



UNIVERSIDAD  
DE PIURA

REPOSITORIO INSTITUCIONAL  
**PIRHUA**

# EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA Y DISEÑO ÓPTIMO DE UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN-10KV

Kerry Zerpa Seminario

Piura, febrero de 2013

FACULTAD DE INGENIERÍA

Departamento de Ingeniería Mecánico-Eléctrica

Zerpa, K. (2013). *Evaluación de la eficiencia energética y diseño óptimo de una línea de distribución en media tensión-10kV*. Tesis de pregrado en Ingeniería Mecánico Eléctrica. Universidad de Piura. Facultad de Ingeniería. Programa Académico de Ingeniería Mecánico Eléctrica. Piura, Perú.



Esta obra está bajo una [licencia](#)  
[Creative Commons Atribución-](#)  
[NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](#)

Repositorio institucional PIRHUA – Universidad de Piura

**UNIVERSIDAD DE PIURA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**



**“Evaluación de la eficiencia energética y diseño óptimo de una línea de distribución en media tensión-10kV”**

**Tesis para optar el Título de  
Ingeniero Mecánico-Eléctrico**

**Kerry Zerpa Seminario**

**Asesor: Ing. Hugo Fiestas Chevez**

**Piura, Febrero 2013**



## **Dedicatoria**

A mis queridos padres Arturo Zerpa y Liliana Seminario por su incansable apoyo, a mi abuelita Giovanna y a mi hermanita Magnolia, por acompañarme moralmente con la tesis.



## **Resumen**

Los sistemas de distribución en media tensión, es un caso particular de los grandes sistemas de transmisión de la energía eléctrica cuya principal diferencia radica en sus longitudes y niveles de tensión y potencia. En la presente tesis se estudia los diferentes parámetros eléctricos que permiten cuantificar todos los fenómenos electromagnéticos, que influyen en el comportamiento de éstos sistemas, y de los componentes a ellos conectados, con la finalidad de cuantificar las pérdidas de energía y optimizar el diseño con la elección de la sección del conductor más conveniente.

Así pues en el capítulo 1 se detallan en forma cualitativa y cuantitativa todos los fenómenos eléctricos que se presentan en un sistema general de transmisión, también se muestra el modelo matemático que es usado para el caso de las líneas de distribución en media tensión. Debido a que una línea eléctrica de distribución en media tensión no sólo está constituida por conductores eléctricos, y todos los fenómenos a ello asociados, en el mismo capítulo también se detallan de manera general los tipos de soportes utilizados, así como los aspectos que permiten la cuantificación y selección de dichas estructuras y finalmente, en base a los apartados anteriormente estudiados, se analizará de forma cualitativa y cuantitativa las fuentes de pérdidas de energía y el costo correspondiente; así como los costos de instalación y de explotación de la línea, esto nos permitirá evaluar y determinar el sistema más eficiente.

En el capítulo 2 se muestra el cálculo de una línea de distribución en media tensión del sistema de utilización en 10kV que suministrará energía a la empresa pesquera DEEPER BLUE SEA LLC ubicado en la ciudad de Paita, provincia de Piura, departamento Piura, Perú. Finalmente en el capítulo 3, se determinará la línea de distribución más eficiente en base a evaluaciones de pérdidas de energía y los menores costos posibles.

Se demuestra que la elección del calibre óptimo permite obtener ahorros de costos, en comparación con otros calibres, por pérdidas de potencia y energía que permitirá recuperar la inversión hecha para el suministro y montaje de la línea en tiempos razonables.

## Índice general

<b>Introducción</b> .....	1
<b>Capítulo 1</b> .....	3
<b>Parámetros eléctricos y cálculo de la línea óptima y eficiente</b> .....	3
1.1. Tipos de conductores y materiales .....	3
1.2. Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión .....	6
1.2.1 La resistencia .....	7
1.2.2 Inductancia .....	10
1.2.3 Capacitancia .....	26
1.2.4 Conductancia, efectos corona y aislador .....	35
1.3 Circuitos eléctricos equivalente de líneas de transmisión .....	41
1.4 Cálculo mecánico de conductores .....	44
1.5 Estructuras de soporte .....	48
1.5.1 Tipos de estructuras de acuerdo a su uso .....	48
1.5.2 Componentes de una estructura de soporte .....	49
1.5.3 Cálculo de la altura de la estructura de soporte .....	65
1.5.4 Cálculo mecánico de la estructura de soporte .....	66
1.6 Línea eléctrica más económica y eficiente .....	70
<b>Capítulo 2</b> .....	73
<b>Diseño comercial de una línea de distribución en media tensión</b> .....	73
2.1 Memoria descriptiva .....	73
2.1.1 Ubicación del terreno .....	73
2.1.2 Descripción del terreno .....	73
2.1.3 Alcances y descripción del estudio .....	73
2.1.4 Suministro de energía .....	74
2.1.5 Selección de rutas .....	74
2.1.6 Nivel de tensión .....	74
2.1.7 Nivel de cortocircuito .....	74

2.1.8 Nivel de aislamiento .....	75
2.1.9 Máxima demanda.....	75
2.1.10 Descripción de materiales a usar .....	76
2.1.11 Lista de planos .....	77
2.2 Cálculos justificativos. ....	77
2.2.1 Cálculos mecánicos del conductor.....	77
2.2.2 Cálculos eléctricos del conductor .....	86
2.2.3 Cálculos mecánicos de las estructuras .....	90
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>97</b>
<b>Evaluación del diseño</b> .....	<b>97</b>
3.1 Evaluación energética.....	97
3.1.1 Consumo de potencia y energía .....	97
3.1.2 Costos de la potencia y energía.....	101
3.2 Instalación de la línea eléctrica y costos correspondientes.....	107
3.2.1 Costos de instalación que no dependen del calibre.....	107
3.2.2 Costos de instalación que dependen del calibre.....	109
3.3 Evaluación de la eficiencia energética.....	113
3.3.1 Costos totales de pérdidas de potencia y energía.....	113
3.3.2 Costos totales de instalación .....	114
3.3.3.1 Costo total de explotación .....	115
3.3.4 Evaluación de la eficiencia de la línea de distribución.....	116
<b>Conclusiones</b> .....	<b>118</b>
<b>Bibliografía</b> .....	<b>120</b>
<b>Anexo A</b> .....	<b>A</b>
<b>Anexo B</b> .....	<b>B</b>
<b>Anexo C</b> .....	<b>C</b>

## Índice de tablas

Tabla 1.1: Materiales de conductores eléctricos.....	3
Tabla 1.2: Datos geométricos para el cable AAC (alambres de Al 1350-H19) .....	23
Tabla 1.6: Cálculo del DMG .....	25
Tabla 1.7: Postes de madera tratada .....	51
Tabla 1.8: Grados de aislamiento de aisladores .....	57
Tabla 1.9: Tensiones disruptivas en seco .....	58
Tabla 1. 10: Características técnicas de aisladores tipo pin de porcelana .....	59
Tabla 1.11: Características técnicas de aisladores tipo suspensión de porcelana.....	60
Tabla 2.1: Lista de armados y planos .....	77
Tabla 2.2: Conductores para efectos de análisis.....	78
Tabla 2.3: Esfuerzos en las hipótesis I, II y III, para cable AAAC de 40mm <sup>2</sup> .....	79
Tabla 2.4: Flechas para las hipótesis III y para cable AAAC de 40mm <sup>2</sup> .....	79
Tabla 2.5: Flechas para las hipótesis II y para cable AAAC de 40mm <sup>2</sup> .....	80
Tabla 2.6: Esfuerzos en las hipótesis I, II y III, para cable AAAC de 100mm <sup>2</sup> .....	80
Tabla 2.7: Flechas para las hipótesis III y para cable AAAC de 100mm <sup>2</sup> .....	81
Tabla 2.8: Flechas para las hipótesis II y para cable AAAC de 100mm <sup>2</sup> .....	81
Tabla 2.9: Esfuerzos en las hipótesis I, II y III, para cable AAAC de 200mm <sup>2</sup> .....	81
Tabla 2.10: Flechas para las hipótesis III y para cable AAAC de 200mm <sup>2</sup> .....	82
Tabla 2.11: Flechas para las hipótesis II y para cable AAAC de 200mm <sup>2</sup> .....	82
Tabla 2.12: Cálculo de la resistencia eléctrica cable AAAC.....	86
Tabla N° 2.13: Cálculo de la resistencia eléctrica cable N2XS <sub>Y</sub> .....	86
Tabla 2.14: Cálculo de la inductancia y reactancia inductiva .....	87
Tabla 2.15: Distancia para el cálculo de la capacitancia .....	88
Tabla 2.16: Cálculo de la capacitancia y reactancia capacitiva.....	88
Tabla 2.17: Cálculo de la caída de tensión .....	88

Tabla 2.18: Nivel de aislamiento para el sistema de utilización en M.T.....	89
Tabla 2.19: Parámetros del aislador y nivel de aislamiento .....	89
Tabla 2.20: Altura mínima de las estructuras de la línea eléctrica .....	90
Tabla 2.21: Fuerza equivalente en los postes, para conductor de 100mm <sup>2</sup> (hipótesis I) ....	90
Tabla 2.22: Fuerza equivalente en los postes, para conductor de 100mm <sup>2</sup> (hipótesis III)	91
Tabla 2.23: Fuerza equivalente en los postes para conductor de 200mm <sup>2</sup> (hipótesis I) ....	92
Tabla 2.24: Fuerza equivalente en los postes para conductor de 200mm <sup>2</sup> (hipótesis III) .	93
Tabla 2.25: Cantidad de retenidas para conductor de 100mm <sup>2</sup> (hipótesis I) .....	95
Tabla 2.26: Cantidad de retenidas para conductor de 200mm <sup>2</sup> (hipótesis I) .....	95
Tabla3.1: Máximas demandas y consumos de energía para el año 2012 .....	98
Tabla3.2: Máximas demandas y consumos de energía para el año 2013 .....	98
Tabla3.3: Pérdidas de potencia y de energía anuales para el año 2013 .....	99
Tabla3.5: Usuarios libres y regulados .....	102
Tabla 3.6: Opciones tarifarias para usuarios en Media Tensión.....	103
Tabla 3.7: Costos por mes y año de la potencia eléctrica consumida .....	104
Tabla 3.8: Costos por mes y año de la energía eléctrica consumida .....	105
Tabla 3.9: Costos por año de las pérdidas de potencia en la línea eléctrica para diferentes calibres del conductor .....	105
Tabla 3.10: Costos por año de las pérdidas de energía en la línea eléctrica para diferentes calibres del conductor .....	106
Tabla 3.11: Costos para el suministro de materiales .....	107
Tabla 3.12: Costos para el montaje de materiales .....	108
Tabla 3.13: Conductores y accesorios no dependientes del calibre del conductor principal .....	108
Tabla 3.14: Costos del conductor, accesorios y demás materiales influenciados por el calibre .....	109
Tabla 3.15: Costos del montaje del conductor, accesorios y demás materiales influenciados por el calibre .....	111
Tabla 3.16: Costos totales de la línea eléctrica para los diferentes calibres de estudio.....	112
Tabla 3.17: Costos totales de pérdidas de potencia y energía .....	113
Tabla 3.19: Costos totales de explotación .....	115
Tabla 3.21: Comparación entre los costos para el calibre de 100 y 160mm <sup>2</sup> .....	117

## Índice de figuras

Figura 1.1: Constitución de un cable eléctrico .....	6
Figura 1. 2: Longitudes y áreas transversales reales y teóricas .....	8
Figura 1.3: Efecto piel en un conductor eléctrico.....	9
Figura 1.4: Líneas de inducción o de campo magnético concatenado .....	11
Figura 1.5: Líneas de inducción para la auto inductancia y mutua inductancia .....	12
Figura N° 1.6: Líneas de flujo o de inducción internos.....	13
Figura 1.7: Trayectoria de integración para el cálculo del campo magnético .....	15
Figura 1.8: Líneas de inducción externos.....	17
Figura 1.9: Trayectoria de integración para el cálculo del campo magnético .....	17
Figura 1.10: Conductor 1 dentro de un grupo de otros conductores .....	19
Figura 1.11: Ciclo de transposición.....	21
Figura 1.12: Campo eléctrico de un conductor .....	26
Figura 1.13: Campo eléctrico de una carga cualquiera y diferencia de potencial .....	28
Figura N° 1.14: Campo eléctrico y diferencia de potencial debido a un grupo de conductores.....	29
Figura 1.15: Línea trifásica con espaciamento asimétrico .....	31
Figura 1.16: Efecto del terreno, carga imagen.....	33
Figura 1.17: Sistema trifásico asimétrico con efecto del terreno .....	34
Figura 1.18: Corrientes de fuga en los aisladores.....	36
Figura 1.19: Efectos combinados de aislador y corona.....	38
Figura 1.20: Circuito equivalente de la línea eléctrica .....	41
Figura 1.21: Caída de tensión .....	42
Figura 1.23: Poste de madera .....	50
Figura 1.24: Poste de concreto armado centrifugado .....	51
Figura 1.25: Poste tubular de fierro .....	52
Figura 1.26: Poste de celosía de perfiles de fierro laminados .....	53

Figura 1.27: Cruceta de madera.....	53
Figura 1.28: Cruceta de concreto.....	54
Figura 1.29: Ménsula de madera .....	54
Figura 1.30: Ménsula de concreto armado vibrado .....	55
Figura 1.31: Aislador tipo pin de porcelana .....	56
Figura 1.33: Grapa de anclaje tipo pistola para sujeción de conductores eléctricos .....	60
Figura 1.34: Perno ojo para sujeción de aisladores de suspensión .....	61
Figura 1.36: Pernos en general .....	61
Figura 1.37: Varillas de cobre .....	64
Figura 1.38: Conectores AB .....	64
Figura 1.39: Cable de cobre temple blando .....	64
Figura 1.40: Conector Split bolt o perno partido.....	65
Figura 1.41: Plancha de cobre tipo J.....	65
Figura 1.42: Altura requerida de la estructura .....	66
Figura 1.43: Diagrama de cuerpo libre del poste.....	67
Figura 1.44: Vano económico .....	71
Figura 2.1: Esfuerzos del conductor AAAC de 40mm <sup>2</sup> .....	83
Figura 2.2: Flechas del conductor AAAC de 40mm <sup>2</sup> .....	83
Figura 2.3: Esfuerzos del conductor AAAC de 100mm <sup>2</sup> .....	84
Figura 2.4: Flechas del conductor AAAC de 100mm <sup>2</sup> .....	84
Figura 2.5: Esfuerzos del conductor AAAC de 200mm <sup>2</sup> .....	85
Figura 2.6: Flechas del conductor AAAC de 200mm <sup>2</sup> .....	85
Figura 2.7: Disposición de los conductores en la línea de distribución .....	87
Figura 2.8: Retenida simple y en contrapunta .....	94
Figura 3.1: Pérdidas de potencia para diferentes calibres .....	99
Figura 3.2: Pérdida anual de energía en HP, para diferentes calibres.....	100
Figura 3.3: Pérdida anual de energía en HP, para diferentes calibres .....	100
Figura 3.4: Costo total por año [S/.] de la pérdida de potencia .....	106
Figura 3.5: Pérdida anual de energía en HP, para diferentes calibres .....	106
Figura 3.6: Costo directo total [S/.], para diferentes calibres .....	113
Figura 3.7: Costos por pérdidas de potencia y energía.....	114
Figura 3.8: Costos total de explotación .....	115
Figura 3.9: Costos total de explotación .....	116

## **Introducción**

En una central generadora de energía eléctrica, la fuente de energía, ya sea el agua almacenada en una represa, el combustible, el viento, etc hacen girar turbinas que impulsan generadores eléctricos. La electricidad se transporta a una estación de transmisión, donde un transformador convierte la corriente de baja tensión en una corriente de alta tensión. La electricidad se transporta por cables de alta tensión a las estaciones de distribución, donde se reduce la tensión mediante transformadores hasta niveles adecuados para los usuarios. En este punto, de acuerdo con la normativa peruana (Resolución Directoral N° 018-2002-EM/DGE) se puede distinguir dos tipos: El subsistema de distribución primaria, que es el conjunto de instalaciones eléctricas comprendidas desde un sistema de generación o transformación a media tensión, hasta los puntos de entrega de los usuarios de media tensión, es decir con tensiones de servicio mayores de 1 kV y menores de 35 kV y los sistemas de utilización en media tensión que son aquellos constituidos por el conjunto de instalaciones eléctricas en Media Tensión, comprendida desde el punto de entrega hasta los bornes de Baja Tensión del transformador, destinado a suministrar energía eléctrica a un predio. Estos sistemas de distribución son los que entregan la energía a los usuarios finales ya que manejan niveles de tensión para tal fin.

Un punto importante en el uso de la energía eléctrica es que no se puede almacenar, la electricidad producida es instantáneamente consumida o perdida, de allí la coordinación que debe existir entre las diferentes centrales o fuentes de energía de tal manera de mantener las variables eléctricas como tensión, frecuencia, etc dentro de los rangos aceptables y adecuándose a las demandas de las diferentes cargas como son los centros poblados, ciudades, industrias, etc.

La eficiencia energética o ahorro de energía es una acción realizada durante el consumo de energía que tiene como objeto procurar disminuir el uso de energía consumida pero con el mismo resultado final; es decir, manteniéndose la potencia o energía útil. Es una optimización del consumo de energía. Esta práctica conlleva un aumento del capital financiero, ambiental, seguridad nacional, seguridad personal y confort humano. Los individuos y las organizaciones que son consumidores directos de la energía pueden desear ahorrar energía para reducir costes energéticos y promover sostenibilidad económica, política y ambiental. Los usuarios industriales y comerciales pueden desear aumentar eficacia y maximizar así su beneficio. Por esta razón, es importante buscar la eficiencia

energética en todo aspecto relacionados con los equipos consumidores y productores de la energía.

La cantidad de componentes que utilizan energía eléctrica es variada por lo que sería interesante pero trabajoso abarcar todos estos sistemas. Sin embargo, uno de los componentes principales en la que se debería de tener la máxima eficiencia energética con bajos costos es la línea eléctrica de alimentación de los usuarios, éste es el primer sistema en un suministro de energía eléctrica y precisamente la presente tesis se enfoca en este punto de tal manera de conseguir el mejor diseño desde el punto de vista energético y de costos de instalación y de explotación.

Para obtener el mejor diseño el estudio parte del análisis de los parámetros eléctricos principales que influyen en la eficiencia de la línea como son la resistencia eléctrica y la inductancia, con estos conceptos claros se puede cuantificar para diferentes calibres del conductor las pérdidas de potencia y energía que definirá la línea más eficiente; así mismo, ya que no sólo están involucrados los costos energéticos también se ha incluido un estudio de los costos de suministros y montaje teniendo presente que cuanto más estructuras de soporte y mayores secciones del conductor mayor serán los costos correspondientes. Finalmente el análisis de estas variables permitirá encontrar el calibre del conductor para el cual existe un mínimo para el costo total de pérdidas, suministros y montaje. En el capítulo 3 se hace esta evaluación y se determina los ahorros en cuanto a costos en comparación con otros calibres.

## Capítulo 1

### Parámetros eléctricos y cálculo de la línea óptima y eficiente<sup>1</sup>

#### 1.1. Tipos de conductores y materiales

El material empleado como conductor eléctrico por excelencia es el cobre. Es un material dúctil, muy buen conductor y bastante fácil de manejar, en otras palabras un material sin problemas. No existiría razón para suplirlo si no fuera simplemente porque su uso se ha extendido tanto como su precio. Al ser utilizado en la construcción de todas las máquinas eléctricas, los circuitos de baja tensión, las líneas de transporte de energía eléctrica, etc., su valor ha ido aumentando, lo que ha estimulado la búsqueda de nuevos materiales alternativos. Algunas de las características eléctricas y mecánicas de algunos materiales susceptibles de ser empleados en electricidad son los mostrados en la tabla 1.1.

**Tabla1.1: Materiales de conductores eléctricos**

<b>Material</b>	<b>Cobre</b>	<b>Aluminio</b>	<b>Acero</b>
<b>Parámetro eléctrico</b>			
<b>Resistividad [<math>\Omega</math> mm<sup>2</sup>/m]</b>	0.0176	0.0260	0.0350
<b>Densidad [kg/dm<sup>3</sup>]</b>	8.9	2.7	7.8
<b>Resistencia a la tracción [kg/cm<sup>2</sup>]</b>	28	14	42
<b>Precio \$/kg (febrero del 2013)</b>	8	2	0.65

El primer material que se empleó como sustituto para el cobre fue el aluminio. Es un material con una resistividad mayor que la del cobre, pero sigue siendo buen conductor; es menos pesado y presenta un precio sustancialmente más bajo.

---

<sup>1</sup> Este capítulo ha sido desarrollado en base a la bibliografía descrita en [2], [4], [5] y [6]

Si hacemos la comparación entre un tramo de cable de cobre y uno de aluminio de igual longitud, y para una misma resistencia eléctrica se puede demostrar que la sección del cable de aluminio es 1.5 veces mayor que la de cobre, su peso es la mitad del cobre y su precio es ocho veces más económico que el cobre. De manera general tenemos:

- A igualdad de resistencia eléctrica, el cable de aluminio será de mayor tamaño, debido a que es peor conductor.
- Aun con su mayor tamaño, el cable de aluminio será a igualdad de resistencia eléctrica, la mitad de pesado. Esto es una gran ventaja, tanto para el transporte como para su colocación en las altas estructuras de soporte.
- También a igualdad de resistencia, el cable de aluminio será más económico que el cable de cobre.
- El hecho de que un conductor de aluminio tenga un mayor diámetro que un conductor de cobre de la misma resistencia es también una ventaja. Con un mayor diámetro las líneas de flujo eléctrico originadas sobre el conductor estarán más apartadas en la superficie de éste para una misma tensión. Esto significa un menor gradiente de tensión en la superficie del conductor y menor tendencia a ionizar el aire a su alrededor. La ionización produce un efecto indeseable llamado efecto corona.
- Pero debido a su bajo poder a la tracción, el aluminio no puede tensarse demasiado, lo que lo imposibilita para ser utilizado como conductor en las líneas eléctricas.

El único inconveniente con los conductores de aluminio puro es su baja resistencia mecánica, para remediar esto se pensó en utilizar el aluminio mezclado con otro material, como por ejemplo el Manganeso y silicio que mejora la resistencia a la tracción a expensas de un aumento de la resistividad del conductor. Así mismo, fabricando los conductores de aluminio, pero con la parte central constituida por un alma de acero, el problema podía resolverse. Concretamente, el alma de acero sería la encargada de soportar los esfuerzos de tracción, mientras que los hilos de aluminio transportarían por su parte la corriente.

Además, recordando que gracias al efecto pelicular, por el centro del conductor pasaría muy poca intensidad (aunque fuera de acero), la conducción, realmente, no se vería prácticamente mermada, siendo las nuevas condiciones de funcionamiento las siguientes:

- A igualdad de resistencia eléctrica, el cable de aluminio-acero sigue siendo de mayor tamaño debido a que es menos conductor de la electricidad.
- Aun con su mayor tamaño, el cable de aluminio-acero será, a igualdad de resistencia eléctrica, un tercio menos pesado, lo que representa una gran ventaja tanto para el transporte como para su colocación.
- También a igualdad de resistencia, el cable de aluminio-acero sigue siendo más económico que el cable de cobre.
- Menor efecto corona al disponer de más diámetro el cable de aluminio-acero.

- Todo el poder de tracción se lo dará el alma de acero, sirviendo el aluminio como conductor exclusivamente.

Los símbolos que identifican diferentes tipos de conductores de aluminio existentes en el mercado son los siguientes:

- ACC, conductor de aluminio.
- AAAC, conductor de aluminio con aleación.
- ACSR, conductor de aluminio con refuerzo de acero.
- ACAR, conductor de aluminio con refuerzo de aleación.

Los conductores tipo AAAC están contruidos con hilos de aluminio aleado (Aleación Aluminio y Manganeso y silicio, en menor proporción) cableados concéntricamente.

Los conductores formados con alambres de aleación de aluminio 6201 (Nomenclatura según norma para el aluminio de alta calidad) son tratados térmicamente, su conductividad (52.5%) es menor que la del aluminio puro de alta calidad (grado EC) y su resistencia mecánica a la tracción es mayor con respecto a la de los conductores de aluminio grado EC.

Las características de "flecha / tracción" de los conductores cableados con alambres de aleación de aluminio 6201 los hace atractivos para los sistemas aéreos de distribución en los tramos con longitudes normalmente empleadas en las áreas urbanas.

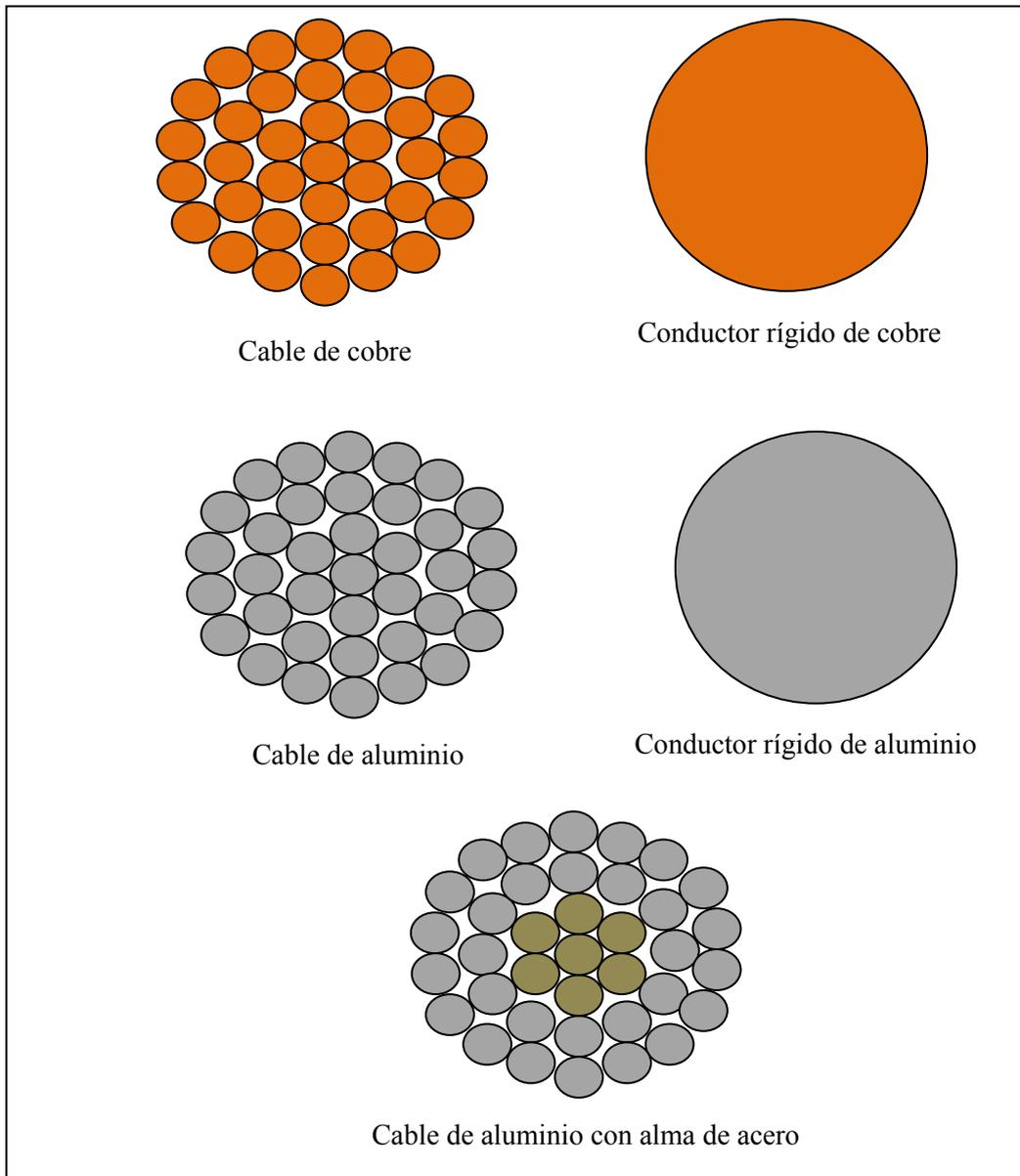
Su mayor resistencia mecánica a la tracción aumenta su versatilidad, ya que se pueden incluir los tamaños pequeños de conductores para sistemas de distribución que trabajan con altas cargas mecánicas en tramos cortos, y para los tamaños medianos proyectados para tramos de 100 metros como promedio.

En muchos casos, el conductor de aluminio grado EC o AAAC no presenta la suficiente resistencia a la tracción como para cumplir con los requerimientos de flecha y vano; en estos casos, cuando se necesitan mayores resistencias a la tracción, se recurre al uso de conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR), constituidos de un conductor formado por alambres de aluminio grado EC cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo de acero galvanizado, el cual puede consistir, o bien de un alambre o de un cableado helicoidal de una o varias capas de acero galvanizado. La conductividad del ACSR se eligió semejante a la del Aluminio grado EC ya que se asume que el acero no contribuye a la conducción.

La relación del área transversal de aluminio al área transversal de acero puede ser variada de manera tal que, para una conductividad dada, el conductor puede ser cableado con diferentes cargas de ruptura, simplemente variando el área del núcleo de acero. Esta flexibilidad, junto con otras características tales como: relación, "tracción / peso" favorable, costo comparativamente bajo y buena conductividad, permite calcular con más exactitud los requerimientos para el diseño de una línea específica. El núcleo de acero

reduce la resistencia a la corrosión del conductor. Esto no presenta problemas en ambientes secos y no contaminados y tampoco en ambientes contaminados donde la lluvia es frecuente y bien distribuida. Para el caso de ambientes que puedan producir corrosión, el conductor se suministra con un tratamiento especial de grasa, lo cual evita la entrada del contaminante al núcleo.

**Figura 1.1: Constitución de un cable eléctrico**



**Fuente: Elaboración propia en base a la bibliografía [5]**

## 1.2. Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión

Una línea de transmisión de energía eléctrica tiene cuatro parámetros que influyen en el comportamiento global de los sistemas eléctricos a ellos conectados. Estos parámetros son resistencia, inductancia, capacidad y conductancia. En este capítulo se tratará cada uno

de estos parámetros abarcando su definición y planteamiento de las ecuaciones que permiten su cuantificación.

### 1.2.1 La resistencia

La resistencia es la oposición que cualquier material ofrece al paso de la corriente eléctrica. La resistencia es la causa principal de la pérdida de la energía en las líneas de transporte. A menos que se especifique lo contrario, al hablar de resistencia de cualquier conductor de una línea de transporte se referirá a la resistencia efectiva. La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{Pérdida de potencia en el conductor}}{I^2} \Omega \quad [1]$$

Así mismo, debido a las diferencias entre el comportamiento de los materiales al paso de la corriente continua y alterna que será explicado más adelante, se define la resistencia a la corriente continua que viene dada por la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho L}{A} \quad [\Omega] \quad [2]$$

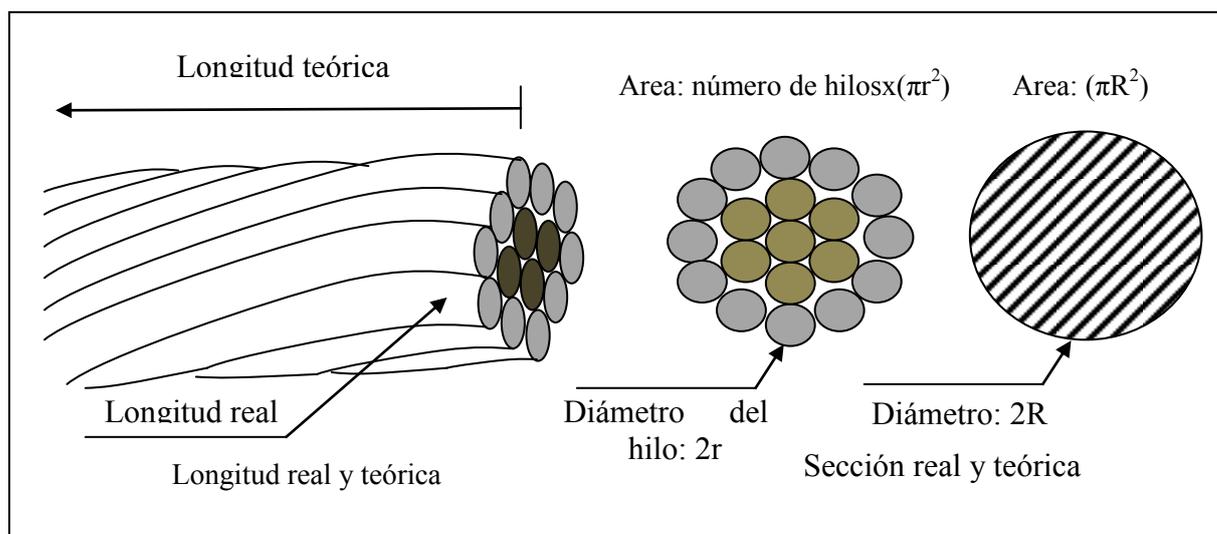
Donde:

- $\rho$  : Es la resistividad del conductor
- $L$  : Es la longitud del conductor
- $A$  : Es el área de la sección transversal

En los sistemas de potencia, con grandes tensiones e intensidades, hacen falta conductores de tamaños considerables para ser capaces de transportar grandes cantidades de energía. Entre los materiales más empleados se halla el cobre o aluminio, que como cualquier otro metal presentan unas características de maleabilidad. Pero esta adaptabilidad, con conductores de 20mm o 30mm de diámetro, es prácticamente inexistente comportándose los mismos no como conductores flexibles y adaptables, sino más bien, como auténticas varillas rígidas, inutilizables para los menesteres a los que están encomendados.

Así, cuando un conductor excede de un determinado radio o diámetro, ya no se construye macizo, sino con la unión de múltiples hilos formando un cable, que no es más que un conductor compuesto por hilos enrollados en haz para mantener su consistencia mecánica y al mismo tiempo permitir, aun con diámetros considerables, flexibilidades y torsiones adecuadas a su uso.

Si nos centramos en cables, su longitud no coincide con la longitud de los hilos que lo forman, ya que el cable, como conjunto, no tendrá en cuenta el efecto de trenzado al que sí se han visto sometidos cada uno de los hilos que lo componen. Esta es la razón por la que existen dos longitudes: una real (la de los hilos), y una teórica (la del cable), siendo la longitud real mayor que la longitud teórica.

**Figura 1. 2: Longitudes y áreas transversales reales y teóricas**

**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

El incremento de resistencia debido a la espiral que forman los hilos se estima en 1% para conductores de tres hilos y un 2% para los hilos concéntricos. En realidad, los fabricantes de cables al realizar sus tablas de valores ya tienen en cuenta esta variación, considerando para el cálculo de la resistencia los valores reales de la longitud. Por otra parte a mayor sección menor resistencia, ya que los electrones disponen de más espacio para circular por el conductor. Así mismo, algo parecido a la longitud ocurre con la sección; así, si consideramos la sección del cable en su conjunto (sección teórica), estaremos añadiendo los espacios entre hilos (aire, pequeños residuos, aceites, etc.), que no están ocupados por el material conductor. Se tendría que considerar realmente sólo la superficie real, es decir, la verdaderamente ocupada por el material conductor, el cobre o aluminio.

La sección real es por término medio un 1% o 2% menor que la teórica, lo que repercute en el valor final de la resistencia. También con este parámetro los fabricantes de cables consideran para el cálculo de los valores que leemos en tablas la sección real. Es decir, las tablas para los distintos materiales ya tienen presente estos desajustes entre los valores reales y teóricos dados en conductores tipo cable.

La resistividad es la última magnitud a tener presente en el cálculo de la resistencia de un material. Se define como la oposición que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica por unidad de longitud y superficie (normalmente para su cálculo se utiliza varillas del material que se debe calcular con unas dimensiones específicas de 1m de longitud y 1cm<sup>2</sup> de sección). La resistividad es la parte más importante de la resistencia, ya que es la que realmente nos identifica si un material es buen conductor o por el contrario es un aislante. Hasta el momento, y considerando solamente la longitud y la sección, tendría la misma resistencia una varilla de madera que una de cobre, suponiendo igualdad en las dimensiones físicas. Era, pues, necesario otro parámetro que dependiera del material, la resistividad.

Si la resistividad sólo dependiera del tipo de material, no habría complicaciones, ya que construida la tabla correspondiente, estarían tabuladas todas las resistividades de los

materiales más frecuentemente usados. Pero la resistividad también depende de la temperatura, siendo necesarias innumerables tablas, una para cada variación de la temperatura, para su completa identificación. El problema se solucionó, en parte, dando una única tabla; esta tabla corresponde a una temperatura estándar de unos 20°C, y en ella están representados los valores de la resistividad de la mayor parte de materiales interesantes desde el punto de vista eléctrico. Cuando la temperatura no coincida con los 20°C, aplicando la siguiente fórmula, se obtiene el valor de la resistividad a cualquier otra temperatura.

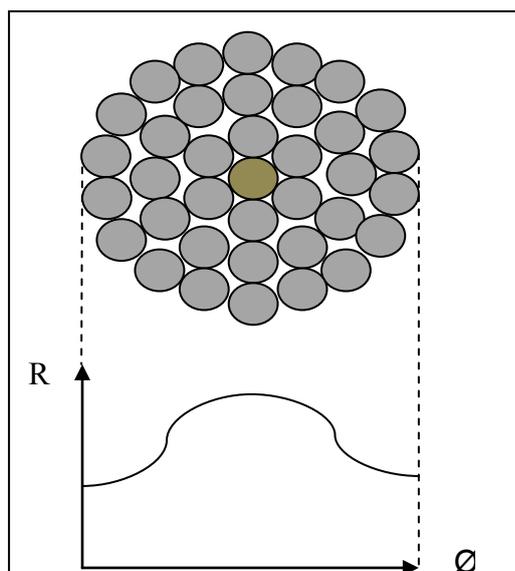
$$\rho = \rho_{20^{\circ}\text{C}}[1 + \alpha(T - 20^{\circ})] \quad [3]$$

Donde:

- $\alpha$  : Coeficiente de temperatura a 20°C
- $\rho$  : Resistividad a la temperatura deseada
- $\rho_{20^{\circ}\text{C}}$  : Resistividad a la temperatura de 20°C
- $T$  : Temperatura a la que se desea determinar la resistividad
- $A$  : Es el área de la sección transversal

Hasta este punto se han establecido las ecuaciones que permitirán determinar la resistencia eléctrica de corriente continua de cualquier cable o conductor eléctrico que pueda ser usado en las líneas de transmisión de potencia. Finalmente, se debe volver a aclarar que el comportamiento de los materiales al paso de las corrientes continua y alterna es diferente; así pues, la resistencia eléctrica en el primer caso es menor que el de corriente alterna. Este comportamiento se debe a que la distribución uniforme de la corriente en la sección del conductor solamente se presenta en la corriente continua. A medida que aumenta la frecuencia de la corriente alterna, se hace más pronunciada la diferencia entre las densidades de corriente de las distintas zonas de una sección transversal. Este fenómeno se llama efecto piel. En un conductor de sección circular, generalmente, aumenta la densidad de corriente del interior al exterior tal y como se muestra en la figura 1.3.

