

Capítulo V. Alternativas de solución para la transmisión de mayor potencia desde Petacalco.

Después de hacer los análisis respectivos podemos notar que la red tal como estaba diseñada originalmente es capaz de sostener la entrada de un nuevo generador, sin embargo, en el futuro esto ya no será posible, por tal motivo será necesario considerar alternativas diferentes de solución para transmitir mayor potencia.

El objetivo fundamental de las líneas de transmisión no es solo transportar **potencia activa** (KW) de un punto a otro, sino también transportar **potencia reactiva**; la cual debe mantenerse tan pequeña como sea posible dado que un aumento en el flujo de potencia reactiva desencadena un problema de inestabilidad de voltaje. Además, una línea de transmisión debe poseer las siguientes características básicas:

1. El voltaje debe permanecer tan constante como sea posible a todo lo largo de la línea, desde la fuente hasta la carga, y con todas las cargas entre cero y la carga nominal.
2. Las pérdidas en la línea deben ser pequeñas para alcanzar una alta eficiencia de transmisión.
3. Las pérdidas eléctricas I^2R no deben sobrecalentar los conductores.

Como se había mencionado en un capítulo anterior, en México, la caída de voltaje en la línea y la estabilidad del sistema ante los cambios en los flujos de potencia producto de la desconexión por falla de generadores y/o líneas de transmisión, son los factores que mayormente restringen el nivel de transmisión.

Si la línea no puede satisfacer los requerimientos anteriores por sí sola, se debe agregar equipo suplementario, como capacitores e inductores, hasta satisfacer dichos requerimientos.

V.1 Mayor número de líneas de transmisión de 400KV.

Las líneas de alto voltaje son principalmente **inductivas**, ya que poseen una reactancia de aproximadamente 0.5 [Ω /Km]. Esto crea problemas cuando tenemos que transmitir grandes bloques de potencia a grandes distancias. Supongamos, por ejemplo que tenemos que transmitir 4000 MW a una distancia de 400 Km. La reactancia de la línea es de 400 [Km] x 0.5 [Ω /Km] = 200 [Ω], por fase. Como el voltaje de línea a línea práctico más alto es de aproximadamente 800 KV, la línea trifásica no puede transmitir más de:

$$\begin{aligned} P_{\max} &= \frac{E^2}{X} \\ &= \frac{800^2}{200} \\ &= 3200MW \end{aligned}$$

Para transmitir 4000 MW, la única solución es utilizar dos líneas en paralelo. El duplicar el diámetro de los conductores no ayudaría, porque para una línea de este tipo es la reactancia y no la resistencia de los conductores la que determina la potencia máxima que se puede transmitir.

También es útil usar líneas adicionales para hacer más seguro el sistema en caso de que una línea en paralelo quede fuera de servicio, debido a una alteración.

Por lo tanto, si se pierde una línea, aún se puede transportar la potencia programada por la línea restante.

Para transportar grandes bloques de potencia, en ocasiones se erigen dos, tres e incluso cuatro líneas de transmisión en paralelo, las cuales siguen el mismo derecho de vía. Además del alto costo, el uso de líneas paralelas a menudo crea problemas serios de expropiación de tierra para los derechos de vía, la cual dependiendo de la estructura a usar puede requerir un ancho de hasta 52.0 m en zonas rurales.

Cuando ya no es posible incrementar el voltaje de línea a línea, se intenta reducir la reactancia de línea incrementando enormemente el diámetro efectivo de los conductores. Esto se hace utilizando dos o más conductores por fase, separados por medio de espaciadores, a este haz de conductores se le conoce como *bundled*.

En el congreso del Cigre de 1935, Markt y Menguele propusieron la utilización de varios cables en haz por fase. Esta configuración, desde el punto de vista de la distribución del campo eléctrico, es equivalente a la utilización de un conductor hueco de gran diámetro, lo cual es prácticamente irrealizable: por lo que el propósito es bajar la fuerza del campo eléctrico en las superficies del conductor.

