



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CÁLCULO DE AMPACIDAD DEL CONDUCTOR
A UTILIZAR EN EL PROYECTO "LT LAGO
ENTQ. MADERO – ESMERALDA"**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniera Eléctrica Electrónica

P R E S E N T A

Dulce Olivia Lira Fuentes

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Claudio Aibar Sánchez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

Jurado asignado:

Presidente: ING. DAVID VAZQUEZ ORTIZ
Vocal: ING. CLAUDIO AIBAR SANCHEZ
Secretario: M.I. IVAN URZUA ROSAS
1er. Suplente: ING. JORGE VELAZQUEZ RAMIREZ
2do. Suplente: DR. DANIEL GUILLEN APARICIO

Ciudad Universitaria, Facultad de Ingeniería.

México, Ciudad de México

Asesor de tesis:

ING. CLAUDIO AIBAR SANCHEZ

*“No estudio por saber más,
sino por ignorar menos.”*

Sor Juana Inés de la Cruz (1651-1695)

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México por darme la oportunidad de ser parte de ella brindándome un gran crecimiento intelectual, cultural y sobre todo personal. Del mismo modo a la Facultad de Ingeniería, ya que en sus aulas obtuve el conocimiento necesario para formarme como ingeniera.

A mi asesor de tesis, el Ing. Claudio Aibar Sánchez quien me dio la oportunidad de realizar prácticas profesionales, como también la confianza de desarrollar el presente tema de tesis bajo su dirección. Por el tiempo que empleo en compartirme sus conocimientos y experiencia, que no sólo fueron una gran aportación para el desarrollo de ésta tesis, sino también en mi formación profesional y personal.

A todos los profesores que he tenido a lo largo de mi vida, que me dieron las bases para ser una buena estudiante y alumna. A los profesores de la Facultad de Ingeniería que sin duda alguna se esmeraron en brindarme su tiempo para compartirme sus experiencias y conocimientos. No podría dejar de mencionar al Ing. Iván Urzua Rosas quien me apoyó en la realización de ésta tesis.

Al Ing. Saulo Humberto Hernández Mata y al Ing. Jorge Martínez Guillén con quien realicé mis practicas profesionales y por su importante aporte y participación activa en el desarrollo de ésta tesis.

A mis amigos de generación, que me hicieron parte de sus vidas y por sus consejos que me ayudaron a ser mejor en mi vida personal y académica. En especial a Diego por su gran regalo de vida y quien siempre estará en mi corazón.

Y, por supuesto, a mi familia. Que sin su apoyo, paciencia y amor incondicional, habría sido imposible llegar hasta aquí.

Dedicado a

mi padre, Marcos, por hacerme una persona fuerte que logra sus sueños a base
trabajo, amor y confianza.

Y a mi madre, Dulce, quien me hizo una mujer independiente, quien me enseñó a
dar lo mejor de mi en cada momento y a disfrutar de la vida.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

INTRODUCCIÓN

Facultad de Ingeniería
Departamento de Energía Eléctrica

Ingeniería Eléctrica Electrónica

CÁLCULO DE AMPACIDAD DEL CONDUCTOR A UTILIZAR EN EL PROYECTO “LT LAGO ENTQ. MADERO – ESMERALDA”.

por Dulce Olivia Lira Fuentes

La energía eléctrica es la forma de energía que resulta de una diferencia de potencial que un generador esté aplicando a dos extremos unidos por un conductor eléctrico produciendo una corriente eléctrica entre ambos; donde se sabe que la corriente eléctrica es el movimiento de las cargas eléctricas negativas, o bien electrones.

El hombre desde siempre tuvo un constante acercamiento con el fenómeno de la electricidad, producido por animales o la misma naturaleza. En un principio sólo causaba miedo, después una amplia curiosidad que dio pie a su estudio y con el paso del tiempo el hombre logró aprender a utilizarla. Su estudio científico se vio más formalizado durante los siglos XVII y XVIII, pero es hasta finales del siglo XIX que se logra aprovecharlo para su uso doméstico e industrial. A partir de entonces se ha convertido en la columna vertebral de nuestras sociedades.

La investigación y los avances tecnológicos en las áreas de ingeniería trajeron consigo el auge y desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia. La transmisión de energía eléctrica en zonas urbanas comenzó a ser un problema, por lo que las líneas subterráneas comienzan a tener gran relevancia.

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 grandes cantidades de voltaje (desde 69kV) a distancias cortas (inferiores a 20 km), cualidades necesarias para cubrir la demanda de energía eléctrica en zonas

metropolitanas, y por ende, hace de los sistemas de cables subterráneos una buena elección en zonas altamente urbanizadas. [5]

Prólogo

Cuando se habla de líneas de transmisión eléctrica subterráneas, es imprescindible hablar de la ampacidad y la relación directamente proporcional que mantiene con la capacidad de disipación de calor del sistema, es decir, a mayor disipación de calor, mayor ampacidad y viceversa. Debido a la poca tecnología con la que se contaba éste tipo de instalaciones podían ser sólo para bajas tensiones y esto debido a que no se contaban con métodos y materiales que ayudaran al sistema a disipar el calor generado en el conductor.

En un inicio el cable de potencia utilizaba como medio de aislamiento el papel, el primero fue elaborado en 1872 por John H. Wortendyhe. Posteriormente 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. 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 métodos y materiales utilizados fueron evolucionando hasta que finalmente a mediados de 1920 se empleó el aceite mineral como impregnante. Pero fue hasta la década de los cincuentas que se introdujeron en el mercado los cables con aislamiento de polietileno, a finales de la siguiente década se comenzaron a emplear los cables de polietileno de cadena cruzada y posteriormente los de etileno propileno.

Los cables de potencia constituyen el principal elemento de una línea de transmisión subterránea de ahí la importancia que representan en el proyecto. Dependiendo del diseño, instalación, operación y mantenimiento que tenga el cable de potencia, garantizará el óptimo funcionamiento del sistema eléctrico asociado.

Objetivo

El proyecto "LT LAGO ENTQ. MADERO – ESMERALDA" es una instalación que se construirá de forma subterránea en su totalidad, la cual va a operar a una tensión nominal de 230 kV, 2 circuitos, a una frecuencia de 60 Hz, con una longitud aproximada de 22.3 km. Se construirá con bancos de ductos e identificando dos zonas, las cuales se diferencian por el tipo de instalación de la línea (barrenación direccional y bancos de ductos alojados en concreto). El objetivo de este trabajo es determinar la ampacidad que tendrá el conductor en ambas zonas cumpliendo con los requerimientos que ya se tienen definidos para dicho proyecto.

Justificación

Aunque la inversión inicial sea mayor que las líneas aéreas, actualmente las líneas de transmisión subterráneas han tomado un gran papel en la industria eléctrica sobre todo para zonas urbanas. A pesar de ello, hace falta la profundización de su estudio, es por eso que en el presente documento se decidió trabajar con uno de sus temas eje. Si bien determinar la ampacidad no es todo el proyecto, sí una parte fundamental de él.

Hipótesis

La línea a tratar es en su totalidad subterránea y ésta se divide en dos zonas, sabiendo que lo único que diferencia una zona con otra es el tipo de instalación, se espera tener una ampacidad similar, aunque a través del banco de ductos encofrados en concreto se piensa obtener una mejor ampacidad.

Metodología

Antes de profundizar en el tema a tratar en el presente documento fue necesario el conocimiento de varios temas tales como instalaciones eléctricas, sistemas eléctricos de potencia, fundamentos de termodinámica y transferencia de calor, entre otros. Posteriormente se recurrió a especificaciones, manuales y hojas de cálculo de Comisión Federal de Electricidad, como también otros documentos de diversos autores. Con toda la información recopilada se procedió a realizar los diagramas en software AutoCAD y posteriormente las hojas de cálculo en las cuales se realizan a detalle los cálculos necesarios para poder obtener finalmente la ampacidad del conductor. Teniendo ya los cálculos para una de las zonas, se procedió a cambiar los datos necesarios para obtener la ampacidad de la zona restante.

Narrativa por capítulos

La presente tesis está dividida en seis capítulos. En el primero de ellos se describen las partes que componen un cable de potencia, sus tipos y su uso en México. En el Capítulo 2 se discuten los diferentes tipos de instalación existentes para los sistemas de cables de potencia. El Capítulo 3 habla acerca de la necesidad de aterrizar los sistemas de cables de potencia y los tipos de sistemas de puesta a tierra existentes. En el Capítulo 4 se detallan los temas que interfieren en el cálculo de la capacidad de conducción de corriente. En los capítulos antes mencionados se describe lo necesario para entender como influyen ciertos factores para obtener la ampacidad necesitada, y es hasta el Capítulo 5 donde se hace la evaluación del caso y se analizan los resultados obtenidos. Por último, el Capítulo 6 está dedicado a las conclusiones y trabajo futuro relacionado a los sistemas de cables de potencia.

Índice general

Agradecimientos	IV
Introducción	VI
Índice	IX
1. Cables de potencia y sus tipos.	1
1.1. Introducción	1
1.2. Su uso en México y el mundo	1
1.3. Características	3
1.4. Partes que lo componen	5
1.5. Tipos de cables de potencia	15
1.5.1. Cables de potencia con aislamiento extruido	15
1.5.2. Cables de potencia con aislamiento de papel	17
1.5.3. Cables de potencia tipo tubo, cables llenados con fluidos a alta presión	20
1.5.4. Cables de potencia autocontenidos con fluidos	21
1.5.5. Cables para aplicaciones especiales	22
2. Tipos de instalación para sistemas de cables de potencia	26
2.1. Introducción	26
2.2. Tipos de estructuras enterradas	26
2.2.1. Banco de ductos	26
2.2.2. Galerías	29
2.2.3. Trincheras	32
2.2.4. Registros	34
2.2.5. Fosas	34
2.2.6. Pozos	34
2.3. Técnicas de instalación	35
2.3.1. Directamente enterrados	35
2.3.2. En concreto	35
2.3.3. Por barrenación direccional	35
2.3.4. Hincado de tubería	38

2.4. Sistemas de enfriamiento	39
2.4.1. Natural	39
2.4.2. Forzado	42
3. Sistema de puesta a tierra para cables de potencia	46
3.1. Introducción	46
3.2. Inducción de corriente y tensión eléctrica en las pantallas metálicas de cables de potencia	46
3.2.1. Descripción	46
3.2.2. Conexión a tierra de la pantalla metálica en un punto.	47
3.2.3. Conexión a tierra de la pantalla metálica en dos o más puntos.	48
3.2.4. Pérdidas eléctricas en las pantallas metálicas.	48
3.3. Tipos de sistemas de puesta a tierra	49
3.3.1. Funciones de los sistemas de puesta a tierra	49
3.3.2. Múltiples puntos	49
3.3.3. Single-point	50
3.3.4. Múltiple single-point	52
3.3.5. Cross-bonding	52
3.3.6. Variantes	54
3.3.7. A través de una impedancia	56
3.4. Elementos que componen el sistema de puesta a tierra	57
3.4.1. Dispositivos SVL	57
3.4.2. Conductor de continuidad de tierra (ECC)	57
3.4.3. Empalmes	58
4. Capacidad de conducción de corriente en cables de potencia	60
4.1. Introducción	60
4.2. Circuito térmico equivalente del cable de potencia	60
4.2.1. Mecanismo básico de transferencia de calor en cables de potencia	61
4.2.2. Fuentes de calor en el cable de potencia	65

4.2.3. Balance de Energía	66
4.2.4. Transferencia de calor	67
4.3. Resistencias térmicas del cable de potencia	67
4.3.1. Resistencia térmica del aislamiento del cable de potencia	69
4.3.2. Resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura	71
4.3.3. Resistencia térmica de la cubierta	71
4.3.4. Resistencia térmica externa a la superficie externa del cable o ducto	72
4.4. Pérdidas eléctricas y factores que determinan la ampacidad	78
4.4.1. Pérdidas en el conductor	78
4.4.1.1. Factor de carga (F_c), factor de pérdidas (F_p) y factor de calentamiento (F)	79
4.4.1.2. Resistencia eléctrica a la corriente directa	80
4.4.1.3. Resistencia eléctrica a la corriente alterna	81
4.4.1.4. Efecto piel	82
4.4.1.5. Efecto de proximidad	83
4.4.2. Pérdidas en el dieléctrico	84
4.4.3. Relación de pérdidas totales en las pantallas metálicas	85
4.4.3.1. Pérdidas totales en la pantalla metálica con conexión al sistema de tierra en dos puntos	87
4.4.3.2. Puesta a tierra de la pantalla metálica por medio de los métodos single-point o cross-bonding	89
5. Evaluación del caso	93
5.1. Características generales del proyecto.	93
5.1.1. Parámetros eléctricos.	94
5.1.2. Configuración física.	94
5.1.3. Ubicación geográfica.	95
5.1.4. Datos geográficos y meteorológicos.	95
5.2. Zona I	95
5.2.1. Cálculo de ampacidad	95

5.2.1.1.	Etapa I. Datos característicos de la construcción del cable de potencia e instalación y operación del sistema	95
5.2.1.2.	Etapa II. Cálculo del factor de calentamiento “F” y factor de pérdidas “Fp”	99
5.2.1.3.	Etapa III. Determinación de pérdidas en el conductor “Rc”, en el aislamiento “Wd” y en la pantalla metálica “λ1”	104
5.2.1.4.	Etapa IV. Cálculo de las resistencias térmicas del cable de potencia	110
5.2.1.5.	Etapa V. Cálculo de la ampacidad eléctrica de cada cable de potencia de los circuitos del sistema de cables.	114
5.3.	Zona II	115
5.3.1.	Cálculo de ampacidad	115
5.3.1.1.	Etapa I. Datos característicos de la construcción del cable de potencia e instalación y operación del sistema	115
5.3.1.2.	Etapa II. Cálculo del factor de calentamiento “F” y factor de pérdidas “Fp”	119
5.3.1.3.	Etapa III. Determinación de pérdidas en el conductor “Rc”, en el aislamiento “Wd” y en la pantalla metálica “λ1”	123
5.3.1.4.	Etapa IV. Cálculo de las resistencias térmicas del cable de potencia	125
5.3.1.5.	Etapa V. Cálculo de la ampacidad eléctrica de cada cable de potencia de los circuitos del sistema de cables.	126
5.4.	Análisis de resultados	127
6.	Conclusiones	129
6.1.	Trabajo futuro	129
	Referencias	130

Capítulo 1

Capacidad de conducción de corriente en cables de potencia.

1.1. Introducción

Un cable subterráneo (comúnmente conocido como cable de potencia), es el medio de conducción de energía eléctrica que se encuentra formado por un núcleo conductor y está recubierto por diversas capas de materiales con distintas funciones, mismas que están orientadas a mejorar y preservar las cualidades de los conductores y aislamientos [2]. Con el tiempo las necesidades de las grandes ciudades fueron incrementando y por ende la tecnología de los cables de potencia aumentó, de modo que ahora es posible instalar una línea subterránea en prácticamente todo lugar.



Fig. 1.1

Galería con cuatro cables de potencia y sus accesorios necesarios.

1.2. Su uso en México y el mundo.



Fig. 1.2

Actualmente alrededor del mundo se cuentan con grandes líneas de transmisión subterránea de extra alta tensión, en la Tabla 1 [7] se mencionan algunas de ellas. Su uso se ha extendido debido a la gran necesidad de transportar energía eléctrica a miles de personas sin afectar las poblaciones, ecosistemas y paisajes por donde las líneas de transmisión tienen que pasar.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

Tabla 1. Líneas de transmisión subterráneas en el mundo

País	Tensión [kV]	Tipo de instalación	Longitud [km]	Número de circuitos	Año de puesta en servicio
Dinamarca (Copenhague, ruta sur)	400	DB	22	1	1997
Dinamarca (Copenhague, ruta norte)	400	DB	12	1	1999
Alemania (Berlín/BEWAG Mitte-Friedrichshain)	400	T	6.3	2	1998
Alemania (Berlín/BEWAG Friedrichshain-Marzahn)	400	T	5.5	2	2000
Japón (Tokyo)	500	T	39.8	2	2000
Emiratos Arabes Unidos (Abu Dhabi)	400	D&M	1.3	4	2000
España (Madrid)	400	T	12.8	2	2004
Dinamarca (Jutland)	400	DB&D	14.5	2	2004
Reino Unido (Londres)	400	T	20	1	2005
Países Bajos (Rotterdam)	400	DB&D	2.25	1	2005
Austria (Wienstrom)	380	DB&T&M	5.2	2	2005
Italia (Milan)	380		8.4	2	2006

T=Túnel, DB=Directly Buried, D=Ducts, D&M=Ducts and Manhole

Las líneas subterráneas para tensiones entre 69 y 400 kV cuentan ya con una larga historia en México. Se empezaron a utilizar en los años 50's, gracias a CFE y en su tiempo también por la extinta Compañía de Luz y Fuerza del Centro. En la Fig. 1.3 [7] se muestra una tabla con los proyectos subterráneos más relevantes en CFE (2000-2007).

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

No.	PROYECTO	KV	C	Vol	CABLE (ASIGNACIÓN ILM)	FE	FECHA TERMINACIÓN	ESTADO
Baja California								
1	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
2	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
3	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Baja California Sur								
4	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
5	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Michoacán								
6	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Norte								
7	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
8	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
9	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
10	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
11	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Noreste								
12	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
13	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
14	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
15	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
16	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
17	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
18	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
19	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Central								
20	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
21	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Occidente								
22	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
23	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
24	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
25	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
Península de								
26	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO
27	PROYECTO ESTE BUCARUTZ - ZEPHO	138	2	2.2	300 mm ² Cu, PE-62	2007	2007	COMPLETADO

Fig. 1.3
Proyectos subterráneos más relevantes CFE (2000-2007)

1.3. Características.

La principal característica que diferencia entre un circuito aéreo y uno subterráneo es que el cable conductor del circuito aéreo es desnudo y su medio aislante es el aire, mientras que en el circuito subterráneo se necesita de un material aislante. También hay que tener presente que las líneas de transmisión subterráneas representan un mayor costo inicial que las del tipo aéreo, no obstante los sistemas subterráneos ofrecen una mayor rentabilidad a partir del mediano plazo.

Con el paso de los años, los diseños de los cables han mejorado, aunado a los avances tecnológicos de los materiales y los procesos de fabricación, los cuales han permitido:

- Optimización de los diseños de los cables de potencia empleando menores recursos materiales y de mano de obra.
- Mayor confiabilidad en su desempeño.
- Menores costos de fabricación.
- Incremento en su capacidad de operación y funcionamiento.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

Por lo mismo se han derivado distintas tecnologías, las cuales varían dependiendo del tipo de aislamiento, construcción y los elementos adicionales que ayudan a mejorar las características de transmisión de energía. De esta manera se pueden tener los siguientes tipos de cables [1]:

1. De aislamiento extruido o sólidos.
2. Autocontenidos con líquido o gas.
3. Tipo tubo, llenados con líquido o gas a alta presión.
4. Criogénicos.
5. Submarinos.



Fig. 1.4

Diversos tipos de cables de potencia

A pesar de que la inversión inicial es muy grande, existen aspectos sobresalientes de las líneas de transmisión subterráneas con respecto a las líneas de transmisión aéreas:

- Representan un menor impacto ambiental y social.
- Tienen una mayor confiabilidad al no estar expuestas a fenómenos meteorológicos.
- Requieren menor mantenimiento.
- Requieren menor espacio para su construcción, con la posibilidad de prescindir de los derechos de paso en lugares tales como, vías de comunicaciones, parques públicos, entre otros.
- Representan menos pérdidas eléctricas.
- Se evita el Efecto Corona.

1.4. Partes que lo componen.

Dependiendo del tipo de cable de potencia que se trate se definen los elementos que constituyen su estructura, pero también los clientes pueden pedir construcciones especiales de cable adicionando capas extras de acuerdo a sus necesidades. La complejidad de la estructura aumenta conforme se incrementa el nivel de tensión al que será sometido, o bien bajo condiciones especiales tales como ambientes húmedos, submarinos (Ver Fig. 1.5) o ambientes altamente corrosivos.



Fig. 1.5

Instalación de una línea de transmisión submarina de 115 kV.

A pesar de los diferentes tipos de cables, siempre las partes principales serán el núcleo conductor, cubierta semiconductor interna, aislamiento, cubierta semiconductor externa, pantalla metálica, barrera contra penetración de agua, protección metálica, armadura y forro.

a) Núcleo o conductor

El núcleo del cable es el elemento que se encarga de conducir la energía eléctrica a una determinada corriente, voltaje y frecuencia [1]. Como bien sabemos la resistencia es la propiedad que tienen los materiales para oponerse al flujo de electrones, también sabemos que la ecuación que la define es:

$$R = \rho \frac{l}{S} [\Omega] \quad (1.1)$$

Donde:

R = resistencia

ρ = resistividad propia del material

l = longitud del conductor

S = sección transversal del conductor

Se entiende que la resistencia es directamente proporcional a la longitud del conductor (aumenta conforme aumenta la longitud) e inversamente proporcional a la sección transversal del mismo conductor (disminuye conforme aumenta la sección transversal). Por otro lado utilizando la ley de Ohm, sabemos que:

$$I = \frac{V}{R} [A] \quad (1.2)$$

Donde:

R = resistencia

V = diferencia de potencial

I = corriente

Por la ecuación anterior, se sabe que la cantidad de amperes es directamente proporcional a la diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia. Sin profundizar demasiado queda claro cómo es que la ampacidad del conductor incrementa conforme su sección transversal aumenta. Donde ampacidad se define como la capacidad que tiene un conductor de transmitir corriente eléctrica.

Los materiales que se usan son el cobre y el aluminio. Las ventajas y desventajas del cobre y aluminio se basan en cinco características, las cuales se detallan a continuación:

- Conductividad: esta característica depende de la pureza del material, ya sea el aluminio o el cobre. La conductividad del aluminio es 61% menor que la del cobre.
- Pureza: para los usos eléctricos el cobre llega a tener un 99.9% de pureza, a diferencia del aluminio que puede llegar a tener un 90.5% de pureza aproximadamente. La presencia de impurezas como el fósforo o el arsénico pueden reducir la conductividad del cobre hasta un 80% IACS. IACS (International Annealed Copper Standard) es una estandarización que se fundó desde 1913, la cual mide en porcentaje el grado de pureza del cobre; actualmente en el mercado se puede llegar a encontrar cobre con más del 100% IACS ya que con los avances tecnológicos ahora es posible quitar más impurezas del material.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

- **Mecánica:** El cobre resulta ser un material tres veces más resistente que el aluminio. La resistencia mecánica del aluminio recocido es bastante menor en comparación con el cobre. Por otra parte, el cobre sufre una menor reducción en su grado de conductividad ante esfuerzos mecánicos. [1]
- **Densidad:** si bien el aluminio tiene una menor densidad con respecto al cobre y para una misma longitud el cobre resulta 48% más pesado que el aluminio, pero cabe mencionar que el aluminio tiene una menor conductividad por lo que se necesitará de una mayor cantidad de aluminio para poder tener una conductividad similar.
- **Temple:** El hecho de convertir los conductores en hilos y después compactarlos aumenta el temple de los materiales. El cobre tiene tres tipos de temple, suave, semiduro y duro. El temple suave es utilizado en los cables de potencia ya que da más flexibilidad al cable de potencia. En el caso del aluminio se tienen cinco clasificaciones de temples, ligeramente templado, $\frac{1}{4}$ de temple, $\frac{1}{2}$ de temple, $\frac{3}{4}$ de temple y templado.

A pesar de todas las ventajas que tiene el cobre, en los últimos años el aluminio a tenido auge debido a los altos precios del cobre.



Fig. 1.6
Alambres de cobre y aluminio

Para sistemas de transmisión eléctrica de gran potencia son necesarias secciones transversales mayores a $1200 \text{ [mm}^2\text{]}$ [1], por lo que los conductores no pueden ser sólidos, es decir, su construcción es con alambres ya que habría problemas de flexibilidad que harían muy difícil su instalación y no sólo eso, también habría dificultades de efecto piel y efecto de proximidad, además de mejorar la capacidad de transmisión. Es entonces que existen diversos tipos de empaquetados (paquetes de cables conductores de la misma sección transversal):

- **Concéntricos:** Como se muestra en la Fig. 1.7 [1], consiste de un conductor central rodeado de una o varias capas concéntricas de hilos colocados helicoidalmente, cada capa posterior contiene seis hilos más que la capa anterior.
- **Comprimidos:** Su nombre lo dice, el paquete de cables es pasado por rodillos o dados para ser comprimidos y así reducir los espacios existentes entre cada conductor. (Ver Fig. 1.8 [1])

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

- Compactados: Similar a los comprimidos, pero en este caso a cada conductor que contiene el paquete se le da una forma trapezoidal, con la cual en conjunto se logra una forma muy cercana a la de un conductor sólido. (Ver Fig. 1.9 [1])
- Racimo: Consta de una gran cantidad de hilos de la sección transversal muy pequeña, agrupados sin dar una forma específica. Ésta enorme cantidad de hilos le proporciona una flexibilidad muy elevada. (Ver Fig. 1.10 [4])
- Extra flexible tipo cuerda: Es una combinación entre un cable concéntrico y uno tipo racimo. (Ver Fig. 1.11 [4])
- Sectoriales: Consiste en una configuración de hilos compactados a los que se les da la forma de un sector de un círculo (Ver Fig. 1.13 [1]), típicamente la cantidad de sectores formados son tres, cada uno de 120° , sin embargo, pueden ser más como se puede ver en la Fig. 1.12 [1].
- Segmental o Milliken: Consisten en cuatro o más sectores que dan una forma final circular. Cada sector se encuentra aislado de los demás por medio de una delgada capa de material semiconductor, por lo que cada sector conduce una porción de la corriente total del cable de potencia, y la corriente es transpuesta en posiciones internas y externas en la longitud total del cable. (Ver Fig. 1.14 [4])
- Anulares: Consisten en paquetes de conductores dispuestos en forma concéntrica alrededor de un núcleo que puede estar formado por un calabrote, un tubo metálico o un cable de fibra a base de yute. Otra forma de construcción tiene como base un tubo metálico rodeado de conductores compactados (en forma trapezoidal). (Ver Fig. 1.15 [1])



Fig. 1.7
Conductor
concéntrico



Fig. 1.8
Conductor comprimido



Fig. 1.9
Conductor
compactado



Fig. 1.10
Conductor racimo

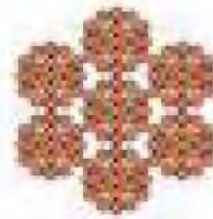


Fig. 1.11
Conductor extra flexible tipo cuerda



Fig. 1.12
Conductor sectorial



Fig. 1.13
Conductor sectorial



Fig. 1.14
Conductor segmental o Milliken



Fig. 1.15
Conductor anular

b) Capa semiconductor interna.

Independientemente del tipo de empaquetado que se utilice, siempre habrá una falta de uniformidad en la superficie del conductor, formando huecos de aire. Por lo anterior es necesario agregar una capa semiconductor ya sea por medio de extrusión o mediante cintas (Ver Fig. 1.16 [1]), para así lograr una superficie homogénea (sin huecos).



Fig. 1.16
Aplicación de cintas como capa semiconductor

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

De existir éstos huecos entre las capas, se puede crear una concentración elevada del campo eléctrico. La ionización del medio comienza a incrementarse de tal manera que se crean caminos conductivos para el paso de los electrones, causando rupturas dieléctricas que dan pie a la creación de pequeñas “corrientes” de fuga, también conocidas como descargas parciales. Dichas descargas parciales causarían daños progresivos tales como arborescencias hasta llegar a una falla total del aislamiento. He ahí la importancia de evitar tener huecos entre las capas de los cables de potencia.

Los materiales con los cuales se fabrican las capas semiconductoras son copolímeros de etileno adicionados de propileno u otros monómeros como el acetato de vinil o el acrilato de etilo que, en esencia, son elastómeros. Además es necesario incorporar una cantidad adecuada de carbón negro conductor para lograr las propiedades semiconductoras requeridas. [1]

c) Aislamiento.

El aislamiento es el material dieléctrico que se encarga de limitar el campo eléctrico generado por el conductor, así como también proteger físicamente a los conductores. El campo eléctrico tiene un comportamiento radial, es decir, emana de manera uniforme desde el conductor, hasta la pantalla metálica (Ver Fig. 1.17 [4]). La rigidez dieléctrica en un material dieléctrico es el valor de la intensidad de campo eléctrico al que se va a someter el material para que se dañe el aislamiento.



Fig. 1.17
Comportamiento radial del campo eléctrico

Las características que debe cumplir el aislamiento son las siguientes: [1]

- Ser capaz de soportar el esfuerzo eléctrico al que será sometido a lo largo de su vida útil.
- Mantener sus propiedades dieléctricas bajo diferentes niveles de temperatura tanto en condiciones normales de operación, como en situaciones de sobrecarga y contingencias.
- Ser lo suficientemente flexible para facilitar los trabajos de instalación y transporte.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

Actualmente se utilizan dos tipos de aislamiento, el extruido que puede ser sintético o sólido y el encintado. Los aislamientos de tipo extruido o tipo sólido son también conocidos como tipo seco, dentro de los principales materiales aislantes se encuentran:

- PE (Polietileno)
- LDPE (Polietileno de baja densidad)
- HDPE (Polietileno de alta densidad)
- XLPE (Polietileno de cadena cruzada)
- TR – XLPE (Polietileno de cadena cruzada con retardante de arborecencias)
- EPR (Plástico etileno-propileno)
- PVC (Policloruro de vinilo)

El aislamiento tipo encintado es el aislamiento de papel que se ha venido usando por muchos años, este tipo de aislamientos son hechos con fibras de celulosa obtenidas por tratamiento químico de la pulpa de madera. Para realizar el recubrimiento del núcleo del cable se hace con cintas de papel muy delgadas, las cuales son impregnadas posteriormente con un líquido dieléctrico o un recubrimiento.

d) Capa semiconductor externa.

La capa semiconductor sobre el aislamiento cumple la misma función que la capa semiconductor sobre el conductor, proporcionando una superficie uniforme sobre el aislamiento en forma cilíndrica. [1] Entonces se tiene que las funciones más importantes de la capa semiconductor es reducir el voltaje en la superficie, confinar el campo eléctrico al aislamiento, eliminando esfuerzos tangenciales y proporcionar un camino a tierra para corrientes de corto circuito si las pantallas están conectadas a tierra.

e) Pantalla metálica

Al hablar de una pantalla metálica se puede estar refiriendo al conjunto de la capa semiconductor que está sobre el aislamiento y la pantalla formada de alambres conductores, o bien solamente puede referirse a ésta última. Las pantallas metálicas pueden ser de plomo o aluminio. Las principales funciones son: [9]

- Proveer una trayectoria de retorno para la corriente de carga capacitiva.
- Proveer una adecuada capacidad de conducción de corriente de cortocircuito para los cables de potencia con aislamiento extruido y para los cables autocontenidos (SCFF).
- Confinar el campo eléctrico en el aislamiento del cable de potencia.
- Evitar el ingreso de humedad en el aislamiento del cable de potencia.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

- Ofrecer protección al aislamiento y al conductor del cable de potencia contra daños mecánicos externos.

Pueden estar formadas por hilos o cintas aplicadas helicoidalmente (Fig. 1.19) o por cubiertas metálicas (tubos lisos o corrugados) para aplicaciones especiales (Fig. 1.18 y 1.20 [1]). Es necesario utilizar las pantallas metálicas en circuitos donde se manejan tensiones arriba de 2kV. Por otro lado es necesario mencionar que las pantallas deben ser conectadas a tierra y/o mediante esquemas especiales de aterrizamiento (*cross-bonding*) para así mantener los valores de tensión y corrientes inducidas bajo niveles de seguridad aceptables, esto como medida de protección al personal y para afectar lo menos posible la eficiencia del cable.



Fig. 1.18
Pantalla metálica tipo tubo liso



Fig. 1.19
Pantalla metálica formada por hilos de cobre



Fig. 1.20
Pantalla metálica tipo tubo corrugado

f) Barrera radial contra penetración de agua.

