Selección de Tiristores

En esta sección se describe la metodología del cálculo de los parámetros que determinarán el tiristor a utilizar, la cantidad de tiristores por válvula y el número total de tiristores por Estación.

Los cálculos se realizan considerando que el ángulo de disparo de los tiristores es cero, ya que así logran obtenerse las condiciones de tensión máxima entregable por el convertidor.

Se describirá la selección de los componentes anteriormente mencionados para la Estación Rectificadora, y sólo se mostrarán los resultados para la Estación Inversora, ya que los cálculos son análogos.

### Datos de la Estación Rectificadora

**Tensión de Transmisión HVDC**

$$E = 600 \text{ kV}$$

**Potencia a Transmitir**

$$P = 3000 \text{ MW}$$

**Potencia a Transmitir por Polo**

$$P' = \frac{P}{2} = \frac{3000 \text{ MW}}{2} = 1500 \text{ MW}$$

**Corriente Nominal Línea HVDC**

$$I = \frac{P'}{E} = \frac{1500 \text{ MW}}{600 \text{ kV}} = 2500 \text{ A}$$

### I.1. Selección del Tiristor a utilizar

El tiristor a utilizar en las estaciones convertidoras se selecciona a partir de las corrientes eficaz, media y pico que circularán por el mismo.

La **corriente nominal de la línea HVDC** será:

$$I = \frac{P'}{E} = \frac{1500 \text{ MW}}{600 \text{ kV}} = 2,5 \text{ kA} = 2500 \text{ A}$$

Luego, en un rectificador compuesto por dos puentes en serie desfasados  $30^\circ$  entre sí, las ecuaciones para calcular las corrientes son las siguientes:

$$\text{Corriente media por el Tiristor} \rightarrow \overline{I_{th}} = \frac{I}{3} = \frac{2500 \text{ A}}{3} = 833,33 \text{ A}$$

$$\text{Corriente eficaz por el Tiristor} \rightarrow I_{th_{ef}} = \frac{I}{\sqrt{3}} = \frac{2500 \text{ A}}{\sqrt{3}} = 1443,38 \text{ A}$$

$$\text{Corriente pico por el Tiristor} \rightarrow I_{th} = I = 2500 \text{ A}$$

Teniendo en consideración los parámetros calculados, se utilizarán tiristores **INFINEON T860N**, cuya hoja de datos se adjunta al final de este anexo, y verifica la siguiente relación.

$$I_{TAVM} = 860 \text{ A} > 833,33 \text{ A} = \overline{I_{th}} \rightarrow \text{VERIFICA}$$

## I.2. Determinación de la cantidad de Tiristores en serie por válvula

La cantidad de tiristores por válvula depende de la tensión de pico inverso a la que se verá sometida la válvula cuando no se encuentre conduciendo y la tensión máxima admisible por el tiristor seleccionado.

De la hoja de datos del tiristor seleccionado se obtiene la **tensión máxima admisible**, que es, en nuestro caso:

$$V_{DRM} = 3600 \text{ V}$$

Por otro lado, la tensión de pico inverso será directamente la tensión de línea pico que alimenta a cada tiristor desde el secundario del transformador.

Para ello se debe calcular primero la **tensión de fase pico** que deben establecer los transformadores para lograr la tensión deseada en la salida HVDC, con la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{\pi \times E}{6\sqrt{3}} = \frac{\pi \times 600 \text{ kV}}{6\sqrt{3}} = 181,38 \text{ kV}$$

Luego, la **tensión de línea pico** será:

$$V_m = E_m \times \sqrt{3} = 181,38 \text{ kV} \times \sqrt{3} = 314,16 \text{ kV}$$

Por lo tanto, la **tensión de pico inverso** será:

$$E_{pi} = V_m = 314,16 \text{ kV}$$

Finalmente, la cantidad de tiristores a conectar en serie para soportar dicha tensión se calcula como:

$$\text{Cantidad de tiristores en serie} \rightarrow n \geq 1,5 \times \frac{E_{pi}}{V_{DRM}} - 0,5 = 1,5 \times \frac{314.160 \text{ V}}{3600 \text{ V}} - 0,5 = 62,3$$

Por lo tanto, se deberán colocar **131 tiristores en serie por cada válvula**.

## I.3. Cantidad total de tiristores por Estación

Los tiristores anteriormente determinados se colocarán en serie entre sí para formar una válvula tiristorizada. Por lo tanto, habrá 131 tiristores por válvula en el rectificador.

A su vez, las válvulas se agrupan de a cuatro en torres. Cada torre tendrá 524 tiristores.