**Figura 1.3: Efecto piel en un conductor eléctrico**



**Fuente: Elaboración propia en base a la referencia bibliográfica [5]**

El efecto mencionado en sistemas de corriente alterna es la variación de la corriente eléctrica con el tiempo y como consecuencia la aparición de tensiones inducidas en los materiales conductores y que a su vez generan corriente opuestas a la principal del circuito, generándose un aumento en la resistencia eléctrica y una disminución de la corriente. En la figura 1.3 el efecto es apreciable en los hilos del centro del cable. El incremento en la resistencia causado por el efecto piel se puede calcular para alambres circulares y tubos de material sólido con las curvas disponibles en donde está graficado la relación entre las resistencias en corriente alterna y la de corriente continua. Sin embargo esta información no es necesaria, pues los fabricantes suministran tablas con las características eléctricas de sus conductores.

### 1.2.2 Inductancia

La inductancia en una línea eléctrica se calcula como la cantidad de enlaces de flujo que rodean un circuito por ampere. El concepto de inductancia fue estudiado y descubierto por Faraday en 1831. De forma general, la inductancia es la propiedad de un elemento del circuito que aprovecha la capacidad de la energía de almacenarse en forma de campo magnético. Sin embargo, una característica importante y distintiva de la inductancia es que, se manifiesta su existencia en un circuito sólo cuando existe corriente alterna. Así, aunque un elemento pueda tener inductancia en virtud de sus propiedades geométricas y magnéticas, su presencia en el circuito no se percibe a menos que haya un cambio de la corriente en función del tiempo (corriente alterna, AC). En resumen la inductancia es un parámetro eléctrico que depende de la configuración geométrica y de las propiedades magnéticas del medio y cuyo efecto se manifiesta sólo en los sistemas de corriente alterna en las que la intensidad de corriente presenta una variación en el tiempo.

Dos ecuaciones fundamentales sirven para explicar y definir la inductancia. La primera relaciona la f.e.m. inducida con la velocidad de variación de los enlaces del flujo que rodea el circuito. La f.e.m. inducida es:

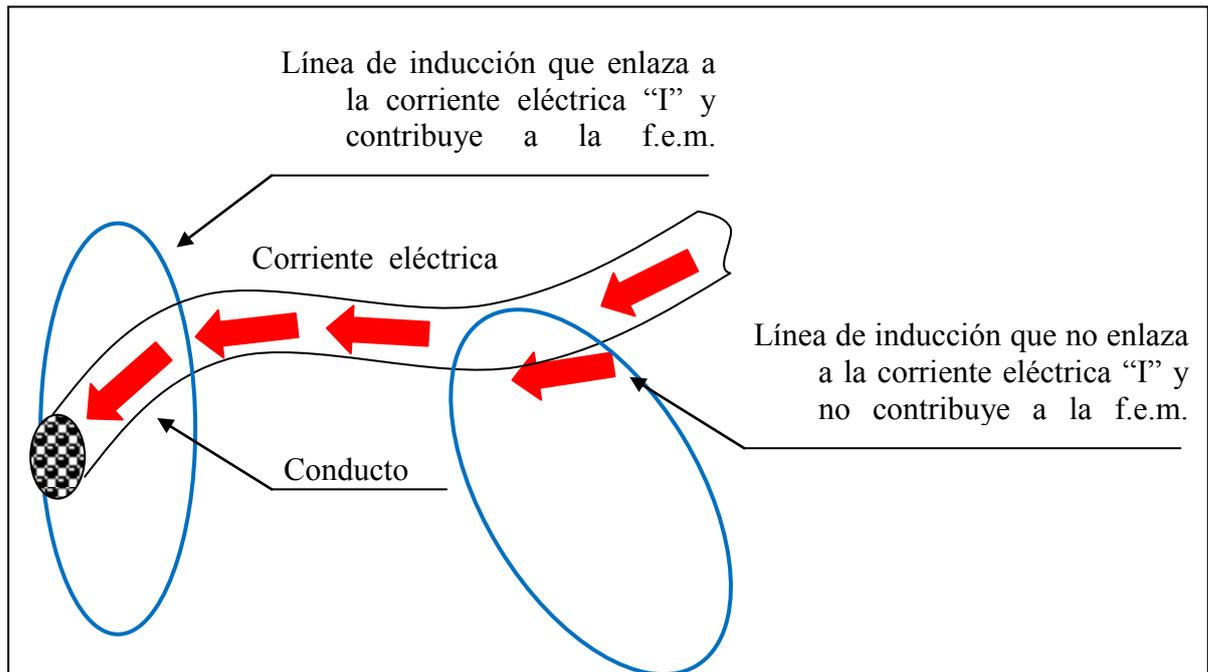
$$e = \frac{d\tau}{dt} \quad [4]$$

Donde:

$e$  : Es la f.e.m. inducida en voltios  
 $\tau$  : Es el número de enlaces de flujo o números de líneas de inducción que rodea el circuito en Weber-vueltas.

Por definición 1 Weber es igual a  $10^8$  líneas de campo magnético. Todo campo magnético originado por una corriente eléctrica tiene una magnitud que es proporcional a la cantidad de líneas de campo por unidad de superficie que atraviesa (flujo magnético), siempre y cuando la permeabilidad magnética del material sea constante. Teniendo en cuenta que las líneas de campo magnético son cerradas éstas podrían enlazar algunos medios por las que circula una determinada corriente, siendo la cantidad total de estas líneas de campo o líneas de inducción las que intervienen en la f.e.m. inducida de acuerdo con la ecuación anterior y tal y como se muestra en la figura 1.4.

**Figura 1.4: Líneas de inducción o de campo magnético concatenado**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Si cambia la corriente del circuito también cambia el flujo magnético a ella asociado. Suponiendo constante la permeabilidad del medio, en el que actúa el campo magnético, el número de enlaces de flujo es directamente proporcional a la corriente y, por consiguiente, la f.e.m. inducida lo es a la velocidad de variación de la corriente, siendo la constante de proporcionalidad la inductancia. De esta forma la segunda ecuación fundamental es:

$$e = L \frac{di}{dt} \quad [5]$$

Donde:

- $L$  : Constante de proporcionalidad, es la inductancia en Henrios
- $e$  : Es la f.e.m. inducida en voltios
- $di/dt$  : La velocidad de variación de la corriente en amperios por segundo

La ecuación anterior es aplicable a los medios en que la permeabilidad no sea constante, pero, en ese caso, no es constante la inductancia.

Despejando  $L$  entre las ecuaciones (4) y (5) resulta:

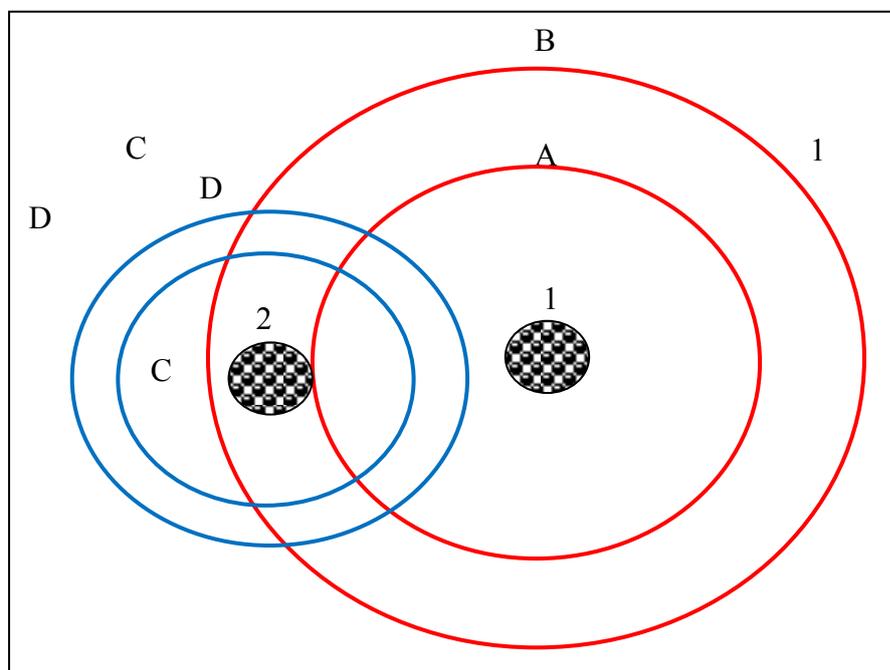
$$L = \frac{d\tau}{di} \quad [6]$$

Si el número de líneas de inducción o número de enlaces de flujo varía linealmente con la corriente, lo que significa que el circuito magnético tiene permeabilidad constante, entonces:

$$L = \frac{\tau}{i}$$

De donde se deduce la definición de la inductancia de un circuito eléctrico como el número de enlaces de flujo del circuito por unidad de corriente. Se puede distinguir dos constantes de inductancia para un conductor, la auto inductancia de un conductor de un circuito que es igual al número de enlaces de flujo producidos por la corriente propia y por unidad de corriente en el mismo y la inductancia mutua entre dos conductores que se define como los enlaces de flujo producidos por la corriente en el otro conductor por unidad de corriente en el primero. Lo anteriormente dicho se muestra con más detalle en la figura 1.5; en dicha figura los objetos N° 1 y 2 representan los conductores eléctricos y las líneas A, B y C, D representan las líneas de inducción generadas por las corrientes en dichos conductores respectivamente. Así pues, las líneas de inducción generadas por la corriente en el conductor 2 y que enlazan a este mismo contribuyen en la magnitud de la auto inductancia, mientras que las líneas generadas por la corriente en el conductor 1 y que enlazan a la corriente que circula por el conductor 2 contribuyen a la magnitud de la inductancia mutua.

**Figura 1.5: Líneas de inducción para la auto inductancia y mutua inductancia**

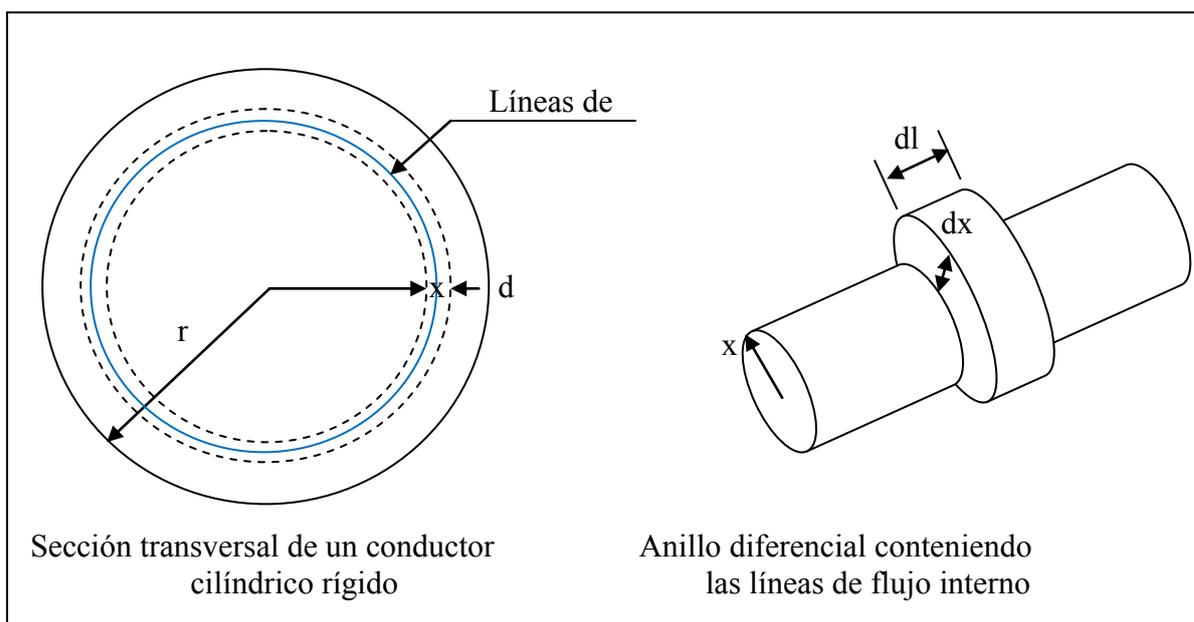


**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

### Inductancia de un conductor debido a enlaces de flujo interno

La variación de las líneas de flujo dentro de los conductores contribuye también a la f.e.m. del circuito, y, por tanto a la inductancia. El valor correcto de la inductancia debido al flujo interno, puede calcularse como la relación entre los enlaces de flujo y la corriente, teniendo en cuenta que cada línea de flujo interna enlaza tan sólo una fracción de la corriente total. Para obtener un valor preciso de la inductancia de una línea de transporte es necesario considerar tanto el flujo interior de un conductor, como el exterior. Considerando un largo conductor cilíndrico rígido con la sección transversal representada en la figura N° 1.6 los enlaces de flujo internos abrazarán una porción de corriente encerrada en un tubo de forma cilíndrica, coaxial con el conductor, de radio  $x$  tal y como se muestra en dicha figura.

**Figura N° 1.6: Líneas de flujo o de inducción internos**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Considerando una densidad de corriente uniforme  $J$ , argumento válido para bajas frecuencias, caso contrario se tendría el efecto piel consistente en la variación de la densidad de corriente con aumento típico desde el centro del conductor hacia el exterior, resulta:

$$J = \frac{I}{A_{Total}} = \frac{i}{A_{Parcial}} \quad [7]$$

Donde:

- $I$  : Es la corriente total circulante por el conductor
- $A_{Total}$  : Es el área transversal total del conductor de radio  $r$
- $i$  : Es la corriente contenida en el tubo de corriente de radio  $x$
- $A_{Parcial}$  : Es el área transversal correspondiente al tubo de corriente de radio  $x$

Además:

$$A_{Total} = \pi r^2$$

$$A_{Parcial} = \pi x^2$$

Entonces:

$$J = \frac{I}{\pi r^2} = \frac{i}{\pi x^2}$$

$$\frac{i}{I} = \left(\frac{x}{r}\right)^2 \quad [8]$$

La ecuación (8) permite determinar la fracción de corriente enlazada por el anillo de líneas de inducción diferencial.

El número de líneas de inducción contenidas en el anillo diferencial y que enlazan la fracción de corriente de la ecuación (8) es igual al producto de la densidad de flujo magnético, que no es más que la cantidad de líneas de inducción existentes en el anillo por unidad de superficie normal al flujo, por la fracción de corriente enlazada. Entonces:

$$d\Phi = B(x) \cdot ds$$

$$ds = dx \cdot dl$$

$$d\tau = \left(\frac{i}{I}\right) \cdot d\Phi$$

Donde:

- $d\Phi$  : Es la cantidad de líneas de inducción contenidas en el anillo diferencial
- $d\tau$  : Es el número de enlaces internos
- $ds$  : Es la superficie diferencial normal al flujo o a las líneas de inducción
- $B(x)$  : Es la densidad de flujo magnético correspondiente al radio  $x$

Para hallar la densidad de flujo magnético o campo magnético a cualquier distancia  $x$  se utiliza la ley de Ampere haciendo uso de una trayectoria de integración circular de radio  $x$  y concéntrico con el conductor cilíndrico. Entonces:

$$\oint \vec{B}(x) \cdot d\vec{l} = \mu_o i \quad [9]$$

Donde:

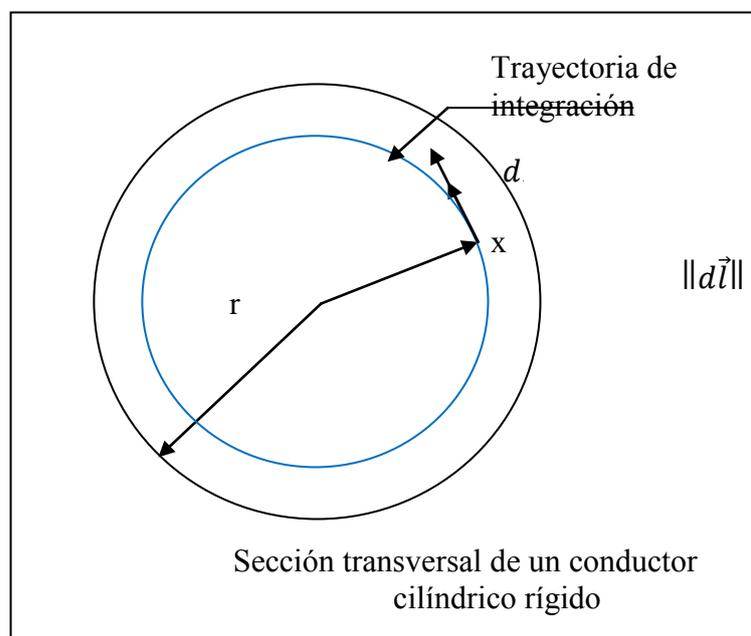
$\vec{B}(x)$  : Es el vector campo magnético cuya dirección en el caso de un conductor cilíndrico es tangente a la trayectoria circular.

$d\vec{l}$  : Es un vector tangente a la trayectoria circular cuya magnitud es la longitud de un elemento diferencial de la trayectoria.

$\mu_o$  : Es la permeabilidad magnética del conductor que puede aproximarse al del aire.

Resolviendo la integral de acuerdo con la figura 1.7 resulta:

**Figura 1.7: Trayectoria de integración para el cálculo del campo magnético**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

$$\oint \vec{B}(x) \cdot d\vec{l} = \mu_o i$$

$$\oint B(x) \cdot dl = \mu_o \left(\frac{x}{r}\right)^2 I$$

$$B(x) \oint dl = B(2\pi x) = \mu_o \left(\frac{x}{r}\right)^2 I$$

$$B(x) = \frac{\mu_o I}{2\pi r^2} x$$

Por lo tanto:

$$d\tau_{int} = \frac{\mu_o I}{2\pi r^4} x^3 dx dl$$

Integrando a lo largo de todo el conductor se obtiene:

$$\tau_{int} = \int_0^l \int_0^r \frac{\mu_o I}{2\pi r^4} x^3 dx dl = \frac{\mu_o I}{2\pi r^4} \int_0^l \int_0^r x^3 dx dl = \frac{\mu_o I}{2\pi r^4} \cdot \frac{r^4}{4} \cdot l$$

$$\tau_{int} = \frac{\mu_o I}{8\pi} \cdot l$$

Los enlaces de flujo totales en el interior del conductor, por unidad de longitud serán:

$$\tau_{int} = \frac{\mu_o I}{8\pi}$$

Como  $\mu_o = 4\pi \times 10^{-7}$

$$\tau_{int} = \frac{I}{2} \times 10^{-7} \quad [10]$$

Considerando siempre una longitud unitaria, el aporte de los enlaces internos a la inductancia del conductor será:

$$L_{int} = \frac{\tau_{int}}{I}$$

$$L_{int} = \frac{\mu_o}{8\pi}$$

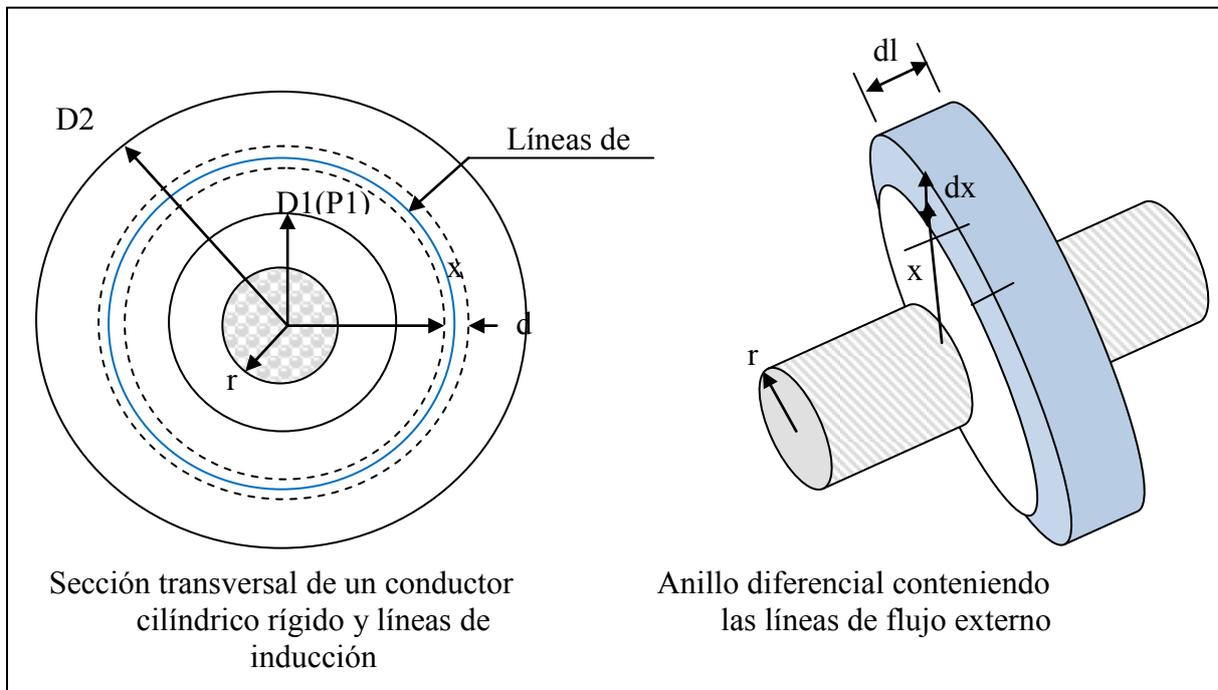
$$L_{int} = 0.5 \times 10^{-7} \quad [\text{H/m}] \quad [11]$$

### **Inductancia de un conductor debido a enlaces de flujo entre dos puntos externos**

En la figura 1.8 P1 y P2 son dos puntos a distancias D1 y D2 del centro del conductor por el que circula una corriente de I amperios. Como las líneas de inducción son

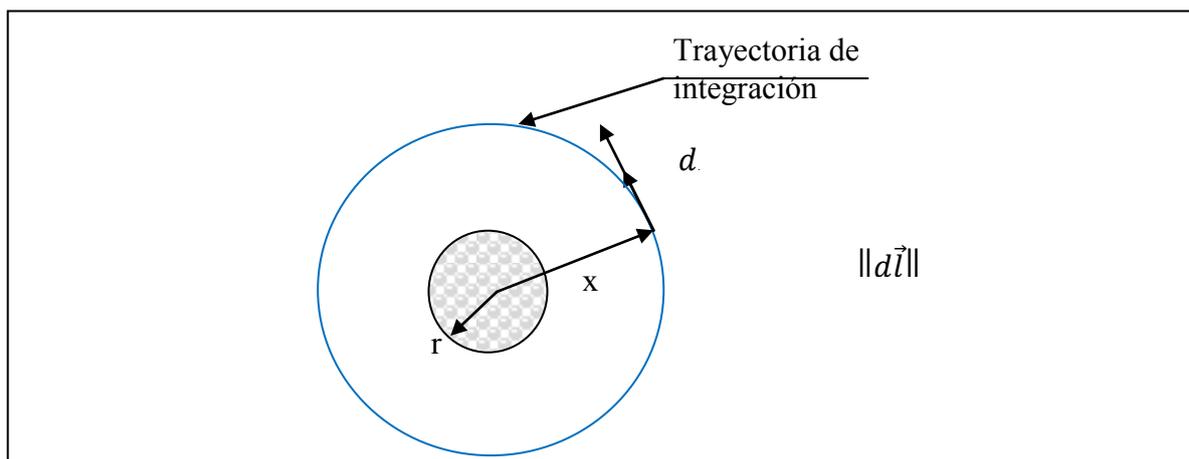
círculos concéntricos al conductor, todo el flujo comprendido entre P1 y P2 está dentro de las superficies cilíndricas concéntricas (representadas por circunferencias de trazo continuo) que pasan por P1 y P2.

**Figura 1.8: Líneas de inducción externos**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

**Figura 1.9: Trayectoria de integración para el cálculo del campo magnético**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

En el anillo de espesor y longitud diferencial, que está a  $x$  metros del centro del conductor, la magnitud del campo magnético puede calcularse por la ley de Ampere resolviendo la integral de línea alrededor de una trayectoria circular de radio  $x$  y concéntrica con el conductor tal y como se muestra en la figura 1.9. Calculando el campo magnético se obtiene:

$$\oint \vec{B}(x) \cdot d\vec{l} = \mu_o i$$

$$\oint B(x) \cdot dl = \mu_o I$$

$$B(x) \oint dl = B(2\pi x) = \mu_o I$$

$$B(x) = \frac{\mu_o I}{2\pi x}$$

Teniendo en cuenta que la fracción de corriente enlazada por las líneas de inducción es 100% entonces el número de enlaces externos será:

$$d\tau_{ext} = \frac{\mu_o I}{2\pi x} dx dl$$

En consecuencia el número total de enlaces externos será:

$$\tau_{ext} = \int_0^l \int_{D1}^{D2} \frac{\mu_o I}{2\pi x} dx dl = \frac{\mu_o I}{2\pi} \int_0^l \int_{D1}^{D2} \frac{dx}{x} dl = \frac{\mu_o I}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{D2}{D1}\right) \cdot l$$

Los enlaces de flujo totales en el exterior del conductor, por unidad de longitud serán:

$$\tau_{ext} = \frac{\mu_o I}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{D2}{D1}\right)$$

Como  $\mu_o = 4\pi \times 10^{-7}$

$$\tau_{ext} = 2 \times 10^{-7} I \cdot \ln\left(\frac{D2}{D1}\right) \quad [12]$$

Considerando siempre una longitud unitaria, el aporte de los enlaces externos a la inductancia del conductor será:

$$L_{ext} = \frac{\tau_{int}}{I}$$

$$L_{ext} = \frac{\mu_o}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{D2}{D1}\right)$$

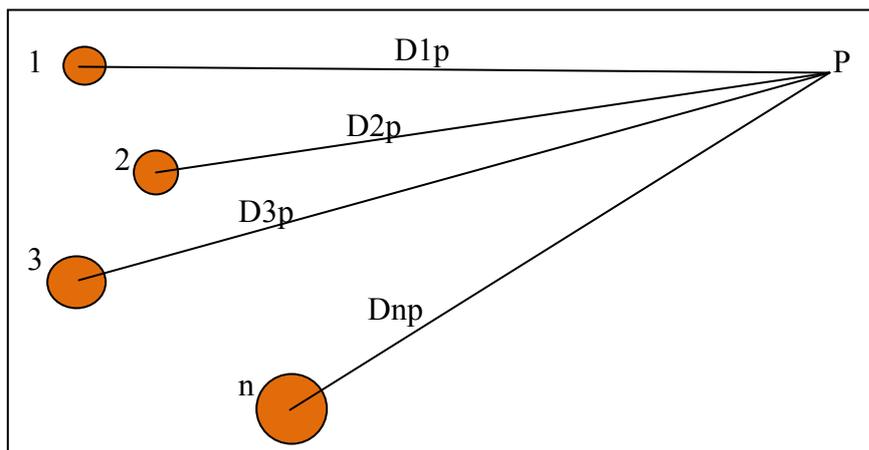
También puede expresarse como:

$$L_{ext} = 2 \times 10^{-7} \cdot \ln\left(\frac{D2}{D1}\right) \quad [H/m] \quad [13]$$

### Enlaces de flujo de un conductor en un grupo

Un caso general es el de determinar la cantidad de enlaces de flujo para un conductor dentro de un grupo en el que la suma de las corrientes de todos los conductores es igual a cero. El grupo de conductores se representa en la figura 1.10. Los conductores 1, 2, 3, ..., n son recorridos por los vectores corrientes  $I_1, I_2, I_3, \dots, I_n$ .

**Figura 1.10: Conductor 1 dentro de un grupo de otros conductores**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Las distancias de estos conductores a un punto lejano P están indicadas en la figura por  $D1p, D2p, D3p, \dots, Dnp$ . Designando a  $\psi_{1P1}$  como los enlaces de flujo del conductor 1 debidos a  $I_1$  comprendiendo los enlaces de flujo interno, pero excluyendo todo el flujo más allá del punto P. Por las ecuaciones (10) y (12) se obtiene:

$$\psi_{1P1} = \left( \frac{I_1}{2} + 2I_1 \ln \frac{D1p}{r_1} \right) 10^{-7}$$

$$\psi_{1P1} = 2 \times 10^{-7} I_1 \ln \frac{D1p}{r_1} \quad [\text{Weber-vueltas/metro}] \quad [14]$$

Los enlaces de flujo  $\psi_{1P2}$  con el conductor 1 debido a  $I_2$ , pero excluyendo el flujo más allá de P es igual al flujo producido por  $I_2$  entre el punto P y el conductor 1 (esto es, entre las distancias  $D2p$  y  $D12$  del conductor 2). Así

$$\psi_{1P2} = 2 \times 10^{-7} I_2 \ln \frac{D2p}{D12}$$

Los enlaces de flujo  $\psi_{1P}$  con el conductor 1, debido a todos los conductores del grupo, pero excluyendo el flujo más allá del punto P es:

$$\psi_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{D1p}{r_1} + I_2 \ln \frac{D2p}{D12} + I_3 \ln \frac{D3p}{D13} + \dots + I_n \ln \frac{Dnp}{D1n} \right)$$

Que, desarrollando los términos logarítmicos y reagrupando, se convierte en:

$$\psi_1 = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r'_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} + I_1 \ln D_{1p} \right. \\ \left. + I_2 \ln D_{2p} + I_3 \ln D_{3p} + \dots + I_n \ln D_{np} \right) \quad [15]$$

Como la suma de todas las corrientes del grupo es nula,

$$I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n = 0 \quad [16]$$

Y despejando  $I_n$ , se obtiene

$$I_n = -(I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_{n-1}) \quad [17]$$

Sustituyendo en la ecuación (15),  $I_n$  por su valor dado por la ecuación (17) y agrupando los términos logarítmicos, resulta

$$\psi_{1P} = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r'_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} + I_1 \ln \frac{D_{1p}}{D_{np}} \right. \\ \left. + I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{np}} + I_3 \ln \frac{D_{3p}}{D_{np}} + \dots + I_{n-1} \ln \frac{D_{(n-1)p}}{D_{np}} \right)$$

Haciendo que el punto P se aleje hasta el infinito, de forma que los términos logarítmicos de las relaciones de distancia desde P se hagan infinitesimales, puesto que dichas relaciones tiendan a la unidad, obtenemos:

$$\psi_1 = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r'_1} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) \quad [18]$$

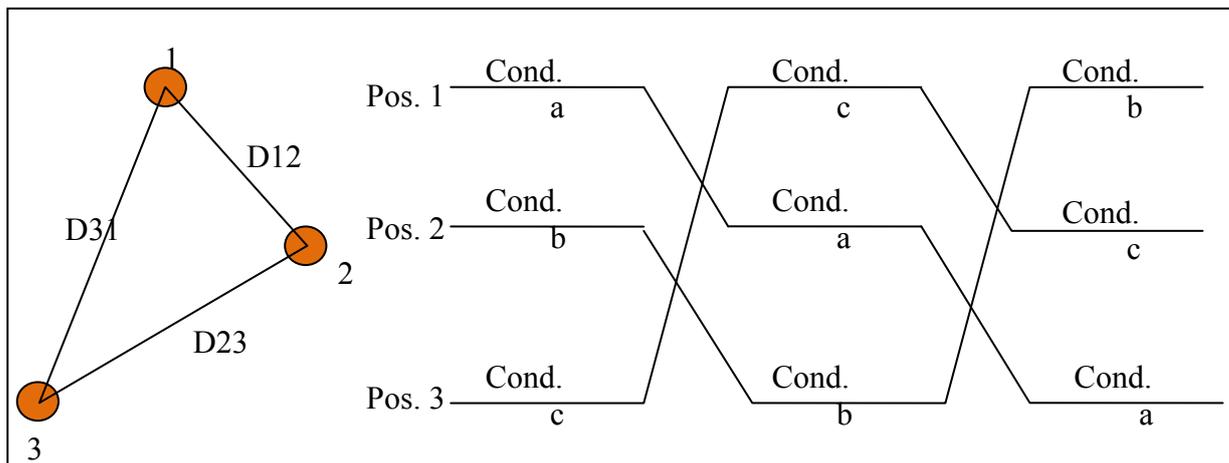
Al permitir que el punto P se mueva hacia el infinito se incluye en la derivación todos los enlaces de flujo del conductor 1, en el grupo de conductores, cuando la suma de todas las corrientes es cero. Si las corrientes son alternas, éstas tienen que ser corrientes instantáneas, o bien valores eficaces complejos, con lo que se obtienen los valores eficaces de los enlaces de flujo en forma de números complejos. Con la ecuación (18) se determina la cantidad total de enlaces de flujo para el conductor 1 que es requerido para determinar la inductancia, teniendo en cuenta que la inductancia total de dicho conductor sería igual al cociente entre la cantidad total de enlaces de flujo y la corriente en el conductor 1.

### **Inductancia de las líneas trifásicas con disposición asimétrica**

Cuando los conductores de una línea trifásica no están en disposición equilátera, el problema de encontrar la inductancia es difícil. En este caso los enlaces de flujo y la inductancia de todas las fases no son iguales, por lo tanto existen inductancias diferentes en cada fase de un circuito desbalanceado. El balance de las tres fases puede lograrse intercambiando la posición de los conductores a intervalos regulares a lo largo de la línea, de tal forma que cada conductor ocupe la posición de cada uno de los otros conductores sobre una distancia igual. Este cambio de las posiciones de los conductores se llama transposición.

La figura 1.11 representa un ciclo completo de transposición. Los conductores de cada fase se designan por a, b, y c, mientras que las posiciones ocupadas están representadas por los números 1, 2 y 3. El resultado de la transposición es que todos los conductores tienen la misma inductancia media a lo largo del ciclo completo.

**Figura 1.11: Ciclo de transposición**



**Fuente: Elaboración propia en base a la referencia bibliográfica [5]**

**Las modernas líneas eléctricas no se transponen corrientemente, afortunadamente la simetría entre las fases de una línea sin transposición es pequeña, pudiéndose despreciar en muchos casos<sup>2</sup>.** Si se desprecia la asimetría, la inductancia de una línea sin transposición se calcula como igual al valor medio de la reactancia inductiva de una fase de la misma línea en la que se hubiera realizado correctamente la transposición. Para encontrar la inductancia media de un conductor, primeramente se calculan los enlaces de flujo de un conductor en cada posición del ciclo de transposición, hallando, a continuación, la media de los enlaces de flujo. Aplicando la ecuación (18) al conductor “a” de la figura N° 10 para encontrar la expresión de los enlaces de flujo de “a” en la posición 1, “b” en la 2 y “c” en la 3, se tiene:

$$\psi_{a1} = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{13}} \right) \text{ [Weber-vueltas/metro]}$$

Con a en la posición 2, b en la 3 y c en la 1,

$$\psi_{a2} = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} + I_c \ln \frac{1}{D_{21}} \right) \text{ [Weber-vueltas/metro]}$$

y con a en la posición 3, b en la 1 y c en la 2,

$$\psi_{a3} = 2 \times 10^{-7} \left( I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{31}} + I_c \ln \frac{1}{D_{32}} \right) \text{ [Weber-vueltas/metro]}$$

El valor medio de los enlaces de flujo de a es

<sup>2</sup> Esta información ha sido obtenida de la bibliografía descrita en [5]

$$\psi_a = \frac{\psi_{a1} + \psi_{a2} + \psi_{a3}}{3}$$

$$\psi_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left( 3Ia \ln \frac{1}{r'} + Ibln \frac{1}{D12D23D31} + Icln \frac{1}{D12D23D31} \right)$$

Teniendo en cuenta  $Ia = -(Ib + Ic)$ ,

$$\psi_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left( 3Ia \ln \frac{1}{r'} - Ia \ln \frac{1}{D12D23D31} \right)$$

$$\psi_a = 2 \times 10^{-7} Ia \ln \frac{\sqrt[3]{D12D23D31}}{r'} \quad [19]$$

y la inductancia media por fase es:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} Ia \ln \frac{Deq}{r'} \quad [\text{H/m}] \quad [20]$$

Donde:

$$Deq = \sqrt[3]{D12D23D31} \quad [21]$$

Si  $Ds = r'$  entonces:

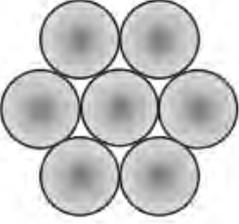
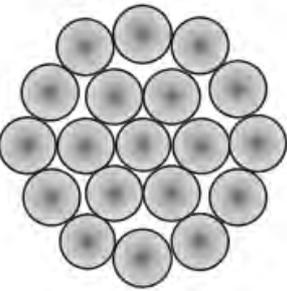
$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{Deq}{Ds} \quad [\text{H/m}] \quad [22]$$

La ecuación (22) es una forma general de la inductancia para cualquier fase en un sistema trifásico asimétrico, en donde  $Deq$  se conoce como distancia media geométrica y  $Ds$  es el radio medio geométrico.

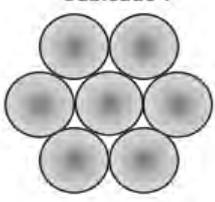
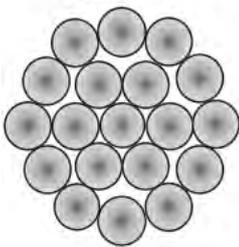
La distancia media geométrica toma en cuenta la disposición de los conductores de las diferentes fases y se calcula en base a la separación entre dichas fases, en cambio el radio medio geométrico sólo toma en cuenta la disposición de los hilos que forman un conductor, por lo que en su cálculo sólo intervienen las distancias entre los diferentes hilos de dicho conductor.