Esta barrera cumple con la función de evitar la penetración del agua hacia el núcleo debido a perforaciones o daños en la cubierta externa, para esto se pueden utilizar cintas, tubos lisos o corrugados, o cubiertas metálicas (aluminio, plomo o cobre) en función del tipo de aislamiento del cable. Además, pueden ser adicionadas cintas o arenas absorbentes que se hinchan o expanden al entrar en contacto con el agua, llenando todas las cavidades e impidiendo la penetración de

ésta a lo largo del cable, limitando la zona afectada [1]. Las barreras dependiendo de su constitución pueden tener diversas funciones, tales como proteger al cable contra la penetración de agua, como medio de conducción de corrientes inducidas, de falla y capacitivas, como también contra daños mecánicos.



Fig. 1.21

Aplicación de barrera de protección contra humedad

En la Fig. 1.21 [1] se muestra una barrera de protección contra humedad formada por una delgada cinta metálica traslapada longitudinalmente a lo largo de todo el cable.

f) Cubierta protectora externa.

Esta última capa proporciona protección contra los agentes externos, además de que provee aislamiento eléctrico a la pantalla metálica, pero también sirve como semiconductor cuando es instalado directamente enterrado o para otras aplicaciones. Ya que ésta es la primer barrera protectora del cable, de ella depende la vida útil del cable, si ésta es dañada, la vida del cable se ve seriamente reducida.

Actualmente los materiales más usados son el polietileno de alta y baja densidad y el PVC. El PE (polietileno) desde los años 50's ha sido utilizado ampliamente con la adición de carbón negro para darle una mayor resistencia a los rayos del sol, además pueden agregarse componentes para darle un color específico. Cuando se ocupan PE con una densidad entre la media y alta es para casos en los que se tienen grandes niveles de humedad, cuando va a ser directamente enterrado o sumergido, o cuando se van a tener largos periodos de operación a altas temperaturas. Su inconveniente es que puede fracturarse debido a su falta de flexibilidad, por la abrasión ocasionada por el ambiente que lo rodea o por exposición al sol.

Por otro lado el PVC generalmente es extruido y proporciona una mayor flexibilidad al cable, tiene una alta permeabilidad a la humedad, pero es inflamable y produce unos gases negros muy densos que son corrosivos y tóxicos. Para disminuir éstos gases existe el PVC halogenado, que también reduce su propagación de fuego. Otra de sus desventajas es que es un material termoplástico, por lo que durante condiciones de falla a altas temperaturas comienza a fundirse produciendo un daño permanente.

g) Armadura

La armadura no es mas que un refuerzo a lo largo de todo el cable de potencia y su principal función es brindar una protección mecánica robusta al cable de potencia, ya que el cable se somete permanentemente a esfuerzos mecánicos por las condiciones de trabajo en las que se encuentra instalado. Puede estar formada por cintas metálicas o alambres aplicados helicoidalmente. Las armaduras provocan un aumento de las pérdidas por calentamiento y el peso del cable de potencia, es por eso que cuando se tienen cables de potencia con pantallas de cobre o con cubiertas de aluminio no se recomiendan las armaduras, a menos de que sea necesario y de ser así se utilizan materiales no magnéticos.



Fig. 1.22 [4]
Uso de las armaduras

En la Fig. 1.23 se pueden ver todas las partes que componen un cable de potencia.

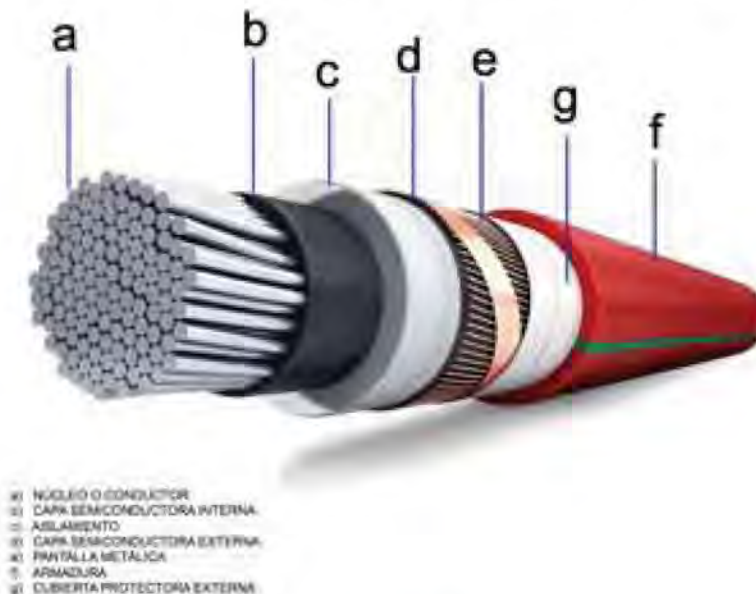


Fig. 1.23
Partes que componen un cable de potencia

1.5. Tipos de cables de potencia.

Según su construcción existen diferentes tipos de cables de potencia y dependiendo de ello es su aplicación.

1.5.1. Cables de potencia con aislamiento extruido

Este tipo de aislamiento consiste en una capa de material termoplástico que se aplica mediante un proceso llamado extrusión. En primer lugar se debe entender el concepto de material termoplástico y el proceso de extrusión.

- Termoplástico: 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. [6] En la Fig. 1.25 se muestra un ejemplo de material termoplástico.
- 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 le hace pasar por un molde encargado de darle la forma deseada. [6] En la Fig. 1.24 [4] se observa un ejemplo del proceso de extrusión de aislamientos y cubiertas.

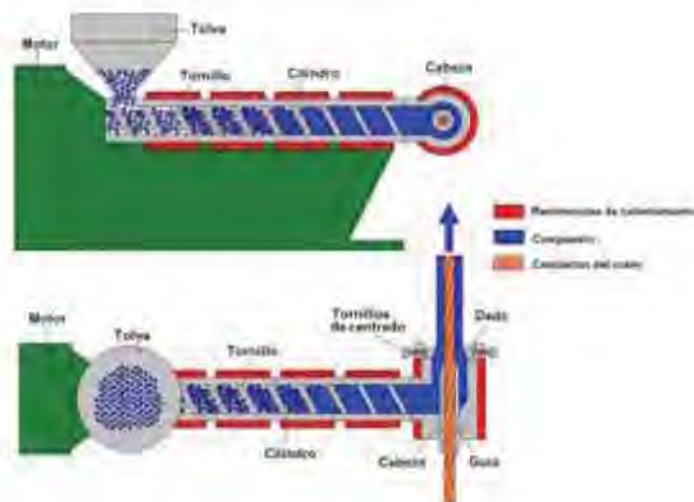


Fig. 1.24

Proceso de extrusión de aislamientos y cubiertas

Los cables de potencia con este tipo de aislamiento, extruido o también conocido como aislamiento sólido, a partir de los años 50's comenzaron a tener auge, principalmente para cables de potencia de distribución. Los materiales termoplásticos utilizados en este tipo de cables de potencia son:

- Plástico etileno-propileno (EPR)
- Polietileno de cadena cruzada (XLPE)
- Polietileno de baja y alta densidad (LDPE/HDPE)

Sin embargo, el uso del LDPE y HDPE se ha reducido desde los 80's. Debido al desarrollo tecnológico que ha tenido el XLPE es el material más utilizado por los fabricantes para niveles de tensión eléctrica hasta los 500 [kV].



Fig. 1.25
Material termoplástico

El que los materiales aislantes sintéticos tengan una mayor capacidad de soportar un mayor esfuerzo eléctrico es gracias a que se ha logrado un aumento en los niveles de limpieza usados en los procesos de fabricación y la pureza de los materiales.

Gracias a que ahora los materiales soportan un mayor esfuerzo eléctrico, el espesor de la capa aislante ha reducido; en consecuencia se tiene una disminución en la cantidad de material ocupado y por ende una reducción de costos. Cada material tiene un nivel máximo de temperatura de operación normal, el EPR y XLPE son los que aguantan trabajar a mayores temperaturas ya que su temperatura máxima es 90°C, le sigue el HDPE que trabaja hasta los 80°C y por último LDPE a 70°C.

Otra de las grandes ventajas que se tienen con los aislamientos extruidos es que presentan una baja capacitancia, por lo que pueden ser utilizados en líneas de transmisión largas sin presentar problemas graves de sobretensiones. La forma más común de instalación de cables extruidos es en bancos de ductos (un cable por ducto), pero también pueden ser instalados directamente enterrados y en túneles.[1] En la Tabla 2 [1] se muestra un comparativo de los materiales más usados en aislamientos sólidos.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

Tabla 2 Comparativo de los materiales más usados en aislamientos sólidos.

Propiedades		XLPE	PE	EPR	PVC
Temperatura de operación [°C]	Normal	90	70	90	70
	Sobrecarga	130	90	130	100
	Corto circuito	250	200	250	160
Resistencia a la tensión mecánica [kg/mm ²]		1.9	1.4	0.95	1.0 - 2.5
Elongación [%]		200 - 350	600 - 650	250 - 550	200 - 450
Resistividad volumétrica a 20 [°C] [Ω·m]		10 ¹⁶	10 ¹⁶	10 ¹⁵	10 ¹³
Constante dieléctrica a 1 [kHz]		2.3	2.3	3	4.5 - 9
Rigidez dieléctrica [kV/mm]		20	20	15 - 20	15 - 20
Resistencia al envejecimiento [°C]	100	Excelente	Buena	Excelente	Buena
	120	Excelente	Deficiente	Buena	Deficiente
	150	Buena	Deficiente	Regular	Deficiente
Resistencia a la deformación térmica		Buena	Deficiente	Excelente	Deficiente
Resistencia a solventes		Buena	Buena	Deficiente	Deficiente
Resistencia al desgaste		Buena	Buena	Excelente	Buena
Resistencia al aceite		Excelente	Excelente	Regular	Buena
Resistencia a químicos orgánicos		Excelente	Excelente	Regular	Buena
Resistencia a químicos inorgánicos		Excelente	Excelente	Buena	Excelente



Fig. 1.26

Cable de potencia con aislamiento extruido XLPE.

1.5.2. Cables de potencia con aislamiento de papel

El papel es un material que se ha usado durante muchos años para la conformación del aislamiento de los cables de potencia. El papel kraft (Ver Fig.1.27) es derivado principalmente de celulosa de árboles, pero actualmente se ha desarrollado el papel laminado de polipropileno, formado de una capa de polipropileno cubierta en ambas caras por una capa de papel.



Fig. 1.27
Papel kraft

Este tipo de aislamiento se logra mediante la aplicación de varias capas de cintas cruzadas helicoidalmente hasta alcanzar el espesor del aislamiento requerido según el nivel de tensión que manejará el cable de potencia. Debido a la forma en la que son aplicadas las cintas de papel y cómo los cables de potencia son sometidos a diversos esfuerzos mecánicos, se pueden generar huecos, lo que puede provocar descargas parciales reduciendo la vida del aislamiento.

Para evitarlo es usado un líquido dieléctrico presurizado que impregna el aislamiento en cables de potencia tipo tubo, o bien, rellena el núcleo del cable en cables de potencia auto-contenidos, incrementando la rigidez dieléctrica y eliminando la ionización en el aislamiento, además de retardar el ingreso de humedad. [1]

Como se menciona anteriormente actualmente se trabaja con dos tecnologías:

- Papel impregnado

Este tipo de papel que es utilizado para aislar cables de potencia está compuesto por largas fibras de celulosa derivadas de un tratamiento químico hecho con la pulpa de madera. Dicho tratamiento es a base de sulfuro de sodio y sosa caustica a alta presión y temperatura que remueve impurezas tales como la lignina y algunas resinas. Si bien, este papel esta formado por dos capas, para cables de potencia suele ocuparse el papel de tres capas. Las cualidades físicas de este material se controlan durante el proceso de batido de la pulpa y su grado de finura, que depende del porcentaje de agua en la mezcla, determina el espesor, la densidad aparente y la permeabilidad. [1] Dependiendo del tipo de cable de potencia las propiedades del papel varían, dichas propiedades dependen principalmente del líquido impregnado, como también se deben considerar factores tales como el grado de flexibilidad deseado. En la zona más cercana al núcleo del cable de potencia, donde el esfuerzo eléctrico es mayor, las cintas aplicadas son más delgadas. [1] En la Fig. 1.28 [1] se muestra un cable de potencia aislado con papel impregnado.

- Papel laminado de polipropileno (PLP)

Está formado por una capa extruida de polipropileno recubierto por dos capas delgadas de papel aislante, este tipo de cintas pueden ser aplicadas por máquinas comunes y se les puede impregnar con los mismos compuestos que el papel convencional. El polipropileno que compone la cinta tiene las propiedades de bajo ángulo de pérdidas dieléctricas, baja permitividad, alta temperatura de operación y alta resistencia mecánica; además se caracteriza por su baja elasticidad y alta resistencia a la tensión mecánica, así como una fluidez mayor al líquido aislante debido a su composición “fibrosa” [1] y por último su alta resistencia a descargas parciales en sus cavidades cuando son llenadas con líquido aislante, lo que hace que tenga un excelente desempeño bajo tensiones de impulso.



Fig. 1.28

Cable de potencia aislado con papel impregnado

En la Tabla 3 [1] se muestra un comparativo entre las propiedades típicas que presenta el PLP de 100 [μm] y el papel.

Tabla 3 Comparativo de propiedades del PLP y el papel

PROPIEDADES	PLP	PAPEL
Fuerza a la tensión mecánica [MN/m ²]	50	110
Elongación máxima [%]	2,0	2,5
Impermeabilidad al aire [Gs]	Infinita	15000
Densidad [g/cm ³]	0,9	0,9
Permitividad relativa	2,7	3,4
ángulo de pérdidas dieléctricas a 90 [°C]	0,0008	0,0023
Factor de pérdidas dieléctricas a 90 [°C]	0,0021	0,0078
Resistencia al impulso a 90 [°C] [kV/m]	160	135
Resistencia en ca de tiempo corto [kV/mm]	55	50

Debido a que los cables de potencia con aislamiento de papel tienen una cubierta metálica que impide el paso del agua o aire, cuentan con una excelente confiabilidad. Actualmente para los cables de potencia que usan aislamientos encintados, se han desarrollado dos formas de construcción del cable de potencia, cables tipo tubo (*pipe type* - HPFF) y cables autocontenidos (SCFF).

1.5.3. Cables tipo tubo, cables llenados con fluidos a alta presión (*pipe type* o HPPF)

Los cables de potencia tipo tubo, también conocidos como HPPF (*high pressure fluid filled*, por sus siglas en inglés). Este tipo de sistema se compone de una tubería de gran diámetro en donde se instalan tres cables monofásicos de potencia en configuración triangular los cuales están aislados con papel kraft o PLP cuando se tienen tensiones mayores de 230 [kV] (Ver Fig. 1.29 [1]). El PLP es un aislamiento con una alta rigidez dieléctrica y bajas pérdidas, por lo que el espesor de los aislamientos es menor y por ende las tuberías de menor sección transversal. Este tipo de sistema es para mantener al aislamiento del cable de potencia totalmente impregnado de líquido dieléctrico en todo momento.

Las tuberías son de acero al carbón con un alto grado de limpieza que evita la presencia de impurezas que contaminen el fluido dieléctrico, los tubos pueden estar recubiertos internamente con una resina compatible con el dieléctrico y una protección catódica de sacrificio externa a base de zinc. [1] Los tubos son rellenados actualmente por líquidos sintéticos, pero durante mucho tiempo fue utilizado el aceite mineral; por otro lado ahora también existen otros sistemas en donde se utiliza gas a presión, específicamente nitrógeno, éstos sistemas son conocidos como HPGF (*rellenos con gas a alta presión*, por sus siglas en inglés).



Fig. 1.29

Tres cables monofásicos de potencia en configuración triangular aislados con papel kraft

Las principales ventajas que ofrecen los sistemas de cables de potencia tipo tubo son: [1]

- Protección extra al cable contra daño externo
- Instalación de las tuberías relativamente fácil, que causa menores disturbios en comparación con otros sistemas
- Mayor capacidad de conducción de corriente, ya que el líquido dieléctrico actúa como un medio de enfriamiento para el cable, y
- Gran confiabilidad

1.5.4. Cables autocontenidos con fluidos (SCFF)

Similares a los tipo tubo, a diferencia que este tipo de cables son presurizados internamente con un líquido dieléctrico de baja viscosidad (alquilatos sintéticos de dodecibenceno), también las presiones utilizadas son menores 105 [kPa] aproximadamente, aunque existen cables de potencia con pantallas de refuerzo que les permiten ser usados a presiones mayores hasta 525 [kPa]. En la Fig. 1.30 [1] se muestra un cable de potencia tipo autocontenido.



Fig. 1.30

Cable de potencia autocontenido

En Estados Unidos de América fue donde se desarrollaron estos cables en los años veinte y fue hasta los años cincuenta que comenzaron a expandirse al resto del mundo. Este tipo de cables son bastante durables, ya que han llegado a estar en servicio por más de 40 años y pueden ser instalados de diversas formas, tales como directamente enterrados, en ductos, túneles, entre otros.



Fig. 1.31

Cable de potencia monofásico autocontenido

Igualmente que los tipo tubo, los autocontenidos buscan mantener el aislamiento del cable de potencia impregnado en todo momento. Como su nombre lo dice, cada fase individual está contenida dentro de una cubierta metálica herméticamente sellada, normalmente de plomo extruido o aluminio corrugado. Los cables de potencia deben de tener un canal para la circulación del fluido dieléctrico y para evitar su ionización debe mantenerse a una presión alta.

En sistemas de cables de potencia trifásicos los tres núcleos se encuentran contenidos en una misma cubierta de plomo o aluminio y, entre cada núcleo se encuentra un pasaje por donde circula el dieléctrico. En cables de potencia monofásicos el ducto está en el centro del conductor, como puede verse en Figura 1.31 [1]. Para lograr la construcción de dicho canal, existe la técnica de formar el núcleo conductor sobre un ducto espiral de acero pero éste aplica para conductores de hasta 150 [mm²] y para los tipo Miliken, para los núcleos tipo segmentado el ducto central es formado por los mismos paquetes de conductores y pueden ser aplicadas capas extra de conductores circulares, esta construcción es conocida como “auto- soportada” o “autocontenida” y es usada en núcleos de hasta 1000 [mm²] y para tamaños mayores se utilizan núcleos Milliken de cuatro segmentos (como mínimo) aplicados sobre un ducto metálico de 12 [mm] de diámetro [1].

1.5.5. Cables para aplicaciones especiales

Los tipos de cables que ya fueron mencionados, son los que más se utilizan en los proyectos de transmisión subterránea, pero existe otros tipos de cables que actualmente no se encuentran normalizados por organismos tales como IEC, IEEE, entre otros, por lo que estos cables de acuerdo a la aplicación y el uso a que se verán sometidos, es como el fabricante define los materiales, fabricación y pruebas con base en su tecnología y desarrollo.

En el presente documento se abordan dos tipos, los superconductores y los submarinos. En la Fig. 1.32 [1] se muestra un cable de potencia superconductor.



Fig. 1.32
Cable de potencia superconductor

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

Como su nombre lo dice, los superconductores tienen la capacidad de poder conducir corriente eléctrica prácticamente sin resistencia cuando alcanzan valores por debajo de su temperatura crítica. Para lograr estar a esa temperatura generalmente están enfriados y aislados con nitrógeno líquido por lo que tampoco usan materiales convencionales como el cobre y el aluminio, si no que usan materiales superconductores compuestos para conducir la corriente eléctrica. Sus ventajas son muchas tanto ambientales como económicas, en la Tabla 4 se mencionan dichas ventajas y las implicaciones que representa este tipo de cable.

Tabla 4 Ventajas e implicaciones de los cables superconductores

Ventajas	Implicaciones
Libres de contaminación de suelos por fugas de nitrógeno, libres de daños a la vegetación y no se tienen campos magnéticos externos.	La camisa criogénica es uno de los mayores problemas, debido a su construcción y las condiciones que debe soportar.
Utilizan menor diámetro que los cables de potencia por lo que requieren menos espacio.	Los sistemas criogénicos representan demasiadas complicaciones, ya que necesitan de un constante monitoreo, inspecciones y mantenimiento (no son sistemas independientes). Además el sistema debe de estar fuera de operación para realizar mantenimientos.
Debido a que los superconductores presentan una resistencia eléctrica de prácticamente cero ohms cuando operan dentro del rango de operación óptimo por consiguiente, las pérdidas por este concepto son bajas. [1]	Las reparaciones que se tengan que hacer resultan demasiado complicadas. Toma varios días para que se vuelvan a restablecer las condiciones criogénicas, pero en líneas de varios kilómetros puede tomar varias semanas.
Capacidad de respuesta instantánea ante demandas súbitas de energía eléctrica derivada del aumento de carga (se logra transportar desde 2 hasta n veces más energía que con un cable de potencia). [1]	Por lo anterior, su precio es demasiado elevado y tiene bastantes complicaciones, por lo que su uso no se ha popularizado y por ende no se tienen conocimientos suficientes de seguridad, operación y vida útil.

Por otro lado se tienen los cables submarinos, el avance tecnológico en el área de cables de energía ha hecho posible su aplicación para la transmisión de energía eléctrica a través de largas distancias y grandes profundidades oceánicas. Son utilizados para suministrar energía eléctrica a islas o plataformas marinas, interconexión de redes eléctricas autónomas de diferentes países o con parques eólicos marinos o simplemente cuando las líneas de transmisión necesitan cruzar un cuerpo de agua (ríos, lagos, canales o bahías).



Fig. 1.33
Cable de potencia submarino

Si bien su construcción es muy parecida a la de los cables de potencia antes mencionados, pero en este caso se toma mayor importancia al diseño de sus elementos de protección física. Además, requiere una grande inversión económica y tecnológica por lo que se aprovechan estas instalaciones para integrar otros elementos. Los componentes más importantes para la protección física de los cables submarinos son: [1]

- Cubierta para bloqueo de agua: Todos los cables submarinos deben tener una barrera metálica que impide la penetración radial de agua, puede ser de aluminio, plomo o cobre.
- Armadura: Es el componente distintivo de los cables submarinos, debe ser diseñado especialmente para cada instalación dependiendo de las fuerzas a las que será expuesto el cable por lo que podrá contar con una o más capas de armadura. En la Fig. 1.33 se muestra un cable submarino y ahí se aprecia su compleja construcción.
- Protección anticorrosión: El medio en el que van a operar estos cables es el agua marina (en la mayoría de los casos) y se sabe que el agua salada es demasiado corrosiva, es por eso que para el diseño de estos cables debe ser altamente considerado. La corrosión se produce por el impacto de la sal en los alambres de la armadura, por lo que se les debe proporcionar una protección para hacerlos más resistentes a esta degradación, para lograr esto, los alambres de la armadura están fabricados con acero recubierto con una capa de zinc de 50 [µm] o más. Cada cable puede ser cubierto con una capa polimérica o puede ser por medio de una cubierta externa que cubre toda la armadura. Por otro lado, para evitarse lo anterior se puede construir la armadura con metales con una mayor resistencia a la corrosión, como son el cobre, el bronce y el latón.

CAPÍTULO I. CABLES DE POTENCIA Y SUS TIPOS

Los diferentes tipos de cables de potencia en esencia tienen los mismos componentes, un núcleo conductor, un aislante, pantalla metálica, armadura (de ser necesaria) y la capa protectora externa. Dependiendo de las aplicaciones dichos componentes pueden variar en el tipo de material a utilizar, grosor, o tipo de construcción.

Capítulo 2

Tipos de instalación para sistemas de cables de potencia.

2.1. Introducción

Existen diversas restricciones operativas a la hora de diseñar una línea de transmisión subterránea, principalmente, el tipo y calidad de los materiales que conforman cada capa, así como la forma en la que se construye el cable. Pero para que la línea opere de una manera óptima no sólo basta con tener un buen cable, si no que también toda la instalación debe ser adecuada para el circuito.

2.2. Tipos de estructuras enterradas

2.2.1. Banco de ductos.

Se define como una canalización formada por dos o más ductos, donde un ducto es el conducto individual para los cables de potencia proporcionándoles alojamiento y protección. Los ductos son de polietileno de alta densidad (PEAD) y pueden ser lisos (Ver Fig. 2.1) o corrugados (Ver Fig. 2.2), se usa uno u otro dependiendo del terreno en donde se va a instalar; se fabrican en color rojo, naranja o negro, de acuerdo con las prácticas y las normativas de las compañías suministradoras de energía eléctrica [9].



Fig. 2.1
Tubos PEAD lisos



Fig. 2.2
Tubos PEAD corrugados

Existen diferentes tipos de bancos de ductos dependiendo de su método de instalación, directamente enterrados, en concreto o por barrenación direccional. Independientemente del método de construcción, las principales ventajas de la instalación de los cables de potencia en bancos de ductos son [9]:

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

- Es ampliamente recomendado para la instalación de cables de potencia en áreas urbanas.
- Ofrece la posibilidad de realizar los trabajos de la obra civil independientemente de la obra eléctrica.
- Presenta gran flexibilidad en el mantenimiento de los cables. Si es necesario reemplazar algún cable o componente del sistema, se reducen al mínimo los disturbios en el tráfico local y en las actividades comerciales en la zona.
- Pueden instalarse los cables de comunicación con fibra óptica como parte del mismo banco de ductos.

El dimensionamiento de los bancos de ductos estará en función del número de circuitos, configuración de cables en ductos, diámetro de ductos y recubrimientos mínimos. [10]

DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS		ESPECIFICACIÓN CFE DCDLTS01		
CS No. 121				
ANEXO 1. PROFUNDIDADES Y DISTANCIAS MÍNIMAS EN CRUZAMIENTOS CON INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS				
BANCO DE DUCTOS EN:		PROFUNDIDAD MÍNIMA (P) (m)		
		50 - 138 kV	161 - 230 kV	400 kV
Profundidad mínima general		1,30	1,30	1,40
Cables		1,30	1,30	1,40
Aerofóns		1,30	1,30	1,30
Cables de cables				
Tendido con material de escombros		1,30	1,30	1,30
Referencia sanitaria				
Escudadura				
Banca tipo B-A y B'		0,30	0,30	0,30
CRUZAMIENTO DEL BANCO DE DUCTOS CON:		DISTANCIA MÍNIMA EN CRUZAMIENTO (Se) (m)		
		50 - 138 kV	161 - 230 kV	400 kV
Tubería de agua y/o drenaje con diámetro máximo a 10 cm (Nota 1)			1,00	
Servicios a casa habitación (Alcantaral, agua potable, telefonía y comunicaciones) (Nota 2)			0,50	
Tuberías con gas para uso doméstico (Nota 3)		1,40	1,60	1,80
Estructuras enterradas con cables de comunicación y telefonía (Nota 1)		0,80	1,00	1,20
Tubería de gas por combustible con diámetro máximo a 10 cm (Nota 3)		1,40	1,60	2,00
Canales de agua (riego, jardín o pluvial)		1,00	1,10	1,30
Aerofóns (Nota 4)		2,00		2,50
Rosa y señales (Nota 6)			0,20	
Vías férreas (Nota 5)		1,30	1,10	0,90
Vías férreas electrificadas		1,30	1,30	1,60
Cárteres hidráulicos y/o análogos		1,30	1,40	1,60
Autopistas de carreteras		2,20	2,50	2,60
CRUZAMIENTO CON BANCO DE DUCTOS O DUCTOS CON LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SUBTERRÁNEAS CON NIVELES DE TENSIÓN ELÉCTRICA DE kV (NOTA 7)		DISTANCIA MÍNIMA EN CRUZAMIENTO (Se) (m)		
		50 - 138 kV	161 - 230 kV	400 kV
5 - 25		0,80	0,80	1,00
50 - 138		0,80	1,00	1,20
161 - 230		1,00	1,20	1,40
400		1,30	1,40	1,60

Fig. 2.3

ANEXO 1- CFE DCDLTS01, profundidades y distancias mínimas en cruzamientos con instalaciones subterráneas

El ANEXO 1 de la especificación CFE DCDLTS01, muestra una tabla (Ver Fig. 2.3 [10]) la cual especifica las distancias y profundidades que deben de tener los bancos de ductos dependiendo del lugar en donde serán instalados, donde Pf es la profundidad a la que se deben de instalar y Se es la distancia mínima que deben tener los bancos con cualquier otra instalación que se cruce. (Ver Fig. 2.4 [10])

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

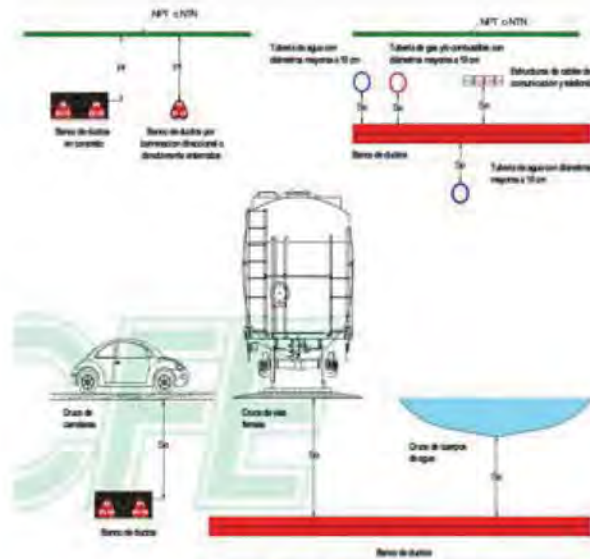


Fig. 2.4

Detalle gráfico de las distancias

En el ANEXO 6 de la misma especificación (CFE DCDLTS01), se detallan gráficamente todas las distancias que se deben de cumplir en el diseño de los bancos de ductos, ya sea en concreto o directamente enterrados y de igual forma cuando son dos o sólo un circuito.



Fig. 2.4

Banco de ductos en concreto



Fig. 2.5

Banco de ductos directamente enterrado

En la Fig. 2.4 se muestra un banco de ductos en concreto, mientras que en la Fig. 2.5 se puede apreciar un banco de ductos directamente enterrado. Los bancos pueden ser instalados en tres diferentes configuraciones, vertical, horizontal y triangular. La selección de un determinado tipo de configuración depende de la disponibilidad de espacio, características del suelo, desempeño operativo, costos, impacto ambiental e instalaciones subterráneas existentes.

2.2.2. Galerías

Las galerías o túneles, son estructuras enterradas pero de gran magnitud. Éste tipo de instalaciones son viables cuando se tienen varios circuitos a lo largo de la trayectoria y se complica la capacidad de transmisión, cuando la trayectoria de la línea implica zonas con gran tránsito de vehículos o personas y se dificulta hacer trabajos en la superficie o cuando no se puede realizar el hincado de tubería.

Este tipo de construcción es mucho más costosa, puede llegar a representar 10 veces más que cualquier otro tipo. Por lo anterior es necesario evaluar detenidamente el caso.

En este caso la resistividad térmica no tiene ninguna influencia en la capacidad de conducción de los circuitos, ya que el calor producido por los cables es transferido al aire dentro de la galería, dicho aire es transferido al interior mediante ventilación forzada o natural.



Fig. 2.6

Túnel en construcción para instalación eléctrica subterránea

En la Fig. 2.6 se puede ver un túnel apenas en construcción y sin los cables de potencia. Existen tres tipos de construcción:

- Método a cielo abierto: es cuando se hace una zanja y se comienza la construcción del túnel, ya finalizado el túnel se rellena con el material de la excavación.
- Máquina excavadora: se utiliza una máquina cilíndrica (Ver Fig. 2.7 [9]) con dientes en la cara frontal, con los que perfora el suelo y el desecho es removido hacia la parte trasera de la máquina, la cara frontal de la máquina es de las mismas dimensiones que el túnel que será construido. Una vez que el túnel se forma con la máquina excavadora, se construyen las paredes del túnel uniendo los segmentos circulares prefabricados, uno después de otro usando pernos, así como se observa en la Fig. 2.8 [9]. [9]



Fig. 2.7

Máquina cilíndrica para formar túneles



Fig. 2.8

Túnel construido con segmentos prefabricados

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

- Pipe jacking: primeramente se hace un túnel con una máquina excavadora, posteriormente se instalan segmentos de tubería prefabricada, por medio de cilindros hidráulicos, los cilindros empujan el segmento de tubería desde el punto de inicio del túnel hasta el punto de recepción.

En los ANEXOS 7, 8, 9, 10, 12, 13, 14 y 15 de la especificación CFE DCDLTS01, se muestran todos los detalles necesarios para la construcción de las galerías.