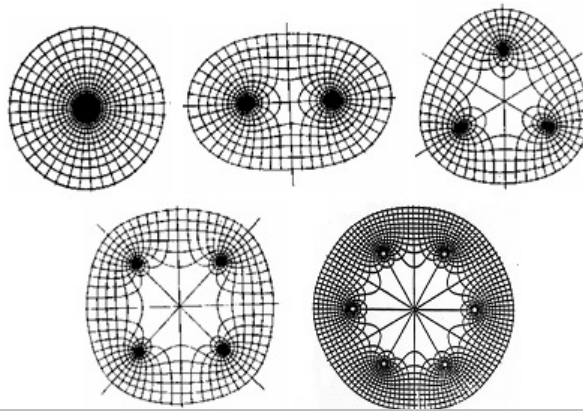


Figura 5.1. Superficies equipotenciales y líneas de campo en haces de conductores.

Los haces de conductores pueden extenderse a partir de dos hasta dieciséis conductores para las líneas de extra alto voltaje; haces de tres conductores se usan por ejemplo en sistemas de 400 KV o 500 KV, mientras que los de cuatro conductores por fase se reservan para sistemas de 500 KV y 800 KV. Este haz de conductores puede reducir hasta 40% la reactancia, lo que permite un incremento de 67% de la capacidad de manejo de potencia de la línea. Además de:

- Una disminución importante del efecto pelicular.
- Reducción del coeficiente de autoinducción aparente.
- Aumento de la capacidad de transporte de la línea, puesto que al tener mayor número de conductores, presenta mayor superficie refrigerante, que un único conductor de la misma sección que los que forman el haz.
- Reducción de las intensidades de campo eléctrico o del gradiente de potencial de dicho campo y como consecuencia una menor interferencia en las líneas de comunicación, por efecto corona.

Estos haces de conductores incluyen los espaciadores amortiguadores cuya concepción tecnológica simple consiste de un cuerpo central y brazos articulados que se fijan al conductor mediante distintos sistemas de sujeción disponibles, con el fin de mantener el espacio de diseño entre los conductores soportando las fuerzas y movimientos causados por condiciones

transitorias tales como corto circuito, diferencia de la formación de hielo y carga del viento, evitando causar daño a los conductores formadores del haz.

Otro método es utilizar capacitores en serie con las tres líneas para reducir artificialmente el valor de X_L (reactancia de línea).

Con esta configuración, la potencia máxima está dada por:

$$P_{\max} = \frac{E^2}{X_L - X_{CS}}$$

donde X_{CS} es

la reactancia de los capacitores en serie por fase. Este tipo de compensación en serie también se utiliza para regular el voltaje de líneas de mediano voltaje cuando la carga fluctúa con rapidez.

Los capacitores en serie han sido aplicados para mejorar la regulación de voltaje de alimentadores de distribución e industriales desde 1930.

Ejemplos como las mezcladoras y hornos son las típicas cargas con bajo factor de potencia e intermitente demanda.

Un capacitor serie no solo reduce la caída de voltaje en régimen permanente, sino que este responde instantáneamente a los cambios en la corriente de carga.

Debido a que reduce la impedancia entre la fuente de potencia y la carga fluctuante, es efectiva para resolver los problemas de flicker de luz.

Debido a que los capacitores en serie permiten la carga económica de largas líneas de transmisión, su aplicación en sistemas de transmisión de Extra Alto Voltaje ha crecido.

Ellos han permitido ser usados para mejorar la estabilidad del sistema y para obtener la división de carga entre líneas paralelas.

Un límite práctico alto al grado de compensación es de alrededor de 80%.

No es una práctica distribuir la capacitancia en pequeñas unidades a lo largo de la línea. Pequeños capacitores son instalados en pocas localizaciones a lo largo de la línea. El uso de pequeños capacitores series resultan en un desigual perfil de voltaje.

Algunas consideraciones que deben hacerse al incluir capacitores en serie son:

- ✓ El aumento de la tensión debido a la corriente reactiva.
Los aumentos de voltaje en un lado del capacitor puede ser excesivo cuando la corriente reactiva que fluye es alta, como puede ocurrir durante oscilaciones de potencia o transferencia de grandes cargas.
Esto puede imponer un esfuerzo inaceptable en el equipo en el lado que el equipo experimenta el alto voltaje.
El diseño del sistema debe limitar el voltaje a niveles aceptables, o los equipos deben ser especificados para soportar los más altos sobrevoltajes que pueden ocurrir.
- ✓ Puede teóricamente ser localizado en cualquier lugar a lo largo de la línea.
Los factores que influyen incluye costos, accesibilidad, nivel de falla, consideraciones de coordinación de protecciones, perfil de voltaje y efectividad en la mejora de la capacidad de transferencia de potencia.
Puntos usuales de ubicarlos:
 - En la mitad de la línea
 - En las terminales de la línea
 - A un tercio o un cuarto de la línea

El punto medio de localización posee la ventaja de que los requerimientos de la línea son menos complicados si la compensación es menor a 50%.