Cada torre corresponde a una de las ramas de ambos puentes rectificadores. Cada dupla de puentes contiene 3 ramas, por lo que cada puente contará con 1572 tiristores.

Por último, una Estación conformada por un Bipolo HVDC está constituida por dos polos, cada uno con dos puentes en serie desfasados 30° entre sí. Entonces, cada Estación Convertora contará con un total de 3144 tiristores.

Así, el total de tiristores necesarios para el enlace completo es de 6288.

## ANEXO II – Selección de Transformadores

En esta sección se describe la metodología utilizada para determinar la potencia aparente de los transformadores a utilizar, así como la tensión nominal de cada uno de sus bobinados. Los cálculos se realizan considerando que el ángulo de disparo de los tiristores es cero, ya que así logran obtenerse las condiciones de tensión máxima entregable por el convertidor.

### Datos de la Estación Rectificadora

**Tensión de Barra Alimentación CA**

$$U_{CA} = 500 \text{ kV}$$

**Tensión de Transmisión HVDC**

$$E = 600 \text{ kV}$$

**Potencia a Transmitir**

$$P = 3000 \text{ MW}$$

**Potencia a Transmitir por Polo**

$$P' = \frac{P}{2} = \frac{3000 \text{ MW}}{2} =$$

**1500 MW**

**Corriente Nominal Línea HVDC**

$$I = \frac{P'}{E} = \frac{1500 \text{ MW}}{600 \text{ kV}} = 2500 \text{ A}$$

Primero se debe calcular la **tensión pico de fase de alimentación** necesaria en los tiristores para que a la salida del rectificador se obtenga la tensión nominal de transmisión HVDC.

$$E_m = \frac{\pi \times E}{6\sqrt{3}} = \frac{\pi \times 600 \text{ kV}}{6} = 181,38 \text{ kV}$$

Sin embargo, tanto en la conexión triángulo como en la conexión estrella, la tensión aplicada en los tiristores es la **tensión pico de línea de alimentación**, que se calcula como:

$$V_m = E_m \times \sqrt{3} = 314,16 \text{ kV}$$

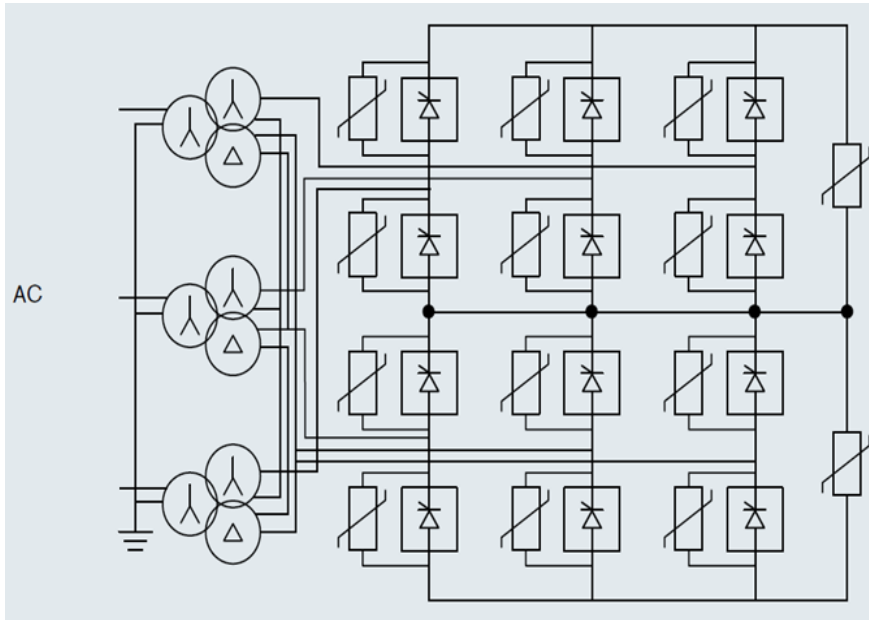
A partir de las tensiones pico, se calculan las tensiones eficaces:

$$E_{m_{ef}} = \frac{E_m}{\sqrt{2}} = \frac{181,38 \text{ kV}}{\sqrt{2}} = 128,26 \text{ kV}$$

$$V_{m_{ef}} = \frac{V_m}{\sqrt{2}} = \frac{314,16 \text{ kV}}{\sqrt{2}} = 222,14 \text{ kV}$$

Luego, se deben conocer la tensión eficaz necesaria en los bobinados secundarios para alimentar a los tiristores con la tensión de línea  $V_m$ .

