



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

IMPLEMENTACIÓN DE UN CABLE
SUBTERRÁNEO EN LA TRANSICIÓN AÉREO-
SUBTERRÁNEO EN ALTA TENSIÓN EN
SISTEMAS CON ALTA DENSIDAD DE CARGA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO – ELECTRÓNICO
PRESENTA:

VIDAL OROZCO JOSÉ ADRIÁN

DIRECTOR DE TESIS: ING. RODOLFO MARTÍNEZ QUERO



MÉXICO, D.F. MAYO DE 2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

MIS AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA:

A Dios como el poder superior que me permitió llegar hasta este momento.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, la mejor casa de estudios y formadora de excelentes profesionales.

A mis padres Juan Vidal Álvarez y Ángela Orozco Rojas por la confianza y apoyo en mis estudios.

A mis hermanos Rosario, Juan, Ricardo y Marina.

A mi director de Tesis el Ing. Rodolfo Martínez Quero por la confianza, comprensión y paciencia que tuvo en la realización de esta tesis.

A mis profesores de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en especial a los profesores de la División de Ingeniería Eléctrica Ing. Armando Grande González, Ing. Guillermo López Monroy por las asesorías y apoyo que nos brindaron.

A todos mis amigos y compañeros con los que curse la carrera, con los que aprendí mucho tanto en la formación académica como en la vida misma.

A todos ellos gracias, todos forman parte de este trabajo.

ATTE.

JOSÉ ADRIÁN VIDAL OROZCO

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Aislamiento extruido: Aislamiento que consiste de una capa de un material termoplástico que se aplica mediante un proceso de Extrusión.

Aislamiento termoplástico: Aislamiento hecho con un plástico capaz de ser ablandado repetidamente por calentamiento y endurecido por enfriamiento por medio de un rango de temperatura característica del plástico, y en estado ablandado, capaz de ser repetidamente perfilado por extrusión.

Aislamiento termofijo: Aislamiento formado por un plástico que, cuando se cura al calor o por otros medios, tales como la radiación, catálisis, etc., prácticamente se convierte en un producto infusible e insoluble.

Ampacidad: Capacidad de conducción de corriente de un cable.

Arborescencia Eléctrica: Fenómeno que se presenta en el aislamiento y que consiste en trayectorias permanentes en forma de ramificaciones, las cuales son debidas a descargas parciales producidas por esfuerzos eléctricos de corriente alterna, directa o de impulso.

Arborescencia Electroquímica: Fenómeno que se presenta en el aislamiento y que se origina por la aplicación de esfuerzos eléctricos en presencia de un líquido.

Bobina de cable: Cilindro con bridas en las que se enrolla el cable durante su fabricación, para almacenamiento, transporte e instalación.

Cable con presión interna de gas: Cable con presión en el que el fluido presurizante es un gas en contacto con el aislamiento.

Cable de extra alta tensión: Son cables de potencia diseñados para operar a tensiones superiores a 230 kV y hasta 500 kV

Caja de conexiones (para circuitos con pantallas aisladas): Caja en la cual las conexiones de enlace y/o conexiones a tierra se realizan mediante enlaces desmontables, y que también podrían contener de sobretensiones en pantalla.

Composite: Los composites o resinas compuestas son materiales sintéticos que están mezclados heterogéneamente y que forman un compuesto, como su nombre indica. Están compuestos por moléculas de elementos variados.

Conductor de conexión de pantalla: Conductor aislado que hace la conexión entre la pantalla del cable o del manguito de empalme y un enlace en la caja de conexiones.

Conductor segmentado: Conductor cableado formado por un conjunto de cables perfilados, ligeramente aislados uno de otro.

Conductor independiente paralelo: Conductor separado o cable de un solo conductor colocado en paralelo a un cable o circuito de un cable y a si mismo forma parte de un circuito cerrado en el que las corrientes inducidas podrían fluir y cuyo campo magnético se opondrá al campo generado por la corriente en el cable.

Cono de alivio: Dispositivo en forma de cono que incrementa el diámetro de la pantalla de aislamiento de un cable de alta tensión, con el propósito de mantener la tensión eléctrica de una conexión o una terminal dentro de los límites de diseño establecidos.

Conexión cruzada en secciones: Forma de conexión cruzada en la cual las tres secciones menores consecutivas se toman para formar una sola sección "llamada sección mayor". Las tres pantallas se conectan sólidamente en ambos extremos de la sección mayor y podrían ponerse a tierra en estos puntos. En las dos posiciones intermedias, los cables generalmente se transponen y las pantallas se interconectan de manera tal, que cada circuito de pantalla continua hacia la sección mayor ocupe la misma posición geométrica en la posición del cable. Para instalaciones muy largas de cables podría haber varias secciones mayores.

Epoxy: Cualquiera de varias resinas termoestables por lo general en condiciones de formarse fuertes estructuras polímero reticulado caracteriza por la dureza, fuerte adherencia, y baja contracción, que se utiliza especialmente en productos de revestimiento y adhesivos.

EPR: Cable de energía para alta tensión con aislamiento extruido a base de Etileno-Propileno, también abreviado como EP.

Extrusión: La extrusión de polímeros es un proceso industrial, en donde se realiza una acción de prensado, moldeado del plástico, que por flujo continuo con presión y empuje, se lo hace pasar por un molde encargado de darle la forma deseada.

HPGF (High Pressure Gas Filled): Son cables aislados con cintas de papel impregnado en aceite dentro de un tubo de acero con aceite a alta presión.

IEC (Internacional Electrotechnical Commission): Organismo Internacional de Normalización en el campo de la electrotecnia.

Imbricado: Disponer objetos iguales superpuestos parcialmente unos sobre otros.

Llave en mano: Es la realización del proyecto de instalación de cable subterráneo que va desde el diseño de la instalación, el suministro de materiales hasta el montaje y la aplicación de pruebas al sistema ya instalado.

LPOF (Low Pressure oil Filled): Son cables con las mismas características que HPGF pero a baja presión.

Polietileno: Material termoplástico a base de unidades repetitivas de etileno, con excelentes características dieléctricas como: alta resistencia de aislamiento, baja constante dieléctrica y bajas pérdidas dieléctricas a todas las frecuencias. Existen 2 tipos básicos: Polietileno de baja densidad y polietileno de alta densidad, ambos para 75°C de operación normal.

Profundidad de instalación: Distancia entre la superficie superior de un cable directamente enterrado o un conducto aprobado para el uso y el nivel suelo o del piso terminado.

Puesta a tierra: Conexión física al terreno natural, intencionalmente, a través de una conexión o conexiones con impedancia suficientemente baja y capacidad de conducción de corriente eléctrica, que prevengan la formación de tensiones eléctricas peligrosas para las personas o los equipos conectados.

Sección mayor: Una combinación de secciones menores entre las terminales sólidamente aterrizadas.

Sección menor: Longitud del sistema de cables entre los puntos de interrupción de la pantalla o entre las mismas y las terminales.

Transposición: Intercambio en la posición de las fases en una instalación eléctrica con el objetivo de anular la inducción de las fases adyacentes. La transposición se hace típicamente a cada tercio de una línea en sistemas trifásicos.

Um: Tensión máxima de operación.

Un: Tensión fase-fase (nominal).

Uo: Tensión fase-tierra.

XLPE (Cross-Linked-Polyethylene): Cable de energía para alta tensión con aislamiento extruido. Polietileno de cadena cruzada.

INDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1.

INSTALACIONES EN MÉXICO Y OTRAS PARTES DEL MUNDO DE CABLES DE POTENCIA SUBERRÁNEOS

1.1 Breve historia de los cables de potencia.	1
1.2 Cables de papel impregnado	1
1.2.1 Cables de presión interna en aceite.	2
1.2.2 Cables de presión interna de gas.	2
1.2.3 Cables de presión externa de nitrógeno.	2
1.2.4 Cables de presión externa de aceite.	3
1.2.5 Cables con aislamiento gaseoso.	3
1.3 Instalación de cables en México.	3
1.4 Instalación de cables de Extra Alta Tensión en el mundo.	8
1.5 Proyecto de Barajas, España.	11
1.5.1 Características del túnel y sistema de aterrizamiento.	13
1.6 Proyecto de Londres.	16
1.7 Diagrama de flujo para la instalación de un sistema de cable subterráneo.	18

CAPÍTULO 2

CONSIDERACIONES PARA LA TRANSICIÓN AEREO-SUBTERRÁNEO PARA EL ENLACE ENTE LAS SUBESTACIONES LA PAZ Y SANTA CRUZ EN EL VALLE DE MÉXICO.

2.1 Zonas metropolitanas.	19
2.1.1 Alta Densidad de Carga.	19
2.2 Áreas de Control en México.	20
2.3 El Área de Control Central.	20
2.4 La Zona Metropolitana del Valle de México	21
2.4.1 Demanda de energía eléctrica en la ZMVM	22
2.4.2 Generación aportada por la CFE al área central.	23
2.5 La Red Troncal de 400 kV. Anillo de de 400 kV.	24
2.6 Las Subestaciones de La Paz y Santa Cruz.	27

2.6.1 El Derecho de Vía.	28
2.7 Obra civil en diversos tipos de terreno.	29
2.7.1 Instalación en galería.	30
2.8 Estructuras de transición.	30
2.8.1 Postes troncopiramidales.	30
2.8.2 Torres.	31
2.9 Accesorios.	32
2.9.1 Empalmes.	32
2.9.2 Determinación de la distancia máxima entre empalmes.	34
2.9.3 Terminales.	35
2.9.4 Bahías.	37
2.9.5 Apartarrayos.	38

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS GENERALES DE CABLE SUBTERRÁNEO.

3.1 Definición de cable subterráneo.	39
3.2 Conductor.	39
3.2.1 Capa semiconductor.	42
3.3 Aislamiento.	42
3.3.1 Niveles de aislamiento.	45
3.3.2 Segunda capa semiconductor sobre aislante	45
3.3.3 Cubiertas protectoras	46
3.4 Pantalla metálica	46
3.5 Características eléctricas.	47
3.5.1 Capacitancia.	47
3.5.1.1 Constante dieléctrica, Permitividad, SIC.	48
3.5.1.2 Corriente de carga en CA	49
3.5.1.3 Componente resistiva de la corriente de carga.	49
3.5.1.4 Factor de potencia (tan delta)	49
3.5.2 Reactancia capacitiva.	50
3.5.3 Inductancia.	50
3.5.4 Reactancia inductiva del cable.	52
3.5.5 Impedancia en el conductor del cable.	52

3.5.6 Resistencia en Corriente Alterna.	53
3.5.6.1 Resistencia del conductor en Corriente Directa.	53
3.5.6.2 Efecto de cableado.	53
3.5.6.3 Resistencia del conductor en corriente alterna.	55
3.5.6.4 Factor de efecto piel (Y_s)	55
3.5.6.5 Efecto de proximidad, factor (Y_p)	55
3.6 Resistencia de aislamiento del cable.	56

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA APLICABLE A LINEAS SUBTERRÁNEAS

4.1. Diagrama unifilar del anillo de 400 kV de la zona metropolitana del valle de México	58
4.1.1. Líneas alimentadoras que parten de una sola fuente.	60
4.1.2. Líneas alimentadoras que parten de dos o más fuentes.	60
4.2 Cálculos Eléctricos.	60
4.2.1 Sección transversal de conductores.	61
4.2.2 Capacidad de conducción de corriente (ampacidad).	61
4.3 Pérdidas.	62
4.3.1 Pérdidas en el conductor	64
4.3.2 Pérdidas en el aislamiento XLPE.	65
4.3.3 Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas.	65
4.4 Regulación de tensión	66
4.5 Cortocircuito.	68
4.6 Componentes simétricas.	68
4.7 Potencia en función de las componentes simétricas	70
4.8 Sistema por unidad.	71
4.8.1 Cantidades base	71
4.9 Análisis de fallas de corto circuito.	72
4.10 Cálculo de corrientes de corto circuito.	74
4.11 Conexiones de pantallas.	78
4.11.1 Conexión en un solo punto.	78
4.11.2 Conexión en dos puntos.	78
4.12 Pantallas cruzadas (Cross-Bonding)	79

CONCLUSIONES	83
REFERENCIAS	84
ANEXO A	87
TABLA A1a. Datos técnicos para cables monopoles para 400 kV ($U_m = 420$ kV) de ABB	
TABLA A1b. Datos técnicos para cables monopoles para 400 kV ($U_m = 420$ kV) de BRUGG Cables	
TABLA A2. Máxima resistencia en corriente directa a 20 °C en [ohm/km] según estándar IEC	
TABLA A3. Resistencia nominal en corriente directa a 20 °C en [ohm/km] según estándar ICEA	
TABLA A4. Máxima corriente de corto circuito en el conductor durante 1 segundo en kiloamperes.	
TABLA A5. Máxima corriente de corto circuito en pantalla metálica durante 1 segundo en kiloamperes.	
TABLA A6a. Valores de corriente para sistemas de cables XLPE de ABB	
TABLA A6b. Valores de corriente para sistemas de cables XLPE de BRUGG Cables	
ANEXO B	94
Memoria de cálculo para cable monopolar de 2000 mm ² con datos de "ABB XLPE cable systems user's guide"	

INTRODUCCIÓN

Como parte de la modernización y actualización del Sistema Eléctrico del Valle de México, se analiza como una opción la sustitución de los dos circuitos aéreos por un sistema de cable subterráneo en 400 kV, que conecten a las subestaciones La Paz y Santa Cruz. Estas subestaciones se localizan en la Zona Metropolitana del Valle de México. Desde el punto de vista técnico se enuncian los accesorios para llevar a cabo una transición de un sistema aéreo a uno subterráneo así como las recomendaciones y especificaciones para este tipo de proyectos.

La organización de la tesis se lleva a cabo en cuatro capítulos. El capítulo 1 se menciona la experiencia en México en cuanto a los tipos de cable y en qué tipo de obras han sido instalados, su aplicación ha ido evolucionando hasta llegar a ser una opción cada vez más recurrente en diversos proyectos ya sea como parte de un sistema de distribución o transmisión. También se hace referencia a la práctica mundial en la instalación de cable subterráneo de extra alta tensión, presentando los proyectos más recientes y novedosos.

En el capítulo 2, hace referencia a la situación que prevalece en el anillo de 400 kV del Valle de México, tomando como referencia conceptos y diagnósticos hechos por instancias gubernamentales. Particularmente se hace referencia al enlace entre las subestaciones La Paz y Santa Cruz. Así mismo, se hace mención de la obra civil contemplada por la Comisión Federal de Electricidad y los accesorios necesarios como empalmes y terminales para los sistemas de extra alta tensión, disponibles por parte de importantes fabricantes a nivel mundial.

En el capítulo 3, se definen los conceptos básicos del cable subterráneo tipo seco con aislamiento XLPE, así como las principales características eléctricas como resistencia, capacitancia e inductancia, parámetros básicos para realizar un análisis de un sistema eléctrico, y pueda servir para la buena selección del mismo, basándonos en los catálogos y normas vigentes que rigen la construcción e implementación de cables en 400 kV

En el capítulo 4, se hace un análisis de los parámetros y calculo eléctricos de los cables de potencia, con el fin de hacer un diagnóstico que conduzca a una buena selección de cable, incluyendo los fenómenos asociados a la transmisión de potencia como son las pérdidas y ampacidad por el calor generado en un cable de potencia, así como la intensidad de corto circuito en el cable y el tipo de conexión de la pantalla metálica de los cables de potencia.

OBJETIVO DE LA TESIS

El presente trabajo tiene como objetivo presentar a los sistemas de cable subterráneo de extra alta tensión como una opción más de actualización y modernización en el doble anillo de transmisión-distribución en 400 kV del Valle de México, área con una creciente demanda, la cual debe ser atendida eficientemente, siendo ésta, la zona metropolitana con mayor demanda del país y una de las más grandes del mundo en cuanto a población.

LOGROS

Confirmar que los cables de potencia subterráneos de hasta 400 kV tipo seco con aislamiento de Polietileno de cadena entrecruzada (XLPE), son un fuerte candidato a ser contemplados en proyectos futuros en México. Hay antecedentes de instalaciones hechas tanto en México como en otros países, principalmente en Europa, que indican que son una alternativa de las líneas de transmisión aéreas. En ocasiones, constituyen la única opción.

CAPÍTULO 1

INSTALACIONES EN MÉXICO Y OTRAS PARTES DEL MUNDO DE CABLES DE POTENCIA SUBTERRÁNEOS

1.1 Breve historia de los cables de potencia

El cable con aislamiento de papel que daría lugar a una tecnología que había de imperar por muchos años, fue elaborado en 1872 por John H. Wortendyhe, fabricante de papel de Richmond Virginia. Wortendyhe no hizo ningún intento para comercializar su cable a pesar de que era el inventor de una rudimentaria máquina para encantar el aislamiento de papel sobre el conductor. En 1884, Edwin D. McCracken solicitó una patente que cubría: "Un alambre eléctrico con una cubierta consistente de una cinta de papel enrollada a lo largo del conductor, en la que el papel de fibra vegetal hace las veces del aislamiento del cable".

El primer cable de papel impregnado en aceite con una cubierta de plomo extruida, fue un cable telefónico diseñado por John A. Barret de la American Telephone and Telegraph Co. La impregnación de este cable se llevó a cabo por inmersión en aceite caliente con la idea de que el calor eliminaría la humedad por evaporación y el aire por la expansión. Fue J.T. Jacques de Boston, Mas., entonces asociado con la Faraday Electric Cable Co. quien patentó en 1885 un proceso para combinar el secado en vacío con la impregnación en caliente a presión. El año de 1895, marco el comienzo del cable de papel impregnado; cuando varias compañías iniciaron su fabricación. El primer cable aislado de papel de 13 kV fue fabricado por la National Conduit and Cable Co. en 1897 e instalado en Minneapolis y St. Paul, Minn.

Para el año de 1902 el aislamiento de papel estaba completamente establecido como un elemento de uso común en la elaboración de cables aislados. Los primeros cables se impregnaron con una mezcla de aceite con brea seca y madera. Este imprégnate fue reemplazado después de la primera guerra mundial por una mezcla de resina y petróleo. Finalmente a mediados de la década de 1920 se empleo el aceite mineral como imprégnate.

Por ultimo, en la década de los cincuentas se introdujeron en el mercado los cables con aislamiento de polietileno, los que tuvieron una aceptación muy modesta y no fue sino hasta fines de la siguiente década cuando se empezaron a emplear los cables de polietileno de cadena cruzada y posteriormente los de etileno propileno.

1.2 Cables de papel impregnado

Para la transmisión de energía eléctrica a alta tensión por cables subterráneos se ha utilizado cables de papel impregnado de construcción especial; se han elaborado cables para tensiones de operación de hasta 500 kV entre fases.

En los cables con aislamiento de papel impregnado, la variación de la corriente debida a la variación de la carga conectada, produce cambios de temperatura: el conductor se dilata cuando está a temperaturas elevadas, causando una expansión del aislamiento y del forro, los cuales no se contraen totalmente al enfriarse el cable, lo que puede producir pequeños huecos en el dieléctrico; si el gradiente de potencial es suficientemente elevado el gas contenido en esos huecos se ioniza causando el deterioro del aislamiento y finalmente su perforación.

Para evitar este fenómeno de ionización se recurre a los siguientes procedimientos:

En los cables llamados de presión interna de aceite se usa un aceite fluido a presión, contenido en el cable, que llena los huecos que se formen en el aislamiento.

En los cables de presión interna de gas se introduce nitrógeno a presión en el aislamiento.

En los cables de presión externa de nitrógeno o de aceite, la ionización se evita aplicando una presión sobre el aislamiento, comprimiéndolo contra el conductor.

A continuación se describen los tipos más usuales de cables para alta tensión con aislamiento de papel impregnado.

1.2.1 Cables de presión interna de aceite

Constan de un conducto central constituido por una espiral de acero, el conductor de cobre de tipo anular, un papel semiconductor, el aislamiento de papel impregnado, un papel metalizado, un forro de plomo, un fleje de acero inoxidable magnético y una cubierta de yute con asfalto o de cloruro de polivinilo.

El conducto interior del cable va lleno de aceite fluido a presión. Los cables se mantienen bajo presión mediante depósitos de aceite colocados en las terminales y en pozos subterráneos a lo largo del cable. La canalización está dividida en tramos de menos de 2 km. para poder mantener una presión adecuada del aceite.

Para tensiones del orden de 60 kV entre hilos la presión interna del aceite es de 2 a 3 kg/cm². Para tensiones del orden de 230 kV la presión interna de aceite es de 5 kg/cm². Existen en servicio varios cables de 425 kV con una presión interna de aceite de 15 kg/cm².

Este tipo de cable es generalmente monofásico, pero se utilizan a veces cables trifásicos para tensiones de 60 a 90 kV entre hilos.

1.2.2 Cables de presión interna de gas

Son cables trifásicos formados por tres conductores de cobre recubierto cada uno de papel semiconductor, de un aislamiento de papel impregnado y de un papel semiconductor imbricado con una cinta de aluminio, formando una superficie equipotencial. Los tres conductores están cableados con rellenos de yute en los que hay dos tubos de plomo por los que se transmite la presión de nitrógeno. El conjunto de las tres fases está rodeado por un forro de plomo reforzado por dos flejes, uno de paso largo para soportar los esfuerzos longitudinales y otro de paso corto para soportar los esfuerzos transversales. La presión de nitrógeno es de 15 kg/cm². Puede mezclarse con el nitrógeno, hexafluoruro de azufre (SF₆), que es un gas con una rigidez dieléctrica dos y media veces mayor que el nitrógeno. Este tipo de cable se usa en tensiones de 60 a 9 kV.

1.2.3 Cables de presión externa de nitrógeno.

Consisten en tres cables monofásicos con aislamiento de papel impregnado, colocados dentro de un tubo de acero, que se llena con nitrógeno a una presión de 15 kg/cm².

Cada cable está formado por el conductor de cobre, de forma oval, un papel semiconductor, el aislamiento de papel impregnado, una superficie equipotencial, un forro de polietileno, una cinta de

cobre y un alambre con sección en forma de semicírculo, enrollado sobre el cable, para facilitar el deslizamiento del cable dentro del tubo.

El diámetro del tubo de acero varía entre 100 y 250 mm, según las dimensiones del cable. El tubo de acero se protege exteriormente de la corrosión recubriéndolo de un compuesto asfáltico o de seda de vidrio impregnada en carboplasto.

1.2.4 Cables de presión externa de aceite

Estos cables son de constitución similar a los anteriores, pero en lugar de llenar el tubo de nitrógeno se llena de aceite aislante a una presión de 15 kg/cm².

Los tres cables monofásicos colocados en el interior del tubo son similares a los descritos en el punto 1.2.3, pero en las instalaciones más recientes no llevan ningún forro, quedando el aislamiento de papel bañado por el aceite del tubo.

1.2.5 Cables con aislamiento gaseoso.

Se ha iniciado el desarrollo de cables con aislamiento gaseoso utilizando hexafluoruro de azufre (SF₆); esta técnica permitiría la realización de cables con gran capacidad de conducción, del orden de 1100 MVA a 362 kV, aunque su competitividad con los cables de aceite fluido y enfriamiento forzado no está todavía demostrada.

Los cables de presión interna de aceite constituyen una solución muy satisfactoria para tramos relativamente cortos. En cambio, en tramos largos o en terrenos accidentados, la necesidad de poner depósitos de aceite intermedios para mantener la presión del aceite, complica la instalación y eleva su costo. En estos casos los cables de presión externa de gas o de aceite constituyen una solución más económica.

La comparación entre cables de presión externa de nitrógeno y de presión externa de aceite en tubos de acero, en un principio se prefirió la primera solución debido a la mayor simplicidad de la instalación de los cables con nitrógeno. Sin embargo, la experiencia en instalaciones en funcionamiento desde hace años y las pruebas de envejecimiento acelerado realizadas en los laboratorios han demostrado que el cable con presión externa de aceite tiene una vida más larga que el de gas. Por otra parte, varias modificaciones hechas al diseño de los cables con presión interna de aceite, como por ejemplo la supresión del forro, han permitido reducir su costo a un valor del mismo orden que el de los cables de presión externa de gas.

1.3 Instalación de cables de potencia en México.

Los cables de energía aislados para tensiones entre 69 y 400 kV cuentan ya con una larga historia en México. Se empezaron a utilizar en los años 50's, por medio de Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC) principalmente.

En el año de 1950 se instaló el primer circuito subterráneo con una longitud de 5.8 Km utilizando cable de 85 kV del tipo High Pressure Gas Filled (HPGF), fabricado en los E.U. por Phelps Dodge e instalado por LyFC entre las Subestaciones Nonoalco y San Lázaro en la Ciudad de México.

Tabla 1.1- Cables de Energía tipo HPGF de 85 kV instalados por LyFC en la Cd. de México entre 1950 y 1960.

No	Enlace entre subestaciones	Entrada en operación	Tensión nominal (kV)	Área del conductor		Diámetro del tubo		Aislante	Longitud aproximada (km)	No. de circuitos
				KCM	mm2	plg.	mm			
1	NONOALCO - SAN LAZARO	1950	85	500	250	5.1	129)	GAS	5.8	1
2	SAN LAZARO - JAMAICA	1952	85	500	250	5.1	(129)	GAS	3.9	1
3	TACUBAYA - CONDESA	1960	85	700	350	5.1	(129)	GAS	3.5	1
4	CONDESA - NARVARTE	1960	85	700	350	5.1	(129)	GAS	4.5	1
5	NARVARTE - TAXQUEÑA	1960	85	900	450	5.1	(129)	GAS	5.3	2
									23	

En el año de 1966 los primeros circuitos subterráneos con cables tipo (High Pressure Oil Filled) HPOF de 85 kV, enlazan las subestaciones Morales, Verónica, Indianilla y Jamaica de Luz y Fuerza del Centro en la Ciudad de México

Estos cables fueron fabricados (parcialmente) por primera vez en México por Conдумex, con asesoría de Anaconda Wire & Cable Co. el resto del cable, los empalmes, las terminales, el tubo de acero y el aceite fueron importados de E.U.

Tabla 1.2- Cables de Energía tipo HPOF de 85 kV instalados por LyFC en la Cd. de México entre 1966 y 1988.

No	Enlace entre subestaciones	Entrada en operación	Tensión nominal (kV)	Área del conductor		Diámetro del tubo		Aislante	Longitud aproximada (km)	No. de circuitos
				kcm	mm2	plg	(mm)			
1	MORALES - VERONICA	1966	85	1000	500	6.125	(156)	ACEITE	3.7	2
2	VERONICA - INDIANILLA	1966	85	800	400	6.125	(156)	ACEITE	3.3	1
3	INDIANILLA - JAMAICA	1966	85	800	400	6.125	(156)	ACEITE	2.8	1
4	JAMAICA - BUEN TONO (PCC)	1969	85	800	400	6.125	(156)	ACEITE	3.5	1
5	BUEN TONO (PCC) - NONOALCO	1969	85	800	400	6.125	(156)	ACEITE	3.3	1
6	MORALES - HUASTECA	1983	85	1000	500	6.125	(156)	ACEITE	3	1
7	HUASTECA - VERONICA	1983	85	1000	500	6.125	(156)	ACEITE	1	1
8	HUASTECA - PEMEX	1988	85	1000	500	6.125	(156)	ACEITE	0.2	1
9	VERONICA - PEMEX	1988	85	1000	500	6.125	(156)	ACEITE	1	1
									21.8	

En el año de 1975 se instaló el único cable de 115 kV tipo HPOF fabricado e instalado por Conдумex y operado por CFE, entre las subestaciones Veracruz 1 y González Pages, en la Ciudad de Veracruz.

Este circuito consta de dos secciones de aproximadamente 4 km. de longitud, uno con cable de conductor calibre 3/0 AWG y el otro con cable 250 KCM, ambos de cobre; la tubería, el aceite, los empalmes y las terminales fueron importados de E.U. Este circuito fue sustituido por un cable de aislamiento extruido XLPE en el 2005.

Los primeros cables tipo HPOF de 230 kV en México se fabricaron en el año de 1972 por Conдумex y ese mismo año se instalaron en la Ciudad de México tres circuitos: “K-0-Pensador Mexicano”, “Pensador Mexicano - Merced” y “Merced - Jamaica”. El tubo de acero, el aceite y los accesorios (empalmes y terminales) fueron importados de Estados Unidos de América.

La instalación de estos circuitos fue hecha por personal de la Gerencia de Construcción de LyFC, con la supervisión de Conдумex y de Anaconda Wire & Cable Co.

Tabla 1.3- Cables de Energía tipo HPOF de 230kV instalados por LyFC en la Cd. de México entre 1972 y 1990.

No	Enlace entre subestaciones	Entrada en operación	Tensión nominal (kV)	Área del conductor		Diámetro del tubo		Aislante	Longitud aproximada (km)	No. de circuitos
				KCM	mm2	plg	(mm)			
1	K-O - PENSADOR MEXICANO	1972	230	1000	500	8.125	(206)	ACEITE	2.4	1
2	PENSADOR MEXICANO - MERCED	1972	230	1000	500	8.125	(206)	ACEITE	2.3	1
3	MERCED - JAMAICA	1972	230	1000	500	8.125	(206)	ACEITE	3.9	1
4	CEYLAN - VALLEJO	1977	230	1500	750	8.125	(206)	ACEITE	4.2	2
5	SAN ANGEL - COYOACAN	1979	230	1000	500	8.125	(206)	ACEITE	4	1
6	AZCAPOTZALCO - REMEDIOS	1984	230	1500	750	8.125	(206)	ACEITE	5.1	2
7	MERCED - PERALVILLO	1986	230	1500	750	8.125	(206)	ACEITE	3.7	1
8	JAMAICA - VERTIZ	1987	230	1500	750	8.125	(206)	ACEITE	2.8	2
9	ESMERALDA - PERALVILLO	1988	230	1500	750	8.125	(206)	ACEITE	5.2	2
10	K - O - CUAUHEMOC	1990	230	1500	750	8.125	(206)	ACEITE	2.8	2
									36.4	

En el año de 1974 se instaló el primer y único cable de 115 kV, tipo (Low Pressure Oil Filled) LPOF calibre 1x95 mm² fabricado en México e instalado por Conдумex dentro de la planta de Volkswagen México, en Puebla, contaba con 900 metros de longitud aproximadamente.

Este primer circuito de 115 kV se instaló entre 1974 y 1975. El primer circuito se sustituyó en el 2005 por cables con aislamiento extruido XLPE. El segundo circuito sigue en operación. En 1979 se instaló otro cable igual fabricado por Pirelli en Italia.

Los primeros cables de 400 kV que se instalaron en México fueron de este tipo en el año de 1974. Debido al desarrollo de los Proyectos Hidroeléctricos de la cuenca del Río Grijalva, fue necesario utilizar cables del tipo LPOF de 400kV fabricados por Pirelli en Italia.

Estos cables fueron instalados por personal técnico del mismo fabricante en las Centrales Hidroeléctricas Adolfo López Mateos (Infiernillo 1974), Belisario Domínguez (Angostura 1a etapa 1977 y 2a etapa 1978), y Manuel Moreno Torres (Chicoasén 1a etapa 1982).

Tabla 1.4- Cables de Energía tipo LPOF de 400kV instalados por CFE en Centrales Hidroeléctricas en los Estados de Michoacán y Chiapas.

No	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	Entrada en operación	Tensión nominal (kV)	Área del conductor		Medio Aislante	Longitud aproximada (m)	No. de circuitos
				mm2				
1	ADOLFO LOPEZ MATEOS	Dic-74	400	300		DUODECILBENCENO	3,666	2
	(INFIERNILLO)							
2	BELISARIO DOMINGUEZ	Dic-77	400	300		DUODECILBENCENO	1,620	3
	(ANGOSTURA 1a ETAPA)							
3	BELISARIO DOMINGUEZ	Sep-78	400	300		DUODECILBENCENO	1,140	2
	(ANGOSTURA 2a ETAPA)							
4	MANUEL MORENO TORRES	Dic-82	400	400		DUODECILBENCENO	2,775	5
	(CHICOASEN 1a ETAPA)							
							9,201	

En el año de 1975 se instalaron los primeros cables de 69 kV con aislamiento extruido (EPR), por parte de la división Jalisco de la CFE, estas instalaciones contaron con las siguientes características y circuitos:

- 2 circuitos en la Cd. de Guadalajara (uno con cable de Condumex y otro con cable de Conductores Monterrey)
- Un enlace entre la Subestación Alameda y un poste de transición en la Glorieta de la Normal. Longitud de 2.7 km.
- Aproximadamente 16,200 m de cable calibre 380 mm² (750 KCM) de Aluminio con aislamiento de EPR
- 27 empalmes tipo Hotsplicer
- 12 terminales de porcelana marca G&W del tipo llenadas en fábrica

Tabla 1.5- Cables de Energía con Aislamiento Extruido de 85 kV instalados por LyFC en la Ciudad de México entre 1988 y 2002.

No	Enlace entre subestaciones	Entrada en operación	Tensión nominal (kV)	Área del conductor		Aislante	Longitud aproximada (km)	No. de circuitos
				KCM	mm2			
1	MORALES - COLGATE PALMOLIVE	1998	85	1000	500	XLPE	0.8	1
2	MORALES - INDUSTRIA SEDENA	1993	85	750	380	XLPE	2.6	2
3	JAMAICA - VERONICA	2000	85	1600	800	XLPE	7	2
4	HUASTECA - CERVECERIA MODELO	2001	85	800	400	XLPE	1	1
5	PATERA - NACEL	2002	85	800	400	XLPE	1.5	1
							12.9	

El primer cable de 115 kV de Aislamiento Extruido se instaló en México en el año de 1980, siendo el primer cable de este tipo instalado por la CFE en el país, contaba con 2 km. de longitud aproximadamente. Enlaza las Subestaciones González Pagés y Playa Norte, en el puerto de Veracruz, con cable calibre 500 KCM de aluminio con aislamiento XLPE.

El cable fue fabricado por Conelec, e instalado en ductos subterráneos por personal técnico de la CFE, se utilizaron empalmes premoldeados marca Elastimold y terminales G&W.

Tabla 1.6- Cables de Energía con Aislamiento Extruido de 230kV instalados por LyFC en la Ciudad de México entre 1993 y 2004.