En suma, las corrientes de corto circuito son mas bajas. Sin embargo, esto no es muy conveniente en términos de acceso al mantenimiento, monitoreo, seguridad, etc.

Dividiendo la compensación en dos partes, en la cual cada parte esta en los extremos de la línea, provee mas accesibilidad y disponibilidad de estación de servicio y otros dispositivos auxiliares.

La desventaja son las altas corrientes de falla, los esquemas de protección demasiado complicados, el alto valor nominal de compensación.

V.2 Instalación de líneas de transmisión de 765KV en Corriente Alterna.

La primera línea de 345 KV se desarrolló a partir de un programa de pruebas de la AEP (American Electric Power) en 1946 y rápidamente se superpuso al sistema de 138 KV que se usaba extensivamente. El sistema de 345 KV estableció la práctica de usar conductores en haz, la configuración en V de cadenas de aisladores (con el objeto de restringir oscilaciones), y el uso de aluminio en estructuras de líneas.

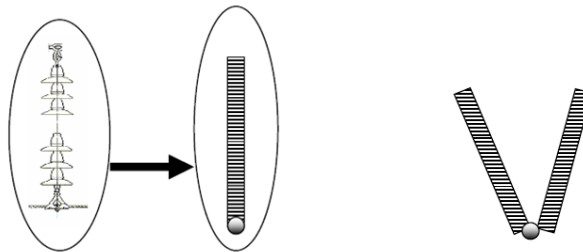


Figura 5.2. Cadena de aisladores configuración en V.

La primera línea de 500 KV fue energizada en 1964 en el estado de West Virginia en EU. Una razón para la preferencia de este nivel de voltaje sobre el nivel de 345 KV fue que el cambio de 230 KV a 345 KV, representaba una ganancia de solamente 140% comparada a una ganancia de 400%, cuando el cambio era a 500 KV. La compañía canadiense Hydro Québec inauguró su línea de 375 millas a 735 KV (nivel que posteriormente se llamó de 800 KV) en el mismo año. En el año de 1969 la AEP puso en servicio un nivel de voltaje de 765 KV. Los años 80 atestiguaron la introducción de un nivel aún más grande en la compañía estadounidense BPA: el sistema de transmisión de 1100 KV.

La tendencia de introducir voltajes más grandes está principalmente motivada por el incremento resultante en la capacidad de la línea, mientras se reducen las pérdidas por unidad de potencia transmitida. La reducción de pérdidas es significativa y es un aspecto importante de la conservación de la energía. Otro beneficio del incremento de capacidad es el mejor uso de la tierra. Esto puede ilustrarse comparando el ancho del derecho de vía de 56.0 m requerido para el nivel de 1100 KV con una capacidad de 10,000 MW, con el de 76.0 m requerido para dos líneas de doble circuito en 500 KV para transmitir la misma capacidad de 10,000 MW.

El criterio de diseño que se ha de satisfacer en los sistemas de corriente alterna se define como: $N-i$, siendo $i=1$. Esto significa que la máxima potencia que se puede perder sin peligro para la estabilidad del sistema de corriente alterna es igual a la potencia de la mayor unidad de generación o de la línea con la máxima capacidad. El criterio de diseño $N-i$ determina el número de elementos cuyo fallo puede ser tolerado si el sistema total pierde funcionalidad. Aplicado a redes eléctricas, N representa el número de componentes importantes de la red (es decir, generadores, subestaciones, líneas, etc.), e i el número de componentes que puede fallar al mismo tiempo sin provocar la inestabilidad de la red.

Si toda la potencia de una planta generadora distante se transmite sobre una única línea, el sistema de corriente alterna ha de soportar la pérdida de toda esta potencia. Si se han de transmitir cantidades mayores de energía se utilizaran varias líneas paralelas interconectadas cada 300 a 400 km para aumentar la fiabilidad.