Para ello se debe diferenciar el tipo de conexión, ya que los secundarios en triángulo alimentan a los tiristores directamente con la tensión  $V_m$ , mientras que los secundarios en estrella forman una tensión compuesta que debe valer  $V_m$ . En la siguiente figura se observa el esquema de conexión de los transformadores.



$$\text{Tensión Secundario Estrella} \rightarrow Es_{ef}^Y = \frac{Vm_{ef}}{\sqrt{3}} = 128,26 \text{ kV}$$

$$\text{Tensión Secundario Triángulo} \rightarrow Es_{ef}^D = Vm_{ef} = 222,14 \text{ kV}$$

Por otra parte, la **tensión eficaz del primario** de cada transformador monofásico será directamente la tensión de fase aplicada en el mismo.

$$Ep_{ef} = \frac{U_{CA}}{\sqrt{3}} = \frac{500 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 288,68 \text{ kV}$$

La relación de cada tensión de secundario con la tensión del primario serán las relaciones **de transformación** que deberán tener los transformadores monofásicos.

$$a_Y = \frac{Ep_{ef}}{Es_{ef}^Y} = \frac{288,68 \text{ kV}}{128,26 \text{ kV}} = 2,3$$

$$a_D = \frac{Ep_{ef}}{Es_{ef}^D} = \frac{288,68 \text{ kV}}{222,14 \text{ kV}} = 1,3$$

El siguiente paso es calcular la corriente eficaz que circulará por los bobinados secundarios y por el primario de cada transformador. Para ello deben tenerse en cuenta el modo en que éstos se conecten entre sí y, principalmente, de la forma de onda de la corriente rectificadora que circula por los mismos. Conociendo la forma de onda, se utiliza el *Análisis Generalizado* para determinar la ecuación que define a la corriente eficaz.

De esta manera, la **corriente eficaz en los secundarios conectados en estrella** se calcula con la ecuación:

$$I_{S_{ef}} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times I = \sqrt{\frac{2}{3}} \times 2500 \text{ A} = 2041,2 \text{ A}$$

Mientras que la ecuación para la **corriente eficaz en los secundarios conectados en triángulo** es:

$$I_{S_{Def}} = \frac{\sqrt{2}}{3} \times I = \frac{\sqrt{2}}{3} \times 2500 \text{ A} = 1178,5 \text{ A}$$

Además, para dos puentes en serie desfasados 30°, la **corriente eficaz en el primario de cada transformador** se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_{p_{ef}} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \frac{I}{a_Y} \sqrt{2 + \sqrt{3}} = \sqrt{\frac{2}{3}} \times \frac{2500 \text{ A}}{2,3} \sqrt{2 + \sqrt{3}}$$
$$I_{p_{ef}} = 1752 \text{ A}$$

Finalmente, la Potencia Aparente del transformador monofásico será:

$$S_p = E_{p_{ef}} \times I_{p_{ef}} = 288,68 \text{ kV} \times 1,752 \text{ kA}$$
$$S_p = 505,8 \text{ MVA}$$