No	Enlace entre subestaciones	Entrada en operación	Tensión nominal (kV)	Área del conductor		Aislante	Longitud aproximada (km)	No. de circuitos
				KCM	Mm2			
1	ESTRELLA - SANTA CRUZ	1993	230	1000 (AL)	500 (AL)	LDPE-PB(SILEC)	6.5	1
2	ESTRELLA - IZTAPALAPA	1993	230	1000 (AL)	500 (AL)	LDPE-PB(SILEC)	5.9	1
3	TECAMACHALCO - BOSQUES	1994	230	1600 (AL)	800 (AL)	LDPE-PB(SILEC)	1.5	2
4	MERCED - OCEANIA	1999	230	1000 (AL)	500 (AL)	HDPE-PB(PIRELLI)	2	1
5	PERALVILLO - OCEANIA	1999	230	1000 (AL)	500 (AL)	HDPE-PB(PIRELLI)	5	1
							23.6	

Tabla 1.7- Resumen de Cables de Energía de Alta Tensión Operados por CFE (longitudes en metros y %)

DIVISION	Tensión de operación entre fases (kV)						TOTAL
	69	115	138	161	230	400	
ORIENTE		49,321					49,321
JALISCO	19,353	8,792			29,400		57,545
PENINSULAR		211,302					211,302
GOLFO NORTE		52,964	7,200				60,164
BAJA CALIFORNIA	18,904			13,200			32,104
BAJIO							
NOROESTE		26,628					26,628
CENTRO SUR		10,040			76,800		86,840
CENTRO ORIENTE		48,678					48,678
CENTRO OCCIDENTE						3,666	3,666
NORTE							
SURESTE						5,535	5,535
GOLFO CENTRO		12,348					12,348
EN CONSTRUCCION			7,500	24,000	44,000		75,500
NACIONAL	38,257	420,073	14,700	37,200	150,200	9,201	669,631
PORCENTAJE APROX.	6%	63%	2%	6%	22%	1%	100%

Como se puede apreciar, la evolución del cable de potencia, ha contribuido en ampliar los campos de aplicación, la Ciudad de México no es la excepción teniendo cables de hasta 230 kV, la tecnología

actual permite instalar cables de hasta 400 kV con aislamiento de XLPE que es más competitivo respecto a la primera generación de cables con recubrimientos de papel.

1.4 Instalación de cables de Extra Alta Tensión en el mundo.

El cambio tecnológico en la construcción de cables de potencia, ha dado lugar a que muchos proyectos de transmisión y distribución se diseñen y ejecuten como sistemas subterráneos. El sistema aéreo tradicional en alta y extra alta tensión, es el medio con el que varias ciudades importantes en el mundo son suministradas de energía, sin embargo, por la reducción de espacios ya no toleran el crecimiento en la capacidad de transmitir potencia por la demanda energética con este sistema, los sistemas de cable de potencia subterráneos, con un adecuado diseño pueden ser la respuesta a las necesidades de transmisión en zonas altamente pobladas.

En la Figura 1.1 se pone de manifiesto la tasa de sistemas subterráneos de líneas eléctricas de potencia, recogida por un grupo de especialistas del CIGRE (Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas), en 2007; se puede constatar un decrecimiento de la tasa de sistemas subterráneos a medida que sube el nivel de tensión, hasta valores de algunas décimas por ciento para los cables del nivel de tensión que nos interesa (400 kV).

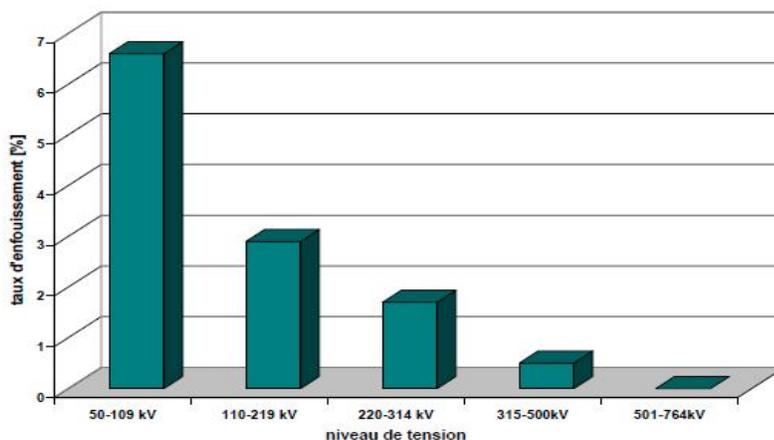


Figura 1.1 Tasa de sistemas subterráneos de las líneas en función del nivel de tensión, para los principales países industrializados (fuente CIGRE 2007)

El dimensionamiento y escala de los proyectos están en función de los requerimientos específicos de cada país, Europa al ser un área altamente poblada e industrializada, los consumos energéticos fuerzan a los sistemas eléctricos a interconectarse y modernizarse. La tecnología de los cables de potencia esta ampliamente probada en Europa. Países desarrollados como Japón, también tienen la necesidad de implementar cables de potencia, por la reducción de espacios, aunque en Japón, se tiene la capacidad de fabricar e implementar cables de hasta 500 kV bajo sus propias normas. A continuación se presenta en las tablas 1.8 y 1.9 Los proyectos que se han realizado en el mundo, indicando las características más relevantes como son tipo de conductor, sección de área transversal del conductor, tipo de empalme, longitud, tipo de instalación y capacidad de transmitir potencia.

Tabla 1.8 Principales proyectos en Extra Alta Tensión en el mundo.

País (ciudad)	Tensión Nominal	Tipo de Empalme (A)	Número de empalmes	Número de Terminales Para exteriores/ SF6	Tipo de Instalación (B)	Longitud	Número De circuitos	Sección transversal Del conductor/ Capacidad de Transmisión (Invierno)	Puesta en servicio
	kV					Km		(mm² / MVA)	
Dinamarca (Copenhagen: Southern cable Route)	400	CPFJ	72	3 / 3	DB	22	1	1600 Cu/975	1997
Dinamarca (Copenhagen: Northern cable Route)	400	PMJ	42	3 / 3	DB	12	1	1600 Cu/800	1999
Alemania (Berlin/BEWAN G Mitte-Friedrichshain)	400	CPFJ+P MJ	48	0 / 12 (sistema doble)	T	6.3	2	1600 Cu/1100	1998
Alemania (Berlin/BEWAN G Friedrichshain-Marzahn)	400	CPFJ+P MJ	30	0 / 12 (sistema doble)	T	5.5	2	1600 Cu/1100	2000
Japon (Tokio) (C)	500	EMJ	264	0 / 12	T	39.8	2	2500 Cu/2400 (D)	2000
Emiratos Árabes Unidos (Abu Dhabi)	400	PMJ	12	12 / 12	DB&D	1.3 (E)	4	800 Cu/no disponible	2000
España (Madrid)	400	CPFJ+P MJ	96	12 / 0	T	12.8	2	2500 Cu/1720	2004
Dinamarca (Jutland)	400	PMJ	96	36 / 0	DB&D	14.5	2	1200 Al/1200	2004
Reino Unido (London)	400	CPJF	60	0 / 6	T	20	1	2500 Cu/1600	2005
Holanda (Róterdam)	400	PMJ	3	6 / 0	DB&D	2.25	1	1600 Cu/1000	2005
Austria (Wienstrom)	380	PMJ	30	6 / 6	DB&T&M	5.2	2	1200 Cu/1400	2005
Italia (Milan)	380	PMJ	66	12 / 0		8.4	2	2000 Cu/2100	2006

A. **CPJF** = empalme premoldeado de composite.

B. **T**= Túnel, **DB** = Directamente enterrado, **D** = Ductos y trincheras

C. Sistema de cable precalificado siguiendo especificaciones japonesas

D. 900 MVA/circuito actual, 1200 MVA / con ventilación forzada en el futuro.

E. 15 Km. / 4 circuitos x 3 fases = 1.3 Km.

Tabla 1.9 Criterios de diseño adoptados en los proyectos de 400 kV

Proyecto	Cable	Longitud Del Cable Km	Conductor	Rigidez Eléctrica kV/mm	Pantalla metálica	Cubierta	Empalmes	Terminales	Tipo de instalación
Berlín	A	35	1600 mm ² Cu 5 segmentos	11.5/5.4	Alambres de Cu y lamina Al	PE con barniz retardante al fuego	39 pre-fabricados Composite	12 GIS	Túnel + ventilación forzada
	B	16	1600 mm ² Cu 5 segmentos	12.5/6.2	Alambres de Cu y lamina Al	PE con barniz retardante al fuego	15 pre-moldeados, una pieza	6 GIS	Túnel + ventilación forzada
	C	19	1600 mm ² Cu 6 segmentos	12.5/6.2	Aluminio corrugado	PE con barniz retardante al fuego	24 pre-Moldeados, una pieza	6 GIS	Túnel + ventilación forzada
Copenhagen		104	1600 mm ² Cu keystone	11.5/4.9	Plomo extruido	PE con capa semi-conductora	72 pre-fabricados composite 42 pre-moldeados, una pieza	24 GIS 12 para exteriores de porcelana	Directamente enterrado
Madrid	A	39	2500 mm ² Cu 6 segmentos	11.6/6.5	Alambres de Cu y lamina Al	PE con capa retardante al fuego	48 pre-fabricados Composite	6 para exteriores de porcelana	Túnel + ventilación forzada
	B	39	2500 mm ² Cu 6 segmentos	12.5/7.2	Lamina de aluminio soldado	PE retardante al fuego	48 pre-moldeados, una pieza	6 para exteriores de porcelana	Túnel + ventilación forzada
Londres		60	2500 mm ² Cu 6 segmentos	11.6/6.5	Alambres de Cu y lamina Al	PE con capa retardante al fuego	60 pre-fabricados Composite	6 GIS	Túnel + ventilación forzada
Jutland		84	1200 mm ² Al Stranded	12.6/6	Alambres De al y al soldado	PE con capa semi-conductora	96 pre-moldeados, una pieza	36 para exteriores de composite	Directamente enterrado y ductos
Rotterdam		13.5	1600 mm ² Cu	11.8/5.9	Plomo extruido	PE	6 re-moldeados, una pieza	12 para exteriores de composite	Directamente enterrados + tubos
Viena		31.2	1200 mm ² Cu 5 segmentos	12.1/5.7	Alambres de Cu más lamina Al soldado	PE	66 pre-moldeados una pieza	6 para exteriores de porcelana + 6 en SF6	Directamente enterrados + enfriamiento lateral
Turbigio-Rho		50.9	2000 mm ² Cu 6 segmentos	11.8/6.4	Aluminio soldado	PE	66 pre-moldeados. Una pieza	12 para exteriores de porcelana	Directamente enterrados + ductos

Como se puede observar, en los últimos 25 años, los cables de aislamiento XLPE han sido utilizados para la instalación de cables de potencia en tensiones de hasta 500 kV, la variable que afecta a cada tipo de proyecto, es la obra civil asociada al tipo de instalación. Vemos que para sistemas de más 5 Km. y de gran potencia a 400 kV, los túneles o galerías son las opciones más utilizadas. Como parte de las mejoras en el desempeño de los sistemas de cable subterráneo, se puede incluir un sistema de ventilación forzada, para mantener el cable a temperaturas de operación adecuadas en caso de que se incremente la demanda de energía o las condiciones ambientales sean adversas.

1.5 Proyecto de Barajas, España.

Las autoridades aeroportuarias españolas lanzaron un gran proyecto para realizar la ampliación del aeropuerto de Barajas en Madrid, España.

En el proyecto se ha previsto, entre otros, la construcción de dos nuevas pistas de aterrizaje y un nuevo edificio en la terminal aérea. Cada una de las nuevas pistas de aterrizaje tiene una longitud de 3,5 km. Este gran frente de obra afecta a una serie de infraestructuras existentes, entre las que destaca una línea aérea de doble circuito en 400 kV con una potencia de 1720 MVA por línea, fue necesario sustituir por cable subterráneo dicha línea para evitar dificultades en las operaciones de aterrizaje y despegue de los aviones.

Para realizar el proyecto se analizaron distintas opciones, optando al final por el sistema de cable de potencia subterráneo.

La ruta parte, con dos líneas aéreas de San Sebastian de los Reyes a Morata (35 Km.) y San Sebastian de los Reyes a Loeches (25 Km.) Ver figura. 1.2

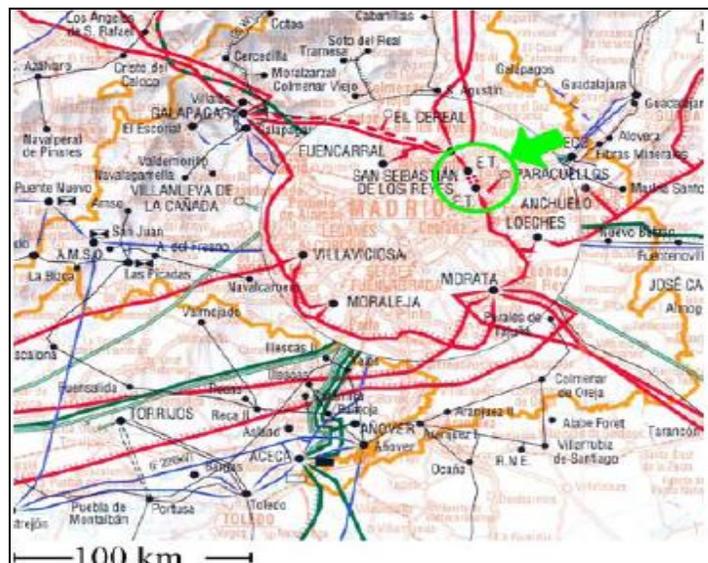


Figura 1.2 Localización de la líneas aéreas a sustituir por cable subterráneo

En esta parte, la línea aérea ha sido sustituido por un circuito doble con cable de potencia, el enlace es de 12.8 Km. Los seis cables monopolares del doble circuito están instalados en un mismo túnel con la posibilidad de enfriamiento forzado con aire. El doble circuito no esta eléctricamente en paralelo. En la tabla 2.10 se muestran las características de los cables de potencia monopolares.

Tabla 1.10 Características del cable de potencia.

Fabricante	ABB	PIRELLI
Sección transversal del conductor	2500 mm ²	2500 mm ²
Diámetro del conductor tipo Milliken 6 segmentos	65 mm	65 mm
Diámetro de capa semiconductora	70 mm	71.6 mm
Diámetro aislamiento XLPE	125.9 mm	122 mm
Diámetro capa semiconductora	129.7 mm	126 mm
Diámetro Barrera de agua	-	128.3 mm
Diámetro Pantalla de Aluminio	-	138.8 mm
Diámetro Alambres de cobre + envoltura de aluminio	130.9 mm	-
Diámetro cubierta de PE	148 mm	142.5 mm
Masa del cable	37 kg/m	40 kg/m
Longitud de cable por bobina	810 m	
Número de bobinas	90	
Peso de la bobina	3500 kg	
Dimensiones de la bobina	Diámetro = 4.4 m Ancho = 3 m	

Cada circuito de cable contiene 48 empalmes premoldeados y aterrizados, seis terminales para exteriores más todo el cable requerido para el aterrizamiento de pantallas en cross-bonding (en el capítulo 4, tema 4.11 se explica este método) y conexión de los limitadores de tensión. Los empalmes suministrados por ABB están equipados con sensores capacitivos, para la medición de descargas parciales. Adicionalmente, transformadores de corriente y apartarrayos son instalados para la protección del cable.

El aterrizamiento de las pantallas consiste en una combinación de 5 x 3 secciones menores de cross-bonding (cada 810 metros se hace un intercambio de fases) y dos secciones de aterrizamiento en un solo punto de 300 y 400 metros de longitud. En la figura 1.3 se ilustra el modo de conexión de las pantallas metálicas, las secciones mayores llevan una transposición de fases a cada tercio de la longitud de cada sección y aterrizamiento de las pantallas al final de cada sección. En el capítulo 4.11 se explicará con más detalle este tipo de conexión de las pantallas.

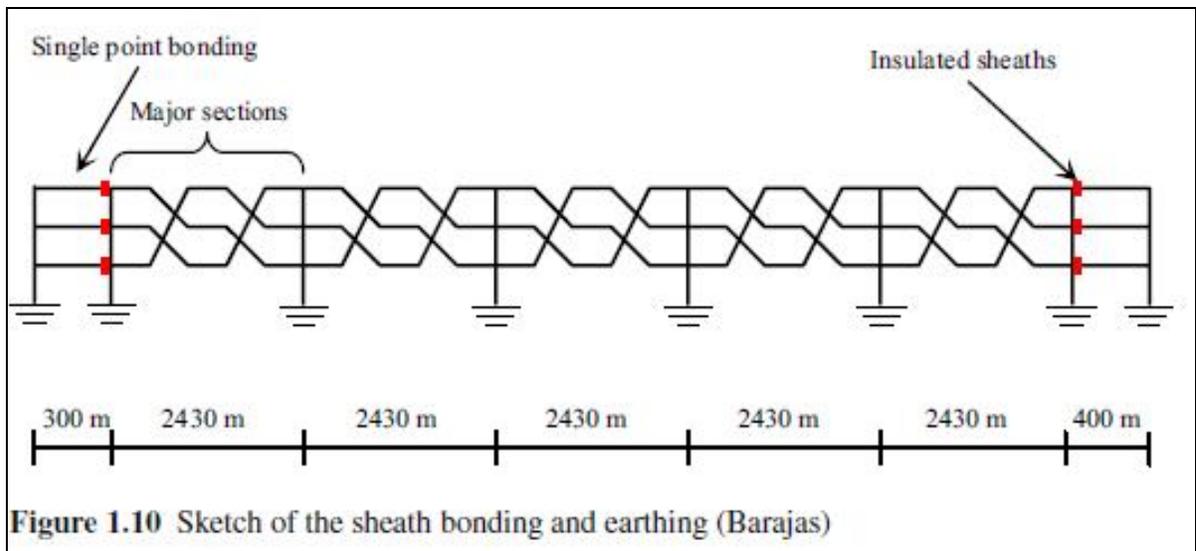


Figura 1.3 Secciones y aterrizamiento de las pantallas.

1.5.1 Características del túnel y sistema de aterrizamiento.

El túnel está enterrado a una profundidad de 2 metros, en una parte de la ruta, corre paralelamente a un río, por lo que bombas de desalojo (251 litros/s) han sido instaladas en caso de emergencia por inundación. Ver figura 1.4

El túnel se construyó con 6500 cajones pre-armados de concreto reforzado con medidas internas de 2 metros de ancho por 2.25 metros de alto y un espesor de paredes de 250 mm.



Figura 1.4

Para la red de tierras, el acero de refuerzo en las galerías no se usa; se prefirió una formación de 4 conductores de cobre (120 mm^2 y 35 mm^2) localizados en los vértices del túnel; un anillo metálico une los 4 conductores de tierra en intervalos regulares de 400 metros.

El túnel ha sido ampliamente equipado, con sistema cerrado de cámaras, detectores de humo y sistema telefónico, para mantenimiento e inspección.

Los cables están instalados en forma vertical, soportados y sujetos cada 6 metros, en esta separación se forma una holgura de 25 cm. La separación entre los circuitos es de 1.44 metros. (Ver Figura 1.5). Cada cable de cada circuito se encuentra separado verticalmente 50 cm. (Ver figura 1.6)

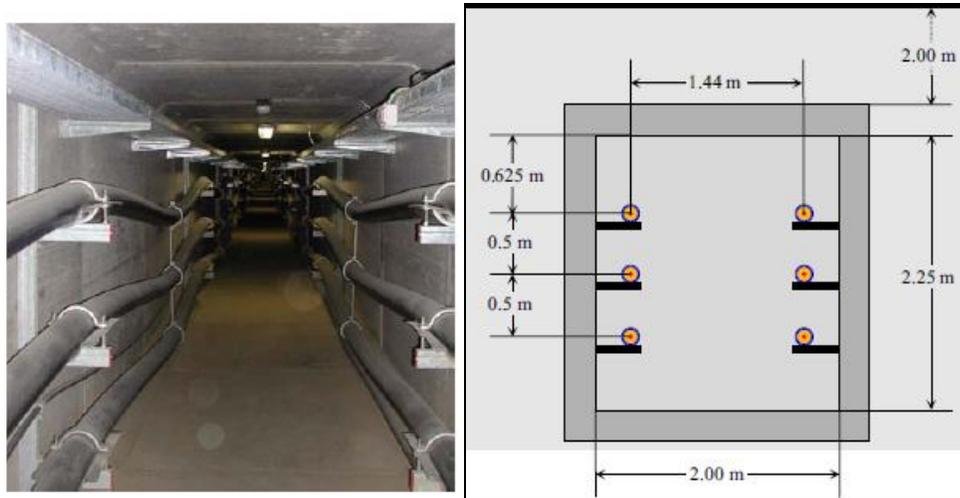


Figura 1.5

Para soportar los esfuerzos mecánicos y eléctricos en caso de corto circuito, se instalaron espaciadores en las 3 fases. Para la ventilación forzada (proyecto de Pirelli), se encuentran localizadas cada 2480 metros, estaciones de ventilación, cada estación esta equipada con tres ventiladores (38.3 kW) con una velocidad máxima de 5 (m/s). Ver figura 1.7

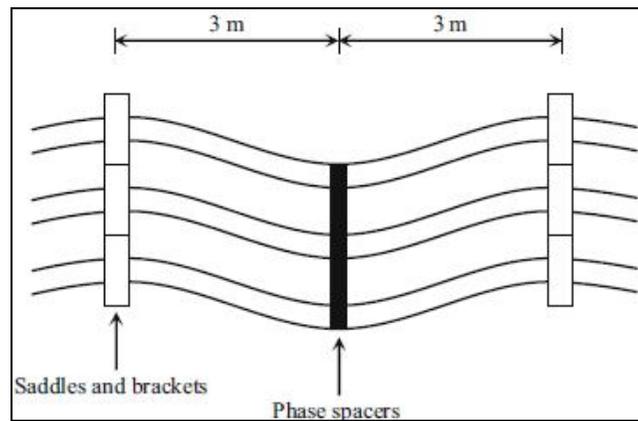


Figura 1.6

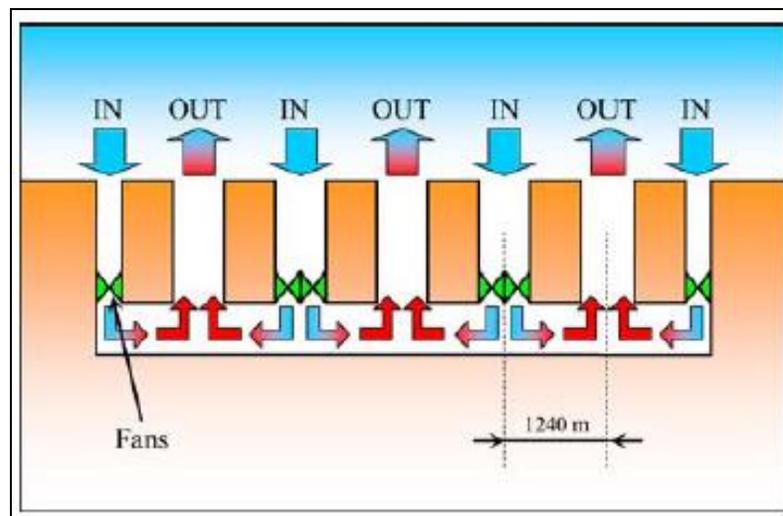


Figura 1.7

El control de la temperatura, lo maneja el sistema RTTR (Real-Time Thermal Rating)

Se cuenta con dos sitios de transición, que cubren un área de 60 x 40 [m²], sin desconectores o interruptores, solamente las terminales de aceite y apartarrays.

Las terminales externas fueron suministradas por dos fabricantes, seis apartarrays son de ABB. Los transformadores de corriente y los relevadores diferenciales son del tipo toroidal.

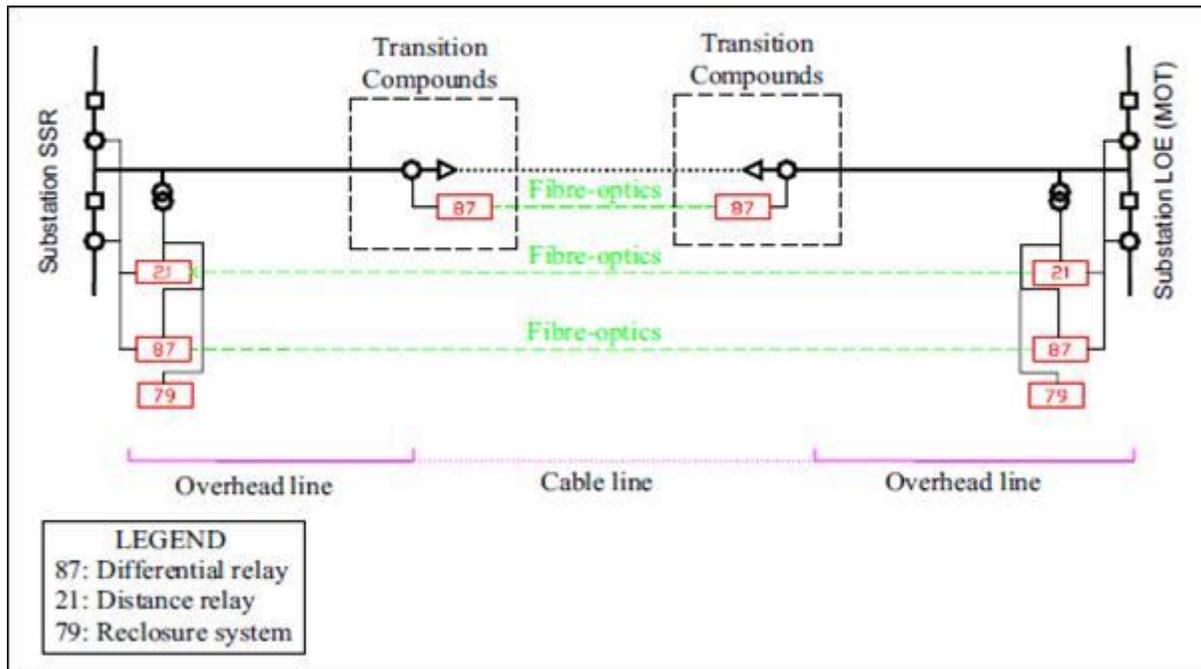


Figura 1.7 Protección diferencial para el tramo de cable (1 circuito).

La estación de transición, tiene una única red de tierra (diseñada para una corriente de corto circuito de 50 kA), además de una planta de emergencia a diesel de 250 [kVA] para las estaciones de ventilación forzada. El esquema de protección diferencia es el que protege al cable, además de las protecciones de la línea aérea. Ver figura 1.7

Las características mas sobresalientes del sistema ya instalado y funcionando, se muestran en la tabla 1.11

Tabla 1.11 Características de Instalación. Barajas, España.

Tensión máxima de operación	Um	420 kV
Tensión fase-fase (nominal)	Un	400 kV
Tensión fase-tierra	Uo	230 kV
Intensidad cortocircuito		50 kA/0.5 s
Longitud de la línea		12.8 Km
Ampacidad	Invierno	2 x 2482 MVA
Capacidad de transmisión a 400 kV	Invierno	2 x 1720 MVA

Pérdidas por efecto Joule en el circuito doble	Invierno	448.6 W/m
Ampacidad	Verano	2 x 2006 A
Capacidad de transmisión a 400 kV	Verano	2 x 1390 MVA
Pérdidas por efecto Joule en el circuito doble	Verano	294.7 W/m
Temperatura máxima en el Interior del túnel	Verano	+ 42 °C
	Invierno	+ 25 °C
Temperatura máxima en el Interior del túnel		+50 °C
Velocidad máxima del aire para Ventilación		5 m/s

1.6 Proyecto de Londres.

La demanda de energía eléctrica sigue aumentando en todo el Reino Unido, pero la tasa de crecimiento en la ciudad de Londres está en torno al doble de la media nacional. Algunas estimaciones indican que el crecimiento se mantendrá durante al menos otros 10 años. Para garantizar el futuro del suministro eléctrico de Londres, National Grid ha invertido desde 1990 más de 1.000 millones de euros (1.270 millones de dólares) en reforzar la red de transmisión en Londres y zona metropolitana, lo que representa aproximadamente el 20 por ciento de las inversiones totales de National Grid en toda Inglaterra y País de Gales.

Una de las medidas adoptadas por National Grid fue la adjudicación a ABB de un proyecto llave en mano con una duración prevista de tres años, que debía estar finalizado en verano de 2005 Figura 1.8. El proyecto tiene por objeto crear ‘London Connection’ para satisfacer la demanda de electricidad de la capital y de la zona noroeste de Londres.

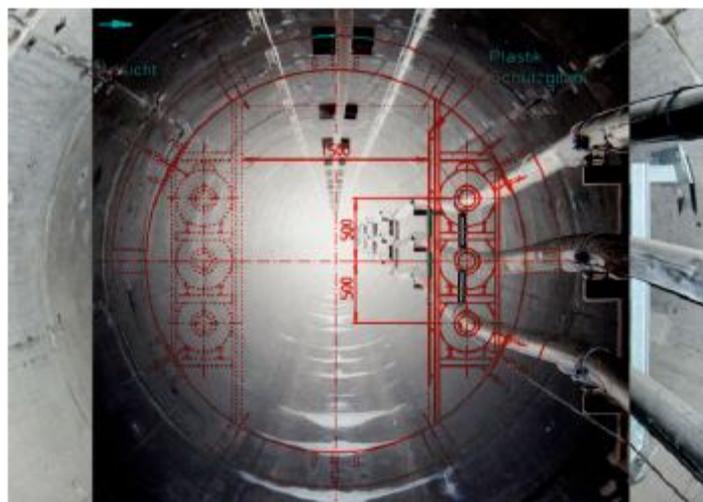


Fig. 2 The tunnel profile with the installed cable

Figura 1.8

El sistema se encuentra tendido en un túnel de tres metros de diámetro y 20 km de longitud, el cable enlaza una subestación ampliada en Elstree con una subestación construida por ABB en St John's

Wood. Este ha sido el proyecto de construcción de túneles más importante de National Grid. La conexión de Londres, 'London Connection', utiliza tecnología avanzada XLPE de aislamiento de polietileno reticulado, que apenas requiere mantenimiento y es hoy por hoy el cable subterráneo XLPE de 400 kV más largo de Europa. Ver Figura 1.9

Para el proyecto de Londres, ABB instaló, probó y puso en servicio 61 km de cable de 150 mm de diámetro, con un peso total de 2440 toneladas, que se suministró en 63 grandes bobinas. La subestación de St John's Wood Además de satisfacer la demanda energética siempre creciente de la capital, era necesario modernizar la subestación de St John's Wood, del oeste de Londres, para hacer frente al incremento de demanda local. Por consiguiente, National Grid decidió construir una nueva subestación en St John's Wood. Aunque en esta ubicación había existido una central eléctrica, había muy poco espacio disponible; el suelo es muy escaso en esta parte de Londres y no existía la posibilidad de adquirir más terrenos. Ver Figura 1.10

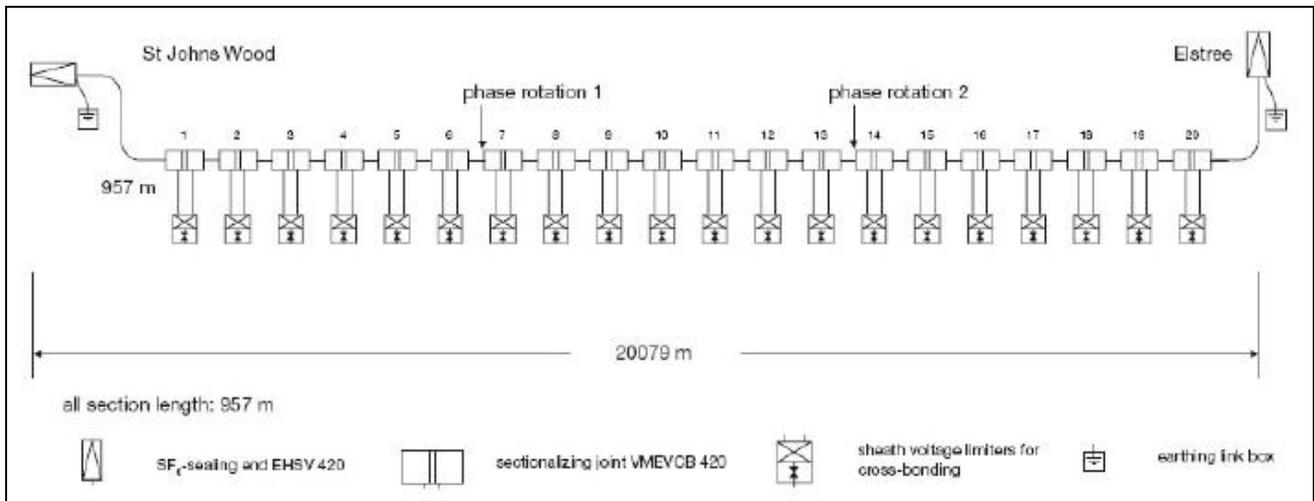


Figura 1.9 Sistema de conexión de pantalla metálica a lo largo del circuito 20 Km.

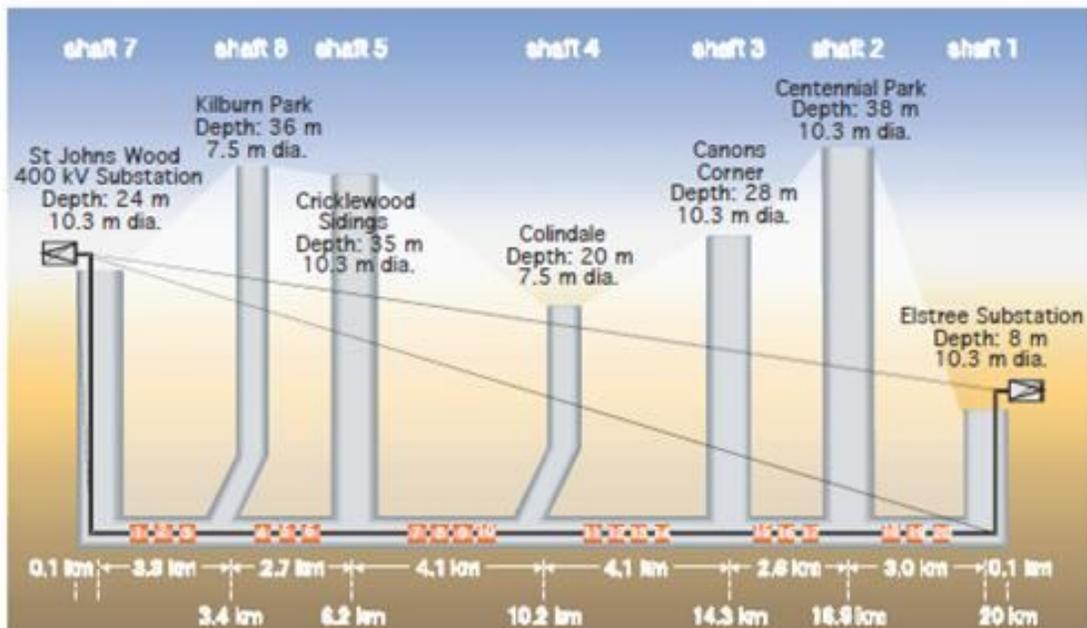


Figura 1.10 Ubicación y profundidad de las subestaciones y túnel.