Generalmente el valor del radio medio geométrico es suministrado por el fabricante en forma similar a lo que se muestra en las tablas 1.2, 1.3, 1.4 y 1.5, en las que se puede apreciar los parámetros geométricos incluyendo el radio medio geométrico de los cables desnudos de aluminio que son usados en los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

**Tabla 1.2: Datos geométricos para el cable AAC (alambres de Al 1350-H19)<sup>3</sup>**

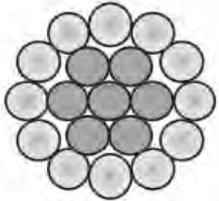
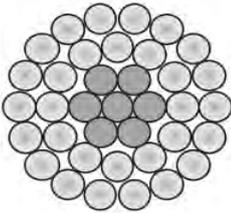
Cableado	Calibre AWG/Kcmil	Código	Diámetros [mm]		
			Hilos	Cable	RMG
<b>Cableado 7</b> 	4	Rose	1.96	5.88	2.14
	2	Iris	2.47	7.42	2.69
	1	Pansy	2.78	8.33	3.02
	1/0	Poppy	3.12	9.36	3.4
	2/0	Aster	3.5	10.51	3.81
	3/0	Phlox	3.93	11.8	4.28
	4/0	Oxlip	4.42	13.25	4.81
	266,8	Daisy	4.96	14.88	5.4
<b>Cableado 19</b> 	300	Peony	3.19	15.96	6.05
	336.4	Tulip	3.38	16.91	6.4
	250	Valerian	2.91	14.57	5.52
	350	Daffodil	3.45	17.24	6.53
	397.5	Canna	3.67	18.37	6.96
	450	Goldentuft	3.91	19.54	7.41
	477	Cosmos	4.02	20.12	7.63
	500	Zinnia	4.12	20.6	7.81
	556.5	Dahlia	4.35	21.73	8.24

**Tabla 1.3: Datos geométricos para el cable AAAC (alambres de aleación de aluminio 6201)<sup>4</sup>**

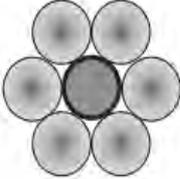
Cableado	Calibre mm <sup>2</sup>	Area mm <sup>2</sup>	Diámetros [mm]		
			Hilos	Cable	RMG
<b>Cableado 7</b> 	16	18.6	1.84	5.52	2
	25	29	2.3	6.89	2.5
	40	46.5	2.91	8.72	3.17
	63	73.2	3.65	10.95	3.97
<b>Cableado 19</b> 	100	116	2.79	13.94	5.28
	160	186	3.53	17.65	6.69
	200	232	3.94	19.71	7.47
	250	290	4.41	22.04	8.35

<sup>3</sup> Información obtenida de la empresa fabricante de cables CABEL S.A.<sup>4</sup> Información obtenida de la empresa fabricante de cables CABEL S.A.

**Tabla 1.4: Datos geométricos para el cable ACAR (alambres de aluminio 1350 H19 y núcleo de aleación de aluminio 6201 T81)<sup>5</sup>**

Cableado	Calibre Kcmil	Diámetros [mm]		
		Hilos	Cable	RMG
<b>Cableado 12/7</b> 	250	2.91	14.57	6.77
	300	3.19	15.96	7.42
	350	3.45	17.24	8.02
	400	3.69	18.43	8.57
	450	3.91	19.54	9.09
	500	4.12	20.6	9.58
	550	4.32	21.61	10.05
	600	4.51	22.57	10.49
<b>Cableado 30/7</b> 	500	2.95	20.67	9.4
	550	3.1	21.68	9.86
	600	3.23	22.64	10.3
	650	3.37	23.57	10.72
	700	3.49	24.46	11.13
	750	3.62	25.31	11.52
	800	3.73	26.14	11.9
	850	3.85	26.95	12.26
	900	3.96	27.73	12.62
	950	4.07	28.49	12.96
	1000	4.18	29.23	13.3
	1050	4.28	29.95	13.63
	1100	4.38	30.66	13.95
	1200	4.57	32.02	14.57

**Tabla 1.5: Datos geométricos para el cable ACSR (alambres de aluminio 1350 H19 y núcleo de acero recubierto de zinc clase A)<sup>6</sup>**

Cableado	Calibre AWG/Kcmil	Código	Diámetros [mm]				RMG
			Hilos Acero	Hilos Al	Núcleo	Total	
<b>Cableado 6/1</b> 	4	Swan	2.12	2.12	2.12	6.36	2.05
	2	Sparrow	2.67	2.67	2.67	8.01	2.58
	1	Robin	3	3	3	9	2.9
	1/0	Raven	3.37	3.37	3.37	10.11	3.25
	2/0	Quail	3.78	3.78	3.78	11.35	3.65
	3/0	Pigeon	4.25	4.25	4.25	12.74	4.1
	4/0	Penguin	4.77	4.77	4.77	14.31	4.61

<sup>5</sup> Información obtenida de la empresa fabricante de cables CABEL S.A.

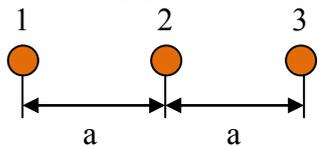
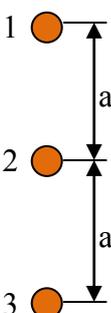
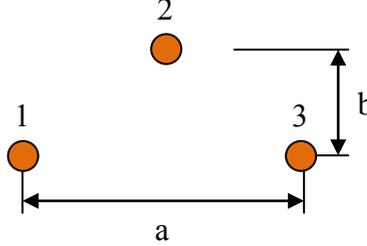
<sup>6</sup> Información obtenida de la empresa fabricante de cables CABEL S.A.

Tabla 1.5: Continuación<sup>7</sup>

Cableado	Calibre AWG/Kcmil	Código	Diámetros [mm]				
			Hilos Acero	Hilos Al	Núcleo	Total	RMG
	266.8	Waxwing	3.09	3.09	3.09	15.46	6
	336.4	Widgeon	3.47	3.47	3.47	17.36	6.74
	397.5	Chicadee	3.77	3.77	3.77	18.87	7.32
	477	Pelican	4.13	4.13	4.13	20.67	8.02
	556.5	Osprey	4.47	4.47	4.47	22.33	8.66
	636	Kingbird	4.77	4.77	4.77	23.87	9.26

En la tabla 1.6 se resume las diferentes disposiciones de los cables que pueden encontrarse en las estructuras de transmisión o distribución; además, para cada caso se ha establecido la expresión para calcular el diámetro medio geométrico en base a su definición.

Tabla 1.6: Cálculo del DMG

Circuito	Nº circuitos	Aplicación	DMG
Trifásico horizontal 	1	Líneas de distribución y transmisión	$DMG = \sqrt[3]{2}a$
Trifásico vertical 	1	Líneas de distribución	$DMG = \sqrt[3]{2}a$
Trifásico triangular 	1	Líneas de transmisión y distribución	$DMG = \sqrt[3]{a \left( \sqrt{b^2 + \frac{a^2}{4}} \right)^2}$

<sup>7</sup> Información obtenida de la empresa fabricante de cables CABEL S.A.

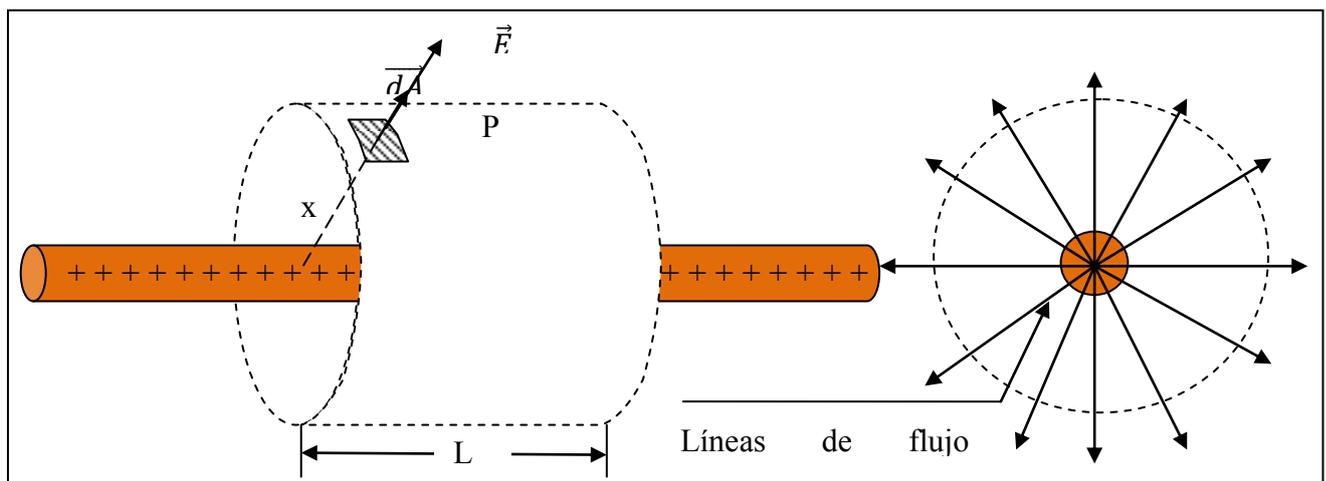
### 1.2.3 Capacitancia

La capacidad de una línea de transmisión de energía eléctrica es el resultado de la gran diferencia de potencial entre los conductores que la forman. Esta diferencia de potencial origina que los conductores se carguen de la misma forma que las placas de un condensador cuando entre ellos aparece una diferencia de potencial. La capacidad entre conductores paralelos es la carga por unidad de diferencia de potencial, siendo una constante que depende del tamaño de los conductores y de su distancia de separación. ***El efecto de la capacidad suele ser pequeño y despreciable en líneas eléctricas con menos de 80 km<sup>8</sup>*** de longitud, aunque para líneas de mayor longitud es un parámetro que se debe tener presente. Una tensión alterna aplicada a una línea de transmisión da lugar a que la carga de los conductores, en cualquier punto, aumente o disminuya con el aumento o disminución, respectivamente, del valor instantáneo de la tensión entre conductores, en aquel punto. El flujo de la carga es una corriente y la producida por la carga y descarga alternativa de una línea, debida a una tensión alterna, se llama corriente de carga de la línea. La corriente de carga fluye en una línea de transmisión, incluso, cuando está el circuito abierto. Tiene influencia sobre la caída de tensión a lo largo de la línea, así, como sobre su rendimiento y factor de potencia y la estabilidad de la red de la que forma parte la línea.

#### Campo eléctrico y diferencia de potencial entre dos puntos debido a un conductor

Considerando un conductor de radio  $r$  y de longitud infinita. Este conductor posee una carga  $q$  por unidad de longitud y está rodeado por el aire que tiene una permeabilidad eléctrica muy próxima a la del vacío. Obviando la presencia del terreno se procederá a determinar el campo eléctrico en un punto  $P$  situado a una distancia radial  $x$  tal y como se muestra en la figura 1.12.

**Figura 1.12: Campo eléctrico de un conductor**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

<sup>8</sup> Esta información ha sido obtenida de la bibliografía descrita en [6]

En la figura anterior se muestra las líneas de campo eléctrico que para el caso de una carga distribuida a lo largo de un cilindro son radiales salientes del conductor para las cargas positivas y entrantes hacia el conductor en caso de cargas negativas. Las líneas de flujo eléctrico que por su definición son tangentes al vector campo eléctrico muestran la dirección radial de este último. Para calcular la magnitud del campo eléctrico en el punto P se hará uso de la ley de Gauss que dice que la carga eléctrica total dentro de una superficie cerrada es igual al flujo eléctrico neto total tal y como se establece en la ecuación (23).

$$\iint \vec{E}(x) \cdot d\vec{A} = \frac{Q_{neta}}{\epsilon_0} \quad [23]$$

Donde:

$\vec{E}(x)$  : Es el vector campo eléctrico cuya dirección en el caso de un conductor cilíndrico es radial.

$d\vec{A}$  : Es un vector normal a la superficie de flujo cuya magnitud es el área diferencial.

$\epsilon_0$  : Es la permeabilidad eléctrica del aire.

$Q_{neta}$  : Es la carga eléctrica neta, encerrada dentro de la superficie en la que se evalúa la integral.

Debido a la simetría geométrica del problema la magnitud del campo eléctrico sólo es función de la distancia radial  $x$ . Teniendo en cuenta que el flujo eléctrico a través de la superficie de las tapas del cilindro de radio  $x$  es nula, la resolución de la integral de superficie para el cilindro cerrado será:

$$\text{Flujo electrico} = \iint \vec{E}(x) \cdot d\vec{A} = \frac{Q_{neta}}{\epsilon_0}$$

$$\iint E(x) \cdot dA = \frac{Q_{neta}}{\epsilon_0} = \frac{Q}{\epsilon_0}$$

$$E(x) \iint dA = \frac{Q}{\epsilon_0}$$

Ya que la magnitud del campo eléctrico alrededor de la superficie cilíndrica es constante, entonces:

$$E(2\pi xL) = \frac{Q}{\epsilon_0}$$

Por lo tanto:

$$E = \frac{(Q/L)}{2\pi\epsilon_0 x}$$

Además  $(Q/L) = q$  es la carga por unidad de longitud del conductor, entonces la magnitud del campo eléctrico en un punto P será:

$$E = \frac{q}{2\pi\epsilon_0 x} \quad [24]$$

Por otra parte la diferencia de potencial entre dos puntos en un campo eléctrico conservativo está dada en general por la siguiente expresión:

$$V_A - V_P = - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E} \cdot d\vec{l} \quad [25]$$

Donde:

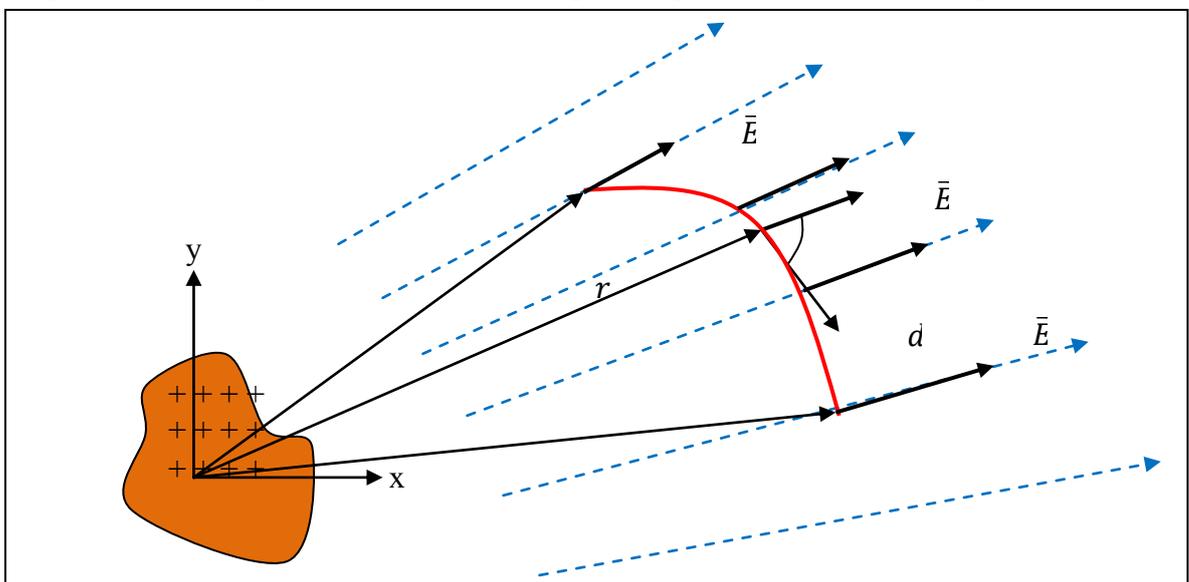
$V_A - V_P$  : Es la diferencia de potencial que es igual numéricamente al trabajo en julios por culombio necesario para mover un culombio de carga eléctrica entre los dos puntos.

$\vec{E}$  : Es el vector campo magnético

$d\vec{l}$  : Es un vector tangente a la trayectoria de integración cuya magnitud es igual al elemento diferencial  $dl$

En la figura 1.13 se muestra gráficamente los parámetros considerados para evaluar la diferencia de potencial entre dos puntos cualesquiera.

**Figura 1.13: Campo eléctrico de una carga cualquiera y diferencia de potencial**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

En la figura la línea curva es la trayectoria a lo largo del cual deberá evaluarse la integral de línea teniendo presente que el vector campo eléctrico  $\vec{E}$  actúa a lo largo de esta trayectoria con magnitudes y direcciones variables. La integral se evaluará desde el punto cuya posición según un sistema de referencia está dado por el radio  $r_A$  hasta el radio  $r_P$ ,

además, se debe tener en cuenta que el producto dentro de la integral es un producto escalar por lo que la expresión de dicho producto es:

$$\vec{E} \cdot d\vec{l} = E \cdot dl \cdot \cos(\theta)$$

Pero  $dl \cdot \cos(\theta) = dr$  entonces:

$$\vec{E} \cdot d\vec{l} = E \cdot dl \cdot \cos(\theta) = E \cdot dr \quad [26]$$

Luego, para el caso del campo eléctrico generado por un conductor, reemplazando la ecuación (26) en la (25) se obtiene:

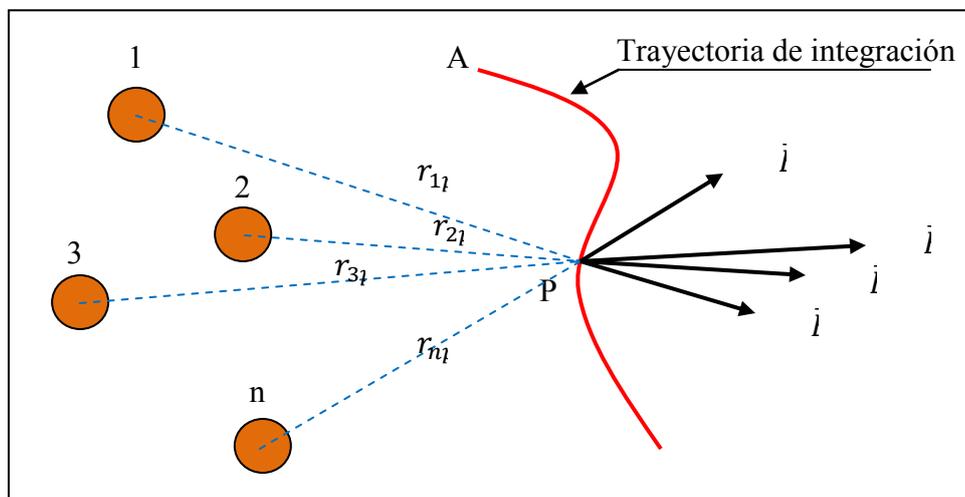
$$\begin{aligned} V_A - V_P &= - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E} \cdot d\vec{l} = - \int_{r_p}^{r_A} \frac{q}{2\pi\epsilon_0 r} \cdot dr \\ V_A - V_P &= - \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \int_{r_p}^{r_A} \frac{1}{r} \cdot dr \\ V_A - V_P &= \frac{q}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_P}{r_A}\right) \end{aligned} \quad [27]$$

Que viene a ser la diferencia de potencial entre dos puntos cualesquiera dentro de un campo eléctrico generado por un conductor eléctrico de forma circular y con una carga por unidad de longitud  $q$ .

### Campo eléctrico y diferencia de potencial entre dos puntos debido a un grupo de conductores

En la figura N° 1.14 se muestra un grupo de conductores con cargas por unidad de longitud diferente  $q_1, q_2, q_3$ , etc. Debido a la naturaleza vectorial el campo eléctrico resultante debido a un grupo de cargas que resulta ser la suma del campo eléctrico generado por cada carga individual, es posible determinar el campo eléctrico y la diferencia de potencial para un grupo de conductores cargados eléctricamente.

**Figura N° 1.14: Campo eléctrico y diferencia de potencial debido a un grupo de conductores**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

De acuerdo con la figura N° 1.14 el campo eléctrico resultante en el punto P es igual a la suma vectorial del campo eléctrico generado por cada carga individual y en el mismo punto, así tenemos:

$$\vec{E}_R = \vec{E}_1 + \vec{E}_2 + \vec{E}_3 + \dots + \vec{E}_n \quad [28]$$

Donde la magnitud del campo eléctrico generado por cada conductor es:

$$E_1 = \frac{q_1}{2\pi\epsilon_0 r_{1p}}$$

$$E_2 = \frac{q_2}{2\pi\epsilon_0 r_{2p}}$$

$$E_3 = \frac{q_3}{2\pi\epsilon_0 r_{3p}}$$

$$E_n = \frac{q_n}{2\pi\epsilon_0 r_{np}}$$

Por lo que la diferencia de potencial entre los puntos A y P será:

$$V_A - V_P = - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E}_R \cdot d\vec{l} = - \int_{r_p}^{r_A} (\vec{E}_1 + \vec{E}_2 + \vec{E}_3 + \dots + \vec{E}_n) \cdot d\vec{l}$$

$$\begin{aligned} V_A - V_P &= - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E}_R \cdot d\vec{l} = \\ &= - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E}_1 \cdot d\vec{l} + - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E}_2 \cdot d\vec{l} + - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E}_3 \cdot d\vec{l} + \dots + - \int_{r_p}^{r_A} \vec{E}_n \cdot d\vec{l} \end{aligned}$$

Entonces, la diferencia de potencial entre dos puntos en un campo generado por varios conductores puede ser puesto como la suma de la diferencia de potencial entre dichos puntos generado por cada conductor independientemente. Teniendo en cuenta las expresiones para la magnitud del campo eléctrico se obtiene:

$$V_A - V_P = \frac{q_1}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_p}{r_A}\right) + \frac{q_2}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_p}{r_A}\right) + \frac{q_3}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_p}{r_A}\right) + \dots + \frac{q_n}{2\pi\epsilon_0} \ln\left(\frac{r_p}{r_A}\right) \quad [29]$$

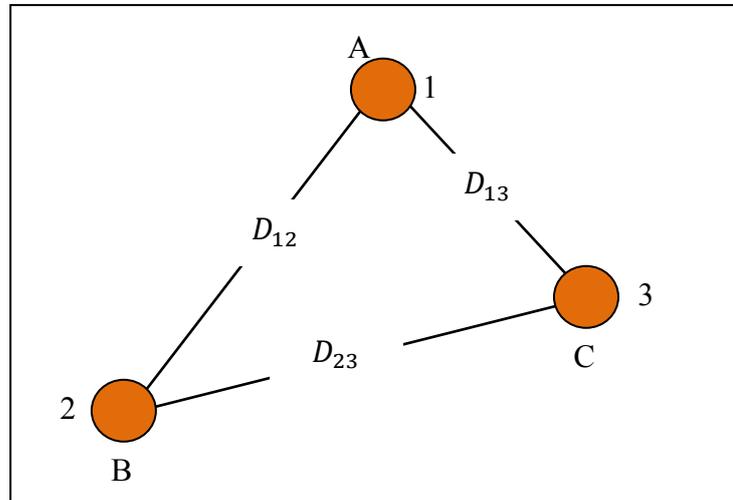
### Capacidad de una línea trifásica en disposición asimétrica

Considerando el caso de una línea trifásica con conductores espaciados de manera asimétrica. Los conductores son de radio r y los espaciamentos entre ellos se muestra en la figura 1.15.

Debido a la asimetría geométrica, es de esperarse que las capacidades de cada fase sean distintas entre sí. Como se hizo para el caso de la inductancia, se puede obtener una simetría eléctrica si realizamos la transposición de la línea. Para hallar la capacidad,

entonces, se deberá calcular los valores promedios de  $V_{AB} = V_A - V_B$  y  $V_{AC} = V_A - V_C$  en cada uno de las posiciones que los conductores ocupan en los tramos de la transposición.

**Figura 1.15: Línea trifásica con espaciamento asimétrico**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

$$V_{AB}^{(1)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{D_{12}}{r} \right) + q_B \ln \left( \frac{r}{D_{12}} \right) + q_C \ln \left( \frac{D_{23}}{D_{31}} \right) \right)$$

$$V_{AB}^{(2)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{D_{23}}{r} \right) + q_B \ln \left( \frac{r}{D_{23}} \right) + q_C \ln \left( \frac{D_{31}}{D_{12}} \right) \right)$$

$$V_{AB}^{(3)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{D_{31}}{r} \right) + q_B \ln \left( \frac{r}{D_{31}} \right) + q_C \ln \left( \frac{D_{12}}{D_{23}} \right) \right)$$

Por lo tanto el valor promedio será:

$$V_{AB} = \frac{V_{AB}^{(1)} + V_{AB}^{(2)} + V_{AB}^{(3)}}{3}$$

$$V_{AB} = \frac{1}{6\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{D_{12}D_{23}D_{31}}{r^3} \right) + q_B \ln \left( \frac{r^3}{D_{12}D_{23}D_{31}} \right) + q_C \ln \left( \frac{D_{12}D_{23}D_{31}}{D_{23}D_{23}D_{31}} \right) \right)$$

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{r} \right) + q_B \ln \left( \frac{r}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} \right) \right)$$

Llamando,  $DMG = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$  lo que se ha determinado para la diferencia de potencial de  $V_{AB}$  se puede extender para el caso de de  $V_{AC}$ . Entonces:

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) + q_B \ln \left( \frac{r}{DMG} \right) \right) \quad [30]$$

$$V_{AC} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( q_A \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) + q_C \ln \left( \frac{r}{DMG} \right) \right) \quad [31]$$

Sumando las ecuaciones (30) y (31) se obtiene:

$$V_{AB} + V_{AC} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( 2q_A \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) + (q_B + q_C) \ln \left( \frac{r}{DMG} \right) \right)$$

Pero en una línea trifásica debe cumplirse:

$$q_A + q_B + q_C = 0 \quad [32]$$

$$q_A = -(q_B + q_C)$$

Por lo tanto:

$$V_{AB} + V_{AC} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left( 2q_A \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) + -q_A \ln \left( \frac{r}{DMG} \right) \right)$$

$$V_{AB} + V_{AC} = \frac{3q_A}{2\pi\epsilon_0} \ln \left( \frac{DMG}{r} \right)$$

Además, es posible demostrar que:

$$V_{AB} + V_{AC} = 3V_{AN} \quad [33]$$

En consecuencia:

$$V_{AN} = \frac{q_A}{2\pi\epsilon_0} \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) \quad [V] \quad [34]$$

Por definición de la capacitancia, la capacidad fase-neutro será:

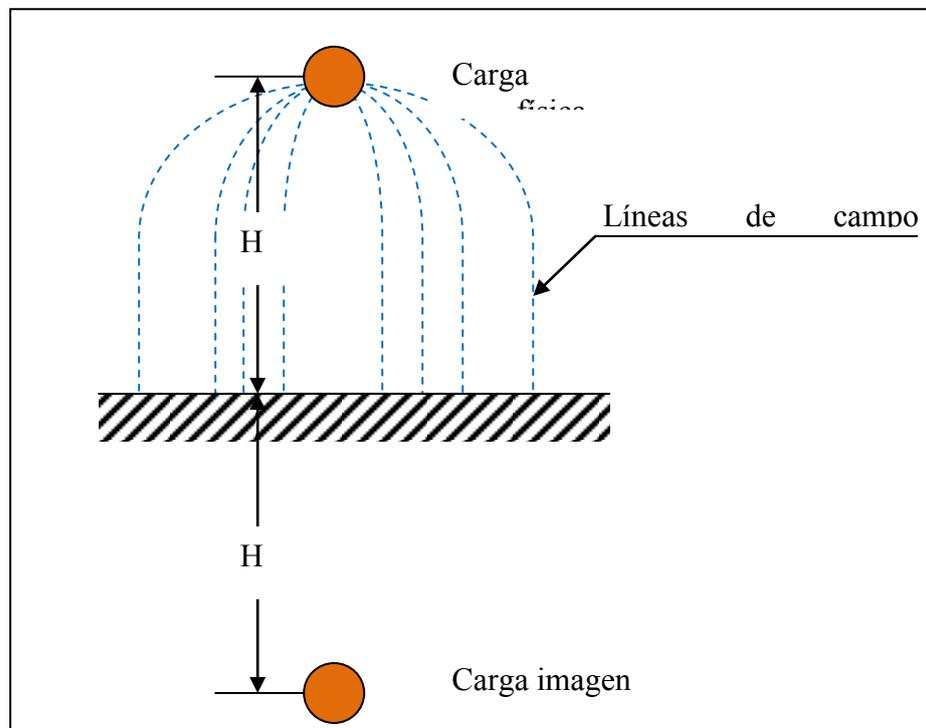
$$C_{AN} = \frac{q_A}{V_{AN}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left( \frac{DMG}{r} \right)} \quad [F/m] \quad [35]$$

### Capacidad de una línea trifásica considerando el efecto del terreno

El efecto de la presencia del terreno puede ser tomado en cuenta si los conductores no están instalados suficientemente altos encima del terreno. Esto puede realizarse usando la teoría de las cargas imágenes.

Estas son cargas imaginarias con la misma magnitud que las cargas físicas pero con signo opuesto, situadas por debajo del terreno a una distancia igual a aquella que existe entre las cargas físicas y el terreno, tal y como se muestra en la figura 1.16.

**Figura 1.16: Efecto del terreno, carga imagen**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

El suelo influye en la capacidad de una línea de transporte, debido a que su presencia modifica el campo eléctrico de la línea. Si se supone que la tierra es un conductor perfecto de forma plana, horizontal, y prolongado hasta el infinito, comprobaremos que el campo eléctrico de los conductores cargados, por encima del suelo, no es el mismo que el que habría si no existiera la superficie de la tierra. Tal y como puede verse en la figura 1.16 las líneas de campo eléctrico para un conductor cilíndrico que tienen dirección radial se ven modificadas por la presencia del terreno haciendo que éste se comporte como superficie equipotencial en donde las líneas de campo son perpendiculares. Por lo anterior, es posible reemplazar la superficie del terreno por una carga imagen separada una distancia igual que la separación entre el conductor y el terreno, este arreglo matemático hace que en el punto medio de la línea que une las cargas siga existiendo la superficie equipotencial horizontal sin modificar la condición original.

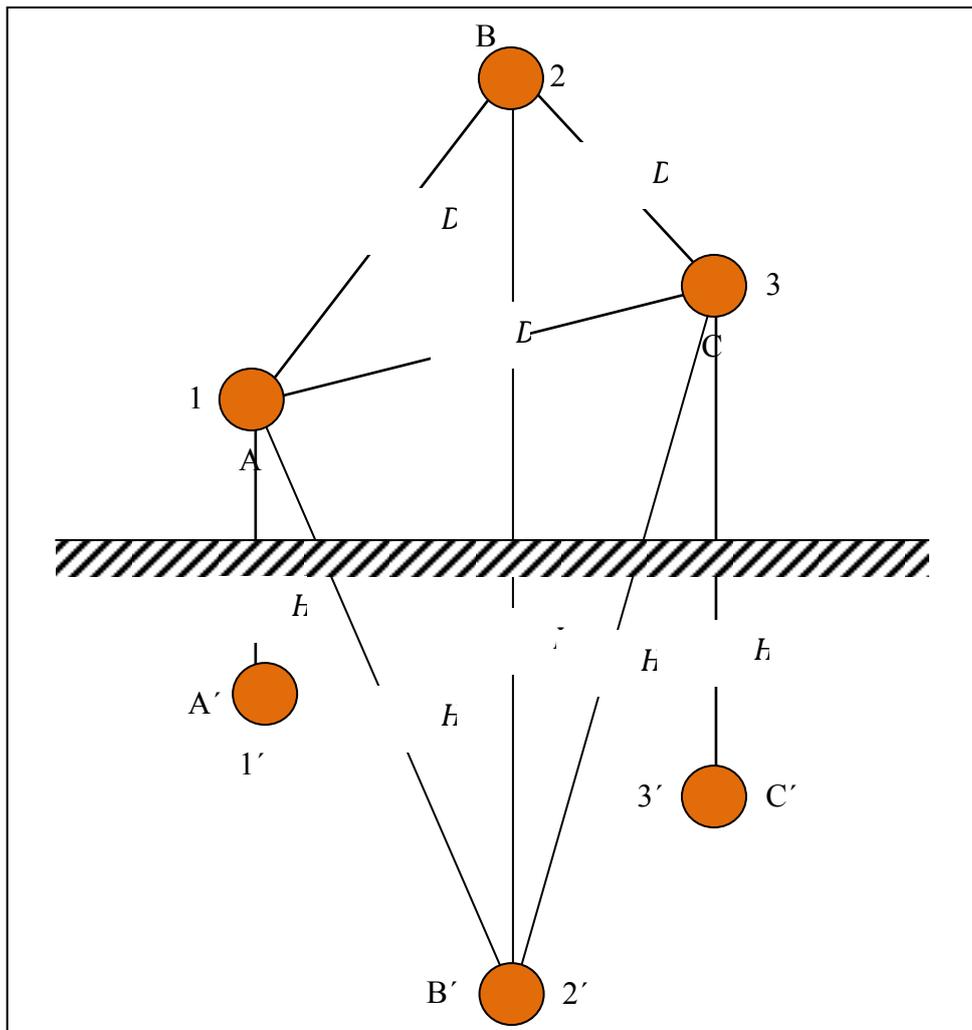
Considerando un sistema trifásico con disposición asimétrica ubicado a cierta distancia por encima de la superficie del terreno, tal y como se muestra en la figura 1.17, se obtiene:

$$V_{AB}^{(1)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ q_A \left[ \ln\left(\frac{D_{12}}{r}\right) - \ln\left(\frac{H_{12}}{H_1}\right) \right] + q_B \left[ \ln\left(\frac{r}{D_{12}}\right) - \ln\left(\frac{H_2}{H_{12}}\right) \right] \right. \\ \left. + q_C \left[ \ln\left(\frac{D_{23}}{D_{31}}\right) - \ln\left(\frac{H_{23}}{H_{31}}\right) \right] \right\}$$

$$V_{AB}^{(2)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ q_A \left[ \ln\left(\frac{D_{23}}{r}\right) - \ln\left(\frac{H_{23}}{H_2}\right) \right] + q_B \left[ \ln\left(\frac{r}{D_{23}}\right) - \ln\left(\frac{H_2}{H_{23}}\right) \right] \right. \\ \left. + q_C \left[ \ln\left(\frac{D_{31}}{D_{12}}\right) - \ln\left(\frac{H_{31}}{H_{12}}\right) \right] \right\}$$

$$V_{AB}^{(3)} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ q_A \left[ \ln\left(\frac{D_{31}}{r}\right) - \ln\left(\frac{H_{31}}{H_3}\right) \right] + q_B \left[ \ln\left(\frac{r}{D_{31}}\right) - \ln\left(\frac{H_3}{H_{31}}\right) \right] \right. \\ \left. + q_C \left[ \ln\left(\frac{D_{12}}{D_{23}}\right) - \ln\left(\frac{H_{12}}{H_{23}}\right) \right] \right\}$$

**Figura 1.17: Sistema trifásico asimétrico con efecto del terreno**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Calculando el valor promedio se obtiene:

$$V_{AB} = \frac{V_{AB}^{(1)} + V_{AB}^{(2)} + V_{AB}^{(3)}}{3}$$

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ q_A \left[ \ln \left( \frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{r} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right) \right] \right. \\ \left. + q_B \left[ \ln \left( \frac{r}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}} \right) \right] \right\}$$

Remplazando la expresión para el *DMG* y aplicando el mismo razonamiento para el cálculo de  $V_{AC}$  tenemos:

$$V_{AB} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \left\{ q_A \left[ \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right) \right] \right. \\ \left. - q_B \left[ \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right) \right] \right\}$$

Además para una línea trifásica se debe de cumplir:

$$q_A + q_B + q_C = 0$$

$$q_A = -(q_B + q_C)$$

También se tiene:

$$V_{AB} + V_{AC} = 3V_{AN}$$

Por lo tanto:

$$V_{AN} = \frac{q_A}{2\pi\epsilon_0} \left[ \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right) \right] \quad [36]$$

Entonces, la capacidad fase-neutro será:

$$C_{AN} = \frac{q_A}{V_{AN}} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\left[ \ln \left( \frac{DMG}{r} \right) - \ln \left( \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}} \right) \right]} \quad [37]$$

#### 1.2.4 Conductancia, efectos corona y aislador

La conductividad es el último parámetro importante eléctrico dentro de los circuitos convencionales. La conductividad es la facilidad que un material ofrece al paso de la corriente eléctrica, es decir, la inversa de la resistencia. Es un parámetro transversal, al

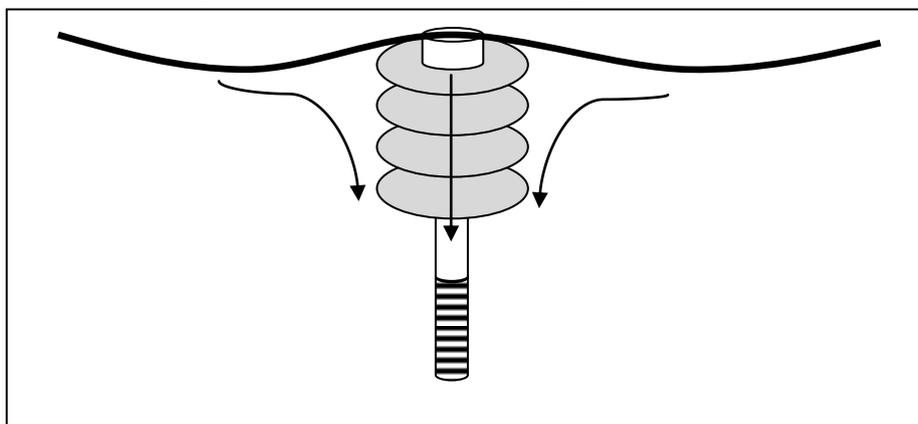
igual que la capacidad, en contra de la resistencia o la inductancia. Su unidad es la inversa del  $\Omega$  (siemens).

La conductancia tiene en cuenta las corrientes de fuga tanto de los aisladores que sostienen a las líneas aéreas como de las pérdidas ocasionadas por los electrones al saltar a través del aire. La conductancia depende de numerosos factores, entre ellos los climáticos y los medioambientales, que son difíciles de predecir, aparte de no mantenerse constantes a lo largo de toda una línea. Los cálculos de la conductancia suelen presentar valores pequeños, en comparación con los efectos resistivos, inductivos o capacitivos, vistos anteriormente. Es una suerte que la conductancia represente sólo una pequeña participación en el total de los efectos eléctricos de un circuito de una línea, ya que resulta del todo imposible su cálculo exacto, despreciándose por tanto en la mayoría de los casos. La conductancia se divide, pues, en dos efectos mayoritarios: el efecto aislador y el efecto corona.

### Efecto aislador

Los centros de consumo suelen estar alejados de los centros de producción de energía eléctrica; se impone, pues, un transporte que a menudo representa grandes distancias. Estas distancias deben ser cubiertas sin que en ningún momento se produzca contacto de los conductores con ninguna parte activa, ya que si esto ocurriera, la energía pasaría a través de esta parte activa (que no tiene por qué ser un conductor metálico, puede ser incluso un árbol), impidiendo que la energía llegue al centro receptor o de consumo. Para que esto no ocurra, y teniendo presente que los postes o torres eléctricas actuales son frecuentemente metálicas, es necesario incorporar a las mismas aisladores que las separen de los conductores que transportan la energía eléctrica. El tamaño de estos aisladores dependerá del valor de la tensión de la línea (recordar que en condiciones normales por cada 10.000 V los electrones son capaces de saltar a través del aire una distancia de 1cm); por tanto, a mayor tensión, mayor será el tamaño del aislador a incorporar. Los aisladores se fabrican de materiales altamente no conductores, pero aun así, con condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve o heladas) o medioambientales (ambientes contaminados de zonas industriales, etc), algunos electrones son capaces de desplazarse por la superficie del aislante hasta alcanzar la torre metálica, desde la cual llegarán a tierra. Incluso algunos electrones pasarán a través del aislante importándoles poco las condiciones medioambientales.