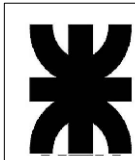
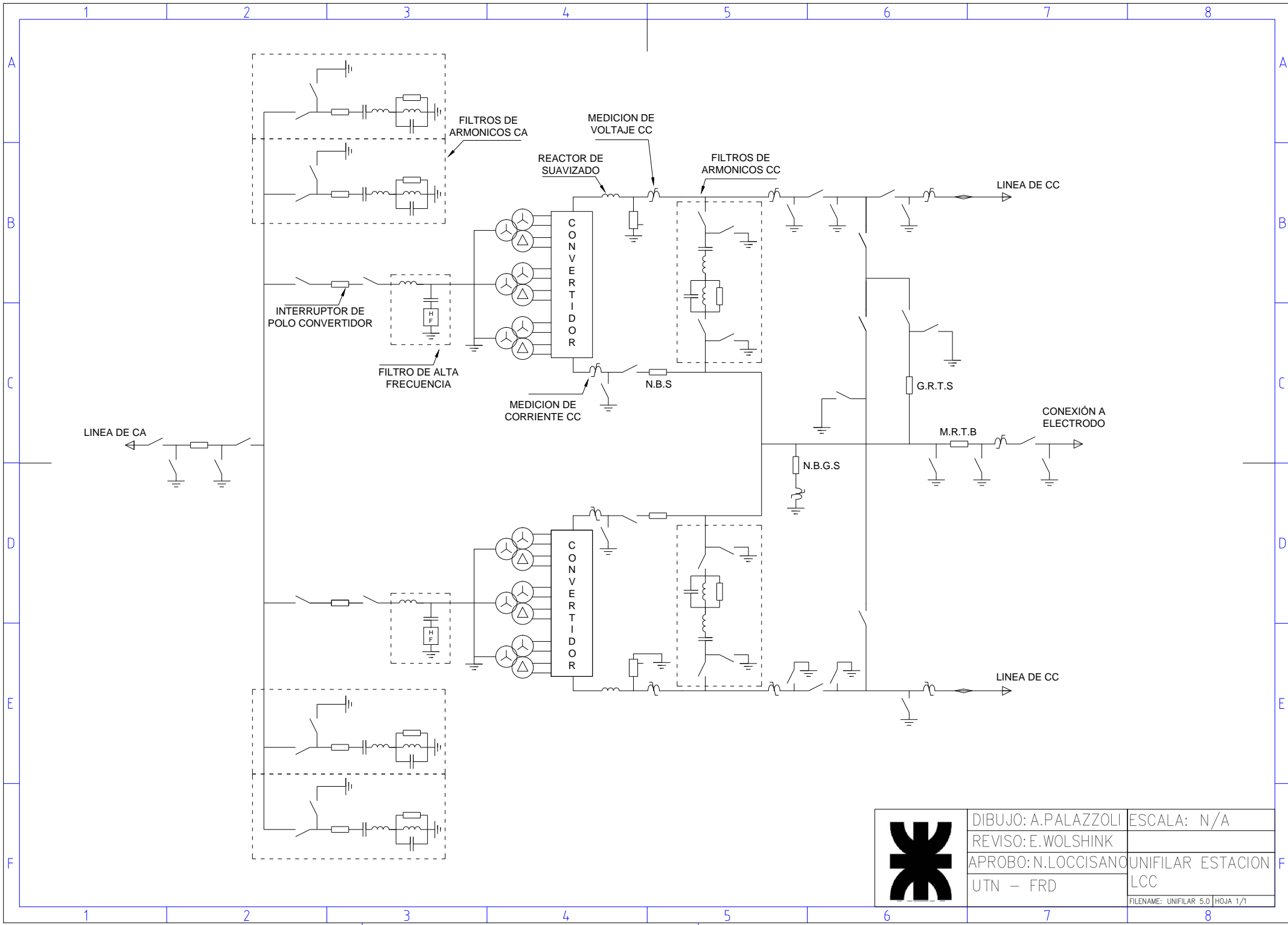
Es recomendable considerar un factor de reserva para el transformador, de forma que pueda soportar transmisión de potencias superiores a la nominal.

En nuestro caso consideraremos un factor de reserva del 5%, por lo que los transformadores a utilizar en ambas estaciones serán:

**Transformador Monofásico de Doble Secundario 530 MVA, 300kV/230kV/130kV, Ucc=14%.**

**Cantidad: 12 Unidades (6 por estación, 3 por polo).**





DIBUJO: A.PALAZZOLI	ESCALA: N/A
REVISO: E.WOLSHINK	
APROBO: N.LOCCISANO	UNIFILAR ESTACION
UTN - FRD	LCC
FILENAME: UNIFILAR 5.0   HOJA 1/1	

## ANEXO IV: FLUJO DE FONDOS

En este Anexo se presenta una tabla donde se comparan los flujos de fondos de un proyecto HVDC y un proyecto de tecnología CA tradicional para transportar 3000 MW de potencia con una línea de 1200 km, desde Puerto Madryn (Chubut) hasta Ezeiza (Buenos Aires).

Para los ingresos, se utiliza la tabla de remuneraciones que provee CAMMESA para transportistas, que se adjunta a continuación:

TIPO RED	SUBRED	AGENTE	DESCRIPCIÓN	EQUIPO	PRECIO
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	LINEAS EN 500 kV	3039,754
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	REACTORES LINEA	10,19
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	CONEXIONES EN 132 kV	1273,466
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	CONEXIONES EN 220 kV	1432,493
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	CONEXIONES EN 500 kV	1591,746
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	COMP.SINCRONICO	10,19
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	CAPACITOR SERIE	10,19
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	TRANSFORMADORES	10,19
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	LINEAS EN 220 kV	2533,125
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	COMPENS.SHUNT	10,19
A.T.	STAT	TRANSENE	TRANSENER S.A.	LINEAS EN 132 kV	2533,125

*Unidades:*

- *Conexiones: [ARS/hora]*
- *Transformadores: [ARS/hora/MVA]*
- *Equipamiento Reactivo: [ARS/hora/MVA]*
- *Líneas/cables: [ARS/h/km]*

Por otro lado, los egresos se obtienen como costos de referencia establecidos por ABB en su documento *“The ABCs of HVDC Transmission Technology”*, mientras que los costos de operación y mantenimiento se consideran el 2% del costo de inversión de la línea, por año, tomando como referencia el paper de CIGRE *“Impacts of HVDC Lines on the Economics of HVDC Projects”*.