1.7 Diagrama de flujo para la implementación de un sistema de cable subterráneo.

En general, cada proyecto tiene características únicas, estas obedecen a los requerimientos del sistema y el lugar donde se contemple llevar a cabo el proyecto. La complejidad de cada proyecto estriba principalmente en la obra civil, existen recomendaciones o reglamentos del tipo de obra civil, aunque no siempre se puedan cumplir, se busca garantizar la seguridad de los cables de potencia; desde el punto de vista eléctrico, el cable de potencia y sus accesorios cumplen con las normas y estándares nacionales e internacionales que se especifiquen en cada proyecto. Para el caso de México, al ser proyectos tipo “llave en mano”, los fabricantes de los cables o de quien sea la responsabilidad de la instalación, debe garantizar por medio de pruebas de laboratorio para los materiales constituyentes del cable y de campo para verificar la correcta instalación.

A continuación se ilustra el proceso que debe tomarse en cuenta para el diseño de un sistema de cable subterráneo, donde a partir de las especificaciones del cliente, se van determinando las características técnicas y optimizando para cada proyecto.

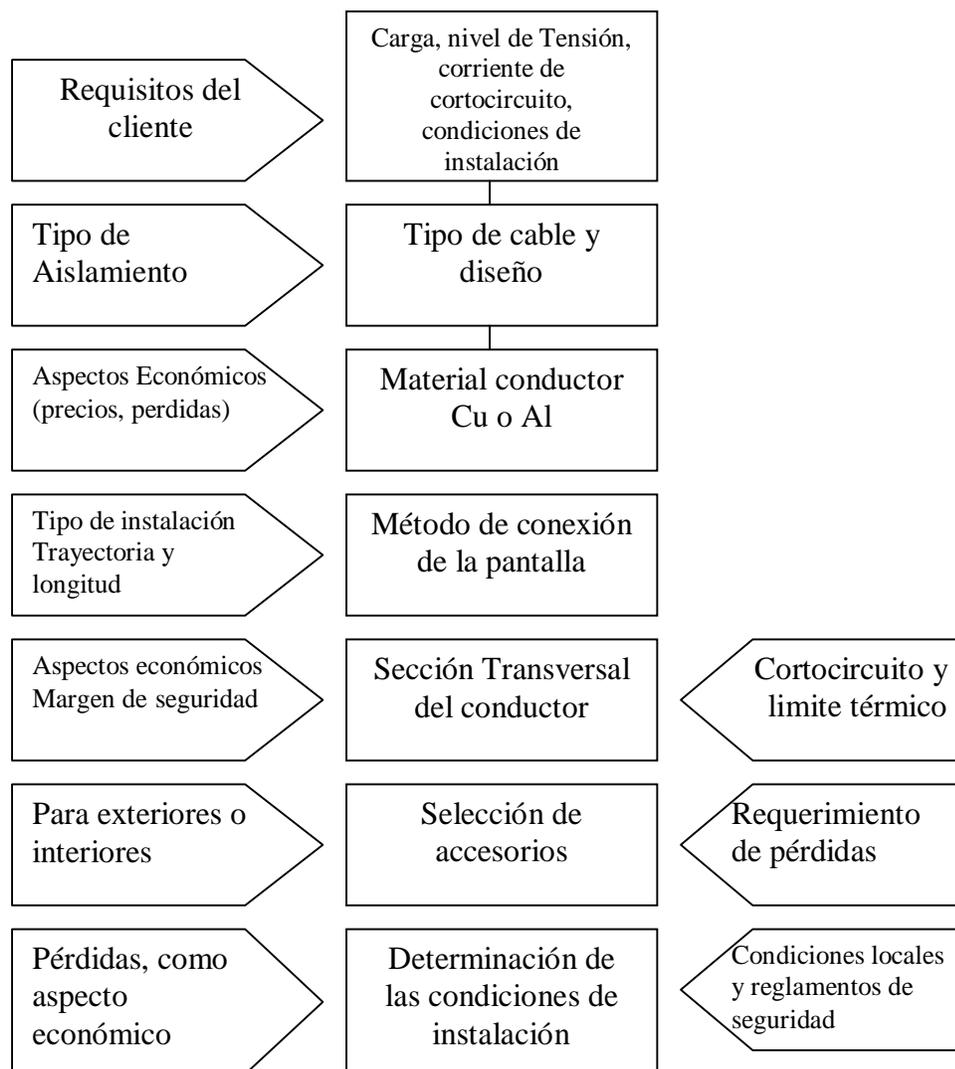


Figura 1.11 Diagrama de flujo para el diseño de un sistema de cable de potencia subterráneo.

CAPÍTULO 2

CONSIDERACIONES PARA LA TRANSICIÓN AEREO-SUBTERRÁNEO PARA EL ENLACE ENTRE LAS SUBESTACIONES LA PAZ Y SANTA CRUZ.

En este capítulo se exponen algunas consideraciones por las cuales, un sistema de cable subterráneo es una opción, como parte de la modernización y actualización del Sistema Eléctrico del Valle de México, se analiza el esquema de distribución y las condiciones en las que se encuentra el Sistema, particularmente en las subestaciones La Paz y Santa Cruz que se encuentran en la Zona Metropolitana del Valle de México. Desde el punto de vista técnico se enuncian los accesorios para llevar a cabo una transición de un sistema aéreo a uno subterráneo así como las recomendaciones y especificaciones para este tipo de proyectos.

2.1 Zonas metropolitanas.

Desde 1940 la expansión física de varias ciudades de México sobre el territorio de dos o más estados o municipios ha dado lugar a la formación y crecimiento de zonas metropolitanas, las cuales han jugado un papel central dentro del proceso de urbanización del país.

Las zonas metropolitanas son los elementos de mayor jerarquía del sistema urbano de México, en ellas se genera el 75% del producto interno bruto del país y tienen el potencial de incidir favorablemente en el desarrollo económico y social de sus respectivas regiones. Sin embargo, su aprovechamiento como elementos estructuradores del territorio requiere de la participación de los diferentes sectores y órdenes de gobierno.

La metropolización es un proceso creciente e irreversible, sin instrumentos suficientes para regularlo. Se definen como zonas metropolitanas todos aquellos municipios que contienen una ciudad de un millón o más habitantes.

En México existen 56 zonas metropolitanas, de las cuales destaca la Zona Metropolitana del Valle de México, con 76 municipios y delegaciones, entre el Distrito Federal y los Estados de México e Hidalgo.

Debido a la importancia económica de las zonas metropolitanas, el suministro de energía eléctrica es primordial para mantener las actividades propias de las zonas, atendiendo los incrementos en la demanda de energía eléctrica.

La infraestructura eléctrica de las zonas metropolitanas debe ser capaz de crecer junto a las necesidades de las zonas, típicamente los sistemas aéreos han hecho esta labor, sin embargo los sistemas de distribución y más recientemente de transmisión subterráneos, son una opción de actualización y crecimiento respecto a los sistemas aéreos, siendo el espacio y la capacidad de transmitir gran potencia a distancias cortas (inferiores a 20 km), las cualidades necesarias para cubrir la demanda de energía eléctrica en zonas metropolitanas, y esto hace de los sistemas de cable subterráneo una buena elección en zonas altamente urbanizadas.

2.1.1 Alta Densidad de Carga.

La demanda de energía eléctrica está sujeta a la carga del Sistema, para el caso de zonas metropolitanas se pueden distinguir tres tipos de carga, estas a su vez se distinguen cuando tienen una alta densidad de carga, esto debido al alto consumo de energía por unidad de área (1 km²).

CAPÍTULO 2

- a) Zonas Comerciales (más de 20 MVA/km²)
- b) Zonas Residenciales (10 a 15 MVA/km²)
- c) Zonas Industriales (más de 20 MVA/km²)

Además de estas cargas, existen otros sistemas de gran consumo de energía, como los sistemas hidráulicos de bombeo de agua potable, aguas negras, plantas de tratamiento de agua, sistemas de alumbrado público, señalización y servicios públicos que requieren suministro de energía ininterrumpidamente como hospitales y dependencias gubernamentales.

2.2 Áreas de Control en México

Para el control operativo de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en México, se cuenta con El Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cuál se divide en nueve Áreas de Control, (figura 2.1) las cuales cuentan con infraestructura propia y la capacidad de transmitir potencia entre regiones.

La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos de Baja California son administradas desde Mexicali. Todas ellas se encuentran coordinadas por el CENACE en el Distrito Federal.

Las siete Áreas del macizo continental están interconectadas y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Su objetivo es compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de las demandas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.



Figura 2.1 Áreas de Control de México.

2.3 El Área de Control Central

El Área de Control Central (ACC) tiene como responsabilidad el suministro de energía eléctrica a la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM), Estado de México así como a parte de los Estados de Hidalgo, Puebla, Morelos, Guerrero y Michoacán (Figura 2.2). La demanda eléctrica de la ZMVM era atendida en su totalidad por la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC) con un consumo aproximado de 90% del total del Área Central. El 10% restante de la demanda está compuesto por las zonas eléctricas Valle de Bravo, Atlacomulco, Altamirano, Zitácuaro e Ixmiquilpan.

Debido al crecimiento natural de la demanda en el Área, se espera que en el corto y mediano plazos se presenten diversas problemáticas. Actualmente se tienen problemas de regulación de **tensión** ante la demanda máxima y con la salida de alguno de los circuitos.

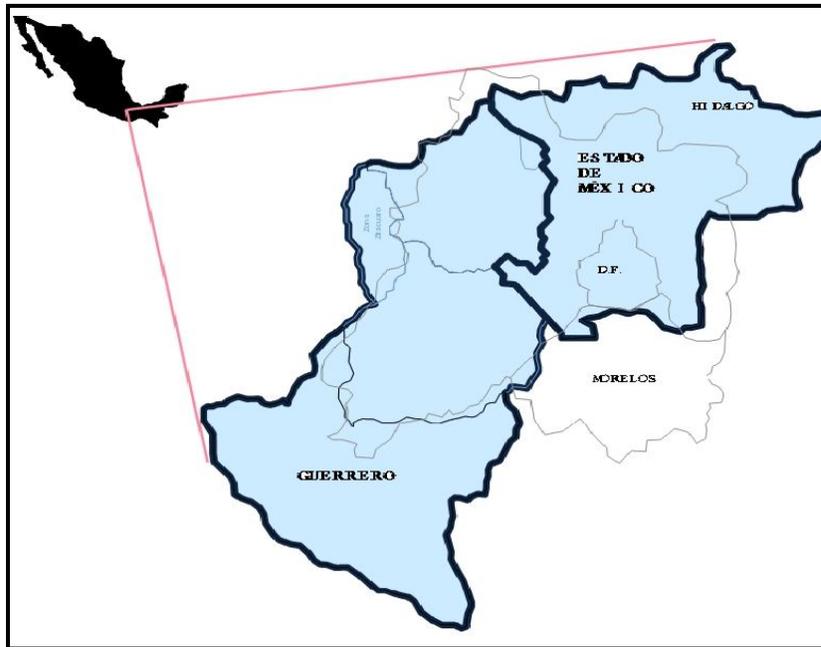


Figura 2.2 Área de Control Central

2.4 La Zona Metropolitana del Valle de México

La zona de influencia para el suministro de energía en la ZMVM fue definido como el área geográfica que atendía Luz y Fuerza del Centro, y ahora la Comisión Federal de Electricidad es la entidad designada como la responsable del suministro y operación.

La zona comprende el Distrito Federal y parte de los estados de México, Hidalgo, Puebla y Morelos (Figura 2.3). Con un área de 20,531 km², y cubre:

- 16 Delegaciones del Distrito Federal
- 82 Municipios del Estado de México
- 48 Municipios de Hidalgo
- 3 Municipios de Puebla y
- 2 Municipios de Morelos

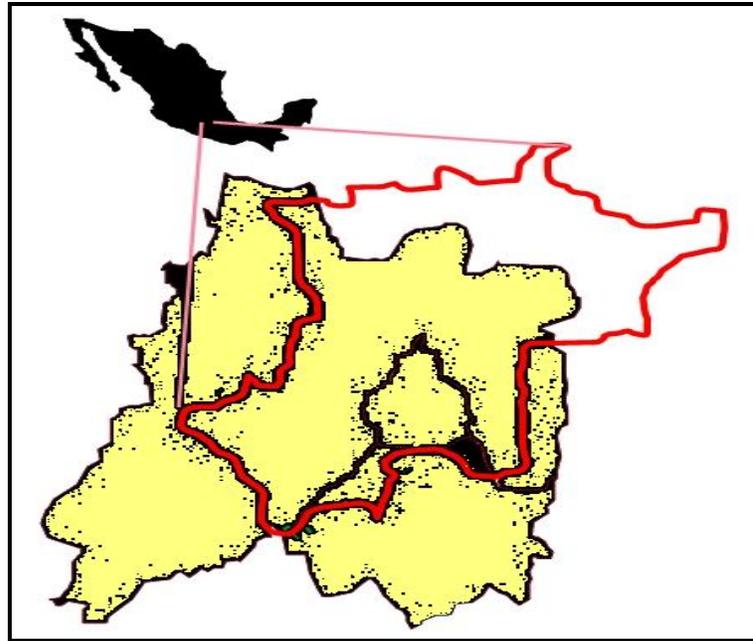


Figura 2.3 Zona Metropolitana del Valle de México

2.4.1 Demanda de energía eléctrica en la ZMVM

El análisis de la demanda bruta por área operativa permite identificar los consumos mínimos, intermedios y máximos que se registran durante ciertos periodos. Por ello, es relevante la magnitud de las demandas máximas en cada región operativa así como la demanda máxima coincidente en el **Sistema Eléctrico Nacional**.

En 2008 el Área que registró el mayor incremento respecto al año anterior en la demanda máxima fue la Occidental con 8.5%. Asimismo, durante el periodo 1998-2008 las Áreas Baja California Sur y Peninsular presentaron los mayores crecimientos anuales en promedio, con 6.5% y 5.5%, respectivamente. El Área que mantiene las demandas máximas se presentan en las regiones Central, Occidental y Noreste, debido a las concentraciones urbanas e industriales ubicadas en estas Áreas. En la tabla 2.1 se muestra la demanda bruta del **Área Central**.

Considerando que la ZMVM demanda el 90 % del **Área Central**, la demanda máxima de la ZMVM es de 7591.5 (MW), demanda base 5372.4 (MW), demanda promedio 4088.7 (MW) para el año 2008.

Tabla 2.1 Demanda bruta, Área Central, 2004-2008 (MW)

Área	Carga	2004	2005	2006	2007	2008
Central	Máxima	8,047	8,287	8,419	8,606	8,435
	Base	5,394	5,608	5,767	5,931	5,969
	Promedio	4,049	4,262	4,371	4,505	4,543

Las zonas con alta densidad de carga, están creciendo y ampliando su cobertura así como la demanda de energía eléctrica. Particularmente, las subestaciones Santa Cruz y La Paz se encuentran prácticamente rodeadas por la urbanización de la zona comprometiendo su capacidad de expansión en la tensión de 400 kV al no haber nuevos espacios o terrenos donde se pueda proyectar nuevas líneas que refuercen el enlace. (Figura 2.4)

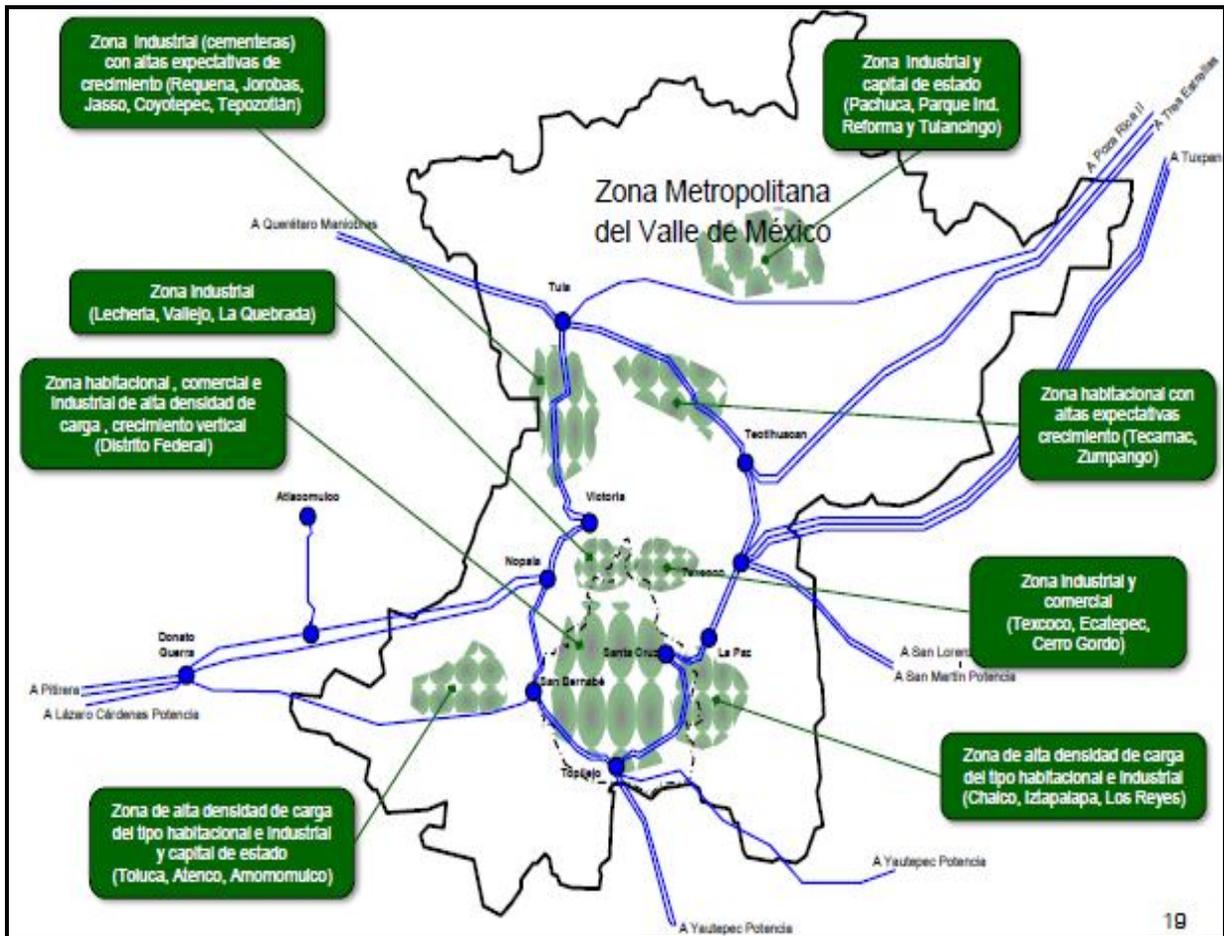


Figura 2.4 Zonas con alta densidad de carga.

2.4.2 Generación aportada por la CFE al Área Central.

Los enlaces externos consisten en 16 líneas de 400 kV y 5 de 230 kV, que provienen de fuentes de generación lejanas con distancias mayores a 200 km.

Fundamentalmente los puntos lejanos de generación que suministran energía hacia el área central, a través de los enlaces existentes son:

- *Área Occidental*, zona Lázaro Cárdenas con las centrales Petacalco, Villita e Infiernillo. (1600 MW)
- *Región Sureste*, con las centrales del sistema Hidroeléctrico Chicoasen, Malpaso, Angostura y Peñitas. (1800 MW)
- *Región Oriente*, con las centrales Tuxpan y Tres Estrellas (3500 MW)
- *Región Huasteca*, con la central Tamazunchale (1350 MW)

Sumando estas aportaciones de potencia, el total es de 8250 MW, que es inferior a la demanda máxima. Debido a que estos puntos de generación hacia el centro de carga se encuentran distantes, el área central tiene una característica eléctrica en la cual se podrían presentar problemas de colapso de tensión, para ilustrar esto, en la figura 2.5 se muestra la curva potencia contra tensión en la subestación Santa Cruz en tres escenarios posibles:

1.- Caso Base (con generación distribuida)

- 2.- Sin Compensador Estático de Potencia Reactiva en la Subestación Topilejo
- 3.- Sin el enlace entre las subestaciones Texcoco y La Paz.

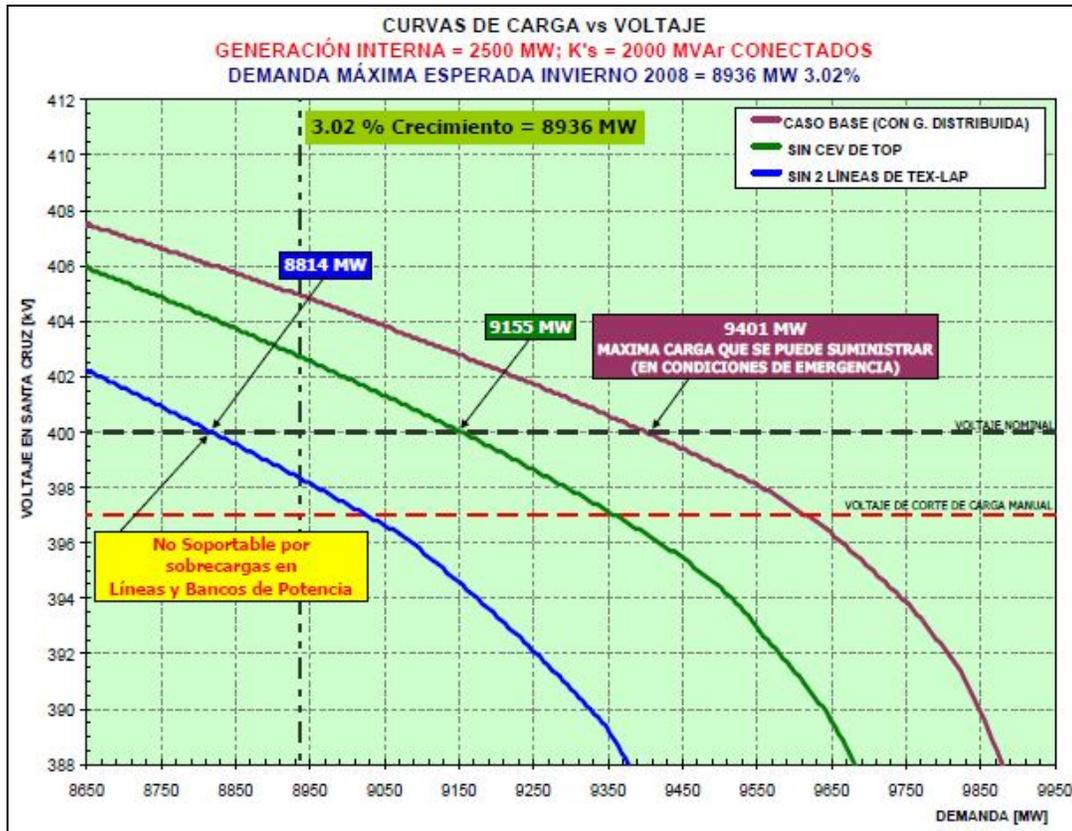


Figura 2.5 Al aumentar la carga, la tensión disminuye.

Como se puede observar, existe el riesgo de una caída de tensión no tolerable por el Sistema Eléctrico, en situaciones donde la demanda es máxima.

Los dos centros de generación importantes en la ZMVM son la Central Termoeléctrica Tula y la Central Termoeléctrica Valle de México. Dada la relación de generación contra demanda, la ZMVM es considerada como deficitaria en generación, lo que implica la necesidad de inversión en infraestructura de generación ó refuerzos de transmisión y compensación.

Como parte de los refuerzos en la transmisión de potencia eléctrica, en la zona metropolitana del Valle de México, se expone en esta tesis, como una opción, un sistema subterráneo de cables de extra alta tensión en 400 kV, entre las subestaciones Santa Cruz y La Paz, el cual consistiría en dos circuitos trifásico, instalado en galería o túnel entre dos subestaciones de potencia. Lo anterior debido a que los circuitos aéreos actuales, pueden no soportar las demandas máximas presentes o futuras.

2.5 La Red Troncal de 400 kV.

Las fuentes de generación lejana y cercana para la zona central, se conectan por medio de una red en anillo de doble circuito en 400 kV. Se cuenta con 16 bancos de autotransformadores de 400/230/10 kV, 330 MVA cada uno, instalados en las subestaciones, **Santa Cruz**, Victoria, San Bernabé, **La Paz** y Teotihuacán, que junto con las subestaciones Nopala, Texcoco, Topilejo y Tula, son el enlace entre líneas fuente de 400 kV

CAPÍTULO 2

En la red de 400 kV se utilizan los bancos de autotransformadores de 400/230/10 kV, conectados en estrella / estrella con el devanado terciario conectado en delta aislada. Adicionalmente para la regulación dinámica de tensión se cuenta con Compensadores Estáticos de Potencia reactiva (CEV) ubicados en las subestaciones de Texcoco, Nopala, Topilejo (-90, + 300 MVar cada uno) y Cerro Gordo (-75, + 300 MVar).

Como parte de los diagnósticos del Sistema Eléctrico del anillo de 400 kV, en la tabla 2.2, se ilustra la cargabilidad de las diferentes subestaciones de la ZMVM, destacando la subestación Texcoco con una cargabilidad del 103% por lo que se debe considerar reforzar ese nodo, como se ilustra en la figura 2.6. Seguido de ese nodo, están las subestaciones La Paz y Santa Cruz, las cuales incrementarán la cargabilidad.

Tabla 2.2 Cargabilidad en bancos 400/230 kV de la zona metropolitana.

SUBESTACIÓN	No. DE BANCOS	MVA POR BANCO	% CARGABILIDAD	
			CONDICION BASE	PRIMERA CONTINGENCIA
LA PAZ	3	330	56	66
SANTA CRUZ	4	330	67	77
VICTORIA	3	330	52	62
SAN BERNABE	3	330	60	71
TEOTIHUACAN	3	330	75	92
NOPALA	3	378	70	85
TEXCOCO	3	375	85	103
TOPILEJO	2	330	69	87
TULA	2	378	13	62

Como parte de las obras de modernización y actualización de la infraestructura eléctrica, en el Programa de Obras del Sector Eléctrico (POISE) se contempla la construcción de una línea aérea de 400 kV, que es una derivación de la línea proveniente de Tuxpan hacia la subestación La Paz y evitar que la subestación Texcoco presente esos niveles de cargabilidad. En la figura 2.6 se ilustra esta nueva línea de transmisión.

Como se ilustra en las figuras 2.4 y 2.6, es posible proyectar nuevas líneas de transmisión en zonas que no se consideran con alta densidad de carga. El enlace entre las subestaciones La Paz y Santa Cruz, es el enlace entre dos regiones de generación (sureste y oriente), por lo que es un enlace importante, la modernización u actualización de este enlace y dada la condición de estar en un área poblada de la zona metropolitana, un sistema subterráneo es una buena opción, la experiencia de otros países, así lo demuestran.

2.6 Las Subestaciones de La Paz y Santa Cruz



Figura 2.6 Ruta de la línea aérea 400 kV entre las subestaciones Santa Cruz y La Paz. Longitud aproximada: 11 Kilómetros.

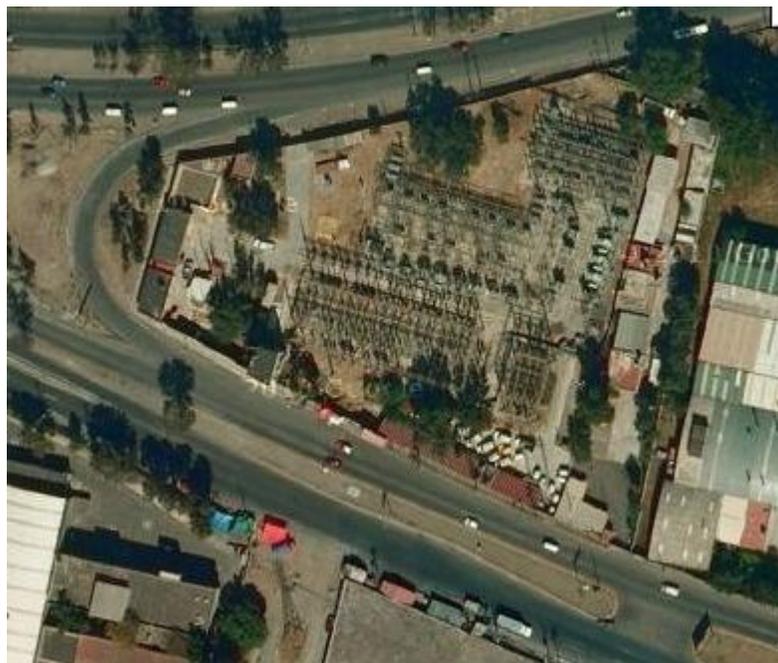


Figura 2.7 Vista aérea de la subestación La Paz



Figura 2.8 Vista aérea de la subestación Santa Cruz.

2.6.1 El Derecho de Vía

Se define el Derecho de Vía como una franja de terreno que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el central longitudinal de las estructuras o con el del trazo topográfico.

Los objetivos del derecho de vía son: disponer del área bajo las líneas, que permita su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del servicio público eléctrico; facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias; proporcionar la seguridad necesaria a los residentes que se ubiquen en la vecindad de los conductores, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una tensión eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

En la tabla 2.3 se muestran las características de las líneas aéreas y su ancho de vía para zonas urbanas y se ilustra en la figura 2.9 los conceptos del derecho de vía.

Tabla 2.3

Tensión nominal entre fases (kV)	Número de circuitos	Tipo de estructura	Conductor ASCR KCM	Claro base (m)	Flecha final a 16 °C (m)	Longitud de la cadena de aisladores (m)	Distancia de fase extrema Al eje de la estructura (m)	Separación Mínima horizontal	Ancho del derecho de vía (m)
400	2	PATS – 22	2x 1113	175	5,10	3,90	7,15	4,004)	26,5
230	1	PATS – 2	900	125	2,65	2,80	4,15	3,20	18
230	2	P A – S	1113	225	7,05	2,55	3,90	3,20	21
230	2	P A – S	1113	225	7,05	5)	3,40	3,20	17
138	2	P A. 2S. 138S	477	100	3,12	1,57	2,45	2,40	13
115	1	P A S. 115P	477	100	3,12	6)	7)	2,30	7,5

El derecho de vía se puede aprovechar, para realizar la obra civil y las maniobras pertinentes en la implementación de cables subterráneos de potencia, así como respetar el mismo trazado de las líneas aéreas para la ruta del cable subterráneo.

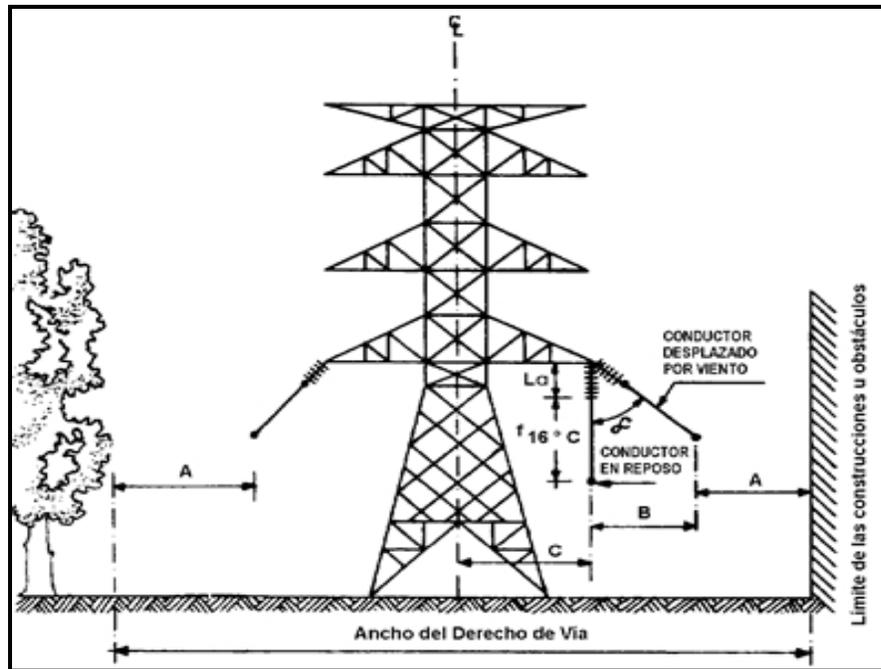


Figura 2.9

2.7 Obra civil en diversos tipos de terreno

La obra civil para la instalación de cables de potencia subterráneos depende de las condiciones del terreno donde se vaya a instalar. Las normas CFE-AT-DP, CFE-AT-C indican los tipos de terreno y el tipo de obra a realizarse para sistemas subterráneos de alta tensión. Ver tabla 2.4

Un estudio topográfico es necesario para conocer las condiciones actuales del terreno por donde pasa la línea de transmisión aérea actualmente y, por donde se trazará la ruta del cable subterráneo de potencia, cuyo espacio está delimitado por el derecho de vía, cabe destacar que el peso de un cable para 400 kV varía entre 30 y 40 kilogramos por metro, para las 3 fases entre 90 y 120 kilogramos por metro, sin contar herrajes y medios de sujeción.

Durante los trabajos previos a la construcción de la línea se debe cotejar el censo detallado de todas las instalaciones subterráneas existentes en todo el trazo del proyecto de la línea; con el objeto de detectar si existió alguna modificación u omisión al proyecto de diseño en el lapso comprendido entre el censo de instalaciones y la ejecución de este.

Tabla 2.4

TIPO DE TERRENO	CONSIDERACIONES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA CIVIL
I.- TERRENO BLANDO Y NORMAL	Se puede utilizar como relleno, retirando únicamente las capas con contenido orgánico para evitar la expansión del relleno.

II.- DURO Y ROCOSO	Para utilizar este material como relleno, es necesario eliminar las rocas con tamaños mayores a ¾”, y eliminar las capas con contenido orgánico.
III.- PIEDRA	Este material no se debe utilizar como relleno, a menos que la excavación se efectúe con zanjadora, la cual deja un material de grano fino propicio para la compactación, en caso contrario se utilizará material de banco para los rellenos.
IV.- CON ALTO NIVEL FREÁTICO	Se puede utilizar producto de excavación que no contenga piedra en tamaños mayores a ¾” Ø y libre de contenido orgánico.
V.- NIVEL FREÁTICO MUY ALTO	Se considera terreno con nivel freático muy alto donde el agua esté a 85 cm del nivel de piso ó menos.
VI.- TERRENOS INESTABLES	Se excavará hasta encontrar estratos donde se tenga la firmeza de terreno suficiente para poder compactar, se utilizará material de banco para rellenar y compactar hasta el nivel de la instalación.

2.7.1 Instalación en galería.

Se puede instalar los cables en una galería prefabricada instalada en una zanja abierta a lo largo del trazado. Las dimensiones de una galería son típicamente del orden de 2 x 2.5 metros en cuyo interior se instalan los cables en soportes fijados a lo largo de las paredes laterales. Esta configuración permite reducir, en algunos casos, el número de circuitos necesarios con relación a la instalación directamente enterrada, para una capacidad de corriente determinada. Otra ventaja de este tipo de instalación es la posibilidad de acceder a los cables en cualquier momento a lo largo de todo el trazado para efectuar las operaciones de mantenimiento y vigilancia.