Un ejemplo de un sistema de 765 KV en funcionamiento, lo tenemos en Venezuela, la empresa encargada de diseñar y construir dicho proyecto consideró que esta era la mejor alternativa comparada con la ampliación del sistema a 400 KV existente o la instalación de un bipolo en corriente continua de ± 600 KV en Corriente Directa.

El criterio de diseño se baso en el criterio $N-I$, es decir, criterio que mantiene la estabilidad transitoria del sistema y la estabilidad del voltaje ante falla permanente de un circuito sencillo.

En líneas de extra alta tensión los efectos eléctricos son determinantes en la elección del conductor (campo eléctrico 2 KV/m, ruido audible 55 dB y radio interferencia 50 dB).

Dado el nivel de extra alta tensión, se colocaron reactores de 300 MVAR en el lado del extremo receptor de cada tramo de línea incluyendo las subestaciones intermedias.

También fue necesario la instalación de dos compensadores estáticos controlados por tiristores de -280/+300 MVAR en dos de sus subestaciones, para el control de voltaje y mejorar la estabilidad.

Para este caso, se selecciono una configuración de cuatro conductores por fase del tipo ACAR de 1300 KCM (sección de 659 mm^2) ya que este conductor se fabrica en Venezuela y por lo tanto para ellos resultaba más económica su utilización.

Algunos números en las líneas son los siguientes:

- Vano equivalente: 480.0 m.
- Distancia entre fases: 15.0 m (1 y 2) Y 13.2 m (3)
- Distancias de seguridad conductor-tierra: 14.7 m en terrenos no transitados y 19.0 m en carreteras principales.
- Cables de guarda: Alumoweld 7 No. 8 AWG
- Angulo de apantallamiento: 20° (0° en montaña)
- Derecho de paso: 120.0 m Líneas 1 y 2 y, 90.0 m línea 3.
- Transposición: 1/6, 1/3, 1/3 y 1/6 de la longitud.

El resultado de esta experiencia es que el sistema ha tenido un comportamiento de alta calidad y confiabilidad a lo largo de su vida.

En su fase inicial se presentaron una serie de fallas en los equipos debido a problemas de diseño, fabricación, transporte o instalación, propios de todo sistema nuevo. Las fallas se produjeron principalmente en los transformadores, reactores, transformadores de medida, seccionadores y equipos de protección. Todas fueron investigadas y solventadas conjuntamente con el fabricante.

Los sistemas de 1000 y 1200 KV de corriente alterna han sido ensayados en varias instalaciones de prueba y se han utilizado en aplicaciones comerciales durante breves periodos, pero actualmente no se utilizan comercialmente. La transmisión de corriente alterna de 1200 KV fue explotada comercialmente entre 1989 y 1996 en una línea que conectaba Rusia y Kazajastán. La línea dejó de operar tras la caída de la Unión Soviética. Hay varios problemas relacionados con la construcción de tales líneas y es necesario desarrollar nuevos equipos como transformadores, interruptores, descargadores de sobretensiones, reactancias en derivación, así como seccionadores e interruptores de puesta a tierra.

Existen también requisitos especiales en el campo del control y de la protección. El sistema en alterna está comercialmente maduro y ya se dispone de todos los equipos necesarios. El desarrollo de equipos para 1000 KV en corriente alterna avanza rápidamente.

V.3 Instalación de una línea de transmisión de 1000KV en corriente directa.

Un sistema de transmisión en Corriente Continua, considera las siguientes etapas:

- La energía eléctrica se genera en corriente alterna,
- La tensión se eleva al valor requerido mediante un transformador elevador, a continuación
- Se rectifica para realizar la conversión a corriente continua y enviar el bloque de energía por la línea; en el extremo receptor se transforma mediante un inversor la corriente continua a corriente alterna, cuyo nivel de tensión se disminuye a través de un transformador reductor a un valor adecuado, para posteriormente
- Inyectarla a los sistemas de Corriente Alterna.

La figura siguiente, muestra un sistema de transmisión en Corriente Continua.



Figura 5.3. Esquema típico de un sistema de transmisión en HVDC.