Por último, el Valor Actualizado Neto del proyecto (VAN) se calcula con una tasa del 10%, mientras que la Tasa Interna de Retorno (TIR) considera que, al final de la vida útil de los proyectos, se recupera un 10% del valor de la inversión.

ESTUDIO DEL AUMENTO DE GENERACIÓN EN REGIÓN PATAGÓNICA CON SOLUCIÓN HVDC

Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Delta

Tasa de Cambio ARS/USD \$95,00		Transmisión HVDC										Transmisión Convencional										
		Inversión	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 35	Año 40	Inversión	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 35	Año 40			
29/04/21																						
<b>INGRESOS</b>																						
Línea EAT [USD/h]		38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397		38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397	38.397		
Conexión EAT [USD/h]		129	129	129	129	129	129	129	129	129		129	129	129	129	129	129	129	129	129		
Transformadores [USD/h]		686	686	686	686	686	686	686	686	686		686	686	686	686	686	686	686	686	686		
Comp. Reactivos [USD/h]		322	322	322	322	322	322	322	322	322		193	193	193	193	193	193	193	193	193		
Energía Transportada [USD/h]		4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500		4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500	4.500		
Horas 5 años		42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924		42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924	42.924		
<b>Total Ingresos [MUSD]</b>		1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890	1.890		1.885	1.885	1.885	1.885	1.885	1.885	1.885	1.885	1.885		
<b>EGRESOS</b>																						
Inversión	-2.357									236	-2.942									294		
Estaciones	-1.007										-542											
Línea de Transmisión	-1.350										-2.400											
Operación y Mantenimiento		-135	-135	-135	-135	-135	-135	-135	-135	-135		-240	-240	-240	-240	-240	-240	-240	-240	-240		
<b>Total Egresos [MUSD]</b>	-2.357	-135	-135	-135	-135	-135	-135	-135	-135	101	-2.942	-240	-240	-240	-240	-240	-240	-240	-240	54		
<b>Amortizaciones</b>		-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265	-265		-331	-331	-331	-331	-331	-331	-331	-331	-331		
<b>UTILIDAD BRUTA</b>		1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	1.490	1.726		1.314	1.314	1.314	1.314	1.314	1.314	1.314	1.314	1.608		
35% Impuesto a las Ganancias		-521	-521	-521	-521	-521	-521	-521	-521	-604		-460	-460	-460	-460	-460	-460	-460	-460	-563		
<b>UTILIDAD NETA</b>		968	968	968	968	968	968	968	968	1.122		854	854	854	854	854	854	854	854	1.045		
<b>FLUJO DE CAJA</b>	-2.357	1.234	1.234	1.234	1.234	1.234	1.234	1.234	1.234	1.623	-2.942	1.185	1.185	1.185	1.185	1.185	1.185	1.185	1.185	1.670		
<b>T.I.R.</b>	<b>51%</b>											<b>38%</b>										
<b>VAN</b>	<b>\$4.406</b>											<b>\$3.605</b>										