**Figura 1.18: Corrientes de fuga en los aisladores**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

En la figura 1.18 se aprecia el paso de los electrones por la superficie y a través del propio aislador. Debido a este efecto, siempre existirán pérdidas, por mucho que se mejoren los materiales constructivos, las formas o las disposiciones que adopten los aisladores, ya que no existe un material no conductor o aislante perfecto, como tampoco existe el material conductor perfecto.

Nótese que los aisladores se construyen de muy diversas formas, aunque predominan las redondeadas, pero lo importante es que, los grandes aisladores están formados por multitud de aisladores unitarios que reciben el nombre de discos o platos. A la agrupación de estos discos o platos se la denomina cadena del aislador. La longitud de estas cadenas dependerá del nivel de tensión existente en las líneas y no de la intensidad que pasa por las mismas.

Aunque no pueden darse valores estándar de pérdidas, es frecuente adoptar para las mismas los siguientes valores:

- Pérdidas por efecto aislador de un disco con condiciones de poca humedad (ambiente seco). La pérdida estimada es de 3W a 5W por disco.
- Pérdidas por efecto aislador de un disco con condiciones de humedad (ambiente húmedo). La pérdida estimada es de 8W a 20W por disco<sup>9</sup>.

### **Efecto corona**

Es quizás uno de los efectos más llamativos de los fenómenos eléctricos. Consiste en que algunos electrones adquieren la suficiente energía para abandonar el conductor por donde circulan, siendo capaces de saltar hacia el aire circundante, que teóricamente no es conductor. Esto provoca que se forme un haz luminoso en torno a los conductores, que en noches oscuras es visible desde grandes distancias.

El efecto corona es un fenómeno de descarga, se presenta cuando el voltaje de un conductor aéreo excede la fuerza de ruptura del aire circundante, es decir, si se aplica un elevado voltaje a los conductores, entonces se presenta un campo eléctrico en la superficie del conductor, cuando este campo en la superficie del conductor supera la rigidez dieléctrica del aire, la ionización aparece en el conductor. Por tal motivo la intensidad del efecto corona es función del campo eléctrico en la superficie de los conductores. Los conductores de gran diámetro tienen gradientes de campo eléctrico más bajos en la superficie del mismo, por esta razón entre mayor es el diámetro del conductor menor es la tendencia a producirse el efecto corona; sin embargo, no es factible tener conductores de grandes dimensiones lo que se puede resolver con el uso de varios conductores por fase de dimensiones razonables.

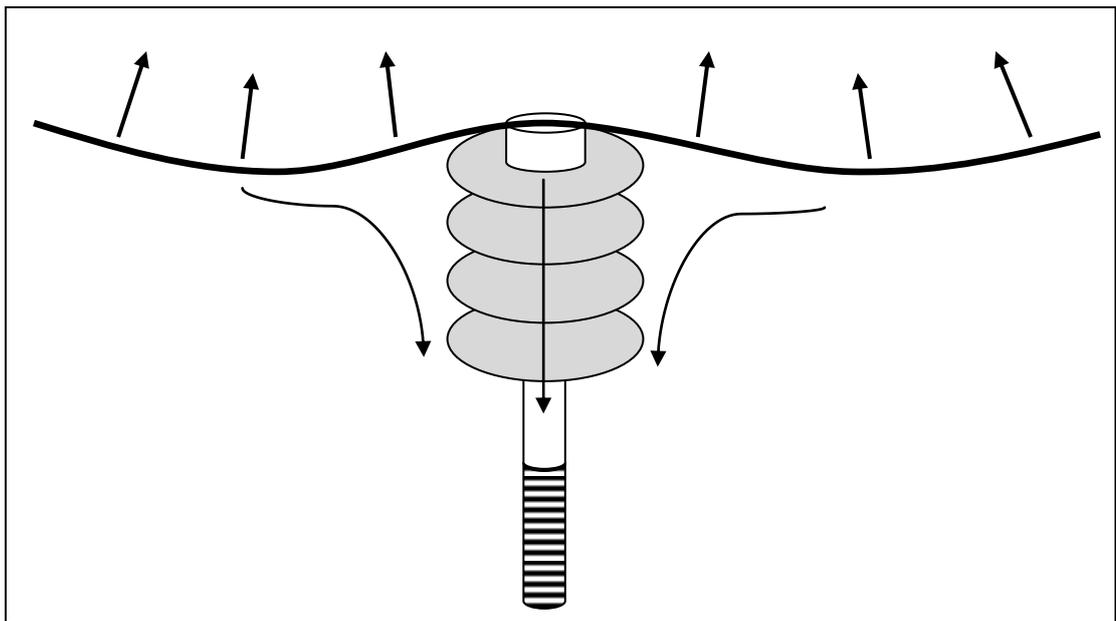
Los iones son generados debido a la actividad parcial de la descarga presente en el aire cerca del conductor. Las descargas eléctricas usualmente son provocadas por el campo eléctrico que acelera la liberación de los electrones que circulan por medio de gas, cuando los electrones adquieren suficiente energía debido al campo eléctrico pueden

---

<sup>9</sup> <sup>4</sup>Esta información ha sido obtenida de la bibliografía descrita en [6]

producir iones nuevos al golpear los electrones de los átomos por colisiones. Estos electrones que viajan a través del aire se verán frenados desde las grandes velocidades que poseen al dejar el conductor hasta velocidades nulas en cuestión de unos pocos centímetros (*recordar que cada cm de aire representa una pérdida de  $10\ 000V^{10}$* ). Este gran rozamiento provocará emisiones de energía térmica, acústica y electromagnética en el rango de las radiofrecuencias, de forma que los conductores pueden generar ruido e interferencias en la radio y la televisión; otra consecuencia es la producción de ozono y óxidos de nitrógeno. En la figura 1.19 puede verse en forma gráfica el efecto corona junto con el efecto aislador.

**Figura 1.19: Efectos combinados de aislador y corona**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Para el cálculo de pérdidas por corona se utilizará la metodología establecida por uno de los ingenieros pioneros en el estudio del efecto corona, el norteamericano Peek que ya desde principios de siglo dedujo de forma experimental unas fórmulas que permitieran su cálculo. De acuerdo con el estudio de Peek se definen los siguientes términos:

- Tensión crítica disruptiva: Es la tensión o resistencia dieléctrica del aire que los electrones deben vencer para iniciar su paso a través de él, abandonando el material conductor. Es la tensión más importante.
- Tensión crítica visual: Es la tensión o resistencia dieléctrica del aire que deben vencer los electrones para que el efecto sea visible, y por tanto que el aporte de electrones hacia el aire sea ya importante. Es mayor que la tensión crítica disruptiva, pero no es de tanta importancia en el cálculo del efecto, ya que lo que realmente interesa es el momento en que se produce y no cuando éste es visible.

<sup>10</sup> Esta información ha sido obtenida de la bibliografía descrita en [6]

- Tensión más elevada: Es la tensión que adquiere la línea en condiciones normales de funcionamiento, por la variabilidad de las cargas a ella conectadas.

Se obtiene en tablas, pero suele estar comprendida entre un 10% o un 20% superior a la nominal, siendo muy frecuente adoptar un 15% superior a la tensión nominal.

Entonces la metodología de Peek para el cálculo del efecto corona será:

- Se calcula la tensión que puede aguantar el aire tanto en ambientes secos como húmedos (tensión crítica disruptiva).
- Se calcula la máxima tensión que puede alcanzar la línea en condiciones normales (tensión más elevada).
- Se comparan las dos tensiones: si la tensión crítica disruptiva (la que aguanta el aire) es mayor que la tensión más elevada (tensión de los electrones), los electrones no tendrán suficiente energía para saltar al aire y no se producirá el efecto corona. Si por el contrario la tensión crítica disruptiva es menor que la tensión más elevada, se producirá el efecto corona y se deberá calcular sus pérdidas.
- Mediante unas fórmulas empíricas se calculará las pérdidas por efecto corona.

Para el cálculo de la tensión crítica disruptiva se usará la ecuación experimental planteada por Peek

$$V_C = \sqrt[3]{3} m_C m_T E_P \delta \left( \frac{r}{\beta} \right) \ln \left( \frac{DMG}{RMG} \right) \quad [38]$$

Donde:

$m_C$  : Es el coeficiente del conductor empleado. Cuánto más plano sea un material más difícil es que de él se desprendan electrones. En cambio, con materiales circulares o con protuberancias, éstas actúan de trampolín para los electrones, y a igualdad de tensión, saltan del material más fácilmente. Así:

- $m_C = 1$  para conductores nuevos.
- $m_C = 0.93$  a  $0.98$ , para conductores viejos (con protuberancias).
- $m_C = 0.83$  a  $0.87$ , para cables (formados por hilos).

$m_T$  : Es el coeficiente medioambiental. El aire será más conductor si está húmedo o contaminado. Así:

- $m_T = 1$  cuando el aire es seco.
- $m_T = 0.8$  cuando el aire está húmedo o contaminado.

$E_P$  : Es la magnitud del campo eléctrico superficial en condiciones normales ( $E_P = 2.21$ ) Kv/cm

$\beta$  : Es el factor de disposición de haces

$\delta$  : Es la densidad relativa del aire

El factor de disposición de haces y la densidad relativa del aire puede ser determinado mediante las siguientes expresiones:

$$\delta = \frac{0.3921P}{273+T} \quad [39]$$

$$P = 10^{\log(760) - \frac{y}{18336}} \quad [40]$$

$$\beta = \frac{1 + (n - 1)\frac{r}{R}}{n} \quad [41]$$

Donde:

$P$	:	Es la presión del aire en $mmHg$
$T$	:	Es la temperatura del aire en $^{\circ}C$
$y$	:	Es la altura en metros sobre el nivel del mar
$R$	:	Es el radio del círculo de los subconductores, en cm
$r$	:	Es el radio del subconductor, en cm
$n$	:	Número de subconductores por haz

Para el cálculo de la tensión más elevada si no se dispones de tablas para su cálculo puede usarse la siguiente expresión:

$$V_{ME} = 1.15V_{LÍNEA} \quad [42]$$

Una vez calculas, la tensión crítica disruptiva y la tensión más elevada se procede a su comparación; así pues, si  $V_{ME} > V_C$  se produce el efecto corona, en caso contrario no hay efecto corona. Si no se produce efecto corona ya no debe seguirse con los cálculos, concluyéndose que no existirán pérdidas por este concepto. Si se produce el efecto corona se debe determinar las pérdidas. Es decir, hasta ahora sólo se ha determinado si se producirá o no el efecto corona, pero en caso afirmativo, deben calcularse las pérdidas que representan, para ello, se recurrirá a otra expresión diseñada mediante ensayos de laboratorio, es decir, de forma experimental, también por el ingeniero Peek.

La pérdida de potencia por fase y por kilómetro de acuerdo con lo establecido por Peek es:

$$P_{EC} = \frac{241}{\delta} (f + 25)^2 \sqrt{\frac{RMG}{DMG}} \left( \frac{V_{ME}}{\sqrt[2]{3}} - \frac{V_C}{\sqrt[2]{3}} \right)^2 10^{-5} \quad [43]$$

Donde:

$f$	:	Es la frecuencia del sistema trifásico
-----	---	--

Hasta este punto se ha mostrado las expresiones matemáticas que permitirán cuantificar los efectos eléctricos presentes en una línea de transporte de energía eléctrica, sin embargo como se verá en los siguientes apartados no todos los efectos vistos se consideran en el cálculo de líneas ya que dependiendo del nivel de voltaje, de las

longitudes, algunos parámetros eléctricos se hacen de magnitud despreciable en comparación a otros lo que permite simplificar el estudio de dichos sistemas.

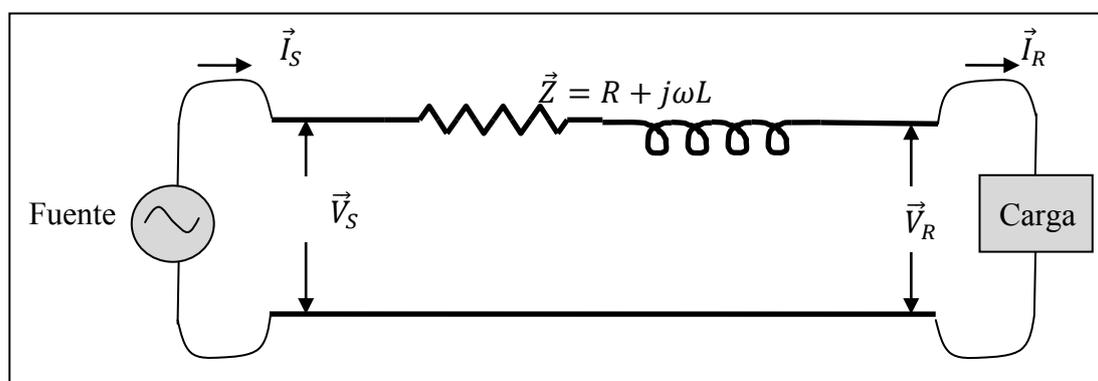
### 1.3 Circuitos eléctricos equivalente de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión eléctrica son clasificadas de acuerdo con su longitud en: líneas de transmisión cortas para longitudes inferiores a 80km, líneas de longitud media para longitudes comprendidas entre 80 y 240km y líneas largas para longitudes mayores a 240km. En cada caso, se puede demostrar que se podrán despreciar algunos parámetros eléctricos que permitirán estudiar con bastante exactitud el comportamiento de las líneas. El tipo de línea eléctrica que se estudiará de aquí en adelante son aquellas usadas en la etapa de distribución, recordando que el sistema eléctrico desde que empieza hasta donde termina se divide en cuatro etapas, generación, transmisión, distribución y utilización, en este estudio solo se considerará los sistemas de distribución en media tensión teniendo presente que en estos casos el nivel de voltaje estará comprendido entre 1 a 35Kv.

Las líneas de distribución por lo general caen dentro de la clasificación de líneas cortas. Los parámetros representativos de cualquier sistema de potencia son cuatro: la resistencia eléctrica  $R$ , la inductancia  $L$ , la conductancia  $G$  y la capacidad  $C$ , estos parámetros pueden agruparse como longitudinales (resistencias e inductancias), o bien, como transversales (conductancia y capacidad).

Es una ventaja que el parámetro conductancia no tenga un valor relevante en los resultados finales de cálculo, ya que es prácticamente imposible determinar su valor exacto al depender éste de muchos condicionantes o variables difíciles de determinar. Los otros tres parámetros influyen de forma distinta dependiendo de la longitud de la línea. Así pues, en el caso de líneas cortas puede despreciarse el efecto producido por la conductancia (efecto corona y efecto aislador), así mismo, el efecto capacitivo es de valor tan pequeño que prácticamente tampoco influye en los resultados, no teniéndose presente. Los valores de la resistencia y de la inductancia sí son necesarios, pero pueden tomarse de forma concentrada, simplificándose enormemente las operaciones. En consecuencia el circuito equivalente de una línea de transmisión corta quedará pues reducido a una resistencia y una inductancia, conectadas en serie y concentradas en el centro de la línea, tal y como se muestra en la figura 1.20.

**Figura 1.20: Circuito equivalente de la línea eléctrica**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

En la figura anterior,  $\vec{I}_S$  e  $\vec{I}_R$  son, respectivamente, las corrientes en los extremos transmisor y receptor, en notación fasorial, y  $\vec{V}_S$  y  $\vec{V}_R$  las tensiones entre fase y neutro en esos mismos puntos, también como fasores. El circuito se resuelve como un sencillo circuito serie de corriente alterna. Como no hay ramales en paralelo, la corriente es la misma en ambos extremos de la línea, por lo que:

$$\vec{I}_S = \vec{I}_R = \vec{I} \quad [44]$$

La tensión en el extremo distribuidor es:

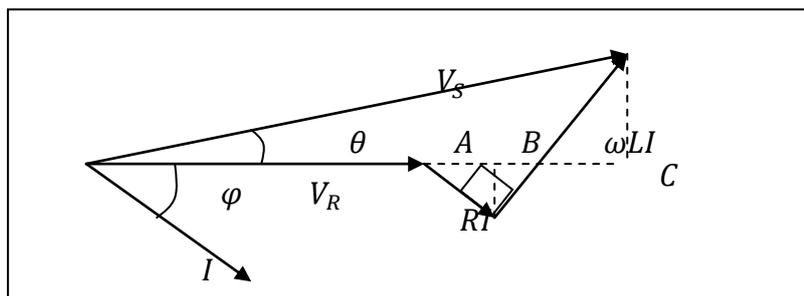
$$\vec{V}_S = \vec{V}_R + \vec{I}_R \vec{Z} \quad [45]$$

Donde  $Z$  es  $z l$ , el módulo de la impedancia total de la línea. La fuente de alimentación puede ser un equipo generador de electricidad teniendo como entrada la energía proveniente ya sea del agua almacenada en un reservorio, del combustible fósil, etc; así como también puede ser un punto de suministro y conexión a las redes existentes de distribución de la Empresa concesionaria.

Si se conecta una carga al extremo de una línea de transmisión de energía eléctrica corta, se cerrará el circuito fluyendo una corriente a lo largo de la misma. Esta corriente se mantendrá constante, al no existir las pérdidas transversales debidas a la capacidad o a la conductancia. El tipo de carga que se conecte al final de la línea determinará el módulo y el desfase de la intensidad, resultando ésta de origen óhmico, inductivo o capacitativo, si la carga al final de la línea resulta ser óhmica, inductiva o capacitativa respectivamente.

El efecto combinado de la resistencia eléctrica y la inductancia produce una caída de tensión por lo que la tensión aplicada al inicio de la línea será diferente a la tensión en el extremo final conectado a la carga. La magnitud de esta caída de tensión puede ser determinada en base al diagrama vectorial de la figura 1.21 correspondiente a una carga de tipo inductiva.

**Figura 1.21: Caída de tensión**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Debido al pequeño valor del ángulo  $\theta$ , entre las tensiones en el origen y extremo de la línea, se puede asumir sin cometer prácticamente ningún error, que el vector de magnitud  $V_S$  es igual a su proyección horizontal, siendo por tanto el valor de la caída de tensión:

$$\Delta V = V_S - V_R \cong \overline{AB} + \overline{BC} = I(R\cos(\varphi) + \omega L\sin(\varphi)) \quad [46]$$

Como la potencia transportada por la línea es:

$$P = \sqrt{3}V_S I \cos(\varphi) \quad [47]$$

Entonces, la caída de tensión para un sistema trifásico será:

$$\Delta V = \frac{P(R + \omega L \tan(\varphi))}{V_n} \quad [48]$$

Siendo  $V_S = V_n$ , la tensión nominal de la línea

En vacío el circuito se simplifica, ya que al no tener ninguna carga conectada al final de la línea, el circuito permanece abierto, no circulando corriente a través del mismo. Si no existe intensidad, no puede existir caída de tensión, igualándose en este caso las tensiones del final y del principio de la línea.

Como ya se mencionó ambos parámetros eléctricos, la resistencia y la inductancia, contribuyen a la caída de tensión cuando circula una determinada corriente en la línea. Por otra parte, como se puede demostrar, la resistencia eléctrica es el parámetro al que están ligadas las pérdidas de energía en forma de calor (efecto joule) y por lo que dependerá el hecho de que el diseño de una línea sea eficiente energéticamente. Así mismo la inductancia esencialmente almacena, en un sistema de corriente alterna, la energía eléctrica y la devuelve a la fuente en forma cíclica, esto es válido para medios de permeabilidad magnética constante. La energía es almacenada como un campo magnético generado por la línea, por lo que este parámetro no puede ser considerado como una fuente de pérdidas en forma de calor y de manera directa; sin embargo, la generación de los campos magnéticos y el almacenamiento correspondiente de la energía demanda a la fuente una potencia adicional y por tanto una mayor corriente en comparación a cuando no existiera, este aumento de corriente al circular por la resistencia conectada en serie producirá mayores pérdidas de energía en forma de calor y de manera directa.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado las pérdidas de potencia en una línea de distribución debido a la resistencia eléctrica serán:

$$P_{Pérdidas} = 3R_T I^2 \quad [49]$$

Donde:

$R_T$  : Es la resistencia eléctrica total de la línea a la temperatura de operación, en  $\Omega$

Reemplazando la ecuación (47) en la (49) se obtiene:

$$P_{Pérdidas} = \frac{PR_T}{V_S \cos(\varphi)} \quad [50]$$

Siendo  $V_S = V_n$ , la tensión nominal de la línea

La pérdida de energía será el producto de la potencia por el tiempo de establecimiento de la corriente o demanda de potencia. El valor de esta energía puede ser determinado con mayor exactitud en base a los diagramas de carga, como se verá posteriormente.

Las pérdidas anuales de energía activa pueden ser determinados mediante la siguiente expresión, según la norma DGE rd018-2003-EM:

$$E_{P\acute{e}rdida} = 8760 * P_{P\acute{e}rdidas} * F_p$$

$$F_p = 0.15 * F_c + 0.85 * F_c^2$$

Donde:

$P_{P\acute{e}rdidas}$  : Pérdidas de potencia [Kw]

$F_p$  : Factor de pérdidas

$F_c$  : Factor de carga

El factor de carga es la relación entre el consumo durante un periodo de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización continua de la potencia máxima contratada durante ese período. Si el consumo de energía es durante las 24 horas del día y para el mes completo los factores de carga para horas punta y fuera de punta, teniendo en cuenta que las horas punta son desde las 18 horas hasta las 23 horas, serían las dadas por las siguientes expresiones:

$$F_c = \left( \frac{E_{HP}}{576 * Pot_{contr.}} \right)$$

Y para las horas fuera de punta:

$$F_c = \left( \frac{E_{HFP}}{2270 * Pot_{contr.}} \right)$$

Donde:

$Pot_{contr.}$  : Pérdidas de potencia [Kw]

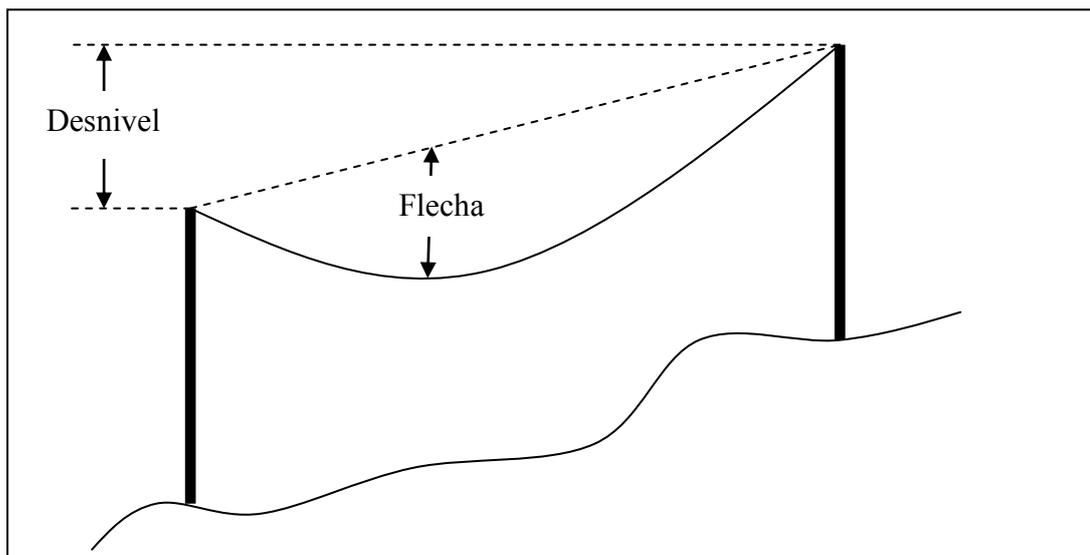
$E_{HP}$  : Energía en hora punta

$E_{HFP}$  : Energía en hora fuera de punta

#### 1.4 Cálculo mecánico de conductores

Cuando un conductor eléctrico es tendido entre dos soportes con un gran desnivel entre ellos tal y como se muestra en la figura 1.22 se forma una curva característica debida a la acción de la gravedad conocida como catenaria.

**Figura 1.22: flecha de una curva catenaria**



**Fuente: Elaboración propia**

Se define un parámetro importante, la flecha, como la distancia vertical máxima en un vano de una línea aérea. Medida del conductor a la línea recta que une sus puntos de apoyo. En caso el desnivel de la estructuras de soporte sea pequeño, así como la flecha, la curva catenaria puede aproximarse a una curva parabólica que es la curva típica de aquellos casos en que cables o cuerdas estén sometidos a cargas verticales uniformemente distribuidas. En este caso los cálculos de los parámetros del conductor tendido es más sencillo siendo este el que se aplicará en la presente tesis ya que la mayoría de los sistemas de distribución, sobre todo en la zona costera, puede aproximarse al caso de estructuras con poco desnivel entre ellos. Cuando un cable de cualquier tipo se suspende entre dos soportes se genera una fuerza de tensión en el propio cable cuyo valor, se puede demostrar, está relacionado con el valor de la flecha existente. También es posible demostrar que entre menor sea la flecha mayor será la tensión.

El cálculo mecánico consiste en determinar las fuerzas de tensión y deberá hacerse teniendo en cuenta la acción de las cargas y sobrecargas sobre los conductores, su combinación, en las condiciones que se describen en los párrafos siguientes. Los esfuerzos a los que quedan sometidos los conductores en líneas aéreas se derivan de su peso propio, de la carga debida al viento y de las variaciones de temperatura. El peso propio actúa verticalmente, y la carga debida al viento se aplica horizontalmente en el sentido perpendicular al vano, las variaciones de temperatura producen esfuerzos longitudinales en la línea debido a las dilataciones y contracciones térmicas. Así pues:

La presión del viento sobre el conductor es:

$$P_v = k * V^2 \quad [51]$$

Donde:

$k$  : Constante del cilindro (=0.613)  
 $V$  : Velocidad del viento

Por lo tanto el peso adicional (fuerza de arrastre) debido a la presión del viento es:

$$F_v = P_v * \phi_c \quad [\text{N/m}] \quad [52]$$

Donde:

$\phi_c$  : Diámetro exterior del conductor [m]

Entonces el peso resultante por unidad de longitud del conductor y por la acción combinada del viento y de su propio peso será:

$$W_r = \sqrt{W_c^2 + F_v^2} \quad [\text{N/m}] \quad [53]$$

Donde:

$W_c$  = Peso unitario del conductor, dado por el fabricante, en [N/m].

Para tomar en cuenta los efectos combinados del peso resultante y de la temperatura en los esfuerzos del conductor se hace uso de una ecuación de cambio estado en la que se considera un estado inicial caracterizado por los parámetros de velocidad del viento y temperatura que producen una flecha inicial y por tanto un esfuerzo inicial en el conductor, así mismo, se considera un estado final caracterizados por una velocidad del viento y una temperatura final. El cambio de estado del inicial al final se manifiesta en un cambio de la flecha y de los esfuerzos cuyos valores están relacionados mediante la ecuación (54).

$$\sigma_{02}^2 * \left[ \sigma_{02} + E * \alpha * (t_2 - t_1) + \frac{W_{r1}^2 * d^2 * E}{24 * A^2 * \sigma_{01}^2} - \sigma_{01} \right] = \frac{W_{r2}^2 * d^2 * E}{24 * A^2} \quad [54]$$

Donde:

$\sigma_{01}$  : Esfuerzo admisible en el estado 1 (MPa)

$\sigma_{02}$  : Esfuerzo admisible en el estado 2 (MPa)

$W_{r1}$  : Peso resultante en el estado 1 (dN/m)

$W_{r2}$  : Peso resultante en el estado 2 (dN/m)

$t_1$  : Temperatura en el estado 1 (°C)

$t_2$  : Temperatura en el estado 2 (°C)

$\alpha$  : Coeficiente de dilatación lineal (para Al = 0.000023)

$E$  : Módulo de elasticidad (para Al = 57 MPa)

$A$  : Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)

$d$  : Vano (m)

El valor de la flecha está dado por la siguiente expresión:

$$f = \frac{Wr * d^2}{8 * A * \sigma} \quad [55]$$

Donde:

$Wr$  : Peso resultante en la hipótesis en consideración

$\sigma$  : Esfuerzo en la hipótesis en consideración.

Para realizar los cálculos mecánicos de los conductores se considera tres hipótesis; así pues, de acuerdo a las características climáticas de la zona, establecido por el Código Nacional de Electricidad, se considera las siguientes:

- **Hipótesis I: Condiciones de máximo esfuerzo**

Temperatura mínima : 10 °C

Viento Máximo : 19.5 m/s

- **Hipótesis II: Condiciones de templado**

Temperatura : 15 °C; 20 °C; 25 °C; 30 °C

Sin viento

- **Hipótesis III: Condición de máxima flecha**

Temperatura : 50 °C

Sin viento

Además:

El Tiro o tensión máxima admisible en el conductor es:

$$T_{01} = \frac{Trp}{c.s.}$$

Donde:

$Trp$  : Tiro de ruptura del conductor [N]

$c.s.$  : Coeficiente de seguridad (=3)

Por tanto el esfuerzo máximo admisible (esfuerzo en la hipótesis I) será:

$$\sigma_{01} = \frac{\sigma_p}{c.s.} \quad [56]$$

Donde:

$\sigma_p$  : Esfuerzo de rotura del conductor [N]  
*c.s.* : Coeficiente de seguridad (=3)

A partir del esfuerzo en la hipótesis I ( $\sigma_{01}$ ) y mediante la ecuación de cambio de estado, se podrá calcular los esfuerzos para la hipótesis II ( $\sigma_{02}$ ) e hipótesis III ( $\sigma_{03}$ ).

## 1.5 Estructuras de soporte

Una línea de distribución eléctrica está compuesta básicamente por los conductores eléctricos y por las correspondientes estructuras de soporte cuyo diseño debe poseer las características adecuadas a las solicitaciones mecánicas de fuerza, de acuerdo con la topografía del terreno y a las condiciones climáticas del sector, así mismo, los conductores eléctricos deben ser del material que cumpla con las características mecánicas y eléctricas de acuerdo a las necesidades del proyecto. Pero además de esto, hay una serie de elementos que son los responsables de mantener unidos los conductores a las estructuras, que se denomina ferretería de la línea.

### 1.5.1 Tipos de estructuras de acuerdo a su uso

Por lo general las estructuras de soporte en las líneas de distribución están constituidas principalmente por postes de madera tratada o concreto armado centrifugado, muy rara vez se ven estructuras metálicas. Existen además elementos secundarios como crucetas, ménsulas, etc., que permiten dar un acabado final a la estructura de acuerdo a la configuración del circuito; es decir, se podría tener un circuito trifásico con un conductor por fase y dispuesto en forma horizontal, también se podría disponer en forma vertical, en zigzag, etc. Todas estas posibles configuraciones son conocidas como armados y depende de cómo se distribuyan geoméricamente los conductores en la estructura. Considerando que de aquí en adelante se analizará sólo las estructuras con un solo circuito, en los siguientes párrafos se describe de manera general los tipos de estructuras que podrían encontrarse en los sistemas de distribución y en el anexo A se muestran los diferentes armados, de acuerdo al tipo de poste, que pueden encontrarse en el campo.

#### Estructura de alineamiento

Este tipo de estructura permite que la dirección de tendido del conductor sea en línea recta o con pequeñas desviaciones angulares y por lo general los vanos a ambos lados del mismo se hacen iguales para que no se produzcan desbalances de tensiones que puedan afectar apreciablemente la resistencia mecánica de la estructura y de sus componentes.

#### Estructuras de suspensión

Este tipo de estructura corresponde al tipo auto soportante, esto quiere decir que esta estructura sólo trasmite a las fundaciones su peso y el peso de los conductores en el sentido vertical. Generalmente estas estructuras también son de alineamiento

### **Estructura de ángulo**

Esta estructura permite la desviación angular apreciable de la línea permitiendo la desviación en casos en que resulte inaceptable el tendido en línea recta ya sea por algún obstáculo presente o por que la trayectoria impuesta a la línea así se lo establece.

### **Estructura de anclaje**

Este tipo de estructura es construida cuando los tramos rectos de la línea se extienden demasiado y se instala para permitir proporcionar puntos firmes que impidan la destrucción total de la línea, en caso de ruptura de un conductor o colapso de alguna estructura contenida en el tramo.

### **Estructura de fin de línea**

Estas son del mismo tipo que las mencionadas anteriormente, la diferencia se debe a que se encuentra al final de la línea, ya sea para su acometida a una subestación o simplemente el término de ésta, por lo que la tensión del conductor por un lado en la longitudinal es reducida o simplemente nula.

## **1.5.2 Componentes de una estructura de soporte**

En general, se llama línea aérea al conjunto de conductores que transportan la energía eléctrica, montados a cierta altura sobre el terreno; estos conductores están soportados por ciertos tipos de soportes debidamente aislados del conductor, y estos soportes, a su vez van montados sobre postes, cuya misión primordial es mantener separados los conductores a una altura conveniente del terreno. Los postes se apoyan en el terreno, por medio de cimentaciones.

Al conjunto del poste, con las cimentaciones y los soportes de los conductores, se le denomina, en general, apoyo o estructura de soporte.

Por lo tanto, y resumiendo los elementos esenciales que constituyen una línea aérea son: Los conductores y los apoyos, así mismo, en lo que a apoyos se refiere, cuando son pocos los conductores que han de montarse en un poste y la disposición de los mismos es simple, se sujetan a él directamente, por medio de elementos adecuados.

Si el número de conductores es grande o la disposición es compleja, se montan en un elemento especial, generalmente en forma de brazo horizontal y que pueden ser crucetas o ménsulas; éstas según los casos, pueden ser también de madera, hormigón o metálicas sin que, necesariamente, el poste este construido del mismo material; así, por ejemplo, hay postes de madera con crucetas de madera o con crucetas metálicas, postes de hormigón con crucetas de hormigón o crucetas metálicas, etc.

Las prescripciones oficiales establecen que para el diseño constructivo de los apoyos se habrá de tener en cuenta la accesibilidad a todas sus partes por el personal especializado, de forma que pueda realizarse eficientemente la inspección y conservación de todos los elementos estructurales que constituyen el apoyo, además deberá de tenerse un espaciamiento adecuado de los conductores y accesorios de soporte y maniobra.

En los siguientes párrafos se habla de los componentes más esenciales de una línea de distribución.

**Postes:** Los postes tienen la función de separar los conductores del terreno y de cualquier obstáculo en el mismo de tal manera de mantener una distancia de separación conveniente establecido en las normas.

El material de los postes puede ser: madera, concreto armado y fierro, para los dos primeros su forma es troncocónica; es decir, con mayor diámetro en la base y menor diámetro en la punta, mientras que el tercero se suele construir a base de perfil de fierro tipo “L”.

Los postes de madera son los más económicos de fabricación. Su campo de aplicación es casi exclusivamente en líneas de baja tensión y de media tensión pero para sectores rurales. Normalmente los postes de madera empleados en las líneas son de pino tratado.

La vida de un apoyo de madera es relativamente corta, y es aproximadamente de 10 años. Se puede llegar a doblar tal duración, protegiendo el poste mediante tratamiento con imprimación de creosota.

En la figura 1.23 se muestra la imagen de un poste de madera usado en las líneas de distribución en media tensión.

**Figura 1.23: Poste de madera**



**Fuente: Pág. web, <http://electricidad-viatger.blogspot.com>**

La resistencia mecánica de los postes de madera se verifica aplicándole una carga flexionante a una distancia de la punta de 610mm, hasta producir la rotura del mismo, esta carga se aplica mientras se mantiene la base fija. La designación de los postes de madera se da mediante la clase y la longitud, en la tabla 1.7 se dan las características técnicas más importantes de este tipo de postes y para las clases 6 y 5.

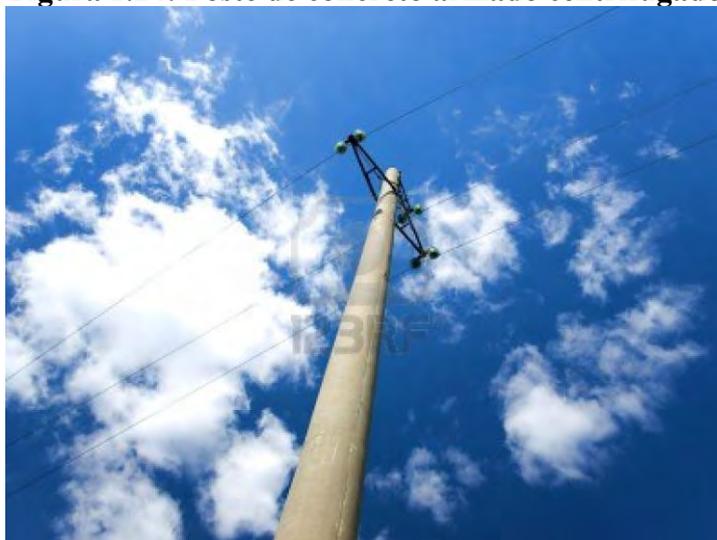
**Tabla 1.7: Postes de madera tratada**

Descripción	Clase 6			Clase 5		
Longitud	13m	12m	11m	13m	12m	11m
Esfuerzo máximo de flexión	40 Mpa					
Carga de rotura a 610mm de la cabeza	6.67 kN	6.67 kN	6.67 kN	8.44 kN	8.44 kN	8.44 kN
Módulo de elasticidad	10200 Mpa					
Normas de fabricación tratamiento y pruebas	ANSI O5.1 AWPA					

Por otra parte los postes de concreto se fabrican a base de una armadura de fierro que les da flexibilidad que posteriormente es recubierto con concreto mientras se somete a un proceso de centrifugado.

Estos postes tienen forma troncocónica exacta en comparación a los postes de madera que por lo general presenta una pequeña desviación. El campo de aplicación de estos postes es en las zonas urbanas y muy rara vez se ve en las zonas rurales sobre todo en las desérticas ya que son afectadas por la erosión del viento y la lluvia.

La resistencia mecánica se determina aplicándole una carga de flexión a una distancia de 200mm de la punta hasta su rotura, determinándose de esta manera la carga de rotura del mismo; sin embargo, en la selección de estos postes se hace uso de la carga de trabajo que resulta ser igual a la de rotura pero aplicándole un factor de seguridad de dos. La designación se hace de la siguiente manera: Longitud/Carga de trabajo/Diámetro de la cima/Diámetro de la base. En la figura 1.24 se muestra este tipo de soporte.

**Figura 1.24: Poste de concreto armado centrifugado**

Fuente: Pag. web, <http://es.123rf.com>

Finalmente las ventajas de los postes metálicos son derivadas, sobre todo, de su superior resistencia mecánica respecto a los demás tipos de postes y a la propia estructura del poste, que se presta a la descomposición en piezas sencillas que luego se arman cómodamente en el lugar del izado del poste, así como su fácil mantenimiento y su más estética configuración, hacen que el empleo de estos postes se extienda desde las redes de media tensión hasta los grandes sistemas de transporte a muy altas tensiones; sin embargo en el Perú son escasos el uso de estas estructuras en las líneas de media tensión, instalándose sólo en casos especiales.