A diferencia de otro tipo de instalación común para cables de potencia, para sistemas de extra alta tensión, se esta convirtiendo en la opción más adecuada tanto en seguridad como en eficiencia térmica y eléctrica.

2.8 Estructuras de transición

Al diseñar una Transición en Alta Tensión sobre una torre o un poste metálico, es fundamental tener un criterio que pueda servir para el análisis y selección de los principales equipos y materiales que la formarán.

El diseño de la estructura será a partir del modelo eléctrico definido dentro del proyecto electromecánico y teniendo en cuenta lo siguiente los dos tipos fundamentales de estructuras.

2.8.1 Postes troncopiramidales.

Para determinar los diámetros interiores del cuerpo del poste, se debe considerar el número de cables que se alojarán en su interior, ver figura 2.10 incluyendo sus dispositivos de sujeción.



Figura 2.10 Postes de transición troncopiramidales.

Este tipo de estructuras deberán estar diseñados por el número de circuitos y el número y diámetro de los propios cables.

2.8.2 Torres.

La estructura a utilizar para la transición aérea-subterránea debe estar preparada para recibir el cable de energía con charola soportada a la torre y cubierta por placas de polietileno de alta densidad.

Las torres de alta tensión están conformadas con perfiles angulares unidos entre si con tornillos, en el diseño se debe cuidar el no sobrepasar los valores de diseño para las cargas verticales que pueda soportar, estas cargas se refieren al peso de los cables, equipos e hilos de guarda, con sus herrajes y accesorios.

Se recomienda sujetar los cables con yugos de Nylamid o polietileno de alta densidad a distancias convenientes para mantener su separación. Las tensiones máximas permisibles a que se deben someter los cables durante la instalación en las charolas, no debe rebasar los límites recomendados por el fabricante. De acuerdo con la disposición en la transición, dentro del diseño para la instalación de los apartarrayos debe considerarse los dispositivos de fijación. Ver figura 2.11

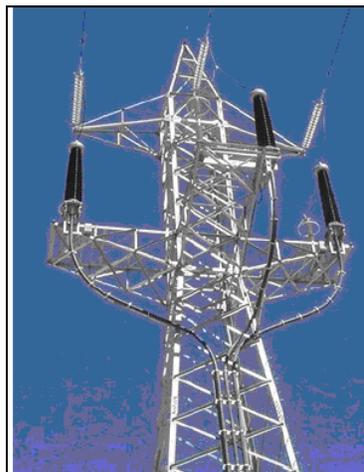


Figura 2.11 Torre de transición

2.9 Accesorios.

La instalación de un sistema de cables de potencia, requiere de múltiples accesorios, independientemente del tipo de instalación, son tres los elementos básicos a instalar:

- 1) cable de potencia (en el capítulo 3 se hace referencia al cable de potencia)
- 2) empalmes
- 3) terminales.

Como parte de la instalación de cables en la distribución de energía eléctrica se encuentran los accesorios, éstos harán posible efectuar las transiciones entre líneas de distribución aéreas a subterráneas; de cable a equipo (ya sean transformadores, interruptores, seccionadores, etc.), o simplemente entre dos cables.

Ya que los accesorios formarán parte de la misma red de distribución que los cables y equipo periférico, y dada la importancia que tiene la continuidad del servicio, los accesorios deben estar diseñados, fabricados e instalados haciendo uso de tecnología y calidad suficientes para asegurar un largo periodo de vida con el mínimo de problemas.

2.9.1 Empalmes.

Por definición se entiende por empalme: "La conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de una misma cubierta o carcasa".

La confiabilidad de un empalme para cables con aislamiento extruido o laminar (papel) depende de varios factores, entre los que destacan: la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación. La selección de los materiales debe estar apoyada en pruebas de evaluación para incorporarlos a la geometría del diseño y hacer que los esfuerzos dieléctricos presentes sean de magnitudes tolerables. Es necesario que en el diseño de empalmes se considere que los materiales utilizados deben ser compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirá, y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable.

Los empalmes deben ser diseñados y fabricados para garantizar una adecuada conexión de todos los elementos que constituyen el cable de potencia sin sufrir deformaciones y sin alterar sus propiedades mecánicas y eléctricas de funcionamiento.

Hay tres tipos específicos de empalmes en función del material a emplear para el aislamiento externo, a continuación se presentan los contemplados por Comisión Federal de Electricidad.

a) Premoldeados

El empalme premoldeado está hecho de materiales aislantes y semiconductores a altas tensiones, la conexión de los conductores puede ser por compresión, soldable o incluso roscado. Tiene excelentes características eléctricas, mecánicas y térmicas; su cubierta asegura una perfecta protección del empalme. En la figura 2.15 se ilustran los empalmes premoldeados, también se conocen como empalmes prearmados, la tecnología empleada es propiedad de cada fabricante así como de las herramientas necesarias para la instalación. Los empalmes pueden ser I) con pantalla interrumpida o II) sin pantalla interrumpida. La selección de éstos depende del tipo de conexión de pantallas que se vaya a instalar.

I) **Con pantalla Interrumpida**

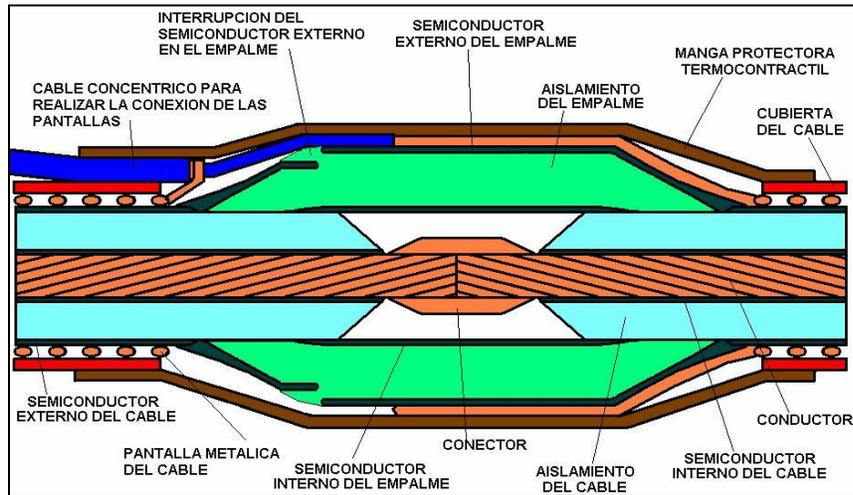


Figura 2.12 Detalle empalme con pantalla interrumpida.

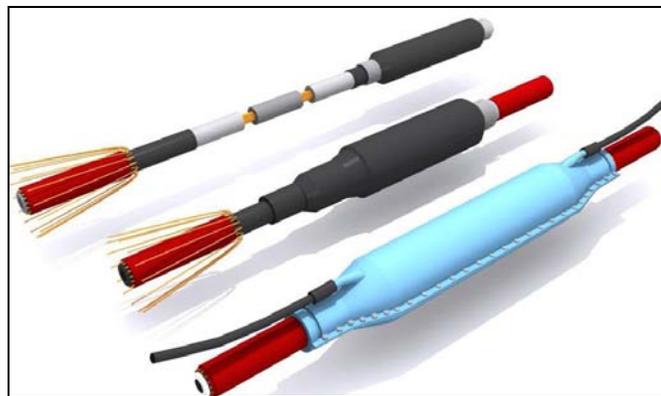


Figura 2.13 Empalme con pantalla interrumpida

II) **Sin pantalla interrumpida.**



Figura 2.14 Empalme sin pantalla interrumpida

b) Termotactil

En este tipo de empalme los elementos reconstituyentes de la pantalla semiconductora sobre conductor, del aislamiento y de la pantalla semiconductora sobre aislamiento se aplican mediante el proceso conocido como termocontracción. Posteriormente se restituye la pantalla metálica y se aplica

mediante termocontracción el elemento que reconstruye la cubierta exterior del cable. Este tipo de empalmes son más utilizados en sistemas de baja y media tensión.

c) Contráctil en frío

Estos empalmes restituyen la pantalla semiconductora sobre conductor, el aislamiento y la pantalla semiconductora sobre conductor, aplicando los elementos reconstitutivos al retirar el cuerpo del empalme previamente.

A continuación se ilustran los empalmes premoldeados del fabricante NTK para tensiones de 72.5 a 420 kV

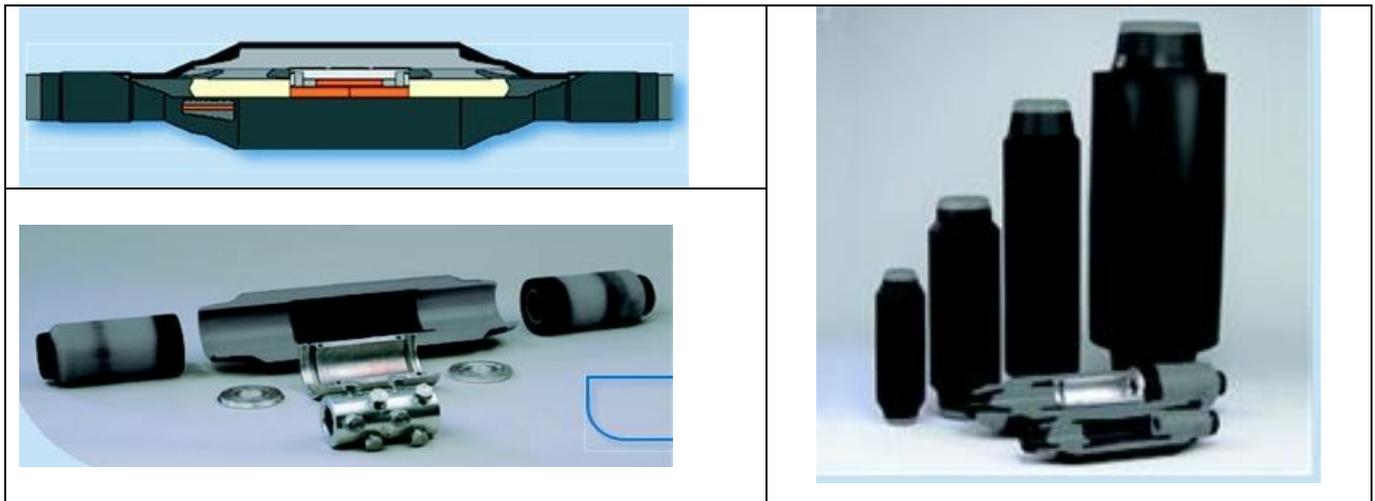


Figura 2.15 Empalmes premoldeados NTK 72.5 a 420 kV

Tabla 2.5 Características Técnicas empalmes de NTK de 72.5 a 420 kV

Características Técnicas							
Tensión máxima Um	kV	72.5	145	170	245	300	420
Tensión de impulso por rayo	kV	350	650	750	1050	1050	1425
Conductor Cu/Al máximo	mm²	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Longitud (aprox.)	mm	1000	1200	1500	1500	1700	1900

2.9.2 Determinación de la distancia máxima entre empalmes.

Para determinar la longitud máxima entre empalmes se consideran los siguientes parámetros:

1) La trayectoria de la línea, teniendo en cuenta los cambios de dirección tanto verticales como horizontales. Se deben tomar en cuenta las presiones laterales máximas de jalado de los cables.

2) El material del conducto y el tipo de lubricante que se utilizarán en la instalación, debido a que variará el coeficiente de fricción para cada caso. Así como en el inciso anterior se tomará en cuenta las tensiones máximas de jalado.

Tomando como referencia el catálogo “XLPE Cable Systems User’s guide”, de ABB, la tensión de jalado máximo permitido es de 70 N/mm² o 7 kg/mm².

3) La correcta selección del lubricante a emplear permite optimizar el número de registros a emplear por lo que su empleo se debe considerar desde la elaboración del proyecto.

4) El tipo de aterrizamiento de pantallas, considerando que en ningún momento la tensión inducida en el extremo de la pantalla será superior a 55 Volts según la NOM-001-2005.

Se propone como distancia máxima entre empalmes 1 kilómetro, ya que las dimensiones de la bobina en el cual se transporta el cable con ésta longitud, permite una buena maniobrabilidad. A continuación se muestran las características de la bobina donde se transportan los cables por parte del fabricante ABB para cables de 400 kV. Ver tabla 2.6

Tabla 2.6

Sección transversal del conductor (mm)	Diámetro externo del conductor (mm)	Longitud del cable (m)	Peso (kg)	Dimensiones del bobina
2000	131	1190	4000	Alto: 4.43 (m) Ancho: 2.4 (m)
2500	142	1190	4000	
3000	148	1190	4000	

2.9.3 Terminales.

Una terminal es un dispositivo adaptado en el extremo de un cable para asegurar la conexión eléctrica con otras partes del sistema y para mantener el aislamiento hasta el punto de conexión. Se pueden encontrar tres tipos de terminales para los cables:

- Terminales para exterior, diseñados para ser instalados en el exterior de subestaciones o en apoyos o torres cuando los cables subterráneos se han de conectar a líneas aéreas. consta de un aislante de porcelana o de material compuesto instalado en un cuerpo de fundición de aluminio. El cuerpo se compone, parcialmente de material aislante, lo que proporciona el aislamiento de la instalación.
- Terminales GIS o SF6 cuando la instalación acaba en una conexión a una subestación blindada. Este tipo de terminales son requeridos para la conexión en las cámaras GIS de SF6.
- Terminal inmerso en aceite Los terminales inmersos en aceite se usan en los transformadores donde se requiere que el cable finalice en un tanque montado al lado del transformador.

A continuación se presentan las terminales para exteriores y terminales para interruptores y transformadores del fabricante NTK Cables. Ver tablas 2.7 y 2.8

Tabla 2.7 Características Técnicas, terminales de NTK de 72.5 a 420 kV

Características Técnicas							
Tensión máxima Um	kV	145	170	245	300	420	550
Tensión de impulso por rayo	kV	650	750	1050	1050	1425	1550
Conductor Cu/Al máximo	mm ²	2500	2500	2500	2500	2500	2500
Longitud (aprox.)	mm	1900	2100	2800	3200	4200	5000

Tabla 2.8 Terminales para exteriores de NTK de 72.5 a 420 kV

<p>Terminal para exteriores con aislador de porcelana</p>	<p>Este tipo de terminal cubre el rango de tensiones de 72,5 kV a 420 kV. Está disponible para los cables de presión de gas, cables en aceite y para los cables de XLPE. Se han usado durante muchos años con un amplio historial de servicio satisfactorio. El aislador puede proporcionarse en color marrón o gris.</p> <p>La protección con “spark gaps” o cuernos de arqueo están disponibles como opcionales.</p>	
<p>Terminal para exteriores con aislamiento de Composite</p>	<p>Este tipo de terminal esta disponible para cables XLPE. El diseño básico es idéntico al de la terminal de porcelana., sin embargo es mucho más ligero. Esta es una ventaja tanto para las maniobras y equipo de elevación como de las estructuras de soporte, como por ejemplos torres de líneas aéreas</p>	
<p>Terminal para exteriores tipo seco</p>	<p>La terminal tipo seco para cables XLPE esta completamente libre de cualquier líquido o gas de relleno. Aparte del aspecto ambiental, el diseño en seco tiene como ventaja una fácil instalación y no requiere equipo de relleno, por lo que es más económica su instalación.</p>	

Terminales para interruptores y transformadores.

Las diferentes versiones de las terminales para interruptores y transformadores, son diseñados para tensiones de operación de hasta 550 kV.

Las terminales cumplen con los estándares, las especificaciones y dimensiones, estipuladas por la norma IEC 60859 para terminales en interruptores y EN 50299 para terminales en transformadores. Las terminales, se pueden adaptar para ajustarse a la armazón existente que no cumplan con estos estándares. Ver tabla 2.9

Tabla 2.9 Terminales para equipo en subestaciones NTK.

<p>Terminal tipo seco</p>	<p>Diseño libre de cualquier líquido o fluido.</p> <p>Fácil instalación</p>	
<p>Terminal inmerso de líquido</p>	<p>Esta terminal esta equipada con un aislante de resina de epoxy. Así como en las terminales para exteriores, el mismo cono de alivio prefabricado esta hecho de goma de silicon.</p> <p>También en este caso, en el interior del aislamiento esta relleno con aceite de silicona. La resina aislante epoxy esta moldeado en una sola pieza con un anillo aislante en el fondo.</p> <p>De esta forma es posible aislar la pantalla metálica de tierra. Esto permite un tamaño reducido y la posibilidad de instarse en espacios confinados.</p>	

2.9.4 Bahías.

El arreglo de bahías de subestaciones debe considerar los valores de diseño para las cargas verticales y horizontales a que se someterá la estructura. Se debe colocar el apartarrayo lo más cerca posible de la terminal. En la figura 2.16 se ilustra la instalación típica del conjunto terminal, apartarrayos y cable de potencia. La selección del tipo de terminal esta en función del tipo de cable y de las condiciones donde se vaya a instalar (dentro o fuera de una subestación o en una zona de transición)

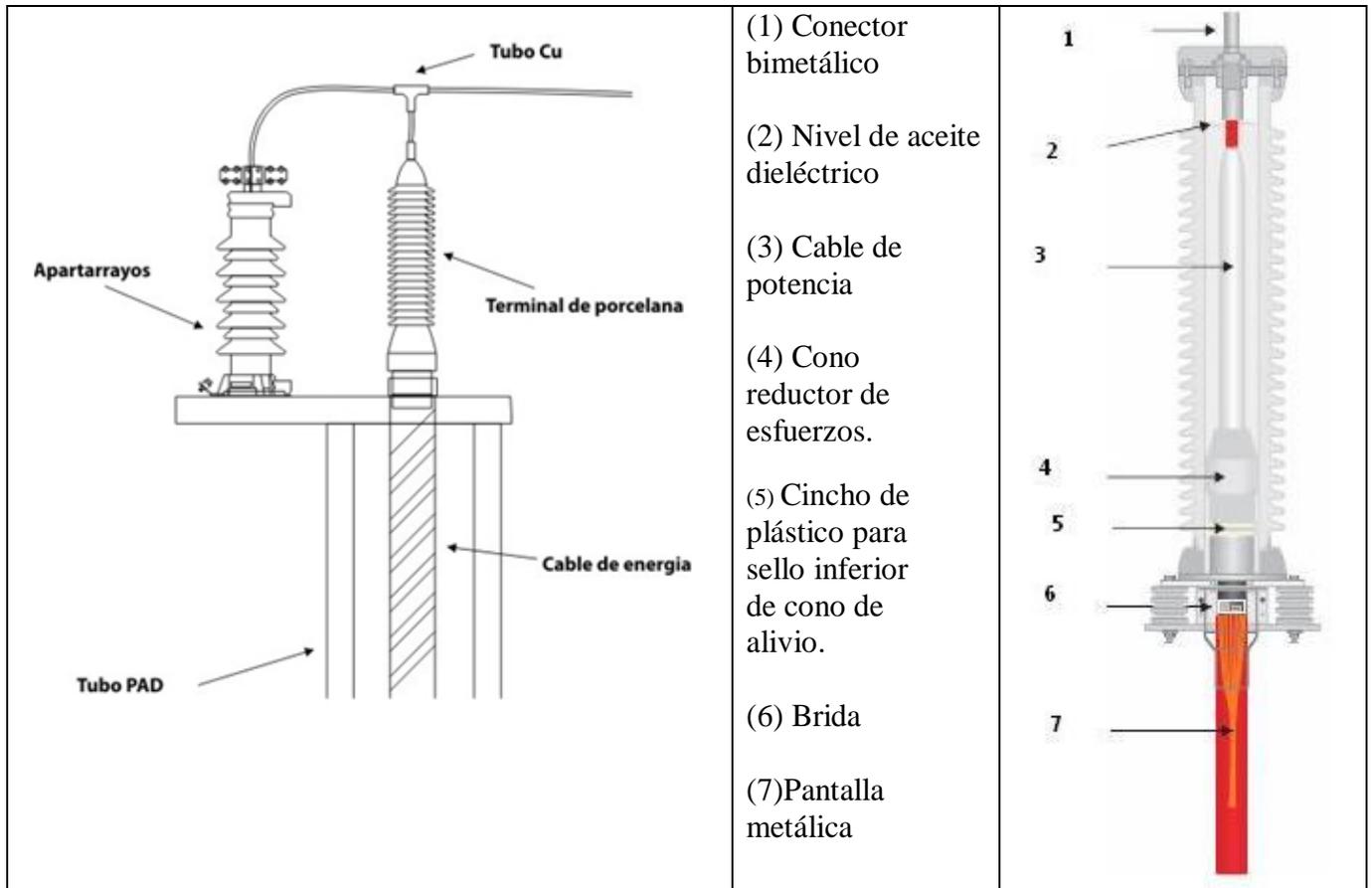


Figura 2.16 Instalación típica de una Bahía

2.9.5 Apartarrayos

Los apartarrayos deben estar diseñados para las tensiones requeridas en el proyecto. Los conectores terminales deben estar diseñados para recibir los cables conductores y de aterrizaje establecidos en el proyecto de línea. Para el diseño y fabricación del apartarrayo debe considerarse que será de CLASE III de acuerdo a la norma NRF-003-CFE “Apartarrayos de Óxidos Metálicos para Subestaciones”.

Es importante tomar en cuenta que para la selección de terminales y apartarrayos en transiciones de alta tensión en lugares de alta contaminación salina ó industrial la distancia de aislamiento para las corrientes de fuga será mayor que las que se instalen en los lugares en los que no exista contaminación.

CAPÍTULO 3

CONCEPTOS GENERALES DE CABLES SUBTERRÁNEOS

3.1 Definición de cable subterráneo

La función primordial de un cable de potencia aislado es la de transmitir potencia eléctrica a una intensidad de corriente y tensión preestablecidas durante cierto tiempo. Es por ello que sus elementos constitutivos primordiales deben de estar diseñados para soportar el efecto producido por estos parámetros.

El cable por su construcción podrá ser monopolar o tripolar. Los elementos constitutivos primordiales se pueden resumir en seis elementos:

1. El Conductor, por el cual fluye la corriente eléctrica.
2. La capa semiconductora sobre conductor, el cual distribuye uniformemente el campo eléctrico.
3. El Aislamiento, elemento que soporta la tensión aplicada.
4. La segunda capa semiconductora sobre el aislante, la cual confina el campo eléctrico en el aislamiento, eliminando esfuerzos tangenciales.
5. La Pantalla metálica, que cumple la función de confinar el campo eléctrico y así mismo de conductor para las corrientes de secuencia cero, en caso de corto circuito.
6. La cubierta, que es la encargada de la protección contra el ataque del tiempo y agentes externos.

Los anteriores elementos se muestran en la siguiente figura 3.1.

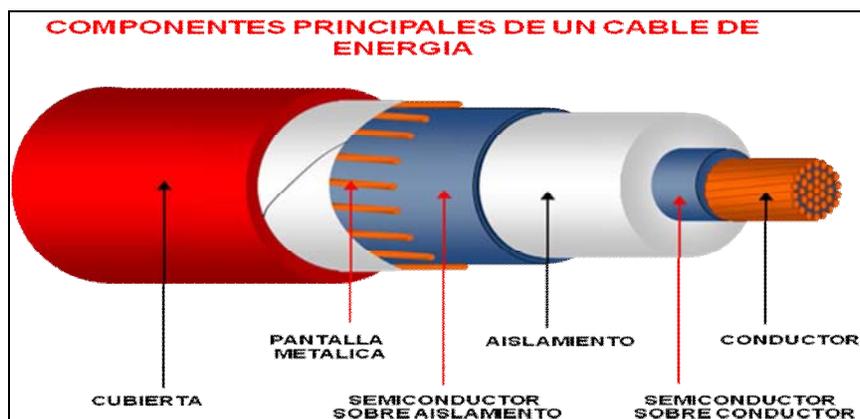


Figura 3.1 Imagen del Manual de Cables Condumex

3.2 Conductor

La principal razón para utilizar el cobre es su excelente conductividad eléctrica o, en otras palabras, su baja resistencia eléctrica. La resistencia es indeseable, produce pérdidas en forma de calor cuando el flujo eléctrico circula a través del material.

Debido a que la plata y el oro son demasiado costosos, el cobre y el aluminio son los principales materiales que se utilizan como conductores. La resistencia del aluminio es 65% más alta que la del cobre. Como resultado de esto, para conducir la misma corriente eléctrica, un cable de aluminio necesitará una sección transversal un 65% más grande que la de un cable de cobre.

CAPÍTULO 3

Además de ser menos conductivo, el aluminio es tres veces más liviano que el cobre. Como resultado de esto, el cobre y el aluminio tienen cada uno sus propias áreas de aplicación.

Para cables aéreos, el peso de los cables es el factor decisivo, por eso el aluminio es el que más se usa. Esto significa conductores más voluminosos, pero no es significativo a la hora de diseñar una línea aérea. Para cables subterráneos que transportan alta corriente, el cobre es el más comúnmente utilizado.

El aluminio puede significar un conductor de mayor área, por lo que se necesitará una mayor cantidad de material de aislamiento para rodearlo. Consecuentemente, en este caso, se prefiere a menudo el menor volumen que ofrece el cobre.

Lo fundamental de la ingeniería de cables de potencia es transmitir potencia eléctrica económica y eficientemente. La selección del material conductor, su diámetro y diseño son de gran importancia para su correcto funcionamiento, para ello se deben tomar las siguientes consideraciones:

- a) Tensión nominal entre fases y tensión máxima de operación
- b) Potencia a transmitir
- c) Pérdidas
- d) Radio de curvatura y flexibilidad
- e) Propiedades del material conductor

Las propiedades de los materiales conductores más utilizados en la industria eléctrica son el cobre y aluminio. Las propiedades del cobre y del aluminio corresponden a los valores establecidos por la International Annealed Copper Standards (IACS), estableciendo para el cobre, cobre electrolítico suave (100% IACS) y para el aluminio, aluminio del tipo 1350-H-12 (61% IACS), en la siguiente tabla 3.1 se muestran las propiedades para el cobre y aluminio de la IACS.

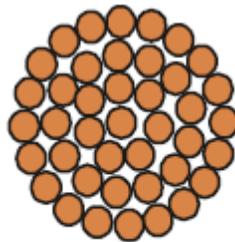
Tabla 3.1 Valores establecidos por IACS

Propiedades de los materiales Conductores		
	Cobre	Aluminio
Número atómico	29	13
Peso específico	8.89 (gr/cm ²)	2.703 (gr/cm ²)
Coefficiente de temperatura por °C a 20°C	0.00393	0.00403
Conductividad Eléctrica	100%	60.97%
Conductividad Térmica	0.93 (cal/cm ³)	0.52 (cal/cm ³)
Temperatura de fusión	1083 °C	660 °C
Coefficiente de dilatación lineal por °C	16.22x10 ⁻⁶	23.0x10 ⁻⁶
Calor específico	0.0918 cal/gr/°C	0.2299 cal/gr/°C
Resistividad Volumétrica a 20°C	0.017241 Ohms-mm ²	0.02828 Ohms-mm ²

Resistividad Eléctrica (a 20°C) ⁽¹⁾	1.7241 ($\Omega\text{-mm}^2 / 10 \text{ km}$)	2.828 ($\Omega\text{-mm}^2 / 10 \text{ km}$)
Esfuerzo de tensión, Temple duro	3870 (kg/cm^2)	1820 (kg/cm^2)
Esfuerzo de tensión, Temple suave	2,250 (kg/cm^2)	845 (kg/cm^2)
Módulo de elasticidad	1,200,000 (kg/cm^2)	702,000 (kg/cm^2)
Resistencia al corte	1,750 (kg/cm^2)	665 (kg/cm^2)
Resistencia límite de fluencia	560 (kg/cm^2)	350 (kg/cm^2)
Densidad	8.89 (g / cm^3)	2.70 (g / cm^3)

Los cables para extra alta tensión están conformados básicamente por un conductor que puede ser de cobre ó aluminio. La fabricación del conductor es de varios hilos, cuando se emplean varios hilos su forma podrá ser:

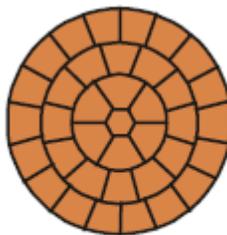
i) Cuerda redonda concéntrica normal. Está formada por hilos del mismo diámetro dispuesto en coronas concéntricas, como se muestra en la figura 3.2.



Concéntrico

Figura 3.2

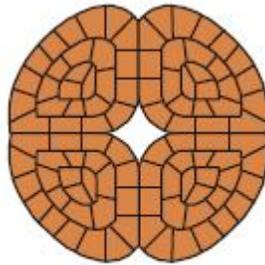
ii) Cuerda redonda compacta. Similar a la anterior, con la diferencia de que en su construcción se pasa por un dado reductor forzando a que los hilos se deformen llenando los vacíos llegando a obtenerse una reducción del diámetro de aproximadamente 8%, como se muestra en la figura 3.3



Compacto

Figura 3.3

iii) Cuerda segmental. Se utiliza en cables de energía superiores a los 1250 KCM con objeto de reducir las pérdidas por efecto piel. Los segmentos generalmente son 4 o 6 y van aislados de forma alternada, como se muestra en la figura 3.4.



segmental

Figura 3.4

Para el caso de cables de Extra Alta Tensión, la construcción del conductor es segmental tipo “Milliken” con capas semiconductoras entre los segmentos para reducir el efecto piel y mejorar la capacidad de transmitir corriente. Este tipo de conductor permite que el diámetro total del cable se disminuya en comparación con los otros tipos de conductor.

3.2.1 Capa semiconductoras sobre conductor

Es una capa de co-polímero de etileno utilizada como interfaz entre el conductor y el aislante. La capa semiconductoras sobre el conductor y el aislamiento se aplican en un solo paso de triple extrusión, siendo el material semiconductor compatible con el material del aislamiento. Los co-polímeros de etileno contienen cantidades de carbón negro que provee de propiedades de conducción. Estos co-polímeros son considerados como “portadores”, pero estos “portadores” poseen propiedades de adhesión controlada en el aislamiento. Esto se usa como un material conductor disperso por toda la interfaz del conductor y el aislamiento.

En un cable típico de potencia, dos capas de material semiconductor rodean el núcleo metálico. La primera capa directamente colocada alrededor del conductor tiene los siguientes propósitos:

1. La de distribuir uniformemente el campo eléctrico alrededor del conductor.
2. La de prevenir la formación de huecos ionizados en el conductor.
3. El amortiguar los impulsos de corriente que viajan sobre la superficie del conductor.

3.3 Aislamiento

Un aislante es un material que se resiste al flujo de carga eléctrica. La utilización de aislantes del tipo seco ha incrementado su uso a nivel mundial sobre los de papel impregnado en aceite o tipo tubo enfriados y aislados con aceite, los materiales aislantes son compuestos a base de polímeros ya sean termofijos o termoestables. Un aislante termoestable, tiene la propiedad de soportar 90° C en régimen permanente y 250 °C en cortocircuito. Los más comunes son el polietileno de cadena entrecruzada (XLPE), etileno-propileno (EPR), poliolefinas y siliconas.

El aislamiento con XLPE es un material aislante de polietileno de cadena entrecruzada que tiene buenas propiedades mecánicas, eléctricas y térmicas que lo hace el material más adecuado para cables de Alta y Extra Alta Tensión. El XLPE tiene una alta resistencia de aislamiento y una baja constante dieléctrica.

El XLPE también llamado polietileno vulcanizado, se obtiene mediante la adición de un peróxido, que a temperatura elevada del proceso de vulcanización o extrusión, reacciona con el polietileno, produciendo la liga de las cadenas moleculares del polietileno. En la figura 3.5 se muestra un gráfico comparativo de los diversos materiales aislantes contra la vida útil de los mismos.

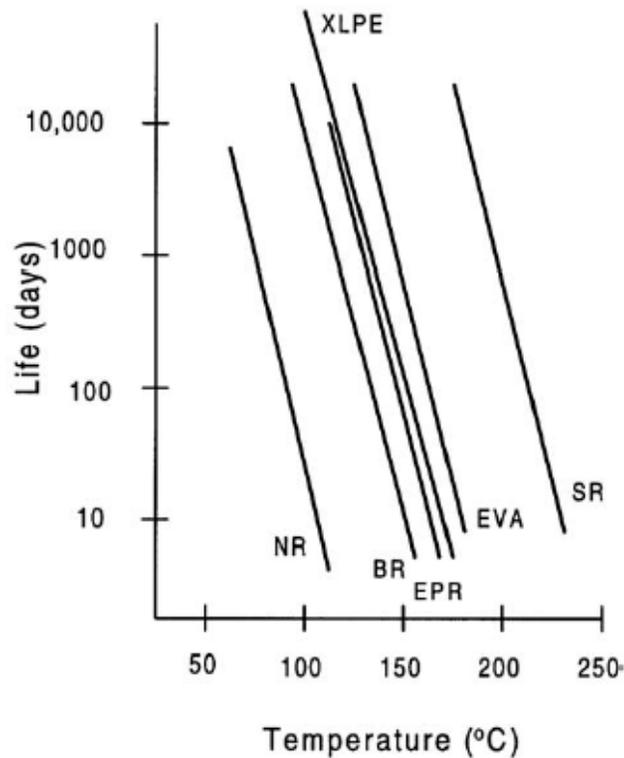


FIGURE 4.38 Life vs. temperature for different insulating materials.

Figura 3.5 Grafico de Temperatura contra días de vida útil.

Los cables con aislamiento extruido para alta tensión (HV) y de extra alta Tensión (EHV) constituyen un factor importante en la transmisión de alta tensión y su uso está creciendo en todo el mundo. Puesto que el aislamiento se obtiene mediante polietileno diseñado especialmente, estos cables presentan *pérdidas dieléctricas muy bajas*. Además, debido al proceso de extrusión triple, poseen excelentes características de envejecimiento térmico y mecánico, así como mayores temperaturas de operación permisibles que los cables con aislamiento de papel/aceite.

A pesar de que los cables de alta tensión y extra alta tensión están compuestos de numerosas capas, las áreas clave a considerar para el rendimiento eléctrico son el aislamiento y las capas semiconductoras utilizados en el núcleo de los cables. El aislamiento debe estar lo suficientemente limpio, para esto los fabricantes denominan los compuestos de fabricación como superlimpios y super tersos para reducir las irregularidades internas de los materiales, a fin de presentar excelentes propiedades eléctricas para el cable, como el *factor de disipación* y la *rigidez dieléctrica*.