## ANEXO 17

### Proyectos Habilitados

ID	Tecnología	Nombre del Proyecto	Provincia	Localidad	Región	Potencia Ofertada (MW)	CND	Beneficios Fiscales Otorgables	Beneficios Fiscales Unitarios Otorgables
EOL-01	Eólica	P.E. El Sosneado - Wayra	MENDOZA	San Rafael	Resto Eólica	24,00	100,00%	21.534.422	897.268
EOL-02	Eólica	P.E. Vientos Bajo Hondo	BUENOS AIRES	Coronel Rosales	Buenos Aires	99,00	5,10%	47.115.358	475.913
EOL-03	Eólica	P.E. Vientos Bajo Hondo I	BUENOS AIRES	Coronel Rosales	Buenos Aires	99,00	5,48%	47.660.250	481.417
EOL-04	Eólica	P.E. Viento Austral	SANTA CRUZ	Piebra Buena	Patagonia	97,20	14,47%	34.749.308	357.503
EOL-07	Eólica	P.E. Patagones	BUENOS AIRES	Carmen de Patagones	Buenos Aires	47,50	17,77%	25.463.367	536.071
EOL-09	Eólica	P.E. Pomona I	RIO NEGRO	Choele Choel	Comahue	100,00	9,45%	40.468.720	404.687
EOL-10	Eólica	P.E. Cerro Senillosa	NEUQUEN	Senillosa	Comahue	100,00	13,20%	45.805.328	458.053
EOL-11	Eólica	P.E. Energética I	BUENOS AIRES	García del Río	Buenos Aires	99,20	9,58%	42.647.754	429.917
EOL-12	Eólica	P.E. La Bombilla	RIO NEGRO	San Antonio	Comahue	48,00	1,02%	12.814.408	266.967
EOL-13	Eólica	P.E. Diadema II	CHUBUT	Comodoro Rivadavia	Patagonia	27,60	10,54%	15.164.483	549.438
EOL-18	Eólica	P.E. Bahía Blanca	BUENOS AIRES	Bahía Blanca	Buenos Aires	100,00	5,05%	20.448.531	204.485
EOL-19	Eólica	P.E. La Banderita	LA PAMPA	Gral. Acha	Comahue	36,75	21,50%	17.819.889	484.895
EOL-20	Eólica	P.E. Del Bicentenario	SANTA CRUZ	Puerto deseado	Patagonia	100,00	7,00%	43.589.032	435.890
EOL-21	Eólica	P.E. Rufino	SANTA FE	Rufino	Resto Eólica	24,15	10,52%	13.181.522	545.819
EOL-23	Eólica	P.E. Cerro Policía 1	RIO NEGRO	Cerro Policía	Comahue	100,00	2,00%	59.730.906	597.309
EOL-24	Eólica	P.E. La Americana	NEUQUEN	Zapala	Comahue	50,00	2,00%	28.730.224	574.604
EOL-25	Eólica	P.E. Cerro Policía 2	RIO NEGRO	Cerro Policía	Comahue	100,00	2,00%	59.730.906	597.309
EOL-26	Eólica	P.E. Picún Leufú	NEUQUEN	Picún Leufú	Comahue	50,00	2,00%	29.600.217	592.004
EOL-27	Eólica	P.E. Loma blanca 6	CHUBUT	Puerto Madryn	Patagonia	100,00	0,45%	29.857.671	298.577
EOL-28	Eólica	P.E. Loma blanca 5	CHUBUT	Puerto Madryn	Patagonia	100,00	0,45%	29.857.671	298.577
EOL-29	Eólica	P.E. Miramar	BUENOS AIRES	Miramar	Buenos Aires	97,65	0,00%	29.857.671	305.762
EOL-30	Eólica	P.E. El Angelito 1	CHUBUT	El Escorial	Patagonia	100,00	8,94%	14.104.560	141.046
EOL-31	Eólica	P.E. El Angelito 2	CHUBUT	El Escorial	Patagonia	100,00	8,94%	14.104.560	141.046
EOL-32	Eólica	P.E. El Sosneado	MENDOZA	San Rafael	Resto Eólica	50,00	3,50%	5.518.591	110.372
EOL-34	Eólica	P.E. Carmen de Patagones	BUENOS AIRES	Carmen de Patagones	Buenos Aires	88,20	9,17%	36.247.133	410.965
EOL-36	Eólica	P.E. O Connor	RIO NEGRO	Adolfo Alsina	Comahue	50,00	9,25%	23.188.473	463.769
EOL-37	Eólica	P.E. Achiras	CORDOBA	Achiras	Resto Eólica	48,00	11,87%	23.056.267	480.339
EOL-38	Eólica	P.E. Pampa 1	CHUBUT	Escalante	Patagonia	78,20	2,27%	16.811.560	214.982
EOL-39	Eólica	P.E. Puerto Deseado	SANTA CRUZ	Puerto Deseado	Patagonia	37,40	4,91%	9.111.412	243.621
EOL-40	Eólica	P.E. La Deseada	SANTA CRUZ	Pico Truncado	Patagonia	100,00	8,07%	40.987.343	409.873
EOL-41	Eólica	P.E. Manantiales Behr II	CHUBUT	Manantiales Behr	Patagonia	49,50	20,07%	39.849.068	805.032
EOL-42	Eólica	P.E. Las Armas	BUENOS AIRES	Maipú	Buenos Aires	50,00	10,03%	23.844.101	476.882
EOL-43	Eólica	P.E. De La Bahía	BUENOS AIRES	Coronel Rosales	Buenos Aires	50,00	10,70%	20.650.235	413.005
EOL-45	Eólica	P.E. Pampa	BUENOS AIRES	Tres Arroyos	Buenos Aires	100,00	20,47%	48.659.297	486.593
EOL-47	Eólica	P.E. Arauco II (Etapa 3 y 4)	LA RIOJA	Arauco	Resto Eólica	99,75	7,14%	60.599.156	607.510
EOL-48	Eólica	P.E. Vientos de Necochea 1	BUENOS AIRES	Necochea	Buenos Aires	37,95	7,50%	17.615.503	464.177
EOL-49	Eólica	P.E. Wayra II	BUENOS AIRES	Bahía Blanca	Buenos Aires	100,00	27,07%	52.810.672	528.107