Ya que el túnel esta listo, se procede a instalar los cables de potencia a lo largo de sus muros, las configuraciones posibles son las siguientes:

- Plano vertical: en este caso los cables se sujetan a través de abrazaderas a los soportes de acuerdo con un sistema de instalación flexible, tendrán serpenteo vertical, pueden sujetarse juntos entre los soportes y pueden colocarse directamente sobre el soporte.
- Plano horizontal: igual que en un plano vertical, si es un sistema de instalación flexible, los cables se sujetan con abrazaderas a los soportes, pero aquí los cables pueden tener serpenteo vertical u horizontal y se pueden sujetar en conjunto.
- Haz triangular: de acuerdo a un sistema de instalación flexible, los cables están fijos en los soportes, su serpenteo es vertical y se pueden fijar entre sí entre los soportes.
- Haz triangular fijo en soporte: la diferencia con la configuración anterior radica en la utilización de abrazaderas para mantener fijos los cables al soporte, siendo igual un sistema de instalación flexible. De igual manera los cables tienen serpenteo vertical y se pueden fijar entre sí entre los soportes.

Ya que los cables son instalados "al aire", no son instalados dentro de ductos sobre la tierra, deben de ser instalados en soportes y fijados con abrazaderas.



Fig. 2.9
Sistema de instalación rígido

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

Existen dos sistemas de instalación, rígido y flexible. En el sistema rígido (Ver Fig. 2.9 [9]), los cables no tienen movimiento lateral y tienen que absorber la fuerza producida por la expansión térmica del mismo cable, el cual debe ser capaz de sobrellevar estas fuerzas de otro modo sus partes se verían dañadas.

Por otro lado el sistema flexible ofrece mayores ventajas para garantizar un buen desempeño del cable, como se mencionó anteriormente en este tipo de sistema los cables deben de estar instalados en soportes y sujetos con abrazaderas y tienen un serpenteo, el cual puede ser vertical (Ver Fig. 2.10 [9]) u horizontal (Ver Fig. 2.11 [9]).



Fig. 2.10

Cables de potencia instalados en soportes y sujetos con abrazaderas con serpenteo vertical



Fig. 2.11

Cables de potencia instalados en soportes y sujetos con abrazaderas con serpenteo horizontal

2.2.3. Trincheras

La trinchera es la estructura enterrada que en su interior aloja los cables y accesorios, que componen la línea de transmisión. [10] Se puede acceder a las trincheras a lo largo de su trayectoria, por medio de tapas de concreto y/o metálicas y se deben diseñar para ser removibles. Las trincheras deben contar con una pendiente del 2 % para la descarga de agua hacia los registros del sistema de drenaje de la Subestación. [10]

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA



Fig. 2.12

Trinchera con cables de potencia directamente enterrados

Las trincheras son viables cuando las excavaciones no pueden ser tan profundas debido a otras instalaciones subterráneas, también cuando las condiciones del suelo no son aptas. Con las trincheras se tiene un acceso fácil a los cables de potencia y como es un medio generado el comportamiento térmico mejora al del suelo original.



Fig. 2.13

Trinchera superficial

Las trincheras podrán ser directamente enterradas (Ver Fig. 2.12 [9]) o superficiales (Ver Fig. 2.13); en el primer caso los cables son puestos en la trinchera y después se rellena la trinchera con arena o relleno térmico, por otro lado en las trincheras superficiales simplemente se colocan los cables de potencia sujetados con soportes y abrazaderas, por último se colocan las tapas de acceso a lo largo de la trinchera.

En el ANEXO 16 de la especificación CFE DCDLTS01 se encuentran las medidas para la construcción de las trincheras y los detalles de las abrazaderas y soportes.

2.2.4. Registros

Los registros son una estructura subterránea visitable (con acceso a personal), pueden ser prefabricados o convencionales. En la especificación CFE DCDLTS01 (ANEXO 20 y 21) se muestran planos con los detalles necesarios para su construcción. Los registros están ligados a los bancos de ductos, en los cuales:

- Se alojan los empalmes del cable de potencia (registro para empalme)
- Se realizan los cambios de dirección de la trayectoria de la línea de transmisión (registro de deflexión)
- Se realizan las transiciones aéreas-subterráneas o SF6- subterráneo (registro de transición).

2.2.5. Fosas

Las fosas no son más que registros subterráneos y que no son visitables, de igual manera van ligadas al banco de ductos y existen tres tipos:

- Fosa para empalme: se alojan empalmes del cable de potencia.
- Fosa para conmutación de tipo de tubería: se realizan los cambios de tipo de banco de ductos, de tubos lisos a corrugados o viceversa.
- Fosa para anclaje: se realiza la sujeción del cable de potencia al piso para evitar su deslizamiento en terrenos con pendiente prolongada.

En la especificación CFE DCDLTS01 se puede ver de manera más gráfica (ANEXOS 22 a 27) la diferencia con los registros, como también se pueden ver los detalles para su construcción.

2.2.6. Pozos

Los pozos están siempre junto con las fosas, ya que ahí es donde se guardan los equipos necesarios en las fosas:

- Pozo para Caja de Empalme para CDFO: sirve para alojar equipo para el empalme del cable de comunicaciones con fibras ópticas integradas (CDFO).
- Pozo para Sistema de Tierras: sirve para alojar equipo para la conexión del sistema de tierras de las pantallas metálicas de los cables de potencia por cualquier tipo de conexión.

2.3. Técnicas de instalación

2.3.1. Directamente enterrados

En el caso de los bancos de ductos, primero se realiza una zanja, se aplica una capa del material de relleno. Posteriormente se instalan los ductos en el fondo (Ver Fig. 2.5), una vez echo eso se procede a introducir los cables de potencia, después de lo anterior, se rellena la zanja con el material producto de la excavación o de un banco de préstamo. Después se puede proteger el banco de ductos con una losa de concreto y por último se instala una cinta de aviso de peligro y se restituye la carpeta del nivel de piso terminado.

En las trincheras sucede algo similar, en este caso se rellena de arena o un relleno térmico y los cables de potencia no van en ductos, van directamente dentro de la trinchera. (Ver Fig. 2.12 [9])

2.3.2. En concreto

Consiste en abrir una zanja a cielo abierto para instalar los ductos en ella, pero en este caso, los ductos son embebidos en concreto (Ver Fig. 2.4). Se recomienda hacer una plantilla de concreto (50 [mm] de espesor aprox.) la cual servirá para posicionar separadores-soporte para la instalación de los ductos, cuidando la alineación y el plomeo dentro del trazo de la línea.



Fig. 2.14

Uso de separadores-soporte para garantizar posiciones y distancias

En esta técnica es necesario el uso de separadores-soporte para garantizar las distancias y posiciones de cada ducto a la hora de ser embebidos en el concreto, así como se ve en la Fig. 2.14 [9].

2.3.3. Por barrenación direccional

Es ideal para zonas urbanas y lugares con grandes obstáculos en la superficie donde las modificaciones resultan muy costosas o simplemente imposible la instalación por medio de otra técnica. Una de las grandes ventajas es que su

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

impacto visual y ecológico es mínimo. Las desventajas son diversas, la necesidad de un área grande en la entrada y salida de los ductos, posibilidad de colapso de la pared lateral en suelos granulares y grava, atascamientos en el subsuelo con el uso de ciertos materiales para efectuar la barrenación, también no es sencillo tener el control de la resistividad térmica debido a que se complica la instalación de materiales de relleno especiales y por último, esta técnica puede llegar a ser más profunda lo que causa incrementos en la temperatura de los cables y por ende una baja ampacidad.

Consiste en instalar tubos PEAD (lisos de preferencia), con radios dependiendo del nivel de tensión por medio de sistemas de perforación horizontal de túneles subterráneos, dirigidos electrónicamente y capaces de hacer sobre el suelo una perforación. El proceso para llevar a cabo lo anterior consiste en tres pasos:

1. Perforación piloto: se establece la ruta de perforación, se logra con un cabezal que tiene una broca la cual puede direccionarse en cualquier sentido, se comunica electrónicamente con la superficie gracias a que cuenta con una sonda que manda su ángulo de perforación y profundidad. El cabezal gira desbastando el terreno utilizando un fluido de perforación adecuado para enfriar y lubricar la cabeza. [9] (Ver Fig. 2.15 [9])



Fig. 2.15

Perforación piloto, primer paso en el proceso de barrenación direccional

2. Escariado de la perforación piloto: se aumenta el diámetro de la perforación, que debe ser mayor al de las tuberías que alojarán los cables de potencia. Se hace en sentido contrario al que se hizo la perforación piloto, así como se observa en la Fig. 2.16 [9].

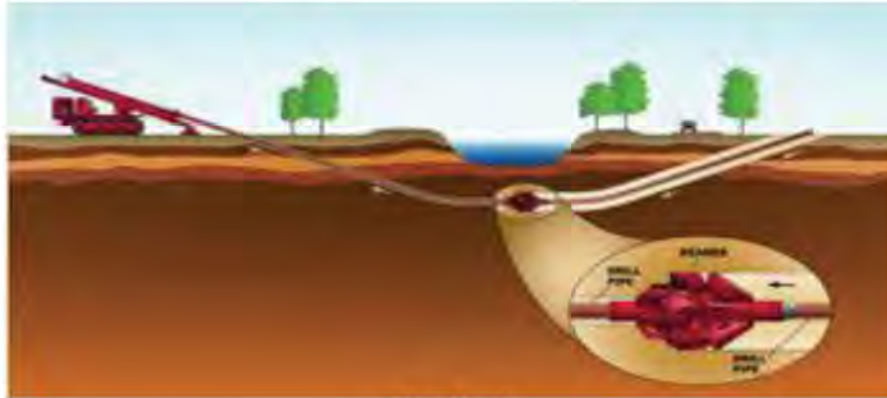


Fig. 2.16

Escariado de la perforación piloto, paso dos en el proceso de barrenación direccional

3. Ampliación en retroceso: se le conoce también como jalado, y consiste en introducir la tubería en la excavación que ya se tiene. (Ver Fig. 2.17 [9]) Se necesita de un fluido especial (de arcilla o polímeros) el cual se inyecta desde el inicio del proceso para estabilizar el túnel, con dicho fluido se debe garantizar:

- Una buena lubricación entre la tubería y el pozo en retroceso
- El túnel debe permanecer abierto
- Las bombas no deben presentar una sobrecarga de trabajo
- La circulación del fluido a través del pozo sea una constante



Fig. 2.17

Ampliación en retroceso, último paso en el proceso de barrenación direccional

Ésta técnica se hace con una máquina de perforación direccional, la cual funciona gracias a un sistema accionado hidráulicamente que hace girar, empujar y jalar la tubería de perforación en el hueco del suelo, en un ángulo variable, y al mismo tiempo ofrece una mezcla de fluido a presión para ser

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

dirigible a través del cabezal. La máquina se necesita anclar a la tierra para poder soportar todo el proceso.

2.3.4. Hincado de tubería

Similar a la barrenación direccional, ya que tiene un bajo impacto visual y tampoco se tienen que modificar las instalaciones de la superficie. La diferencia radica en que se tiene que hacer un pozo de gran magnitud al inicio y fin y la tubería va en línea recta, no existe curvatura.



Fig. 2.18

Descripción gráfica del proceso de hincado de tubería

La técnica consiste en realizar pozos de entrada y salida, se debe instalar una estación de empuje hidráulico y una cabeza perforadora. Entonces la estación de empuje, como su nombre lo dice, empuja los tubos como también la cabeza que va haciendo el túnel. El proceso se muestra de manera más gráfica en la Fig. 2.18.

No es posible realizar esta técnica en suelos rocosos o cuando la resistividad térmica del terreno es elevada, en éste último caso es posible aplicar un sistema de enfriamiento. Debido a lo anterior es fundamental prever si el terreno puede llegar a resecarse con el paso del tiempo, ya que su resistividad se va a ver afectada y por ende el cable de potencia. Por otro lado también para cuidar la temperatura de la instalación, ésta debe de estar a más de 2.5 [m] de profundidad, ya que la temperatura de las capas más superficiales de la tierra suelen variar mucho debido al calor producido por el sol.

Esta técnica pueden instalarse longitudes de hasta 100 [m] sin ninguna estación intermedia, con estaciones intermedias, es posible instalar hasta 500 o 600 [m]. Las grandes longitudes se complican debido a la gran inversión de tiempo para poder sacar todo el material producto de la excavación.

2.4. Sistemas de enfriamiento

Para garantizar un buen funcionamiento de la línea de transmisión, es necesario garantizar que la instalación mantenga una temperatura óptima. Según sea el caso se elige entre dos tipos de enfriamiento que harán que se incremente la capacidad de conducción del cable.

2.4.1. Natural

El enfriamiento del sistema se logra sin ningún dispositivo adicional, eléctrico o mecánico, y la transferencia de calor se logra sólo por medios naturales.

- Configuración del sistema de cables

La configuración del sistema de cables y la separación de los mismos cables de potencia determina la manera en la que se afectarán entre sí. Cuando la distancia entre las fases de un circuito es igual o única (configuración delta, ver Fig. 2.19), el factor de pérdidas de las pantallas metálicas será menor, por lo que el calor generado de igual manera será menor.



Fig. 2.19
Ductos en configuración delta

- Sistema de conexión a tierra de pantallas metálicas

En las pantallas metálicas pueden existir corrientes circulantes o inducidas,

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

la magnitud de esas corrientes depende del sistema de conexión a tierra que se utilice. Las corrientes en las pantallas metálicas producen pérdidas por calor (efecto Joule), lo que hace que se aumente la temperatura total del cable. En la Fig. 2.20 [9] se muestra la conexión de las pantallas metálicas al sistema de tierra.



Fig. 2.20

Conexión de las pantallas metálicas al sistema de tierra

El efecto Joule se presenta cuando una corriente eléctrica circula a través de un conductor y parte de la energía cinética (velocidad) de los electrones se transforma en calor debido a la resistencia eléctrica del cable. Matemáticamente se define de la siguiente manera:

$$Q = I^2 \cdot R \cdot t \quad [\text{Joules}] \quad (2.1)$$

Donde:

Q es cantidad de energía calorífica producida por una corriente eléctrica [Joules]

I es la intensidad de la corriente [A]

R es la resistencia eléctrica del conductor [Ω]

t es el tiempo que circula la corriente por el conductor [seg]

- Uso de rellenos térmicos

Su uso se refiere a sustituir el material producto de la excavación, por materiales que cuentan con baja resistividad térmica, para así garantizar la disipación de calor producida por el cable de potencia. Los materiales para el relleno térmico ideal, en términos de su composición física, deben ser: [9]

- De baja resistividad térmica
- Estables sobre un amplio rango de condiciones climatológicas
- Con límites altos de estabilidad térmica
- Con buenas características de retención de agua
- De fácil manejo e instalación
- De fácil disponibilidad en el lugar del proyecto

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

- Económicos
- No agresivos con la instalación

Es importante que estos materiales cuenten con buena retención de líquidos ya que de la humedad depende mucho la resistividad térmica de los materiales. Para la aplicación de los rellenos es importante primero humectarlos con agua, para después poder compactarlos fácilmente. Los rellenos térmicos se deben compactar adecuadamente para obtener una densidad alta ya que la mínima resistividad térmica de cualquier material se alcanza cuando la densidad es máxima. [9] Para poder compactar de la mejor manera el material se hace por capas delgadas (entre 15 y 20 cm).



Fig. 2.21

Aplicación de rellenos térmicos

El uso de los rellenos térmicos es común en bancos de ductos (Ver Fig. 2.21 [9]) y trincheras o simplemente cuando el terreno no cuenta con una baja resistividad térmica. Los materiales más usados son los concretos de baja resistencia térmica, arenas sílicas y combinación de gravas y arenas.

El uso de vegetación también es otra forma natural de enfriamiento. En esta técnica se utiliza el pasto como cubierta del terreno terminado, para que éste evite que se deshidrate el suelo y de ese modo se mantenga la resistividad térmica.



Fig. 2.22

Vegetación como forma natural de enfriamiento

2.4.2. Forzado

En este caso sí se hace uso de algún dispositivo adicional, ya sea eléctrico o mecánico, para mantener o aumentar la ampacidad requerida. Se divide en cuatro categorías según su tipo [9]:

- Los que controlan las condiciones del terreno de instalación
 - Irrigadores de agua: se instalan sensores que detectan la resistividad térmica límite del terreno, los cuales activan los aspersores de agua, de esta manera se mantiene húmedo el terreno o los rellenos térmicos.



Fig. 2.23

Irrigadores de agua para mantener una buena resistividad térmica del terreno

- Tubería de enfriamiento en paralelo: es de las primeras técnicas de enfriamiento, consiste en instalar tubos de PVC paralelos a los cables de potencia los cuales llevan por lo general agua, así como se muestra en la Fig. 2.24 [9].



Fig. 2.24

Instalación paralela de tubería de enfriamiento

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

- Los que enfrían directamente la superficie del cable de potencia
 - Canales y vertederos de agua de enfriamiento: este tipo de enfriamiento se utiliza principalmente en trincheras, galerías y túneles. Conforme se aumenta la ampacidad del sistema de cables, este tipo de enfriamiento introduce una complejidad extra al sistema global, adicionalmente se requiere de mantenimiento especial para asegurar su fiabilidad a largo plazo.
 - Enfriamiento de aire forzado (ventiladores): para poder aumentar la capacidad de conducción de corriente de los cables de potencia instalados en túneles y galerías, es común utilizar ventilación forzada. Se instalan sensores a lo largo de los cables de potencia, los cuales monitorean la temperatura de los mismos y activan de ser necesario los ventiladores. En la Fig. 2.25 [9] se muestra un sistema de enfriamiento de aire forzado, para cables tipo tubería.



Fig. 2.25

Sistema de enfriamiento de aire forzado

- Tubería integral de refrigeración (cables dentro de tuberías de enfriamiento): cada cable de potencia se instala dentro de tuberías de refrigeración, así como se muestra en la Fig. 2.26 [9]. La tubería no debe ser metálica para poder evitar las corrientes inducidas, pero también deben ser capaces de soportar los esfuerzos de las presiones de bombeo. Los materiales más comunes son el polietileno de pared gruesa, tubería de PVC de pared gruesa y tubería de PVC de pared gruesa, con recubrimiento de fibra de vidrio en sus uniones.



Fig. 2.26

Cables de potencia dentro de tuberías de refrigeración

- Los que enfrían directamente al cable de potencia desde su interior
 - Cables de rellenos de fluido eléctrico a alta presión (HPFF, por sus siglas en inglés)

El fluido de enfriamiento es extruido a lo largo del cable extrayendo y removiendo el calor por medio de una circulación forzada de agua o de aceite, en la Fig. 2.27 [9] se observa un cable tipo HPFF. La función primaria de este sistema es evitar las descargas eléctricas en el aislamiento de papel impregnado, de manera secundaria se mejora la transferencia de calor.



Fig. 2.27

Cable tipo HPFF

- Los que enfrían alterando las características eléctricas del conductor del cable
 - Cables crioresistivos (enfriado con nitrógeno)

Es el mismo mecanismo que los cables HPFF, pero en este caso el fluido se sustituye por gas, específicamente nitrógeno.

CAPÍTULO II. TIPOS DE INSTALACIÓN PARA SISTEMAS DE CABLES DE POTENCIA

- Cables con superconductores

Comúnmente se utiliza el niobium o el niobium-tim como material conductor, este metal logra resistividad cero a bajas temperaturas, por lo que necesita ser enfriado con helio. En la Fig. 2.28 [9] se observan cables de potencia con superconductores enfriados con helio.



Fig. 2.28

Cables de potencia con superconductores enfriados con helio

Capítulo 3

Sistema de puesta a tierra para cables de potencia.

3.1. Introducción

Actualmente las líneas de transmisión subterráneas se han convertido en parte fundamental de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, tanto para la construcción de nuevas líneas o para la sustitución de las ya existentes. Uno de los puntos importantes para garantizar un desempeño óptimo de las líneas subterráneas, es la selección del método apropiado de puesta a tierra. Seguridad, protección y desempeño del sistema son las tres razones más importantes de la puesta a tierra. [16]

3.2. Inducción de corriente y tensión eléctrica en las pantallas metálicas de cables de potencia.

Como ya se había mencionado anteriormente en el presente documento, la pantalla metálica además de ser un blindaje que rodea al montaje o aislante del cable, es también un medio conductor que debe estar aterrizado. Al ser un medio conductor, se inducen tensiones y corrientes eléctricas producto de la corriente alterna que circula por el conductor del cable de potencia. Es imprescindible conocer las tensiones y corrientes eléctricas para poder hacer una adecuada selección y diseño del sistema de puesta a tierra.

3.2.1. Descripción

De manera similar a lo que ocurre en las líneas de transmisión aéreas, la inducción electromagnética produce efectos indeseables en las líneas de transmisión subterráneas. La corriente alterna que circula en el conductor, genera un campo magnético (Ver Fig. 3.1), las variaciones de dicho campo magnético harán que la tensión eléctrica inducida en las pantallas metálicas varíe en función del tiempo.



Fig. 3.1

Líneas de campo magnético producidas por el flujo de corriente en el conductor

La puesta a tierra de las pantallas metálicas hace que se logre la reducción de la magnitud del campo electromagnético causado por el mismo conductor o los conductores que se encuentren cerca, esto es posible ya que por la pantalla estará circulando una corriente la cual causará un campo y éste se busca sea de una magnitud tal que cancele el campo incidente. La efectividad depende del material de las pantallas así como de las características del campo incidente, que está definido por la distancia que hay entre los campos existentes y por las configuraciones de conexión entre las pantallas.

3.2.2. Conexión a tierra de la pantalla metálica en un punto.

Al estar conectada la pantalla en un sólo punto se forma un circuito abierto de este modo no circula ninguna corriente, pero sí se genera una tensión eléctrica entre la pantalla y tierra. La tensión depende de la longitud del cable de potencia, entonces se tiene la mayor tensión al extremo más alejado del punto de conexión a tierra, como se muestra en la Fig. 3.2 [9].



Fig. 3.2

Conexión a tierra en un punto

3.2.3. Conexión a tierra de la pantalla metálica en dos o más puntos.

En este caso se logra cerrar el circuito donde circula una corriente debido a la tensión eléctrica inducida, así como se muestra en la Fig. 3.3 [9]. Debido a eso se tienen pérdidas adicionales, pero más adelante en el presente capítulo se tratará más a profundidad dicho tema.



Fig. 3.3

Conexión a tierra en dos o más puntos

3.2.4. Pérdidas eléctricas en las pantallas metálicas

Las pérdidas pueden ser dependientes de la corriente o de la tensión eléctrica. Las pérdidas eléctricas se ven reflejadas como pérdidas económicas para la empresa suministradora, esto se debe a que causan deterioro en la eficiencia del sistema, reduciendo su capacidad de conducción de corriente y daño en los aislamientos debido a elevaciones inusuales de temperatura.

Si bien ambas fuentes de pérdidas están relacionadas, cabe mencionar que las dependientes de la corriente son las que más aportan. Las pérdidas dependientes de la corriente se deben a la tensión eléctrica inducida causada por los campos magnéticos variables. Como se mencionó previamente, los campos magnéticos son producidos por la corriente que circula tanto en el mismo conductor, como en los adyacentes, por la longitud que tenga el cable de potencia y por las distancias que se tengan entre cables.

Por otro lado las pérdidas dependientes de la tensión eléctrica o “pérdidas dieléctricas” se originan en los aislamientos de los cables de potencia, se manifiestan como diferencias de potencial existentes entre el aislamiento y tierra, como también en el aumento de la capacitancia del sistema y el factor de pérdidas dieléctricas.

3.3. Tipos de sistemas de puesta a tierra

La puesta a tierra se define como la 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.



Fig. 3.4
Símbolo de puesta a tierra

La elección del tipo de conexión se realiza para cada proyecto específico, dependiendo del tipo de sistema de conexión de puesta a tierra de las pantallas pueden aparecer corrientes inducidas que disminuyen la intensidad máxima en el cable o tensiones inducidas que pueden alcanzar valores peligrosos.

3.3.1. Funciones de los sistemas de puesta a tierra.

El nivel de tensión eléctrica, la capacidad de conducción de corriente y la longitud del sistema de cable de potencia son factores que intervienen en la selección del método de puesta a tierra. Pero independientemente del método empleado, se deben cumplir ciertas funciones. Las principales son limitar la tensión eléctrica inducida en las pantallas metálicas, así como reducir o eliminar las pérdidas eléctricas adicionales en las mismas pantallas metálicas del sistema de cable de potencia. Por otro lado también deben ser capaces de mantener continuo el circuito de las pantallas para permitir el retorno de la corriente de falla y por último deben evitar que las tensiones eléctricas sean excesivas entre las pantallas y tierra, y entre los distintos elementos del mismo sistema durante sobretensiones en la línea de transmisión subterránea.

3.3.2. Múltiples puntos

También denominado “*sistema sólidamente puesto a tierra*”, equivale a un circuito cerrado por el cual circulará una corriente eléctrica. Cuando son directamente interconectadas las pantallas metálicas de un sistema trifásico y son aterrizadas en múltiples puntos, fluye una corriente eléctrica en las pantallas que es

determinada por la magnitud del voltaje inducido y la impedancia de las mismas pantallas. La corriente inducida no se ve afectada por las distancias que tienen entre sí los puntos de puesta a tierra, ya que tanto la tensión inducida como la impedancia del circuito de las pantallas metálicas son proporcionales a la longitud de la sección del cable de potencia.

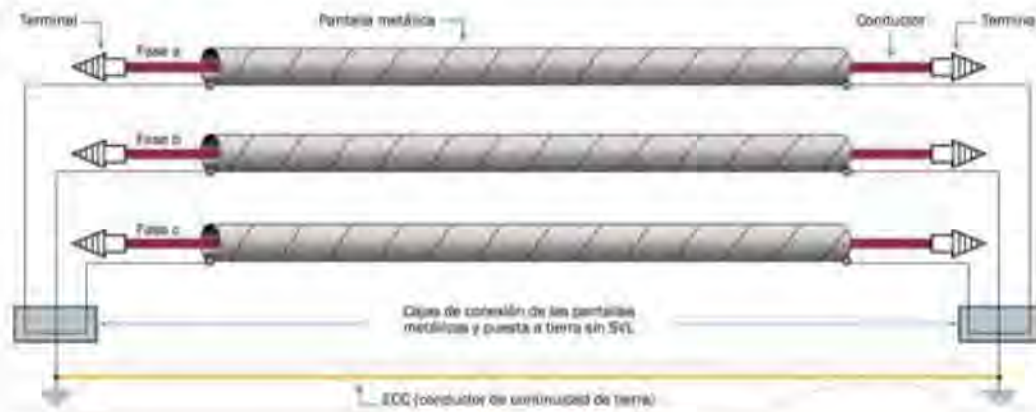


Fig. 3.5

Sistema de puesta a tierra en ambos extremos de una sección de cable de potencia

La corriente inducida produce ciertas pérdidas (I^2R) en la pantalla de cada cable, dando como resultado una reducción de la corriente que puede ser transportada a la misma temperatura. Sin duda alguna, este sistema representa la solución más simple para lidiar con las tensiones inducidas en las pantallas, pero su uso es más común para líneas de distribución y sólo en algunos casos con muchas precauciones para líneas de transmisión.

En la Fig. 3.5 [9] se puede observar el arreglo de un sistema de puesta a tierra en los extremos de una sección de cable de potencia (sólidamente a tierra). Para garantizar la seguridad y bajas pérdidas, se recomienda que se use este método para líneas con longitudes menores a los 100 [m] y con ampacidad menor a los 300 [A]. Por otro lado, se sugiere que en cada punto donde el personal tenga acceso a la línea se aterrice a tierra, así como conectar entre sí las pantallas.

3.3.3. Single-point

Es equivalente a un circuito abierto en el que se presenta una diferencia de potencial entre la pantalla metálica del cable de potencia y tierra, esta tensión eléctrica será máxima en el punto más alejado del punto de puesta a tierra. En un sistema de puesta a tierra *single-point* se conectan las pantallas y se aterrizan sólo en un punto, en los demás puntos a lo largo de la línea existe un voltaje de la pantalla a tierra, teniendo el máximo voltaje en el punto más alejado al de la puesta a tierra.



Fig. 3.6
Sistema de puesta a tierra en un solo punto

Normalmente, la corriente no circula a lo largo de las pantallas metálicas, por lo tanto, no existirán pérdidas eléctricas debidas a la corriente en las pantallas metálicas. En la Fig. 3.6 [9], se observa como es que las pantallas están conectadas a tierra en un extremo y en el otro están aisladas de ella mediante limitadores de tensión o SVLs.

En algunas ocasiones la longitud del sistema es demasiado grande, por lo que la tensión eléctrica inducida aumenta considerablemente. En estos casos se puede hacer la conexión a tierra a la mitad de la línea como se muestra en la Fig. 3.7 [9] (doble *single-point*), de esta manera se logra dividir en dos partes la línea, por lo que la tensión inducida reduce considerablemente en ambas secciones.

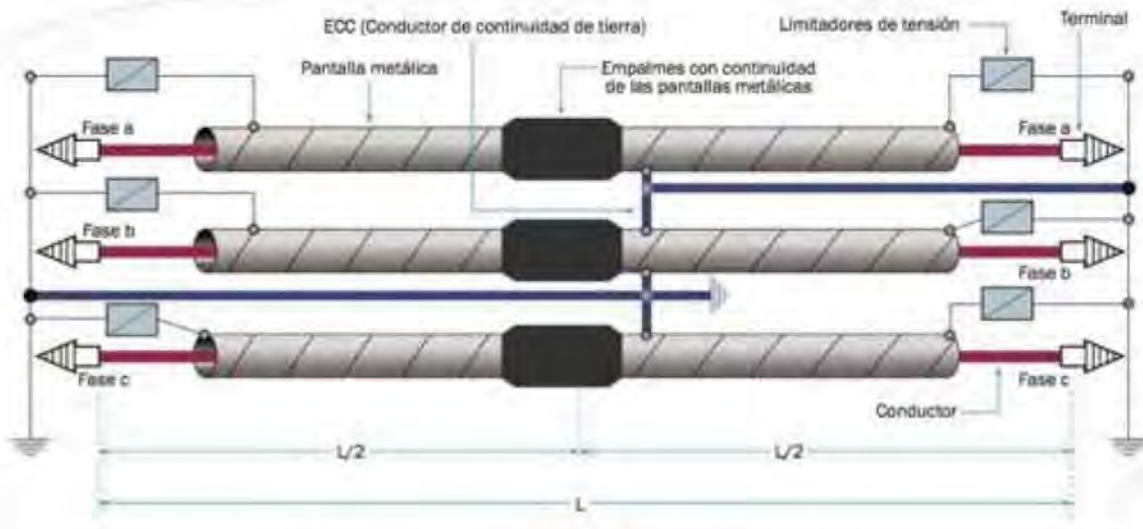


Fig. 3.7
Sistema de puesta a tierra doble *single-point*

Como se muestra en las Fig. 3.6 y 3.7, se necesita de un conductor de continuidad de tierra (ECC) paralelo a la trayectoria y a través de él se deben de realizar todas las conexiones a tierra de las pantallas y los limitadores de tensión.

3.3.4. Múltiple *single-point*

Del mismo modo que se partió a la mitad la línea para el método de doble *single-point*, cuando la línea es mucho más larga es posible seccionar en más de dos partes la línea. En este caso, así como se muestra en la Fig. 3.8 [9] las pantallas son divididas en varias secciones por medio de empalmes, todas las secciones deben estar conectadas entre sí, así como cada sección debe tener su conexión a tierra. De esta manera, la tensión eléctrica inducida en la pantalla metálica para cada sección de cable de potencia podrá estar dentro de límites admisibles.