El proceso de envejecimiento de un cable de energía es consecuencia, de las reacciones químicas del aislante y este proceso se ve afectado por diversos mecanismos de deterioro dentro del aislante, los cuales son:

- Arborescencias acuosas (water trees)
- Descargas parciales en cavidades
- Arborescencias eléctricas (electrical trees)

Cuando un cable está instalado y operando a la tensión nominal, este envejecimiento transcurre al pasar de los años, dependiendo del uso y de las condiciones de su instalación, el tiempo transcurrido puede variar, a continuación se ilustra un proceso de envejecimiento sin la presencia de defectos de fabricación. Fig. 3.6

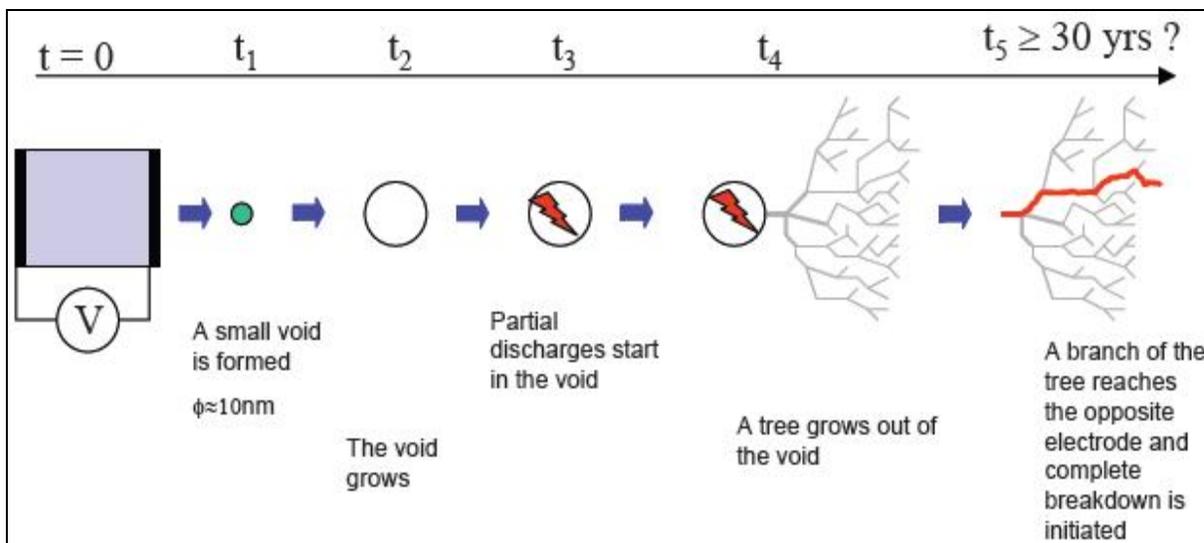


Figura 3.6. Proceso de envejecimiento de un cable con aislamiento extruido.

Para alargar la vida útil de los cables de energía, cada fabricante presenta capas extras con el fin de evitar el deterioro debido a la presencia de arborescencias. Estas capas extras son barreras mecánicas contra la humedad y agentes externos como el azufre que deterioren el aislante. En el proceso de vulcanización o extrusión, también se añaden químicos retardantes de arborescencias acuosas (Tree Retardant). El diseño de los cables de potencia debe presentar óptimos rendimientos, eléctricos, térmicos y mecánicos por lo que su diseño sigue en continuo desarrollo para tener cables mas eficientes y durables. En la fig. 3.7 se presenta el diseño de cable de potencia por parte de CONDUMEX.

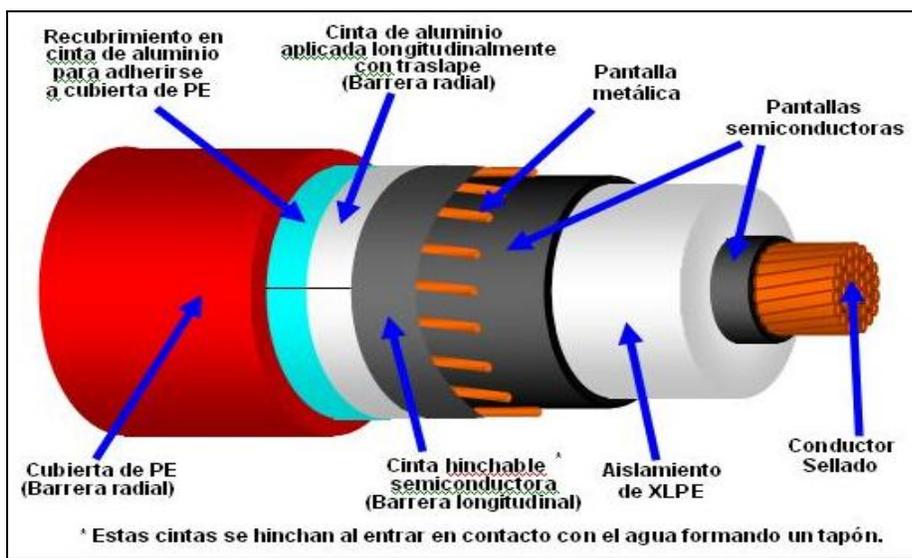


Figura 3.7

3.3.1 Niveles de aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo a la tensión de operación según el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema, los niveles de aislamiento se clasifican en tres categorías, que son las siguientes:

Categoría I. Nivel 100%

Quedan incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro conectado sólidamente a tierra, y puede también aplicarse a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva (X_0/X_1) no esté en el intervalo de -1 a -40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

Categoría II. Nivel 133%

Anteriormente en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133% se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

Categoría III. Nivel 173%

Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud. Los espesores de aislamiento y las tensiones de prueba para esta categoría no están normalizados, por lo que se deberá consultar con el fabricante para evaluar cada caso en particular.

En el Sistema Eléctrico Nacional, para las líneas de transmisión de 230 kV y 400 kV, existen esquemas de protección por medio de relevadores, digitales o microprocesados en la mayoría de los casos, por lo que el nivel de aislamiento para líneas de 230 kV y 400 kV, los cables deben ser con un nivel de aislamiento del 100%. Este requerimiento está contemplado en la especificación **CFE E0000-28** "Cables de Energía Monopolares con Aislamiento Sintético para Tensiones de 150 kV hasta 500 kV".

3.3.2 Segunda capa semiconductora sobre aislante.

La segunda capa de material semiconductor está colocada alrededor de la primera capa de aislamiento (XLPE) y cumple con los siguientes propósitos:

1. La de reducir la tensión en la superficie a cero.
2. La de confinar el campo eléctrico en el aislamiento, eliminando esfuerzos tangenciales.
3. La de permitir una trayectoria directa de las corrientes de corto circuito si la pantalla está conectada sólidamente a tierra.

3.3.3 Cubiertas protectoras

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su tipo, aplicación y naturaleza, así como de los agentes externos mecánicos, interperismos, agentes químicos del medio, de los cuales se desea proteger el cable; la cubierta puede ser metálica o sintética. El material comúnmente usado en las cubiertas metálicas es el plomo y sus aleaciones.

Las cubiertas sintéticas pueden ser textiles, termoplásticos o termoestables. Las cubiertas termoplásticas usuales son: el PVC (cloruro de polivinilo), polietileno de alta y baja densidad (PE). Las cubiertas termoestables son el neopreno y polietileno clorosulfonado.

3.4 Pantalla metálica

La función electrostática principal de la pantalla metálica sobre aislamiento es confinar al campo eléctrico al interior del aislamiento, es decir que no exista diferencia de potencial con respecto a tierra en la superficie exterior del cable.

La pantalla metálica debe operar todo el tiempo cerca de, o al potencial de tierra. La pantalla que no tenga la conexión adecuada a tierra es más peligrosa, desde el punto de vista de la seguridad, que un cable sin pantalla. Además del peligro para quienes pudieran estar en contacto, una pantalla “flotante” puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfora la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable. En la figura 3.8 se ilustra la función de la pantalla metálica.

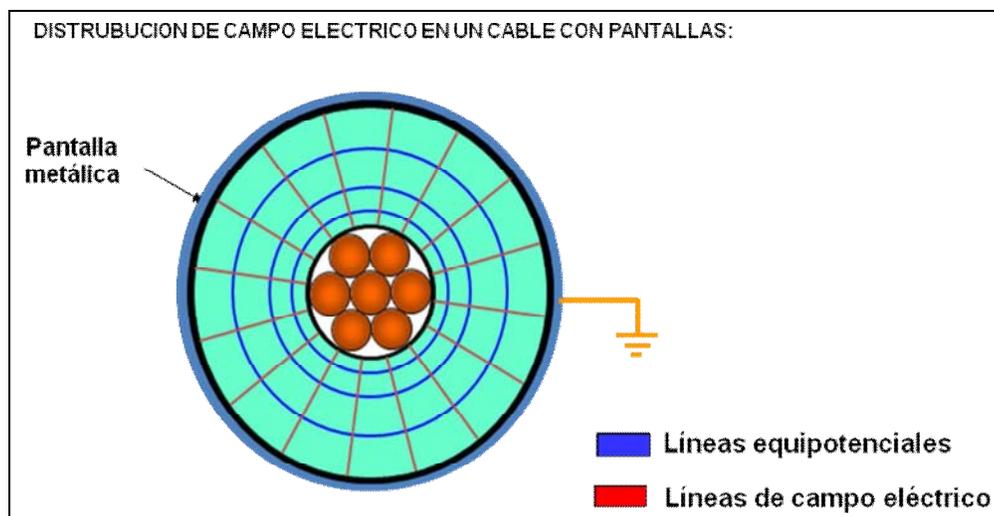


Figura. 3.8 Función de la pantalla metálica.

Los métodos de conexión de las pantallas metálicas varían dependiendo de la longitud del circuito y de si la pantalla metálica funcionara como medio de retorno de las corrientes de corto circuito. En todos los métodos de conexión de las pantallas metálicas, es en al menos un punto del circuito, la pantalla se debe conectar solidamente a tierra, quedando al potencial de tierra, lo que permite realizar su función electrostática. En el capítulo 4 se vera con mas detalle.

3.5 Características eléctricas.

Hay tres constantes principales que afectan el funcionamiento del cable en un sistema eléctrico, estas son: **resistencia, capacitancia, inductancia.**

3.5.1 Capacitancia

La propiedad de un cable que permite al conductor mantener un potencial a través de un material aislante se conoce como capacitancia. Este valor depende de la constante dieléctrica del aislante y de los diámetros del conductor y del aislante. Un cable es un capacitor distribuido, la capacitancia de un conductor, con pantalla conectada a tierra o aterrizada esta dada por los siguientes parámetros y la fórmula es la siguiente:

$$C = \frac{0.00736\epsilon}{\log_{10} \frac{D}{d}}$$

Donde:

C = capacitancia en uF por 1000 pies

ε = constante dieléctrica (k), permitividad (ε) o al SIC (Capacitancia Inductiva Especifica)

D = diámetro sobre el aislante

d = diámetro sobre el conductor.

Investigando en los catálogos de los fabricantes se encontraron las siguientes fórmulas de la capacitancia, ver tabla 3.2.

Tabla 3.2

FABRICANTE	ABB	CONDUMEX	EL-SEWEDY	BRUGG	LIBRO: ELECTRICAL POWER CABLE ENGINEERING
FORMULA	$C = \frac{\epsilon_r}{18 \text{Ln} \left(\frac{d_o}{d_i} \right)}$	$C = \frac{0.0241\epsilon_r}{\log_{10} \left(\frac{d_a}{dp} \right)} \times 10^{-6}$	$C = \frac{\epsilon_r}{18 \text{Ln} \left(\frac{d_a}{dp} \right)}$	$C = \frac{5.56\epsilon_r}{\text{Ln} \left(\frac{D}{d} \right)}$	$C = \frac{0.00736\epsilon}{\log_{10} \left(\frac{D}{d} \right)}$
UNIDADES	$\left[\frac{\text{uF}}{\text{km}} \right]$	$\left[\frac{\text{F}}{\text{km}} \right]$	$\left[\frac{\text{uF}}{\text{km}} \right]$	$\left[\frac{\text{uF}}{\text{km}} \right]$	$\left[\frac{\text{uF}}{1000 \text{feet}} \right]$

Cada fabricante especifica una ecuación para el cable que suministra, sin embargo estas ecuaciones son equivalentes entre los Sistemas Internacional de Unidades y el Sistema Inglés de Unidades, a continuación se realiza una demostración de la equivalencia de las fórmulas.

Demostración.

Partiendo de la ecuación en el sistema inglés y haciendo la conversión de pies a kilómetros queda lo siguiente:

$$C = \frac{0.00736\varepsilon}{\log_{10}\left(\frac{D}{d}\right)} \left[\frac{uF}{1000ft} \right] \left[\frac{3280.839ft}{1.0km} \right] \Rightarrow C = \frac{0.024147\varepsilon_r}{\log_{10}\left(\frac{D}{d}\right)} \left[\frac{uF}{km} \right]$$

Tomando la equivalencia de logaritmo base 10 a logaritmo natural nos queda la siguiente expresión:

$$\log_{10} a = \frac{Lna}{2.302}; \log_{10}\left(\frac{D}{d}\right) = \log_{10} D - \log_{10} d \Rightarrow \frac{LnD}{2.302} - \frac{Lnd}{2.302} = \frac{Ln\left(\frac{D}{d}\right)}{2.302}$$

$$C = \frac{0.024147\varepsilon}{2.302} \Rightarrow C = \frac{0.0555\varepsilon}{Ln\left(\frac{D}{d}\right)} \Rightarrow C = \frac{\varepsilon}{18Ln\left(\frac{D}{d}\right)};$$

Transformando el número racional a decimal nos queda la siguiente aproximación:

$\frac{1}{18} \approx 0.05555$ por lo que la equivalencia entre las fórmulas es en base al sistema de unidades y prefijos de las unidades.

3.5.1.1 Constante dieléctrica (ε), Permitividad, SIC.

La constante dieléctrica, permitividad relativa, y capacitancia inductiva específica (SIC), significan lo mismo. Estos términos son la relación entre la permitividad absoluta de un material dieléctrico y de la permitividad del vacío. El símbolo de la permitividad es ε (épsilon). Dicho de otra forma, estos términos se refieren a la relación entre la capacitancia de un aislante con un espesor dado (C) y la capacitancia del mismo capacitor aislado al vacío (C_0).

$$\xi = \frac{C}{C_0}$$

A continuación se muestran algunos materiales aislantes con sus valores de constante dieléctrica.

Tabla 3.3

PERMITIVIDAD, CONSTANTE DIELECTRICA, Y INDUCTANCIA CAPACITIVA ESPECÍFICA (SIC)		
MATERIAL	RANGO DE VALORES	VALOR TIPICO
HULE	3.0 - 4.5	3.2
PVC	3.4 - 10	6.0
PAPEL IMPREGNADO	3.3 - 3.7	3.5
CAUCHO NATURAL	2.7 - 7.0	3.5
HMWPE	2.1 - 2.6	2.2
XLPE O TR-XLPE	2.1 - 2.6	2.3
XLPE	3.5 - 6.0	4.5
EPR	2.5 - 3.5	3.0
GOMA DE SILICON	2.9-6.0	4.0

CAPÍTULO 3

El valor real de la constante dieléctrica está dado por cada fabricante, debido al proceso de construcción que cada uno emplee, en los catálogos de cables de potencia se indica el valor de la constante dieléctrica.

3.5.1.2 Corriente de carga en CA

Un cable de potencia con la pantalla conectada a tierra, se convierte en un capacitor, este capacitor presenta pequeñas corrientes circulando entre el conductor y la pantalla.

Para un cable con un solo conductor, la corriente puede calcularse con la siguiente fórmula:

$$I_c = 2\pi fCLV_0$$

Donde:

I_c = Corriente capacitiva en el cable (A).

f = Frecuencia del sistema (60 Hz).

L = Longitud del cable (km).

V_0 = Tensión de fase a tierra del sistema (Vo).

Otras corrientes de fuga también están presentes, pero la corriente capacitiva tiene una magnitud mayor; la corriente de carga capacitiva fluye a lo largo del sistema energizado. Esta condición siempre ocurre entre los dos extremos del cable, sin importar cual sea la carga, mientras más largo sea el cable, mayor corriente existirá, incrementando las pérdidas debidas a la circulación de esta corriente.

3.5.1.3 Componente resistiva de la corriente de carga.

La componente resistiva de la corriente de carga depende de los mismos factores que la corriente capacitiva y esta dada por la fórmula:

$$I_R = 2\pi fCE \tan \delta$$

Donde:

I_R = Componente resistiva de la corriente de carga.

$\tan \delta$ = Factor de disipación del aislamiento.

Para ángulos pequeños estos valores son casi iguales, la corriente de carga capacitiva está desfasada 90° respecto a la corriente de carga resistiva, la corriente total está, generalmente dada por la componente capacitiva y la sígue cualquier corriente resistiva fluyendo a través del circuito a 90° .

3.5.1.4 Factor de potencia. (Tan δ)

(Tan δ), también llamado ángulo de pérdidas o prueba de factor de disipación, es un método de diagnóstico para determinar la calidad del aislante del cable. Esto intenta predecir la expectativa de vida y planear el reemplazo o mantenimiento del cable.

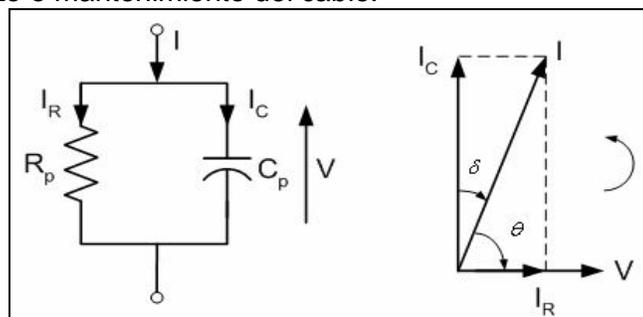


Fig. 3.9

CAPÍTULO 3

Siendo un cable de potencia un capacitor distribuido (ver Fig. 3.9), la relación entre la corriente de la componente resistiva y la corriente de la componente capacitiva se conoce como factor de disipación.

$$\cos \theta = \frac{I_r}{I_c} \cong \tan \delta$$

Siendo $\tan \delta$ el factor de disipación, también se puede calcular con la siguiente formula:

$$\tan \delta = \frac{1}{\omega CR}$$

Donde: $\omega = 2\pi f$
C = capacitancia del cable en Faradios
R = resistencia del cable en Ohms.

Si el aislante del cable esta libre de defectos, como arborescencias acuosas, arborescencias eléctricas, humedad o burbujas de aire, las propiedades del cable se aproximan a un capacitor perfecto. En un capacitor perfecto, la tensión y la corriente están desfasadas 90° y la corriente a través del aislante es capacitivo. Si existen impurezas en el aislante, como los mencionados anteriormente, la resistencia en el aislamiento decrece, resultando en un aumento en la corriente resistiva a través del aislante.

3.5.2 Reactancia Capacitiva

La reactancia capacitiva de un cable depende inversamente de la capacitancia del cable y la frecuencia a la cual opera.

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C}$$

X_c = reactancia capacitiva en Ohms por kilómetro
f = frecuencia en Hz
C = capacitancia en Faradios por kilómetro

3.5.3 Inductancia

Un campo magnético variable es creado cuando una corriente eléctrica alterna pasa a través de un conductor. Este campo interactúa con los campos magnéticos de otros conductores adyacentes que transportan corriente. El campo magnético variante en el tiempo dividido por una corriente variante en el tiempo, se le llama Inductancia. La inductancia total del cable (L) esta compuesta por la inductancia interna o propia (L_o) y la inductancia mutua o externa (L_m) $L=L_o+L_m$. La inductancia mutua es causada por la interacción de conductores adyacentes que transportan una corriente alterna, la inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto o no de pantallas o cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas. La inductancia L para un cable tripolar o para tres cables monopolares se obtiene de la siguiente forma:

$$L = k + 0.2Ln\left(\frac{2S}{d}\right) \times 10^6 \left[\frac{H}{m}\right] \text{ donde:}$$

L – Inductancia del cable por metro.
k – Inductancia propia, dependiendo de la construcción del conductor.
S – Espacio entre centros de conductores adyacentes.
d – diámetro del conductor.

CAPÍTULO 3

Para definir la distancia S entre conductores, hay dos tipos de arreglos que se utilizan en la instalación de cables de potencia. En triángulo equilátero (Fig. 3.10), y formación plana (Fig. 3.11), en ambos casos se determina la Distancia Media Geométrica (DMG)

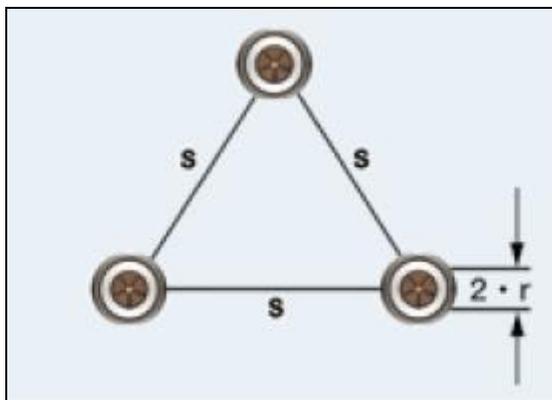


Fig. 3.10

Para este caso la DMG queda como sigue:

$$DMG = \sqrt[3]{S^3} = S.$$

El diámetro del conductor d esta especificada por los fabricantes, ya sea indicando el diámetro o el radio del conductor $d = 2 * r$.

Para la configuración plana, $DMG = \sqrt[3]{S \times S \times 2S} = \sqrt[3]{2S^3} = 1.26S$

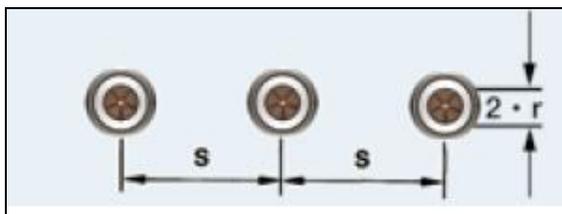


Fig 3.11

La inductancia mutua esta en función del tipo de conductor, ante la posibilidad de conocer el número de alambres que constituyen el conductor, se puede emplear el cálculo del Radio Medio Geométrico (RMG), tabla 3.4(a) otra forma de determinar la inductancia mutua, es utilizar tablas con el valor aproximado de k , tabla 3.4 (b)

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	$0.779 r$
Cable de un solo material	
7 hilos	$0.726 r$
19 hilos	$0.758 r$
37 hilos	$0.768 r$
61 hilos	$0.772 r$
91 hilos	$0.774 r$
127 hilos	$0.776 r$

$r =$ radio del conductor

Tabla 3.4 (a)

TABLE 4.7 Approximate Values of K for Stranded Conductors

Number of Wires in Conductor	K
3	0.078
7	0.064
19	0.055
37	0.053
61	0.051

Tabla 3.4 (b)

CAPÍTULO 3

- (a) Radio Medio Geométrico de conductores usuales.
- (b) valor aproximado k de tablas.

Como ejemplo, a continuación se presenta la fórmula para calcular la inductancia por parte de ABB en su Guía de Usuarios de Sistemas de Cable XLPE (*XLPE Cable Systems, User's guide*)

$$L = 0.05 + 0.2 \text{Ln} \left(\frac{K * s}{r} \right) \left[\frac{mH}{km} \right]$$

- K = 1, en formación triangular equilátera, K= 1.26, en formación plana.
- S = distancia entre ejes de conductores (mm)
- r = radio del conductor (mm)

Dependiendo de cada fabricante, se puede utilizar para el cálculo de la inductancia las siguientes ecuaciones:

$$(a)... \quad L(a) = 0.05 + 0.2 \text{Ln} \left(\frac{k * S}{r} \right)$$

$$(b)... \quad L(b) = 0.05 + 0.2 \text{Ln} \left(\frac{2 * k}{d} \right)$$

En la ecuación (a) se utiliza el radio del conductor (r) proporcionado por el catálogo del fabricante según el área de sección transversal elegido. En la ecuación (b) se utiliza el diámetro del conductor (d) proporcionado por el catálogo del fabricante según el área de sección transversal elegido. $K = 1$, en formación equilátera, $K = 1.26$, en formación plana.

3.5.4 Reactancia Inductiva del cable

La reactancia inductiva de un circuito eléctrico esta basada en la Ley de Faraday. Esta ley establece que la tensión inducida que aparece en un circuito es proporcional a la relación del cambio del flujo magnético que los une o liga.

La inductancia de un circuito eléctrico que consiste de conductores paralelos, como lo es un cable de un solo conductor concéntrico, puede ser calculada con la siguiente ecuación:

$$X_L = 2\pi f (0.01404 \log_{10} \left(\frac{s}{r} + 0.153 \right)) \times 10^{-3}$$

Donde.

X_L = Ohms por 1000 pies

S = distancia del centro del conductor del cable al centro del cable aterrizado o conectado a tierra.

R = radio del conductor central

3.5.5 Impedancia en el conductor del cable.

La impedancia del conductor del cable puede calcularse con la siguiente formula:

$$Z = R_{ac} + jX_L$$

Donde:

Z = Impedancia del conductor en Ohms por 1000 pies

R_{ac} = Resistencia en ca en Ohms por 1000 pies.

X_L = Reactancia del conductor en Ohms por 1000 pies

CAPÍTULO 3

La impedancia del conductor se convierte en un factor importante cuando se calcula la caída de tensión. El ángulo del factor de disipación y el ángulo de la impedancia son diferentes, el cálculo de la caída de tensión puede ser fastidioso.

La siguiente ecuación de caída de tensión, puede usarse como una buena aproximación:

$$V_D = R_{ac} + I \cos \theta + X_L I \sin \theta$$

Donde:

V_D = caída de tensión de fase a neutro en Volts

R_{ac} = resistencia en ac

3.5.6 Resistencia en corriente alterna (c.a.)

3.5.6.1 Resistencia del conductor en corriente directa (c.d.)

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material, está expresada por la fórmula:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} [\Omega]$$

Donde: L = longitud del conductor

A = área de la sección transversal del conductor

ρ = resistividad volumétrica del material del conductor

El valor de la resistividad por unidad de masa para el cobre suave, que ha normalizado la IACS a 20 °C y 100% de conductividad es 0.15828 $\Omega \cdot \text{gr}/\text{m}^2$. Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Algunos valores, en diferentes unidades usadas en los cálculos de ingeniería, son:

Resistividad por unidad de volumen para cobre suave IACS 100%	1.7241	$\mu\Omega\text{-cm}$	0.67879	$\mu\Omega\text{-pulgada}$
	10.371	$\Omega\text{-cmil/pie}$	17.241	$\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$

Los valores para el aluminio grado EC (Aluminio 1350 para usos eléctricos, de acuerdo a ASTM) con 61% de conductividad a 20°C, según IACS, son:

Resistividad por unidad de volumen para Aluminio 61%	2.828	$\mu\Omega\text{-cm}$	1.1128	$\mu\Omega\text{-pulgada}$
	17.002	$\Omega\text{-cmil/pie}$	28.28	$\Omega\text{-mm}^2/\text{km}$

3.5.6.2 Efecto de cableado

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres dividida entre el número de ellos.

$$R_{cd} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} x = \frac{L}{A'} \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

En donde R' y A' son la resistencia y el área de la sección transversal de cada alambre respectivamente. Sin embargo, esta fórmula sería válida sólo si todos los alambres tuviesen la misma longitud. Como en realidad esto no es exacto, ya que las longitudes de los alambres de las capas

superiores tienen una longitud mayor, el incremento de la resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos, se puede suponer:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} (1 + k_c) \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Tabla 3.5

Tipo de cableado	Kc
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

K_c es el “factor de cableado”; los valores correspondientes para diversos tipos de cuerdas se encuentran en la tabla 3.5

En los catálogos de los fabricantes, normalmente se indica la resistencia en corriente directa del conductor a 20°C, incluso pueden venir indicadas las resistencias en corriente alterna. Lo más común es hacer la corrección por temperatura por medio de la siguiente expresión:

$$R_t = R_{20} [1 + \alpha_{20} (t - 20^\circ C)]$$

- Donde:
- R_t = Resistencia en corriente directa a la temperatura t
 - R_{20} = Resistencia en corriente directa a 20 °C
 - T = Temperatura del conductor.
 - α_{20} = Coeficiente de corrección por temperatura.
 - $\alpha_{20} = 0.00393$ Cobre suave

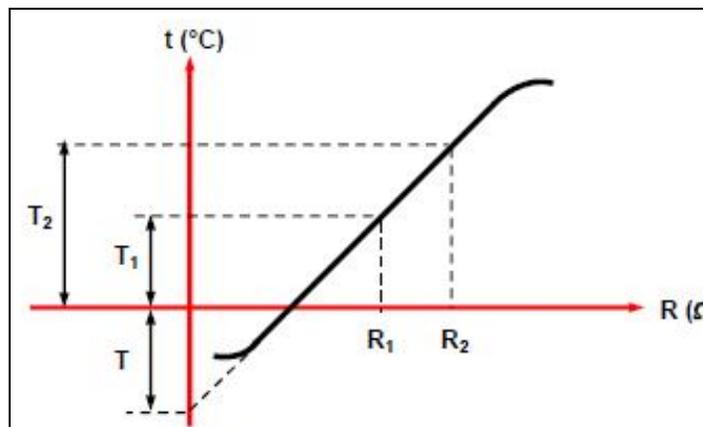


Figura. 3.12

La corrección por temperatura es importante debido a que al incrementar la temperatura, incrementa la resistencia, figura 3.12, el incremento de temperatura se asocia al aumento de pérdidas por el efecto Joule en el conductor, por lo que la capacidad de conducir corriente se ve afectado por la temperatura.

3.5.6.3 Resistencia del conductor en ca (Corriente Alterna).

Si un conductor está transportando altas corrientes alternas, la distribución de la corriente no está distribuida uniformemente en toda la sección transversal del conductor. Esto se debe a dos efectos independientes conocido como el efecto piel y el efecto de proximidad.

3.5.6.4 Factor de efecto piel (Ys)

Si el conductor está compuesto por uno o más elementos circulares concéntricos, la parte central del conductor se verá envuelto por un flujo magnético mayor que aquellos que se encuentren en el exterior. En consecuencia, la auto-inductancia inducida por vuelta será mayor hacia el centro del conductor, causando así que la densidad de corriente sea menor en el centro que en la superficie del conductor. Esta concentración adicional en la superficie es conocida como el efecto piel, y resulta en un aumento de la resistencia efectiva del conductor. A continuación se presenta la ecuación para calcular el factor Ys del efecto piel.

$$Y_s = \frac{X_s^4}{(192 + 0.8X_s^4)}$$

$$X_s^2 = 8 * \pi * f(Hz) * k_s * 1 \times 10^{-7} / R_{dc}$$

f = Frecuencia (Hz)

ks = Factor determinado por la construcción del conductor, 1 para forma circular, trenzado, compactado y sectorial. Ver Tabla 3.6

Rdct = Resistencia en DC a la temperatura de operación t.



Fig. 3.13 Ilustración del efecto piel.

3.5.6.5 Efecto de proximidad, factor (Yp).

El efecto de proximidad también aumenta la resistencia efectiva y se asocia con los campos magnéticos de dos conductores que están próximos entre sí. Si cada uno lleva una corriente en la misma dirección, la mitad de los conductores más próximos, recortarán más flujo magnético que las mitades mas distanciadas. En consecuencia, la actual distribución no es uniforme en toda la sección transversal, una mayor proporción es transportada por las mitades mas alejadas. Si las corrientes están en direcciones opuestas, las dos mitades próximas, llevarán la mayor densidad de corriente.



Fig. 3.14 (a)



Fig. 3.14 (b)

(a) Efecto de proximidad cuando los conductores llevan corriente en la misma dirección. (b) cuando los conductores llevan corriente en direcciones opuestas.

CAPÍTULO 3

Para cables de un conductor o tres conductores, Y_p se calcula como sigue:

$$Y_p = X_p^4 / (192 + 0.8X_p^4) * (d_c / S)^2 * [0.132 * (d_c / S)^2 + 1.18 / \{X_p^4 / (192 + 0.8X_p^4) + 0.27\}]$$

Donde:

$$X_p^2 = 8 * \pi * f(\text{Hz}) * k_p * 1 \times 10^{-7} / R_{dc_t}$$

F = Frecuencia (Hz)

k_p = Factor determinado por la construcción del conductor, 1 para forma circular, trenzado, compactado y sectorial, 0.8 si los conductores son secados e impregnados. Ver Tabla 3.6

d_c = diámetro del conductor en (mm)

R_{dc_t} = Resistencia en corriente directa a la temperatura de operación t.

S = Distancia entre centros de conductores (mm)

Para cables en formación plana, $S = 1.26S$

Tabla 3.6. Valores K_s y K_p

Forma del conductor	K_s	K_p
Redondo normal	1.0	1.0
Redondo compacto	1.0	1.0
Segmental	0.435	0.37

Tomando en consideración tanto el efecto piel como el de proximidad, la resistencia en corriente alterna a una temperatura t esta dado por:

$$R_{act} = R_{dc_t} [1 + Y_s + Y_p]$$

3.6 Resistencia de aislamiento del cable.

La resistencia a un flujo de corriente directa a través de un material aislante (dieléctrico) se conoce como Resistencia de Aislamiento. Hay dos posibles formas en las que la corriente fluye cuando se va a medir la resistencia de aislamiento:

- A través del cuerpo del aislamiento (resistencia transversal del aislamiento)
- Sobre la superficie del sistema de aislamiento (resistividad superficial).

La resistencia transversal del aislamiento de un cable es la resistencia que presenta el aislante ante una señal de tensión de cd tendiendo a producir un flujo radial de fuga a través del material aislante. Esto se expresa como un valor de resistencia en megohms para 1000 pies de cable para un diámetro de conductor y espesor de aislamiento dado. Nótese que esto es para 1000 pies no por 1000 pies. Esto significa que en un cable largo, en el que se lee un valor de resistencia bajo, hay mas trayectorias paralelas para que la corriente fluya a tierra. La formula básica de la resistencia de aislamiento de un cable con un solo conductor de forma cilíndrica es:

$$IR = K * \log_{10} [D/d]$$

Donde:

IR = Resistencia de aislamiento en Megohms para 1000 pies de cable

K = Constante de resistencia del aislamiento.

D = Diámetro sobre el aislante

d = Diámetro bajo el aislante. (sobre el conductor)

Ecuación basada en valores a 60 °C

Para medir la resistencia de aislamiento de un cable, el aislante debe estar rodeado por una malla o pantalla metálica conectada a tierra ó inmerso en agua. Las mediciones de la resistencia son influenciadas de manera importante por la temperatura; a temperaturas altas, baja la resistencia de aislamiento. El fabricante del cable debe proporcionar el factor de corrección de temperatura para el aislante utilizado.

Tabla 3.7

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		
AISLAMIENTO	ICEA MINIMO	TIPICO
HMWPE	50,000	1,000,000
XLPE&EPR,60V	10,000	100,000
XLPE&EPR, Med. V	20,000	200,000
PVC a 60 °C	2,000	20,000
PVC a 75°	5000	5,000

Cuando se aplica una tensión al conductor del cable, puede haber un flujo de corriente sobre la superficie del material. Esta corriente se suma a la corriente que fluye a través del volumen del aislamiento, la cual aparentemente disminuye la resistencia de aislamiento a menos que esta corriente se elimine mientras se realizan las mediciones.