La extensión de las aplicaciones de los postes metálicos hace que los tipos sean muy variados y adopten muy diferentes formas que hace muy difícil su clasificación. Considerando el material constituyente del poste y la configuración de este material en el conjunto del mismo, se puede clasificar los postes metálicos como se indica a continuación:

- Postes de perfiles laminados.
- Postes tubulares.
- Postes de celosía de perfiles laminados.
- Postes de celosía tubular.
- Postes de celosía mixtos.

Todos estos tipos hacen referencia a los postes que se puede considerar de construcción normal, es decir, los más utilizados en las líneas de distribución y de transporte de energía eléctrica. En la figura 1.25 y 1.26, se muestran dos tipos de estas estructuras.

**Figura 1.25: Poste tubular de fierro**



**Fuente: Pag web, <http://electricidad-viatger.blogspot.com>**

**Figura 1.26: Poste de celosía de perfiles de fierro laminados**



**Fuente:** Pag web, <http://electricidad-viatger.blogspot.com>

**Crucetas:** Pueden ser de madera, de fierro o de concreto armado vibrado, son utilizados para el soporte de los accesorios requeridos para el tendido de los conductores eléctricos de tal manera que al menos dos fases estén dispuestas en forma horizontal y con una separación que dependerá de la longitud de la cruceta y de acuerdo con lo establecido en las normas referido a la separación entre conductores. Las crucetas, sobre todo las de fierro, poseen tratamientos que les permite su aplicación en diferentes condiciones ambientales. En la figura 1.27 y 1.28 pueden verse las imágenes de las crucetas de madera y de concreto respectivamente.

**Figura 1.27: Cruceta de madera**



**Fuente:** Pag web, <http://electricidad-viatger.blogspot.com>

**Figura 1.28: Cruceta de concreto**

**Fuente:** Pag web, <http://electricidad-viatger.blogspot.com>

Existen dos tipos de crucetas que son usados en los sistemas de distribución, la cruceta simétrica y la asimétrica lo que depende de la simetría con que quede instalado en el poste. En forma general y de acuerdo a normas las crucetas de concreto se designan mediante la siguiente nomenclatura: Z/(longitud nominal)/(carga de trabajo transversal), la carga de trabajo transversal se da en kilogramos fuerza y Z hace referencia a una cruceta simétrica, en el caso de una asimétrica se designa con la letra AZ.

**Ménsulas:** Es un elemento estructural en voladizo que puede ser de madera, fierro o de concreto armado vibrado y son utilizados para el soporte de los accesorios requeridos para el tendido de los conductores eléctricos de tal manera que al menos una fase quede soportado; y para dar la separación correspondiente, de acuerdo con las normas, por lo general van asociados a otras ménsulas que soportan individualmente las otras fases y están separadas la distancia requerida. En la figura 1.29 y 1.30 se muestran una ménsula de madera y de concreto armado vibrado.

**Figura 1.29: Ménsula de madera**

**Fuente:** Imagen propia

**Figura 1.30: Ménsula de concreto armado vibrado**



**Fuente: Imagen propia**

La designación de las ménsulas de concreto armado vibrado se hace de la siguiente manera:  $M/(longitud\ nominal)/(carga\ de\ trabajo\ transversal)$ , donde M hace referencia a la ménsula.

**Aisladores:** Los aisladores proporcionan un soporte mecánico al conductor y están en contacto directo con el mismo por lo que debe ser capaz de proporcionar resistencia mecánica y eléctrica a la vez. Como su nombre lo dice este elemento aísla el conductor eléctrico de alto voltaje con la estructura en contacto con el terreno; así pues, si ocurre algún problema de aislamiento con este componente y ya no cumple su función, se puede producir una falla de fase-tierra y como consecuencia una elevada corriente ocasionando daños a los materiales y equipos conectados aguas arriba del circuito, si es que la protección no llegara a actuar.

Hay dos tipos principales de aisladores usados en las líneas de distribución en media tensión, que a saber son: tipo pin y de suspensión, ambos pueden ser de porcelana, vidrios o poliméricos.

El primero tiene por función mantener en una posición fija al conductor en el punto de sujeción procurando que soporte eficientemente el peso del conductor así como las fuerzas de tensión presentes en el mismo durante el tendido de la línea. Por lo general este tipo de aislador está sometido a esfuerzos de flexión por lo que deberá tener alta resistencia a este tipo de cargas, en la figura 1.31 se muestra este tipo de aislador de material cerámico.

El segundo tipo se caracteriza por formar con otros del mismo tipo, cadenas de aisladores para cumplir con las exigencias de alto nivel de aislamiento y como su nombre lo indica trabajan suspendidos con la posibilidad de moverse en un extremo adecuándose a la dirección de la fuerza resultante ejercida por los conductores. En la figura 1.32 se muestra una imagen de un aislador de suspensión de porcelana.

**Figura 1.31: Aislador tipo pin de porcelana**



**Fuente: Pag. Web, <http://spanish.alibaba.com/product-gs>**

**Figura 1.32: Aislador tipo suspensión de porcelana**



**Fuente: Pag. Web, <http://spanish.alibaba.com/product-gs>**

Los aisladores son sometidos a una serie de pruebas que permiten comprobar si posee las características mecánicas y eléctricas para las que han sido fabricados. En forma general los aisladores son sometidos a ensayos de contorneamiento, de perforación y ensayos mecánicos.

El primero es un ensayo en la que se aplica una tensión, que es la que produce un arco o descarga disruptiva por la superficie del aislamiento entre el soporte metálico y el conductor. El ensayo se realiza sometiendo al aislador a una tensión cada vez más elevada entre sus extremos, hasta que se produce el arco eléctrico; en ese momento estaremos ante la tensión de contorneamiento.

El ensayo se realiza también bajo lluvia artificial controlada con una inclinación de 45° sobre el aislador. La tensión de contorneamiento bajo lluvia es menor que en

condiciones normales pero siempre debe ser superior a la tensión nominal de empleo del aislador. De acuerdo al CNE y a la norma Alemana VDE, la tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio que debe tener el aislador, no deberá ser menor a:

$$V_C = 2.1(V_n F_h + 5) \quad [57]$$

Donde:

- $V_n$  : Tensión nominal de servicio, en kV.  
 $F_h$  : Factor de Corrección por Altura  
 $V_C$  : Tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia de servicio, en kV.

Además:

$$F_h = 1 + 1.25(y - 1000)10^{-4} \quad [58]$$

Donde:

- $y$  : es la altura sobre el nivel del mar

Los aisladores se fabrican con el interior ondulado con el fin de aumentar la longitud que debe recorrer el arco eléctrico para que salte. Esta distancia se llama línea de fuga y es una característica fundamental en los aisladores. Con respecto a este último se define el grado de aislamiento como la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o la total de la cadena) y la tensión entre fases de la línea, se mide mm/kV y su valor está definido por las normas de acuerdo al grado de contaminación tal y como se especifica en la tabla 1.8.

**Tabla 1.8: Grados de aislamiento de aisladores**

Zonas	Grado de aislamiento [mm/kV]
Forestale y agrícolas	17-20
Industriales y próximas al mar	22-25
Fábricas de productos químicos	26-32
Centrales térmicas	>32

Así mismo, aparte de la contaminación ambiental, las variaciones de las condiciones atmosféricas como presión y temperatura también influyen en el comportamiento del aislamiento de la línea por lo que, en la ecuación (59) se establece la expresión que permite interrelacionar todas estas variables:

$$L = \frac{mV_{MAX}F_h}{N\sqrt{\delta}} \quad [59]$$

Donde:

- $L$  : Longitud de la Línea de Fuga del Aislador en mm.  
 $m$  : Nivel de Contaminación ambiental en mm/kV  
 $V_{MAX}$  : Tensión más elevada presente en la línea en kV.  
 $F_h$  : Factor de Corrección por Altura dada por (52)

$N$  : Número de aisladores  
 $\delta$  : Densidad relativa del aire, dada por:

Además:

$$\delta = \frac{3.926h}{273 + \theta} \quad [60]$$

Donde:

$\theta$  : es la temperatura media del ambiente en °C, para nuestro caso es 30°C  
 $h$  : es la presión atmosférica en cm de mercurio  
 $y$  : es la altura sobre el nivel del mar

$$\text{Log}(h) = \text{Log}(76) - \frac{y}{18336} \quad [61]$$

En el segundo ensayo se aplica una tensión igual a la tensión de perforación que es aquella en que se produce la rotura dieléctrica del aislador, ya que el arco eléctrico atraviesa el material del mismo. Con frecuencia industrial, la perforación del aislador no puede ser obtenida estando rodeado de aire, ya que saltaría el arco por la superficie y no por el interior. Por lo tanto se impide la formación del arco de contorno sumergiendo el aislador en aceite mineral, con lo cual se puede elevar la tensión de prueba hasta obtener la rotura o la perforación del aislador.

De acuerdo al CNE (Código Nacional Eléctrico) suministro 2011 Los aisladores deberán ser diseñados de tal manera que la relación de su tensión disruptiva en seco a baja frecuencia, con la tensión de perforación dieléctrica a baja frecuencia, esté de acuerdo con las Normas ANSI C22.9 o normas internacionales aplicables.

Cuando no exista una norma, esta relación no deberá exceder de 75 %. Por otra parte la misma normativa indica que la tensión disruptiva en seco nominal del aislador o aisladores, cuando sean sometidos a pruebas de acuerdo con la norma ANSI C29,1, no deberá ser menor que la que se indica en la Tabla 1.9, a menos que esté basado en un estudio de ingeniería calificado.

Se deberán utilizar niveles de aislamiento más altos que aquellos que se muestran en la Tabla 1.9, u otros medios efectivos, cuando existan fuertes descargas.

**Tabla 1.9: Tensiones disruptivas en seco**

Tensión nominal entre fases [kV]	Tensión disruptiva en seco nominal de los aisladores [kV]
0.75	5
2.4	20
6.9	39
13.2	55
23	75
34.5	100
46	125

Tensión nominal entre fases [kV]	Tensión disruptiva en seco nominal de los aisladores [kV]
69	175
115	315
138	390
161	445
230	640
345	830

Además, cuando se producen descargas atmosféricas aparecen en las líneas de energía eléctrica sobretensiones de frente de onda muy escarpado. Para evaluar la capacidad del aislador de aislar a la línea de tierra ante una situación como esta se realiza este ensayo.

En términos generales consiste en someter al aislador a 15 impulsos atmosféricos normalizados de ambas polaridades (+ y-). Se lo considera satisfactorio al ensayo, es decir el aislador se comporta debidamente, si se producen como máximo dos contorneos en cada polaridad. El BIL (nivel de aislamiento básico) de ensayo está especificado por norma. Finalmente el aislador es sometido a ensayos de tracción y flexión, valores que permiten su selección de acuerdo a las sollicitaciones mecánicas ejercidas por los conductores que van a soportar. Los aisladores de porcelana se designan mediante la clase de acuerdo con la norma ANSI C 29.6. En la tabla 1.10 y 1.11 se muestra las características técnicas más importantes de los aisladores de porcelana.

**Tabla 1. 10: Características técnicas de aisladores tipo pin de porcelana**

Descripción	Clase ANSI 56-2	Clase ANSI 56-3	Clase ANSI 56-4
Longitud de la línea de fuga	432 mm	533 mm	685 mm
Resistencia a la flexión	13 kN	13 kN	13 kN
Tensión de flameo a baja frecuencia, en seco	110 kV	125 kV	140 kV
Tensión de flameo a baja frecuencia, bajo lluvia	70 kV	80 kV	95 kV
Tensión crítica de flameo al impulso positivo	175 kVp	200 kVp	225 kVp
Tensión crítica de flameo al impulso negativo	225 kVp	265 kVp	310 kVp
Tensión de perforación	145 kV	165 kV	185 kV

**Tabla 1.11: Características técnicas de aisladores tipo suspensión de porcelana**

Descripción	Clase ANSI 52-3
Longitud de la línea de fuga	292 mm
Resistencia mecánica a la tensión	67 kN
Tensión de flameo a baja frecuencia, en seco	80 kV
Tensión de flameo a baja frecuencia, bajo lluvia	50 kV
Tensión crítica de flameo al impulso positivo	125 kVp
Tensión crítica de flameo al impulso negativo	130 kVp
Tensión de perforación	110 kV

**Ferretería:** La ferretería de las líneas aéreas está constituido por los pernos de acero, arandelas, grapas de sujeción y demás accesorios requeridos para armar y dar forma a una estructura mediante la unión de los mismos asumiendo en la mayoría de los casos los esfuerzos mecánicos ejercidos por las tensiones presentes en los conductores tendidos. Es fácil darse cuenta que los aisladores por sí mismos no están diseñados para sujetar los cables de manera directa, por lo que es necesario el uso de la ferretería correspondiente diseñados para tal fin, como puede ser las grapas de anclaje, los cuales pueden sujetar los cables y unirse a los aisladores sin inconvenientes.

Así mismo, no es posible instalar los aisladores sin el uso de los pernos adecuados o espigas que permiten fijar el aislador al apoyo de manera segura. Otro ejemplo es el hecho de que las crucetas y ménsulas sólo pueden fijarse en el poste mediante pernos y arandelas. Todos estos componentes corresponden a lo que se conoce como ferretería y en las figuras 1.33, 1.34, 1.35 y 1.36 se muestran algunos de estos.

**Figura 1.33: Grapa de anclaje tipo pistola para sujeción de conductores eléctricos**

Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.34: Perno ojo para sujeción de aisladores de suspensión**



Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.35: Espiga de sujeción para aisladores tipo pin**



Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.36: Pernos en general**



Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Puestas a tierra:** Las puestas a tierra, en las líneas eléctricas de distribución, están dimensionadas de acuerdo con los siguientes criterios: Seguridad de las personas, operación del sistema, descargas atmosféricas y facilidad para el recorrido a tierra para las corrientes de fuga en el aislador.

La seguridad de las personas es el criterio más exigente, puesto que toma en cuenta las tensiones de toque, paso y de transferencia; en consecuencia no sólo es necesario obtener un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra, sino también una adecuada configuración de ésta para reducir el gradiente de potencial. Este criterio sólo se aplica a las subestaciones de distribución. En las líneas primarias, sobre todo en las de electrificación rural, debido a su recorrido por zonas con escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta este criterio.

Con respecto a la operación del sistema, para sistemas con neutro corrido el criterio es el de obtener una resistencia equivalente total de todas las puestas a tierra, menor o igual a  $3 \Omega$  para garantizar que durante una falla de fase a tierra, el fenómeno de desplazamiento del neutro no produzca sobretensiones importantes en las fases no falladas. A este respecto, el nuevo Código Nacional de Electricidad Suministro y el NESC (National Electrical Safety Code) establecen que en las líneas primarias deben instalarse por lo menos 4 puestas a tierra por milla (1648 m), es decir, aproximadamente cada 3 estructuras, aunque no define valor alguno de resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, un ejemplo podría demostrar que el objetivo de una resistencia total reducida se cumple. De modo aproximado, si una línea tuviese 20 puestas a tierra y que cada una presentase una resistencia de  $60 \Omega$ , el valor equivalente sería aproximadamente  $3 \Omega$ . Este criterio debe aplicarse con cuidado en las redes de corta longitud, generalmente asociadas a pequeñas centrales hidroeléctricas que suministran energía a pocas localidades. En el caso de sistemas sin neutro corrido con ramales monofásicos a la tensión entre fases la puesta a tierra de las estructuras de las líneas primarias no representa un papel importante, incluso podría prescindirse de ellas sin poner en riesgo la operación del sistema.

Para sistemas sin neutro corrido y con retorno total por tierra las únicas puestas a tierra importantes, desde el punto de vista de la operación, son las que corresponden al neutro del transformador de potencia y a la subestación de distribución; la subestación de potencia presenta por lo general, resistencias menores a los  $3 \Omega$ , por lo que realmente importa es la resistencia de puesta a tierra de la subestación de distribución.

Para el tercer criterio de descargas atmosféricas las líneas primarias ubicadas en la sierra y selva, debido a los recorridos por zonas naturalmente apantallados por cerros o árboles están más expuestas a sobretensiones por descargas indirectas, que por descargas directas; en tal sentido, en líneas de electrificación rural, sólo se toma en cuenta las sobretensiones indirectas o inducidas. Las normas norteamericanas y sudafricanas que han servido de base para la normalización de la coordinación de aislamiento en líneas de media tensión, establecen que las sobretensiones inducidas, por lo general, no superan el valor de 300 kV. Por lo tanto, para conseguir este valor, se aprovecha la característica de aislante al impulso de la madera, mediante el uso de una parte del poste y la cruceta de madera, que sumado al aislamiento principal (de porcelana o polimérico) pueda obtenerse una tensión disruptiva (CFO) entre 250 y 300 kV.

En sistemas con neutro corrido, las puestas a tierra dimensionadas para la operación del sistema y descritos anteriormente, satisfacen, también, los requerimientos para la

protección contra descargas atmosféricas. En sistemas sin neutro corrido, el dimensionamiento de la puesta a tierra se ha basado en el Código Nacional de Electricidad Suministro, en el NESC y en normas sudafricanas, estas últimas están previstas para sistemas convencionales de media tensión (no necesariamente de electrificación rural) y para zonas con intensas descargas atmosféricas.

En vista que las líneas que se proyectan en la Electrificación Rural se ubican en zonas con niveles isocerámicos menores de 40, se aplica el criterio de poner a tierra cada 3 estructuras. Los tramos de línea sin puesta a tierra presentan un nivel de aislamiento muy grande, sobre todo en sistemas monofásicos con retorno total por tierra, permitiendo que las sobretensiones de elevado valor viajen por los conductores y lleguen a las subestaciones de distribución; por lo tanto, las 2 estructuras más próximas a la subestación de distribución deberán necesariamente estar provistas de puestas a tierra para que la corriente de descarga a través de los pararrayos no sea muy elevada. En líneas primarias sin cable de guarda, el valor de resistencia de puesta a tierra no es importante; puede aceptarse, sin ningún inconveniente, valores hasta de  $500 \Omega$ , por lo que no es necesario medir la resistividad eléctrica del terreno, ni la resistencia de puesta a tierra luego de instalada. En zonas no apantalladas por elementos naturales del terreno donde las líneas estén expuestas a descargas atmosféricas directas, y donde se prevea un excesivo número de desconexiones (o flameos) previsto, podrá utilizarse cable de guarda; pero en este caso, deberá calcularse la confiabilidad de la línea tomando como base el número de salidas por falla del apantallamiento (shielding failure) y flameo inverso (back flashover); en este caso, además de incrementar el nivel de aislamiento a 400 o 500 kV, la resistencia de puesta a tierra de cada estructura deberá estar comprendida entre 10 y 15 Ohmios.

Finalmente las puestas a tierra deben brindar facilidad para el recorrido de corrientes de fuga. En la costa peruana, debido a la ausencia de descargas atmosféricas, no es necesario el incremento del nivel de aislamiento de las líneas y redes primarias; por el contrario, las corrientes de fuga que recorren por la superficie de los aisladores debido a la presencia de elementos contaminantes, pueden producir el incendio de crucetas cuando no se tiene el cuidado de eliminar los espacios de aire en el recorrido de la corriente de fuga a tierra. Por esta razón, todas las estructuras ubicadas en zonas de costa llevarán la puesta a tierra desde los herrajes de los aisladores. En este caso, debido a las pequeñas magnitudes de las corrientes de fuga, no será necesario el uso de electrodos verticales sino sólo un anillo alrededor del poste en la base, hecho con el mismo conductor de bajada. En las estructuras de seccionamiento y en subestaciones de distribución deberán instalarse necesariamente electrodos verticales hasta alcanzar el valor de resistencia de puesta a tierra que se indica en los planos del proyecto.

Las puestas a tierra consisten en una pieza metálica, conocida como pica o electrodo o jabalina tal y como se ha mencionado, enterrada en el terreno, para lo cual se realiza un tratamiento a bases de sales electrolíticas que son disueltas gracias a la aplicación de cantidades adecuadas de agua, todo esto con el fin de disminuir la resistencia eléctrica ofrecida por el terreno y permita la fácil difusión de las corrientes de fuga que fluyen a través del electrodo.

Teniendo presente que en una línea eléctrica, sobre todo en las zonas de la costa, todos los herrajes de los aisladores y demás elementos metálicos susceptible de cargarse eléctricamente, deben estar conectados al electrodo de puesta a tierra, tal y como se mencionó anteriormente, los componentes típicos serán: varilla Copperweld  $16\text{mm } \varnothing \times$

2.40m, con revestimiento de cobre por electrodeposición o varilla de cobre electrolítico, conductor de cobre de 25mm<sup>2</sup> desnudo temple blando para la conexión de los herrajes o ferretería, planchas de cobre doblada tipo J que permiten la conexión de los herrajes de los aisladores, conectores split-bolt para la derivación o conexión entre cables, A-B para la conexión del cable al electrodo, caja de inspección con tapa reforzada para el respectivo mantenimiento de la puesta a tierra, tubo de PVC-SAP para el cableado correspondiente, tierra agrícola cernida, carbón vegetal o bentonita y sal industrial, estos últimos permiten el tratamiento de la porción de terreno cercano al electrodo de tal forma de disminuir su resistencia eléctrica. En las figuras 1.37 a 1.41 se muestran los componentes mencionados.

**Figura 1.37: Varillas de cobre**



Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.38: Conectores AB**



Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.39: Cable de cobre temple blando**



Fuente: Pág. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.40: Conector Split bolt o perno partido**



Fuente: Pág. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

**Figura 1.41: Plancha de cobre tipo J**



Fuente: Pag. Web, <http://www.promelsa.com.pe/>

### 1.5.3 Cálculo de la altura de la estructura de soporte

Según las distancias de seguridad, del conductor al terreno, establecidos en las normas y de acuerdo con la flecha máxima calculada en la hipótesis de máxima temperatura, se puede determinar la altura del punto de sujeción del conductor más bajo y además tomando en cuenta la longitud de empotramiento es posible determinar la altura mínima necesaria de la estructura de soporte. En base a la figura 1.42 la expresión para el cálculo de la altura mínima del poste y por tanto de la estructura de soporte será:

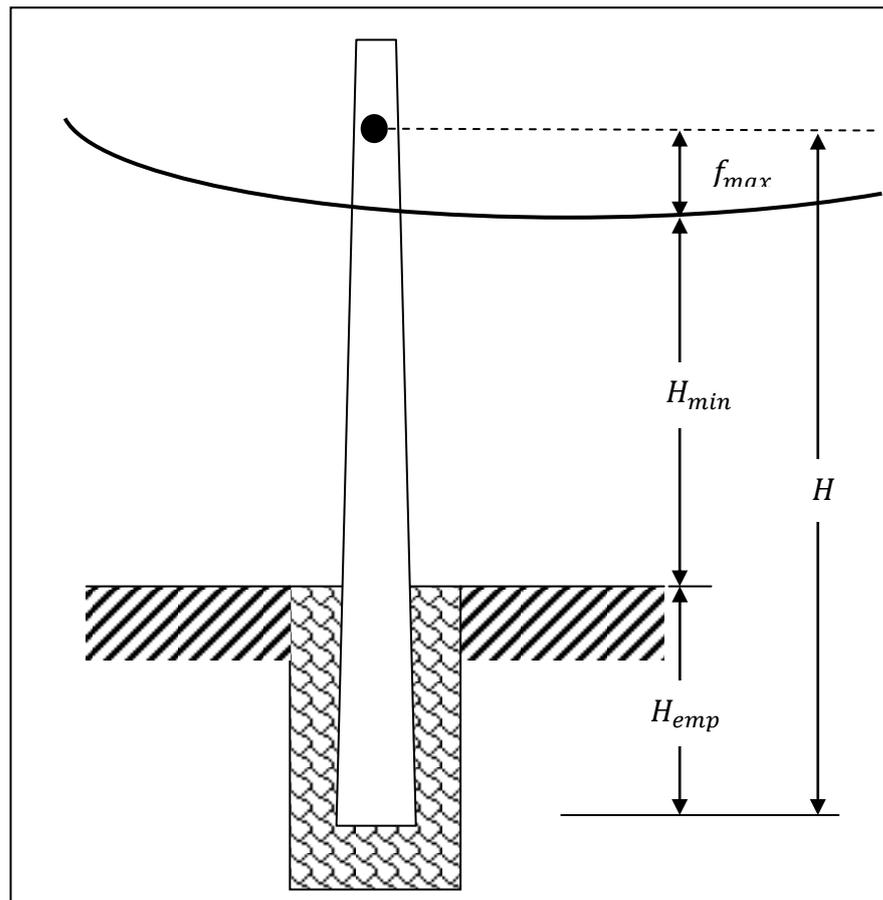
De la dicha figura se obtiene:

$$H = H_{emp} + H_{min} + f_{max} \quad [62]$$

Donde:

- $H$  : Es la altura mínima de la estructura.
- $H_{emp}$  : Es la altura de empotramiento del poste
- $H_{min}$  : Es la altura de seguridad establecida por normas
- $f_{max}$  : Es la flecha máxima del conductor

**Figura 1.42: Altura requerida de la estructura**



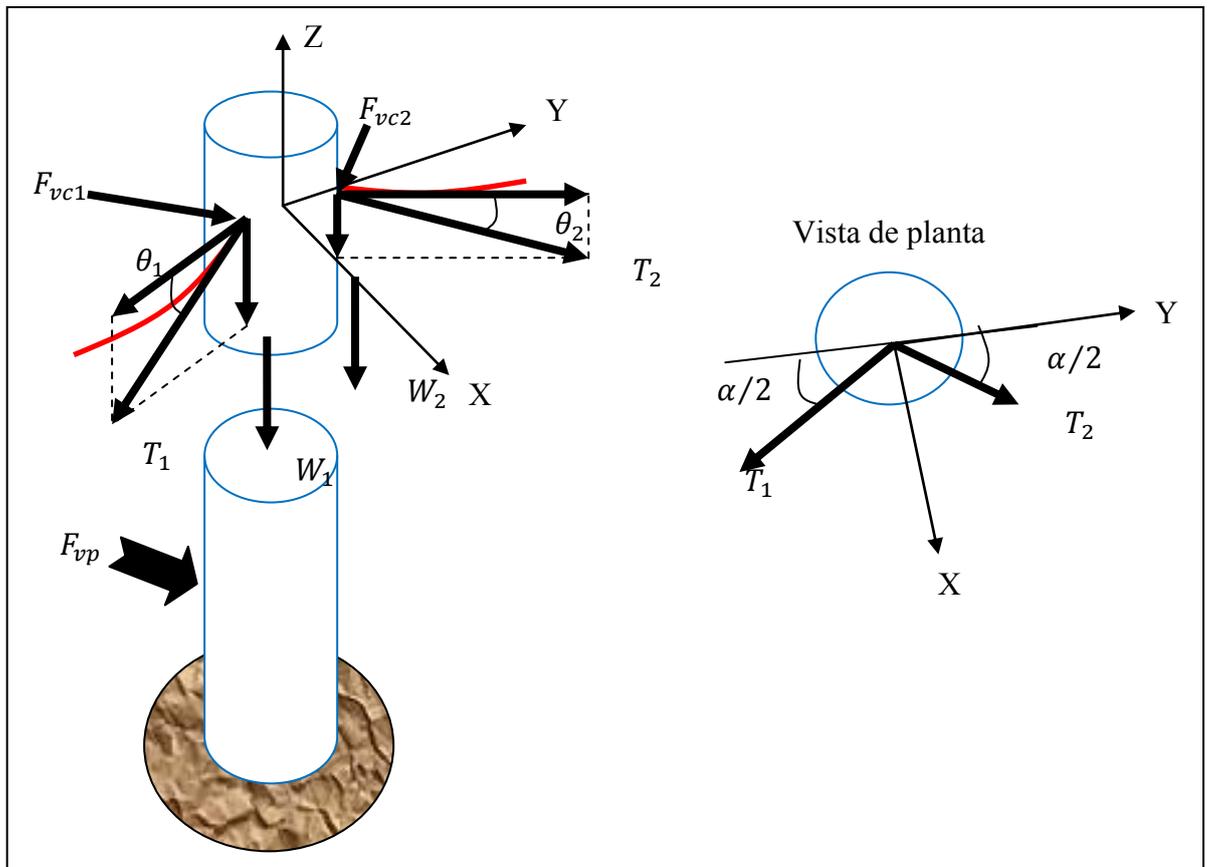
**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

#### 1.5.4 Cálculo mecánico de la estructura de soporte

El tendido de los conductores eléctricos entre dos estructuras produce en los mismos esfuerzos combinados que tiende a la falla o a la deflexión en la punta de los mismos. Los esfuerzos predominantes son los de flexión cuyo cálculo permite la selección de dichas estructuras. En el caso de las estructuras con postes de concreto o madera los esfuerzos de flexión son reemplazados por una fuerza equivalente aplicado a una distancia pequeña de la punta que permite la comparación con la máxima carga, aplicada en el mismo punto y que puede soportar el poste

En la figura 1.43 se muestra el diagrama de cuerpo libre general del poste de una estructura de soporte, en dicha figura se puede apreciar la fuerza ejercida por los conductores mediante las tensiones  $T_1$  y  $T_2$ , la fuerza debido el efecto combinado del peso del conductor a ambos lados y la fuerza del viento en el mismo dados por  $F_{vc1}$ ,  $F_{vc2}$  y  $W_1$ ,  $W_2$  y finalmente se aprecia la fuerza que el viento ejerce sobre la parte expuesta del poste denotado como  $F_{vp}$ . En los siguientes párrafos se mostrará las expresiones que permiten calcular cada uno de estos efectos.

**Figura 1.43: Diagrama de cuerpo libre del poste**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

La magnitud de la fuerza que el viento ejerce sobre el conductor está dada por las ecuaciones (51) y (52) vistas en el apartado de los cálculos mecánicos del conductor.

$$P_v = k * V^2$$

$$F_{vc1} = P_v * \phi_c * L1$$

$$F_{vc2} = P_v * \phi_c * L2$$

Donde:

$P_v$	:	Presión del viento	[N/m <sup>2</sup> ]
$k$	:	Constante del cilindro (=0.613)	
$V$	:	Velocidad del viento	[m/s]
$F_{vc1}$	:	Fuerza del viento sobre el conductor de vano 1	[N]
$F_{vc2}$	:	Fuerza del viento sobre el conductor de vano 2	[N]
$\phi_c$	:	Diámetro exterior del conductor	[m]

$L1$  : Longitud del vano 1 [m]  
 $L2$  : Longitud del vano 2 [m]

Los valores de  $F_{vc1}$  y  $F_{vc2}$  son diferentes debido a los valores diferentes de los vanos adyacentes; sin embargo para fines de cálculo se puede considerar que los vanos tienen una longitud igual al promedio de  $L1$  y  $L2$ . Entonces:

$$F_{vc1} = F_{vc2} = P_v * \phi_c * L$$

donde L es el vano promedio.

Así mismo, para la magnitud de la fuerza que el viento ejerce sobre el poste ( $F_{vp}$ ) se obtiene:

$$P_v = k * V^2$$

$$F_{vp} = P_v * \frac{(D_p + D_e)}{2} * (H_t - H_{emp}) \quad [63]$$

Donde:

$P_v$  : Presión del viento [N/m<sup>2</sup>]  
 $k$  : Constante del cilindro (=0.613)  
 $V$  : Velocidad del viento [m/s]  
 $F_{vp}$  : Fuerza del viento sobre el poste [N]

Además:

$$D_e = D_b - \frac{(D_b - D_p) * H_{emp}}{H_t} \quad [64]$$

Donde:

$D_e$  : Diámetro en el empotramiento del poste [mm]  
 $D_b$  : Diámetro en la base del poste [mm]  
 $D_p$  : Diámetro en la punta del poste [mm]  
 $H_t$  : Altura total del poste [m]  
 $H_{emp}$  : Altura de empotramiento del poste [m]

Para la altura del punto de Aplicación de la fuerza del Viento sobre el poste ( $Z$ ), resulta:

$$Z = \frac{(H_t - H_{emp}) * (D_e + 2 * D_p)}{3 * (D_e + D_p)} \quad [65]$$

La tensión o tiro máximo del conductor de acuerdo con la ecuación (56) se determina según la siguiente fórmula.

$$T = \frac{T_{rot}}{c.s.} \quad [66]$$

Donde:

- $T$  : Tensión o tiro del conductor  
 $T_{rot}$  : Tensión o tiro de rotura del conductor  
 $c.s.$  : Coeficiente de seguridad (=3)

De acuerdo con la figura 1.43 y expresiones desde la ecuación (63) a la (66). se deducen las siguientes expresiones:

La componente en Y de la Tensión resultante ( $Tr_y$ ) es:

$$T_{RY} = (T_2 - T_1) * \text{Cos}(\alpha/2) \quad [67]$$

Esta componente tendrá un valor máximo cuando la diferencia entre las tensiones de los vanos adyacentes sea máximo lo cual ocurrirá a la máxima temperatura del conductor.

Por otra parte la componente en X de la Tensión resultante ( $Tr_x$ ) es:

$$T_{RX} = (T_2 + T_1) * \text{Sen}(\alpha/2) \quad [68]$$

El caso más crítico es decir, en el caso en que  $T_{RX}$  es máximo, será cuando  $T_1$  y  $T_2$  sean iguales a la tensión de la hipótesis I o hipótesis de máximo esfuerzo.

Donde:

- $T_{RX}$  : Tensión o tiro resultante en la dirección de X.  
 $T_1$  y  $T_2$  : Tensión o tiro del vano 1 y del vano 2 respectivamente  
 $\alpha$  : Angulo de la línea

La magnitud del componente de la fuerza del viento sobre los conductores en la dirección de X ( $F'vc$ ) es:

$$Pv = k * V^2 \quad [69]$$

$$F'vc = (Fvc1/2 + Fvc2/2) * \text{Cos}(\alpha/2) = Pv * \phi_c * L * \text{Cos}(\alpha/2)$$

La magnitud de la fuerza resultante que el conductor ejerce sobre el poste en la dirección de X es:

$$F_c = F'vc + T_{RX} \quad [70]$$

Y la magnitud de la fuerza resultante que el conductor ejerce sobre el poste en la dirección de Y es:

$$T_{RY} = (T_2 - T_1) * \text{Cos}(\alpha/2) \quad [71]$$

Finalmente la magnitud de la fuerza resultante que el conductor ejerce sobre el poste en la dirección de Z será:

$$W_C = (W_{t1} + W_{t2})/2 \quad [72]$$

Con la magnitud de las fuerzas calculadas de acuerdo con las expresiones anteriores ya es posible determinar la magnitud de la fuerza en la punta ( $F_p$ ) que resulta ser:

$$F_p = \frac{M_e}{H_e}$$

Donde:

$M_e$  : es el momento flector equivalente

$H_e$  : es la altura de aplicación de la fuerza  $F_p$  y su valor se calcula mediante la siguiente expresión:

$$H_e = H_t - H_{emp} - 0.1$$

Donde:

$H_t$  : es la altura total del poste

$H_{emp}$  : es la altura de empotramiento del poste

## 1.6 Línea eléctrica más económica y eficiente

La línea eléctrica más económica será aquella que cumpla la función para la que ha sido destinada con la cantidad y dimensiones óptimas de los materiales utilizados para la construcción de la misma, en este sentido se deberá tomar en cuenta lo mencionado en los siguientes párrafos para un diseño óptimo y con los menores costos posibles.

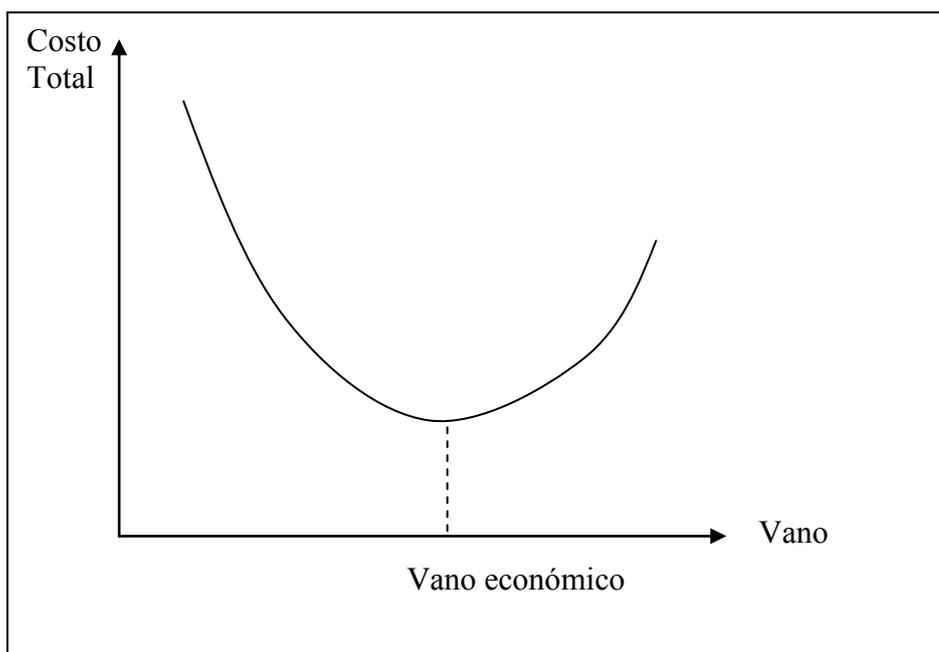
La longitud del vano influye considerablemente en el costo total de una línea aérea, por lo que es conveniente elegirlo dentro de una idea de máxima economía. Cuanto mayor sea la longitud del vano elegido, menor será el número de apoyos y de aisladores, pero los

apoyos deberán ser más altos y robustos, como consecuencia de las mayores flechas resultantes y de los mayores esfuerzos que deberán soportar. Por el contrario, si adoptamos vanos pequeños, mayor será el número de apoyos y de aisladores, pero los apoyos podrán ser más bajos y menos robustos, como consecuencia de las menores flechas resultantes y de los menores esfuerzos que deberán soportar. Sin tener en cuenta el precio de los conductores de una línea, que naturalmente es independiente de la longitud del vano adoptado, se tendrá que el costo total de una línea aérea será igual al costo unitario de los apoyos más el costo de los aisladores que entran en cada apoyo y el de la ferretería, multiplicado por el número total de apoyos.

Para calcular el vano más económico, primeramente se deberá establecer la sección de los conductores más económica, tal y como se verá posteriormente, y según su potencia, tensión y longitud. Se calculará seguidamente la tensión mecánica máxima correspondiente a la hipótesis más desfavorable y la condición de flecha máxima, para un determinado vano. Así se obtendrá la resistencia máxima que deben soportar los postes y su altura, es decir, su costo unitario. Repitiendo estos cálculos para distintos vanos, se obtendrá una curva del costo total en función del vano que indudablemente tendrá un mínimo, siendo este punto el correspondiente al vano más económico.

En la figura 1.44 está representado el punto correspondiente al vano más económico.

**Figura 1.44: Vano económico**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

Para líneas pequeñas, como en las líneas de distribución, los vanos suelen ser inferiores a 100 metros y es más la empresa concesionaria ya establece en sus normas los vanos mínimos a tener cuenta para los diseños, que a saber resulta ser 70 metros.