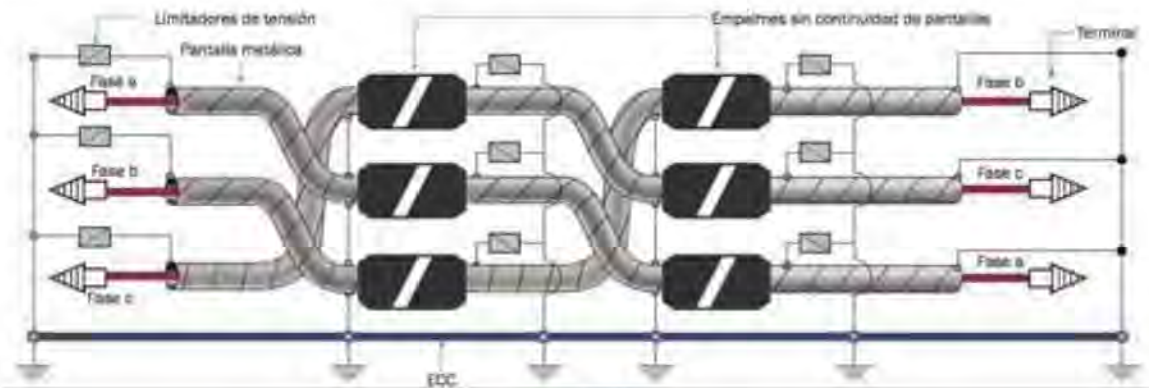


Fig. 3.8

Sistema de puesta a tierra múltiple *single-point*

3.3.5. Cross-bonding

Consiste en dividir la longitud del circuito en tercios de igual longitud, intercambiar las pantallas metálicas entre los cables de potencia y conectar a tierra en los extremos del sistema trifásico del cable de potencia. De esta manera se eliminan o reducen las corrientes inducidas en las pantallas metálicas, puesto que cada pantalla metálica se somete a tres flujos magnéticos desfasados 120° uno del otro. Las pantallas metálicas se conectan en forma cruzada, a $1/3$ y $2/3$ de la longitud total del sistema de cable de potencia y con el orden de fases ab, bc y ca. [9]

CAPÍTULO III. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CABLES DE POTENCIA

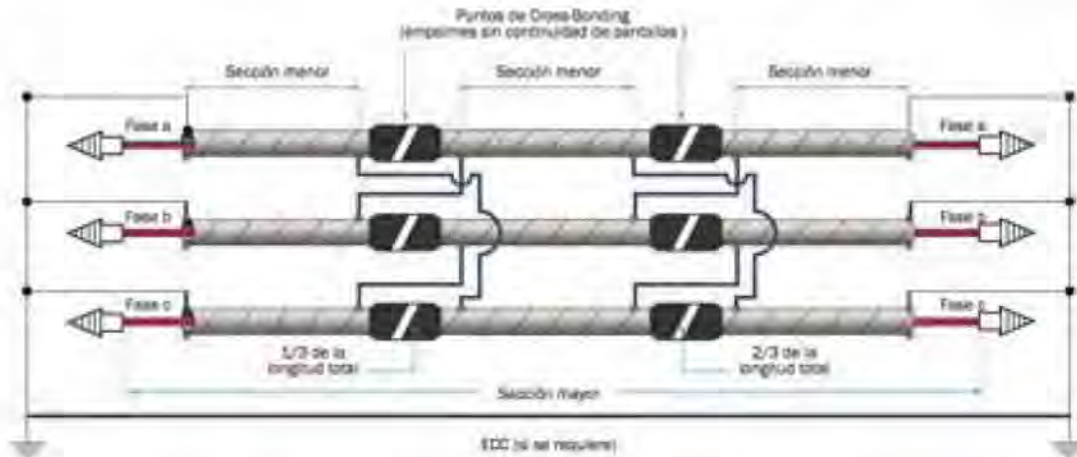


Fig. 3.9

Sistema de puesta a tierra *cross-bonding* con cables de potencia en configuración triangular

En la Fig. 3.9 [9] se aprecia como es que las pantallas están conectadas de forma cruzada, entre sí y en los extremos son puestas a tierra. Para eliminar las corrientes inducidas, cada una de las pantallas metálicas es sometida a tres flujos magnéticos defasados 120° uno del otro. Además es necesario que el cable de potencia sea dividido en tres partes iguales y su configuración debe ser triangular (Ver Fig. 3.9 [9]) o plana (Ver Fig. 3.11 [9]) con transposición física de fases en cada punto de *cross-bonding*, de esta manera se puede garantizar que las corrientes sean cero o al menos se acerquen a ello.

Como anteriormente se menciona, idealmente la resultante de las tensiones inducidas de los tres cables de potencia debe ser igual a cero, pero en los casos reales, las longitudes de las tres secciones no son exactamente iguales y existen más condiciones del tendido del cable de potencia que influyen (Ver Fig. 3.10 [9]).

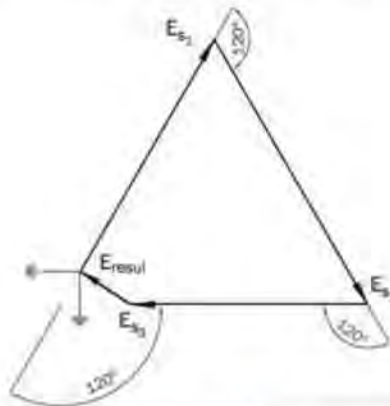


Fig. 3.10

Tensión eléctrica en las pantallas metálicas de cables de potencia de un sistema trifásico

Donde E_{S1} , E_{S2} y E_{S3} , son las tensiones eléctricas inducidas en cada pantalla metálica. En caso de tener una falla, la trayectoria de retorno de corriente de falla fluye a través de las pantallas metálicas, por lo que no es necesaria la implementación de un cable ECC, pero para obtener ventajas de seguridad en condiciones de sobretensiones en el sistema se instala el cable ECC.

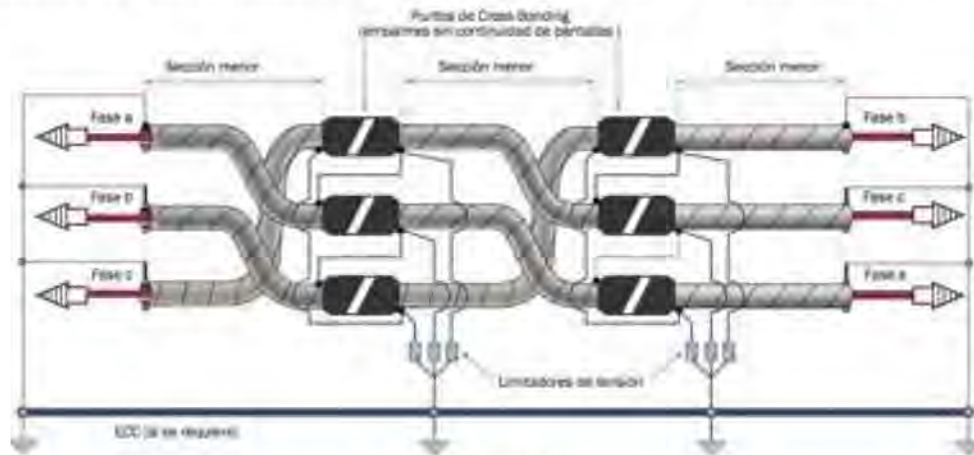


Fig. 3.11

Sistema de puesta a tierra *cross-bonding* con cables de potencia en configuración plana

3.3.6. Variantes

Si bien en cada proyecto se tiene un escenario diferente, pueden ser similares pero no iguales, sin embargo es necesario que todos cumplan con ciertas especificaciones. Por lo anterior existen variantes de los métodos de puesta a tierra, las cuales pueden ser más apropiadas para ciertos casos.

- Cross-bonding dividido en secciones

Cuando la longitud del sistema de cables de potencia es muy grande, el sistema puede ser dividido en más de tres secciones menores, las cuales deben de ser divisibles por tres. En cada punto donde se unan dos secciones y en los extremos del sistema es necesario que las pantallas sean conectadas entre sí y sean puestas a tierra, así como se muestra en la Fig. 3.12 [9].

CAPÍTULO III. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA CABLES DE POTENCIA

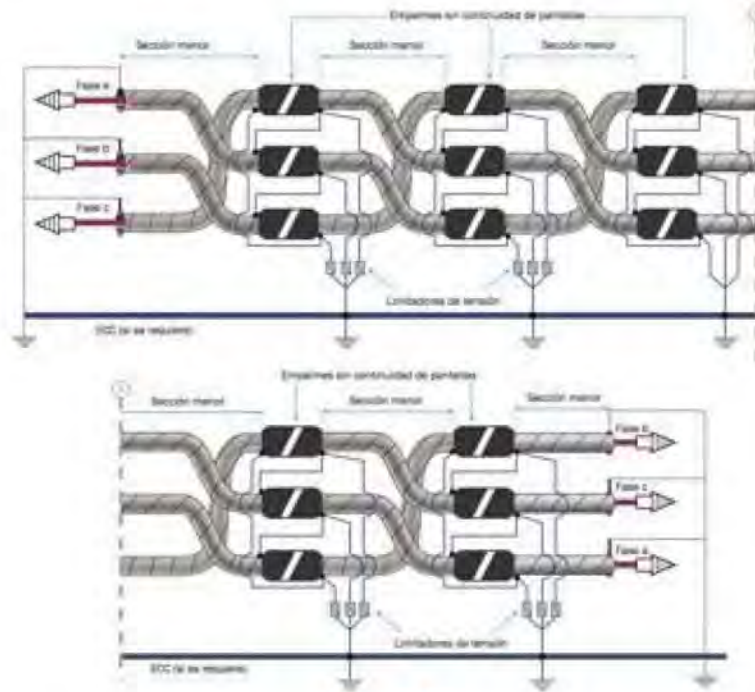


Fig. 3.12

Sistema de puesta a tierra *cross-bonding* dividido en secciones

- Sistemas combinados de puesta a tierra

Cuando se dividen los sistemas de cables en un número secciones divisibles por tres, es posible combinar método *cross-bonding* con los métodos *single-point* o múltiple *single-point*, esto ayuda a mantener los niveles de tensión inducida dentro de los límites admisibles. (Ver Fig. 3.13 [9])

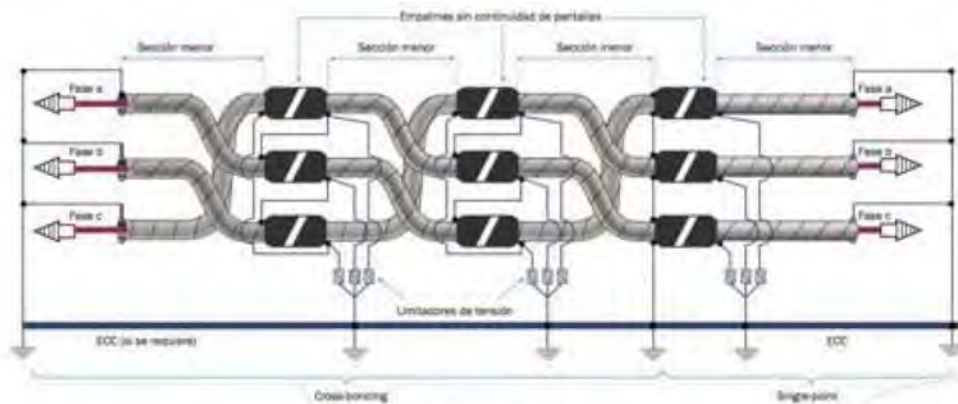


Fig. 3.13

Sistema de puesta a tierra combinado (*cross-bonding* y *single-point*)

3.3.7. A través de una impedancia

Consiste en conectar las pantallas a través de una impedancia y esta impedancia a su vez puesta a tierra en cada sección en que estén divididas las pantallas metálicas. Dicha impedancia puede consistir en: [9]

- Reactores simples
- Dispositivos tales como reactores saturables o transformadores especiales para conexión a tierra, siendo estos últimos los más utilizados.

Con el método de puesta a tierra a través de un transformador, ambos extremos de las pantallas metálicas del sistema de cada cable de potencia se conectan eléctricamente a dicho transformador trifásico y posteriormente son puestas a tierra (Ver Fig. 3.14 [9]). El transformador que se ocupa es un transformador eléctricamente igual a un transformador aterrizado en zig-zag. Se usa éste ya que presenta una alta impedancia entre las tres conexiones de las pantallas y tierra, cuando la tensión eléctrica aplicada a las terminales son tensiones trifásicas balanceadas o de secuencia positiva y si se aplica una tensión de secuencia cero, el transformador presentará baja impedancia entre cualquiera de las tres conexiones de las pantallas metálicas.

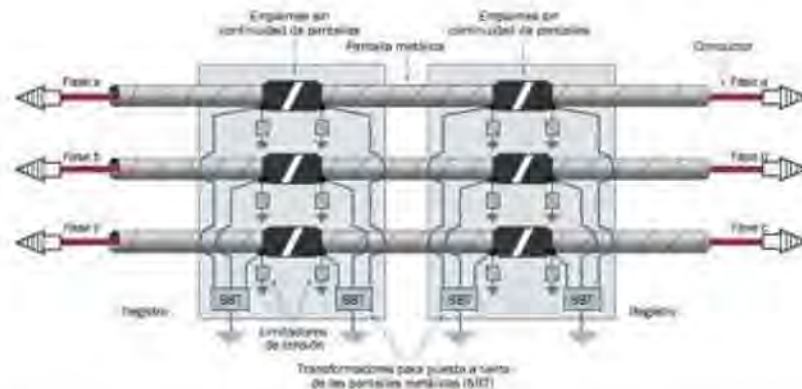


Fig. 3.14

Puesta a tierra a través de una impedancia (transformador)

La ventaja de este método es que no importa si las distancias en las que está dividido el circuito son iguales o no, su efectividad para limitar la corriente inducida en las pantallas metálicas de los cables de potencia no se ve afectada. A pesar de eso, se tiene que tomar en consideración las desventajas, ya que en primer lugar se requiere de un espacio adicional en los puntos de emplame, también los dispositivos que se conectan como impedancia son muy costosos y por último en condiciones normales corrientes de tercera armónica pueden circular por el circuito de las pantallas metálicas por lo que puede causar interferencia en las líneas de comunicación cercanas.

3.4. Elementos que componen el sistema de puesta a tierra

A continuación se describen los principales elementos que forman parte de un sistema de puesta a tierra para las pantallas metálicas de un sistema de cable de potencia: [9]

3.4.1. Dispositivos SVL

Altos niveles de tensión inducidos en las pantallas pueden ocurrir cuando se tienen las conexiones de puesta a tierra *single-point* o *cross-bonding*, estos sobrevoltajes transitorios son causados principalmente por corrientes de descargas atmosféricas que caen en líneas aéreas y las transmiten al sistema subterráneo, por condiciones de falla y por transitorios debido a maniobras.

Limitadores de corriente (SVLs) o también conocidos como los desviadores de sobretensiones, son usados comúnmente para limitar el voltaje de los cables de las pantallas durante condiciones transitorias de sobrevoltaje; sin embargo, la cantidad de energía que deben disipar aumenta con niveles bajos de protección y el incremento en las distancias entre los SVLs. [19]

Dichos dispositivos completan el circuito de las pantallas metálicas cuando son puestas a tierra en un punto de la sección del cable de potencia y de esta manera protegen ese extremo que no esta puesto a tierra de sobretensiones transitorias. Por otro lado, evitan el flujo de corriente en condiciones normales ya que presentan una resistencia eléctrica elevada, pero en condiciones de falla drenan la corriente a tierra puesto que su resistencia eléctrica es pequeña en dichas condiciones.

3.4.2. Conductor de continuidad de tierra (por sus siglas en inglés ECC)

En condiciones de falla existe una corriente de secuencia cero, la cual debe encontrar una trayectoria de retorno, pero si no es instalado el conductor de continuidad de tierra (ECC), la corriente fluye solamente por tierra por lo que se aumentan considerablemente las diferencias de potencial entre los dos extremos, siendo la más grande la del extremo que no esta puesto a tierra. Es por eso la importancia del ECC, su distancia con los cables de potencia debe ser la menor posible para así limitar la tensión eléctrica en las pantallas en niveles aceptables durante situaciones de falla.

El conductor usualmente es aislado para evitar la corrosión y también por que esta sujeto a inducción de tensión eléctrica debido a la corriente que fluye por los cables de potencia ya que es instalado de manera paralela a los cables de potencia. Para ello es preferible cuando los cables de potencia no son transpuestos y es el ECC el que se transpone, así como se muestra en las Fig. 3.6

y 3.7. En la Fig. 3.15 [9] se muestra cómo se instala el cable de continuidad de tierra (ECC, por sus siglas en inglés) dependiendo de si los cables están en una configuración trinagular (a), plana con poco espacio entre los cables (b) o plana con espacio entre los cables (c).

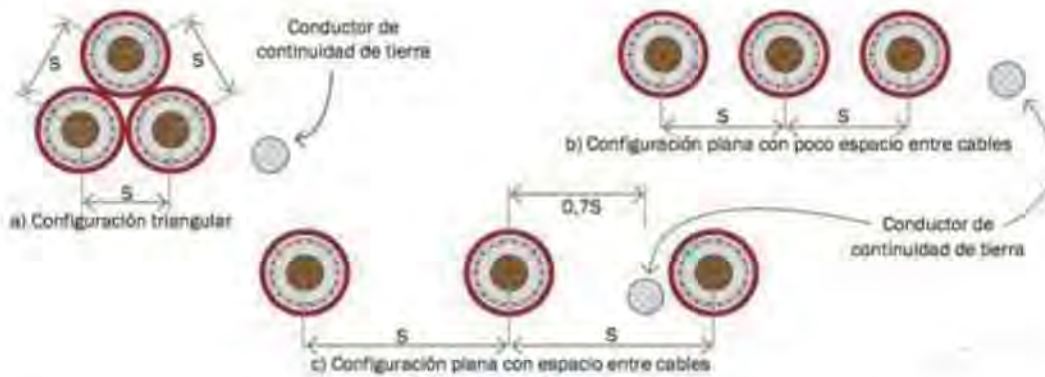


Fig. 3.15

Posición del cable de continuidad a tierra en las distintas configuraciones

- a) Configuración triangular
- b) Configuración plana con poco espacio entre cables
- c) Configuración plana con espacio entre cables

3.4.3. Empalmes

Los empalmes se emplean para dar continuidad a dos secciones de cables de potencia. Para desempeñar su función satisfactoriamente, el diseño de dichos empalmes deben ser: [9]

- Mecánicamente: resistentes, impermeables a la humedad y herméticos a fluidos bajo cualquier condición de operación.
- Eléctricamente diseñados para soportar el esfuerzo provocados por la tensión eléctrica bajo condiciones transitorias.
- En el nivel de aislamiento: determinado calculando la máxima tensión eléctrica que aparecerá a través del empalme debido a las condiciones de falla y las sobretensiones transitorias.

Existen los siguientes tipos de empalmes:

- Empalme con continuidad de pantallas (metálica y semiconductor) con y sin conexión a tierra.
- Empalmes sin continuidad de pantallas (metálica y semiconductor) para puesta a tierra. También conocidos como empalmes seccionados. (Ver Fig. 3.16 [9])



Fig. 3.16

Uso de empalmes sin continuidad de pantallas (metálica y semiconductor) para puesta a tierra

Es necesario proveer un medio de protección para los empalmes bajo condiciones transitorias, tales como descargas atmosféricas que se propagan desde líneas aéreas a los sistemas de cable subterráneo o maniobras como la energización de líneas o fallas en el sistema. Los limitadores de tensión eléctrica instalados en los puntos no puestos a tierra de las pantallas metálicas son los que cumplen con la función de proteger los empalmes.

En la selección del sistema de puesta a tierra un factor importante es la longitud de la línea de transmisión, ya que de ello depende si se debe o no dividir la línea en secciones. Una mala selección puede causar fallas eléctricas, pérdidas innecesarias y por consiguiente pérdidas económicas.

Capítulo 4

Capacidad de conducción de corriente en cables de potencia.

4.1. Introducción

Como ya se ha mencionado anteriormente en el presente documento, los cables de potencia presentan pérdidas eléctricas que son transformadas en energía calorífica (efecto Joule), la evacuación de éste calor es función de la construcción del cable y del tipo del medio en el que se encuentra tendido. Las capas que constituyen el cable y el terreno que lo rodea cuentan con diversas resistencias térmicas, las cuales son las que limitan la capacidad de conducción de corriente del cable. De manera general, el calentamiento alcanzado por el conductor al paso de la corriente eléctrica es función de las diferentes fuentes que provocan pérdidas y sus resistencias térmicas. [22]

La disipación del calor generado en los componentes del cable de potencia es el resultado de un balance térmico en el que aumenta su temperatura según las pérdidas existentes, las cuales no deben excederse para así no sobrepasar los límites de temperatura máximos de cada material y así no dañar sus propiedades. Debido a esto, el cálculo de ampacidad en los cables de potencia se resuelve con la ecuación de transferencia de calor, que relaciona la corriente máxima del conductor sin que se sobrepasen los límites de temperatura.

4.2. Circuito térmico equivalente del cable de potencia

El calor generado en el cable es removido mediante la conducción térmica del cable al medio ambiente que lo rodea. Familiarizados con la ley de Ohm se sabe que la corriente eléctrica fluyendo a través de una resistencia produce una caída de voltaje: [19]

$$\Delta Voltage = Current \cdot R_{ac} \quad (4.1)$$

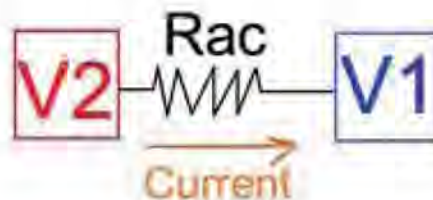


Fig. 4.1
Ley de Ohm

Análogamente existe una relación que es muy útil para entender este tema de conducción térmica, donde el flujo de calor que pasa por una resistencia térmica produce una caída de temperatura:

$$\Delta Temperature = Heat \cdot R_{thermal} \quad (4.2)$$

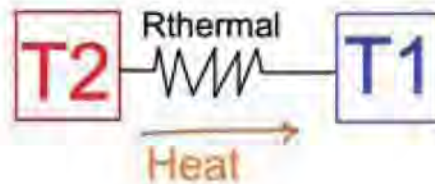


Fig. 4.2
Conducción térmica

Este mismo concepto se extiende al modelo térmico del cable subterráneo, en donde el calor emanado por el conductor se va a ir disipando a través de las distintas capas que componen el cable hasta llegar al ambiente.

4.2.1. Mecanismo básico de transferencia de calor en cables de potencia

El calor generado en el cable de potencia es disipado a través de los mismos materiales del cable hacia el medio que lo rodea. La capacidad del medio circundante para disipar el calor juega un papel muy importante. Éste varía drásticamente por diversos factores como son la composición del suelo, la humedad contenida y la temperatura ambiente.

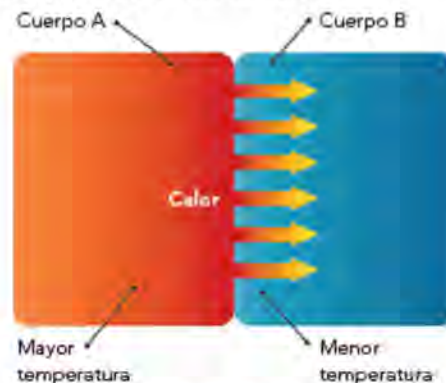


Fig. 4.3
Transferencia de calor entre dos cuerpos

Se define calor como la forma de energía que puede ser transferida de un sistema a otro, como el resultado de una diferencia de temperatura [23]. La transferencia de calor se produce normalmente desde un medio con mayor temperatura, hacia

uno con menor temperatura (Ver Fig. 4.3, que muestra un modelo que representa el flujo de calor) y la transferencia de calor termina cuando ambos alcanzan la misma temperatura y se da de diversas maneras:

- Por conducción

Es la transferencia de energía de las partículas con mayor contenido energético de una sustancia, hacia las partículas adyacentes con menor energía como resultado de la interacción entre las partículas. Esta manera de transferencia de calor se da lugar en sólidos, líquidos o gases, en éstos dos últimos se da como resultado de la colisión y difusión de las moléculas durante su movimiento aleatorio. [23]



Fig. 4.4

Transferencia de calor por conducción

Para los cables de potencia el calor se transfiere del conductor central a las otras partes del que se compone el cable. La ecuación de transferencia de calor por conducción es conocida como Ley de Fourier. Ésta se describe en los siguientes términos para un cuerpo que tiene una distribución de temperatura donde la ecuación se expresa como: [9]

$$q = -\frac{1}{\rho} \frac{d\theta}{dx} \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (4.3)$$

Donde:

q es la transferencia de calor dado en una dirección 'x' por unidad de área perpendicular a la dirección de la transferencia, y es proporcional al gradiente de temperatura $\frac{d\theta}{dx}$ en esa dirección.

ρ es conocida como resistividad térmica del material utilizado $\left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right]$.

- Por convección

Es el modo de transferencia de energía entre una superficie sólida y un líquido o gas adyacente que está en movimiento. Tan rápido se mueva el fluido, habrá una mejor transferencia de calor. [23] Puede ser natural o forzada:

- La convección natural se debe a la no uniformidad de la temperatura del fluido. (Ver Fig. 4.5)



Fig. 4.5

Transferencia de calor por convección natural

- La convección forzada se logra sometiendo el fluido a un gradiente de presiones, con lo que se fuerza su movimiento.



Fig. 4.6

Transferencia de calor por convección forzada

La Ley de enfriamiento de Newton indica que el flujo de calor por convección es proporcional a la diferencia de temperaturas:

$$q = h(\theta_s - \theta_a) \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (4.4)$$

Donde:

q es la transferencia de calor $\left[\frac{W}{m^2} \right]$

h es el coeficiente de transferencia de calor por convección $\left[\frac{W}{m \cdot ^\circ C} \right]$

θ_s es la temperatura de la superficie del cable [$^\circ C$]

θ_a es la temperatura ambiente [$^\circ C$]

- Por radiación

Es el calor emitido por un cuerpo debido a su temperatura, en este caso no existe contacto entre los cuerpos, ni fluidos intermedios que transporten el calor. Esta energía es emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas (o fotones) como el resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. A diferencia de la conducción o convección, la radiación no requiere de la intervención de un medio. [23]



Fig. 4.7

Transferencia de calor por radiación

La radiación térmica en los sistemas de cables es energía emitida de la superficie del cable o del ducto, donde la transferencia de calor emitida de esas superficies es dada por la Ley de Stefan-Boltzmann [9]:

$$q = \varepsilon \sigma_B \theta_s^{*4} \quad \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (4.5)$$

Donde:

q es la transferencia de calor $\left[\frac{W}{m^2} \right]$

ε es el coeficiente de emisividad según el tipo de superficie, opaca o brillante

σ_B es la constante Stefan-Boltzmann

θ_s^* es la temperatura absoluta de la superficie $[K]$

4.2.2. Fuentes de calor en el cable de potencia

Todos los materiales que integran un cable de potencia generan pérdidas por calor, entonces las fuentes pueden ser tanto los elementos metálicos, como los aislamientos.

- El calor generado en los elementos metálicos

Las pérdidas en estos componentes están en función de la frecuencia y la temperatura de operación y una resistencia equivalente de corriente alterna. Entonces, la Ley de Joule expresa el valor de la energía o calor generado como [9]:

$$W = R_{ca} I^2 \quad [W] \quad (4.6)$$

Donde:

W es la energía o calor generado $[W]$

R_{ca} es la resistencia equivalente de corriente alterna $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

I es la corriente alterna $[A]$

En el caso de ductos o tuberías de acero, éstos se deben tomar en cuenta para el análisis.

- El calor generado en los aislamientos

Los materiales aislantes también producen calor en un cable de potencia y son importantes bajo ciertas condiciones de operación. Para estos casos, la razón de pérdidas en el dieléctrico está dada por [9]:

$$W_d = 2\pi f C V^2 \tan\delta \quad \left[\frac{W}{m} \right] \quad (4.7)$$

Donde:

W_d son las pérdidas en el dieléctrico $\left[\frac{W}{m} \right]$

f es la frecuencia del sistema [Hz]

C es la capacitancia del material aislante $\left[\frac{F}{m} \right]$

V es la tensión al neutro [V]

$\tan\delta$ es el factor de pérdidas del aislamiento (factor de disipación) a la frecuencia y temperatura de operación

4.2.3. Balance de Energía

La primera ley de la termodinámica, también conocida como el principio de conservación de la energía, establece que la energía no puede ser creada o destruida; sólo se transforma. [23] Para cualquier sistema el principio de la conservación de la energía o el balance de energía se expresa de la siguiente manera:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Energía total} \\ \text{entrando al} \\ \text{sistema} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Energía total} \\ \text{saliendo del} \\ \text{sistema} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Cambio total} \\ \text{de energía} \\ \text{en el sistema} \end{array} \right)$$

Para el análisis en un sistema de cables de potencia, la ley de la conservación de la energía se expresa de la siguiente forma:

$$W_E + W_I = W_D + \Delta W_G \quad (4.8)$$

Donde:

W_E es el valor de la energía que entra en el cable, generada por una fuente externa al cable o por radiación solar en un sistema a la intemperie.

W_I es el calor generado internamente por efecto Joule o pérdidas dieléctricas.

W_D es el índice de energía disipada por el cable, por conducción, radiación y convección.

ΔW_G es el índice de intercambio de energía almacenada en el cable

4.2.4. Transferencia de calor

En el análisis de transferencia de calor donde se utilizan ecuaciones diferenciales, se tienen dificultades para resolver el problema de manera analítica [9]. Este tipo de problemas pueden ser resueltos fácilmente sin involucrar ecuaciones diferenciales, esto gracias a la introducción del concepto de resistencias térmicas y su analogía con problemas de circuitos eléctricos. Entonces así como la resistencia térmica corresponde a la resistencia eléctrica, la diferencia de temperatura corresponde al voltaje y la transferencia de calor corresponde a la corriente eléctrica. [23]

La transferencia de calor en estado estable (cuando no existe absorción de calor en los elementos del sistema) se puede expresar con la siguiente ecuación:

$$\Delta\theta = wR_t \quad [^{\circ}C] \quad (4.9)$$

Donde:

$\Delta\theta$ es la diferencia de temperatura a través del medio [$^{\circ}C$]

w es el calor transmitido a través del medio en el que existe una diferencia de temperatura [W]

R_t es la resistencia térmica del medio [$\frac{^{\circ}C}{W}$]

4.3. Resistencias térmicas del cable de potencia.

El calor generado en los diferentes componentes del cable es disipado a los alrededores, esto siempre y cuando no se tenga un sistema de enfriamiento forzado. La corriente de calor fluye desde su fuente, bajo la influencia de un gradiente de temperatura, a través de una serie de resistencias térmicas hasta llegar al disipador de calor en la atmósfera. Dependiendo si las resistencias están formadas por las mismas partes de cable o por las áreas que rodean a dicho cable, se dicen que son resistencias térmicas internas o externas, respectivamente. [24] Las resistencias térmicas internas son las correspondientes a los materiales no metálicos que forman parte del cable [22].

La resistencia térmica en materiales sólidos planos está dada por [9]:

$$R_t = \rho_t \frac{e}{S} \quad \left[\frac{^{\circ}C}{W} \right] \quad (4.10)$$

Donde:

R_t es la resistencia térmica del material $\left[\frac{^{\circ}C}{W} \right]$

ρ_t es la resistividad térmica del material $\left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right]$

e es el espesor del material $[mm]$

S es el área de la sección transversal del material $[mm^2]$

En la Fig. 4.8, se puede entender de mejor manera la ecuación (4.10).