CAPÍTULO 4

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA APLICABLE A LINEAS SUBTERRANEAS

4.1. Diagrama unifilar del anillo de 400 kV de la zona metropolitana del Valle de México.

En la figura 4.1, se ilustra el diagrama unifilar para la red de 400 kV que se ubica en la ZMVM actualmente administrada por la Comisión Federal de Electricidad.

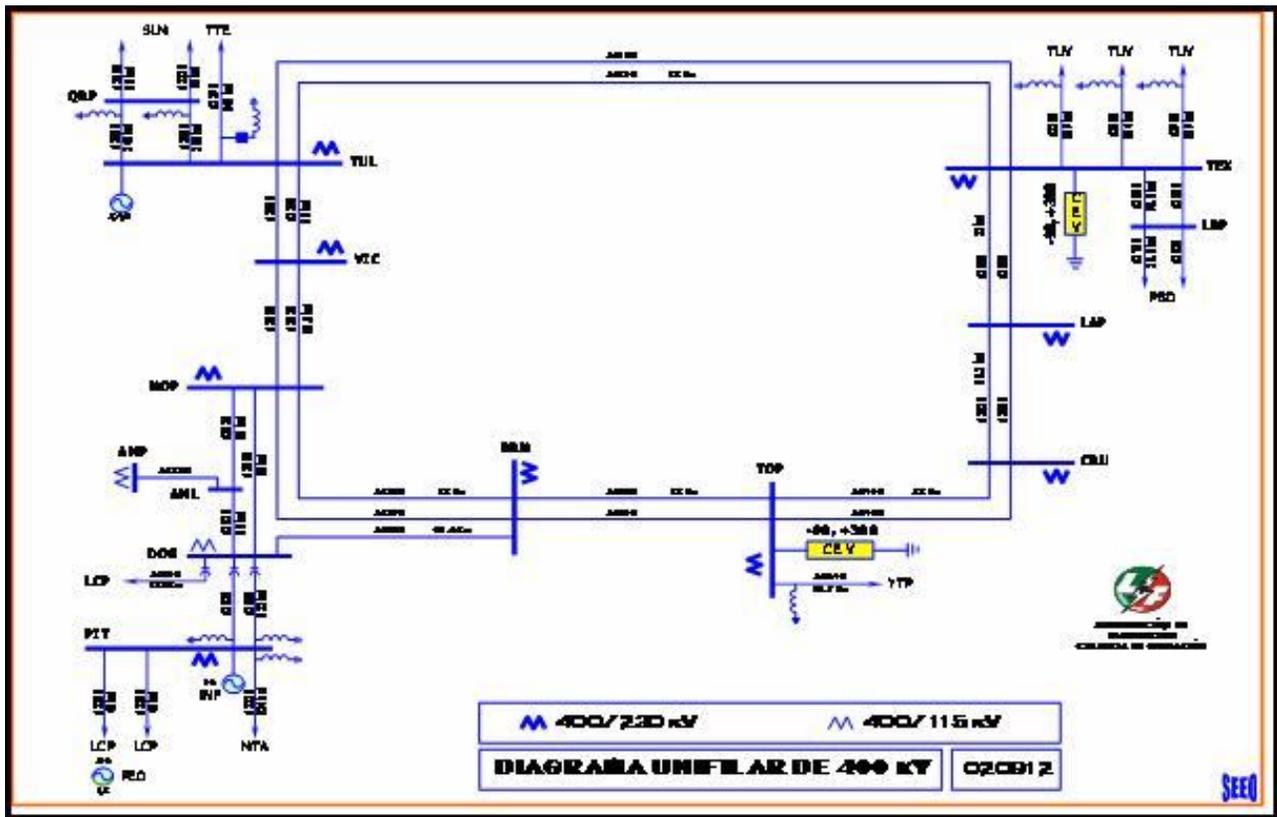


Figura 4.1 Diagrama Unifilar de 400 kV de la ZMVM.

La energía eléctrica se genera y se transporta en forma de corriente alterna. La razón básica del uso de corriente alterna como forma de energía eléctrica es la facilidad que ésta ofrece para poder transformarse a otros valores de tensión y corriente. El objetivo de tal transformación es el conseguir una pérdida mínima de energía en el transporte.

Ello se consigue por medio de una elevación del valor de tensión a la salida principalmente en 400 kV o 230 kV, de los centros de producción. Las subestaciones que se ilustran en el diagrama unifilar se enlazan en una configuración en anillo, siendo estas subestaciones reductoras de 400/230 kV.

La tensión de servicio nominal, se expresa en voltios y resulta ser la principal característica de los sistemas eléctricos, siendo la que determina el nivel de aislamiento de los elementos que los integran.

La frecuencia a la que opera el sistema se expresa en Hertzios (ciclos/segundo). Siendo 60 Hz el valor normalizado para México.

Dada la amplitud del concepto de sistema eléctrico, conviene dividir a éste en subsistemas para una mejor comprensión.

- **Subsistema de producción:** que comprende las centrales generadoras.
- **Subsistema de transporte:** comprende las estaciones transformadoras elevadoras, las líneas de transporte y las estaciones o subestaciones transformadoras.
- **Subsistema de distribución:** consta de las redes de reparto, de las estaciones transformadoras de distribución, redes de distribución en media tensión, centros de transformación y redes de distribución en baja tensión.
- **Centrales generadoras:** cuya misión es la de generar electricidad a partir de otras fuentes de energía. Las tensiones más habituales de generación, oscilan entre 3 y 23 kV, y la potencia generada en una central tipo medio-alto ronda los 500 y 1000 MVA.
- **Estaciones transformadoras elevadoras:** Es el primer paso de transformación que encuentra la energía eléctrica a su salida de las centrales generadoras, la tensión de transporte (230 ó 400 kV).
- **Líneas de transporte:** son las líneas aéreas que unen las estaciones elevadoras con las subestaciones transformadoras, y por lo tanto, las encargadas de realizar los transportes de energía a muy larga distancia. Los valores de tensión a los que trabajan estas líneas son los correspondientes a los de salida de las estaciones elevadoras. En el mapa de la figura 4.2 se muestran las centrales, subestaciones y líneas que se dirigen al anillo de la ZMVM.

Estos subsistemas están integrados en el anillo de 400 kV de la ZMVM

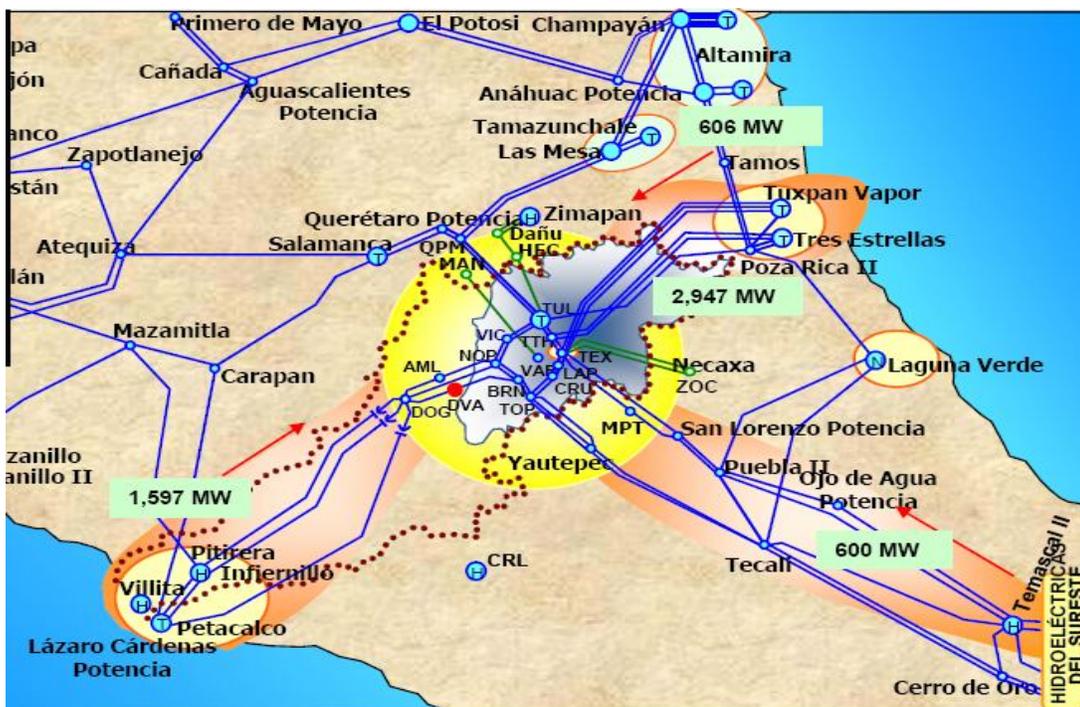


Figura 4.2 Sistema Eléctrico Nacional

4.1.1. Líneas alimentadoras que parten de una sola fuente.

Es aquella cuya configuración es en anillo; las líneas alimentadoras parten de una sola fuente de alimentación siguiendo una misma trayectoria. Opera en forma cerrada para alimentar determinada carga como se muestra en el esquema de la figura 4.3.



Figura 4.3. Esquema de líneas alimentadoras partiendo de una sola fuente.

4.1.2 Líneas alimentadoras que parten de dos o más fuentes.

Es aquella cuya configuración es en anillo; las líneas alimentadoras parten de dos ó más fuentes de alimentación. Opera en forma cerrada para alimentar determinada carga mostrada en el esquema de la siguiente figura 4.4.

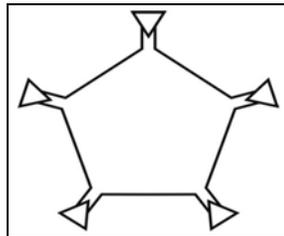


Figura 4.4. Esquema de líneas alimentadoras partiendo de dos o más fuentes.

Este esquema es el que se encuentra en el anillo de 400 kV de la ZMVM, las fuentes de generación lejana y cercana, llegan en líneas a las diversas subestaciones (ver figura 2.6), esto permite administrar la generación en función de las demandas que se presenten en la zona. En las figuras 4.1 y 4.2 se puede observar los enlaces que aportan energía

4.2 Cálculos eléctricos en cables de potencia subterráneos.

En los sistemas de cables de potencias subterráneos, las principales variables para garantizar un correcto funcionamiento son la tensión y la corriente nominales. Como ocurre en los sistemas eléctricos de todo el mundo, existen fallas y maniobras de mantenimiento que llevan al sistema a operar fuera de los valores nominales. Por ejemplo, las corrientes de corto circuito y las sobretensiones por la operación o maniobras de interruptores, deben estar perfectamente definidas, ya que estos eventos pueden ser destructivos y dañar parcial o permanentemente los cables de potencia; estos valores, depende del tipo de instalación y se deben realizar los ajustes necesarios (ver figura 1.11).

Para determinar las corrientes de corto circuito se realiza el análisis al corto circuito monofásico o falla de fase a tierra utilizando las componentes simétricas. Se necesitan las tres redes de secuencia: positiva y negativa (que se supondrán iguales por simplicidad) y la red de secuencia cero. Las precauciones de seguridad y prácticas en diseño, construcción, operación y mantenimiento se pueden analizar con base a la tensión que existe en la pantalla de un cable de potencia.

4.2.1 Sección transversal de conductores.

El calibre o sección de un conductor requerido para una aplicación específica se determina por la corriente requerida por la carga y por la caída de tensión permisible así como la corriente de corto circuito que pudiera recorrer el conductor y deberá siempre ser lo suficientemente grande para conducir la sobrecorriente de cortocircuito o sobrecarga durante un tiempo que no permita que se rebasen las temperaturas máximas establecidas.

De acuerdo con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional el área de la sección recta de los conductores eléctricos se expresa en milímetros cuadrados. Sin embargo en Estados Unidos y en varios países de América sigue siendo usual expresar el área en “circular mil” que se representan abreviadamente por CM. Un “circular mil” es el área de un círculo cuyo diámetro mide una milésima de pulgada; por lo tanto:

$$1CM = \frac{0.001^2 * \pi}{4} = 0.785 \times 10^{-6} [\text{pulgadas}]$$

$$1CM = 0.7854 \times 10^{-6} \times 25.4^2 = 0.0005067 [\text{mm}^2]$$

El área de la sección recta de un cable formado por cierto número de alambres trenzados es la suma de las áreas correspondientes a cada alambre. Cuando el cable es de sección grande se suele expresar el área en mil “circular mil” que se abrevia MCM.

Dependiendo del tipo de material del conductor y del número de segmentos del mismo, es el diámetro del conductor resultante, por lo que existen diferencias entre los fabricantes de cables de potencia para una misma área de sección transversal, por ejemplo para 2000 mm² o 2500 mm² que son las áreas de sección transversal que se utilizan en sistemas de potencia a 400 kV, varían levemente los diámetros.

Para mayor referencia, consultar los catálogos de los fabricantes para obtener los datos más actualizados. Para el fin de esta tesis, en el Anexo A, se incluyen las tablas utilizadas como referencia técnica de los fabricantes ABB y BRUGG Cables.

4.2.2 Capacidad de conducción de corriente (Ampacidad)

La Ampacidad se define como la corriente en amperes que un conductor puede transportar continuamente bajo las condiciones normales de uso sin exceder la temperatura permitida para ello. Para entender mejor el concepto de Ampacidad, se requiere examinar como se transfiere el calor y entender el circuito térmico del cable.

Cuando se transporta corriente por un conductor, necesariamente debe vencer la resistencia eléctrica del mismo. Si esto ocurre, se genera calor. Este calor generado en el conductor, atraviesa diferentes resistencias térmicas por medio de los siguientes mecanismos: Conducción y Convección.

La transferencia de calor por *conducción* es debida a las interacciones entre las partículas en el interior de un material. Se calcula mediante la siguiente ecuación que relaciona a los gradientes de temperatura dentro del cuerpo:

$$Q = q''_{cond} A = -kA \frac{dT}{dx}$$

Donde: k: Conductividad térmica del material en [S/m].
A: Sección transversal en la posición x en [mm²].

El signo menos es necesario, ya que por *convección*, la densidad de flujo de calor se supone positiva cuando la energía se transfiere por conducción en el sentido de temperaturas decrecientes.

Cuando el tiempo deja de ser una variable, la distribución de temperatura en una pared plana de conductividad térmica uniforme será la línea recta.

Bajo estas condiciones, el gradiente de temperatura puede escribirse en función de las temperaturas de las dos superficies, T1 y T2, y del espesor de la pared L, siendo el flujo de calor como se muestra en la siguiente ecuación:

$$Q = -kA \left(\frac{T_2 - T_1}{L} \right)$$

Donde:

- k: Es la conductividad térmica del material en [S/m].
- A: Es la sección transversal en la posición x en [mm²]
- T1, T2: Temperaturas del material en [°C].
- L: Espesor de la pared en [mm].

Este es el flujo de calor en la superficie 1 y 2 en cualquier posición dentro de la pared.

La transferencia de calor por convección es la transferencia de energía entre la superficie de un sólido y un líquido o un gas debido al movimiento del fluido. El mecanismo real es una combinación de conducción en la entre fase sólido-fluido y el movimiento del fluido que se lleva la energía.

Para calcular el flujo de calor por convección se utiliza el modelo Ley de Enfriamiento de Newton:

$$Q_{conv} = hA(T_s - T_{amb})$$

Donde:

- h: coeficiente de transferencia de calor por convección
- A: área de la superficie en [mm²].
- Ts: Temperatura de la superficie en [°C].
- T amb: Temperatura del fluido en [°C].

Conocer la Ampacidad de los cables de potencia es de gran importancia, el calor al que se someten los elementos termoplásticos y/o termofijos de los cables de potencia, influye en la longevidad del sistema de cables y afecta parámetros eléctricos como la resistencia en C.A. en el conductor y pantalla metálica (ver capítulo 3, Fig. 3.11). Como se observó en el capítulo 1, existen sistemas que necesitan de ventilación forzada para despejar el calor por convección y no afectar el rendimiento eléctrico del sistema. Estas transferencias de energía en forma de calor se pueden cuantificar como pérdidas. A partir de las pérdidas, se definirá la ecuación de la Ampacidad.

4.3 Pérdidas.

Las pérdidas que existen en los cables XLPE se deben a la conversión de energía eléctrica a energía en forma de calor, éstas pérdidas ocurren en tres elementos que conforman el cable: *aislante*, *conductor* y *pantalla metálica*; más adelante mencionamos los métodos especiales de conexión de pantallas para disminuir pérdidas y mejorar la eficiencia de los sistemas de potencia.

El flujo de calor o la pérdida de potencia se miden en (W) Watts, la diferencia de temperatura en grados Celsius y la resistencia térmica en Celcius/Watts. En ocasiones la resistencia térmica se mide por kilómetro del cable y esta expresada con las unidades km/W. Una relación similar entre la resistividad y la resistencia que existe en los cálculos térmicos y eléctricos esta representada en la siguiente ecuación:

$$T = \frac{\rho_T l}{A}$$

Donde:

- T: Resistencia térmica en [km/W].
- A: Área de la sección transversal en [mm²].
- ρ_T : Resistividad térmica de un material [Ω -m].
- l: Longitud del material [m].

La capacidad de carga actual de un cable de potencia depende de la tasa de producción de calor en el cable y la resistencia térmica de los materiales del mismo. Cuando el calor fluye a través de una resistencia térmica, se produce un aumento de temperatura. En el caso de un cable de potencia, la temperatura del conductor no debe exceder la temperatura máxima de funcionamiento del cable de potencia, ya sea valores nominales de operación o en sobrecarga, a continuación se muestran una serie de resistencias térmicas que definen a los cables de potencia en alta tensión:

Tabla 4.3. Resistencias térmicas en el cable de potencia.

Resistencia Térmica [km/W]	Definición
T1	Resistencia térmica por unidad de longitud entre el conductor y la pantalla.
T2	Resistencia térmica por unidad de longitud entre la pantalla y la armadura.
T3	Resistencia térmica por unidad de longitud entre la superficie del cable y el medio circundante.

Enseguida se mostraran las fórmulas típicas de resistencias térmicas en los cables de un solo conductor:

Resistencia térmica entre el conductor y la pantalla por unidad de longitud (T1).

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_1}{d_c} \right]$$

Donde:

- ρ_T : Resistividad térmica del material en [Ω -m].
- t1: Espesor del aislamiento entre el conductor y la pantalla en [mm].
- d_c: Diámetro del conductor en [mm].

T2- Resistencia térmica entre la pantalla y la cubierta por unidad de longitud.

$$T_2 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_2}{d_s} \right]$$

Donde:

- ρ_T : Resistividad térmica del material en [Ω -m].
- t₂: Espesor del material entre la pantalla y la cubierta en [mm].
- d_s: Diámetro externo de la pantalla en [mm].

T3- La resistencia térmica entre la superficie del cable y el medio circundante por unidad de longitud.

Es la resistencia térmica entre el cable de potencia (o grupo de cables de potencia) y el terreno circundante. En los cables establecidos en una formación plana no todos funcionan a la misma temperatura y en este caso la resistencia térmica T3 se aplica al cable de potencia más caliente.

Tres cables unipolares en formación plana y equidistantes esta representado por la siguiente ecuación:

$$T_3 = \frac{\rho_T}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{2L}{d_e} + \sqrt{\left(\frac{2L}{d_e}\right)^2 - 1} \right) + \ln \left(1 + \left(\frac{2L}{s}\right)^2 \right) \right]$$

Donde:

- ρ_T : Resistividad del terreno en [Ω -m].
- L: Distancia desde la superficie de la tierra a los cables en [m].
- d_e : Diámetro exterior de un cable en[mm].
- S: Separación entre cables en [mm].

Tres cables unipolares en *formación plana* o en contacto esta representado por la siguiente ecuación:

$$T_3 = \rho_T \left[0.475 \ln \left(\frac{4L}{d_e} \right) - 0.346 \right]$$

Donde:

- ρ_T : Resistividad del terreno en [Ω -m].
- L: Distancia desde la superficie de la tierra a los cables en[m].
- d_e : Diámetro exterior de un cable en[mm].

En la tabla 4.4 se muestra las resistividades típicas térmicas para una amplia gama de materiales.

Tabla 4.4. Resistividades térmicas de una gama de materiales

Material	Resistividad térmica (ρ) (km/W)
Aislamiento XLPE	3.5
Aislamiento PE	3.5
Aislamiento EPR para cables mayores a 3 kV	5.0
Cubiertas protectoras de PVC mayores a 35 kV	5.0-6.0
Cubiertas de PE	3.5
Instalación de ductos de concreto	1.0
Ductos de asbesto	2.0

4.3.1 Pérdidas en el conductor

La temperatura del conductor del cable de potencia debe ser mantenida por debajo de la temperatura nominal del aislamiento de los cables de potencia.

En la figura 4.5 se muestra el aumento de la temperatura del conductor del cable de potencia considerando la resistencia térmica y el flujo de calor a través del conductor y el aislamiento.

La fuente que genera el calor es el conductor, agregando las capas constituyentes del propio cable, es como se determinan las temperaturas por medio de la siguiente ecuación:

$$I^2 R(T1+T2+T3)$$

Donde:

- I = Corriente en [A].
- R = Resistencia en [Ω].

- T1 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre el conductor y la pantalla en [km/W].
- T2 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la pantalla y la armadura en [km/W].
- T3 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la superficie del cable y el medio circundante en [km/W].

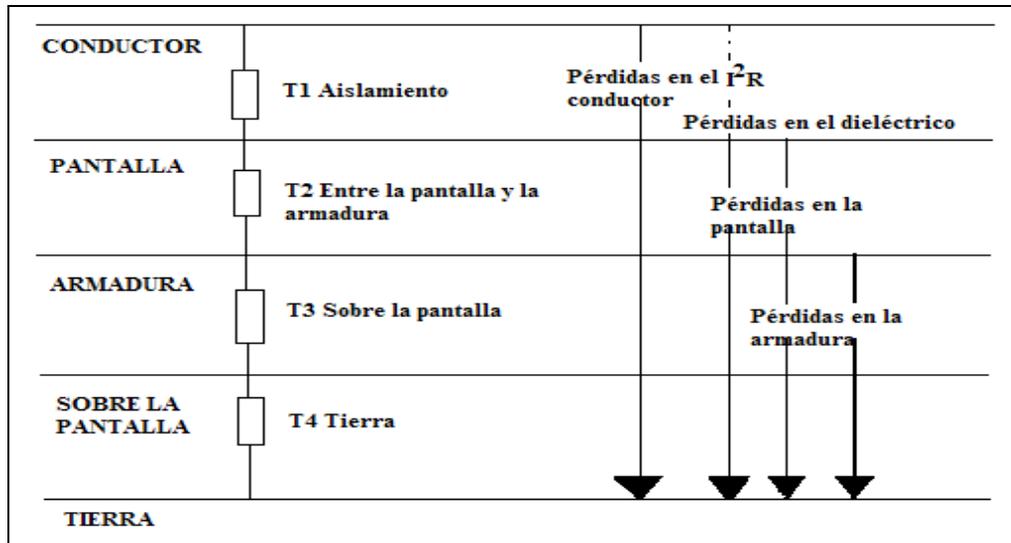


Figura 4.5 Modelo de las fuentes de calor térmico y resistencia térmica.

4.3.2 Pérdidas en el aislamiento XLPE.

Las pérdidas dieléctricas se forman dentro de una resistencia térmica. Si bien todas las pérdidas dieléctricas pasan a través de las resistencias térmicas T2, y T3, el cálculo del aumento de la temperatura debido al movimiento de las pérdidas dieléctricas a través de T1 es menos evidente.

El aumento de temperatura debido al movimiento de las pérdidas dieléctricas a través del cable de potencia está dado por la siguiente ecuación:

$$W_d(0.5T_1 + T_2 + T_3)$$

Donde:

W_d = Pérdidas en el aislamiento de un cable de energía ó calor generado en el aislamiento por unidad de longitud en [W/m].

T1 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre el conductor y la pantalla en [km/W].

T2 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la pantalla y la armadura en [km/W].

T3 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la superficie del cable y el medio circundante en [km/W].

4.3.3 Pérdidas en las pantallas o cubiertas metálicas.

Las pérdidas en la pantalla se describen como una relación entre el conductor de I^2R y las pérdidas en el aumento de temperatura debido al paso de éstos a través del cable de potencia se presenta la siguiente ecuación:

$$\lambda_1 I^2 R (T_2 + T_3)$$

Donde:

λ_1 = Pérdidas de potencia en la pantalla causadas por la circulación de corriente ó razón de pérdidas, o calor generado, en la pantalla entre las pérdidas del conductor sin unidades.

I = Corriente en [A].

R = Resistencia en [Ω].

- T2 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la pantalla y la armadura en [km/W].
- T3 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la superficie del cable y el medio circundante en [km/W].

Sumando todas estas pérdidas conduce a la ecuación que se describe como aumento de la temperatura de un cable de potencia.

$$\Delta\Theta = (I^2R + 0.5W_d)T_1 + [I^2R(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [I^2R(1 + \lambda_1) + W_d]nT_3$$

En esta ecuación, n se utiliza para representar el número de conductores de corriente en el cable de potencia.

$\Delta\Theta$ = Es la diferencia de temperatura entre el conductor del cable de potencia y el terreno circundante ($\Theta_{conductor} - \Theta_{tierra}$).

Por lo tanto la ecuación que describe la *corriente máxima (Ampacidad)* en el cable de potencia es la siguiente:

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\Theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1)T_3}}$$

Donde:

$\Delta\Theta$ = Es la diferencia de temperatura entre el conductor del cable de potencia y el terreno circundante, conductor-Tierra.

W_d = Pérdidas en el aislamiento de un cable de energía ó calor generado en el aislamiento por unidad de longitud en [W/m].

T1 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre el conductor y la pantalla en [km/W].

I = Corriente en [A].

R = Resistencia en [Ω].

λ_1 = Pérdidas de potencia en la pantalla causadas por la circulación de corriente.

T2 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la pantalla y la armadura en [km/W].

T3 = Resistencia térmica por unidad de longitud entre la superficie del cable y el medio circundante en [km/W].

n = Se utiliza para representar el número de conductores de corriente en el cable de potencia.

4.4 Regulación de tensión

El concepto de regulación se define de la siguiente manera: La regulación de tensión de una línea es el incremento de tensión en el extremo de recepción, expresado como un porcentaje de la tensión a plena carga, cuando se retira la carga a un cierto factor de potencia mientras que la tensión en el extremo de envío permanece constante. En forma de ecuación:

$$\%regulación = \frac{|V_{sc}| - |V_{pc}|}{|V_{pc}|} \times 100$$

Donde:

$$|V_{sc}| = E_g = \text{tensión sin carga}$$

$$|V_{pc}| = E_r = \text{tensión a plena carga}$$

En los diagramas fasoriales de la figura 4.6 se puede observar que se requiere una tensión de envío (E_g) mayor (fig. 4.6a) para mantener constante la tensión recibida (E_r), cuando la corriente requerida por la carga está desfasada en atraso con respecto a la tensión, en comparación con la misma corriente en fase con E_r (fig. 4.6b). Se requiere una tensión de envío todavía menor para mantener la tensión recibida, cuando la corriente tomada por la carga está desfasada en adelanto.

Se dice que, en el primer caso (factor de potencia atrasado) la regulación es mayor, mientras que es menor (factor de potencia unitario) o incluso negativa, cuando el factor de potencia está en adelante. Por lo tanto, la regulación de la tensión está ligada al factor de potencia de la carga.

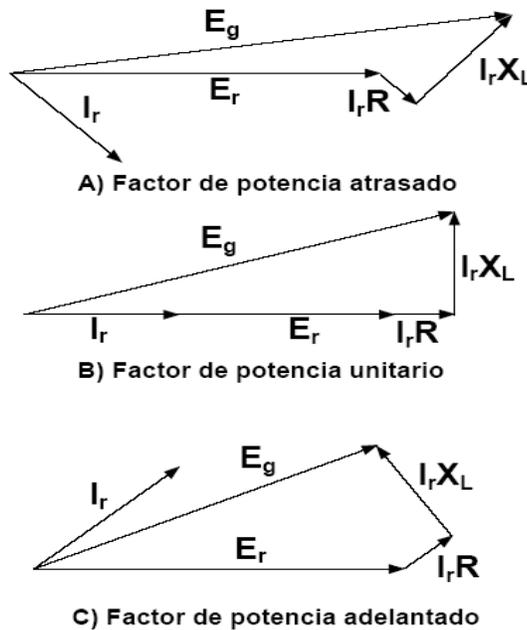


Figura 4.6. Diagramas fasoriales. Factores de Potencia

Los cables a emplear deben cumplir con la especificación CFE E0000-17. La tensión de operación entre fases puede exceder la tensión nominal entre fases de los cables, en 5% durante la operación continua del cable ó en 10% en emergencias de una duración no mayor a 15 minutos.

Este criterio se aplica para líneas de alta tensión de mediana y gran longitud, en base a la expresión siguiente:

$$(PVR) \frac{V^2}{Z_e} = 2.005 - 0.002082 L$$

Donde:

- V= Tensión nominal de la línea en [kV].
- Z_e = Impedancia característica de la línea en [Ω].

$$Z_e = \sqrt{\frac{Z}{Y}}$$

Z= Impedancia serie de la línea en [Ω /Km].

- Y= Admitancia total de la línea.
- L= Longitud en [km] de la línea.
- PVR= Capacidad de transmisión por regulación de tensión en [MW].

Es importante mencionar que las subestaciones Texcoco, Topilejo y próximamente Santa Cruz, cuentan con Compensadores Estáticos de potencia reactiva (CEV's), estos dispositivos se utilizan para mantener estable la tensión inyectando a la red potencia reactiva capacitiva o inductiva, para la tensión de 400 kV, por lo que podemos considerar que la regulación de tensión, se controla por medio de CEV's independientemente de la caída de tensión que pueda presentar una línea en específico.

4.5 Corto circuito

Uno de los aspectos a los que se les pone mayor atención en el diseño de los sistemas eléctricos, es el control adecuado de los cortos circuitos o fallas, ya que éstas pueden producir interrupciones de servicio indeseables. En cualquier sistema eléctrico, para los fines del diseño, construcción y operación se deben realizar los estudios de corto circuito principalmente con los objetivos siguientes:

- a) Dimensionar o determinar las capacidades interruptivas de los dispositivos de protección para fines de especificación.
- b) Calcular los valores de las corrientes de corto circuito de efectos dinámicos y térmicos como información para el diseño de equipos y aparatos eléctricos.
- c) Dar valores de fallas para el diseño de redes de tierra en subestaciones eléctricas, centrales y líneas de transmisión (datos de referencia).
- d) Ajustar y coordinar los dispositivos de protección.
- e) Analizar el comportamiento de algunas componentes de los sistemas.
- f) Los valores mínimos de falla se usan para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección.

Para los fines de los estudios de corto circuito, se deben considerar los diferentes tipos de fallas y la principal para el cálculo y obtención de la corriente de corto circuito monofásico que es el más común y a suceder en cables aislados, principalmente en los empalmes.

4.6 Componentes simétricas

El método de componentes simétricas es una técnica poderosa para analizar sistemas trifásicos desbalanceados, es básicamente una técnica de modelado que permite llevar a cabo análisis y diseños sistemáticos de sistemas trifásicos.

En general los cálculos son muy prácticos para diseño de sistemas y selección de equipo y para las distintas aplicaciones en protecciones mediante relevadores. El método de componentes simétricas fue desarrollado por Charles L. Fortescue de Westinghouse cuando investigaba matemáticamente la operación de los motores de inducción bajo condiciones desbalanceadas. El trabajo de Fortescue prueba que un sistema desbalanceado de n fasores relacionados, se puede resolver con n sistemas de fasores balanceados llamadas componentes simétricas de los fasores originales.

Los conjuntos balanceados de componentes son:

- Componentes de secuencia positiva: formado por tres fasores de igual magnitud, desfasados 120° entre si y con la misma secuencia de fase que el sistema original.
- Componentes de secuencia negativa: formado por tres fasores de igual módulo, con desfase de 120° uno de otro y con la secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales.
- Componentes de secuencia cero: formada por tres fasores de igual módulo y con desfase nulo.

Cuando se resuelve un problema utilizando componentes simétricas, se acostumbra designar las tres fases del sistema como a, b y c, de forma que la secuencia de fase de las tensiones y las corrientes en el sistema es abc. Así, la secuencia de fase de las componentes de secuencia positiva es abc y la secuencia de fase de las componentes de secuencia negativa es acb. Si los fasores originales de tensión se designan como V_a , V_b y V_c , los tres conjuntos de componentes simétricas se designan agregando un subíndice (o superíndice) adicional 1 para las componentes de secuencia positiva, 2 para las de secuencia negativa y 0 para las de secuencia cero. Una vez obtenidos los resultados en el

dominio de las componentes simétricas, los valores reales en cantidades de fase se calculan haciendo uso de una transformación inversa adecuada.

La figura 4.7 muestra los tres sistemas equilibrados de vectores (considerándolos como tensiones) y la suma gráfica de los componentes para obtener los fasores desbalanceados.

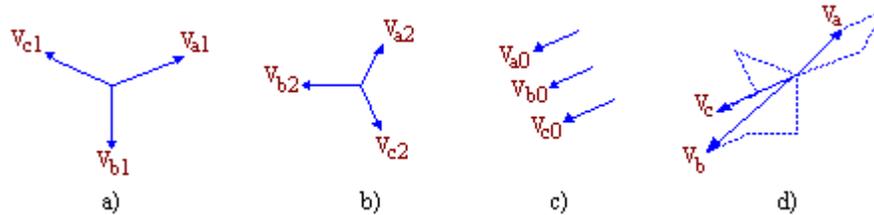


Figura 4.7. Componentes de secuencia: a) positiva, b) negativa, c) cero. d) Suma gráfica de ellas

Como cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, se puede escribir:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\ V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \end{aligned}$$

Si se consideran como referencia los fasores V_{a1} , V_{a2} y V_{a0} , respectivamente se tiene:

$$\begin{aligned} V_{a1} &= V_{a1} \angle 0^\circ & V_{a2} &= V_{a2} \angle 0^\circ & V_{a0} &= V_{a0} \angle 0^\circ \\ V_{b1} &= V_{a1} \angle 240^\circ & V_{b2} &= V_{a2} \angle 120^\circ & V_{b0} &= V_{a0} \angle 0^\circ \\ V_{c1} &= V_{a1} \angle 120^\circ & V_{c2} &= V_{a2} \angle 240^\circ & V_{c0} &= V_{a0} \angle 0^\circ \end{aligned}$$

Designando como "a", al operador que origina un desplazamiento de 120° , es decir:

$$a = 1 \angle 120^\circ = \frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Esta última se puede escribir como:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\ V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \end{aligned}$$

La ecuación anterior se puede escribir en forma matricial, tal como se muestra en la expresión siguiente:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix}$$

Ó bien:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{a, b, c} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} = [\mathbf{T}] \begin{bmatrix} \mathbf{0, 1, 2} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}$$

Donde:

$$[\mathbf{T}] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

La matriz de transformación T permite obtener las componentes de fase abc a partir de las de secuencia 012. Esta matriz es no singular y por lo tanto existe su inversa, de manera que es posible obtener las componentes de secuencia 012 a partir de las de fase abc. Premultiplicando por la inversa de T, se obtiene:

$$\begin{bmatrix} 0,1,2 \\ \mathbf{V} \end{bmatrix} = [\mathbf{T}]^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{a}, \mathbf{b}, \mathbf{c} \\ \mathbf{V} \end{bmatrix}$$

En que:

$$[\mathbf{T}]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \end{bmatrix}$$

Y la ecuación queda:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_{a0} \\ \mathbf{V}_{a1} \\ \mathbf{V}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix}$$

Las ecuaciones anteriores son válidas también para las corrientes, es decir:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_a \\ \mathbf{I}_b \\ \mathbf{I}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{a1} \\ \mathbf{I}_{a2} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \mathbf{I}_{a0} \\ \mathbf{I}_{a1} \\ \mathbf{I}_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \mathbf{a} & \mathbf{a}^2 \\ 1 & \mathbf{a}^2 & \mathbf{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_a \\ \mathbf{I}_b \\ \mathbf{I}_c \end{bmatrix}$$

Se puede concluir que si en un sistema trifásico no existen conductor neutro o conexiones a tierra, o si el sistema está balanceado, la corriente de secuencia cero es nula.