Anteriormente se ha hecho un análisis cualitativo del costo más económico de una línea basándose en la separación de las estructuras y en el costo de los mismos, pero no se mencionó nada respecto al conductor eléctrico, el cual también influye en el costo total de la instalación y sobre todo en los de explotación.

El conductor de sección económica y eficiente es aquel conductor que cumpla con las exigencias necesarias para una transmisión continua de potencia y energía.

La determinación del conductor de sección económica y eficiente para el caso de estudio, se basa en encontrar entre varias secciones, un conductor económico, en el que el costo de inversión (costo del conductor) más el costo de operación o de explotación (costo de pérdidas) sea bajo y en esto último se incluye la eficiencia, en los siguientes párrafos se describe los pasos para determinar la sección económica y eficiente entre varias secciones.

La sección económica y a la vez eficiente de un conductor se puede determinar mediante el método de evaluación de los costos totales, cuyos principales componentes son:

- **Costo anual de las pérdidas de potencia y energía por efecto Joule**
- **Costo directo de la línea eléctrica incluyendo el mantenimiento**

Para el caso de estudio, el costo de la línea eléctrica simplemente viene dado por el costo del conductor de una determinada sección y todo lo que pueda estar influenciado por dicha sección. Así pues, si, como se verá posteriormente, la selección de la sección determina o influye considerablemente en el tipo de estructura entonces el costo de este será considerado dentro del costo directo de la línea eléctrica que permite determinar la sección más económica. Pero hasta este punto ya se sabe que la separación entre las estructuras sí influye tremendamente en el costo de la línea eléctrica; sin embargo, el análisis posterior no se centrará en este punto ya que el valor del vano ya está establecido teniendo en cuenta el costo y que a saber resultar ser, como ya se mencionó, entre 70 y 100 metros.

A continuación se describe el procedimiento para determinar la sección económica enfocándose sólo en los parámetros del conductor.

- Se calcula el costo del conductor para cada sección del conductor (se debe tener presente que a mayor sección, mayor el costo de inversión de los conductores) y de los demás materiales dependientes del calibre, también se incluye los costos de mantenimiento.
- Se calcula el costo de las pérdidas por efecto joule, tanto las de potencia como de energía para cada sección del conductor.
- Se realiza la comparación económica mediante el análisis de los costos totales involucrados, ya sea el costo del conductor y demás y el costo de las pérdidas considerando las respectivas proyecciones hacia futuro.

Para calcular los costos de pérdidas de potencia y energía de los conductores seleccionados para el presente estudio se hará uso de los costos establecidos por los organismos responsables en el Perú y de acuerdo al tipo de tarifa seleccionado por el usuario.

## **Capítulo 2**

### **Diseño comercial de una línea de distribución en media tensión**

#### **2.1 Memoria descriptiva**

La empresa extranjera Deeper Blue Sea LLC inició sus actividades en enero del año pasado y ha visto por conveniente invertir en el Perú en el rubro de congelados de productos hidrobiológicos y otros referidos a este fin. Por consiguiente requiere del suministro de energía eléctrica de una potencia de 2 MW. Para cuyo fin ha solicitado con fecha del 22 de Agosto la factibilidad del suministro de energía eléctrica y fijación del punto de diseño para el estudio del sistema de utilización en media tensión. De esta manera se permitirá el suministro de energía a los equipos como compresores, torres de enfriamiento, bombas, alumbrado y demás maquinarias que constituyen el proceso.

##### **2.1.1 Ubicación del terreno**

El terreno en donde se ubica la empresa Deeper Blue Sea LLC se encuentra en la carretera Paita-Sullana, Kilómetro uno, en el distrito de Paita; provincia, Paita; departamento, Piura.

##### **2.1.2 Descripción del terreno**

La zona presenta las siguientes características. El terreno es del tipo arenoso característico de los lugares desérticos o cercanos al mar, tiene un clima cálido y húmedo con temperaturas promedios de 25°C.

##### **2.1.3 Alcances y descripción del estudio**

El diseño de la línea de media tensión 22.9/10 Kv-3Ø, comprende lo siguiente:

- Sistema de medición electrónica en media tensión ubicada en la primera estructura del sistema de utilización en media tensión.
- Sistema de utilización en 22.9/10KV-3Ø (22.9kV proyectada a futuro), con conductor de aleación de aluminio AAAC con sección a evaluar de acuerdo a la eficiencia y diseño óptimo, longitud de 2527.86 m a partir del punto de alimentación ubicado en la estructura

N° 613157, también se usará cable N2XSY de 95mm<sup>2</sup> para los tramos subterráneos cortos. Desde el punto de diseño se deriva la línea proyectada con cable N2XSY y continúa con cable de Aleación de Aluminio que en dirección de la calle Las Agatas y de la Av. Industrial, en forma aérea, llega a la última estructura de fin de línea para bajar en forma subterránea y dirigirse hacia la subestación a nivel ubicado en el interior de la planta.

#### **2.1.4 Suministro de energía**

Se ha otorgado la factibilidad de suministro y fijado el Punto de Diseño según carta NPT-0543-2012/ENOSA, con fecha 02 de Octubre del 2012 con vigencia de 2 años contados a partir de la fecha de emitido la factibilidad.

- Poste N° : 613157
- Ubicación : En el cruce de la Av. Los Diamantes y la calle Las Agatas, en la ciudad de Paita.
- Nivel de Tensión de la Red : 10kV
- Nivel de Tensión del Proyecto : 22.9/10kV (Se considera la futura ampliación a 22.9kV)

#### **2.1.5 Selección de rutas**

Las rutas de la línea de distribución han sido definidas teniendo en cuenta los siguientes criterios:

- Obtener tramos con la menor longitud posible.
- Elegir armados que alejen los conductores, de viviendas y edificios.
- Procurar la accesibilidad necesaria a fin de facilitar las labores de construcción, mantenimiento y operación de las redes eléctricas.
- Establecer tramos rectos con la menor longitud posible a efecto de disminuir los costos.
- Evitar acercamiento del cable a viviendas existentes a menos de 2,5 metros.
- Considerar las distancias horizontales y verticales de Seguridad de los conductores a edificaciones indicadas en el C.N.E suministro 2011.

#### **2.1.6 Nivel de tensión**

Para la Línea primaria del presente proyecto se empleará la tensión de 22.9/10KV trifásico con neutro aislado.

#### **2.1.7 Nivel de cortocircuito**

Todo el equipamiento propuesto será capaz de soportar los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito equivalentes a 250 MVA (de acuerdo a la

norma DGE rd018-2003-EM), por espacio de 0,1 seg; según la norma VDE 103 la relación  $r/x$  es 0,70.

Teniendo en consideración los efectos de cortocircuito, las secciones mínimas normalizadas serán:

Conductores de aleación de aluminio AAAC : 25 mm<sup>2</sup>.

En el presente estudio, se considera la siguiente sección mínima comercial del conductor:

Conductores de aleación de aluminio AAAC : 35 mm<sup>2</sup>.

### **2.1.8 Nivel de aislamiento**

El nivel de aislamiento mínimo de los equipos eléctricos, tomando en cuenta el factor de corrección por altitud m.s.n.m., está dado por los siguientes valores:

Tensión nominal del sistema proyectado : 22.9/10 kV

Tensión máxima de servicio : 25/12 kV

Tensión de sostenimiento al impulso 1,2/50 : 125/125 kVp

Tensión de sostenimiento a 60 Hz : 50/50 kV

La línea de fuga mínima fase-tierra de los equipos, es la correspondiente para un nivel de contaminación alto, es decir una línea de fuga específica de 31mm/kV a la tensión máxima, según la Norma IEC 815. Los aisladores que se emplearán, debido al alto nivel de contaminación, nos llevan a un aislador con una línea de fuga alta, que solo es cumplida por aisladores de nivel de tensión superior, es decir 27 y 36 KV .Según esto se seleccionará aisladores de los siguientes tipos:

Aisladores poliméricos Tipo PIN y aisladores de Suspensión Poliméricos, que deberán cumplir con las especificaciones técnicas requeridas.

### **2.1.9 Máxima demanda**

La máxima demanda Proyectada es de 2MW, habiéndose previsto dos transformadores con una potencia comercial de 1500KVA el cual absorberá los picos de corriente por encendido simultáneo en los casos que el presente estudio ha previsto.

El factor de potencia se ha estimado que sea en el orden de 0.8, sin embargo deberá ser compensando con un banco de condensadores a 0.96 para evitar el pago por el consumo de energía reactiva y el manejo de las instalaciones en forma eficiente.

En el lado de BT, se tendrán los niveles de voltaje necesarios para el adecuado funcionamiento de los equipos del proceso.

## **2.1.10 Descripción de materiales a usar**

### **Postes y accesorios**

Se han seleccionado postes de CAC (concreto armado centrifugado) de 13/300, 13/400 y 13/600, los cuales estarán protegidos con conos de concreto en su base. Como accesorios de concreto se han seleccionado Ménsulas M 1.0/500, M 0.8/500 y M 1.2/500, crucetas y medias losas de CAV (concreto armado vibrado) de 1.30/750.

### **Elementos de protección**

Para la protección y la maniobra se instalará seccionadores fusibles Cut-Out para instalarse en perfiles de fierro ubicada en la estructura de medición los cuales servirá para la maniobrabilidad del sistema de utilización.

### **Conductores**

Se utilizaran conductores de aleación de aluminio desnudo de secciones que serán evaluadas y tramos cortos de conductor de cobre de 50mm<sup>2</sup> de sección, usado para empalmes, y cable N2XSJ de 95mm<sup>2</sup> para los tramos subterráneos.

### **Aisladores**

Se han seleccionado aisladores poliméricos del tipo Pin de 27KV. Seleccionados a este nivel de tensión pues cumplen con la línea de fuga correspondiente a un nivel de contaminación alto y un índice de contaminación de 31mm/KV.

### **Ferretería**

En el presente estudio se utilizara ferretería de aluminio y de acero galvanizado en caliente.

### **Puesta a tierra**

Se empleará puestas a tierra del tipo Varilla Copperweld, con revestimiento de cobre por electrodeposición, la cual constara de conductor de cobre de 25mm<sup>2</sup> desnudo, planchas de cobre doblada tipo J, conectores split-bolt (perno partido), A-B, varilla copperweld de 16mm  $\varnothing$  x 2.40m, caja de inspección con tapa reforzada, tubo de PVC-SAP, tierra agrícola cernida en malla de ¼" de cocada, carbón vegetal o bentonita y sal industrial.

### **Sistema de medición**

El sistema de medición será ubicado en la primera estructura del sistema de utilización de 22.9/10 kV y contara con los siguientes equipos:

- Transformador mixto de medición, con doble relación de transformación (22.9-10/0.22 kV).

- Medidor electrónico multifunción 3 $\emptyset$ , A1RLQ+, con perfil carga, clase 1, con interface de comunicación óptica.
- Caja o tablero de alojamiento.

### 2.1.11 Lista de planos

Se presentan los armados y planos de la tabla 2.1:

**Tabla 2.1: Lista de armados y planos**

N° Lamina	Formato	Descripción
PD	A3	Estructura del punto de diseño existente
PM-1	A3	Estructura del punto de medición
PA-1	A3	Estructura de alineamiento tipo Pin-Disposición triangular
PA-1-1	A3	Estructura de configuración triangular con derivación con cable subterráneo
PA-1-1	A3	Estructura de configuración triangular con llegada de cable subterráneo y con poste de 15mts
PA-1-1	A3	Estructura con cambio de dirección mayor a 90°
P-AR2	A3	Estructura rompe tramo
P-R1	A3	Estructura de anclaje en formación vertical
P-R2	A3	Estructura de anclaje en formación vertical
P-R3	A3	Estructura de anclaje terminal de extremo de línea en formación vertical

## 2.2 Cálculos justificativos.

En este apartado se determinará el valor de los parámetros eléctricos y mecánicos del conductor para la línea de distribución del presente estudio; así mismo, se evaluará las solicitaciones mecánicas de las estructuras en base a los cálculos mecánicos realizados para el tendido del conductor eléctrico. Se empezará con los cálculos correspondientes al conductor o conductores cuyas secciones se evaluarán económica y energéticamente para optimizar el diseño, luego se procederá a determinar las solicitaciones mecánicas a las que quedarán sometidas las estructuras lo que permitirá la selección de las mismas.

### 2.2.1 Cálculos mecánicos del conductor

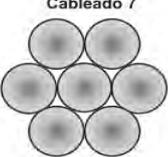
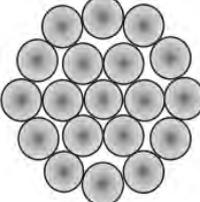
Los cálculos siguientes se harán para los conductores eléctricos cuyas principales características técnicas se muestran resaltadas en la tabla 2.2. Teniendo en cuenta lo dicho en el apartado 2.1.8, las secciones de los conductores que cumplen con las exigencias de resistencia a los cortocircuitos son los que se muestran en dicha tabla. También se debe tener en cuenta que los cálculos del conductor son válidos para las siguientes suposiciones:

- La topografía del terreno es prácticamente plano y no accidentado.
- El tendido de los conductores es tal que la flecha en los mismos es pequeño comparado con el vano.

Con esto es posible reemplazar la curva catenaria del conductor por una curva parabólica para el cual las ecuaciones de tensado son más simples.

Se empezará por el cálculo mecánico del conductor; es decir, el cálculo de las tensiones y de las flechas para diferentes vanos de tendido, así en las tabla 2.3 a la 2.11, se muestra las tensiones o esfuerzos y flechas calculadas de acuerdo con las hipótesis establecidas por el C.N.E. suministro 2011 y descrito en el apartado 1.2 del capítulo 1 y para los vanos establecidos como vanos económicos.

**Tabla 2.2: Conductores para efectos de análisis**

Cableado	Calibre mm <sup>2</sup>	Area mm <sup>2</sup>	Diámetros [mm]			Peso kg/km	Carga de rotura N	Resistencia Ω/km		Capacidad de corriente	
			Hilos	Cable	RMG			DC a 20°C	AC a 75°C	A (1)	Ka (2)
	40	46.5	2.91	8.72	3.17	127.6	15060	0.72	0.858	212	5
	63	73.2	3.65	11	3.97	200.8	22730	0.458	0.545	283	7.8
	100	116	2.79	13.9	5.28	318.3	36410	0.289	0.344	379	12.4
	160	186	3.53	17.7	6.69	510.3	55940	0.18	0.214	510	19.8
	200	232	3.94	19.7	7.47	636.6	69780	0.144	0.172	586	24.7
	250	290	4.41	22	8.35	795.7	87220	0.116	0.138	674	30.9

**Tabla 2.3: Esfuerzos en las hipótesis I, II y III, para cable AAAC de 40mm<sup>2</sup>**

Conductor de aleación de Aluminio calibre 40 mm <sup>2</sup>		
Nota : Los esfuerzos estan Megapascales (MPa)		
Longitud del vano: 70m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=125.5$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=116.2833$ t2=20 °C $\sigma_2=109.1686$ t2=25 °C $\sigma_2=102.0814$ t2=30 °C $\sigma_2=95.0297$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=67.4752$
Longitud del vano: 72m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=125.5$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=116.1710$ t2=20 °C $\sigma_2=109.0641$ t2=25 °C $\sigma_2=101.9863$ t2=30 °C $\sigma_2=94.9460$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=67.4717$
Longitud del vano: 75m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=125.5$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=115.9970$ t2=20 °C $\sigma_2=108.9023$ t2=25 °C $\sigma_2=101.8391$ t2=30 °C $\sigma_2=94.8167$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=67.4664$
Longitud del vano: 78m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=125.5$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=115.8166$ t2=20 °C $\sigma_2=108.7345$ t2=25 °C $\sigma_2=101.6867$ t2=30 °C $\sigma_2=98.6828$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=67.4610$
Longitud del vano: 80m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=125.5$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=115.6926$ t2=20 °C $\sigma_2=108.6194$ t2=25 °C $\sigma_2=101.5821$ t2=30 °C $\sigma_2=94.5911$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=67.4573$

**Tabla 2.4: Flechas para las hipótesis III y para cable AAAC de 40mm<sup>2</sup>**

Flechas del conductor calibre 40 mm <sup>2</sup> (Hipótesis II)					
Nota : Las flechas están en metros					
Temperatura	Vano (m)				
	70	72	75	78	80
15 °C	0.1680	0.1779	0.1934	0.2095	0.2206
20 °C	0.1790	0.1895	0.2060	0.2231	0.2349
25 °C	0.1914	0.2027	0.2202	0.2386	0.2512
30 °C	0.2056	0.2177	0.2366	0.2562	0.2698

**Tabla 2.5: Flechas para las hipótesis II y para cable AAAC de 40mm<sup>2</sup>**

Flechas máximas del conductor calibre 40 mm <sup>2</sup> (Hipótesis III) Nota : Las flechas están en metros					
Temperatura	Vano (m)				
	70	72	75	78	80
50 °C	0.2896	0.3064	0.3325	0.3596	0.3783

**Tabla 2.6: Esfuerzos en las hipótesis I, II y III, para cable AAAC de 100mm<sup>2</sup>**

Conductor de aleación de Aluminio calibre 100 mm <sup>2</sup> Nota : Los esfuerzos estan Megapascales (MPa)		
Longitud del vano: 70m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=121.366$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=113.3348$ t2=20 °C $\sigma_2=106.2300$ t2=25 °C $\sigma_2=99.1557$ t2=30 °C $\sigma_2=92.1208$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=64.7167$
Longitud del vano: 72m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=121.366$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=113.2900$ t2=20 °C $\sigma_2=106.1934$ t2=25 °C $\sigma_2=99.1289$ t2=30 °C $\sigma_2=92.1060$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=64.7856$
Longitud del vano: 75m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=121.366$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=113.2207$ t2=20 °C $\sigma_2=106.1367$ t2=25 °C $\sigma_2=99.0874$ t2=30 °C $\sigma_2=92.0830$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=64.8914$
Longitud del vano: 78m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=121.366$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=113.1488$ t2=20 °C $\sigma_2=106.0779$ t2=25 °C $\sigma_2=99.0444$ t2=30 °C $\sigma_2=92.0592$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=64.9997$
Longitud del vano: 80m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=121.366$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=113.0994$ t2=20 °C $\sigma_2=106.0376$ t2=25 °C $\sigma_2=99.0149$ t2=30 °C $\sigma_2=92.0429$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=65.0733$

**Tabla 2.7: Flechas para las hipótesis III y para cable AAAC de 100mm<sup>2</sup>**

Flechas máximas del conductor calibre 100 mm <sup>2</sup> (Hipótesis III) Nota : Las flechas están en metros					
Temperatura	Vano (m)				
	70	72	75	78	80
50 °C	0.3012	0.3183	0.3448	0.3724	0.3913

**Tabla 2.8: Flechas para las hipótesis II y para cable AAAC de 100mm<sup>2</sup>**

Flechas del conductor calibre 100 mm <sup>2</sup> (Hipótesis II) Nota : Las flechas están en metros					
Temperatura	Vano (m)				
	70	72	75	78	80
15 °C	0.1720	0.1820	0.1976	0.2139	0.2251
20 °C	0.1835	0.1942	0.2108	0.2282	0.2401
25 °C	0.1966	0.2080	0.2258	0.2444	0.2571
30 °C	0.2116	0.2239	0.2430	0.2629	0.2766

**Tabla 2.9: Esfuerzos en las hipótesis I, II y III, para cable AAAC de 200mm<sup>2</sup>**

Conductor de aleación de Aluminio calibre 200 mm <sup>2</sup> Nota : Los esfuerzos estan Megapascales (MPa)		
Longitud del vano: 70m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=116.3$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=108.6932$ t2=20 °C $\sigma_2=101.6074$ t2=25 °C $\sigma_2=94.5577$ t2=30 °C $\sigma_2=87.5551$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=60.4423$
Longitud del vano: 72m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=116.3$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=108.6727$ t2=20 °C $\sigma_2=101.5960$ t2=25 °C $\sigma_2=94.5573$ t2=30 °C $\sigma_2=87.5682$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=60.5506$
Longitud del vano: 75m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=116.3$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=108.6409$ t2=20 °C $\sigma_2=101.5783$ t2=25 °C $\sigma_2=94.5556$ t2=30 °C $\sigma_2=87.5884$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=60.7165$
Longitud del vano: 78m		
Hipotesis I	Hipotesis II	Hipotesis III

Conductor de aleación de Aluminio calibre 200 mm <sup>2</sup> Nota : Los esfuerzos estan Megapascales (MPa)		
Longitud del vano: 78m		
t1=10°C $\sigma_1=116.3$	t2=15 °C $\sigma_2=108.6080$ t2=20 °C $\sigma_2=101.5600$ t2=25 °C $\sigma_2=94.5560$ t2=30 °C $\sigma_2=87.6093$	t3=50 °C $\sigma_3=60.8860$
Longitud del vano: 80m		
Hipotesis I t1=10°C $\sigma_1=116.3$	Hipotesis II t2=15 °C $\sigma_2=108.5854$ t2=20 °C $\sigma_2=101.5474$ t2=25 °C $\sigma_2=94.5555$ t2=30 °C $\sigma_2=87.6237$	Hipotesis III t3=50 °C $\sigma_3=61.0009$

**Tabla 2.10: Flechas para las hipótesis III y para cable AAAC de 200mm<sup>2</sup>**

Flechas máximas del conductor calibre 200 mm <sup>2</sup> (Hipótesis III) Nota : Las flechas están en metros					
Temperatura	Vano (m)				
	70	72	75	78	80
50 °C	0.3225	0.3406	0.3686	0.3975	0.4174

**Tabla 2.11: Flechas para las hipótesis II y para cable AAAC de 200mm<sup>2</sup>**

Flechas del conductor calibre 200 mm <sup>2</sup> (Hipótesis II) Nota : Las flechas están en metros					
Temperatura	Vano (m)				
	70	72	75	78	80
15 °C	0.1793	0.1898	0.2060	0.2228	0.2345
20 °C	0.1918	0.2030	0.2203	0.2383	0.2507
25 °C	0.2062	0.2181	0.2366	0.2560	0.2693
30 °C	0.2226	0.2355	0.2555	0.2763	0.2906

En las graficas de la figuras 2.1 a 2.6 se muestran la tendencia de los valores de los esfuerzos y de las flechas en función del vano y de la temperatura del conductor, tal y como se ha calculado y mostrado en las tablas anteriores.

Figura 2.1: Esfuerzos del conductor AAAC de 40mm<sup>2</sup>

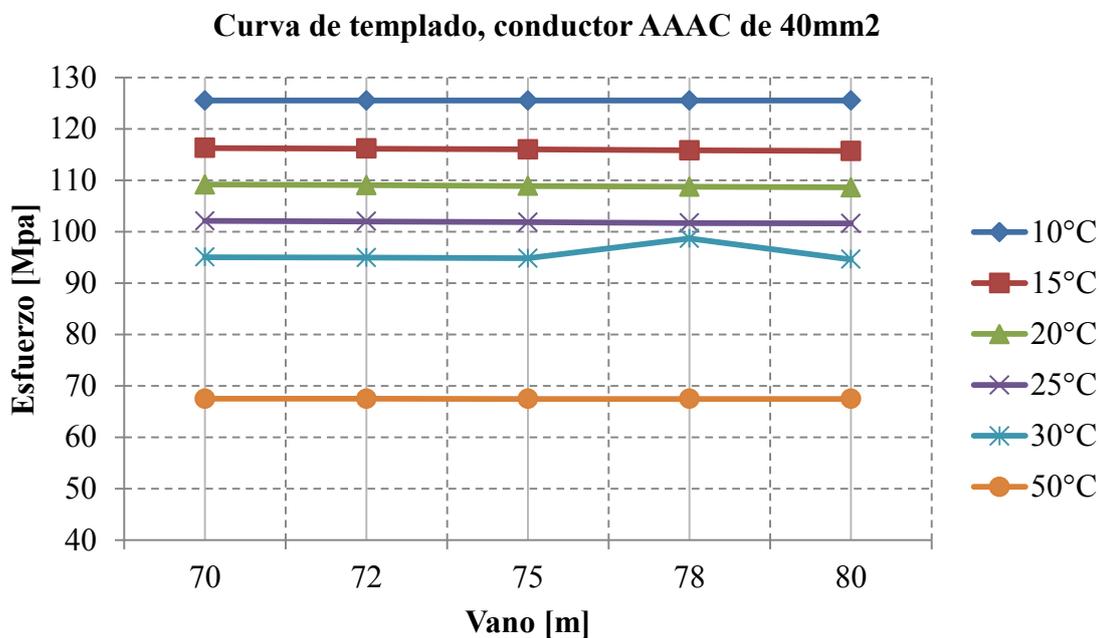
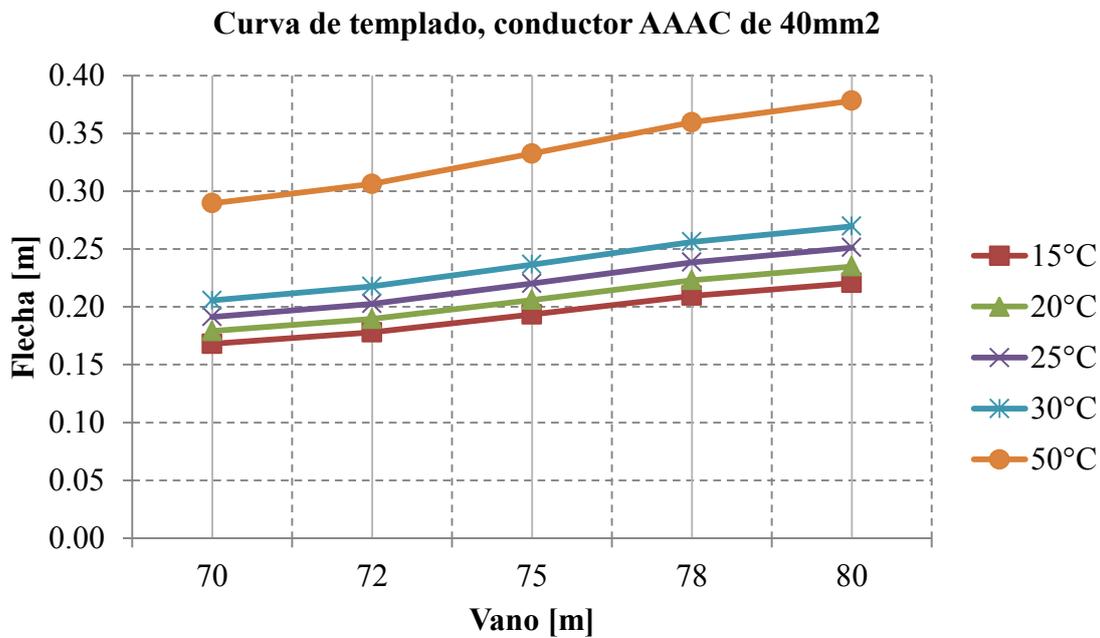
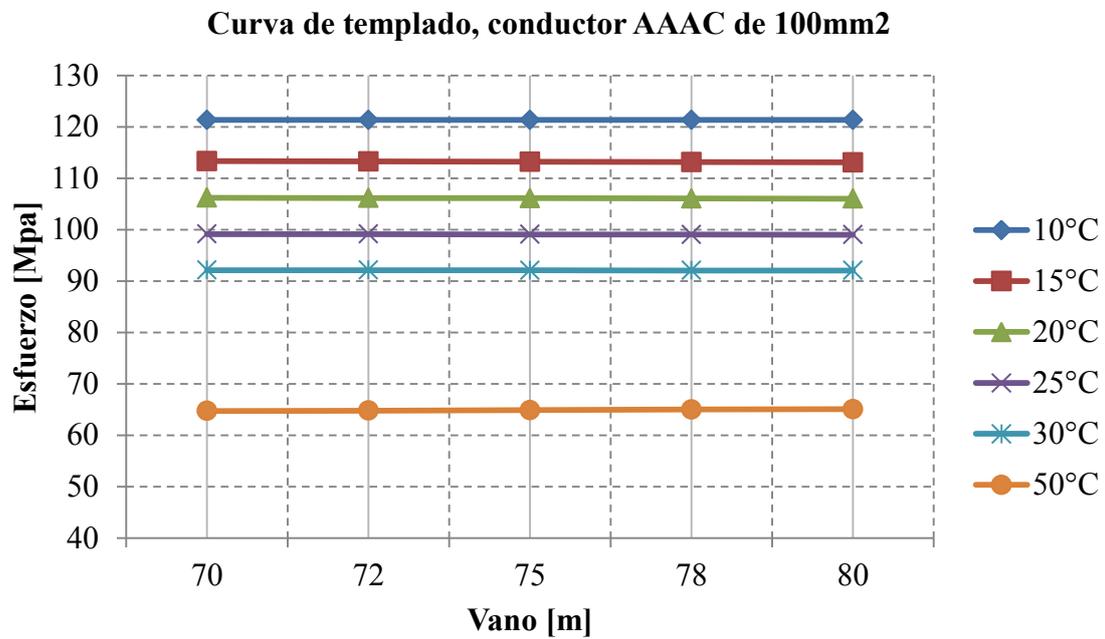


Figura 2.2: Flechas del conductor AAAC de 40mm<sup>2</sup>



**Figura 2.3: Esfuerzos del conductor AAAC de 100mm<sup>2</sup>**



**Figura 2.4: Flechas del conductor AAAC de 100mm<sup>2</sup>**

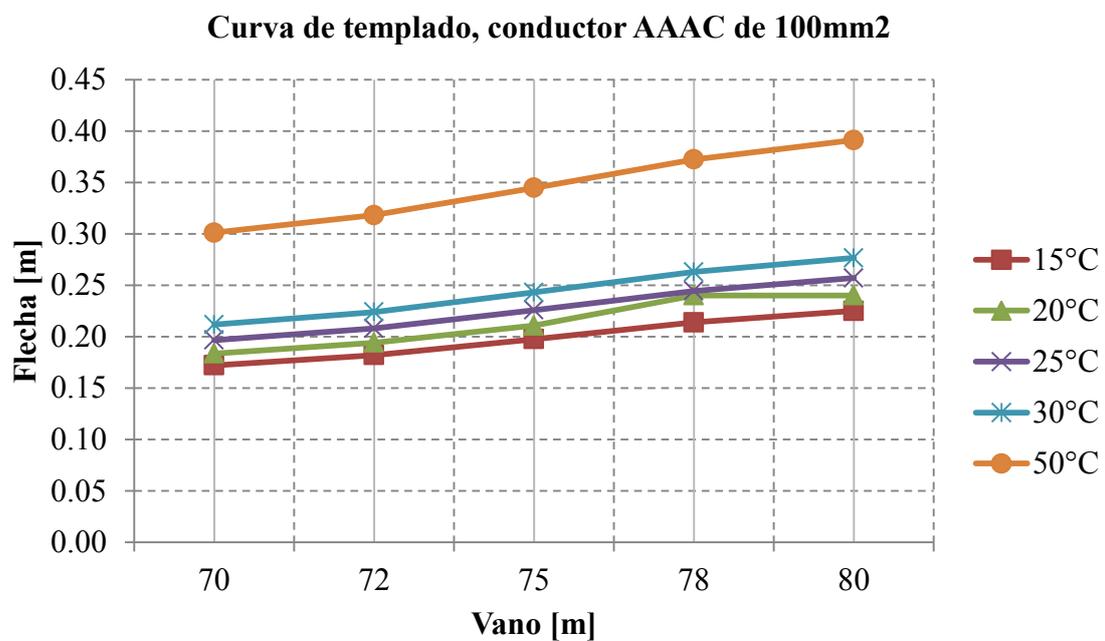


Figura 2.5: Esfuerzos del conductor AAAC de 200mm<sup>2</sup>

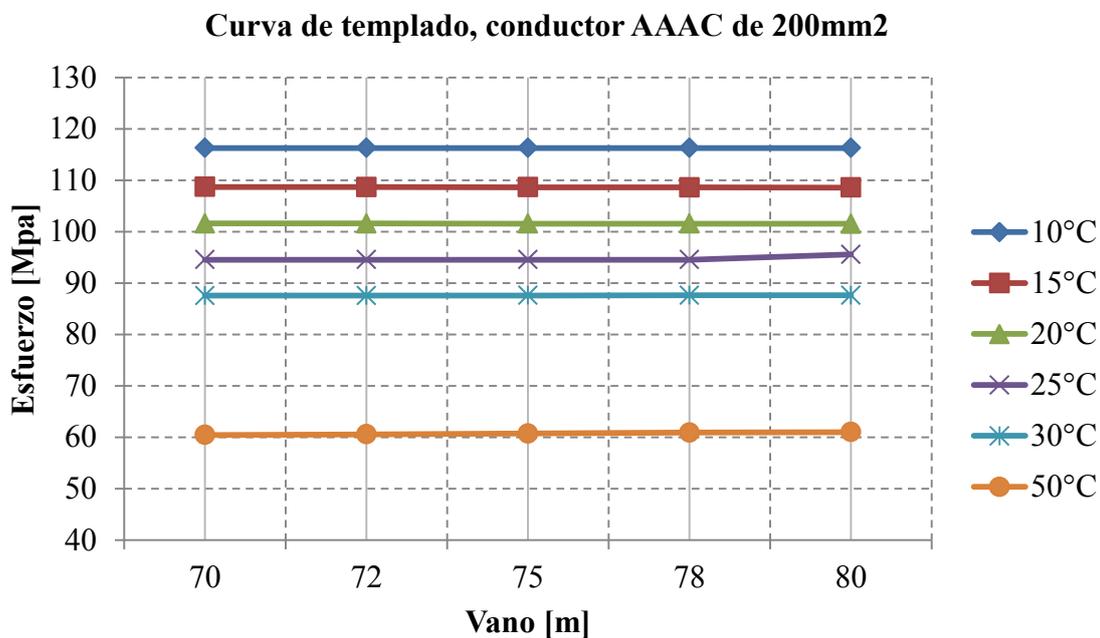
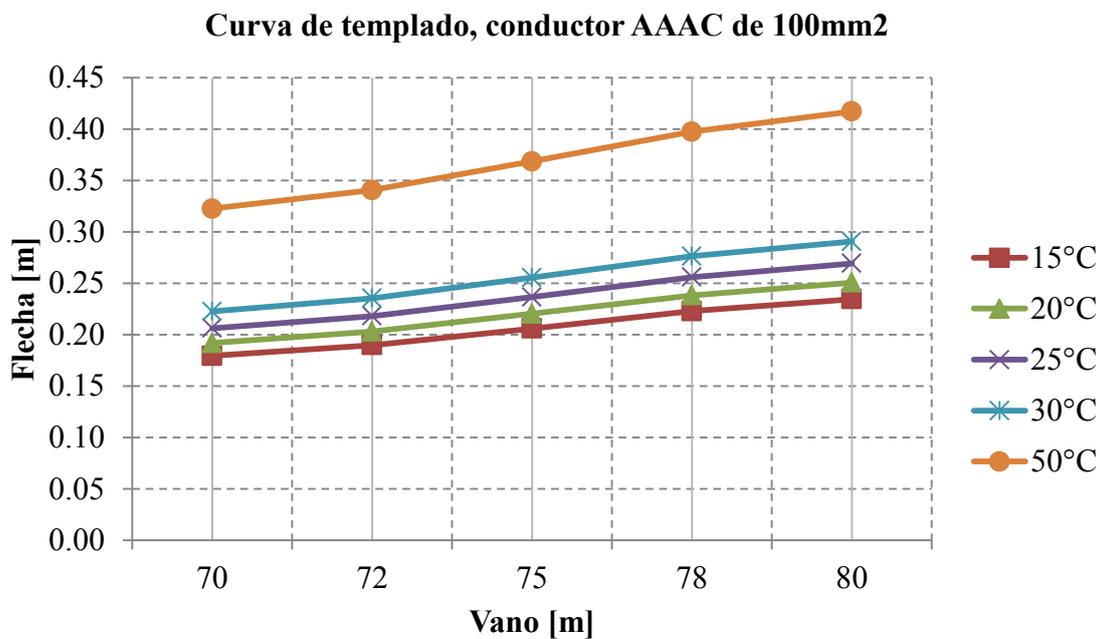


Figura 2.6: Flechas del conductor AAAC de 200mm<sup>2</sup>



## 2.2.2 Cálculos eléctricos del conductor

En el apartado anterior se definió el estado de esfuerzos para el conductor eléctrico y para los vanos dentro del rango de vanos económicos, así mismo se determinó el valor de las respectivas flechas todo a diferentes temperaturas de operación. En los siguientes párrafos se hallará el valor de los parámetros eléctricos definidos en el capítulo 1 así como las pérdidas de energía correspondientes para el recorrido de la línea que se plantea en los planos respectivos. La disposición de los conductores será del tipo triangular y su recorrido es el que se muestra en los planos del anexo B, también en dicho anexo se adjuntan los armados correspondientes a cada estructura y teniendo en cuenta que los conductores se mantendrán en disposición triangular a lo largo de todo su recorrido. La separación entre las estructuras es la definida como vano económico y cuyo valor ha sido presentado anteriormente y oscila entre 70 y 80mts para líneas de distribución en media tensión.

Tomando en cuenta lo establecido en el apartado 1.2.1 del capítulo 1, en la tabla 2.12 se muestra el valor de la resistencia para la línea eléctrica en estudio, para una longitud de la línea de 2527.86m y 50°C como máxima temperatura de operación, para este último la resistencia eléctrica ha sido determinado en base a las fórmulas del capítulo 1.

Según la información dada por el fabricante del conductor la resistencia eléctrica será la dada en la tabla 2.12.

**Tabla 2.12: Cálculo de la resistencia eléctrica cable AAAC**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia en DC a 20°C		Resistencia en DC a 50°C		Resistencia en AC a 75°C	
	[Ω/km]	Ω	[Ω/km]	Ω	[Ω/km]	Ω
40	0.72	1.8201	0.8172	2.0658	0.858	2.1689
100	0.289	0.7305	0.3280	0.8291	0.344	0.8696
200	0.144	0.3640	0.1634	0.4131	0.172	0.4348

De la tabla anterior se observa que la resistencia del conductor de 40mm<sup>2</sup> resulta ser 2.5 veces el de 100mm<sup>2</sup> y 5 veces el de 200mm<sup>2</sup>, siendo estas las mismas proporciones de las pérdidas de energía tal y como se verá más adelante.

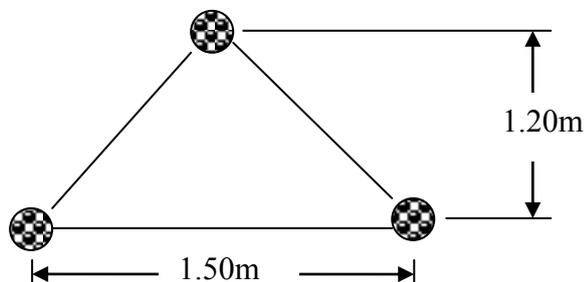
Además, se usará tramos cortos de cable N2XSY de 95mm<sup>2</sup> para ser tendido en forma subterránea de acuerdo al plano de recorrido del anexo B. La longitud total del cable subterráneo es 416.8677mts y en la tabla 2.13 se muestra los valores de la resistencia y reactancia inductiva suministrados por el fabricante.