## ANEXO 17

### Proyectos Habilitados

ID	Tecnología	Nombre del Proyecto	Provincia	Localidad	Región	Potencia Ofertada (MW)	CND	Beneficios Fiscales Otorgables	Beneficios Fiscales Unitarios Otorgables
SFV-01	Solar Fotovoltaica	P.S. Lavalle	MENDOZA	Lavalle	Resto Solar	17,60	87,81%	10.102.034	573.979
SFV-02	Solar Fotovoltaica	P.S. Luján de Cuyo	MENDOZA	Luján de Cuyo	Resto Solar	22,00	83,84%	9.394.177	427.008
SFV-03	Solar Fotovoltaica	P.S. Luján de Cuyo II	MENDOZA	Luján de Cuyo	Resto Solar	24,64	86,03%	11.105.907	450.727
SFV-04	Solar Fotovoltaica	P.S. La Paz	MENDOZA	La Paz	Resto Solar	14,08	82,52%	6.584.210	467.629
SFV-05	Solar Fotovoltaica	P.S. PASIP	MENDOZA	San Martín	Resto Solar	1,68	89,70%	1.211.318	721.022
SFV-06	Solar Fotovoltaica	P.S. General Alvear	MENDOZA	General Alvear	Resto Solar	17,60	86,39%	10.251.794	582.488
SFV-07	Solar Fotovoltaica	P.S. Algarrobito	SAN JUAN	Calingasta	Resto Solar	80,00	2,26%	35.366.588	442.082
SFV-08	Solar Fotovoltaica	P.S. Arauco	LA RIOJA	Arauco	NOA	50,00	6,82%	26.258.130	525.163
SFV-09	Solar Fotovoltaica	P.S. Nonogasta	LA RIOJA	Nonogasta	NOA	50,00	7,62%	25.422.476	508.450
SFV-10	Solar Fotovoltaica	P.S. Solar de los Andes	MENDOZA	Santa Rosa	Resto Solar	5,00	12,00%	2.681.108	536.222
SFV-11	Solar Fotovoltaica	P.S. Solartia Puna	SALTA	La Puna	NOA	99,00	32,13%	55.050.440	556.065
SFV-12	Solar Fotovoltaica	P.S. Cafayate	SALTA	Cafayate	NOA	80,00	3,10%	32.357.493	404.469
SFV-14	Solar Fotovoltaica	P.S. Aimogasta	LA RIOJA	Aimogasta	NOA	30,00	2,15%	19.148.714	638.290
SFV-15	Solar Fotovoltaica	P.S. Nonogasta	LA RIOJA	Nonogasta	NOA	35,00	4,05%	21.643.996	618.400
SFV-16	Solar Fotovoltaica	P.S. Huaco	SAN JUAN	Huaco	Resto Solar	48,40	2,15%	29.064.757	600.512
SFV-17	Solar Fotovoltaica	P.S. Punta Llanos	LA RIOJA	Punta Llanos	NOA	25,00	4,05%	15.768.470	630.739
SFV-18	Solar Fotovoltaica	P.S. Fiambalá	CATAMARCA	Fiambalá	NOA	11,00	4,05%	7.725.149	702.286
SFV-19	Solar Fotovoltaica	P.S. Rincón del Salar 4	SALTA	Rincón del Salar	NOA	100,00	1,05%	55.478.692	554.787
SFV-20	Solar Fotovoltaica	P.S. Tinogasta	CATAMARCA	Tinogasta	NOA	15,00	4,05%	9.715.951	647.730
SFV-21	Solar Fotovoltaica	P.S. Saujil	CATAMARCA	Saujil	NOA	22,50	4,05%	15.272.234	678.766
SFV-22	Solar Fotovoltaica	P.S. Rincón del Salar 1	SALTA	Rincón del Salar	NOA	100,00	1,05%	66.968.346	669.683
SFV-23	Solar Fotovoltaica	P.S. Rincón del Salar 3	SALTA	Rincón del Salar	NOA	100,00	1,05%	55.478.692	554.787
SFV-24	Solar Fotovoltaica	P.S. Rincón del Salar 2	SALTA	Rincón del Salar	NOA	100,00	1,05%	55.478.692	554.787
SFV-25	Solar Fotovoltaica	P.S. Cañada Honda 4	SAN JUAN	Cañada Honda	Resto Solar	12,50	4,05%	8.514.860	681.189
SFV-26	Solar Fotovoltaica	P.S. Andalgalá	CATAMARCA	Andalgalá	NOA	30,80	4,05%	19.278.930	625.939
SFV-27	Solar Fotovoltaica	P.S. Belén	CATAMARCA	Belén	NOA	19,80	4,05%	13.500.309	681.834
SFV-28	Solar Fotovoltaica	P.S. Villa Dominico	BUENOS AIRES	Villa Dominico	Resto Solar	30,00	67,80%	21.600.000	720.000
SFV-29	Solar Fotovoltaica	P.S. Isolux Corsán II	SAN LUIS	Candelaria	Resto Solar	50,00	1,04%	14.270.128	285.403
SFV-30	Solar Fotovoltaica	P.S. Isolux Corsán I	JUJUY	Puesto Viejo	NOA	100,00	0,39%	26.605.427	266.054
SFV-31	Solar Fotovoltaica	P.S. Sarmiento	SAN JUAN	Media Agua	Resto Solar	50,00	5,04%	16.306.222	326.124
SFV-32	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum3	SAN JUAN	Villa Ibañez	Resto Solar	36,50	5,76%	12.860.145	352.333
SFV-33	Solar Fotovoltaica	P.S. Tinogasta	CATAMARCA	Tinogasta	NOA	13,44	6,58%	5.170.657	384.722
SFV-34	Solar Fotovoltaica	P.S. Anchoris	MENDOZA	Anchoris	Resto Solar	21,30	4,52%	7.358.559	345.472
SFV-35	Solar Fotovoltaica	P.S. Cafayate	SALTA	Animaná	NOA	50,00	9,62%	34.376.038	687.521
SFV-36	Solar Fotovoltaica	P.S. Caldenes del Oeste	SAN LUIS	San Luis	Resto Solar	24,75	22,70%	10.971.264	443.283
SFV-37	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum 4	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	20,00	10,35%	7.980.149	399.007
SFV-41	Solar Fotovoltaica	P.S. La Cumbre	SAN LUIS	Paraje La Cumbre	Resto Solar	22,00	35,54%	10.184.656	462.939
SFV-42	Solar Fotovoltaica	P.S. Villa Unión	LA RIOJA	Villa Unión	NOA	27,50	21,96%	15.744.876	572.541
SFV-43	Solar Fotovoltaica	P.S. SYBAC 3	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	19,20	8,80%	8.800.905	458.380
SFV-44	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum S4	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	30,00	5,96%	12.504.592	416.820
SFV-45	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum N2	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	25,00	9,08%	11.745.175	469.807
SFV-46	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum N1	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	25,00	9,08%	11.745.175	469.807
SFV-47	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum S3	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	30,00	5,96%	13.018.901	433.963
SFV-48	Solar Fotovoltaica	P.S. Generación Solar AR 1	CATAMARCA	Santa María	NOA	97,90	11,60%	72.511.800	725.118