4.7 Potencia en función de las componentes simétricas

Si se conocen las componentes de secuencia de la corriente y tensión, se puede calcular directamente la potencia suministrada en un circuito trifásico a partir de las componentes.

La potencia compleja total transmitida en un circuito trifásico por 3 líneas; a, b y c viene dada por:

$$\dot{\mathbf{S}} = \mathbf{P} + j\mathbf{Q} = \mathbf{V}_a \mathbf{I}_a^* + \mathbf{V}_b \mathbf{I}_b^* + \mathbf{V}_c \mathbf{I}_c^*$$

En que Va, Vb y Vc son las tensiones respecto al neutro en los terminales e Ia, Ib e Ic las corrientes que entran al circuito por las tres líneas. Puede existir o no neutro.

Matricialmente se tiene:

$$\dot{\mathbf{S}} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a & \mathbf{V}_b & \mathbf{V}_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_a^* \\ \mathbf{I}_b^* \\ \mathbf{I}_c^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{a}, \mathbf{b}, \mathbf{c} \end{bmatrix}^t \begin{bmatrix} \mathbf{a}, \mathbf{b}, \mathbf{c} \\ \mathbf{V} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix}^*$$

Haciendo las operaciones correspondientes se obtiene:

$$\dot{\mathbf{S}} = 3(\mathbf{V}_{a0} \mathbf{I}_{a0}^* + \mathbf{V}_{a1} \mathbf{I}_{a1}^* + \mathbf{V}_{a2} \mathbf{I}_{a2}^*)$$

Es decir, esta transformación no es invariante a la potencia compleja.

4.8 Sistema por unidad

El sistema por unidad es una herramienta que es de mucha utilidad al momento de realizar análisis en sistemas de potencia con tensiones y corrientes diferentes, este método se explicará y aplicara para realizar el análisis entre las subestaciones Santa Cruz y La Paz.

Se define un valor por unidad (pu), al cociente de una cantidad cualquiera entre un valor base.

$$cantidad\ en\ por\ unidad = \frac{cantidad\ real}{cantidad\ base}$$

La cantidad y el valor base deberán tener las mismas unidades y el valor por unidad será una cantidad adimensional. Asimismo, el valor base siempre es un número real. Por lo tanto, el ángulo de la cantidad por unidad es igual al ángulo de la cantidad real.

4.8.1 Cantidades base.

Para el análisis de sistemas eléctricos se utilizan cuatro cantidades base:

Tabla 4.5. Cantidades base

Cantidad base	Unidades
Potencia	MVA
Tensión	kV
Corriente	A
Impedancia	Ω

Estas cantidades están relacionadas de tal manera que la selección de valores para dos de ellas, determina los valores base para las otras dos.

En un sistema trifásico, seleccionamos una potencia base trifásica y una tensión línea a línea, la corriente base y la impedancia base pueden calcularse como:

$$I_{Base} = \frac{KVA_{Base}}{KV_{Base} \times \sqrt{3}} [A]$$

$$Z_{Base} = \frac{1,000 \times (KV_{Base})^2}{KVA_{Base} [\Omega]} = Z_{Base} = \frac{(KV_{Base})^2}{MVA_{Base} [\Omega]}$$

La potencia base seleccionada no cambia en todos los puntos del sistema eléctrico, no así la tensión base, que al seleccionarlo en un punto cualquiera, afecta a todas las demás tensiones en el sistema a través de la relación de transformación de los transformadores.

Se definirán los siguientes valores para realizar el análisis de corto circuito en la tabla 4.6:

Tabla 4.6

Cantidad base		Unidades
Potencia	100	MVA
Tensión	400	kV
Corriente	144.33	A
Impedancia	1600	Ω

CAPÍTULO 4

Es la potencia y tensión base utilizadas por la CFE al realizar cálculos de corto circuito con el Equivalente de Thevenin de la red. En la tabla 4.7 se muestran los valores en P.U. de impedancias de secuencia positiva y cero así como las corrientes de corto circuito para las subestaciones Santa Cruz (CRU-400) y La Paz (LAP-400).

Tabla 4.7 a Condición de demanda mínima, Diciembre de 2004

CLAVE	NOMBRE	VALORES DE CORRIENTES DE FALLA (A)				SECUENCIA POSITIVA		SECUENCIA CERO		RELACIONES		VOLTAJE Vb (P.U.)
		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA		R1	X1	R0	X0	R0/X1	X0/X1	
		MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD	ÁNGULO	(P.U.)	(P.U.)	(P.U.)	(P.U.)			
BNR-400	Bernabe (San)	18 998,4	-86,36	19 002,8	-84,89	0,0004797	0,0075822	0,0010702	0,0075318	0,1411451	0,9933501	0,9988911
CRU-400	Cruz (Santa)	19 726,3	-86,36	20 762,1	-85,34	0,0004807	0,0073025	0,0007730	0,0061820	0,1058496	0,8465680	0,9741687
LAP-400	La Paz	20 434,8	-86,52	21 112,9	-85,26	0,0004287	0,0070503	0,0008373	0,0063387	0,1187591	0,8990636	0,9830541
TTH-400	Teotihuacan	23 181,7	-87,13	22 180,7	-84,71	0,0003118	0,0062186	0,0011780	0,0070193	0,1894294	1,1287640	1,0211998
VIC-400	Victoria	20 257,5	-86,72	20 075,9	-85,19	0,0004077	0,0071135	0,0009932	0,0072659	0,1396282	1,0214310	1,0035653

Tabla 4.7 b Condición de demanda máxima, Diciembre 2004

CLAVE	NOMBRE	VALORES DE CORRIENTES DE FALLA (A)				SECUENCIA POSITIVA		SECUENCIA CERO		RELACIONES		VOLTAJE Vb (P.U.)
		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA		R1	X1	R0	X0	R0/X1	X0/X1	
		MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD	ÁNGULO	(P.U.)	(P.U.)	(P.U.)	(P.U.)			
BNR-400	Bernabe (San)	25 716,0	-86,16	23 717,5	-84,47	0,0003756	0,0056002	0,0010076	0,0069718	0,1799236	1,2449360	1,0397981
CRU-400	Cruz (Santa)	25 396,4	-86,07	24 649,9	-84,91	0,0003895	0,0056700	0,0007795	0,0061572	0,1374686	1,0859185	1,0142077
LAP-400	La Paz	26 386,2	-86,21	25 044,9	-84,80	0,0003616	0,0054582	0,0008438	0,0063019	0,1545981	1,1545672	1,0253773
TTH-400	Teotihuacan	29 829,7	-86,88	26 014,2	-84,13	0,0002634	0,0048315	0,0011756	0,0068949	0,2433210	1,4270544	1,0677738
VIC-400	Victoria	25 988,2	-86,44	23 702,0	-84,73	0,0003449	0,0055433	0,0009883	0,0071053	0,1782810	1,2817897	1,0455796

Tabla 4.7 c Condición de máxima disponibilidad, Diciembre 2005

CLAVE	NOMBRE	VALORES DE CORRIENTES DE FALLA (A)				SECUENCIA POSITIVA		SECUENCIA CERO		RELACIONES		VOLTAJE Eb (P.U.)
		TRIFÁSICA		MONOFÁSICA		R1	X1	R0	X0	R0/X1	X0/X1	
		MAGNITUD	ÁNGULO	MAGNITUD	ÁNGULO	(P.U.)	(P.U.)	(P.U.)	(P.U.)			
BNR-400	Bernabe (San)	26 494,8	-86,16	25 105,5	-84,59	0,0003648	0,0054355	0,0008964	0,0062991	0,1649148	1,1588750	1,0260723
CRU-400	Cruz (Santa)	25 665,9	-86,08	25 013,4	-84,86	0,0003845	0,0056106	0,0007820	0,0060205	0,1393780	1,0730648	1,0120974
DVA-400	Deportiva	15 578,2	-86,31	12 902,0	-84,20	0,0005925	0,0091872	0,0022066	0,0150155	0,2401840	1,6343979	1,0977353
LAP-400	La Paz	26 580,0	-86,21	25 363,4	-84,80	0,0003589	0,0054184	0,0008294	0,0061652	0,1530735	1,1378140	1,0226678
TTH-400	Teotihuacan	30 136,4	-86,92	26 584,4	-84,29	0,0002573	0,0047826	0,0011059	0,0064423	0,2312333	1,3888551	1,0620319
VIC-400	Victoria	26 157,8	-86,44	23 995,9	-84,74	0,0003426	0,0055073	0,0009690	0,0069547	0,1759561	1,2628108	1,0426098

Las consideraciones que se tomaron para elaborar estos datos son los siguientes:

- El cálculo de las corrientes de falla y de sobretensiones temporales, se realizó considerando tensiones de prefalla unitarios.
- El cálculo de la magnitud de la tensión de la fase B, consideró una falla a tierra sólida en la fase A
- Los equivalentes de Thevenin y la magnitud de la tensión Vb se determinaron mediante la utilización de hojas de cálculo en Excel a partir de los valores de las corrientes de fallas trifásicas y monofásicas obtenidas mediante el simulador PSS/E.

4.9 Análisis de fallas de corto circuito

Los tipos de fallas más comunes son las siguientes:

- Fallas trifásicas
- Fallas monofásica (fase a tierra)
- Fallas bifásica (fase a fase)

La falla trifásica se considera como una falla simétrica, el sistema se mantiene balanceado por lo que sólo se considera las componentes de secuencia positiva, en el cual las corrientes están desfasadas 120° en secuencia ABC.

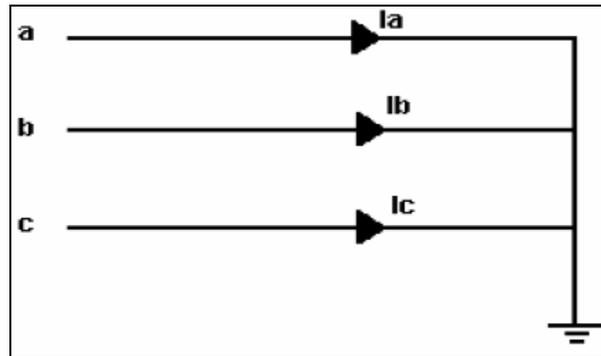


Figura 4.9. Falla trifásica sólida

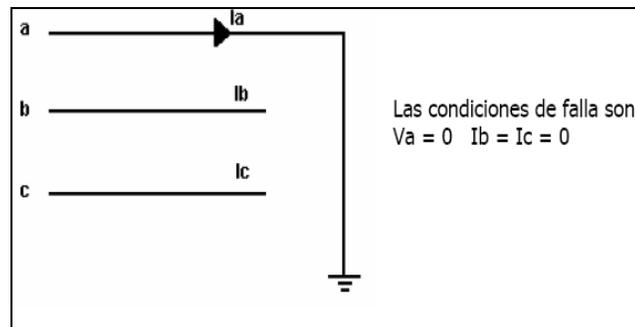


Figura 4.10. Falla Monofásica (Línea a tierra)

Las componentes simétricas de la corriente son:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 3 \\ I_a \\ 3 \\ I_a \\ 3 \end{bmatrix}$$

Como se observa, existen tres corrientes de secuencia, además $I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$ significa que las tres redes están conectadas en serie como se muestra en la figura 4.11.

Por lo tanto:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad V_a = V_f - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} - Z_0 I_{a0}$$

Como $V_a = 0$, entonces:

$$\begin{aligned} 0 &= V_f - Z_1 I_{a1} - Z_2 I_{a2} - Z_0 I_{a0} \\ V_f &= Z_1 I_{a1} + Z_2 I_{a2} + Z_0 I_{a0} \\ V_f &= I_{a1} (Z_1 + Z_2 + Z_0) \end{aligned}$$

$$I_{a1} = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

La corriente de falla total sería:

$$\begin{aligned} I_a = I_f &= I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}, \text{ entonces:} \\ I_f &= I_{a1} + I_{a1} + I_{a1} = 3 I_{a1} \end{aligned}$$

$$I_f = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Si la falla ocurre en un sistema con neutro conectado a tierra a través de reactancia Z_n

$$I_f = \frac{3 V_f}{Z_1 + Z_2 + (Z_0 + 3 Z_n)}$$

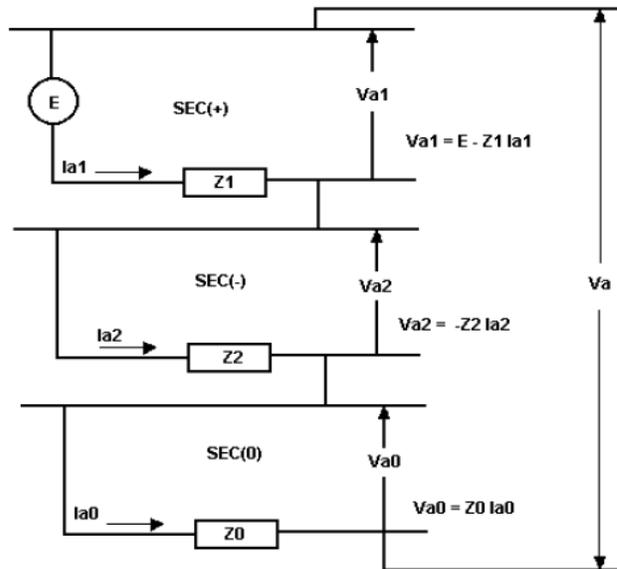


Figura 4.11. Conexión de las redes de secuencia. Falla monofásica (línea a tierra).

4.10 Cálculo de corrientes de corto circuito en un cable de potencia.

Para determinar la corriente de corto circuito en un cable de potencia, se debe conocer la impedancia del cable y el tipo de conexión de la pantalla metálica. Como se observó en el capítulo 1, los sistemas de cables de potencia con aislamiento XLPE a 400 kV y longitudes mayores a 10 km, están instalados en galerías o túneles y con las pantallas aterrizadas en Cross-Bonding, este método se explica en el tema 4.12.

Tomando como referencia los antecedentes del capítulo 1, se analizarán las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero para cables monopolares en caso de falla monofásica. Para ello se utilizarán las expresiones utilizadas por el fabricante de cables NEXAN para determinar las impedancias.

En la teoría de las componentes simétricas, las corrientes de secuencia positiva y de secuencia negativa constituyen sistemas trifásicos balanceados y por lo tanto no circulan corrientes a tierra, es decir:

Secuencia positiva:

$$I_{a1} + I_{b1} + I_{c1} = 0$$

Por lo tal, la corriente de neutro será:

$$I_n = I_{a1} + I_{b1} + I_{c1} = 0$$

Secuencia negativa:

$$I_{a2} + I_{b2} + I_{c2} = 0$$

Por lo tal, la corriente de neutro será:

$$I_n = I_{a0} + I_{b0} + I_{c0} = 0$$

Por otro lado, en secuencia cero, las corrientes I_{a0} , I_{b0} e I_{c0} tienen la misma magnitud y el mismo ángulo, es decir:

$$|I_{a0}| \angle \theta^{\circ} = |I_{b0}| \angle \theta^{\circ} = |I_{c0}| \angle \theta^{\circ}$$

Por lo tanto, la corriente de neutro será:

$$I_n = I_{a0} + I_{b0} + I_{c0}$$

$$I_n = 3I_{a0}$$

Cuando existe una corriente de secuencia cero, ésta necesita de una trayectoria por donde circular o fluir.

Cuando la corriente de secuencia cero fluye a través de los conductores de un circuito trifásico, se presentan tres posibles trayectorias:

- 1.- Que el regreso de la corriente de secuencia cero se haga únicamente por tierra. En éste caso, se presentan cuando los cables no tienen pantallas metálicas.
- 2.- Que el regreso de la corriente de secuencia cero se haga por la pantalla metálica del o de los cables y por tierra, en paralelo. Ver Figura 4.12
- 3.- Que el regreso de la corriente de secuencia cero se haga únicamente por la pantalla metálica del o de los cables.

En el caso 3, puede presentarse cuando las pantallas metálicas están aisladas de tierra, además, las pantallas metálicas sirven de conductor de regreso a las corrientes de secuencia cero que circulan por los tres conductores.

Es por esto, que los valores de impedancia de secuencia cero, para los tres casos, será diferente dependiendo de la construcción del cable; trifásico o monofásico, así como, de la composición de los conductores y de las características físicas del propio cable.

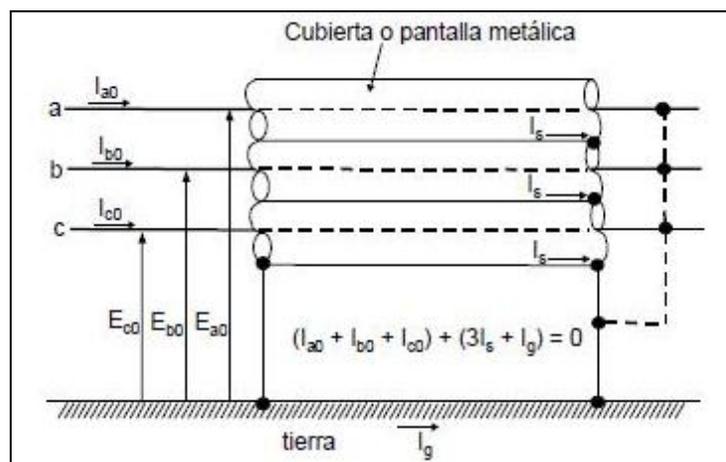


Figura 4.12 Circuito real de tres cables monofásicos con cubierta o pantalla metálica individual

El circuito equivalente que representa el cable con la pantalla conectada en dos puntos a tierra es

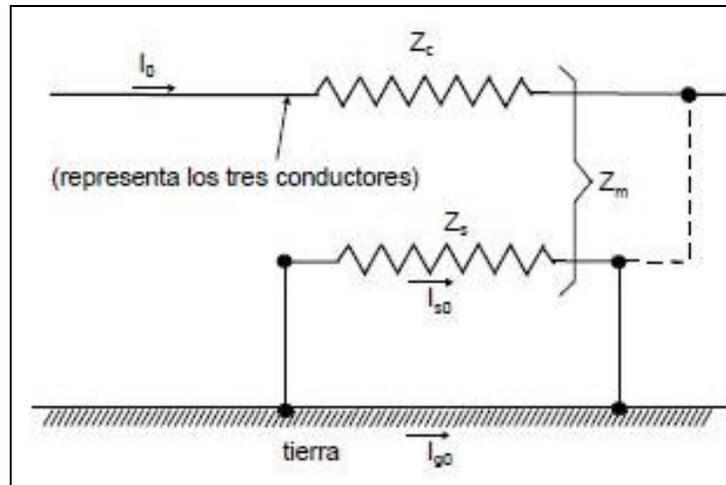


Figura 4.13 Circuito equivalente

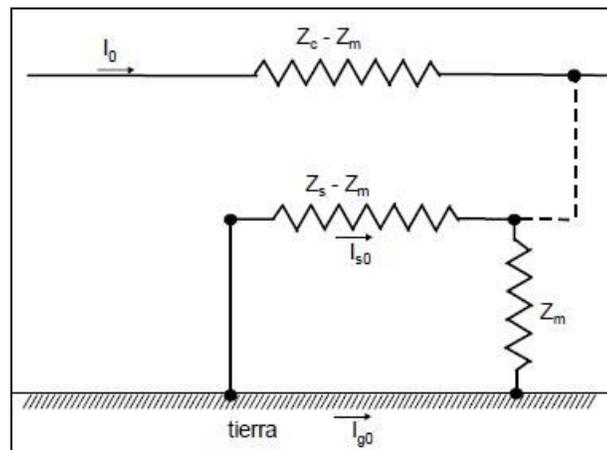


Figura 4.14 Circuito equivalente modificado con las impedancias expresadas en términos de secuencia cero

Para el caso de cables instalados en formación *plana con transposición de fases*, la impedancia de secuencia positiva y negativa por parte del fabricante de cables de potencia NEXAN, es la siguiente:

$$Z^+ = Z^- = R_1 + j\omega \cdot \left[0.5 + 2 \cdot \text{Ln} \frac{\sqrt[3]{2} \cdot S}{r_0} \right]$$

Donde:

- R1: Resistencia del conductor en C.A.
- W: $2\pi \cdot f$ ($f = 60$ Hz)
- S: separación entre cables
- r_0 : radio del conductor

Para los diferentes casos en los que puede retornar la corriente de secuencia cero, se utilizan las siguientes expresiones:

- a) Retorno únicamente por pantalla metálica: $Z_0 = Z_a + Z_e - 2Z_m$
- b) El retorno es únicamente por tierra: $Z_0 = Z_a$

c) Retorno por pantalla y por tierra: $Z_0 = Z_a - \frac{Z_m^2}{Z_e}$

Donde:

Za: Impedancia en el conductor

Zm: Impedancia mutua entre el conductor y la pantalla metálica

Ze: Impedancia de la Pantalla Metálica

Impedancia en el conductor:

$$Z_a = R + 3 * R_s + j\mu_0 * f * \ln\left(\frac{2 * h^3}{0.779 * d_c * a_m^2}\right)$$

Donde:

R = Resistencia del conductor en c.a. a 90°C

Rs = Resistencia de tierra (ver tabla 4.8)

Re = Resistencia de la pantalla metálica en c.a

h = Profundidad equivalente. (ver tabla 4.8)

dc = Diámetro del conductor

dm = Diámetro de la pantalla

am = Distancia geométrica entre conductores

f = frecuencia del sistema 60[Hz]

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ [Henry/m]

Impedancia de la pantalla metálica:

$$Z_e = R_e + 3 * R_s + j\mu_0 * f * \ln\left(\frac{2 * h^3}{d_m * a_m^2}\right)$$

Impedancia mutua entre el conductor y la pantalla:

$$Z_m = 3 * R_s + j\mu_0 * f * \ln\left(\frac{2 * h^3}{d_m * a_m^2}\right)$$

Tabla 4.8 Profundidad equivalente del regreso por tierra e impedancia de la tierra a 60 Hz.

Resistividad de la tierra (ohm-m)	Profundidad equivalente D_e (m)	Resistencia equivalente de la tierra R_e (ohm/km)	Reactancia equivalente de la tierra X_e (ohm/km)
1	8.53×10^1	0.178	1.27
5	1.89×10^2	0.178	1.45
10	2.68×10^2	0.178	1.54
50	6.10×10^2	0.178	1.72
100	8.53×10^2	0.178	1.80
500	1.89×10^3	0.178	1.98
1 000	2.68×10^3	0.178	2.06
5 000	6.10×10^3	0.178	2.24
10 000	8.53×10^3	0.178	2.32

En el Anexo B, se muestra a manera de ejercicio, el cálculo preliminar de las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, para un cable monopolar con aislamiento XLPE de 2000 mm² con datos de catálogo del fabricante ABB y las fórmulas del fabricante NEXAN.

4.11 Conexiones de pantallas.

Existen tres métodos básicos para conectar las pantallas metálicas de los cables de potencia, siempre cumpliendo su función electrostática.

- 1.- Conexión en un solo punto (solo en un extremo)
- 2.- Conexión en dos puntos (dos extremos de un tramo de cable)
- 3.- Cross-bonding o conexión entrecruzada de pantallas.

4.11.1 Conexión en un solo punto

Las pantallas metálicas se conectan a tierra en uno de los dos extremos del circuito, interrumpiendo la circulación de corrientes, la tensión inducida puede alcanzar valores peligrosos en el extremo no conectado a tierra. En este caso se recomienda el uso de Limitadores de tensión (LV's) en el extremo abierto.

En este método siempre debe existir un conductor de tierra paralelo, para evitar que la corriente regrese por el terreno en caso de fallas a tierra, ya que esto induce tensiones muy altas en el extremo no aterrizado de la pantalla. Esto se debe a que si no existe el conductor de tierra paralelo, la profundidad equivalente de regreso por tierra de la corriente es muy grande, porque en general la resistividad eléctrica del terreno es alta. El conductor de tierra paralelo también tiene la función de igualar los potenciales eléctricos en los dos extremos de la instalación. El conductor de tierra paralelo debe trasponerse a la mitad de la longitud de la instalación, para evitar que se induzcan corrientes en él como se muestra en la figura 4.15

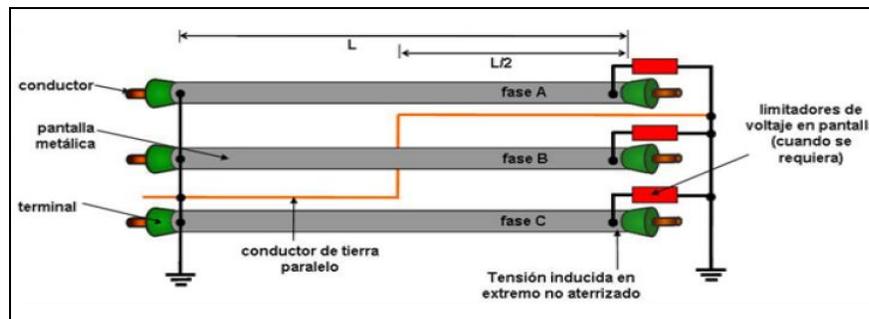


Figura 4.15. Conexión de pantalla en un solo punto.

La ventaja de este método, ausencia de corriente inducidas en la pantalla metálica, por lo que no se genera calor por parte de la pantalla metálica y por consecuencia no hay pérdidas por efecto joule en la pantalla. Este método es utilizado para transmitir gran potencia en tramos relativamente cortos (< 5 km) ya que al no haber pérdidas en la pantalla metálica, la Ampacidad del cable mejora considerablemente.

4.11.2 Conexión en dos puntos.

Este método consiste en conectar a tierra los dos extremos de la pantalla metálica, en la pantalla se generan tensiones y corrientes inducidas, la pantalla también funciona como conductor de la corriente de corto circuito.

Este tipo de conexión de pantalla es utilizada en formación triangular o trébol con los conductores juntos, esto disminuye las pérdidas en la pantalla por las corrientes inducidas.

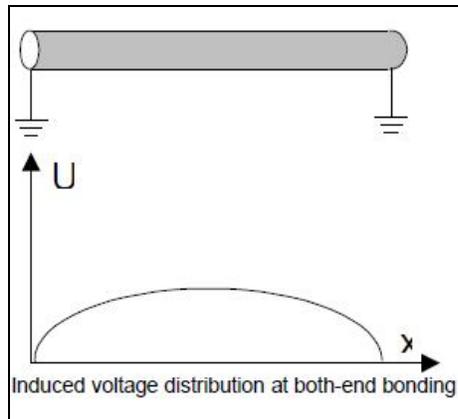


Figura 4.16 Tensión inducida con aterrizamiento en ambos extremos.

La tensión inducida decrece en los extremos (ver figura 4.16), lo cual representa un mayor seguridad para las personas. Las corrientes inducidas circulan entre los dos extremos conectados a tierra y es proporcional a la corriente que es transportada por el conductor del cable, lo cual genera pérdidas en la pantalla y disminuye la Ampacidad.

4.12 Pantallas cruzadas (Cross-bonding).

Este método consiste en intercambiar las pantallas entre las fases, en los empalmes, a 1/3 y 2/3 de la longitud total de la instalación. De esta forma cada pantalla metálica es sometida a tres flujos magnéticos desfasados 120° uno del otro, por lo que las corrientes inducidas son muy bajas. Para que la corriente inducida en cada pantalla sea igual a cero, los puntos de intercambio de las pantallas (cross-bonding), deben dividir a la instalación en tres partes de igual longitud, y la configuración de los cables debe ser plana con transposición física de fases (ver figuras 4.13 y 4.14) en los puntos de cross-bonding. Para llevar a cabo el cross-bonding se deben emplear empalmes con interrupción de pantalla semiconductora externa.

Esta configuración tiene las siguientes ventajas:

- 1.- Las tensiones y corrientes inducidas son atenuadas por la transposición de fases (conductores) y pantallas metálicas en circuitos balanceados.
- 2.- El retorno de la corriente de corto circuito se da por pantalla y tierra, la trayectoria que sigue en las pantallas, se divide en el punto de interconexión.
- 3.- Al haber menores corrientes inducidas, se mejora la Ampacidad del cable de potencia.

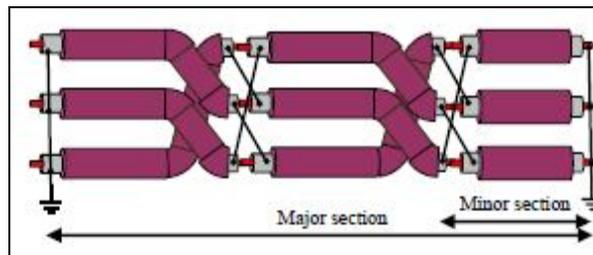


Figura 4.13 Transposición de fases en una sección mayor de circuito con cross-bonding.

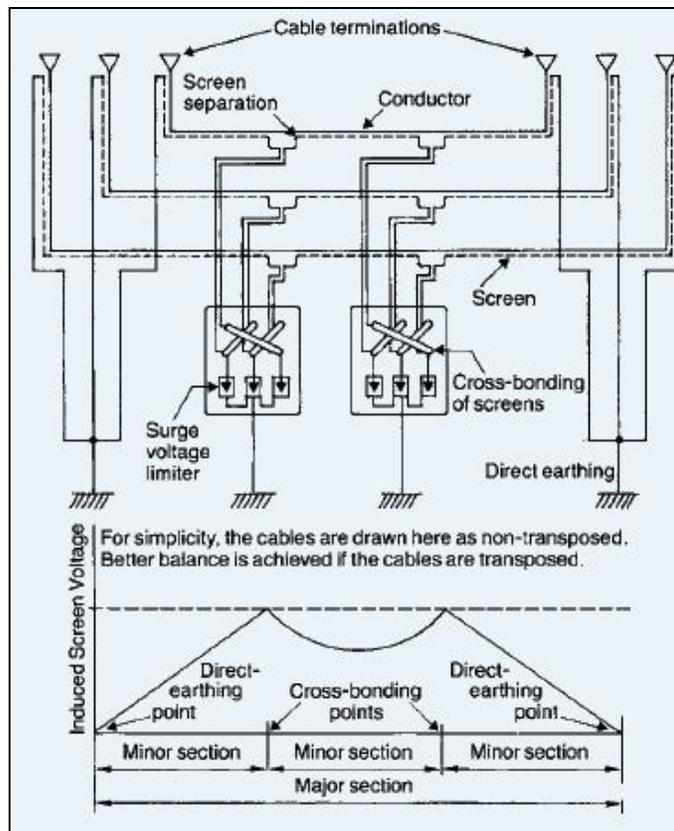


Figura 4.14 Método de aterrizamiento de pantallas cross-bonding.

En la tabla 4.9 se hace un pequeño resumen de la aplicación de los diversos sistemas de aterrizamiento y en la figura 4.15 se ilustra el comportamiento de la tensión inducida y ampacidad.

Tabla 4.9

Método de aterrizamiento	Tensión inducida en los extremos de la pantalla	Limitadores de Tensión	Aplicación típica
Conexión en dos puntos	No	No	Subestaciones, enlaces cortos, ampliamente utilizado en cables de alta, media y baja tensión
Conexión en un punto	Si	Si	Comúnmente utilizado para circuitos de hasta 1 km.
Cross-bonding	Solamente en los puntos de interconexión del cross-bonding	Si	Circuitos largos con múltiples empalmes.

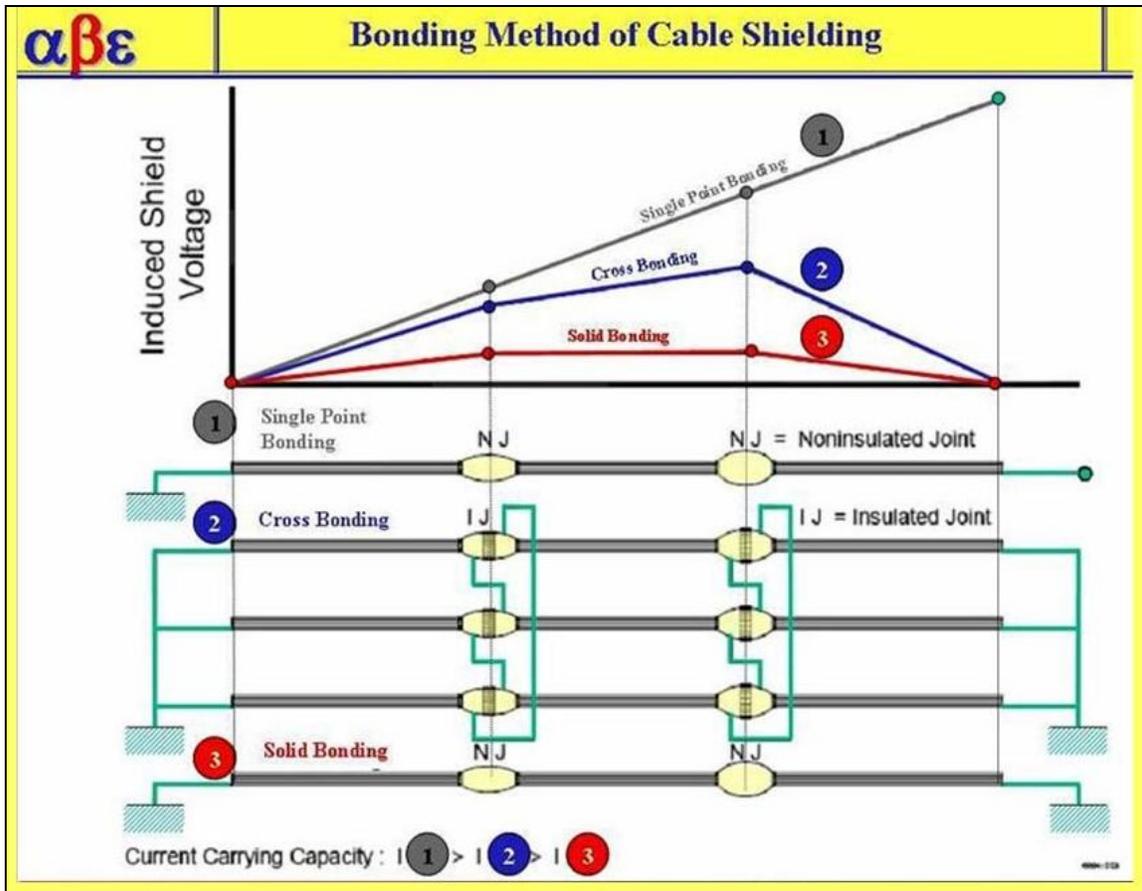


Figura 4.15.