**Tabla N° 2.13: Cálculo de la resistencia eléctrica cable N2XSY**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia en DC a 20°C		Resistencia en AC a 75°C		Reactancia inductiva [Ω]		Capacidad de corriente [A]
	[Ω/km]	Ω	[Ω/km]	Ω	[Ω/km]	Ω	
95	0.193	0.0805	0.247	0.1030	0.2439	0.1017	320

Como ya se mencionó la disposición de los conductores aéreos será en forma triangular tal y como se muestra en la figura 2.7.

**Figura 2.7: Disposición de los conductores en la línea de distribución**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

La selección del modo en que irán dispuestos los conductores dependerá de la facilidad en el mantenimiento y del grado de acercamiento a las viviendas, recordando que la mínima distancia hacia la fachada es de 2.50mts; además, depende del ahorro en materiales que se quiera hacer; así pues, los armados en disposición vertical con ménsulas son más caras, mientras que las triangulares sólo requieren el uso de una cruceta que es más barata. En el caso del presente estudio dado que la línea se ubica en medio de una avenida de doble vía, en la berma central, no habrá un acercamiento con las casas y dado que se está en la búsqueda de una línea económica la disposición triangular será la adecuada, claro que en algunos tramos pequeños se requerirá el uso de otra disposición dependiendo de la dificultad en el tendido, derivación o cambio de dirección del trayecto del conductor.

Para la disposición considerada la inductancia, de acuerdo con el apartado 1.22 y la ecuación (22), será la indicada en la tabla 2.14.

**Tabla 2.14: Cálculo de la inductancia y reactancia inductiva**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	DMG [m]	RMG [mm]	Inductancia [mH/km]	Inductancia [mH]	Reactancia inductiva [ $\Omega$ ]
40	1.4429	3.17	1.2241	3.4242	1.2909
100	1.4429	5.28	1.1221	3.1389	1.1833
200	1.4429	7.47	1.0527	2.9447	1.1101

A modo de comprobar lo que se dijo en el apartado 1.3 del capítulo 1, se determinará el valor de la capacitancia y se comparará con el resto de parámetros que se han determinado hasta este punto. Considerando la misma disposición del conductor que para el caso de la inductancia, y que la altura del poste sea de 13m, tal y como se verá luego, con una profundidad de empotramiento de 1.5m, la capacitancia será la que se indica en la tabla 2.16, teniendo presente las distancias de la tabla 2.15.

**Tabla 2.15: Distancia para el cálculo de la capacitancia**

Distancias para el cálculo de la capacitancia	
Altura H1	23m
Altura H2	20.6m
Altura H3	20.6m
Altura H12	21.8129m
Altura H13	21.8129m
Altura H23	20.6545m
Hm	21.4197m
Hs	21.3708m

**Tabla 2.16: Cálculo de la capacitancia y reactancia capacitiva**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	DMG [m]	RMG [mm]	Capacitancia con efecto del terreno [ $\mu\text{F}/\text{km}$ ]	Capacitancia con efecto del terreno [ $\mu\text{F}$ ]	Reactancia Capacitiva con efecto del terreno [ $\text{k}\Omega$ ]
40	1.4429	3.17	0.0091	0.0255	104.1667
100	1.4429	5.28	0.0099	0.0277	96.1538
200	1.4429	7.47	0.0106	0.0297	89.2857

Como se puede ver en la tabla 2.16 el valor de la capacitancia tomado como impedancia es lo suficientemente grande como para despreciar, en comparación a la corriente principal, las corrientes capacitivas transversales que se producen entre la línea y tierra. Igualmente el efecto corona y aislador pueden despreciarse por lo que no se procederá a su cálculo, entonces la caída de tensión en la línea eléctrica para una potencia igual a la máxima demanda y el voltaje mínimo de operación es la que se muestra en la tabla 2.17.

**Tabla 2.17: Cálculo de la caída de tensión**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia eléctrica total [ $\Omega$ ]	Reactancia Inductivatotal [ $\Omega$ ]	Voltaje [kV]	Potencia [kW]	Factor de potencia	Caída de tensión total [%] del nominal
40	2.2719	1.3926	10	2000	0.96	5.36
100	0.9726	1.2850	10	2000	0.96	2.69
200	0.5378	1.2118	10	2000	0.96	1.78

La tabla anterior muestra que el conductor de 40mm<sup>2</sup> no cumple con las exigencias de calidad de energía; así pues, la caída de tensión correspondiente supera el valor establecido por el CNE esto es 3.5% por lo que no podrá ser tomado en cuenta en los siguientes cálculos.

En los siguientes párrafos se determinará el nivel de aislamiento requerido para el soporte adecuado de los conductores.

De acuerdo con lo dicho en el apartado 1.3.2, en el párrafo referido a aisladores, los criterios que deberán tomarse en cuenta para el nivel de aislamiento de la línea serán las siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas
- Sobretensiones a frecuencia industrial y bajo lluvia
- Grado de contaminación ambiental

Según el CNE suministro 2011 en la tabla 2.18 se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán a la línea de distribución en condiciones estándar.

**Tabla 2.18: Nivel de aislamiento para el sistema de utilización en M.T.**

Item	Características	Unidad	Magnitud
1	Tensión Nominal de servicio	[kV]	22.9/10
2	Tensión más elevada	[kV]	25/12
3	Altura máxima	[msnm]	59
4	Nivel de contaminación ambiental	[mm/kV]	31
5	Tensión de sostenimiento a la onda 1.2/50 $\mu$ s entre fases y fase a tierra	KVp	125
6	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra	KV	50

Dado que la altura es menor a los 1000 m.s.n.m. no es necesario aplicar el factor de corrección correspondiente. En la tabla 2.19 se muestran los valores de los parámetros de los aisladores que permitirán su selección y definirán el nivel de aislamiento final de la línea. Para determinar el nivel de aislamiento se usa el más alto voltaje de operación.

**Tabla 2.19: Parámetros del aislador y nivel de aislamiento**

Tensión nominal de servicio [kV]	Tensión más elevada [kV]	Tensión disruptiva en seco [kV]	Tensión disruptiva en lluvia [kV]	Tensión de perforación [kV]	Nivel de aislamiento básico [kVp]	Longitud de la línea de fuga [mm]
22.9	25	50	58.59	66.67	125	777.19

### 2.2.3 Cálculos mecánicos de las estructuras

Con la información disponible de los valores de las tensiones en el conductor y flechas para diferentes condiciones o estados, es posible determinar las solicitaciones mecánicas de las estructuras utilizadas en el presente estudio.

En primer lugar se determinará la altura requerida para la estructura de tal manera de cumplir con las distancias de seguridad entre el conductor y el terreno por donde circularán vehículos y personas. Teniendo en cuenta lo establecido en el C.N.E. suministro 2011, en lo referente a distancias de seguridad y lo dicho en el apartado 1.3.2, en la tabla 2.20 se muestra la altura que la estructura debería de tener como mínimo.

**Tabla 2.20: Altura mínima de las estructuras de la línea eléctrica**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Altura de empotramiento [m]	Altura de seguridad [m]	Separación entre conductores [m]	Flecha máxima del conductor [m]	Altura mínima del poste [m]
100	1.5	7	1.2	0.3913	10.09
200	1.5	7	1.2	0.4174	10.12

En la tabla anterior las flechas máximas han sido determinadas para el vano máximo. De acuerdo con dicha tabla la altura mínima promedio de la estructura es 10mts por lo que se seleccionaran postes de concreto armado centrifugado de 13mts de altura.

De acuerdo con las curvas y valores de tensado de los conductores de las tablas 2.3 a 2.11 y según lo establecido en el apartado 1.3.3 se ha procedido al cálculo de las solicitaciones mecánicas de las estructuras y a la selección de las mismas, en las tablas 2.21a 2.24 se resumen estos resultados.

**Tabla 2.21: Fuerza equivalente en los postes, para conductor de 100mm<sup>2</sup> (hipótesis I)**

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
05	0	12136.6	129.97	713.7	393.2677	38.8025
06	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
07	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
08	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
09	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
10	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
11	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
12	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
13	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
14	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
15	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
16	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
17	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
18	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
19	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
20	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
21	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
22	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
23	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
24	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
25	12136.6	12136.6	259.95	713.7	9.1119	0.8064
26	12136.6	12136.6	258.75	713.7	83.0668	7.3511
27	12136.6	12136.6	259.65	713.7	45.8642	4.0588
28	12136.6	12136.6	218.09	713.7	354.6843	31.3879
29	12136.6	0	113.73	713.7	393.2625	34.8019
30	0	12136.6	121.85	713.7	393.2649	34.8022
31	12136.6	12136.6	240.45	713.7	8.5425	0.7559
32	12136.6	12136.6	237.2	713.7	8.4484	0.7477
33	12136.6	12136.6	237.2	713.7	8.4484	0.7477
34	12136.6	12136.6	237.2	713.7	8.4484	0.7477
35	12136.6	12136.6	237.2	713.7	8.4484	0.7477
36	12136.6	0	118.6	713.7	393.2639	34.8021

**Tabla 2.22: Fuerza equivalente en los postes, para conductor de 100mm<sup>2</sup> (hipótesis III)**

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
05	0	6507.33	129.97	713.7	212.5869	18.8130
06	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
07	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
08	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
09	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
10	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
11	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
12	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
13	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
14	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
15	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
16	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
17	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
18	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
19	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
20	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
21	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
22	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
23	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
24	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
25	6507.33	6507.33	259.95	713.7	9.1119	0.8064
26	6507.33	6507.33	258.75	713.7	48.4859	4.2908
27	6507.33	6507.33	259.65	713.7	28.6137	2.5322
28	6507.33	6471.67	218.09	713.7	192.9557	17.0757
29	6471.67	0	113.73	713.7	211.4328	18.7109
30	0	6489.14	121.85	713.7	211.9981	18.7609
31	6489.14	6055.06	240.45	713.7	19.2132	1.7003
32	6055.06	6055.06	237.2	713.7	8.4484	0.7477
33	6055.06	6055.06	237.2	713.7	8.4484	0.7477
34	6055.06	6055.06	237.2	713.7	8.4484	0.7477
35	6055.06	6055.06	237.2	713.7	8.4484	0.7477
36	6055.06	0	118.6	713.7	198.0647	17.5279

**Tabla 2.23: Fuerza equivalente en los postes para conductor de 200mm<sup>2</sup> (hipótesis I)**

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
05	0	23260	183.77	713.7	750.3298	66.4008
06	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
07	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
08	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
09	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
10	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
11	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
12	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
13	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
14	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
15	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
16	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
17	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
18	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
19	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
20	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
21	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
22	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
23	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
24	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932
25	23260	23260	367.54	713.7	12.3529	1.0932

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
26	23260	23260	365.85	713.7	154.9131	13.7091
27	23260	23260	367.12	713.7	83.5103	7.3903
28	23260	23260	308.37	713.7	676.2136	59.8419
29	23260	0	160.8	713.7	750.3244	66.4004
30	0	23260	172.29	713.7	750.3270	66.4006
31	23260	23260	339.98	713.7	11.5108	1.0187
32	23260	23260	335.38	713.7	11.3711	1.0063
33	23260	23260	335.38	713.7	11.3711	1.0063
34	23260	23260	335.38	713.7	11.3711	1.0063
35	23260	23260	335.38	713.7	11.3711	1.0063
36	23260	0	167.69	713.7	750.3259	66.4005

**Tabla 2.24: Fuerza equivalente en los postes para conductor de 200mm<sup>2</sup> (hipótesis III)**

N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
05	0	12200.2	183.77	713.7	391.7446	34.6677
06	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
07	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
08	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
09	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
10	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
11	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
12	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
13	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
14	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
15	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
16	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
17	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
18	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
19	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
20	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
21	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
22	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
23	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
24	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
25	12200.2	12200.2	367.54	713.7	12.3529	1.0932
26	12200.2	12200.2	365.85	713.7	86.2056	7.6288
27	12200.2	12200.2	367.12	713.7	49.1559	4.3501
28	12200.2	12088.5	308.37	713.7	357.8503	31.6882
29	12088.5	0	160.8	713.7	391.7342	34.6668

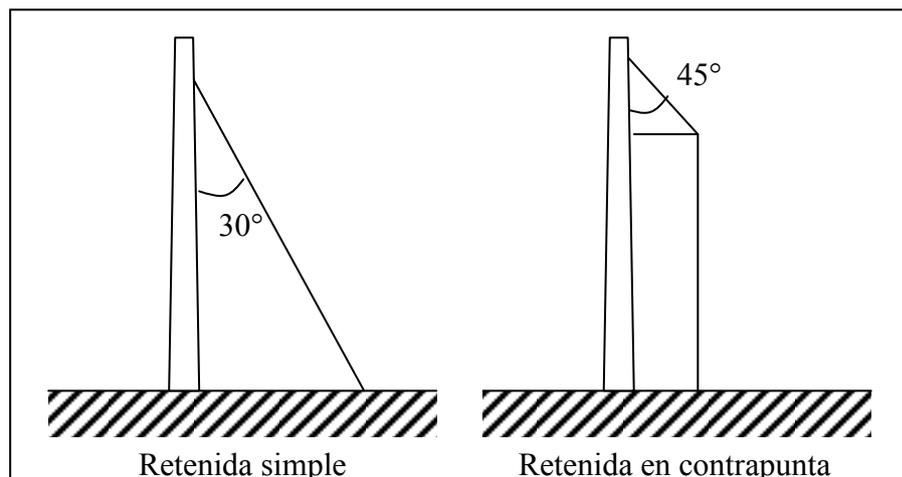
N° de estructura	Tensión 1 [N]	Tensión 2 [N]	Fuerza del viento sobre el conductor [N]	Fuerza del viento sobre el poste [N]	Momento resultante [kNm]	Fuerza equivalente en la punta [kN]
30	0	12143.3	172.29	713.7	393.4995	34.8229
31	12143.3	12110.1	339.98	713.7	11.8925	1.0524
32	12110.1	12110.1	335.38	713.7	11.3711	1.0063
33	12110.1	12110.1	335.38	713.7	11.3711	1.0063
34	12110.1	12110.1	335.38	713.7	11.3711	1.0063
35	12110.1	12110.1	335.38	713.7	11.3711	1.0063
36	12110.1	0	167.69	713.7	392.4324	34.7285

En las tablas anteriores se muestra el análisis a partir de la estructura N° 05 y en adelante ya que las anteriores no están sometidas a grandes esfuerzos y gran parte de la línea está tendido en forma subterránea con cable N2XSY.

En dichas tablas también se puede observar que las estructuras N° 05, 26, 27, 28, 29, 30 y 36 están sometidas a grandes fuerzas de flexión que provocan su falla, por lo que en estos casos se hace necesario la instalación de retenidas cuya cantidad se ha calculado considerando que la máxima fuerza en la punta que puede soportar una estructura con retenida simple es 15kN y en contrapunta 20kN con un coeficiente de seguridad de 1.5 y cable con un tiro de ruptura de 48kN, estos resultados pueden verse en las tablas 2.25 a 2.26.

En dicho cálculo se ha considerado retenidas del tipo simple inclinada con un ángulo de 30° respecto a la vertical y en contrapunta con un ángulo de 45°, tal y como se muestra en la figura 2.8.

**Figura 2.8: Retenida simple y en contrapunta**



**Fuente: Elaboración propia en base a la definición**

**Tabla 2.25: Cantidad de retenidas para conductor de 100mm<sup>2</sup> (hipótesis I)**

N° de estructura	Fuerza equivalente en la punta [kN]	Tipo de retenida	N° de retenidas
05	38.8025	simple	3
26	7.3511	simple	1
27	4.0588	simple	1
28	31.3879	simple	2
29	34.8019	simple	3
30	34.8022	simple	3
37	34.8021	simple	3

**Tabla 2.26: Cantidad de retenidas para conductor de 200mm<sup>2</sup> (hipótesis I)**

N° de estructura	Fuerza equivalente en la punta [kN]	Tipo de retenida	N° de retenidas
05	66.4008	simple	5
26	13.7091	simple	1
27	7.3903	simple	1
28	59.8419	simple	4
29	66.4004	simple	5
30	66.4006	simple	5
37	66.4005	simple	5

Las retenidas en contrapunta se suelen utilizar en casos de que no haiga suficiente espacio para poner una retenida simple, también las retenidas en contrapunta requieren más espacio para su instalación en el poste, mientras las retenidas simples pueden ser ubicadas a diferentes alturas en el mismo plano del poste. Las retenidas en contrapunta superan en precio a las simples, por esas razones se han instalado este tipo de retenidas sólo en las estructuras número 03 y 05 tal y como puede verse en el plano de recorrido.

De las anteriores tablas se puede concluir que sólo las estructuras de fin de línea y de cambio de dirección se ven afectadas en cuanto a su resistencia mecánica por la sección del cable; así pues, cuanto mayor sea la sección del cable mayor será las solicitaciones mecánicas en dichas estructuras y por tanto mayor será el número de retenidas a usar lo que aumenta el costo de la línea eléctrica. Por otra parte, se observa la ventaja de utilizar el mismo vano a uno y otro lado del poste, lo que permite que las tensiones se compensen para diferentes estados evitándose el uso de retenidas, tal y como se ha hecho para las estructuras de alineamiento.

Asimismo, se ha decidido instalar estructuras de anclaje como puntos de seguridad ante cualquier ruptura de la línea, las estructuras N° 06, 15 y 26 han sido designados como tales. Se ha finalizado con el diseño de la línea en un 90% y lo único que falta es definir la sección del cable. En los cálculos eléctricos se ha determinado la caída de tensión sólo para los cables con secciones de 100 y 200mm<sup>2</sup>; sin embargo para poder evaluar la sección más económica y eficiente, en el siguiente capítulo se harán cálculos para más secciones del conductor, claro que como ya se ha visto desde el punto de vista del cálculo de las estructuras esto hará que el número de retenidas pueda aumentar si es que la sección del cable a considerar supera los 200mm<sup>2</sup>. En principio se ha determinado que los calibres menores a 100mm<sup>2</sup> producen caídas de tensión mayores al 3.5% por lo que se descartará el

uso de estas secciones, entonces en el siguiente capítulo se analizará sólo las secciones comprendidas entre 100 y 300mm<sup>2</sup>.

## **Capítulo 3**

### **Evaluación del diseño**

#### **3.1 Evaluación energética**

La evaluación energética del diseño de la línea de media tensión permitirá cuantificar el costo de los consumos de potencia y energía así como las pérdidas y sus costos correspondientes con el objeto de determinar la línea eléctrica más eficiente, desde el punto de vista económico y energético.

##### **3.1.1 Consumo de potencia y energía**

Toda carga eléctrica, como puede ser una planta industrial o una ciudad, conectada a las líneas de suministro eléctrico consume una determinada cantidad de potencia y energía, la primera mide el flujo de energía que la carga solicita al sistema eléctrico de alimentación y que éste debe ser capaz de entregar, sin perjudicar el buen funcionamiento de los equipos y materiales componentes por los que circula dicha potencia. La potencia eléctrica solicitada es transformada, por ejemplo, en potencia mecánica útil, con ciertas pérdidas que depende de la eficiencia del equipo transformador, y que puede ser entregado como trabajo útil (energía) para un periodo de tiempo indefinido dependiente del tipo de carga.

La línea eléctrica en estudio es un medio por el que circulará la potencia demandada y lo hará durante el tiempo en que opere la maquinaria de la carga a ella conectada, como consecuencia de esta transmisión de potencia se producirán pérdidas de potencia y energía por efecto joule y ésta misma potencia y energía es vista por la empresa concesionaria como un consumo y por tanto se traduce en un costo adicional.

Para poder definir las pérdidas en la línea y los consumos propios de las maquinarias es necesario conocer la demanda eléctrica de la planta que alimentará, es decir, el diagrama de carga correspondiente. La empresa DEEPER BLUE SEA LLC en el año 2012 contrató una potencia de 500 kW a la empresa concesionaria para el funcionamiento de sus equipos requeridos para el proceso de congelado de productos hidrobiológicos. En la tabla 3.1 se ha resumido los consumos de potencia y energía, de dicha empresa, desde Enero a Octubre del 2012; no es posible ser más minuciosos como para mostrar la evolución de los

consumos a lo largo del día, las 24 horas y durante todas las semanas del mes, pero la información de dicha tabla será suficiente para estimar el consumo eléctrico a futuro.

**Tabla3.1: Máximas demandas y consumos de energía para el año 2012**

Mes	Demanda Leída (kW)		Horas de funcionamiento o HP	Horas de funcionamiento HFP	Energía Activa (kW.h)		
	HP	HFP			HP	HFP	Total (KW*h)
ENERO	506.62	545.40	72	219	36,490.9	119,182.0	155,672.9
FEBRERO	554.56	514.15	74	266	41,018.8	136,909.0	177,927.8
MARZO	551.13	524.29	53	219	29,400.0	115,036.0	144,436.0
ABRIL	482.89	471.27	41	191	19,854.5	90,109.1	109,963.6
MAYO	491.07	490.09	53	225	25,963.6	110,455.0	136,418.6
JUNIO	526.75	494.35	54	246	28,527.3	121,800.0	150,327.3
JULIO	442.15	455.89	38	190	16,690.9	86,781.8	103,472.7
AGOSTO	513.98	574.36	58	201	30,000.0	115,255.0	145,255.0
SEPTIEMBRE	498.93	543.11	50	220	24,927.3	119,564.0	144,491.3
OCTUBRE	449.18	537.71	83	292	37,090.9	156,982.0	194,072.9

La empresa, para el año 2013 ha proyectado la ampliación de sus instalaciones hasta una potencia contratada de 2.5MW. El diagrama de carga, correspondiente a tal año, se puede estimar en base a los datos de la tabla anterior; así pues, manteniendo la misma tendencia en el consumo, en la tabla 3.2 se muestra estos valores para el año 2013. Dicha información ha sido obtenida determinando el porcentaje del consumo con respecto a la contratada y aplicando este mismo factor al consumo que se tendría en dicho año.

**Tabla3.2: Máximas demandas y consumos de energía para el año 2013**

Mes	Demanda Leída (kW)		Horas de funcionamiento HP	Horas de funcionamiento HFP	Energía Activa (kW.h)		
	HP	HFP			HP	HFP	Total (KW*h)
ENERO	2,026.47	2,181.60	72	219	145,963.6	476,727.2	622,690.9
FEBRERO	2,218.25	2,056.58	74	266	164,075.1	547,636.0	711,711.1
MARZO	2,204.51	2,097.16	53	219	117,600.0	460,145.4	577,745.4
ABRIL	1,931.56	1,885.09	41	191	79,418.2	360,436.3	439,854.5
MAYO	1,964.29	1,960.36	53	225	103,854.5	441,818.1	545,672.7
JUNIO	2,106.98	1,977.38	54	246	114,109.1	487,200.0	601,309.0
JULIO	1,768.58	1,823.56	38	190	66,763.6	347,127.2	413,890.9
AGOSTO	2,055.93	2,297.45	58	201	120,000.0	461,018.1	581,018.1
SEPTIEMBRE	1,995.71	2,172.44	50	220	99,709.1	478,254.5	577,963.6
OCTUBRE	1,796.73	2,150.84	83	292	148,363.6	627,927.2	776,290.8

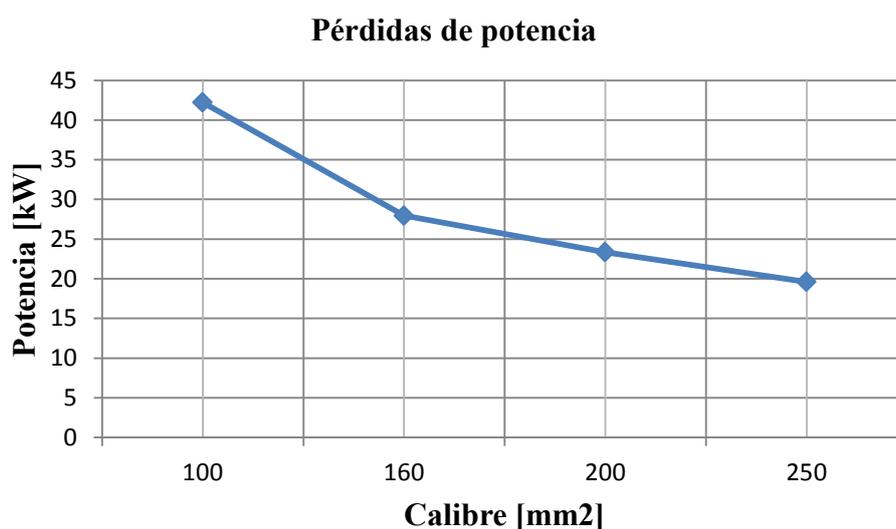
Se observa que el consumo de potencia no tiene mucha variación y los valores promedio para el año 2012 y 2013 son 500 kW y 2000 kW respectivamente; sin embargo,

el consumo de energía presenta muchas variaciones debido a la gran diferencia en los periodos de tiempo trabajado durante los meses del año. Trabajando con una potencia promedio de 2000 kW y un factor de potencia de 0.96 tenemos que la corriente que circula por la línea es 120.281 A. En la tabla 3.3 y en la figura 3.1 se muestran las pérdidas de potencia para los diferentes calibres, considerando la corriente calculada.

**Tabla 3.3: Pérdidas de potencia y de energía anuales para el año 2013**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia eléctrica Total [Ω]	Pérdidas de potencia en [kW]
100	0.9726	42.2135
160	0.6440	27.9514
200	0.5378	23.3420
250	0.4518	19.6094

**Figura 3.1: Pérdidas de potencia para diferentes calibres**



Se observa claramente la ventaja de usar mayores secciones del conductor. En este caso se puede reducir hasta en un 50% las pérdidas de potencia en la línea.

Por otra parte, se sabe que los términos de potencia y energía hacen referencia a dos cosas diferentes, pero que están relacionadas por el tiempo. Así, si se cuenta con una gráfica potencia versus tiempo, la energía será numéricamente igual al área bajo la curva. A la gráfica mencionada se le conoce como diagrama de carga que puede hacerse tanto para la potencia activa y reactiva consumida por una planta industrial.

Para el cálculo de la pérdida anual de energía se hace referencia a lo establecido en la norma DGE del MEM N° RD 018-2003-EM expuesta en el capítulo 1, en donde las pérdidas de energía por año básicamente es igual al producto de las horas presentes en un año y las pérdidas de potencia afectados por una factor de pérdidas cuyo valor se muestra, junto con las pérdidas de energía, en la tabla 3.4. El factor de carga, presente en dicha

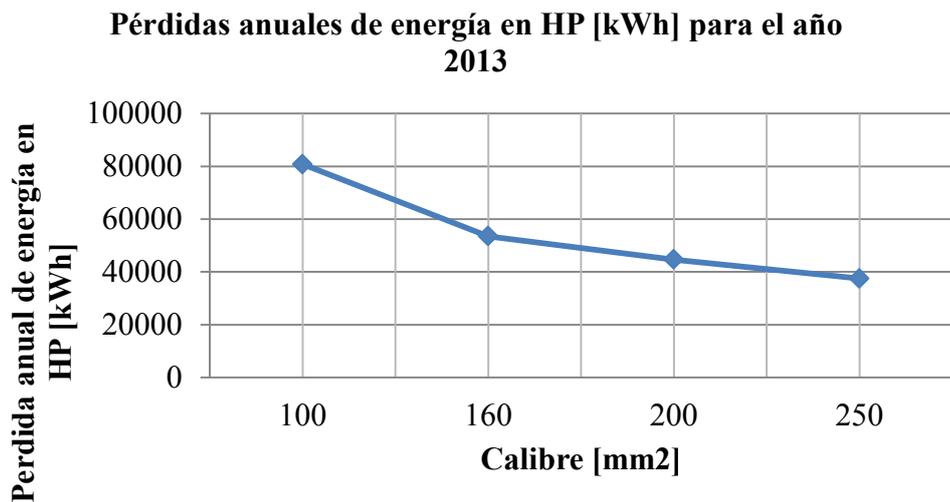
norma, se determina en base a su definición; es decir, será igual al cociente entre la energía real total consumida durante las horas de funcionamiento y la potencia contratada multiplicado por el mismo número de horas de funcionamiento tal y como se ha expuesto en el capítulo 1.

**Tabla 3.4: Pérdidas de energía anuales para el año 2013**

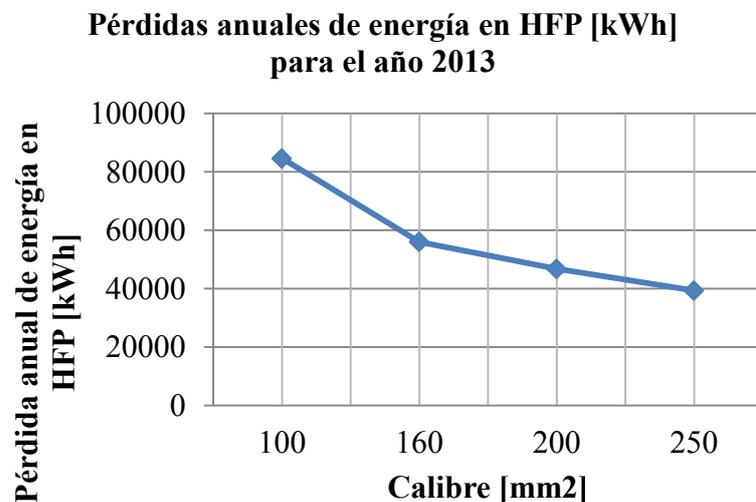
Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Factor de carga en HP[%]	Factor de carga en HFP[%]	Factor de pérdidas en HP[%]	Factor de pérdidas en HFP[%]	Pérdidas anuales de energía en HP [kWh]	Pérdidas anuales de energía en HFP [kWh]
100	80.55	82.61	67.23	70.40	80765.64	84582.86
160	80.55	82.61	67.23	70.40	53478.38	56005.93
200	80.55	82.61	67.23	70.40	44659.43	46770.17
250	80.55	82.61	67.23	70.40	37517.90	39291.11

En las figuras 3.2 y 3.3 se grafican las pérdidas anuales de energía en HP [kWh] y las pérdidas anuales de energía en HFP [kWh] para el año 2013, según la tabla 3.4.

**Figura 3.2: Pérdida anual de energía en HP, para diferentes calibres**



**Figura 3.3: Pérdida anual de energía en HFP, para diferentes calibres**



### 3.1.2 Costos de la potencia y energía

Como ya se sabe el suministro de energía eléctrica tiene tres partes bien diferenciadas que a saber son: La generación, que viene hacer el conjunto de instalaciones destinadas a producir la energía eléctrica cualquiera que sea la fuente y el procedimiento empleados para ello, tales como centrales hidráulicas, centrales térmicas, centrales eólicas, etc; transmisión, que es el conjunto de instalaciones (torres, aisladores, conductores de aluminio, etc) para el transporte de energía eléctrica producida por el sistema de generación; y la distribución, que es aquel conjunto de instalaciones (subestaciones de distribución, postes, aisladores, conductores, etc) para la entrega de la energía eléctrica a los diferentes usuarios del mercado eléctrico. Todo aquello que forman parte del sector eléctrico está regido por la ley de Concesiones eléctricas (D.L. 25844) y su reglamento (Decreto Supremo N° 009-93-EM), los cuales reglamenta entre otros la estructura del sector eléctrico y la fijación de tarifas y precios.

La distribución de la energía eléctrica es responsabilidad de la concesionaria la cual es una persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que desarrolla actividades de distribución de energía eléctrica en una zona de concesión establecida por el Ministerio de Energía y Minas, cuya demanda supere los 500kW. Así mismo, la zona de concesión es un área geográfica delimitada por un polígono, cuyos vértices están expresados en coordenadas UTM pertenecientes a un datum horizontal wgs84 o psad56, dentro del cual el Concesionario está obligado a prestar servicio público de electricidad y a todos aquellos que con sus propias líneas lleguen a esta zona.

El sector eléctrico se divide en dos tipos de mercados: libre y regulado. Los usuarios libres son aquellos no sujetos a regulación de precios unitarios de energía o potencia, la compra de potencia y de energía se da a través de la empresa concesionaria o empresa generadora. Y los regulados son aquellos sujetos a regulación de precios unitarios de energía o potencia, las cuales son establecidas (regulados) por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERMIN. En la tabla 3.5 se muestra en resumen las diferencias significativas para un usuario perteneciente a uno u otro tipo de mercado eléctrico.

La formación de los precios para los usuarios finales regulados en media y baja tensión está compuesta por los componentes de generación, transmisión y distribución eléctrica. La formación de precios de potencia y energía para el usuario final, está en función de los costos de generación, costos por peaje de transmisión, valor agregado de distribución para media tensión y el valor agregado para baja tensión según corresponda. De acuerdo con lo dicho se establecen las tarifas eléctricas lo cual legalmente está dada a través de la resolución OSINERMIN-182-2009-OS-CD, el cual entró en vigencia el 1 de Noviembre de 2009, antes del 1 de noviembre de 2009, estaba vigente la Norma de Opciones Tarifarias dada por la Resolución OSINERMIN-236-2005-OS-CD. Se debe señalar que la norma de opciones tarifarias se actualiza cada cuatro años.

Para el caso de estudio de la presente tesis el suministro de energía, como ya se definió, es en media tensión (22.9/10 kV) con una máxima demanda de 2000 kW, por lo que el usuario podrá elegir entre ser un usuario libre o regulado. La elección de uno u otra dependerá de los resultados obtenidos luego de hacer una evaluación en base a los precios de generación, transmisión y distribución, esto también dependerá de la ubicación geográfica relativa a las subestaciones de transformación en donde se inicia la distribución,

pues resulta que los usuarios en media tensión libres, conectados directamente a las barras de MT de un sistema de transformación de AT/MT ó MAT/AT/MT no pagará los costos correspondientes a un sistema de distribución en MT. Caso contrario se tendría que pagar los precios correspondientes por lo que sería necesario evaluar las ventajas respecto al cliente regulado. Estos cálculos quedan fuera del alcance de la presente tesis por lo que se recomienda leer las normas y textos correspondientes.

**Tabla3.5: Usuarios libres y regulados**

Usuario del mercado libre	Usuario del mercado regulado	Usuario libre/regulado
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aquellos usuarios con demanda mensual mayores a 2500 kW.</li> <li>• Generalmente grandes industrias, mineras y servicios. Conectados en alta tensión, media tensión, muy alta tensión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Para usuarios con demanda mensual menores a 200kW.</li> <li>• Conectados en alta tensión, media tensión y baja tensión.</li> <li>• Solo pueden comprar energía y potencia a un solo proveedor, empresas eléctricas de distribución regional.</li> </ul>	Según el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad- Decreto Supremo N° 022- 2009-EM, señala que un usuario con demanda entre 200 kW a 2 500 kW puede escoger entre ser usuario del mercado libre o mercado regulado.
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pueden escoger a su proveedor: Generador, distribuidor.</li> <li>• En este caso, los precios de potencia y energía son negociados entre el cliente y la empresa suministradora</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En este caso, compran potencia y energía a precios regulados por el OSINERGMIN-GART.</li> </ul>	

Considerando que la empresa DEEPER BLUE SEA LLC elije ser un usuario regulado; entonces, tendrá la libertad de elegir entre las tarifas indicadas en la tabla 3.6, la tarifa final dependerá del diagrama de carga típico para los días de trabajo de los equipos eléctricos de dicha empresa. Las opciones tarifarias son tres y cada uno es aplicable para usuarios en media tensión y la más conveniente económicamente, dependerá como ya se mencionó del consumo a lo largo del día. En forma general la tarifa MT2 indicada está dirigida para aquellos usuarios con consumos mínimos de demanda en el periodo de horas punta, la opción tarifaria MT3 está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de potencia se da durante las 24 horas al día o aquellos usuarios cuyo turno de trabajo empieza en horas de la mañana y acaban pasadas las 18:00 h. y finalmente la opción tarifaria MT4 está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de energía es intensivo en el periodo de horas punta. Es importante recalcar que las horas punta está considerada entre las 18:00 h y las 23:00 h, el resto es considerado como horas fuera de punta.

Tal y como se estableció en la tabla 3.2 del apartado anterior los consumos de potencia y energía, para el caso de estudio, están dadas de forma mensual y no se tiene información del diagrama de carga correspondiente es decir la evolución del consumo de potencia y energía a lo largo del día; sin embargo, para fines de cálculo es suficiente con la información mostrada en dicha tabla, y más bien para determinar la tarifa más conveniente se tomará la información relativa al modo de operación diaria de la planta de enfriamiento. De acuerdo con la información otorgada por la empresa la mayoría de equipos funcionan

las 24 horas del día por lo que de acuerdo con lo mencionado anteriormente la tarifa más adecuada sería la tarifa MT3. Con la tarifa seleccionada y definida ya es posible determinar los costos relativos al consumo y pérdidas de potencia y energía.

**Tabla 3.6: Opciones tarifarias para usuarios en Media Tensión**

Opción tarifaria	Sistemas y parámetros de medición	Cargos de Facturación
MT2	<p>Sistema de medición: Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P). Parámetro de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación en horas punta e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta f) Cargo por exceso de potencia activa por uso de las redes de distribución en horas fuera de punta g) Cargo por energía reactiva</p>
MT3	<p>Sistema de medición: Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Parámetros de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución f) Cargo por energía reactiva</p>
MT4	<p>Sistema de medición: Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Parámetros de medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva</p> <p>Modalidad de facturación de potencia activa variable</p> <p>Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia activa de generación d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución e) Cargo por energía reactiva</p>

De acuerdo al consumo proyectado para el año 2013, en las tablas 3.7 y 3.8 se muestran a modo de referencia, con el objetivo de establecer una comparación de manera cualitativa entre los costos de las pérdidas y del consumo, los costos por el consumo de potencia y energía, teniendo en cuenta que ésta información no es relevante para el cálculo del calibre óptimo. Así mismo, en las tablas 3.9 y 3.10, se indican los costos totales por año correspondientes a las pérdidas de potencia y energía para los diferentes calibres del conductor. Según lo establecido por OSINERGMING, el costo de la potencia y de la energía dependerá de que si el cliente está calificado como presente en punta o fuera de punta, para determinar la calificación tarifaria se utiliza la siguiente relación:

$$\text{Calificación tarifaria} = \frac{EA \text{ HPmes}}{M. D. le da mes \times \#HPmes}$$

Dónde:

*EA HPmes* : Energía activa consumida en horas punta del mes

*M. D. le da mes* : Máxima demanda leída del mes

*#HPmes* : Número de horas punta del mes

Si el resultado es  $\geq 0.5$  el usuario es considerado como cliente presente en punta en caso contrario el usuario será considerado como cliente presente fuera de punta.