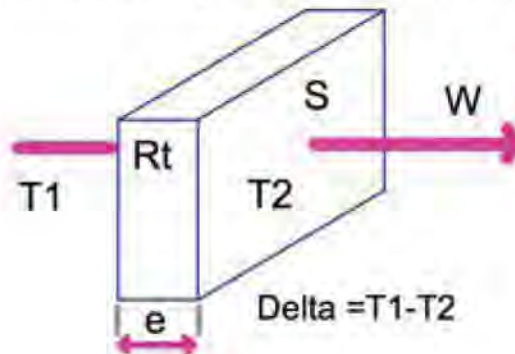


Fig. 4.8
Resistencia térmica

Para determinar la ecuación de las resistencias térmicas para cuerpos cilíndricos, se toma como base la ecuación anterior pero se sustituyen los términos 'e' y 'S' por las expresiones que corresponden a un cuerpo cilíndrico, derivando con respecto a un radio "x" e integrando con los límites de la misma figura geométrica [9]:

$$dR_t = \rho_t \frac{dx}{2\pi x l} \Rightarrow R_t = \int_r^{r_a} \frac{\rho_t dx}{2\pi x l} \quad (4.11)$$

$$R_t = \frac{\rho_t}{2\pi l} \ln \frac{d_a}{d}$$

O por unidad de longitud:

$$R_t = \frac{\rho_t}{2\pi} \ln \frac{d_a}{d} \quad \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right] \quad (4.12)$$

Donde:

R_t es la resistencia térmica de un cuerpo cilíndrico $\left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}}\right]$

ρ_t es la resistividad térmica del material $\left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}}\right]$

l es la longitud del cilindro $[\text{m}]$

d_a es el diámetro exterior de la capa del cilindro $[\text{mm}]$

ra es el radio exterior de la capa del cilindro $[\text{mm}]$

d es el diámetro interior de la capa del cilindro $[\text{mm}]$

r es el radio interior de la capa del cilindro $[\text{mm}]$

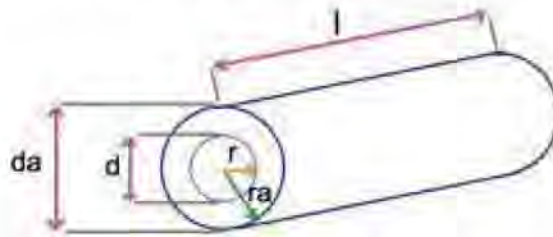


Fig. 4.9

Factores que intervienen en el cálculo de la resistencia

En la Fig. 4.9 se ilustran los factores que intervienen en el cálculo de la resistencia térmica de un cilindro, donde se entiende que la trayectoria del flujo de calor, se desplaza de manera radial.

4.3.1. Resistencia térmica del aislamiento del cable de potencia

Para cables de un solo conductor: (Ver Fig. 4.11)

$$T_1 = \frac{\rho}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_1}{d_c} \right] \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}}\right] \quad (4.13)$$

Para cables multiconductores:

$$T_1 = \frac{\rho}{2\pi} G \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}}\right] \quad (4.14)$$

Donde:

T_1 es la resistencia térmica del aislamiento, por unidad de longitud $\left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}}\right]$

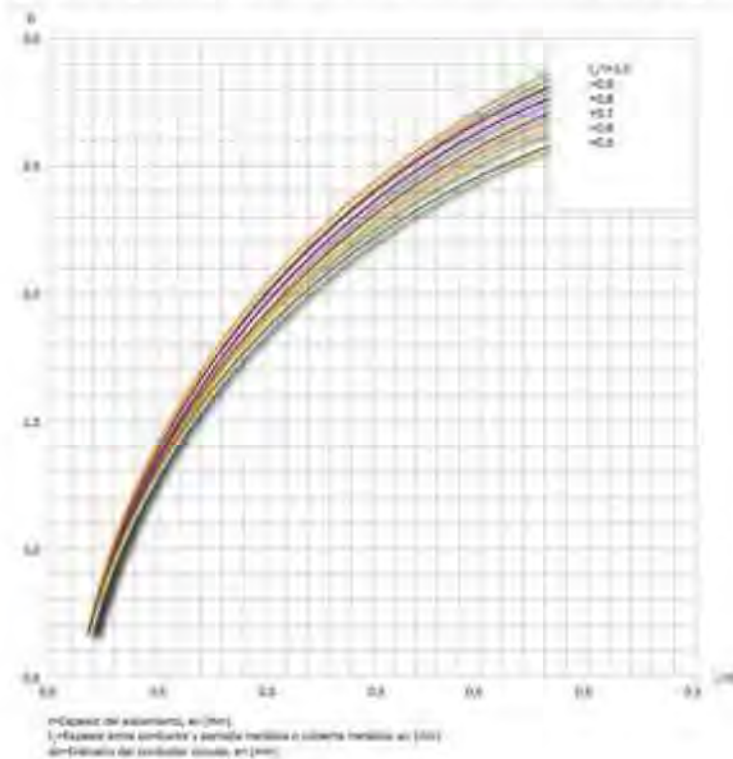
ρ es la resistividad térmica del aislamiento $\left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}}\right]$

t_1 es el espesor del aislamiento $[\text{mm}]$

d_c es el diámetro sobre el conductor [mm]

G es el factor geométrico (para cables multiconductores, se obtiene de la Fig. 4.10 [9])

Para determinar el factor geométrico “ G ” de un cable multiconductor, se debe calcular el valor de la relación del espesor del aislamiento entre el conductor y la pantalla (t_1), y el espesor del aislamiento entre conductores (t). Con esta relación, se selecciona la curva aproximada al valor determinado. (Ver Fig. 4.10 [9])



El otro punto de referencia para encontrar el factor geométrico “ G ” es calcular:

- La relación del espesor del aislamiento entre el conductor y la pantalla “ t_1 ”
- El diámetro circular de los conductores “ d_c ”

Cuando se obtiene el valor de estas dos relaciones, se busca el punto de intersección de ambas. Ése será el factor geométrico “ G ”.

Los materiales más utilizados en el aislamiento de cables de potencia son el papel, polietileno, XLPE, EP y PVC. Siendo el polietileno y el XLPE los de menor resistividad térmica, con $3.5 [^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}/\text{W}]$.

4.3.2. Resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura

Para los cables de un conductor o multiconductores que comparten la pantalla metálica, la resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura se obtiene mediante la siguiente ecuación [9]: (Ver Fig. 4.11)

$$T_2 = \frac{\rho}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_2}{d_p} \right] \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (4.15)$$

Donde:

T_2 es la resistencia térmica entre la pantalla metálica y la armadura $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

ρ es la resistividad térmica del material $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

t_2 es el espesor de la armadura entre la pantalla metálica y la cubierta $[\text{mm}]$

d_p es el diámetro externo de la pantalla metálica $[\text{mm}]$

4.3.3. Resistencia térmica de la cubierta

La cubierta externa es regularmente de forma concéntrica a las capas del cable y su resistencia térmica se determina por [9]: (Ver Fig. 4.11)

$$T_3 = \frac{\rho}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_3}{d_{bc}} \right] \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (4.16)$$

Donde:

T_3 es la resistencia térmica de la cubierta, por unidad de longitud $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

ρ es la resistividad térmica del material $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

t_3 es el espesor de la cubierta $[\text{mm}]$

d_{bc} es el diámetro bajo la cubierta $[\text{mm}]$



Fig. 4.11
Resistencias térmicas en un cable de potencia

4.3.4. Resistencia térmica externa a la superficie externa del cable o ducto

La capacidad de conducción de corriente de un cable de potencia depende del medio que lo rodea. Para un cable subterráneo, la resistencia térmica externa representa más del 70% del incremento de temperatura en el conductor. [9]

Para un sistema subterráneo, la resistencia térmica depende de:

- El valor característico de la tierra nativa o del relleno térmico utilizado
- El diámetro del cable
- La profundidad de instalación
- El modo de instalación (directamente enterrados, en ductos o en bancos de concreto)
- El factor de calentamiento generado por los cables cercanos del sistema.

Para cables de potencia subterráneos, ya sea directamente enterrados o dentro de ductos, se consideran dos resistencias térmicas externas "T4", que corresponden a las pérdidas con factor de carga al 100% según sea el entorno (medio circundante) que rodea al cable, tierra nativa o relleno térmico [9]:

- a) Resistencia térmica externa para cables instalados en la tierra nativa de la trayectoria de instalación.

- Grupo de cables monopolares, separados entre ellos (Ver Fig. 4.12 [9]).

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} ne' \left[\ln \frac{4L}{d_e} * F \right] \quad \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right] \quad (4.17)$$

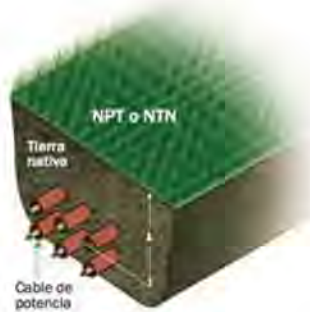


Fig. 4.12

Grupo de cables monopolares, separados entre ellos

- Dos cables monopolares en formación horizontal, sin contacto entre ellos (Ver Fig. 4.13 [9]).

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} \left\{ \ln(u + \sqrt{u^2 - 1}) + \ln \left[1 + \left(\frac{2L}{S_1} \right)^2 \right] \right\} \quad \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right] \quad (4.18)$$

$$u = \frac{2L}{d_e} \quad (4.19)$$

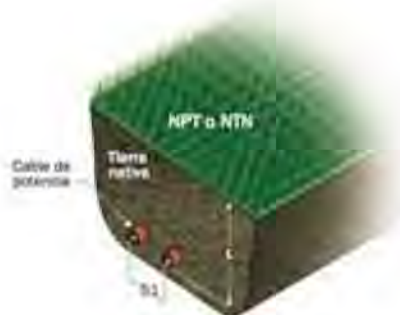


Fig. 4.13

Dos cables monopolares en formación horizontal, sin contacto entre ellos

- Tres cables monopolares en formación horizontal con un espaciamiento igual entre ellos, con transposición en sus pantallas (las pérdidas en las pantallas metálicas son iguales) (Ver Fig. 4.14 [9]).

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} \left\{ \ln(u + \sqrt{u^2 - 1}) + \ln \left[1 + \left(\frac{2L}{S_1} \right)^2 \right] \right\} \quad \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right] \quad (4.20)$$

- Tres cables monopolares en formación horizontal sin contacto con un espaciamiento igual entre ellos y sin transposición de sus pantallas metálicas (las pérdidas en las pantallas metálicas son diferentes) (Ver Fig. 4.14 [9]).

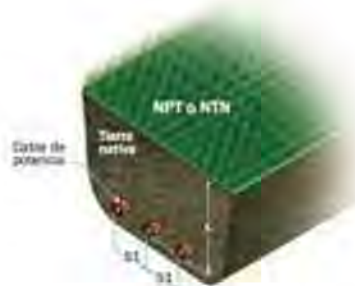


Fig. 4.14

Tres cables monopolares en formación horizontal con un espaciamiento igual entre ellos, con transposición en sus pantallas

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} \left\{ \ln(u + \sqrt{u^2 - 1}) + \left[\frac{1 + 0.5(\lambda'_{11} + \lambda'_{12})}{1 + \lambda'_m} \right] \ln \left[1 + \left(\frac{2L}{S_1} \right)^2 \right] \right\} \left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right] \quad (4.21)$$

- Dos cables monopolares agrupados horizontalmente y con transposición en sus pantallas metálicas (Ver Fig. 4.15 [9]).

$$T_4 = \frac{\rho_t}{2\pi} [\ln(2u) - 0.451] \left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right] \quad (4.22)$$

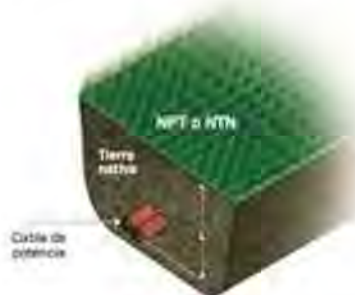


Fig. 4.15

Dos cables monopolares agrupados horizontalmente y con transposición en sus pantallas metálicas

- Tres cables monopolares en formación horizontal agrupados y con transposición en sus pantallas (Ver Fig. 4.16 [9]).

$$T_4 = \rho_t [0.475 * \ln(2u) - 0.346] \left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right] \quad (4.23)$$

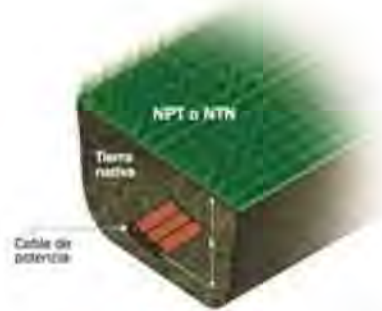


Fig. 4.16

Tres cables monopolares en formación horizontal agrupados y con transposición en sus pantallas

- Tres cables monopolares agrupados enterrados directamente en la tierra nativa, con transposición en sus pantallas y en configuración triangular (Ver Fig. 4.17 [9]).

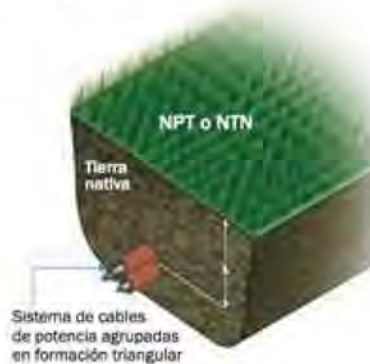


Fig. 4.17

Tres cables monopolares agrupados enterrados directamente en la tierra nativa, con transposición en sus pantallas y en configuración triangular

$$T_4 = \frac{1.5\rho_t}{\pi} [\ln(2u) - 0.63] \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (4.24)$$

Donde:

T_4 es la resistencia térmica externa al ducto o cable de potencia $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

ρ_t es la resistividad térmica del terreno $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

ne' es el número de cables que transmiten energía dentro " d_e "

L es la distancia de la superficie del suelo al centro de un cable o ducto, para el caso de cables dentro de ductos [mm]

d_e es el diámetro donde comienza la porción de la tierra, para cables directamente enterrados es el diámetro externo de la cubierta y para cables en ductos es el diámetro externo del ducto [mm]

F es el factor de calentamiento sobre el cable bajo estudio.

S_1 es la separación de ejes entre dos cables adyacentes [mm]

λ'_{11} es el factor de pérdidas de la pantalla metálica de un cable exterior

λ'_{12} es el factor de pérdidas de la pantalla metálica del otro cable exterior

λ'_m es el factor de pérdidas de la pantalla metálica del cable del centro

- b) Resistencia térmica externa de ductos o cables de potencia enterrados en rellenos térmicos o en banco de ductos.

Frecuentemente se instalan los cables de potencia alojando más de un circuito en la misma ruta. Los ductos se instalan por capas y, luego se cubren de un material de relleno que se compacta (el concreto es el más utilizado ya que cuenta con baja resistencia térmica y por ende proporciona estabilidad térmica). En estos casos la ecuación de la resistencia térmica externa se debe modificar ya que intervienen varios factores [9]:

- El medio dentro del ducto T_4'
- El ducto (es igual a cero siempre que se tengan ductos metálicos) T_4''
- El medio que rodea al cable o ducto T_4'''

Por lo que la ecuación queda de la siguiente manera:

$$T_4 = T_4' + T_4'' + T_4''' \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{W} \right] \quad (4. 25)$$

$$T_4' = \frac{ne'U}{1 + 0.1(V + Y * \theta_m)d_e} \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{W} \right] \quad (4. 26)$$

$$T_4'' = \frac{\rho_d}{2\pi} \ln \frac{d_{ed}}{d_{id}} \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{W} \right] \quad (4. 27)$$

$$T_4''' = \left[\frac{\rho_c}{2\pi} ne' \left(\ln \frac{4L * F}{d_{ed}} \right) \right] + \left[\frac{N}{2\pi} (\rho_t - \rho_c) G_b \right] \left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right] \quad (4. 28)$$

$$G_b = \ln \left[u + \sqrt{u^2 - 1} \right] \quad (4. 29)$$

$$u = \frac{L_G}{r_b} \quad r_b = e^{\left[\frac{1}{2} \frac{x}{y} \left(\frac{4}{\pi} \frac{x}{y} \right) \ln \left(1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \ln \frac{x}{2} \right]} \quad (4. 30)$$

Donde:

T_4' es la resistencia térmica externa del medio dentro del ducto $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

T_4'' es la resistencia térmica del ducto $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

T_4''' es la resistencia térmica exterior al ducto $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

θ_m es la temperatura promedio dentro del ducto $[^\circ C]$

ρ_d es la resistividad térmica del material del ducto $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

d_{ed} es el diámetro exterior del ducto $[mm]$

d_{id} es el diámetro interior del ducto $[mm]$

L es la profundidad a la que se encuentra instalado el cable bajo análisis $[mm]$

F es el factor de calentamiento $[adimensional]$

N es la cantidad de ductos o cables que conforman el sistema subterráneo

ne' es la cantidad de cables dentro del ducto

ρ_c es la resistividad del concreto o relleno térmico $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

ρ_t es la resistividad del terreno $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

G_b es el factor geométrico del banco de concreto o relleno térmico $[adimensional]$

L_G es la longitud de profundidad al centro de banco de ductos o relleno térmico $[mm]$

r_b es el radio geométrico del banco de concreto o relleno térmico

x es la dimensión menor del banco de concreto o relleno térmico

y es la dimensión mayor del banco de concreto o relleno térmico

U, V, Y son las constantes que dependen del tipo de instalación (Se obtienen de la Tabla 4 de la IEC 60287-2-1)

4.4. Pérdidas eléctricas y factores que determinan la ampacidad

4.4.1. Pérdidas en el conductor

Al tener una corriente circulando por el conductor, se sabe que parte de esa energía se transforma en calor debido a la resistencia eléctrica del material (I^2R). Esto representa pérdidas eléctricas y por supuesto una disminución de la capacidad de transmisión de energía eléctrica de los conductores; es importante calcular las pérdidas por las pérdidas económicas al no tener el 100% de la energía transmitida desde un inicio y también para evitar daños en los cables y por ende en el sistema. Dichas pérdidas están en función del cuadrado de la corriente que circula por el conductor y de la resistencia efectiva a la corriente alterna que éste ofrece al paso de la corriente. En términos de potencia, lo anterior se escribe como sigue:

$$w_c = I^2 R_{ca} \quad \left[\frac{W}{m} \right] \quad (4.31)$$

Donde:

I corriente que circula por el conductor $[A]$

R_{ca} resistencia a la corriente alterna $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

Las pérdidas no son constantes, ya que la carga siempre varía en el ciclo diario, mensual y anual. Para hacer evaluaciones totales, por lo general se hacen por un año de la siguiente manera:

$$W_{hc} = w_c L N H F_p \quad \left[\frac{W-h}{año} \right] \quad (4.32)$$

Donde:

W_{hc} pérdidas en el conductor en unidades de energía $\left[\frac{W-h}{año} \right]$

L longitud del circuito $[m]$

N cantidad de cables del sistema

H horas efectivas anuales de operación del sistema después de descontar mantenimiento y los paros programados

F_p factor de pérdidas

4.4.1.1. Factor de carga (Fc), factor de pérdidas (Fp) y factor de calentamiento (F)

El factor de carga (Fc) relaciona el pico de carga al promedio de carga diaria [19]. Por lo tanto, las pérdidas en el cable de potencia van a variar de acuerdo al correspondiente ciclo de pérdidas diario, denotado como factor de pérdidas (Fp) [9].

$$Fp = \frac{I^2_{prom}}{I^2_{max}} \quad (4.33)$$

$$Fc = \frac{I_{prom}}{I_{max}} \quad (4.34)$$

Del análisis de un gran número de ciclos de carga y sus correspondientes factores de carga y pérdidas, se tiene una fórmula que relaciona ambos factores [9]:

$$Fp = 0.3(Fc) + 0.7(Fc)^2 \quad (4.35)$$

El factor de calentamiento (F) toma en cuenta los efectos de calentamiento que hay entre los cables que se encuentran en la misma instalación (trinchera o banco de ductos). El factor de calentamiento es igual a 1 cuando solamente se encuentra un cable en la instalación, esto es ya que no habrá interacciones térmicas con más cables. Para calcularlo es necesario considerar las distancias de las imágenes de los cables que se están estudiando [9]:

$$F = \left(\frac{d_{1-2'}}{d_{1-2}}\right) \left(\frac{d_{1-3'}}{d_{1-3}}\right) \left(\frac{d_{1-4'}}{d_{1-4}}\right) \dots \dots \left(\frac{d_{1-n'}}{d_{1-n}}\right) \quad (n - 1 \text{ términos}) \quad (4.36)$$

Donde:

F es el factor de calentamiento

$d_{1-2'}$ es la distancia del centro del cable 1, al centro de la imagen del cable 2' (Ver Fig. 4.18 [9]) [mm]

d_{1-2} es la distancia del centro del cable 1 al centro del cable 2 (Ver Fig. 4.18 [9]) [mm]

Se debe de calcular para cada cable que este en la instalación y el valor de F variará de acuerdo a la posición de cada cable que se esté analizando, Ver Fig. 4.18 [9].

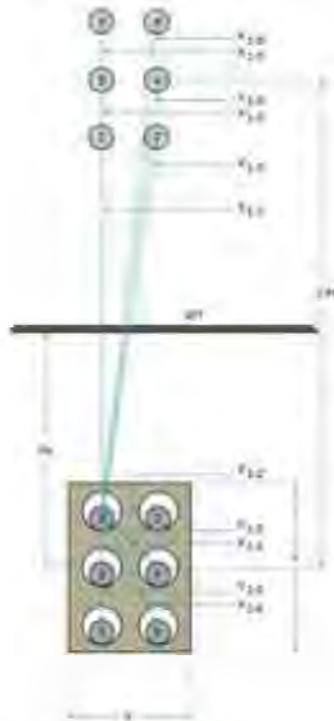


Fig. 4.18

Distancias entre cables e imágenes

4.4.1.2. Resistencia eléctrica a la corriente directa

La resistencia eléctrica la corriente directa en un conductor a $20[^\circ\text{C}]$ depende de la resistividad del material por unidad de longitud a la misma temperatura de operación (ρ_{20}), así como se muestra a continuación:

$$R_{20} = \frac{\rho_{20} \times 10^6}{s} (1 + k_c) \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (4.37)$$

Dónde:

R_{20} es la resistencia eléctrica a la corriente directa de un conductor a 20°C $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

s es el área de la sección transversal del conductor $[mm^2]$

ρ_{20} es la resistividad volumétrica del material empleado a $20[^\circ\text{C}]$

k_c es el factor de cableado del conductor

En la Tabla 2 de la Norma Internacional IEC 60228 se encuentra la R_{cd} a $20[^\circ C]$ para diversas secciones transversales, por otro lado ρ_{20} se puede encontrar en la Tabla 1 de la IEC 60287. Existe una relación lineal entre la temperatura y la resistencia, es útil considerar esto para poder corregir la resistencia eléctrica de $20^\circ C$ a la temperatura de operación real, como se muestra [9]:

$$R_{CD} = R_{20}[1 + \alpha_{20}(T2 - T1)] \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (4. 38)$$

Donde α_{20} es el coeficiente de resistencia a la temperatura de $20[^\circ C]$, que varía dependiendo de la pureza del material y se encuentra en la Tabla 1 de la IEC 60287.

4.4.1.3. Resistencia eléctrica a la corriente alterna.

En un enlace trifásico cargado simétricamente, las pérdidas óhmicas son:

$$P = 3 I^2 R_{CA} \quad \left[\frac{W}{km} \right] \quad (4. 39)$$

Donde:

I es la corriente en $[A]$

R_{CA} resistencia óhmica del conductor en corriente alterna $\left[\frac{\Omega}{km} \right]$

La resistencia de un conductor eléctrico por el que circula corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. El valor de R_{CA} es función de varios factores [9]:

- Efecto superficial o de piel (Y_s)
- Efecto de proximidad (Y_p)
- Efecto de histéresis
- Corrientes inducidas

El efecto de histéresis se tiene cuando un material ferromagnético, sobre el cual ha estado actuando un campo magnético, cesa la aplicación de éste, el material no anula completamente su magnetismo, sino que permanece un cierto magnetismo residual.

Las corrientes inducidas o también conocidas como “ *corrientes EDDY* ” operan bajo el principio de la inducción electromagnética, en donde gracias a un campo magnético alternante se inducen corrientes. (Ver Fig. 4.19)

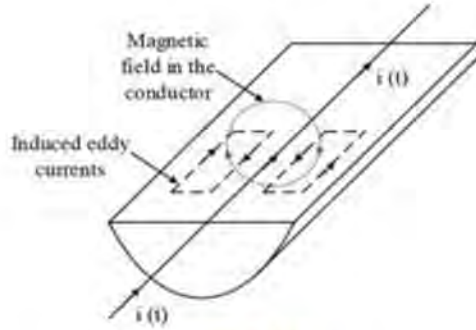


Fig. 4.19

Líneas del campo magnético y de las corrientes de *Eddy*

La resistencia a la corriente alterna, tomando en cuenta el efecto piel y de proximidad se determina de la siguiente manera:

$$R_{CA} = R_{CD}(1 + Y_s + Y_p) \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (4.40)$$

4.4.1.4. Efecto piel

Corresponde a una modificación del reparto del flujo de corriente en un conductor debido al efecto del campo magnético interno. El efecto consiste en que la densidad de corriente es mayor en la superficie del conductor que en el centro. Esto se debe a las “*corrientes EDDY*” que fluyen en contraflujo de la corriente primaria, por ende esta corriente opuesta fluye por el centro y reduce la densidad de corriente local, así como se observa en la Fig. 4.20.

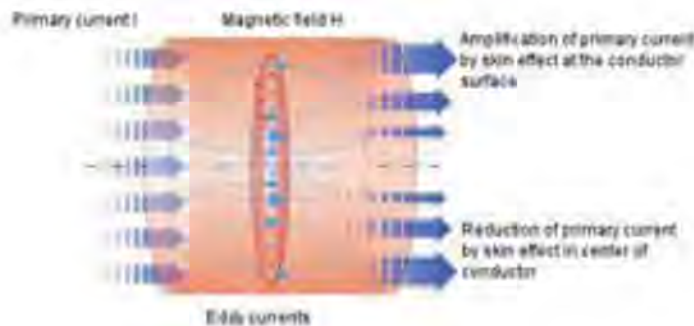


Fig. 4.20

Efecto piel

Como principio general tenemos que la corriente tiende a fluir más por donde los filamentos de corriente experimentan menor cantidad de enlaces internos de flujo y por donde hay menor fuerza contraelectromotriz. Éste efecto para las secciones transversales mayores de 1000 mm² es tan importante que los conductores son segmentados con objeto de reducir su influencia. Se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$Y_s = \frac{(X_s)^4}{192 + 0.8(X_s)^4} \quad (4.41)$$

$$(X_s)^2 = \frac{8\pi f}{R_{CD}} \times 10^{-7} K_s \quad (4.42)$$

Donde:

$(X_s)^2$ es el argumento de la función de Bessel

f es la frecuencia del sistema [Hz]

R_{CD} es la resistencia de CD corregida a la temperatura de operación $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$

K_s es el factor de corrección según tipo de conductor

4.4.1.5. Efecto de proximidad

Cuando dos conductores transportan corriente alterna y se encuentran en paralelo y cercanos entre sí, se crea una resta vectorial de la densidad de flujo y se reduce la densidad de corriente en las caras cercanas de los conductores. Este efecto se hace significativo cuando los cables están instalados de tal forma que se tocan unos con otros.[19] El resultado es un incremento de la resistencia del conductor, debido a éste efecto.

$$Y_p = \frac{(X_p)^4}{192 + 0.8(X_p)^4} \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{(X_p)^4}{192 + 0.8(X_p)^4} + 0.27} \right] \quad (4.43)$$

$$(X_p)^2 = \frac{8\pi f}{R_{CD}} \times 10^{-7} K_p \quad (4.44)$$

Donde:

$(X_p)^2$ es el argumento de la función de Bessel

d_c es el diámetro del conductor [mm]

s es la distancia media geométrica entre conductores [mm]

K_p es el factor de corrección según tipo de conductor

Este efecto se aplica para sistemas de dos o más cables, ya que para sistemas de un solo cable es igual a cero.

4.4.2. Pérdidas en el dieléctrico

Todo material sujeto a una diferencia de potencial permite una circulación de corriente eléctrica activa entre dos puntos a diferente potencial. Por ello, se puede establecer que la corriente eléctrica en el material aislante también producirá calor. El aislamiento de un cable de potencia es un material cuya respuesta resulta de su:

- Naturaleza capacitiva (capacidad de almacenamiento de carga)
- Naturaleza conductiva (capacidad de transmitir la carga)

El material aislante se puede representar con un resistor y un capacitor en paralelo [9]. Al aplicársele un voltaje al material, la corriente formará un ángulo θ con el voltaje. La corriente va a tener dos componentes, tanto capacitiva (I_c), como resistiva (I_r). En este caso como el material es un aislante la I_r es muy pequeña, por lo que se tiene lo siguiente:

$$I_c = j\omega CU_0 \quad \text{e} \quad I_r = \frac{U_0}{R_1} \quad (4.45)$$

Donde:

$$\omega = 2\pi f$$

$$j = \sqrt{-1}$$

C es la capacitancia del aislamiento.

$$C = \varepsilon * C_0 = \frac{\varepsilon}{18 \ln \frac{da}{dc}} \times 10^{-9} \quad \left[\frac{F}{m} \right] \quad (4.46)$$

Donde:

ε es la constante dieléctrica

da es el diámetro sobre el aislamiento [mm]

dc es el diámetro bajo el aislamiento [mm]

C_0 es la capacitancia de un capacitor de construcción y tamaño idéntico con vacío como dieléctrico [F]

Por otro lado el factor de disipación está dado por:

$$\tan \delta = \frac{|I_r|}{|I_c|} = \frac{U_0}{R1\omega CU_0} = \frac{1}{R1C\omega} \quad (4.47)$$

Finalmente se tiene que para calcular las pérdidas en el dieléctrico de un cable de energía es de la siguiente manera:

$$W_d = 2\pi f C U_0^2 \tan\delta \quad \left[\frac{W}{m} \right] \quad (4.48)$$

Donde:

W_d son las pérdidas en el dieléctrico $\left[\frac{W}{m} \right]$

f es la frecuencia [Hz]

U_0 es la tensión al neutro [V]

$\tan\delta$ es el factor de pérdidas del aislamiento

C es la capacitancia del cable [F]

4.4.3. Relación de pérdidas totales en las pantallas metálicas

La relación de las pérdidas en las pantallas metálicas (λ_1) de los cables de potencia depende de:

- El tipo de pantalla metálica y material
- El tipo de conexión al sistema de tierra
- La configuración geométrica de instalación del sistema de cables

El tipo de conexión al sistema de tierra es el factor más importante para la determinación de la relación de pérdidas. Así como se explicó anteriormente en el presente documento, las pantallas metálicas de los cables de potencia se encuentran sometidas a una tensión inducida si el circuito de la pantalla está abierto (puesta a tierra en un punto) o recorridas por una corriente eléctrica si el circuito está cerrado (puesta a tierra en dos puntos).

La relación de pérdidas totales en la pantalla metálica es:

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1'' \quad (4.49)$$

Donde:

λ_1' son las pérdidas debidas a corrientes circulantes

λ_1'' son las pérdidas debidas a corrientes de Eddy

Las pérdidas debidas a corrientes circulantes (λ_1') sólo se presentan cuando las pantallas están en dos puntos del circuito y en cables monopolares.

Por otro lado las pérdidas debidas a corrientes de Eddy (λ_1''), que son corrientes inducidas. Dichas pérdidas circulan radialmente (sólo en pantallas metálicas que cubren por completo la circunferencia del cable) y éstas ocurren en cables monopolares o tripolares sin importar su conexión. Pero para los cables monopolares con una unión sólida de pantallas, las pérdidas son muy pequeñas por lo que se desprecian.

La relación de pérdidas totales en la armadura (λ_2) también se categorizan de acuerdo con:

- Tipo de cable
- Tipo del material de la armadura
- Método de instalación

La relación de pérdidas totales en la armadura es:

$$\lambda_2 = \lambda_2' + \lambda_2'' \quad (4.50)$$

Donde:

λ_2' son las pérdidas por corrientes de histéresis

λ_2'' son las pérdidas debidas a corrientes de Eddy, para armaduras magnéticas

Previo al cálculo de las relaciones de pérdidas totales, se debe conocer la resistencia de la pantalla como se muestra a continuación:

$$R_p = \frac{\rho}{A_p} \times 10^{-3} \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (4.51)$$

$$\rho = \rho_0(1 + \alpha(t - 20)) \quad \left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right] \quad (4.52)$$

A_p es el área de la sección transversal de las pantallas metálicas, la cual puede ser para pantallas tipo tubular:

$$A_p = \frac{\pi(d_e^2 - d_i^2)}{4} \quad [mm^2] \quad (4.53)$$

o bien, para pantallas metálicas de alambre:

$$A_p = \frac{N \cdot \pi \cdot d^2}{4} \quad [mm^2] \quad (4.54)$$

Donde:

R_p resistencia de la pantalla a 20 [°C] $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

ρ resistividad de la pantalla $\left[\frac{^\circ C \cdot m}{W} \right]$

A_p área de la sección transversal de la pantalla [mm^2]

d_e diámetro exterior de la pantalla [mm]

d_i diámetro interior de la pantalla [mm]

d diámetro del alambre de la pantalla [mm]

N número de alambres de la pantalla metálica

ρ_0 resistividad del material de la pantalla a 20 [$^{\circ}C$]

α es el coeficiente térmico de resistividad eléctrica del material de la pantalla metálica a 20 [$^{\circ}C$]

t es la temperatura de la pantalla metálica [$^{\circ}C$]

4.4.3.1. Pérdidas totales en la pantalla metálica con conexión al sistema de tierra en dos puntos

Al tener la conexión al sistema de tierra en dos puntos, λ_1'' es despreciada, por lo que la relación de pérdidas totales se reduce a $\lambda_1 = \lambda_1'$.