## ANEXO 17

### Proyectos Habilitados

ID	Tecnología	Nombre del Proyecto	Provincia	Localidad	Región	Potencia Ofertada (MW)	CND	Beneficios Fiscales Otorgables	Beneficios Fiscales Unitarios Otorgables
SFV-49	Solar Fotovoltaica	P.S. Iglesia - Guañizuli	SAN JUAN	Las Flores	Resto Solar	80,00	11,32%	37.049.795	463.122
SFV-50	Solar Fotovoltaica	P.S. Patquia 1	LA RIOJA	Independencia	NOA	100,00	10,48%	49.856.120	498.561
SFV-51	Solar Fotovoltaica	P.S. Quitilipi	CHACO	Quitilipi	Resto Solar	10,00	40,33%	6.587.739	658.774
SFV-52	Solar Fotovoltaica	P.S. Cobres 1	SALTA	San Antonio de los Cobres	NOA	100,00	20,27%	50.212.097	502.121
SFV-53	Solar Fotovoltaica	P.S. San Luis	SAN LUIS	Villa Mercedes	Resto Solar	100,00	11,23%	42.369.729	423.697
SFV-54	Solar Fotovoltaica	P.S. Valle Grande Solar	CATAMARCA	Miraflores	NOA	5,00	37,27%	3.279.245	655.849
SFV-55	Solar Fotovoltaica	P.S. Villa Maria del Rio Seco	CORDOBA	Villa de Maria	Resto Solar	30,00	0,00%	16.506.392	550.213
SFV-56	Solar Fotovoltaica	P.S. Andalgalá	CATAMARCA	Andalgalá	NOA	100,00	45,73%	62.348.654	623.487
SFV-57	Solar Fotovoltaica	P.S. Las Lomitas	SAN JUAN	Las Lomitas	Resto Solar	1,70	57,93%	1.286.765	756.921
SFV-58	Solar Fotovoltaica	P.S. Ullum X	SAN JUAN	Ullum	Resto Solar	100,00	39,72%	60.283.461	602.835