**Tabla 3.7: Costos por mes y año de la potencia eléctrica consumida**

Mes	Horas Punta	Demanda Leída (kW)						Costo total [S/.]
		HP	HFP	Costo de la potencia activa de generación [S./Kw]	Costo de la potencia activa de generación [S/.]	Costo de la potencia por uso de las redes de distribución [S./Kw]	Costo de la potencia por uso de las redes de distribución [S/.]	
Enero	72	2,026.47	2,181.60	25.43	55,478.09	8.31	17,484.54	72,962.63
Febrero	74	2,218.25	2,056.58	25.43	56,410.20	8.31	18,281.39	74,691.59
Marzo	53	2,204.51	2,097.16	25.43	56,060.66	8.31	18,281.39	74,342.06
Abril	41	1,931.56	1,885.09	25.43	49,119.67	8.31	18,281.39	67,401.07
Mayo	53	1,964.29	1,960.36	25.43	49,951.92	8.31	18,281.39	68,233.31
Junio	54	2,106.98	1,977.38	25.43	53,580.55	8.31	18,281.39	71,861.95
Julio	38	1,768.58	1,823.56	25.43	46,373.23	8.31	17,930.56	64,303.79
Agosto	58	2,055.93	2,297.45	25.43	58,424.26	8.31	18,705.66	77,129.91
Septiembre	50	1,995.71	2,172.44	25.43	55,245.05	8.31	18,300.43	73,545.48
Octubre	83	1,796.73	2,150.84	25.43	54,695.76	8.31	18,300.43	72,996.19
Costo total por año								717,467.98

**Tabla 3.8: Costos por mes y año de la energía eléctrica consumida**

Mes	Energía Activa (kW.h)					
	HP	Calificación tarifaria	Costo de la energía en HP [S./kWh]	HFP	Costo de la energía en HFP [S./kWh]	Costo Total [S/.]
Enero	145,964.00	Cliente presente en punta	0.1724	476,727.00	0.1505	96,911.58
Febrero	164,075.00	Cliente presente en punta	0.1724	547,636.00	0.1505	110,705.77
Marzo	117,600.00	Cliente presente en punta	0.1724	460,145.00	0.1505	89,526.12
Abril	79,418.20	Cliente presente en punta	0.1724	360,436.00	0.1505	67,937.36
Mayo	103,855.00	Cliente presente en punta	0.1724	441,818.00	0.1505	84,398.15
Junio	114,109.00	Cliente presente en punta	0.1724	487,200.00	0.1505	92,996.00
Julio	66,763.60	Cliente presente en punta	0.1724	347,127.00	0.1505	63,752.70
Agosto	120,000.00	Cliente presente en punta	0.1724	461,018.00	0.1505	90,071.23
Septiembre	99,709.10	Cliente presente en punta	0.1724	478,255.00	0.1505	89,167.15
Octubre	148,364.00	Cliente presente en punta	0.1724	627,927.00	0.1505	120,080.93
Costo total por año						905,547.00

**Tabla 3.9: Costos por año de las pérdidas de potencia en la línea eléctrica para diferentes calibres del conductor**

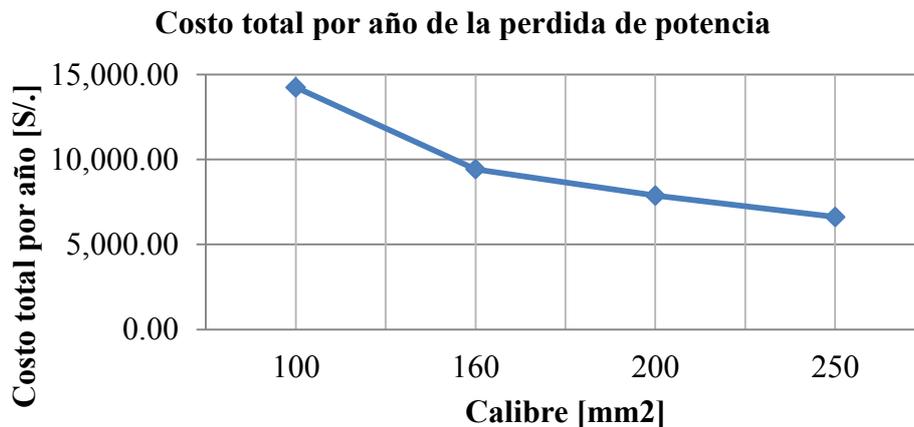
Calibre	Pérdidas de potencia						
	Calificación tarifaria	Pérdida de potencia [kW]	Costo de la potencia activa de generación [S./Kw]	Costo de la potencia activa de generación [S/.]	Costo de la potencia por uso de las redes de distribución [S./Kw]	Costo de la potencia por uso de las redes de distribución [S/.]	Costo total por año [S/.]
100	Cliente presente en punta	42.2135	25.43	1,073.489305	8.31	350.794185	14,242.8349
160	Cliente presente en punta	27.9514	25.43	710.804102	8.31	232.276134	9,430.80236
200	Cliente presente en punta	23.342	25.43	593.58706	8.31	193.97202	7,875.5908
250	Cliente presente en punta	19.6094	25.43	498.667042	8.31	162.954114	6,616.21156

**Tabla 3.10: Costos por año de las pérdidas de energía en la línea eléctrica para diferentes calibres del conductor**

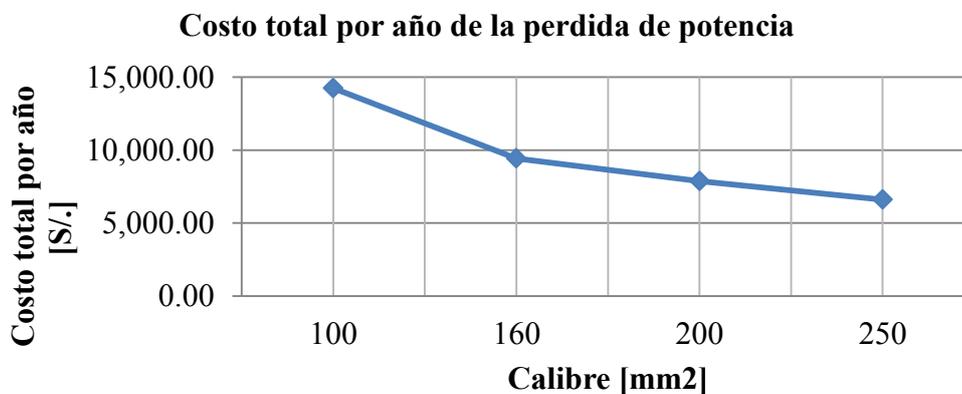
Calibre	Energía Activa (kW.h)					
	HP	Calificación tarifaria	Costo de la energía en HP [S./kWh]	HFP	Costo de la energía en HFP [S./kWh]	Costo Total por año [S/.]
100	80,765.64	Cliente presente en punta	0.1724	84,582.86	0.1505	26,653.71677
160	53,478.38	Cliente presente en punta	0.1724	56,005.93	0.1505	17,648.56518
200	44,659.43	Cliente presente en punta	0.1724	46,770.17	0.1505	14,738.19632
250	37,517.9	Cliente presente en punta	0.1724	39,291.11	0.1505	12,381.39802

De acuerdo a las tablas 3.9 y 3.10, en las figuras 3.4 y 3.5 se grafican el costo total por año correspondiente a la pérdidas de potencia y energía respectivamente y para los diferentes calibres del conductor.

**Figura 3.4: Costo total por año [S./] de la pérdida de potencia**



**Figura 3.5: Pérdida anual de energía en HP, para diferentes calibres**



Así mismo, en las tablas 3.9 y 3.10, se puede observar la ventaja de usar conductores eléctricos con el mayor calibre posible; sin embargo, como se verá en el siguiente apartado, el aumento en el calibre incrementa los costos de materiales, existiendo un equilibrio o calibre óptimo que es el que se determinará luego de evaluar la influencia de la sección del conductor en los costos de suministro e instalación de la línea eléctrica. También de las tablas 3.7, 3.8, 3.9 y 3.10 se concluye de manera referencial que los costos por pérdidas de potencia resultan ser un 2% respecto del consumo de potencia y los costos por pérdidas de energía son un 3% respecto al consumo de energía, todo comparándose con respecto al calibre de mayores pérdidas; es decir, para el de 100mm<sup>2</sup>.

### 3.2 Instalación de la línea eléctrica y costos correspondientes

En los planos del anexo “B” se detalla tanto el recorrido de la línea así como el tipo de armado utilizado en cada estructura y se incluye una lista de materiales que permiten determinar los costos concernientes al suministro e instalación de los mismos.

En el anexo “C” se muestra el metrado o cantidad de materiales del sistema de utilización en media tensión del caso de estudio. En dicho metrado aparece la sección del conductor final seleccionada; sin embargo en este apartado éste parámetro será evaluado de tal manera de obtener la sección más económica y eficiente. Además, en el anexo se incluye el presupuesto basado en el metrado correspondiente y con los precios unitarios de los materiales que han sido cotizados.

#### 3.2.1 Costos de instalación que no dependen del calibre

En la tabla 3.11 y 3.12 se han resumido el presupuesto, mostrando los subtotales de los ítems principales, pero sin considerar el costo de aquellos suministros que están directamente relacionados con el calibre del conductor.

**Tabla 3.11: Costos para el suministro de materiales**

Metrado y presupuesto del sistema de utilización en M.T 22.9/10kV.EMPRESA DEEPER BLUE SEA LLC. desde el punto de diseño hacia la subestación		
Ítem	Descripción	Costo Nuevos Soles(S/.)
		Total
A.-	<b>Suministro de materiales</b>	
A.1	Postes y accesorios	56,920.00
A.2	Aisladores y accesorios	30,512.90
A.3	Conductores y accesorios (ver tabla 3.13)	98,184.50
A.4	Material de ferretería para postes y crucetas	4,934.90
A.5	Retenidas y anclaje	-----
A.6	Puesta a tierra tipo varilla/espiral	21,327.50
A.7	Equipo de protección	44,880.00
A.8	Sistema de medición en media tensión (a adquirir en ENOSA)	17,000.00
A.9	Materiales para señalización	2,104.00
A.10	Materiales para cimentación de postes	10,514.50
Total de suministro de materiales (S/.)		286,378.30

**Tabla 3.12: Costos para el montaje de materiales**

Montaje electromecánico del sistema de utilización en M.T. 22.9/10kV .EMPRESA DEEPER BLUE SEA LLC.		
Ítem	Descripción	Costo nuevos soles (S/).
		Total
<b>B.-</b>	<b>Montaje electromecánico</b>	
B.1	Obras preliminares	4,988.00
B.2	Instalación de postes y accesorios	16,115.00
B.3	Instalación de retenidas	-----
B.4	Montaje de armados	11,034.00
B.5	Montaje de conductores	-----
B.6	Instalación de aisladores	1,247.50
B.7	Instalación del sistema de protección	1,800.00
B.8	Instalación de la puesta a tierra	10,260.00
B.9	Tendido subterráneo del cable N2XS Y	38,231.00
Total del montaje electromecánico (S/.)		83,675.50

Se observa que en el suministro de materiales no están incluidos las retenidas y anclajes, ya que la cantidad de estos es influenciada por el calibre del conductor elegido. Así mismo el costo del ítem correspondiente a conductores y accesorios está incompleto pues solo se está considerando los conductores y accesorios cuyas dimensiones, cantidades y costos no están influenciados por el calibre del conductor principal de la línea eléctrica tal y como se muestra en la tabla 3.13, sacado del anexo C.

**Tabla 3.13: Conductores y accesorios no dependientes del calibre del conductor principal**

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Total
<b>A.3</b>	<b><u>Conductores y accesorios</u></b>			
A.3.1	Amarres de aluminio con alma de acero de 737 mm.	PZA.	166	1,079.00
A.3.2	Conductor de cobre seco unipolar tipo n2xsy 18/30 kV de 95 mm <sup>2</sup> .	MTS.	1495	77,441.00
A.3.3	Cinta plana de armar de aluminio	MTS.	123	8,241.00
A.3.5	Conductor de Cu, desnudo, 7 hilos, temple blando cableado de 25mm <sup>2</sup>	MTS.	705	6,697.50
A.3.6	Conductor de Cu, desnudo, 19 hilos, temple duro cableado de 95 mm <sup>2</sup>	MTS.	62	2,356.00
A.3.9	Grapa de anclaje tipo pistola de aluminio 03 pernos	PZA.	54	1,566.00
A.3.11	Terminales de compresión de 95 mm <sup>2</sup>	PZA.	36	684.00
A.3.14	Abrazadera para fijación del cable unipolar N2XS Y 18/30 kV, 4 mm. de ø	PZA.	12	120.00
<b>SUB-TOTAL</b>				<b>98,184.50</b>

Igualmente en la parte de montaje no está incluida la instalación de retenidas ni el montaje de conductores ya que esto quedará definido una vez establecido el calibre del cable. Como se vio en el capítulo 2 el aumento en la sección del conductor tiene como consecuencia un aumento en el número de retenidas requeridas para el soporte de dicho cable.

### 3.2.2 Costos de instalación que dependen del calibre

En la tabla 3.14 y 3.15 se detallan los ítems que faltaban ser considerados anteriormente en el apartado 3.2.1 con lo que quedaría completo el metrado y el presupuesto de suministros y montaje. En dichas tablas se incluye el costo correspondiente al suministro y montaje y para cada calibre del conductor eléctrico a evaluar.

**Tabla 3.14: Costos del conductor, accesorios y demás materiales influenciados por el calibre**

Costos los ítems relacionados con el calibre del conductor para el sistema de utilización en M.T. 10-22.9 KV.EMPRESA DEEPER BLUE SEA LLC.											
Item	Descripción	Metrado		Costo (S/). Para cable de 100mm <sup>2</sup>		Costo (S/). Para cable de 160mm <sup>2</sup>		Costo (S/). Para cable de 200mm <sup>2</sup>		Costo (S/). Para cable de 250mm <sup>2</sup>	
		Und	Cant.	P. Unit.	P.total	P. Unit.	P.total	P. Unit.	P.total	P. Unit.	P.total
<b>A.-</b>	<b>Suministro de materiales</b>										
<b>A.3</b>	<b>Conductores y accesorios</b>										
A.3.4	Conductor de aleación de aluminio AAAC	MTS.	7485	5.4	40,419.00	8.3	62125.5	12	89820	15	112275
A.3.7	CONECTOR CUÑA TIPO AMPAC Calibre mm <sup>2</sup> / 95mm <sup>2</sup>	PZA.	12	21	252	30	360	35	420	37	444
A.3.9	Conector cuña tipo AMPAC para el calibre seleccionado	PZA.	12	21	252	30	360	35	420	37	444
A.3.10	Varillas de amarre preformado de AAAC. Para el calibre seleccionado	PZA.	80	12.8	1,024.00	15	1200	20	1600	25	2000

A.3.12	Conector tubular a compresión plena tracción (BURNDY) para conductor de AAAC. Para el calibre seleccionado	PZA.	9	18	162	20	180	25	225	30	270
A.3.13	Cartucho impulsor azul para calibre seleccionado de AAAC.	PZA.	48	15	720	20	960	25	1200	30	1440
<b>Subtotal (S/.)</b>				<b>42,829.00</b>		<b>65,185.50</b>		<b>93,685.00</b>		<b>116,873.00</b>	
Item	Descripción	Und	P. Unit.	Costo (S/.) Para cable de 100mm2		Costo (S/.) Para cable de 160mm2		Costo (S/.) Para cable de 200mm2		Costo (S/.) Para cable de 250mm2	
				Cant.	P. total	Cant.	P. total	Cant	P. total	Cant.	P. total
<b>A.5</b>	<b>Retenidas v anclaje</b>										
A.5.1	Abrazadera partida de 50,8 X 6,35mm X 225mm Ø Con guardacabo (*)	PZA.	35	25	875	75	2625	125	4375	125	4375
A.5.2	amarre preformado de acero para cable de 10 mm Ø	PZA.	11	125	1,375.00	375	4125	625	6875	625	6875
A.5.3	Aislador de tracción ANSI 54-2	PZA.	8.5	31	263.5	93	790.5	155	1317.5	155	1317.5
A.5.4	Arandela de anclaje cuadrada plana de 102 X 102 X 6,35mm Con agujero central DE 18 mm Ø	PZA.	4.5	31	139.5	93	418.5	155	697.5	155	697.5
A.5.5	Bloque de concreto armado de 0.50x0.50x0.20m	PZA.	38	31	1,178.00	93	3534	155	5890	155	5890
A.5.6	Cable de acero HS (alta resistencia) de 10mm Ø	M	4.5	458	2,061.00	1374	6183	2290	10305	2290	10305

A.5.7	Canaleta guardacable de F°G° de 2 400 mm de longitud con perno y tuerca en un extremo	PZA.	28.5	31	883.5	93	2650.5	155	4417.5	155	4417.5
A.5.8	Perno angular de 5/8" x 10" Con arandela , Tuerca y contratuerca	PZA.	7.5	31	232.5	93	697.5	155	1162.5	155	1162.5
A.5.9	Varilla de anclaje de acero, de 16 mm Ø X 2400mm de long. Provisto de ojal- Guardacabo.	PZA.	100	31	3,100.00	93	9300	155	15500	155	15500
A.5.10	Brazo de apoyo para viento en contrapunta con tubo de 2" de Ø galvanizado X 875 MM A 1 MTS.	PZA.	125	5	625	5	625	5	625	5	625
<b>Subtotal (S/.)</b>					<b>10,733.00</b>		<b>30,949.00</b>		<b>51,165.00</b>		<b>51,165.00</b>
<b>Total (S/.)</b>					<b>53,562.00</b>		<b>96,134.50</b>		<b>144,850.00</b>		<b>168,038.00</b>

**Tabla 3.15: Costos del montaje del conductor, accesorios y demás materiales influenciados por el calibre**

Costos los ítems relacionados con el calibre del conductor para el sistema de utilización en M.T. 10-22.9 KV.EMPRESA DEEPER BLUE SEA LLC.											
ITEM	DESCRIPCIÓN	Metrado		Costo (S/.) Para cable de 100mm <sup>2</sup>		Costo (S/.) Para cable de 160mm <sup>2</sup>		Costo (S/.) Para cable de 200mm <sup>2</sup>		Costo (S/.) Para cable de 250mm <sup>2</sup>	
		Und	P. Unit.	Cant.	P.total	Cant.	P.total	Cant.	P.total	Cant.	P.total
<b>B.-</b>	<b><u>Montaje electromecánico</u></b>										
<b>B.3</b>	<b>Instalación de retenidas</b>										
B.3.1	Excavación de hoyos para retenidas inclinada en terreno normal.	UND	70.00	31	2,170.00	93	6,510.00	155	10,850.00	155	10,850.00

B.3.2	Instalación de retenida inclinada incluye relleno y compactación.	CJTO	180.00	24	4,320.00	75	13,500.00	125	22,500.00	125	22,500.00
<b>Sub-total (S/.)</b>				<b>6,490.00</b>		<b>20,010.00</b>		<b>33,350.00</b>		<b>33,350.00</b>	
ITEM	DESCRIPCIÓN	Metrado		Costo (S/.) Para cable de 100mm2		Costo (S/.) Para cable de 160mm2		Costo (S/.) Para cable de 200mm2		Costo (S/.) Para cable de 250mm2	
		Und	Cant.	P. Unit.	P.total	P. Unit.	P.total	P. Unit.	P.total	P. Unit.	P.total
<b>B.5</b>	<b>Montaje de conductores</b>										
B.5.1	Tendido y puesta en flecha de conductor AAAC de 120mm2.	Mt	7485	0.85	6,362.25	1.11	8,308.35	1.44	10,755.95	1.87	13,974.50
<b>Sub-total (S/.)</b>				<b>6,362.25</b>		<b>8,308.35</b>		<b>10,755.95</b>		<b>13,974.50</b>	
<b>Total (S/.)</b>				<b>12,852.25</b>		<b>28,318.35</b>		<b>44,105.95</b>		<b>47,324.50</b>	

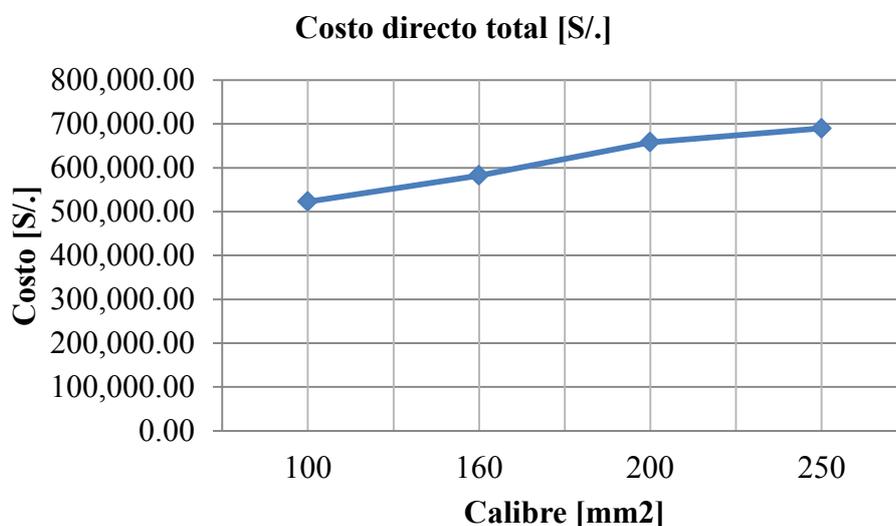
Finalmente en la tabla 3.16 se resume el presupuesto total, considerando tanto los materiales dependientes del calibre y los no dependientes del mismo, correspondiente al suministro y montaje para la línea eléctrica en estudio y para los diferentes calibres considerados.

**Tabla 3.16: Costos totales de la línea eléctrica para los diferentes calibres de estudio**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Suministro de materiales [S/.]	Montaje electromecánico [S/.]	IGV (18%)	Transporte (5% del suministro) [S/.]	Costo directo total [S/.]
100	339,940.30	96,527.75	62,391.47	17330.965	514,654.31
160	382,512.80	111,956.43	68,852.30	19125.64	582,447.17
200	431,228.30	127,777.70	77,621.09	21561.415	658,188.51
250	454,416.30	131,003.36	81,794.93	22720.815	689,935.41

En la figura 3.6 se grafica el costo directo total [S/.] correspondiente al suministro de materiales y al montaje electromecánico para los diferentes calibres del conductor, de acuerdo a la tabla 3.16.

**Figura 3.6: Costo directo total [S/.], para diferentes calibres**



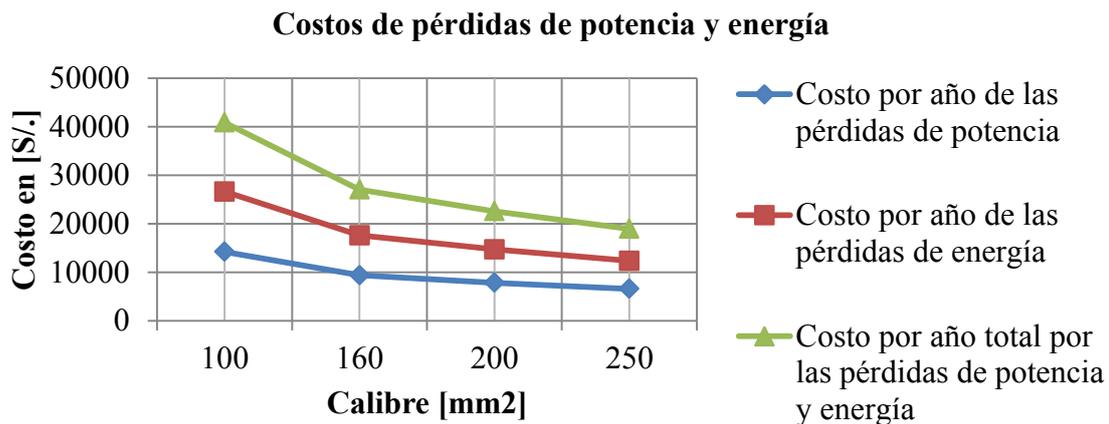
### 3.3 Evaluación de la eficiencia energética

#### 3.3.1 Costos totales de pérdidas de potencia y energía

En la tabla 3.17 se muestra un resumen de los costos totales por año de las pérdidas de potencia y energía para los calibres del cable en estudio, calculados de acuerdo con el apartado 3.1.2; así mismo, en la figura 3.7 se observa la tendencia de los costos para dichas pérdidas.

**Tabla 3.17: Costos totales de pérdidas de potencia y energía**

Calibre	Costo por año de las pérdidas de potencia	Costo por año de las pérdidas de energía	Costo total por año y por la pérdidas de potencia y energía
100	14,242.83	26,653.71	40,896.55
160	9,430.80	17,648.56	27,079.36
200	7,875.59	14,738.19	22,613.78
250	6,616.211	12,381.39	18,997.60

**Figura 3.7: Costos por pérdidas de potencia y energía**

En la figura 3.7 puede verse claramente la idea que se ha estado destacando durante todo el desarrollo del estudio, esto es el hecho de que a mayor calibre menores son las pérdidas de potencia y por tanto de la energía; además, se puede observar que a medida que crece el calibre del cable la diferencia entre las pérdidas entre uno y otro va disminuyendo pero al final siempre habrá diferencias que dependerá de la resistencia eléctrica que a su vez es función, como ya se vio en el capítulo 1, del calibre.

### 3.3.2 Costos totales de instalación

Un punto importante es que el costo en el suministro y montaje del conductor aumentan considerablemente a medida que aumenta el calibre del mismo, esto puede demostrarse en base a los costos expuestos en el apartado 3.2 en donde se puede observar que el costo del suministro del cable de 250mm<sup>2</sup> y accesorios es de **S/. 116,873.00** en comparación a los **S/. 49,508.00** correspondiente al calibre de 100mm<sup>2</sup>, así mismo, los costos para el montaje son: **S/. 13,977.86** y **S/. 6,362.25** respectivamente. Por otra parte, la retenida es otro material cuya cantidad depende del calibre del cable y para el caso del conductor de 250 y 100mm<sup>2</sup> los costos de suministro son: **S/. 51,165.00** y **S/. 10,733.00** respectivamente, y los costos de su montaje son: **S/. 33,350.00** y **S/. 6,490.00**. En la tabla 3.16 del apartado 3.2.2 se resumen los costos directos y totales de suministro y montaje, incluye IGV y transporte.

Por otra parte en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), en sus artículos 65 y 79 y en el Reglamento de la Ley en el artículo 144, se establece que el cálculo de la anualidad para instalaciones de líneas de distribución debe hacerse considerando una vida útil de 30 años y una tasa de instalación de 12% anual.

De los costos de suministro y montaje totales calculados en el apartado 3.22 y mostrados en la tabla 3.16, se construye la tabla 3.18 en el que se muestra el costo de la anualidad para instalaciones de líneas de distribución para los diferentes calibres del conductor en estudio.

**Tabla 3.18: Costos de la anualidad para instalaciones de líneas de distribución considerando una vida útil de 30 años y tasa de instalación de 12% anual.**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Costo Instalación [S/.]	Vida útil [años]	Tasa de instalación [%]	Anualidad [S/.]
100	514,654.31	30	12	63,891.07
160	582,447.17	30	12	72,307.12
200	658,188.51	30	12	81,709.93
250	689,935.41	30	12	85,651.11

### 3.3.3.1 Costo total de explotación

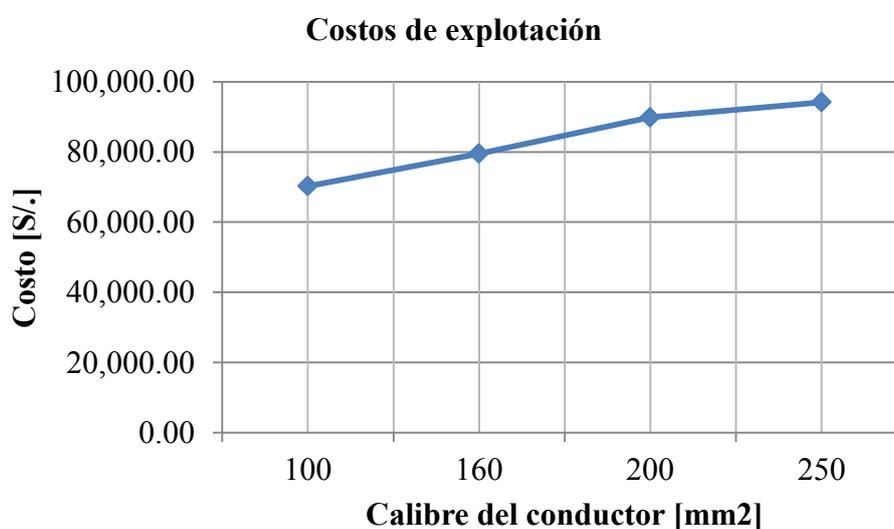
Para el costo total de explotación se ha considerado un costo de mantenimiento del 10% de la anualidad de instalación. En la tabla 3.19 se muestra el costo total de explotación para los diferentes calibres del conductor.

**Tabla 3.19: Costos totales de explotación**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Anualidad [S/.]	Mantenimiento el 10% de la Anualidad [S/.]	Total [S/.]
100	63,891.07	6,389.11	70,280.18
160	72,307.12	7,230.71	79,537.83
200	81,709.93	8,170.99	89,880.92
250	85,651.11	8,565.11	94,216.22

En la figura 3.8 se observa la tendencia de los costos totales de explotación para los diferentes calibres del conductor, en base a los datos obtenidos en la tabla 3.19.

**Figura 3.8: Costos total de explotación**



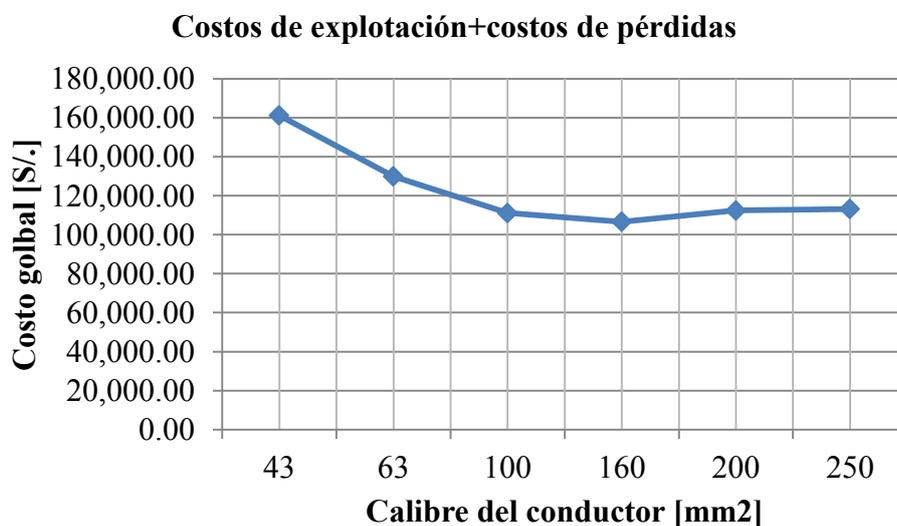
### 3.3.4 Evaluación de la eficiencia de la línea de distribución

Para la evaluación de la eficiencia, se considera los costos de explotación y los costos de las pérdidas de potencias y energía. En la tabla 3.20 se muestran estos valores, incluyendo los costos globales para los calibres de 43 y 63mm<sup>2</sup> que permitirá mostrar mejor la tendencia de los costos en función de los diferentes calibres del conductor tal y como se muestra en la figura 3.9.

**Tabla 3.20: Costos total global**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Costo anual de explotación [S/.]	Costo anual de pérdidas de potencia + energía [S/.]	Costo Total [S/.]
43	65,756.17	95,458.96	161,215.13
63	67,708.19	62,185.82	129,894.01
100	70,280.18	40,896.55	111,176.73
160	79,537.83	27,079.37	106,617.20
200	89,880.92	22,613.79	112,494.71
250	94,216.22	18,997.61	113,213.83

**Figura 3.9: Costos total de explotación**



En la figura 3.9 se ha plasmado los costos globales que incluye tanto pérdidas como costos de explotación, y se concluye que la sección más conveniente desde el punto de vista de dichos costos es la de 160mm<sup>2</sup>. Esta sección, es la que permitiría tener una línea de distribución en media tensión más económica, desde el punto de vista del los costos de explotación, y eficiente con las menores pérdidas de potencia y energía.

El calibre óptimo es el de 160mm<sup>2</sup>, en comparación con el calibre de 100mm<sup>2</sup> que es el calibre mínimo a partir del cual la caída de tensión, la capacidad de soporte ante las

corrientes de cortocircuitos tienen valores adecuados según la normativa correspondiente. Así mismo, se puede estimar el período de recuperación del exceso en los costos de instalación y también determinar el ahorro que se conseguiría en el tiempo al usar este calibre.

En la tabla 3.21 se resume, a modo de comparación, los costos de suministro y montaje, de mantenimiento y pérdidas de potencia y energía para los calibre de 100 y 160mm<sup>2</sup>.

**Tabla 3.21: Comparación entre los costos para el calibre de 100 y 160mm<sup>2</sup>**

Calibre [mm <sup>2</sup> ]	Costo anual de instalación [S/.]	Costo anual de mantenimiento [S/.]	Costo anual de pérdidas de potencia + energía [S/.]
100	522,869.49	6,175.85	40,896.55
160	582,447.17	6,989.37	27,079.37

De dicha tabla se observa una diferencia de S/. 59,577.68 en el costo anual de instalación, siendo más alto para el calibre de 160mm<sup>2</sup>; así mismo, la diferencia en los costos anuales de mantenimiento y de pérdidas de potencia y energía son: S/. 813.52 y S/. 13,817.18 respectivamente, y esto último es el ahorro obtenido debido a los menores costos por pérdidas de potencia y energía. Considerando los gastos anuales por la instalación y mantenimiento de la línea, una vez operativa, se obtendrá un costo total de S/. 60,391.20 y teniendo en cuenta el ahorro obtenido, el tiempo de recuperación de la inversión será aproximadamente cuatro años y medio. También otro dato importante es de que en los 30 años de vida útil se logra un ahorro de S/. 390,109.80 como consecuencia del ahorro por pérdidas de energía y descontando los gastos anuales por mantenimiento.

## **Conclusiones**

En resumen, en la presente tesis se ha realizado el diseño de una línea de distribución eléctrica o también conocido como sistema de utilización en media tensión que permitirá el suministro de potencia y energía a las instalaciones de la empresa DEEPER BLUE SEA LLC en forma óptima y eficiente. Para tal efecto se ha procedido, en primer lugar, a establecer el recorrido de la línea en base a normativas que establecen los criterios necesarios basados en distancias de seguridad, facilidad de instalación y mantenimiento; seguidamente, se ha hecho una preselección del calibre del conductor en base a la calidad de energía lograda; de esta manera fueron descartados aquellas secciones que producían caídas de tensión mayores a lo requerido.

No se ha centrado en el análisis de las capacidades de corriente de cada calibre ya que por lo general en los conductores utilizados en los sistemas de media tensión circula una corriente pequeña debido al alto voltaje, y que la mayoría de los calibres son capaces de resistir; sin embargo, si se ha tomado un cuidado especial en la selección de los conductores de acuerdo con su resistencia a los cortos circuitos, ya que en estos sistemas, la magnitud de estas corrientes suelen ser muy grandes provocando daños que podrían alcanzar la fusión de la línea si no son corregidos en un tiempo razonable.

Hay que tener en cuenta que para poder evaluar la caída de tensión y la pérdidas de potencia es necesario determinar los parámetros eléctricos correspondientes. Se ha calculado las pérdidas de potencia y energía en la línea eléctrica bajo estudio; también, mediante una proyección a futuro se fijó los consumos de potencia y energía para el año 2013, encontrándose, luego de seleccionar el tipo de tarifa eléctrica para la compra de la energía, los costos por el consumo y las pérdidas, del cual se concluyó que entre mayor es la sección del conductor menores serán las pérdidas de energía.

Así mismo, se ha podido comprobar que entre mayor es el calibre del conductor mayor será las solicitaciones mecánicas a las estructuras de soporte, afectando sobre todo en la cantidad de retenidas para las estructuras de cambio de dirección, fin de línea y de anclaje, incrementándose los costos correspondientes.

Se debe tener en cuenta, que la longitud del vano también influye en el costo de la instalación, pues entre mayor sea esta longitud mayor será las solicitaciones mecánicas en las estructuras y el conductor pero menor será la cantidad de dichas estructuras; así mismo, si el vano es pequeño entonces la cantidad de estructuras necesarias será mayor y menor las solicitaciones mecánicas; de acuerdo con esto es posible determinar un punto óptimo

que como ya se dijo en su momento resulta ser un vano comprendido entre los 70 y 80mts para el caso de terrenos relativamente planos o poco accidentados.

El otro punto importante considerado es la selección del aislamiento de la línea el cual no depende de la sección del conductor y más bien está en función del nivel de voltaje manejado, igualmente las puestas a tierra son independientes del calibre. En base a estos análisis se ha podido evaluar los costos relativos a las pérdidas de potencia y energía así como al suministro e instalación de la línea eléctrica, análisis que ha permitido establecer el comportamiento típico de estas variables en función del calibre, así entre mayor es el calibre mayores serán los costos de suministro e instalación de materiales pero menores serán las pérdidas de potencia y energía existiendo un equilibrio correspondiente a un calibre o sección óptima y eficiente.

Del análisis realizado se determinó que para el caso de estudio de la línea de distribución en media tensión el calibre del conductor que produce las menores pérdidas y a un bajo costo es el de 160mm<sup>2</sup>. Es necesario aclarar que la comparación ha sido realizada esencialmente en base a los costos de suministro y montaje y los costos por pérdidas de potencia y energía, además, considerando los costos de mantenimiento que corresponde a los costos de explotación. También se puede concluir que aparte de los criterios de caída de tensión, capacidad de transporte corriente, capacidad de resistencia ante los cortocircuitos debe ser considerado los costos de instalación, explotación y pérdidas los cuales permitirán determinar el calibre más económico, funcional y eficiente energéticamente, permitiendo ahorros aprovechables en poco tiempo.

## Bibliografía

- [1] Conejo Navarro, A.J., Arroyo Sánchez, J.M., Milano, F., Alguacil conde, N., Polo Sanz, J.L., GarcíaBetrand, R., Contrera Snaz, J., Clamagirand Sanchez, A. y Lopez Garcia, L. (2007). *Instalaciones eléctricas*. Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA S.A.U.
- [2] Saravia Poicon, F., Romaní Aguirre, J., Zevallos Salinas, M.y Quintanilla Acosta, E. (1999). *Eficiencia energética*. Lima.
- [3] Garcia Trasancos, J., (2007). *Instalaciones eléctricas en media y baja tensión*. Madrid: Thomson Editores Spain
- [4] Sarzo Miranda, M.A., (2007). *Proyectos de electrificación*.Lima: Megabyte
- [5] Grainger, J., Stevenson, W., (2002). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. Mc Graw Hill
- [6] Mujal Rosas, R., (2000). *Tecnología eléctrica*.1º Edición., Ediciones UPC