- Para cables monoconductores en formación triangular (trifásico) equidistantes o en sistemas de dos cables (bifásicos).

$$\lambda_1' = \frac{I_s^2 R_p}{I^2 R_{ca}} = \frac{R_p}{R_{ca}} \frac{X^2}{R_p^2 + X^2} = \frac{R_p}{R_{ca}} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{R_p}{X}\right)^2} \right) \quad (4.55)$$

$$X = 2 * (2\pi f) * 10^{-7} * \ln \frac{2s}{d} \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (4.56)$$

- Para sistemas trifásicos con cables monopoles en formación horizontal, con transposición, con un conductor central equidistante a los otros dos. La relación de pérdidas en este caso se determinan con la misma ecuación (4.55), sólo se diferencia sustituyendo la reactancia "X" por la reactancia " X_1 ".

$$X_1 = 2(2\pi f)10^{-3} \ln \left[2^3 \sqrt{2} \left(\frac{s}{d} \right) \right] \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (4.57)$$

- Para sistemas trifásicos de cables monopoles en formación horizontal, sin transposición, con un conductor central equidistante a los otros dos. En este caso es necesario calcular λ_1' para cada conductor.

- Para la fase del extremo izquierdo

$$\lambda_1' = \frac{R_p}{R_{ca}} \left[\frac{\frac{1}{4}Q^2}{R_p^2 Q^2} \frac{\frac{3}{4}P^2}{R_p^2 P^2} + \frac{2R_p Q X_m}{\sqrt{3}(R_p^2 Q^2)(R_p^2 P^2)} \right] \quad (4.58)$$

- Para la fase central

$$\lambda_1' = \frac{R_p}{R_{ca}} \left[\frac{Q^2}{R_p^2 + Q^2} \right] \quad (4.59)$$

- Para la fase del extremo derecho

$$\lambda_1' = \frac{R_p}{R_{ca}} \left[\frac{\frac{1}{4}Q^2}{R_p^2 Q^2} \frac{\frac{3}{4}P^2}{R_p^2 P^2} - \frac{2R_p Q X_m}{\sqrt{3}(R_p^2 Q^2)(R_p^2 P^2)} \right] \quad (4.60)$$

Las variables Q, P, X y Xm se definen como:

$$P = X_m + X \quad (4.61)$$

$$Q = X - X_m \quad (4.62)$$

$$X_m = 8.71 * 10^{-7} * f \quad (4.63)$$

$$X = 4\pi f * 10^{-7} * \ln \frac{2s}{d} \quad (4.64)$$

Donde:

λ_1' es la relación de pérdidas en la pantalla metálica por corrientes circulantes

I_s es la corriente de la pantalla metálica [A]

I es la corriente en el conductor del cable de potencia [A]

R_{ca} es la resistencia del conductor en ca $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

R_p es la resistencia eléctrica de la pantalla o cubierta metálica $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

X es la reactancia mutua de la pantalla por unidad de longitud $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

s es la distancia entre centros de los conductores [mm]

d es el diámetro medio de la pantalla metálica [mm]

X_1 es la reactancia mutua de la pantalla por unidad de longitud $\left[\frac{\Omega}{m} \right]$

X_m es la reactancia mutua por unidad de longitud del cable entre la pantalla de un cable exterior y los conductores de los otros dos $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$

P y Q son los coeficientes del cálculo

4.4.3.2. Puesta a tierra de la pantalla metálica por medio de los métodos single-point o cross-bonding

En este caso las pérdidas en las pantallas metálicas, por corrientes circulantes λ_1' , son igual a cero. Por ende, sólo se deben considerar las pérdidas debidas a las corrientes de Eddy λ_1'' .

Para cables monopulares, las pérdidas por corrientes de Eddy se determinan de la siguiente manera:

$$\lambda_1'' = \frac{R_p}{R_{ca}} \left[g_s \lambda_0 (1 + \Delta_1 + \Delta_2) + \frac{(\beta_1 t_s)^2}{12 * 10^{12}} \right] \quad (4.65)$$

$$g_s = 1 + \left(\frac{t_s}{D_s} \right)^{1.74} (\beta_1 * D_s * 10^{-3} - 1.6) \quad (4.66)$$

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{4\pi\omega}{10^7 * \rho_s}} \quad (4.67)$$

Donde:

λ_1'' son las pérdidas por corrientes de eddy

R_{ca} es la resistencia del conductor en ca $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$

R_p es la resistencia eléctrica de la pantalla o cubierta metálica $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$

ρ_s es la resistividad eléctrica del material de la pantalla metálica a la temperatura de operación $\left[\frac{\Omega}{m}\right]$

D_s es el diámetro externo de la pantalla [mm]

ω es la frecuencia angular

t_s es el espesor de la pantalla metálica [mm]

λ_0 es el coeficiente de cálculo

Δ_1 es el coeficiente de cálculo

Δ_2 es el coeficiente de cálculo

m es el coeficiente de relación

Los valores de λ_0 , Δ_1 y Δ_2 son determinados en función de “ m ”.

$$m = \frac{\omega}{R_p} * 10^{-7} \quad (4.68)$$

Entonces, cuando ($m \leq 0,1$), Δ_1 y Δ_2 pueden ser ignorados. De lo contrario, deben ser calculados de acuerdo con la formación de los cables de potencia:

- Para tres cables monopolares en formación triangular

$$\lambda_0 = 3 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^2 \quad (4.69)$$

$$\Delta_1 = (1.14 * m^{2.45} + 0.33) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(0.92+1.66)} \quad (4.70)$$

$$\Delta_2 = 0 \quad (4.71)$$

- Para tres cables monopolares en formación horizontal

- Para la fase del centro

$$\lambda_{0c} = 6 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^2 \quad (4.72)$$

$$\Delta_{1c} = (0.86 * m^{3.08}) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(1.4m+10.7)} \quad (4.73)$$

$$\Delta_{2c} = 0 \quad (4.74)$$

- Para la fase izquierda

$$\lambda_{0i} = 1.5 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^2 \quad (4.75)$$

$$\Delta_{1i} = (4.7 * m^{0.7}) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(16m+2)} \quad (4.76)$$

$$\Delta_{2i} = (21 * m^{3.3}) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(1.47m+5.06)} \quad (4.77)$$

– Para la fase derecha

$$\lambda_{0d} = 1.5 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^2 \quad (4.78)$$

$$\Delta_{1d} = \left(\frac{0.74(m + 2)m^{0.5}}{2 + (m - 0.3)^2} \right) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(m+1)} \quad (4.79)$$

$$\Delta_{2d} = (0.92 * m^{3.7}) \left(\frac{d}{2s} \right)^{(m+2)} \quad (4.80)$$

Donde:

λ_{0c} es el coeficiente de cálculo, para el cable del centro del sistema de cables

λ_{0d} es el coeficiente de cálculo, para el cable de la derecha del sistema de cables

λ_{0i} es el coeficiente de cálculo, para el cable de la izquierda del sistema de cables

Δ_{1c} es el coeficiente de cálculo, para el cable del centro del sistema de cables

Δ_{1d} es el coeficiente de cálculo, para el cable de la derecha del sistema de cables

Δ_{1i} es el coeficiente de cálculo, para el cable de la izquierda del sistema de cables

Δ_{2c} es el coeficiente de cálculo, para el cable del centro del sistema de cables

Δ_{2d} es el coeficiente de cálculo, para el cable de la derecha del sistema de cables

Δ_{2i} es el coeficiente de cálculo, para el cable de la izquierda del sistema de cables

m es el coeficiente de relación

d es el diámetro medio de la pantalla metálica [mm]

s es la distancia entre ejes de los conductores de los cables de potencias [mm]

CAPÍTULO IV. CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE EN CABLES DE POTENCIA

Finalmente los términos λ_0 , Δ_1 y Δ_2 se componen como se indica en las siguientes ecuaciones:

$$\lambda_0 = \lambda_{0c} + \lambda_{0d} + \lambda_{0i} \quad (4. 81)$$

$$\Delta_1 = \Delta_{1c} + \Delta_{1d} + \Delta_{1i} \quad (4. 82)$$

$$\Delta_2 = \Delta_{2c} + \Delta_{2d} + \Delta_{2i} \quad (4. 83)$$

El cálculo de la ampacidad puede variar entre los distintos tipos de cables, sus sistemas de puesta a tierra puesta a tierra, entre otros factores, pero en esencia es el mismo principio en donde existen pérdidas generadas dentro del mismo cable de potencia y resistencias térmicas que pueden o no facilitar la disipación de calor generado por las pérdidas antes mencionadas.

Capítulo 5

Evaluación del caso.

5.1. Características generales del proyecto.

La Obra denominada LT LAGO ENTQ. MADERO – ESMERALDA se construirá de forma subterránea en su totalidad. Ésta Obra operará a una tensión nominal de 230 [kV], a frecuencia de 60 [Hz]. Se construirán en total 22.80 km–Línea, con la instalación de 2 circuitos (45.60 km–Circuito).



Fig. 5.1

Trayectoria de instalación

Esta Obra se construirá mediante la instalación de un Sistema de Cable de Potencia para 230 [kV] (cable de potencia tipo XLPE, de cobre “alambres esmaltados” y de sección transversal de 2 500 [mm²] por fase y sus accesorios (terminales tipo exterior “Cable–Aire”, terminales tipo interior “SF₆–Cable”, empalmes y herrajes).

Se realizará obra civil para 2 circuitos, referente a bancos de ductos (instalados por medio de barrenación direccional y en concreto), y Fosas (para transición y para empalmes). El alcance que tiene el banco de ductos en concreto es de la SE LAGO hasta el PI-3; del PI-4 al PI-6 y por último del PI-47 hasta la SE ENTRONQUE MADERO (Ver Fig. 5.2). Por otro lado el banco de ductos por barrenación direccional es del PI-3 al PI-4 y del PI-6 al PI-47 (Ver Fig. 5.2).



Fig. 5.2

Trayectoria con puntos de cambio de instalación

5.1.1. Parámetros eléctricos.

La tensión nominal de transición es de 230 [kV], con una tensión máxima de 245 [kV] a una frecuencia nominal de 60 [Hz].

5.1.2. Configuración física.

Se tiene una cantidad de dos circuitos con un cable por fase. La disposición de las fases en el espacio es triangular y el sistema de puesta a tierra de las pantallas metálicas de los cables de potencia es por conexiones especiales (Cross Bonding Especial).

5.1.3. Ubicación geográfica.

La trayectoria de la Línea de Transmisión para ésta obra se encuentra ubicada al oriente de la Ciudad de México, D.F., en los Municipios de Tepexpan y Cd. Nezahualcóyotl, Estado de México. El sitio de salida de ésta obra será en la nueva S.E. LAGO, la cual se encontrara ubicada en San Miguel Totolcingo, municipio de Tepexpan, Estado de México. El punto de Entronque con la L.T. MADERO – ESMERALDA se encuentra ubicado fuera de la actual S.E. MADERO, la cual se encuentra ubicada en la esquina que forman las Avenidas Río de los Remedios y Valle de Santiago, en la Colonia Valle de Aragón 3ra. Sección en Cd. Nezahualcóyotl, Estado de México. La nueva subestación eléctrica SWITCHEO NAICM se ubicara dentro de las instalaciones del Nuevo Aeropuerto Internacional de la Ciudad de México (NAICM).

5.1.4. Datos geográficos y meteorológicos.

Los valores de temperatura fueron obtenidos de fuentes estadísticamente consistentes que corresponden a la estación u observatorio meteorológico más cercano, por lo que, son condiciones representativas de la zona y no necesariamente del sitio preciso de la instalación. La temperatura máxima es de 28 °C, la media es de 18 °C y la mínima de 3 °C. En este caso no se debe de considerar la presencia de hielo o nieve. En esta zona se tiene una altitud máxima de 2 240 [msnm] y una mínima de 2 230 [msnm].

5.2. Zona I

Todas las partes a lo largo de la instalación en donde se utilice los bancos de ductos en concreto, para la instalación de la línea de transmisión, se consideran como Zona I.

5.2.1. Cálculo de ampacidad.

La cantidad de cables requeridos, así como sus medidas y la forma en la que serán instalados, son elementos significativos en el diseño. Pero el problema radica en saber la capacidad de conducción de corriente que serán capaces de manejar los cables sin exceder sus límites de temperaturas.

5.2.1.1. Etapa I. Datos característicos de la construcción del cable de potencia e instalación y operación del sistema.

En la Tabla 5.1 se muestran los datos característicos de operación e instalación del sistema de cables de potencia.

Tabla 5.1 Datos característicos de operación e instalación del sistema de cables de potencia Zona I

Voltaje de operación del sistema	V	230	[kV]
Conexión del sistema de tierra	--	Cross Bonding Especial	--
Factor de carga del sistema	F _c	100	[%]
Temperatura máxima de operación del aislamiento del cable	$\theta_{m\acute{a}x.op.}$	90	[°C]
Configuración del banco de ductos	--	Triangular	--
Profundidad de instalación al banco de concreto (en promedio)	P _f	2.4	[m]
Separación entre centro de cables	S	365	[mm]
Resistividad de la tierra nativa	ρ_e	0.852	[°C-m/W]
Resistividad del banco de concreto	ρ_c	0.8	[°C-m/W]
Temperatura de la tierra nativa	θ_{amb}	18	[°C]
Diámetro interno del ducto	D_i	305	[mm]
Diámetro externo del ducto	D_e	365	[mm]

La profundidad de instalación al banco de concreto se obtuvo del promedio de las profundidades de 79 puntos obtenidos del perfil de la trayectoria. Por otro lado, la resistividad térmica del terreno se obtuvo gracias al promedio de 32 puntos tomados a lo largo de la trayectoria, a distintas profundidades.

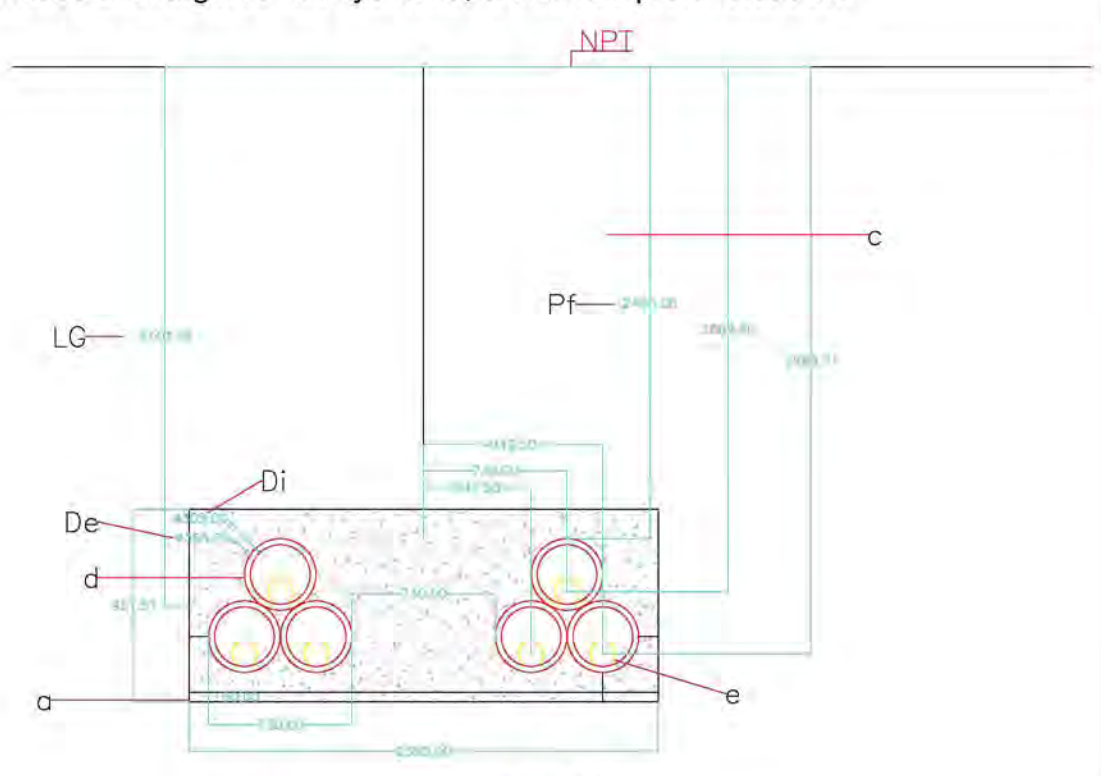


Fig. 5.3
Instalación con banco de concreto

Donde:

- a* es la plantilla de concreto simple de 50 mm, con un $f'c$ mínimo de 9.80 MPa.
- b* es el banco de ductos en concreto simple con un $f'c$ mínimo de 19.61 MPa.
- c* es el material de relleno compactado, desde el nivel superior de la losa de concreto hasta el NPT o NTN.
- d* es el tubo corrugado de PEAD tipo S, doble pared, espesor controlado, de acuerdo a NRF-057-CFE, con diámetro nominal igual a 300 mm en función de la sección transversal del cable de potencia. Marca ADS Mexicana.
- e* el cable de potencia tipo XLPE, sección transversal de 2500 mm².
- D_e es el diámetro exterior del tubo corrugado.
- D_i es el diámetro interior del tubo corrugado.

El resto de los datos se pueden observar en la Fig. 5.3 la cual muestra los bancos de ductos en concreto basándose en la especificación CFE DCDLTS01 ANEXO 6. La distancia entre los centros de los cables es de 365 [mm] (Ver Fig. 5.4).



Fig. 5.4

Distancias entre centros de cables

Las distancias a las que se instala cada cable de potencia se deducen de las dimensiones del banco de ductos. La instalación se hace por medio de coordenadas (x, y), tomando como referencia para el eje "x" la base del banco de ductos de concreto y para el eje "y" el nivel del suelo como punto de origen, así como se muestra en la Fig. 5.5.

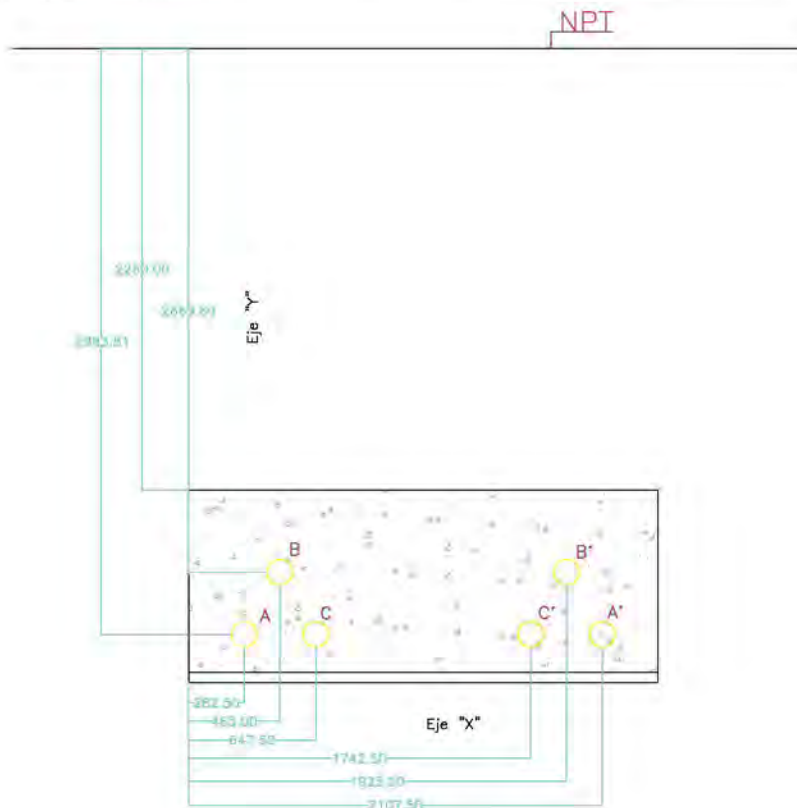


Fig. 5.5

Coordenadas de cables de potencia

En la Tabla 5.2 se muestran las coordenadas de los cables de potencia, según las coordenadas de la Fig. 5.5.

Tabla 5.2 Coordenadas de los cables de ambos circuitos

COORDENADAS DE LA FORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE LOS CABLES		
Cable	X	Y
A	282.59	2983.81
B	465	2669.8
C	647.5	2983.81
A'	2107.5	2983.81
B'	1925	2669.8
C'	1742.5	2983.81

La elección del cable de potencia se hace de acuerdo a los datos característicos de operación del sistema, se debe tomar en cuenta la tensión manejada, el tipo de resistividad encontrada en el terreno y en términos generales lo establecido en la especificación IEC 60183.

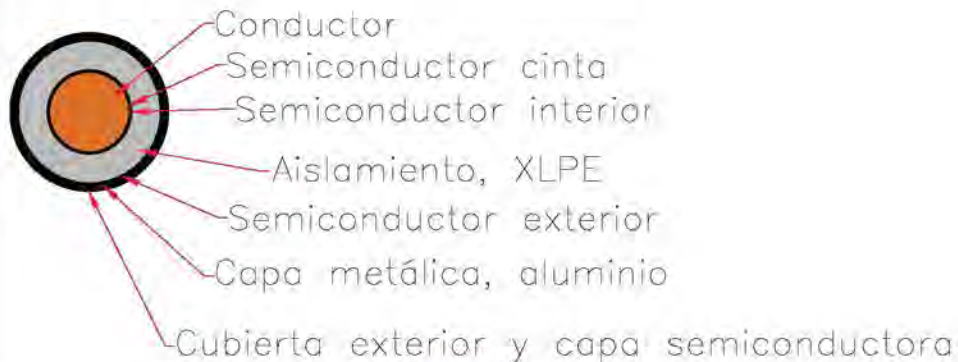


Fig. 5.6

Componentes del cable de potencia

Según las características del proyecto, el cable es de 230 [kV] con conductor monopolar de cobre suave de 2500 [mm²] de área nominal en su sección transversal, cableado redondo segmentado "Milliken".

5.2.1.2. Etapa II. Cálculo del factor de calentamiento "F" y factor de pérdidas "Fp".

En éste sistema, los cables se encuentran en formación triangular y las distancias entre los centros de los conductores son las mismas (Ver Fig. 5.4), así como se muestra en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Distancias entre cables del mismo circuito

DISTANCIAS ENTRE CABLES DEL MISMO CIRCUITO	D[mm]
A-B	365
A-C	365
B-C	365
C'-A'	365
C'-B'	365
B'-A'	365

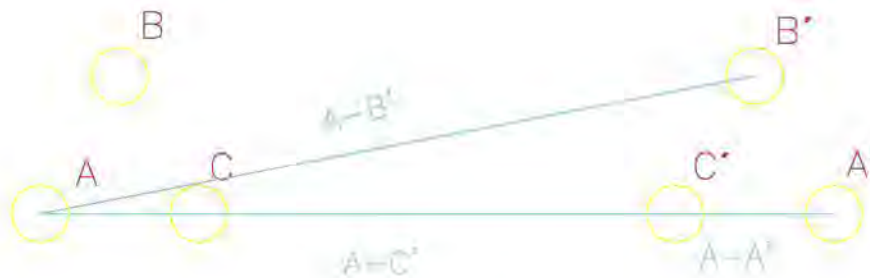


Fig. 5.7
Distancias entre cables

Por otro lado las distancias de los conductores de distintos circuitos son diferentes (Ver Fig. 5.7), en la Tabla 5.4 se muestran las distancias obtenidas usando la fórmula de distancia entre dos puntos por medio de coordenadas.

Tabla 5.4 Distancias entre cables de diferentes circuitos

DISTANCIAS ENTRE CABLES DE DIFERENTES CIRCUITOS	X [mm]	Y [mm]	D [mm]
A-C'	1824.91	0	1824.91
A-A'	1642.41	-314.01	1672.158153
A-B'	1459.91	0	1459.91
B-C'	1642.5	314.01	1672.246552
B-A'	1460	0	1460
B-B'	1277.5	314.01	1315.525952
C-C'	1460	0	1460
C-A'	1277.5	-314.01	1315.525952
C-B'	1095	0	1095

Se entiende que las distancias de los cables del circuito dos con respecto al circuito uno son iguales que las que se muestran en la Tabla 5.4. Entonces se tiene una matriz de distancias que queda de la siguiente manera (Ver Fig. 5.9).

Matriz de distancia =

D _{aa}	D _{ab}	D _{ac}	D _{ba}	D _{bb}	D _{bc}	0	365	365	1825	1672	1459.910
D _{ba}	D _{bb}	D _{bc}	D _{ca}	D _{cb}	D _{cc}	365	0	365	1672	1460	1315.526
D _{ca}	D _{cb}	D _{cc}	D _{aa}	D _{ab}	D _{ac}	365	365	0	1460	1315.526	1095
D _{aa}	D _{ab}	D _{ac}	D _{ba}	D _{bb}	D _{bc}	1825	1672	1460.000	0	365	365
D _{ba}	D _{bb}	D _{bc}	D _{ca}	D _{cb}	D _{cc}	1672	1460	1315.526	365	0	365
D _{ca}	D _{cb}	D _{cc}	D _{aa}	D _{ab}	D _{ac}	1459.910	1315.526	1095.000	365	365	0

Fig. 5.9
Matriz de distancias

Ahora es necesario hacer el cálculo de la matriz de distancia de imágenes, para ello es necesario hacer la proyección de las coordenadas, así como se muestra en la Fig. 5.8.

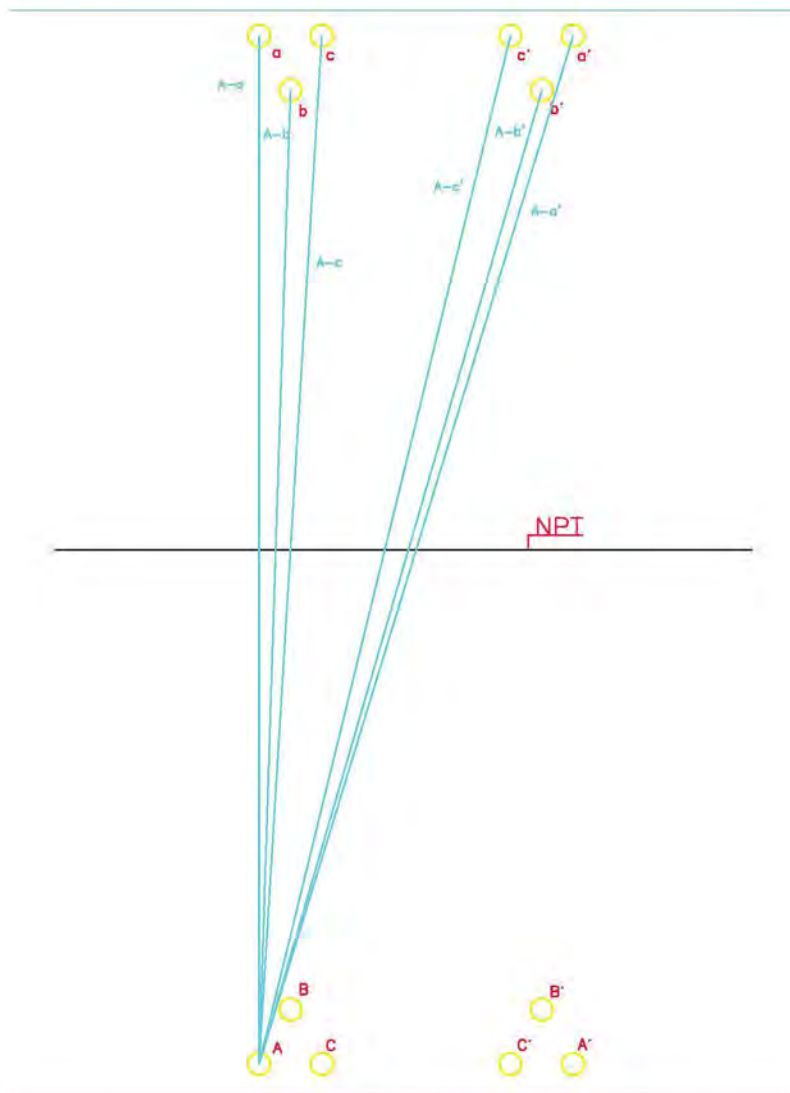


Fig. 5.8
Distancias entre cables y sus imágenes

Las imágenes se muestran en la Fig. 5.9 y sus coordenadas en la tabla 5.5.

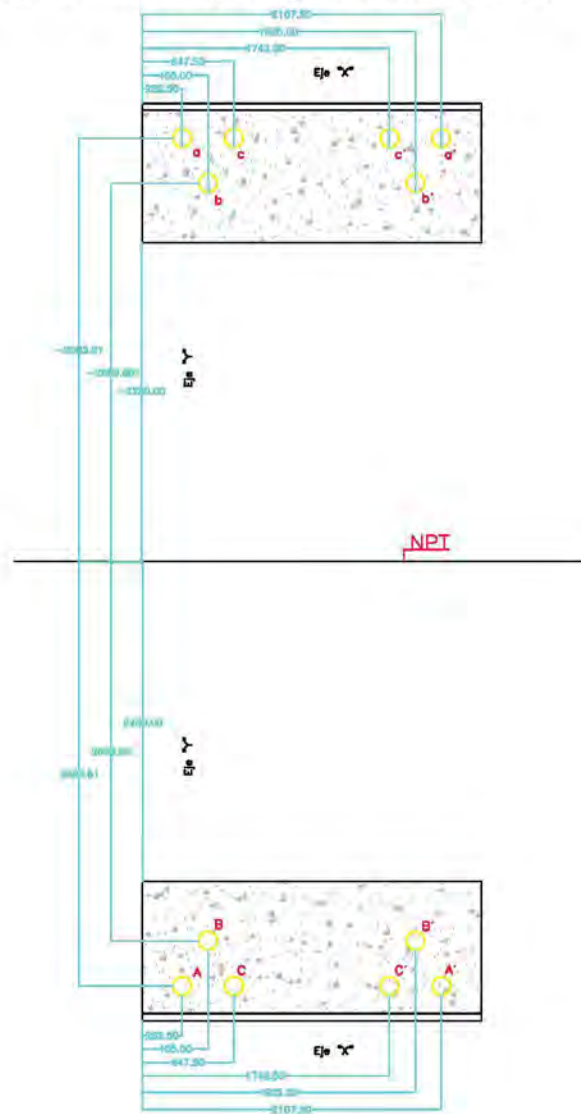


Fig. 5.9
Coordenadas de imágenes

Tabla 5.5 Coordenadas de las imágenes de los cables de potencia instalados

COORDENADAS DE LAS IMÁGENES DE LOS CABLES DE POTENCIA INSTALADOS		
Cable	X	Y
a	282.59	-2983.81
b	465	-2669.8
c	647.5	-2983.81
a'	2107.5	-2983.81
b'	1925	-2669.8
c'	1742.5	-2983.81

Ahora de la misma forma en la que se hizo el cálculo de las distancias entre los cables de los dos circuitos, se hace para este caso y se tiene la siguiente matriz, Ver Fig. 5.10:

Matriz de imágenes =	D _{1A}	D _{2A}	D _{3A}	D _{4A}	D _{5A}	D _{6A}	5968	5656.552	5978.766	6240.415	5887.344	6143.600
	D _{2A}	D ₂₂	D ₃₂	D ₄₂	D ₅₂	D ₆₂	5656.552	5340	5656.555	5887.369	5535.605	5796.146
	D _{3A}	D ₂₃	D ₃₃	D ₄₃	D ₅₃	D ₆₃	5978.766	5656.555	5967.620	6143.622	5796.146	6067.249
	D _{4A}	D ₂₄	D ₃₄	D ₄₄	D ₅₄	D ₆₄	6240.415	5887.369	6143.622	5968	5656.555	5978.772
	D _{5A}	D ₂₅	D ₃₅	D ₄₅	D ₅₅	D ₆₅	5887.344	5535.605	5796.146	5656.555	5340	5656.555
	D _{6A}	D ₂₆	D ₃₆	D ₄₆	D ₅₆	D ₆₆	6143.600	5796.146	6067.249	5978.772	5656.555	5967.620

Fig. 5.10
Matriz de imágenes

El factor de calentamiento F es el que decrementa la ampacidad del cable por la radiación de calor de los demás cables. Éste factor se determina usando las matrices de distancias antes obtenidas, usando la siguiente ecuación:

$$F = \left(\frac{d_{i2'}}{d_{i2}}\right) \left(\frac{d_{i3'}}{d_{i3}}\right) \left(\frac{d_{i4'}}{d_{i4}}\right) \dots \dots \left(\frac{d_{in'}}{d_{in}}\right) (n - 1 \text{ términos}) \quad (5. 1)$$

Entonces ocupando los datos de las matrices de distancias se obtienen los factores de calentamiento de cada cable:

F _A =	B	C	D	E	F	=	12861.411
	(15.497)	(16.380)	(3.420)	(3.521)	(4.208)		
F _B =	A	C	D	E	F	=	14125.089
	(15.497)	(15.497)	(3.521)	(3.792)	(4.406)		
F _C =	A	B	D	E	F	=	26077.569
	(16.380)	(15.497)	(4.208)	(4.406)	(5.541)		
F _D =	A	B	C	E	F	=	12860.056
	(3.420)	(3.521)	(4.208)	(15.497)	(16.380)		
F _E =	A	B	C	D	F	=	14125.782
	(3.521)	(3.792)	(4.406)	(15.497)	(15.497)		
F _F =	A	B	C	D	E	=	26079.110
	(4.208)	(4.406)	(5.541)	(16.380)	(15.497)		

Fig. 5.11
Factor de calentamiento

Para calcular el factor de pérdidas, se ocupa la siguiente fórmula:

$$F_p = 0.3 (F_c) + 0.7(F_c)^2 \quad (5. 2)$$

Donde F_c es el factor de carga el cual se considera del 100% por lo que se toma con valor igual a uno, y queda de la siguiente manera:

$$F_p = 0.3 (1) + 0.7(1)^2 = 1 \quad (5. 3)$$

5.2.1.3. Etapa III. Determinación de las medidas de las capas que componen el cable de potencia, resistencia térmica del aislamiento del cable de potencia “ T_1 ”, pérdidas en el conductor “ R_c ”, en el aislamiento “ W_d ” y en la pantalla metálica “ λ_1 ”.