En el cincuenta aniversario del primer enlace HVDC (2004), la capacidad instalada en el mundo utilizando esta tecnología ascendía a más de 70,000 MW. Los mayores proyectos realizados hasta la fecha son:

- ♦ Mayor enlace construido (Itaipu, Brasil): 6300 MW, ± 600 KV. Año 1985.
- ♦ El mayor convertidor (Gorges-Changzhou, China): 1500 MW, 500 KV. Año 2002.
- ♦ El cable subterráneo de mayor longitud con tecnología VSC (Murraylink, Australia): 180 km, 200 MW. Año 2002.
- ♦ El mayor sistema VSC (Cross Sound, USA): 330 MW. Año 2002.
- ♦ Primera carga en alta mar (plataforma petrolífera Troll, Noruega): 2 x 42 MW. (Proyecto en año 2002).
- ♦ Primer sistema multiterminal (Québec-Nueva Inglaterra, Canada): 2000 MW. Año 1992.
- ♦ El cable submarino tendido a mayor profundidad (Italia-Grecia): 1000 m. Año 2001.
- ♦ Tres gargantas Shanghai (China). Tecnología de conmutación con tiristores de segunda generación, línea de 900km, 3000MW, 150 KV. Año 2007.
- ♦ Instalación de línea eléctrica aérea de deshielo. Levis De-Icer Canadá $\pm$ Levis. 250 MW, 242Km, 17Kv. Año 2008
- ♦ Proyecto Ballia-Bhiwadi, (India). Línea de 700Km. 2500 MW a 500 KV. Año 2009.

La máxima tensión en corriente directa (HVDC) hoy día es de 600 KV. El proyecto Itaipu, que entró en funcionamiento hace más de 20 años, opera sobre dos bipolos de ± 600 KV y transmite 6300 MW a una distancia de 800 km. El sistema HVDC de 800 KV requiere el desarrollo de transformadores, terminales de transformadores aislantes pasamuros de entrada de válvulas,

válvulas de tiristor, descargadores de sobretensiones, divisores de tensión, condensadores de filtro de corriente continua y aisladores de soporte.

Hay muchos ejemplos de cómo las transmisiones de Corriente Continua han ayudado a evitar interrupciones del servicio eléctrico o a limitar las consecuencias de perturbaciones importantes. Aquí vamos a exponer tres casos acaecidos en Europa y EE UU. En los tres enlaces HVDC se aumentó la potencia nominal tras estos sucesos:

- ♦ El 10 de abril de 1979, la Red ELSAM de Dinamarca Occidental fue aislada junto con otras partes de la red alemana.
La carga en la isla era 5000 MW y la producción 3850 MW. En menos de 3 segundos, la frecuencia cayó a 48.1 Hz. Parte de la carga fue desconectada por la protección contra baja frecuencia. Los enlaces HVDC de Skagerrak (500 MW) y Konti-Skan (250 MW) de Noruega y Suecia respectivamente permanecieron en servicio. Skagerrak aumentó automáticamente la potencia de 50 a 320 MW y Konti-Skan de 0 a 125 MW en menos de 3 segundos. La frecuencia recuperó rápidamente su valor normal y se evitó un apagón.
- ♦ En otra ocasión, la red escandinava sufrió una bajada de frecuencia hasta 48.5 Hz cuando se desconectaron dos centrales nucleares de 1000 MW en Suecia. En este suceso intervinieron los dos mismos enlaces HVDC de antes. El enlace de Skagerrak estaba en ese momento exportando su potencia nominal (500 MW) desde Noruega a Dinamarca.
Cuando se produjo la caída de frecuencia, se invirtió el sentido del flujo de potencia y se inyectaron 500 MW en la red de Noruega/Suecia (con una aportación neta de 1000 MW).
- ♦ La Interconexión HVDC de la Región del Pacífico, que se extiende entre Oregón y Los Ángeles en el oeste de EE UU, es paralela a varias líneas de Corriente Alterna de 500 KV. El 22 de diciembre de 1982 se perdieron dos líneas de Corriente Alterna al norte de la subestación de Tesla debido al fuerte viento. Esto originó una sobrecarga de otras líneas de Corriente Alterna y finalmente la división del sistema WSCC2) en cuatro islas principales. Más de 12000 MW de carga fueron inutilizados y 5.2 millones de clientes se quedaron de pronto sin servicio.
La Interconexión HVDC del Pacífico fue el único enlace de transmisión en la isla del Sur de California que permaneció en servicio durante esta perturbación. Este enlace redujo la extensión de las interrupciones del sistema eléctrico y proporcionó una valiosa ayuda en la generación de energía para las zonas del Sur de California y del Sur de Nevada.