Retomando las instalaciones hechas en los proyectos de “London Connection” y del aeropuerto en Barajas, España (ver capítulo 1), el método de aterrizamiento utilizado es la combinación de dos métodos; en los extremos del circuito, se hace la conexión en un solo punto para que el cable en esos tramos tenga una ampacidad óptima y en los tramos de cable intermedios, se hace cross-bonding con transposición de fases (ver figura 4.16), para optimizar y mantener tensiones y corrientes inducidas al mínimo posible.

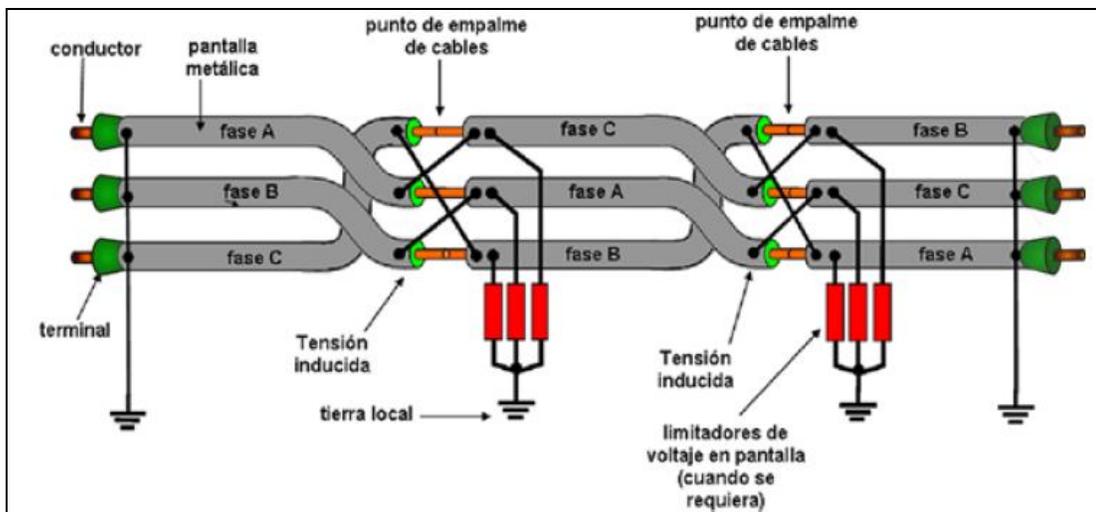


Figura 4.16. Transposición de fases con pantallas en cross-bonding y limitadores de Tensión.

En estos circuitos, son necesarios la utilización de limitadores de tensión, éstos deben cumplir con una tensión considerada segura, según la reglamentación que cada país o ciudad este vigente, en la norma NOM001-SEDE-2005, en el artículo 923-3, cables Subterráneos, inciso d), Tensiones inducidas en la pantalla metálica indica “Se recomienda que las tensiones inducidas en condiciones normales de operación no sean mayores de 55 V”.

Con las características de este método de conexión de pantalla y con los siguientes parámetros

- Intensidad de corto circuito monofásico:
 - Santa Cruz:* 25,013.4 [A]
 - La Paz:* 25,363.4 [A]
- Área de sección transversal de la pantalla metálica:
 - 95 [mm²]
- Intensidad de corto circuito admisible en la pantalla metálica:
 - Hasta 33.5 [kA] durante 0.2 segundos
- Intensidad de corto circuito admisible en la conductor (cobre, 2000 mm²):
 - Hasta 639.51 [kA] durante 0.2 segundo.
- Capacidad de conducción de corriente en formación plana “Ver tablas A1 y A6a (De +170 [mm])” “al aire libre”:
 - Hasta 2145 [A]
- Sobretensiones temporales:
 - Santa Cruz:* 1.012097 [Vpu]
 - La Paz:* 1.022667 [Vpu]
 - *Con 1.05 [Vpu] (420 kV) o más el cable sufre daño.

Se puede afirmar que un sistema de cable subterráneo cumple eléctricamente con la funcionalidad y no presentaría daño destructivo en caso de una falla. Los valores de falla referidos son del año 2005 (Tablas 4.7). Como el valor de corto circuito se incrementa conforme crece la demanda (y la infraestructura), el dimensionamiento de la pantalla se puede ajustar el área de sección transversal de la pantalla a 150 [mm²] (con una intensidad admisible de corto circuito de 51 [kA] para 0.2 segundos), hasta 300 [mm²]; los fabricantes pueden construir cables con un valor óptimo para economizar materiales y costos. No así los niveles de sobretensión, tema que debe controlar y regular, en este caso CFE en la red.

En resumen:

Los dos circuitos aéreos actuales que conectan a las subestaciones Santa Cruz y La Paz, (formados cada uno por dos conductores por fase de 1113 KCM), y con una capacidad térmica de (2x1110 [A]); pueden ser sustituidos por cables de potencia subterráneos con las siguientes características:

Área de sección transversal de conductor de cobre:	2000 [mm ²]
Espesor de aislamiento XLPE (Um= 420 kV):	27 [mm]
Diámetro externo del cable:	131-135 [mm]
Área Sección transversal de pantalla metálica de cobre:	150 [mm ²]
Temperatura de operación nominal:	90°C
Temperatura en caso de corto circuito:	250°C
Temperatura de operación en sobrecarga:	105°C

Instalados en Galería o Túnel

Conexión de pantallas metálicas en cross-bonding y en un solo punto en los extremos

Conducción de corriente dentro del limite térmico: 1845[A] por circuito

Costo aproximado de 6.1 millones de dólares estadounidenses por kilómetro de cable.

Trayectoria aproximada de 11 kilómetros.

CONCLUSIONES

Los sistemas de cable subterráneo en tensiones por encima de los 230 kV, obedecen a necesidades específicas que los hacen proyectos con características únicas. La obra civil depende del sitio de instalación. El diseño e instalación de estos sistemas corre por cuenta de los fabricantes o empresas especializadas para ello. Sin embargo, conocer los aspectos fundamentales de los cables de potencia modernos con aislamiento XLPE, permite hacer un buen diseño y optimizar el rendimiento del sistema.

Considerando todo lo antes expuesto en los 4 capítulos de la presente tesis, concluimos lo siguiente:

- La tecnología de los cables de aislamiento sintético XLPE para tensiones de 400 kV, se encuentra con un buen desarrollo tecnológico que permite instalar sistemas de hasta 20 km.
- Existe variedad de fabricantes de cable XLPE, que garantizan una vida útil de hasta 30 años o más con un buen diseño.
- La Zona Metropolitana del Valle de México es una zona que podría ser candidata a implementarse sistemas de cable subterráneo en 400 kV.
- La infraestructura del sistema eléctrico en la ZMVM permite la instalación de un sistema de cable subterráneo en 400 kV entre las subestaciones Santa Cruz y La Paz con la utilización del derecho de vía, previo estudio geológico que permita instalar ya sea una galería o un túnel.
- Eléctricamente, los sistemas de cable subterráneo tienen un buen comportamiento con menores pérdidas y una gran capacidad de transmitir potencia en un espacio reducido.
- En instalaciones de hasta 20 Km. no se requieren compensación de potencia reactiva inductiva dadas las características de los cables de potencia con aislamiento XLPE.
- Comparativamente, es más costoso una instalación subterránea que una aérea, sin embargo presenta ventajas únicas como el aprovechamiento de espacios ya sea para la CFE u otro interesado.
- Ambientalmente tiene un nulo impacto visual y se eliminan efectos indeseados de las líneas aéreas (efecto corona).
- Los enlaces subterráneos son seguros y de acceso exclusivo a personal autorizado.

REFERENCIAS AL CAPÍTULO 1

ABB. "*XLPE Cable Systems User's guide*"

BRUGG CABLES. "*High voltage XLPE cable systems. Technical user guide*"

CESI. Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano Giacinto Motta SpA. *Informe A80007147*

Comisión Federal de Electricidad. CFE-AT-DP "*Norma Distribución-Construcción de sistemas subterráneos*". Capítulo 5. Diseño y Proyecto de Alta Tensión.

Comisión Federal de Electricidad. NRF-014-CFE-2001 "*Derechos de Vía*".

Comisión Federal de Electricidad. CFE-AT-DP "*Norma Distribución-Construcción de sistemas subterráneos*". Capítulo 5. Diseño y Proyecto de Alta Tensión.

Condumex Cables. "*Manual técnico de cables de energía*", Sección IV, 3ra edición

Luna Arroyo Blanca E. Tesis: "*Cables aislados para distribución subterránea*". Facultad de Ingeniería. UNAM, 2000

Méndez A. Miguel, Correa Arredondo Miguel. "*Cálculo de ajuste y coordinación de protecciones de un banco de autotransformadores 400/230/10 kV de 330 MVA (estrella / estrella / delta)*", Luz y Fuerza del Centro.

Meza Flores Rodrigo. Tesis: "*Consideraciones sobre la conexión a tierra de pantallas de cables de alta tensión*". Facultad de Ingeniería. UNAM, 2008.

NTK Cables. "*High Voltage Cable Systems. Cables and Accessories up to 550 kV*".

Secretaría de Desarrollo Social, Consejo Nacional de Población. Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática. *Delimitación de las zonas metropolitanas de México 2005.*

Viqueira Landa Jacinto "*Redes eléctricas*" Tomos I y II Facultad de Ingeniería, UNAM México 2004

REFERENCIAS AL CAPÍTULO 2

Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Programación. Presentación "*Suministro Eléctrico a la Zona Metropolitana del Valle de México*". México, 2009.

Comisión Federal de Electricidad. Presentación "*Beneficios del suministro eléctrico en las cercanías del centro de carga*"

JICABLE JIC07_22. "*The St. Johns Wood-Elstree Experience-Testing a 20 Km long 400 kV XLPE-insulated cable system after installation*"

Comisión Federal de Electricidad “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008 – 2017”

Secretaría de Energía. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2024”. México 2009

R. Benato A. Paolucci. “EHV AC Undergrounding Electrical Power. Performance and Planning.” Ed Springer-Verlag. London 2010.

Stephen Trotter, “Electrificación de Londres”. Revista ABB 3/2006

REFERENCIAS CAPÍTULO 3

Arab Cables Co. El-Sewedy Industries. *Technical data and cable parameters.*

Comisión Federal de Electricidad. ESPECIFICACION CFE E0000-28 “Cables de energía monopolares con aislamiento sintético para tensiones de 150 kV y hasta 500 kV” 2003.

Condumex Cables. “Manual técnico de cables de energía”, Sección II, 3ra edición

George J. Ander “Rating of Electric Power Cables in Unfavorable Thermal Environment.” Institute of Electrical and Electronics Engineers. ISBN 0-471-67909-7 2004.

Robertson Jeff “Cable Technology in Electrical Power Engineering” EEPS05 Power System Plant Notes. The University of Manchester. 2006.

Thue A. William. “Electrical Power Cable Engineering” Marcel Dekker Inc. New York 1999. ISBN 0-8247-9976-3

REFERENCIAS CAPÍTULO 4

Condumex Cables. “Manual técnico de cables de energía”, Sección III, 3ra edición.

Grande González Armando. “Cálculo e interpretación de corrientes y tensiones de corto circuito en sistemas eléctricos de potencia” Comisión Federal de Electricidad. Unidad de Ingeniería Especializada. Capítulo 5. México 2005

Grande González Armando “Valores de corrientes para fallas trifásicas y monofásicas, así como valores de sobretensiones temporales en el sistema interconectado nacional, para condición de máxima disponibilidad de generación y de red de transmisión actualizado a diciembre del año 2005” Comisión Federal de Electricidad. Unidad de Ingeniería Especializada.

Luz y fuerza del Centro. Subdirección de Producción Gerencia de Operación Diagrama unifilar de 400 KV. 020912.

Luz y Fuerza del Centro. Subdirección de Producción. “*Requerimientos de Generación en el área de Control Central*”, México, 2006.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005

NEXAN. Presentación. “*Laying formation and sheath bonding-effects on positive/zero sequence impedance and cable rating*”. Fredericia, Denmark. 2010.

Viakon Conductores Monterrey “*Sistemas Eléctricos Cable-Accesorios para AT y EAT: Evolución y Perspectiva del Futuro*”. Tercer Simposium Latinoamericano de la Energía. México 2008

TABLA A1a. Datos técnicos para cables monopolares para 400 kV (Um = 420 kV) de ABB

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross-section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Al-conductor)	Cable weight (Cu-conductor)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance		Surge impedance
												
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km	mH/km	Ω
Single-core cables, nominal voltage 400 kV (U_n = 420 kV)												
630	30.2	32.0	98.0	185	111.0	11.8	15.7	0.13	9.2	0.45	0.59	42.2
800	33.7	30.0	95.9	185	112.0	12.1	17.1	0.14	10.3	0.43	0.57	38.7
1000	37.9	29.0	98.1	185	114.0	12.8	19.0	0.16	11.3	0.41	0.55	34.5
1200	44	27.0	102.0	185	119.0	13.3	20.8	0.18	13.4	0.39	0.53	30.6
1400	49	27.0	107.0	185	123.0	14.8	23.5	0.20	14.3	0.37	0.51	27.9
1600	52	27.0	110.0	185	127.0	15.7	25.7	0.21	14.9	0.37	0.50	26.7
2000	56	27.0	114.0	185	131.0	17.3	29.7	0.22	15.7	0.36	0.49	25.4
2500	66	27.0	124.0	185	142.0	19.9	35.4	0.24	17.6	0.31	0.41	22.9
3000	72	27.0	130.0	185	148.0	22.0	40.6	0.26	18.8	0.31	0.39	21.3

TABLA A1b. Datos técnicos para cables monopolares para 400 kV (Um = 420 kV) de BRUGG Cables

Technical data

Copper conductor cross-section		Outer diameter approx.	Cable weight approx.	Capacitance	Impedance (90°C, 50 Hz)	Surge impedance	Min. bending radius	Max. pulling force
mm ²	kcmil							
500	1000	113	16	0.12	0.23	56	2300	30
630	1250	114	17	0.13	0.22	53	2300	38
800	1600	115	18	0.15	0.20	48	2300	48
1000	2000	118	21	0.17	0.19	45	2400	60
1200	2400	122	24	0.19	0.19	43	2450	72
1400	2750	123	25	0.20	0.18	41	2450	84
1600	3200	128	28	0.20	0.18	40	2600	96
2000	4000	135	33	0.21	0.17	39	2700	120
2500	5000	136	38	0.26	0.17	35	2700	150

TABLA A2. Máxima resistencia en corriente directa a 20 °C en [ohm/km] según estandar IEC

Table 21

IEC				
Cross section		Diameter approx.	Maximum d.c. resistance at 20°C, ohm/km	
mm²	kcmil	mm	aluminium	copper
25	49	5.8	1.20	0.727
35	69	7.0	0.868	0.524
50	99	8.0	0.641	0.387
70	138	9.8	0.443	0.268
95	187	11.2	0.320	0.193
120	237	12.8	0.253	0.153
150	296	14.2	0.206	0.124
185	365	15.9	0.164	0.0991
240	474	18.0	0.125	0.0754
300	592	20.5	0.100	0.0601
400	789	23.1	0.0778	0.0470
500	987	26.4	0.0605	0.0366
630	1243	30.2	0.0469	0.0283
800	1579	33.9	0.0367	0.0221
1000	1973	37.9	0.0291	0.0176
1200	2368	44*	0.0247	0.0151
1600	3158	52*	0.0186	0.0113
2000	3944	56*	0.0149	0.0090
2500	4931	66*	0.0120	0.0072
3000	5920	72*	0.0100	0.0060

*Segmented Cu conductor including tapes

TABLA A3. Resistencia nominal en corriente directa a 20 °C en [ohm/km] según estandar ICEA

Table 22

ICEA					
Cross section			Diameter approx.	Nominal d.c. resistance at 20°C, ohm/km	
AWG	kcmil	mm²	mm	aluminium	copper
4		21.2	5.4	1.36	0.830
2		32.6	6.8	0.857	0.521
1		42.4	7.6	0.680	0.413
1/0		53.5	8.5	0.539	0.328
2/0		67.4	9.6	0.428	0.261
3/0		85	10.7	0.383	0.206
4/0		107	12.1	0.269	0.164
	250	127	13.2	0.228	0.139
	300	152	14.5	0.190	0.116
	350	177	15.6	0.162	0.0990
	500	253	18.7	0.114	0.0695
	750	380	23.0	0.0759	0.0462
	1000	507	26.9	0.0563	0.0347
	1250	633	30.2	0.0454	0.0278
	1500	760	33.5	0.0380	0.0231
	1750	887	36.2	0.0325	0.0198
	2000	1013	38.0	0.0285	0.0173
	2500	1267	45*	0.0230	0.0140
	3000	1520	49*	0.0192	0.0117

1 ohm/100 ft = 3.28 ohm/km

Estandares IEC y ICEA.

Los conductores son fabricados de acuerdo a los siguientes estándares:

IEC (Comisión Electrotécnica Internacional). Publicación de estándar 60228, clase 2: conductores trenzados de cobre o aluminio.

ICEA Publicación de estándar No. S-97-628, también especificado en ASTM B 400-18 para aluminio y ASTM B para cobre.

TABLA A4. Máxima corriente de corto circuito en el conductor durante 1 segundo en kiloamperes.

Table 15

Max. short-circuit current on the conductor during 1 s, kA

Conductor temperature before the short-circuit

Cross section mm ²	Aluminium conductor		Copper conductor	
	65°C	90°C	65°C	90°C
25	2.6	2.4	3.9	3.6
35	3.6	3.3	5.5	5.0
50	5.2	4.7	7.8	7.2
70	7.2	6.6	11.0	10.0
95	9.8	9.0	14.9	13.6
120	12.4	11.3	18.8	17.2
150	15.5	14.2	23.5	21.5
185	19.2	17.5	29.0	26.5
240	24.8	22.7	37.6	34.5
300	31.1	28.3	47.0	42.9
400	41.4	37.8	62.7	57.2
500	51.8	47.2	78.4	71.5
630	65.2	59.5	96.7	90.1
800	82.8	75.6	125	114
1000	104	94.5	157	143
1200	124	113	188	172
1400	145	132	219	200
1600	166	151	251	229
2000	207	189	313	286
per mm ²	0.104	0.0945	0.157	0.143

La máxima corriente de corto circuito con restricción térmica, se determina por la magnitud y duración de ésta. Para propósitos de diseño, un equivalente de corto circuito con una duración de 1 segundo, se utiliza la siguiente formula:

$$I_{sh} = \frac{I1}{\sqrt{t_{sh}}}$$

Esta formula es válida para corrientes de corto circuito con una duración entre 0.2 y 0.5 segundos.

I_{sh} = corriente de corto circuito en [kA] durante el tiempo t_{sh}

$I1$ = corriente de corto circuito durante 1 segundo. Ver tablas A4 y A5

t_{sh} = Duración del corto circuito en segundos.

Para conductores aislados con XLPE la temperatura máxima de corto circuito son 250 °C

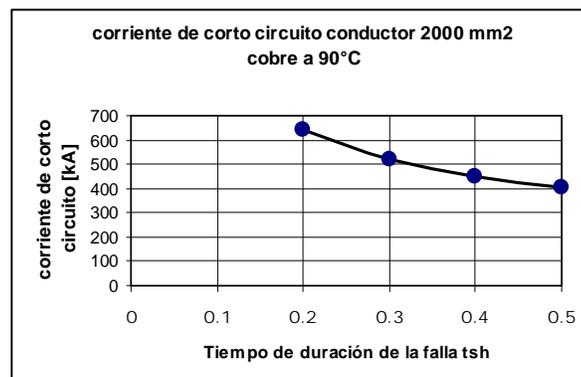


TABLA A5. Máxima corriente de corto circuito en pantalla metálica durante 1 segundo en kiloamperes.

Table 10

Max. short-circuit current on the screen during 1 s, kA			
Metallic screen cross section, mm ²		Metallic screen temperature before the short-circuit	
Copper screen	Lead sheath	50°C	70°C
16	94	2.6	2.4
25	147	4.1	3.8
35	206	5.8	5.4
50	295	8.3	7.7
95	560	16	15
150	884	25	23
300	1768	50	46
per mm ² Cu		0.165	0.153
per mm ² Pb		0.028	0.026

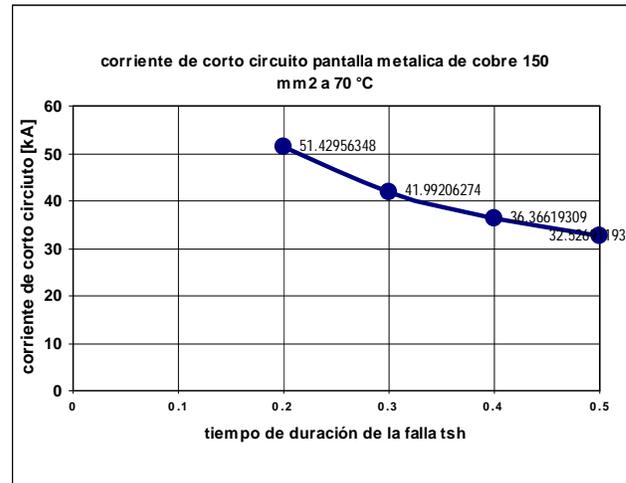
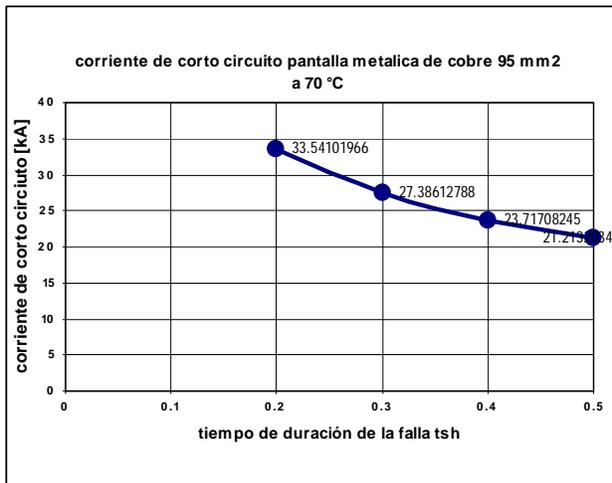


TABLA A6a. Valores de corriente para sistemas de cables XLPE de ABB

Condiciones:

- Profundidad: 1 [m]
- Temperatura de la tierra: 25 °C
- Distancia "s" entre cables: 70mm + De (De = Diámetro exterior del cable)
- Resistividad térmica de la tierra: 1 km/W

Table 5

Rated voltage 110-500 kV, copper conductor – 95 mm ² screen Segmental conductor for 1200 mm ² or more.																
Cross section conductor	Cables in Ground								Cables in Air							
	Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●				Flat formation ●●●				Trefoil formation ●●●			
	Crossbonded		Both ends		Cross bonded		Both ends		Crossbonded		Both ends		Cross bonded		Both ends	
mm ²	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C	65°C	90°C
300	530	640	440	535	505	610	480	580	600	805	500	685	525	710	500	685
400	600	720	485	595	575	690	540	650	680	915	565	775	605	820	575	785
500	685	825	530	650	655	785	600	730	790	1060	625	860	695	945	650	895
630	780	940	570	705	740	890	660	810	915	1235	685	950	800	1085	735	1010
800	870	1055	610	755	825	995	720	885	1045	1415	745	1040	905	1235	815	1130
1000	960	1165	645	800	900	1095	770	950	1175	1590	800	1125	1005	1380	895	1245
1200	1115	1345	690	860	1060	1280	855	1055	1395	1880	880	1240	1210	1650	1025	1425
1400	1205	1455	715	890	1145	1385	895	1110	1530	2065	920	1300	1320	1800	1090	1525
1600	1280	1550	735	920	1215	1470	930	1155	1655	2235	960	1355	1420	1940	1150	1615
2000	1410	1705	765	955	1320	1605	980	1220	1845	2500	1000	1425	1565	2145	1230	1740
2500	1540	1875	795	1000	1445	1755	1025	1285	2095	2845	1065	1515	1750	2410	1330	1890
3000	1640	1995	820	1025	1530	1865	1055	1330	2280	3105	1100	1575	1885	2600	1400	1990

TABLA A6b. Valores de corriente para sistemas de cables XLPE de BRUGG Cables

Condiciones:

- Profundidad: 1.2 [m]
- Temperatura de la tierra: 25 °C
- Temperatura del aire: 25°C
- Distancia "s" entre cables: 0.3 [m] (formación plana)
- Resistividad térmica de la tierra: 1 km/W
- Frecuencia del sistema: 50 [Hz]
- Valores aplicables a cables de 380kV a 400 kV de acuerdo a la IEC 62067

Load Factor		Buried in soil ∴	Buried in soil ∴	Buried in soil ∴∴	Buried in soil ∴∴	In free air ∴	In free air ∴∴
		0.7	1.0	0.7	1.0	-	-
mm ²	kcmil	A	A	A	A	A	A
500	1000	853	723	912	788	924	1006
630	1250	972	819	1049	900	1068	1173
800	1600	1098	917	1199	1020	1228	1367
1000	2000	1298	1076	1416	1195	1478	1647
1200	2400	1402	1158	1534	1290	1612	1804
1400	2750	1509	1241	1665	1394	1755	1980
1600	3200	1600	1315	1767	1477	1869	2112
2000	4000	1760	1440	1956	1628	2078	2376
2500	5000	1931	1565	2190	1804	2347	2739

ANEXO B Memoria de cálculo para cable mono polar de 2000 mm² con datos de “ABB XLPE cable systems user’s guide”

CONDUCTOR DE COBRE TIPO MILLIKEN

Datos:

Diámetro del conductor:	56 [mm]
Formación:	plana
Separación entre cables S:	500 [mm]
Distancia Media Geométrica (1.26*500):	630 [mm]
Resistencia en C.D. a 20°C:	0.009 [Ω/Km]
Coefficiente de corrección por temperatura α 20°C:	0.00393

1. Cálculo de la Resistencia en CD

Resistencia en C.D. a 90°C

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = [1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}} * (t-20)] * R_{cd20^{\circ}\text{C}}$$

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = [1 + \alpha_{20^{\circ}\text{C}} * (90-20)] * 0.009 = 0.01143 [\Omega/\text{Km}]$$

2. Cálculo de la Resistencia en CA para el conductor

Resistencia en C.A. a 90°C

$$R_{CA90^{\circ}\text{C}} = [1 + Y_s + Y_p]$$

$$X_s^2 = \frac{8 * \pi * 60 * 10^{-7} * 0.435}{0.01143} = 5.7384 * 10^{-3}$$

$$X_s^4 = (5.7384 * 10^{-3})^2 = 3.2929 * 10^{-5}$$

$$Y_s = \frac{3.2929 * 10^{-5}}{(192 + 3.2929 * 10^{-5})} = 1.715068 * 10^{-7}$$

$$X_p^2 = \frac{8 * \pi * 60 * 10^{-7} * 0.37}{0.01143} = 4.8814 * 10^{-3}$$

$$X_p^4 = 2.38283 * 10^{-5}$$

$$Y_p = 1.241057 * 10^{-7} * 0.012544 [1.6558 * 10^{-3} + 9521393.376]$$

$$Y_p = 0.01482$$

$$R_{CA90^{\circ}\text{C}} = [1 + 1.715068 * 10^{-7} + 0.01482] * 0.01143$$

$$R_{CA90^{\circ}\text{C}}: 0.0116095 [\Omega/\text{Km}]$$

3.- Calculo de la resistencia en CA de la pantalla metálica

PANTALLA DE COBRE

Área de sección transversal: 95 [mm²]

Resistencia en C.D. a 20 °C: 0.193 [Ω/Km]

Resistencia en C.D. a 90 °C

$$R_{90^{\circ}\text{C}} = [1 + 0.00393 * (90-20)] * 0.193$$

ANEXO B CÁLCULO DE IMPEDANCIA

$$R_{90^{\circ}\text{C}} =$$

$$0.304111 \text{ } [\Omega/\text{Km}]$$

Resistencia en C.A. de la pantalla considerando solo el efecto piel

$$R_{CA90^{\circ}\text{C}} = [1 + Y_S]$$

$$X_S^2 = \frac{8 * \pi * 60 * 10^{-7} * 1}{0.304111} = 4.9585 * 10^{-4}$$

$$X_S^4 = 2.45877 * 10^{-7}$$

$$Y_S = \frac{2.45877 * 10^{-7}}{(192 + 2.45877 * 10^{-7})} = 1.280609 * 10^{-9}$$

$$R_{CA90^{\circ}\text{C}} = [1 + 1.280609 * 10^{-9}] * 0.304111$$

$$R_{CA90^{\circ}\text{C}} =$$

$$0.30411 \text{ } [\Omega/\text{Km}]$$

4.- Cálculo de la impedancia de secuencia positiva y negativa

R_{CA} : Resistencia del conductor en C.A.

w : $2\pi * f$ ($f = 60 \text{ Hz}$)

S : separación entre cables (formación plana: $DMG = 1.26S$)

r_c : radio del conductor

Formación plana con transposición.

$$Z^+ = Z^- = R_{CA} + j w * [0.05 + 0.2 * \ln(S/r_c)]$$

$$Z^+ = Z^- = 0.0116095 + j (2 * \pi * 60) * [(0.05 + 0.2 * \ln(630/28)) / 1000]$$

$$Z^+ = Z^- = 0.0116095 + j 0.2536 \text{ } [\Omega/\text{Km}]$$

5.- Cálculo de la Impedancia de secuencia cero

Retorno de la corriente de corto circuito por pantalla y por tierra.

$$Z_0 = Z_a - \frac{Z_m^2}{Z_e}$$

Z_a : Impedancia en el conductor

$$Z_a = R + 3R_s + j \mu_0 * f * \ln \left(\frac{2 * h^3}{0.799 * d_c * a m^2} \right)$$

R = Resistencia del conductor en c.a. a 90°C

R_s = Resistencia de tierra (0.178 [Ohm/Km]) (Ver tabla 4.8)

R_e = Resistencia de la pantalla metálica en c.a.

h = Profundidad equivalente. (ver tabla 4.8)

Resistividad de la tierra: 1000 [ohm-m] (Ver tabla 4.8)

d_c = Diámetro del conductor

d_m = Diámetro de la pantalla

ANEXO B CÁLCULO DE IMPEDANCIA

am = Distancia geométrica entre conductores (formación plana: DMG=1.26S)

f = frecuencia del sistema 60[Hz]

$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$ [Henry/m]

$$Z_a = \frac{0.0116095 \left[\frac{\Omega}{m} \right] + 3 \frac{0.178 \left[\frac{\Omega}{m} \right]}{1000} + j4\pi \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] * 60 * \ln \left(\frac{2 * (2.68 \times 10^3 [m])^3}{0.799 * \frac{56}{1000} [m] * \left(\frac{630}{1000} [m] \right)^2} \right)$$

$$Z_a = 11.6095 \times 10^{-6} + 534 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 60 * \ln \left(\frac{2 * (2.68 \times 10^3)^3}{0.01775889} \right)$$

$$Z_a = 11.6095 \times 10^{-6} + 534 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 60 * \ln \left(\frac{3.84976 \times 10^{10}}{0.01775889} \right)$$

$$Z_a = 545.6095 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 60 * 28.40473$$

$$Z_a = 545.6095 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 1704.2838$$

$$Z_a = 545.6095 \times 10^{-6} + j2141.6711 \times 10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Z_a = 0.5456095 + j2.1416711 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Ze: Impedancia de la Pantalla Metálica

$$Z_e = R_e + 3R_s + j\mu_0 * f * \ln \left(\frac{2 * h^3}{dm * am^2} \right)$$

$$Z_e = \frac{0.30411 \left[\frac{\Omega}{m} \right] + 3 \frac{0.178 \left[\frac{\Omega}{m} \right]}{1000} + j4\pi \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] * 60 * \ln \left(\frac{2 * (2.68 \times 10^3 [m])^3}{\frac{116}{1000} [m] * \left(\frac{630}{1000} [m] \right)^2} \right)$$

$$Z_e = 304.11 \times 10^{-6} + 534 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 60 * \ln \left(\frac{3.84976 \times 10^{10}}{0.0460404} \right)$$

$$Z_e = 838.11 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 60 * 27.452097$$

$$Z_e = 838.11 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 1647.12582$$

$$Z_e = 838.11 \times 10^{-6} + j2069.84419 \times 10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Z_e = 0.83811 + j2.0698442 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Zm: Impedancia mutua entre el conductor y la pantalla metálica

$$Z_m = 3 * R_s + j\mu_o * f * \ln\left(\frac{2 * h^3}{dm * am^2}\right)$$

$$Z_m = 3 \frac{0.178}{1000} \left[\frac{\Omega}{m} \right] + j4\pi \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] * 60 * \ln\left(\frac{2 * (2.68 \times 10^3 [m])^3}{\frac{116}{1000} [m] * \left(\frac{630}{1000} [m]\right)^2}\right)$$

$$Z_m = 534 \times 10^{-6} + j4\pi \times 10^{-7} * 60 * \ln\left(\frac{3.84976 \times 10^{10}}{0.0460404}\right)$$

$$Z_m = 534 \times 10^{-6} + j2069.84419 \times 10^{-6} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$Z_m = 0.534 + j2.0698442 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$Z_0 = Z_a - \frac{Z_m^2}{Z_e} = 0.5456095 + j2.1416711 \left[\frac{\Omega}{km} \right] - \frac{\left(0.534 + j2.0698442 \left[\frac{\Omega}{km} \right]\right)^2}{0.83811 + j2.0698442 \left[\frac{\Omega}{km} \right]}$$

$$Z_0 = 0.5456095 + j2.1416711 - (0.2454335 + j2.0314569)$$

$$Z_0 = 0.300176 + j0.115254 [\Omega/km]$$

Valores en P.U.

Potencia Base:	100	MVA
Tensión Base:	400	kV
Corriente Base:	144.33	A
Impedancia Base:	1600	Ω

$$Z_{0pu} = \left(\frac{0.300176}{1600}\right) + j\left(\frac{0.115254}{1600}\right)$$

$$Z_{0pu} = 0.0001876 + j0.0000720338 [\Omega/km]$$

$$Z_{+pu} = Z_{-pu} = \left(\frac{0.0116095}{1600}\right) + j\left(\frac{0.2536}{1600}\right)$$

$$Z_{+pu} = Z_{-pu} = 0.000007256 + j0.0001585 [\Omega/km]$$