En la especificación IEC 60228, se encuentra especificada la resistencia eléctrica de conductores para diferentes secciones transversales, las pérdidas en el aislamiento y pantalla metálica, sin embargo a continuación se detallan los cálculos realizados.

Primero en la Tabla 2 de la IEC 60228, se encuentra el valor de la $R_{cd-20^\circ C}$ para un conductor con 2500 [mm²] de sección transversal:

$$R_{cd-20^\circ C} = 0.0072 \quad \left[\frac{\Omega}{km} \right] \quad (5.4)$$

Ahora se tiene que hacer la corrección para la temperatura de operación. Basándose en la especificación IEC 60287 Parte 1-1, se tiene lo siguiente:

$$R_{cd} = R_{cd-20^\circ C} (1 + \alpha(t_2 - t_1)) \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (5.5)$$

En la Tabla 1 de la misma especificación se obtiene el valor de el coeficiente de temperatura $\alpha_{20^\circ C} = 0.00393$, por otro lado $t_2 = 90^\circ C$ (temperatura de operación del cable) y $t_1 = 20^\circ C$ (temperatura de fabricación del cable). Por lo que se obtiene lo siguiente:

$$R_{cd} = 9.18072 \times 10^{-6} \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (5.6)$$

Después de haber hecho la corrección por temperatura, se debe hacer el cálculo de la R_{ca} :

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + Y_s + Y_p) \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (5.7)$$

Donde “ Y_s ” es el efecto piel y “ Y_p ” el efecto de proximidad. En la Tabla 2 de la misma especificación se obtienen los valores de $K_s = 0.62$ y $K_p = 0.37$, y tomando en cuenta que la frecuencia $f = 60$ [Hz] para poder obtener los valores de X_s^2 (ecuación 5.8) y X_p^2 (ecuación 5.9):

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R_{cd}} \times 10^{-7} K_s = 10.1837 \quad (5.8)$$

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R_{cd}} \times 10^{-7} K_p = 6.0773 \quad (5.9)$$

Posteriormente se realiza el cálculo de Y_s (ecuación 5.10) y Y_p (ecuación 5.11), sabiendo que $d_c = 65$ [mm] (diámetro del conductor) y $S = 365$ [mm] (separación entre centro de cables). Sacando la raíz cuadrada de la ecuación 5.8 se tiene que $X_s = 3.1912$, entonces basándonos en la IEC 60287-1-1 para $2.8 < X_s \leq 3.8$, Y_s se obtiene de la siguiente manera:

$$Y_s = -0.136 - 0.0177X_s + 0.0563X_s^2 = 0.3809 \quad (5.10)$$

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} \left(\frac{d_c}{S}\right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{S}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} + 0.27} \right] = 0.0143 \quad (5.11)$$

Entonces con los valores obtenidos en las ecuaciones 5.10 y 5.11, es posible el cálculo de R_{ca} :

$$R_{ca} = 1.2820 \times 10^{-5} \quad \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad (5.12)$$

Las pérdidas en el dieléctrico " W_d " se determinan de la siguiente manera:

$$W_d = \omega C U_0^2 \tan \delta \quad \left[\frac{W}{m}\right] \quad (5.13)$$

$$\omega = 2\pi f \quad (5.14)$$

$$U_0 = \frac{kV}{\sqrt{3}} \quad [V] \quad (5.15)$$

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \ln\left(\frac{D_i}{d_{ci}}\right)} \times 10^{-9} \quad \left[\frac{F}{m}\right] \quad (5.16)$$

Donde $D_i = 115.8$ [mm] (diámetro externo del aislamiento), $d_{ci} = 69.8$ [mm] (diámetro sobre el semiconductor externo) y $U_0 = 132790.5619$ [V] (voltaje a tierra). En la Tabla 3 de la misma especificación, se encuentran los valores de $\varepsilon = 2.5$ y $\tan \delta = 0.001$.

$$C = 2.7436 \times 10^{-10} \quad \left[\frac{F}{m}\right] \quad (5.17)$$

$$W_d = 1.8238 \quad \left[\frac{W}{m}\right] \quad (5.18)$$

Para poder determinar el grosor de la pantalla metálica, en primer lugar se debe determinar la corriente de corto circuito calculada en una base adiabática, tomando como referencia la especificación IEC 60949:

$$I_{AD} = \frac{I}{\varepsilon} \quad [A] \quad (5.19)$$

Donde $\varepsilon = 1$ y siguiendo las características dadas para el proyecto, la corriente de corto circuito es $I = 50 \text{ [kA]}$ y la duración del corto circuito es $t = 0.25 \text{ [seg]}$ y por consecuencia $I_{AD} = I = 50 \text{ [kA]}$. Entonces usando la ecuación 5.20 se puede obtener el área de la pantalla metálica “ A_p ”.

$$I_{AD}^2 t = K^2 A_p^2 \ln \left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta} \right) \quad (5.20)$$

Antes es necesario saber el valor de la temperatura de la pantalla metálica “ θ_i ”. Lo anterior se logra calculando la resistencia térmica del aislamiento del cable de potencia “ T_1 ” (IEC 60287 Parte 2-1).

$$T_1 = \frac{\rho_a}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t_1}{d_c} \right] \quad \left[\frac{^\circ\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.21)$$

Donde $\rho_a = 3.5 \left[\frac{^\circ\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$ (resistividad térmica del aislamiento XLPE), $d_c = 65 \text{ [mm]}$ (diámetro del conductor) y $t_1 = 26.9 \text{ [mm]}$ (espesor del aislamiento, incluyendo las capas semiconductoras sobre el conductor y sobre el aislamiento), por lo que T_1 queda de la siguiente manera:

$$T_1 = 0.3359 \quad \left[\frac{^\circ\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.22)$$

Utilizando la fórmula ocupada en la memoria de cálculo de CABLEIZER [X] (ecuación 5.23) se puede determinar la temperatura de la pantalla metálica “ θ_i ”.

$$\theta_i = -T_1 \left(W_c + \frac{W_d}{2} \right) + \theta_c \quad [^\circ\text{C}] \quad (5.23)$$

Donde θ_c (temperatura del conductor) y $W_c = 24.719 \left[\frac{\text{W}}{\text{m}} \right]$ son las pérdidas del conductor, dato obtenido en el desarrollo del presente proyecto en el programa CYMCAP.

$$\theta_i = 81.3899 \quad [^\circ\text{C}] \quad (5.24)$$

Por otro lado, la constante “ K ” depende del material por el que fluya la corriente eléctrica. En la Tabla I de la especificación IEC 60949 se muestran los valores de la constante “ K ” para una pantalla metálica de aluminio, pero también puede calcularse como se muestra en la ecuación 5.25, obteniendo los valores de las otras constantes en la misma Tabla I ($\beta = 228 \text{ [K]}$, $\sigma_c = 2.5 \times 10^6 \left[\frac{\text{J}}{\text{K m}^3} \right]$ y $\rho_{20} = 2.84 \times 10^{-8} \text{ [}\Omega \cdot \text{m]}$).

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c(\beta + 20) \times 10^{-12}}{\rho_{20}}} = 147.7531 \cong 148 \quad \left[\frac{As^{\frac{1}{2}}}{mm^2} \right] \quad (5.25)$$

Despejando de la ecuación 5.20, se obtiene el valor de el área de la pantalla metálica " A_p ".

$$A_p = \sqrt{\frac{I_{AD}^2 t}{K^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}} = 263.972 \quad [mm^2] \quad (5.26)$$

Por otro lado se tiene también la ecuación 5.27 para obtener el área de la pantalla metálica de tipo tubular " A_p ", despejando en dicha fórmula se obtiene el diámetro externo de la pantalla " D_s " (ecuación 5.28).

$$A_p = \frac{\pi(D_s^2 - D_s'^2)}{4} \quad [mm^2] \quad (5.27)$$

$$D_s = \sqrt{\frac{4A_p}{\pi} + D_s'^2} = 120.206 \quad [mm] \quad (5.28)$$

Con el resultado de la ecuación 5.28, el espesor de la pantalla es de $t_s = 0.68 [mm]$, pero en las especificaciones del proyecto se indica que como considerando un espesor de $t_s = 0.8 [mm]$, con lo que queda $D_s = 120.40 [mm]$ y usando la ecuación 5.27, $A_p = 300.59 [mm^2]$. En la Fig. 5.12 se muestran todas las medidas correspondientes a cada capa del cable de potencia.

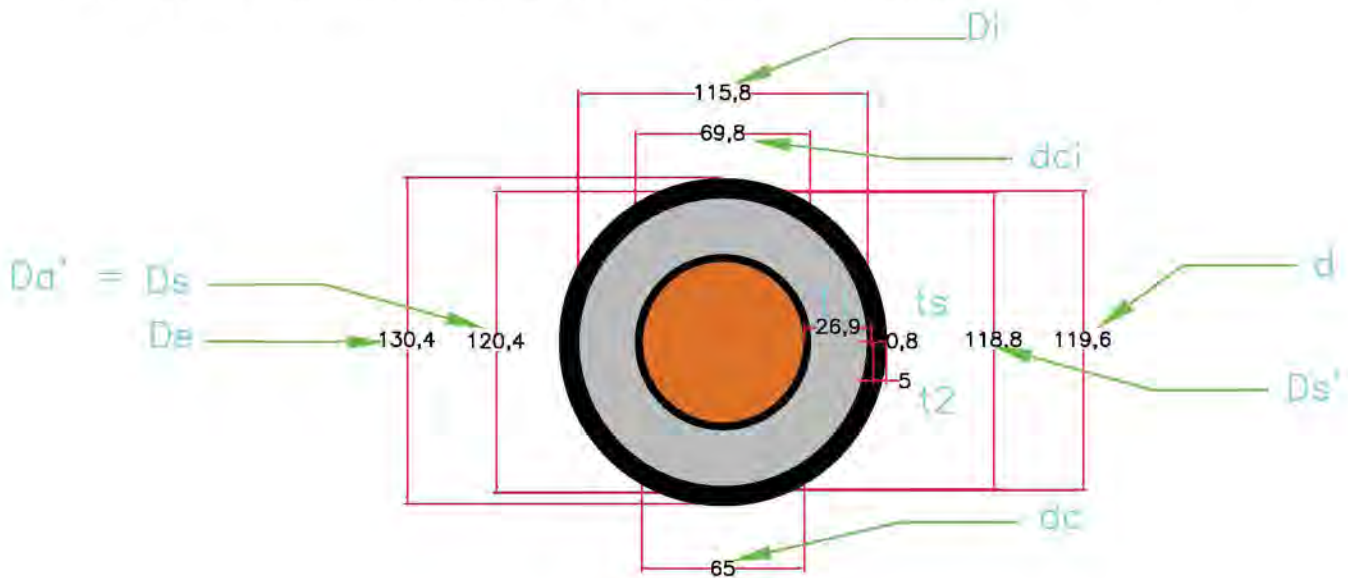


Fig. 5.12
Cable de potencia a utilizar

Tabla 5.6 Especificaciones del cable de potencia

Conductor	
Sección	2500 mm ²
Material	cobre
Diámetro indicativo	65 mm
Semiconductor	
Espesor	2.4 mm
Aislamiento	
Material	XLPE
Espesor	23 mm
Semiconductor exterior	
Espesor	1.5 mm
Pantalla metálica	
Material	aluminio
Espesor	0.8
Cubierta exterior	
Material	PEHD
Espesor	5 mm
Diámetro total	130.4

Para la determinación de las pérdidas en la pantalla metálica, es necesario determinar primero la resistencia eléctrica de la pantalla metálica “ R_s ”. Pero primero, de la Tabla 1 de la IEC 60287 Parte 1-1 los valores a 20 [°C] de la resistividad del aluminio ($\rho_0 = 2.84 \times 10^{-8}$ [$\Omega \cdot m$]) y el coeficiente de temperatura ($\alpha_{20^\circ C} = 4.03 \times 10^{-3}$ [K]).

$$\rho = \frac{\rho_0}{A_p} = 9.45 \times 10^{-5} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (5.29)$$

Se debe de tener presente que la resistencia calculada en la ecuación 5.29 es para 20 [°C], lo cual debe ser corregido a la temperatura de operación de la pantalla, la cual ya fue calculada con anterioridad en la ecuación 5.24.

$$R_s = \rho(1 + \alpha_{20^\circ C}(\theta_i - 20)) = 1.1786 \times 10^{-4} \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (5.30)$$

La relación de pérdidas totales en la pantalla metálica “ λ_1 ”, consiste de pérdidas causadas por las corrientes circulantes “ λ_1' ” y corrientes de eddy “ λ_1'' ”.

$$\lambda_1 = \lambda_1' + \lambda_1'' \quad (5.31)$$

Recordando que el tipo de puesta a tierra utilizado en esta instalación es *cross-bonding*, entonces las pérdidas causadas por corrientes circulantes son igual a cero (ecuación 5.32), esto es considerando que cada sección mayor esta dividido en tres partes idénticas.

$$\lambda_1' = 0 \quad (5.32)$$

Por otro lado se tiene que las pérdidas por corrientes de eddy “ λ_1'' ”, en pantallas conectadas a tierra por medio de *cross-bonding*, se obtienen de la siguiente manera:

$$\lambda_1'' = \frac{R_s}{R_{ca}} \left[g_s \lambda_0 (1 + \Delta_1 + \Delta_2) + \frac{(\beta_1 t_s)^4}{12 \times 10^{12}} \right] \quad (5.33)$$

Donde:

$$\beta_1 = \sqrt{\frac{4 \pi \omega}{10^7 \rho_0}} = 129.155 \quad (5.34)$$

$$g_s = 1 + \left(\frac{t_s}{D_s} \right)^{1.74} (\beta_1 D_s 10^{-3} - 1.6) = 1.00227 \quad (5.35)$$

Para cables monopolares instalados en trébol, para obtener “ λ_0 ” se tiene la ecuación 5.39, pero primero es necesario calcular los valores de:

$$m = \frac{\omega}{R_s} \times 10^{-7} = 0.3198 \quad (5.36)$$

Donde si $m \leq 0.1$, Δ_1 y Δ_2 no son tomados en cuenta, pero al ser $m > 0.1$, se deben calcular Δ_1 y Δ_2 de la siguiente manera:

$$\Delta_1 = (1.14 m^{2.45} + 0.33) \left(\frac{d}{2S} \right)^{(0.92m+1.66)} = 0.0116 \quad (5.37)$$

$$\Delta_2 = 0 \quad (5.38)$$

Finalmente se tiene lo siguiente:

$$\lambda_0 = 3 \left(\frac{m^2}{1 + m^2} \right) \left(\frac{d}{2S} \right)^2 = 7.4746 \times 10^{-3} \quad (5.39)$$

Entonces sustituyendo, los valores obtenidos, en la ecuación 5.33:

$$\lambda_1'' = 6.982 \times 10^{-2} \quad (5.40)$$

Pero ahora es necesario multiplicar el valor de “ λ_1'' ” por un factor “ F ”:

$$F = \frac{4M^2N^2 + (M + N)^2}{4(M^2 + 1)(N^2 + 1)} \quad (5.41)$$

Donde para cables en formación de trébol:

$$M = N = \frac{R_s}{X} \quad (5.42)$$

$$X = 2 \omega 10^{-7} \ln\left(\frac{2S}{d}\right) = 1.3639 \times 10^{-4} \quad \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad (5.43)$$

Por lo tanto

$$M = N = 0.8641 \quad (5.44)$$

Y

$$F = 0.4275 \quad (5.45)$$

Al multiplicar “ λ_1'' ” (ecuación 5.40) por el factor “ F ” (ecuación 5.45), las pérdidas por corrientes de eddy son:

$$\lambda_1'' = 2.9849 \times 10^{-2} \quad (5.46)$$

Entonces sustituyendo las ecuaciones 5.32 y 5.46 en 5.31:

$$\lambda_1 = 2.9849 \times 10^{-2} \quad (5.47)$$

Como el cable no cuenta con armadura, no existen dichas pérdidas:

$$\lambda_2 = 0 \quad (5.48)$$

5.2.1.4. Etapa IV. Cálculo de las resistencias térmicas del cable de potencia.

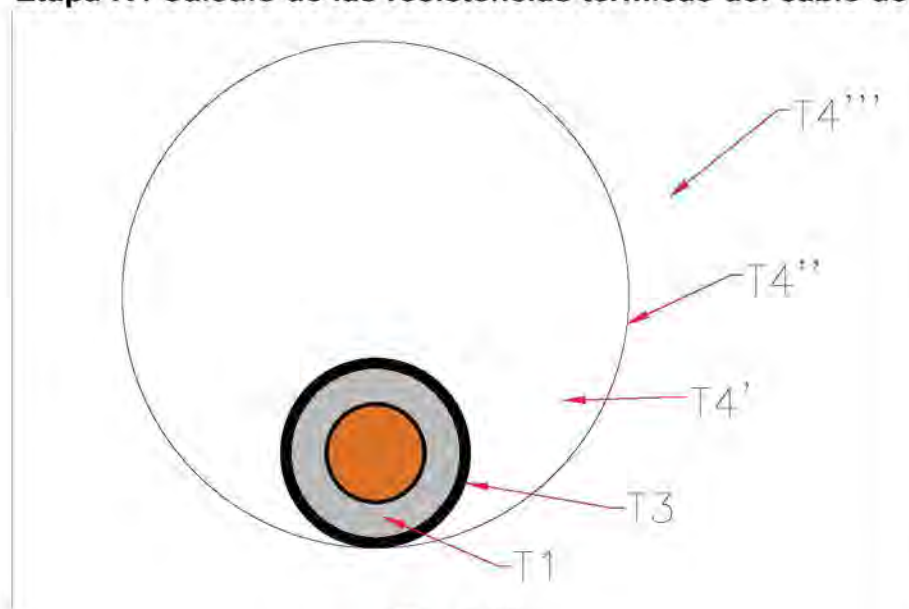


Fig. 5.13
Resistencias térmicas

Para el cálculo de las resistencias térmicas se utiliza la especificación IEC 60287 Parte 2-1. El cable utilizado para esta instalación, no tiene armadura, por lo que no se calcula la resistividad térmica entre la pantalla metálica y la armadura “ T_2 ”

(ecuación 5.50). En la etapa III (1.2.1.3 del presente capítulo), se hizo el cálculo de la resistividad térmica del aislamiento del cable de potencia “ T_1 ” (ecuación 5.49).

$$T_1 = 0.3359 \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.49)$$

$$T_2 = 0 \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.50)$$

Ahora para calcular la resistencia térmica de la cubierta del cable de potencia “ T_3 ”, se ocupa lo siguiente:

$$T_3 = \frac{1}{2\pi} \rho_T \ln \left[1 + \frac{2 \cdot t_2}{D_s} \right] \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.51)$$

Donde $t_2 = 5$ [mm] (espesor de la cubierta exterior), $D_s = 120.4$ [mm] (diámetro exterior de la cubierta exterior) y el material a utilizar en la cubierta exterior es el PEHD, por lo que de la Tabla I de la IEC 60287 Parte 2-1, se tiene $\rho_T = 3.5$ $\left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$ que es la resistividad térmica para el PE. Por lo que “ T_3 ” queda de la siguiente manera:

$$T_3 = 0.0444 \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.52)$$

Ahora se calcula la resistencia térmica “ T_4 ”, la cual corresponde a los elementos que se encuentran a partir de la superficie del cable hasta el medio que los rodea. De tal modo, se compone de la siguiente manera:

$$T_4 = T_4' + T_4'' + T_4''' \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.53)$$

Así como se muestra en la Fig. 5.13, “ T_4' ” corresponde a la resistencia térmica del aire que rodea al cable de potencia, “ T_4'' ” a la resistencia térmica del ducto y “ T_4''' ” para la resistencia térmica del material que rodea al ducto.

$$T_4' = \frac{U}{1 + 0.1(V + Y\theta_m)D_e} \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.54)$$

Donde $D_e = 130.4$ [mm] (diámetro exterior del cable de potencia), de la Tabla IV de la IEC 60287 Parte 2-1 se obtienen los valores de las constantes $U = 1.87$, $V = 0.312$ e $Y = 0.037$. El valor de “ θ_m ” se toma de el desarrollo obtenido del programa de CYMCAP:

$$\theta_m = 75.2653 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (5.55)$$

Entonces la resistencia térmica del aire que rodea el cable de potencia queda de la siguiente manera:

$$T_4' = 0.2149 \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.56)$$

Por otro lado, para el cálculo de la resistencia térmica del ducto “ T_4'' ” se determina de la siguiente manera:

$$T_4'' = \frac{\rho_t}{2 \cdot \pi} \ln \left[\frac{D_o}{D_d} \right] \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.57)$$

Donde $D_o = 365 [mm]$ (diámetro externo del ducto), $D_d = 305 [mm]$ (diámetro interno del ducto) y $\rho_t = 3.5 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$ (resistividad térmica del material, tomado de la Tabla I, IEC 60287 Parte 2-1).

$$T_4'' = 0.10 \quad \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.58)$$

La resistencia térmica externa al ducto “ T_4''' ” se refiere a aquella que se encuentra entre el ducto y el terreno natural, en este caso el concreto. La IEC 60287 Parte 2-1 menciona que si los cables de potencia están dentro de un banco de ductos, es necesario sumar algebraicamente una corrección para tomar en cuenta, si es tal el caso, las diferencias entre las resistencias térmicas del concreto y la tierra nativa.

$$T_4''' = \frac{1}{2\pi} \rho_e \ln \left\{ \left(u_s + \sqrt{u_s^2 - 1} \right) \left[\left(\frac{d_{BA'}}{d_{BA}} \right) \left(\frac{d_{BC'}}{d_{BC}} \right) \left(\frac{d_{BD'}}{d_{BD}} \right) \left(\frac{d_{BE'}}{d_{BE}} \right) \left(\frac{d_{BF'}}{d_{BF}} \right) \right] \right\} \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.59)$$

En primera instancia se calcula el radio equivalente del banco de ductos “ r_b ”:

$$\ln r_b = \frac{1}{2} \frac{x}{y} \left(\frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \ln \left(1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \ln \frac{x}{2} \quad (5.60)$$

En donde $x = 981.50 [mm]$ (lado más pequeño del banco) e $y = 2390 [mm]$, por lo que “ r_b ” queda de la siguiente manera:

$$r_b = e^{\left(\frac{1}{2} \frac{x}{y} \left(\frac{4}{\pi} - \frac{x}{y} \right) \ln \left(1 + \frac{y^2}{x^2} \right) + \ln \frac{x}{2} \right)} = 691.457 \quad [mm] \quad (5.61)$$

Por otro lado se tiene que $L_G = 2740.76 [mm]$ (profundidad de enterramiento al centro del banco de ductos), entonces:

$$u = \frac{L_G}{r_b} = 3.9637 \quad (5.62)$$

Con lo anterior y sabiendo que $\rho_e = 0.8515 \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}} \right]$ (resistencia térmica del suelo nativo), $\rho_c = 0.8 \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}} \right]$ (resistencia térmica del concreto) y $N = 6$ (número de cables en el banco), es posible determinar la corrección que se le debe de sumar a la resistencia térmica " T_4''' ":

$$\text{Corr.} = \frac{N}{2\pi} (\rho_e - \rho_c) \ln(u + \sqrt{u^2 - 1}) = 0.1011 \quad (5.63)$$

Para terminar con el cálculo de la resistencia térmica " T_4''' ", se ocupan los datos de la Tabla 5.6 y se calcula " u_s ", donde $L = 2986.31 \text{ [mm]}$ y $D_e = 130.4 \text{ [mm]}$:

$$u_s = \frac{2L}{D_e} = 45.8023 \quad (5.64)$$

Tabla 5.6 Distancias respecto al cable de referencia

Distancias respecto al cable de referencia			
	X [mm]	Y[mm]	d [mm]
C-a	-364.91	-5967.62	5978.766409
C-b	-182.5	-5653.61	5656.554807
C-c'	1460	-5967.62	6143.621771
C-a'	1277.5	-5653.61	5796.14633
C-b'	1095	-5967.62	6067.24925
C-A	365	0	365
C-B	182.5	316.2	365
C-C'	1460	0	1460
C-B'	1095	0	1095
C-A'	1277.5	-314.01	1315.525952

Entonces sustituyendo todo e la ecuación 5.64:

$$T_4''' (\text{sin corr.}) = 1.9904 \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.65)$$

Por último al sumarle la corrección:

$$T_4''' = 2.0916 \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.66)$$

Sustituyendo en la ecuación 5.53, finalmente se obtiene " T_4 ":

$$T_4 = 2.4065 \left[\frac{^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.67)$$

5.2.1.5. Etapa V. Cálculo de la ampacidad eléctrica de cada cable de potencia de los circuitos del sistema de cables.

Considerando que no ocurre secado en el terreno, la ampacidad se determina con la siguiente ecuación:

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R_{ca}T_1 + nR_{ca}(1 + \lambda_1)T_2 + nR_{ca}(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0.5} \quad [A] \quad (5.68)$$

En donde $n = 1$ (número de conductores con carga dentro del cable de potencia) y " $\Delta\theta$ ", donde " $\theta_{amb.}$ " es la temperatura de la tierra nativa (temperatura media) y " $\theta_{máx.op.}$ " es la temperatura máxima permisible del aislamiento del cable.

$$\Delta\theta = \theta_{máx.op.} - \theta_{amb.} = 90 - 18 = 72 \quad [^{\circ}C] \quad (5.69)$$

Por lo que sustituyendo todos los valores antes obtenidos en la ecuación 5.73:

$$I = 1354.6143 \quad [A] \quad (5.70)$$

Debido a las variaciones de temperatura y de potencia del ciclo diario de carga en el sistema, se hace una valoración de la potencia media transmitida, por lo que aplicaremos la formula propuesta por Neher Mc. Grath, en la que dice que sólo afectaremos por el Factor de Pérdidas correspondiente a " T_4 " [27] por lo que se hace el cálculo para un $F_c = 75\%$:

$$F_c = 0.75 \quad (5.71)$$

$$F_p = 0.3F_c + 0.7F_c^2 = 0.6187 \quad (5.72)$$

Entonces el valor de " T_4 " (ecuación 5.72) se tiene que multiplicar por la ecuación 5.77:

$$T_4 = 1.4890 \quad \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W} \right] \quad (5.73)$$

Lo que resulta tener el siguiente valor de ampacidad, sustituyendo en la misma ecuación 5.73:

$$I = 1675.8578 \quad [A] \quad (5.74)$$

Comparando éstos resultados con los obtenidos en el programa de CYMCAP, se tiene lo siguiente:

Tabla 5.7 Comparativo de los resultados obtenidos con los resultados del programa CYMCAP

		FC = 75%	FC=100%
AMPACIDAD	=	1675.857795	1354.6143
CYMCAP	=	1636.282556	1391.425309
ERROR %	=	2.418606621	2.645558481

5.3. Zona II

La zona II se compone por todos los fragmentos a lo largo de toda la instalación en donde la línea de transmisión será instalada por medio de barrenación direccional.

5.3.1. Cálculo de ampacidad.

5.3.1.1. Etapa I. Datos característicos de la construcción del cable de potencia e instalación y operación del sistema.

En la Tabla 5.1 se muestran los datos característicos de operación e instalación del sistema de cables de potencia, pero para esta zona se tienen que omitir o cambiar ciertos datos (Ver Tabla 5.8).

Tabla 5.8 Datos característicos de operación e instalación del sistema de cables de potencia para la Zona II

Voltaje de operación del sistema	V	230	[kV]
Conexión del sistema de tierra	--	Cross Bonding Especial	--
Factor de carga del sistema	Fc	100	[%]
Temperatura máxima de operación del aislamiento del cable	$\theta_{m\acute{a}x.op.}$	90	[°C]
Configuración del banco de ductos	--	Triangular	--

Profundidad de instalación a los ductos (en promedio)	P_f	2.4	[m]
Separación entre centro de cables	S	323.8	[mm]
Resistividad de la tierra nativa	ρ_e	0.8516	[°C-m/W]
Temperatura de la tierra nativa	θ_{amb}	18	[°C]
Diámetro interno del ducto	D_i	283.8	[mm]
Diámetro externo del ducto	D_e	323.8	[mm]

En la Fig. 5.14 se muestra el diagrama de instalación con medidas, para la instalación por medio de barrenación direccional, el diseño de la instalación se basa en la especificación CFE DCDLTS01 ANEXO 6.

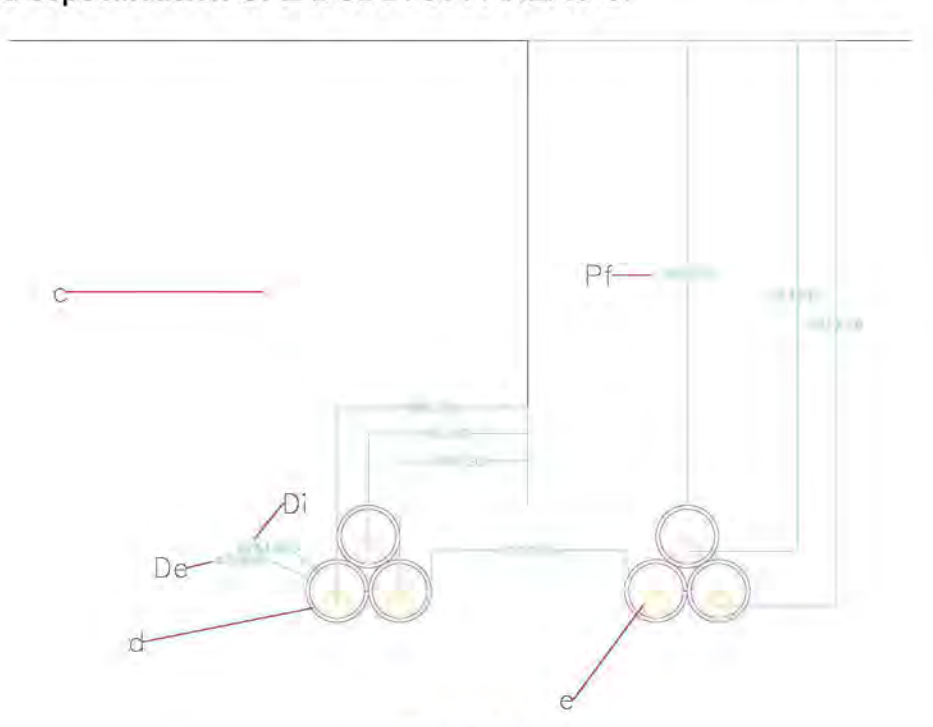


Fig. 5.14
Instalación por barrenación direccional

Donde:

c es el suelo nativo

d es el tubo liso de PEAD tipo II, RD 13.5, de acuerdo a NRF-057-CFE, con diámetro nominal en función de la sección transversal del cable de potencia .
 Marca ADS Mexicana.

e el cable de potencia tipo XLPE, sección transversal de 2500 mm^2 .

D_e es el diámetro exterior del tubo liso.

D_i es el diámetro interior del tubo liso.

Al cambiar las medidas del tubo, la separación entre los centros de los cables cambian, así como se muestra en la Fig.15.



Fig. 5.15
 Distancias entre centros de cables

Así como en las instalaciones con banco de ductos, en las instalaciones por barrenación direccional también se necesitan tener las coordenadas de los cables de potencia (Ver Fig. 5.16).

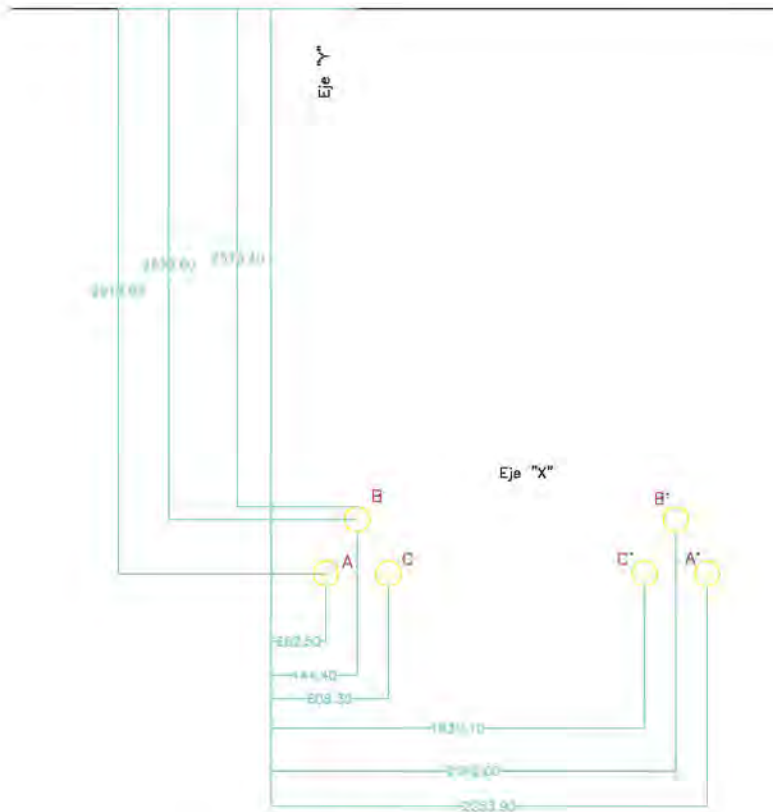


Fig. 5.16
Coordenadas de cables de potencia

En la Tabla 5.9 se pueden observar las coordenadas de los cables.

Tabla 5.9 Coordenadas de los cables de potencia de ambos circuitos

COORDENADAS DE LA FORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE LOS CABLES		
Cable	X	Y
A	282.5	2918.95
B	444.4	2638.6
C	606.3	2918.95
A'	2253.9	2918.95
B'	2092	2638.6
C'	1930.1	2918.95

El cable es exactamente el mismo durante toda la trayectoria de la línea de transmisión.

5.3.1.2. Etapa II. Cálculo del factor de calentamiento “F” y factor de pérdidas “Fp”.

Las distancias entre los cables del mismo circuito se pueden apreciar en la Fig. 5.15, así como en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Distancias entre cables del mismo circuito

DISTANCIAS ENTRE CABLES DEL MISMO CIRCUITO	D[mm]
A-B	323.8
A-C	323.8
B-C	323.8
C'-A'	323.8
C'-B'	323.8
B'-A'	323.8

Por otro lado, en la Tabla 5.11 se tienen las distancias entre los cables de diferente circuito (Ver Fig. 5.17).



Fig. 5.17

Distancias entre cables de distintos circuitos.

Tabla 5.11 Distancias entre cables de diferentes circuitos

DISTANCIAS ENTRE CABLES DE DIFERENTES CIRCUITOS	X [mm]	Y [mm]	D [mm]
A-C'	1971.4	0	1971.4
A-A'	1809.5	-280.35	1831.088849
A-B'	1647.6	0	1647.6
B-C'	1809.5	280.35	1831.088849
B-A'	1647.6	0	1647.6
B-B'	1485.7	280.35	1511.919513
C-C'	1647.6	0	1647.6
C-A'	1485.7	-280.35	1511.919513
C-B'	1323.8	0	1323.8

Entonces con las distancias de la Tabla 5.10 y 5.11, se tiene la siguiente matriz de distancias (Ver Fig. 5.18).

$$\text{Matriz de distancia} = \begin{bmatrix} D_{AA} & D_{AB} & D_{AC} & D_{AD} & D_{AE} & D_{AF} \\ D_{BA} & D_{BB} & D_{BC} & D_{BD} & D_{BE} & D_{BF} \\ D_{CA} & D_{CB} & D_{CC} & D_{CD} & D_{CE} & D_{CF} \\ D_{DA} & D_{DB} & D_{DC} & D_{DD} & D_{DE} & D_{DF} \\ D_{EA} & D_{EB} & D_{EC} & D_{ED} & D_{EE} & D_{EF} \\ D_{FA} & D_{FB} & D_{FC} & D_{FD} & D_{FE} & D_{FF} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 324 & 324 & 1971 & 1831 & 1647.600 \\ 324 & 0 & 324 & 1831 & 1648 & 1511.920 \\ 365 & 324 & 324 & 0 & 1647.600 & 1511.920 \\ 1971 & 1831 & 1647.600 & 0 & 324 & 324 \\ 1831 & 1648 & 1511.920 & 324 & 0 & 324 \\ 1647.600 & 1511.920 & 1323.800 & 324 & 324 & 0 \end{bmatrix}$$

Fig. 5.18
Matriz de distancias

Así como se hizo dicha matriz de distancias, es necesario realizar también una matriz de distancias de las imágenes, las imágenes se muestran en la Fig. 5.19 y en la Tabla 5.12 se aprecian las coordenadas de las imágenes.

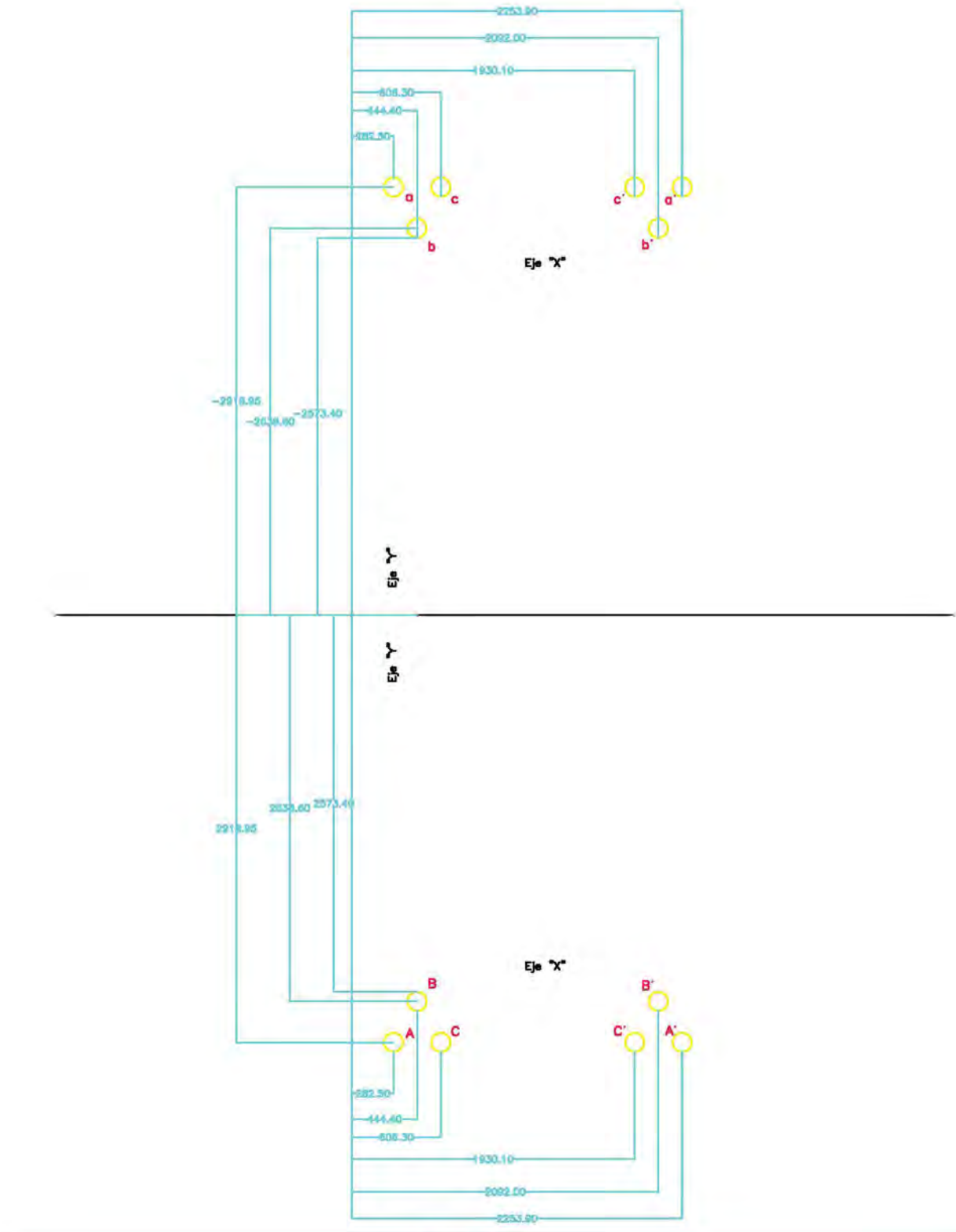


Fig. 5.19
Coordenadas de imágenes

Tabla 5.12 Coordenadas de las imágenes de los cables de potencia instalados

COORDENADAS DE LAS IMÁGENES DE LOS CABLES DE POTENCIA INSTALADOS		
Cable	X	Y
a	282.5	-2918.95
b	444.4	-2638.6
c	606.3	-2918.95
a'	2253.9	-2918.95
b'	2092	-2638.6
c'	1930.1	-2918.95

Ahora antes de poder hacer la matriz, es necesario hacer una proyección de las coordenadas así como se muestra en la Fig. 5.20.

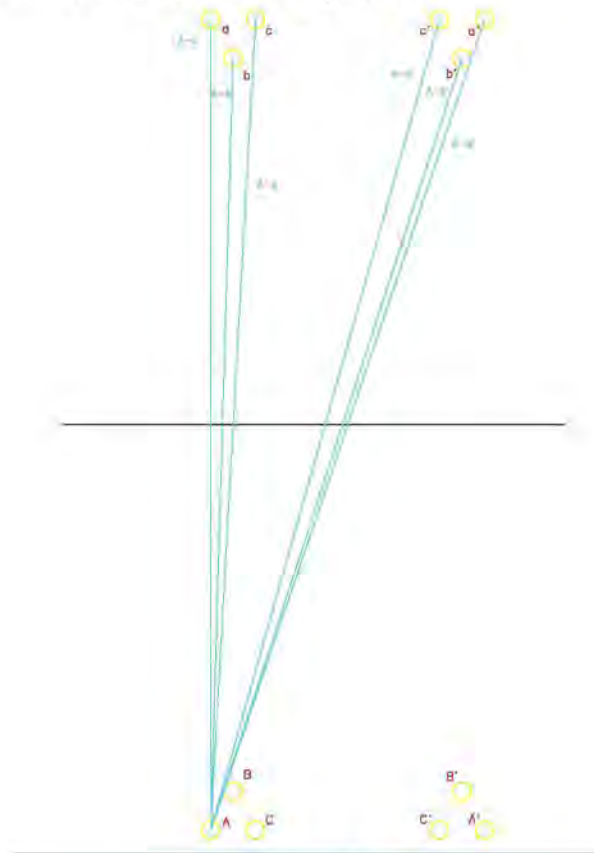


Fig. 5.20
Distancias entre cables y sus imágenes

De la misma manera en la que se calculan las distancias entre los cables de los dos circuitos, se hace lo mismo para las imágenes, entonces es posible armar la matriz, así como se muestra en la Fig. 5.21.

$$\text{Matriz de imágenes} = \begin{bmatrix} D_{aa} & D_{ab} & D_{ac} & D_{ad} & D_{ae} & D_{af} \\ D_{ba} & D_{bb} & D_{bc} & D_{bd} & D_{be} & D_{bf} \\ D_{ca} & D_{cb} & D_{cc} & D_{cd} & D_{ce} & D_{cf} \\ D_{da} & D_{db} & D_{dc} & D_{dd} & D_{de} & D_{df} \\ D_{ea} & D_{eb} & D_{ec} & D_{ed} & D_{ee} & D_{ef} \\ D_{fa} & D_{fb} & D_{fc} & D_{fd} & D_{fe} & D_{ff} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 5838 & 5559.908 & 5844.873 & 6161.777 & 5844.711 & 6065.943 \\ 5559.908 & 5277 & 5559.908 & 5844.711 & 5528.420 & 5752.709 \\ 5978.766 & 5844.873 & 5559.908 & 5837.900 & 6065.943 & 5752.709 \\ 6161.777 & 5844.711 & 6065.943 & 5838 & 5559.908 & 5844.873 \\ 5844.711 & 5528.420 & 5752.709 & 5559.908 & 5277 & 5559.908 \\ 6065.943 & 5752.709 & 5986.111 & 5844.873 & 5559.908 & 5837.900 \end{bmatrix}$$

Fig. 5.21
Matriz de imágenes

Por otro lado se hace el mismo cálculo para el factor de calentamiento, usando la misma ecuación 5.1, y se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} F_a &= \begin{pmatrix} B & C & D & E & F \\ (17.171) & (18.057) & (3.126) & (3.192) & (3.682) \end{pmatrix} = 11388.564 \\ F_b &= \begin{pmatrix} A & C & D & E & F \\ (17.171) & (17.171) & (3.192) & (3.355) & (3.805) \end{pmatrix} = 12015.121 \\ F_c &= \begin{pmatrix} A & B & D & E & F \\ (18.057) & (17.171) & (3.682) & (3.805) & (4.522) \end{pmatrix} = 19640.395 \\ F_d &= \begin{pmatrix} A & B & C & E & F \\ (3.126) & (3.192) & (3.682) & (17.171) & (18.057) \end{pmatrix} = 11388.564 \\ F_e &= \begin{pmatrix} A & B & C & D & F \\ (3.192) & (3.355) & (3.805) & (17.171) & (17.171) \end{pmatrix} = 12015.121 \\ F_f &= \begin{pmatrix} A & B & C & D & E \\ (3.682) & (3.805) & (4.522) & (18.057) & (17.171) \end{pmatrix} = 19640.395 \end{aligned}$$

Fig. 5.22
Factor de calentamiento

En este caso no es necesario calcular el factor de pérdida, ya que al tener un $F_c = 100\%$, se obtiene lo mismo que se tiene en la ecuación 5.3.

5.3.1.3. Etapa III. Determinación de pérdidas en el conductor “Rc”, en el aislamiento “Wd” y en la pantalla metálica “λ1”.

Si bien la resistencia eléctrica “ R_{cd} ” es exactamente la misma que se obtuvo en la Zona I (ecuación 5.6), sin embargo la “ R_{ca} ” si cambia. Lo anterior es debido a que para el cálculo del efecto de proximidad “ Y_p ”, interviene la distancia entre cables la cual cambia a $S = 323.8$ [mm].

Entonces se tiene que el valor de “ X_s^2 ” (ecuación 5.8), “ X_p^2 ” (ecuación 5.9) y “ Y_s ” (ecuación 5.10) quedan iguales, el único parámetro que cambia es “ Y_p ” y queda de la siguiente manera:

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} \left(\frac{d_c}{S}\right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{S}\right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} + 0.27} \right] = 0.01824 \quad (5.75)$$

Por consecuencia, el valor de “ R_{ca} ” utilizando la ecuación 5.7, queda de la siguiente manera:

$$R_{ca} = 1.2845 \times 10^{-5} \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right] \quad (5.76)$$

El valor de “ W_d ” (pérdidas en el dieléctrico) no sufre ningún cambio, ver ecuación 5.18. Por otro lado, para la determinación de las pérdidas en la pantalla metálica, es necesario determinar primero la resistencia eléctrica de la pantalla metálica “ R_s ”, cuyo valor es el mismo de la ecuación 5.30.

Para poder determinar la relación de pérdidas totales en la pantalla metálica “ λ_1 ”, se utiliza la ecuación 5.31. Dichas pérdidas se componen de pérdidas causadas por corrientes circulantes “ λ_1' ” y por corrientes de eddy “ λ_1'' ”. Al igual que en la zona I se utiliza el sistema de puesta a tierra por *cross-bonding*, debido a eso también el valor de las pérdidas causadas por corrientes circulantes son igual a cero (ecuación 5.32).

Por otro lado, las pérdidas por corrientes de eddy “ λ_1'' ”, en pantallas conectadas a tierra por medio de *cross-bonding*, se obtienen con la ecuación 5.33. Los valores de “ β_1 ”, “ g_s ” y “ m ” son los mismos que las ecuaciones 5.34, 5.35 y 5.36 respectivamente. Al ser $m > 0.1$, se deben calcular Δ_1 y Δ_2 de la siguiente manera:

$$\Delta_1 = (1.14 m^{2.45} + 0.33) \left(\frac{d}{2S}\right)^{(0.92m+1.66)} = 0.01473 \quad (5.77)$$

$$\Delta_2 = 0 \quad (5.78)$$

También se tiene lo siguiente:

$$\lambda_0 = 3 \left(\frac{m^2}{1+m^2}\right) \left(\frac{d}{2S}\right)^2 = 9.498 \times 10^{-3} \quad (5.79)$$

Entonces al sustituir los valores en la ecuación 5.33:

$$\lambda_1'' = 0.0887 \quad (5.80)$$

Pero ahora es necesario multiplicar el valor de “ λ_1'' ” por un factor “ F ”, para obtener dicho factor se utiliza la ecuación 5.41. Pero primero se deben determinar los valores de “ X ” (ecuación 5.86), “ M ” y “ N ” (ecuación 5.87).

$$X = 2 \omega 10^{-7} \ln\left(\frac{2S}{d}\right) = 1.2736 \times 10^{-4} \quad \left[\frac{\Omega}{m}\right] \quad (5.81)$$

$$M = N = \frac{R_s}{X} = 0.9254 \quad (5.82)$$

Entonces se obtiene el valor del factor “ F ” utilizando la ecuación 5.41:

$$F = 0.4613 \quad (5.83)$$

Al multiplicar “ λ_1'' ” (ecuación 5.85) por el factor “ F ” (ecuación 5.88), las pérdidas por corrientes de eddy son:

$$\lambda_1'' = 4.0927 \times 10^{-2} \quad (5.84)$$

Entonces sustituyendo las ecuaciones 5.32 y 5.89 en 5.31:

$$\lambda_1 = 4.0927 \times 10^{-2} \quad (5.85)$$

De la misma forma que para la Zona I, al no contar con armadura el cable de potencia, no existen dichas pérdidas (ecuación 5.48).

5.3.1.4. Etapa IV. Cálculo de las resistencias térmicas del cable de potencia.

Así como se muestra en la Fig. 5.13, las resistencias térmicas “ T_1 ”, “ T_3 ” y “ T_4' ”, no dependen del ducto que alberga el cable de potencia, sin en cambio, la resistencia térmica “ T_4'' ” si lo es. Por otro lado, la “ T_4''' ” depende del material que rodea dicho ducto, en este caso el ducto es rodeado por la tierra nativa. Dicho lo anterior queda claro, que los valores ya obtenidos para la zona I de “ T_1 ” (ecuación 5.49), “ T_2 ” (ecuación 5.50), “ T_3 ” (ecuación 5.52) y “ T_4' ” (ecuación 5.61), quedan igual para la presente zona, caso contrario con las resistencias “ T_4'' ” y “ T_4''' ”.

Para el cálculo de la resistencia térmica del ducto “ T_4'' ” se utiliza la ecuación 5.62, donde $D_o = 323.8 [mm]$ (diámetro externo del ducto), $D_d = 283.8 [mm]$ (diámetro interno del ducto) y la resistividad térmica del material se mantiene con el mismo valor $\rho_t = 3.5 \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W}\right]$. Entonces queda de la siguiente manera:

$$T_4'' = 7.3450 \times 10^{-2} \quad \left[\frac{^{\circ}C \cdot m}{W}\right] \quad (5.86)$$

La resistencia térmica externa al ducto “ T_4''' ” se determina con la ecuación 5.64 y en éste caso no será necesario sumarle alguna corrección debido a que no se tiene concreto. De acuerdo con dicha ecuación, para el cálculo de “ T_4''' ”, se ocupan los datos que se aprecian en la Tabla 5.13 y el valor de $u_s = 41.4475$, ocupando la misma fórmula de la ecuación 5.69, pero ahora con $L = 2702.38$ [mm] y $D_e = 130.4$ [mm]. Entonces sustituyendo los datos en la ecuación 5.64, se obtiene lo siguiente:

$$T_4''' = 1.9385 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.87)$$

Sustituyendo en la ecuación 5.53 los valores de las tres resistencias térmicas, finalmente se obtiene “ T_4 ”:

$$T_4 = 2.2267 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right] \quad (5.88)$$

Tabla 5.13 Distancias respecto al cable de referencia

Distancias respecto al cable de referencia			
	X [mm]	Y[mm]	d [mm]
C-a	-323.8	-5837.9	5846.872912
C-b	-161.9	-5557.55	5559.907698
C-c'	1647.6	-5837.9	6065.94281
C-a'	1485.7	-5557.55	5752.709491
C-b'	1323.8	-5837.9	5986.110828
C-A	323.8	0	323.8
C-B	161.9	280.4	323.8
C-C'	1647.6	0	1647.6
C-B'	1323.8	0	1323.8
C-A'	1485.7	-280.35	1511.919513

5.3.1.5. Etapa V. Cálculo de la ampacidad eléctrica de cada cable de potencia de los circuitos del sistema de cables.

De igual manera se considera que no ocurre secado en el terreno, por lo que se utiliza la ecuación 5.73. También se considera el mismo valor de “ $\Delta\theta$ ” (ecuación 5.74), por lo que se obtiene lo siguiente:

$$I = 1395.6250 \quad [A] \quad (5.89)$$

Así como se hizo para la zona I, se determina la ampacidad para un factor $F_c = 75 \%$, para obtenerlo se multiplica el valor de “ T_4 ” (ecuación 5.93) por el factor de pérdidas obtenido en la ecuación 5.77 y posteriormente se realiza el cálculo de ampacidad usando la misma ecuación 5.73:

$$I = 1720.9728 \quad [A] \quad (5.90)$$

De igual manera, se comparan los resultados obtenidos en el presente desarrollo con los obtenidos en el programa CYMCAP.

Tabla 5.14 Comparativo de los resultados obtenidos con los resultados obtenidos en el programa CYMCAP

		FC = 75%	FC=100%
AMPACIDAD	=	1720.972805	1395.625062
CYMCAP	=	1641.126101	1392.950562
ERROR %	=	4.865360626	0.19200247

5.4. Análisis de resultados.

En un inicio se tiene que tanto en la zona I, como en la zona II las ampacidades obtenidas para un factor de carga del 100% son menores que las obtenidas al 75%. Para entender lo anterior es necesario recordar que el " F_p " afecta a la resistencia térmica " T_4 " disminuyéndola, entonces se facilita la disipación de calor ayudando a tener una mejor ampacidad.

Por otro lado, en la Zona II se obtuvo una mayor ampacidad para ambos casos ($F_c = 1$ y $F_c = 0.75$). En la Tabla 5.15 se aprecian los valores que dependen de la distancia entre centros de cables, dichos valores son mayores para la Zona II y esto debido a que se tiene una distancia menor entre los cables.

Tabla 5.15 Comparativo de factores para la Zona I y Zona II

Zona I (concreto)	Zona II (barrenación)
$S = 365 \quad [mm]$	$S = 323.8 \quad [mm]$
$R_{ca} = 1.2809 \times 10^{-5} \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right]$	$R_{ca} = 1.2845 \times 10^{-5} \quad \left[\frac{\Omega}{m} \right]$
$Y_p = 0.0143$	$Y_p = 0.01824$
$\lambda_1 = 2.9849 \times 10^{-2}$	$\lambda_1 = 4.0927 \times 10^{-2}$

Por otro lado, en la Tabla 5.16, se observan los valores de las resistividades térmicas, en donde las obtenidas para la Zona II son menores. En la resistividad térmica T_4'' lo que influye es el espesor del ducto. Para obtener la resistividad térmica T_4''' se emplean las distancias respecto al cable de referencia (cable C, que se encuentra en el centro), las cuales son menores para la Zona II por que se tiene una menor distancia entre centros de los cables. También al no contar con el concreto, no se debe de sumar la corrección para tomar en cuenta las diferencias entre las resistencias térmicas del concreto y la tierra nativa.

Tabla 5.16 Comparativo de las resistividades térmicas fuera del cable de potencia para Zona I y Zona II

Zona I (concreto)	Zona II (barrenación)
$T_4'' = 0.10 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$	$T_4'' = 7.3450 \times 10^{-2} \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$
<i>espesor del ducto = 60 [mm]</i>	<i>espesor del ducto = 40 [mm]</i>
$T_4''' = 2.0916 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$	$T_4''' = 1.9385 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$
$T_4 = 2.4065 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$	$T_4 = 2.2267 \left[\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{m}}{\text{W}} \right]$

Entonces se puede apreciar que los valores que tienen mayor influencia en el cálculo de ampacidad son las resistividades térmicas, ya que al tener una menor T_4 en la Zona II se puede disipar de mejor manera el calor generado por el conductor, lo que hace que se tenga una mayor ampacidad. (Ver Tabla 5.17)

Tabla 5.17 Comparativo de ampacidades para Zona I y Zona II

Zona I (concreto)	Zona II (barrenación)
$I_{100\%} = 1354.6143 \text{ [A]}$	$I_{100\%} = 1395.6250 \text{ [A]}$
$I_{75\%} = 1675.8578 \text{ [A]}$	$I_{75\%} = 1720.9728 \text{ [A]}$

Capítulo 6

Conclusiones

De acuerdo a la metodología desarrollada en la presente tesis, se determinó la ampacidad para ambas zonas y con dichos resultados se pudo concluir que para la zona II (instalación por barrenación direccional) se tiene una mejor ampacidad porque se obtuvo una menor resistividad térmica " T_4 " (resistividad que se tiene a partir de la superficie del cable de potencia), a pesar de haber obtenido un mayor efecto de proximidad " Y_p ". Ésto se debe en gran parte a que el diámetro externo del ducto ocupado para instalaciones en concreto tiene un diámetro mayor, al igual que el grosor del mismo.

Cabe mencionar que la realización del presente trabajo me hizo reconocer todas las áreas de la ingeniería que influyen en un proyecto de esta magnitud. Así como la importancia de saber cuales son las normas aplicables para cada caso y como su buen uso facilita de gran manera los procedimientos.

6.1. Trabajo futuro.

El presente trabajo muestra los cálculos necesarios para determinar la ampacidad del sistema de cables de potencia, pero tomando en cuenta la temperatura media de la tierra nativa. Un trabajo a futuro, sería hacer el mismo estudio pero para las diferentes estaciones del año, de este modo se podrían tomar en cuenta las variaciones de temperatura y carga en dichos periodos, para así ver los distintos valores de ampacidad. Por otro lado sería útil hacer el estudio en ocasiones de falla, de esta manera se tendría un antecedente de cómo reacciona el cable en dichas situaciones adversas.

Referencias

- [1] Vol. 3, Materiales de Instalación Permanente para Líneas de Transmisión Subterráneas; Comisión Federal de Electricidad, México, Primera Edición 2014.
- [2] Manual Eléctrico VIAKON, Capítulo 2; Conductores Eléctricos.
- [3] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/313/A4.pdf?sequence=4>
- [4] http://www.eebc.com.mx/eebc_sheets/06/presentacioncablesdepotenciacondu mex.pdf
- [5] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/313/A5.pdf?sequence=5>
- [6] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/313/A9.pdf?sequence=9>
- [7] Líneas de Transmisión Subterráneas: Grandes Proyectos y Tendencias a Futuro; Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación, CFE.
- [8] Construcción de Sistemas Subterráneos, Especificación CFE DCCSSUBT; enero 2015.
- [9] Vol. 2, Manual para Diseño Electromecánico de Líneas de Transmisión Subterráneas; Comisión Federal de Electricidad, México, Primera Edición 2014.
- [10] Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas, Especificación CFE DCDLTS01; octubre 2013.
- [11] <https://www.nde-ed.org/GeneralResources/IACS/IACS.htm>
- [12] <https://constructorelectrico.com/teoria-de-los-componentes-para-cables-de-media-tension-subterraneos/>
- [13] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/659/A8.pdf?sequence=8>
- [14] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/4910/1/tesis.pdf>
- [15] <http://electrical-engineering-portal.com/shielding-of-power-cables>

- [16] <http://qtwork.tudelft.nl/~schouten/linkload/grounding.pdf>
- [17] http://www.nexans.no/Norway/2007/Underground_power_cables.pdf
- [18] <http://www.cce.umn.edu/documents/cpe-conferences/mipsycon-papers/2011/undergroundpowercableconsiderationsalternativestooverhead.pdf>
- [19] EPRI, Underground Transmission Systems, Reference Book; 2006 Edition.
- [20] <http://infisat.com/conexion-single-point/>
- [21] <http://www.mty.itesm.mx/etie/deptos/ie/profesores/sacevedo/cursos/potencia/fallasasimetricas.pdf>
- [22] Cables de Alta Tensión; Alcatel, The High-Speed Company.
- [23] "Heat Transfer, A Practical Approach"; Yunus A. Cengel, Second Edition.
- [24] "Cable Systems for High and Extra-High Voltage"; E. Peschke, R. Von Olshausen, Pirelli, 1999.
- [25] International Standard IEC 60228, Conductors of Insulated Cables; Third Edition 2004-11.
- [26] International Standard IEC 60287, Electric Cables – Calculation of the Current Rating; Edition 2.0, 2015.
- [27] Memoria de Ampacidad para Líneas Subterráneas de Acuerdo a la Norma Internacional IEC 60287; Comisión Federal de Electricidad.
- [28] Tubos de Polietileno de Alta Densidad para Sistemas de Cableado Subterráneo, NRF 057; CFE 2009.
- [29] <http://www.viakon.com/manuales/ManualElectricistaViakonCapitulo7.pdf>
- [30] High Voltage XLPE Cable Systems, Technical User Guide; Brugg Cables.
- [31] Informe Sobre la Metodología para Determinar la Ampacidad de Cables Subterráneos; Instituto de Investigaciones Eléctricas; Mayo 2016.
- [32] IEEE Std 442-1981, Guide for Soil Thermal Resistivity Measurements.
- [33] Large Cross-Sections and Composite Screens Design; Working Group B1.03; June 2005.
- [34] International Standard IEC 61443, Short-Circuit Temperature Limits of Electric Cables with Rated Voltajes Above 30 kV; Edition 1.1, 2008-11.

[35] International Standard IEC 949, Calculation of Thermally Permissible Short-Circuit Currents, Taking into Account Non-Adiabatic Heating Effects; First Edition, 1988.