



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE GUAYAQUIL

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de

INGENIERO ELÉCTRICO

TEMA

“DISEÑO CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN
A 69 KV SONGA.”

AUTORES

ORELLANA OCHOA WELINTON WILFRIDO

CEVALLOS ÁLVAREZ LUIS GERARDO

TUTOR: ING. CECILIA GRUNAUER.

GUAYAQUIL

2019

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TIULACIÓN

Yo, **ORELLANA OCHOA WELLINGTON WILFRIDO**, autorizo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Declaro que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, 02 de enero de 2019.

Autor: Welinton Orellana Ochoa.

CI: 0924115470.

CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, **CEVALLOS ALVAREZ LUIS GERARDO**, autorizo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la publicación total o parcial de este trabajo de titulación y su reproducción sin fines de lucro.

Declaro que los conceptos, análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad de los autores.

Guayaquil, 02 de enero de 2019.

Autor: Luis Gerardo Cevallos Álvarez.

CI: 0925907024.

CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Yo, **ORELLANA OCHOA WELINTON WILFRIDO**, con documento de identificación N° 0924115470, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado “**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV SONGA**” mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 02 de enero de 2019.

Autor: Orellana Ochoa Welinton Wilfrido.

Cédula: 0924115470.

CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS

Yo, **CEVALLOS ALVAREZ LUIS GERARDO**, con documento de identificación N° 092590702-4, manifiesto mi voluntad y cedo a la **UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA** la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado titulado **“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV SONGA”** mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de **INGENIERO ELÉCTRICO**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la universidad facultada para ejercer plenamente los derechos antes cedidos.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscrito este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 02 de enero de 2019.

Autor: Cevallos Alvares Luis Gerardo.

Cédula: 0925907024.

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR

Yo, **CECILIA CATALINA GRUNAUER EZPINOZA**, director del proyecto de Titulación denominado **“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV SONGA”** realizado por los estudiantes **WELINTON WILFRIDO ORELLANA OCHOA Y LUIS GERARDO CEVALLOS ALVAREZ**, certifico que ha sido orientado y revisado durante su desarrollo, por cuanto se aprueba la presentación del mismo ante las autoridades pertinentes.

Guayaquil, 02 de enero de 2019.

Nombre del tutor

Cecilia Catalina Grunauer Espinoza.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo en primer lugar a Dios, a quien cada día le solicito fuerzas para seguir adelante en mi sendero de vida. A mis padres quienes con tanto esfuerzo y dedicación me han dado todas las herramientas necesarias como educación y formación humana para hoy poder cumplir esta gran meta y mi familia lo cual me aportaron cuanto más pudieron en mi diario vivir.

Welinton Wilfrido Orellana Ochoa.

DEDICATORIA

Quiero dedicarle este trabajo primordialmente a Dios, quién me acompaña en mi camino en todo momento, guiándome y dándome las fuerzas necesarias para luchar ante todo adversidad. Así mismo una dedicación especial a mis Padres, quienes me brindaron invaluable consejos y apoyo incondicional durante el transcurso de mi vida hasta lograr ser el profesional quien soy. Finalmente, a mi esposa y mis hijas, a quienes les debo el tiempo dedicado a culminar esta etapa.

Cevallos Alvares Luis Gerardo.

AGRADECIMIENTOS

Al término del trabajo de titulación dejo plasmados nuestros más sinceros agradecimientos a Dios en primer lugar, por habernos dados y sabiduría y la fortaleza para no declinar durante el proceso. A mis queridos padres y hermanos, a mi esposa, y a Dominick mi hijo, quienes me brindaron su apoyo y fuerza. A los docentes de la institución quienes, con su mucho esmero, infundieron sus conocimientos en el ingeniero que soy ahora, en especial al Ing. Ervin Solano y la Ing. Cecilia Grunauer quienes con su experiencia nos guio para el desarrollo correcto de este proyecto de titulación.

Welinton Orellana

El conocimiento y la sabiduría que Dios me ha brindado ha sido el pilar fundamental para poder desempeñar este trabajo de titulación de manera digna y honrada. Gracias a mis padres por impartirme la educación haciendo todos los días un esfuerzo para salir adelante. Gracias a mi esposa y mis hijas por la paciencia y el cariño.

También quiero mencionar a las personas que aportaron con experiencia y conocimiento a nuestra tesis, Ing. Henry Herrería, por su incondicional apoyo sus enseñanzas y todo el tiempo prestado, Ing. Raúl Álvarez, siempre sus oportunos consejos fueron importantes en el camino, por la experiencia realizada en campo, la cual es fundamental para el aprendizaje, Ing. Cecilia Grunauer, gracias por su asesoría y el tiempo dedicado para desarrollar este trabajo. de titulación.

Luis Cevallos

RESUMEN

El siguiente documento describe el diseño de una línea de Subtransmisión a un nivel de voltaje de 69 kV, mediante la cual se pudo satisfacer la demanda eléctrica solicitada por la empresa exportadora de camarón “Songa”, ubicada al sur de la ciudad de Guayaquil, la cual ha construido una subestación que opera a un nivel de voltaje de 69kV con una capacidad de 3.75MVA, a partir de esta, se abastecerá de energía eléctrica a la nueva planta empacadora de camarón que pertenece a dicha empresa.

La metodología del diseño de la línea que alimentará a la subestación en los predios de la empresa “Songa”, comprende el analizar todos los fenómenos que afectan a la línea, haciendo una descripción de cada uno de ellos, tanto así fenómenos eléctricos como mecánicos. Para el presente proyecto se tomaron en cuenta las normas del EX – INECEL y las normativas que están estipuladas por la empresa suministradora de energía eléctrica, Unidad de Negocio CNEL EP – Guayaquil, y las ordenanzas municipales que rigen actualmente a la ciudad de Guayaquil.

El diseño de la línea de subtransmisión involucró la resolución de ecuaciones matemáticas para la obtención de los parámetros eléctricos como la resistencia, inductancia, capacitancia, conductancia y de los parámetros mecánicos como las flechas y las tensiones ejercidas en cada vano de la línea. Estos resultados fueron contrastados con los obtenidos mediante la aplicación de software de diseño de líneas de transmisión.

Palabras clave: resistencia, inductancia, capacitancia, conductancia, vano, flecha.

ABSTRACT

The following document describes the design of a Subtransmission line at a voltage level of 69 kV, through which the electric demand requested by the shrimp exporting company "Songa", located to the south of the city of Guayaquil, which has built a substation that operates at a voltage level of 69kV with a capacity of 3.75MVA, will be supplied with electric energy to the new shrimp packing plant that belongs to that company.

The design methodology of the line that will feed the substation on the premises of the company "Songa", includes the analysis of all the phenomena that affect the line, making a description of each of them, both electrical and mechanical phenomena. For the present project were taken into account the rules of EX - INECEL and the regulations that are stipulated by the electricity supplier, Business Unit CNEL EP - Guayaquil, and the municipal ordinances that currently govern the city of Guayaquil.

The design of the subtransmission line involved the resolution of mathematical equations for obtaining electrical parameters such as resistance, inductance, capacitance, conductance and mechanical parameters such as arrows and the stresses exerted in each bay of the line. These results were contrasted with those obtained through the application of transmission line design software.

Keywords: resistance, inductance, capacitance, conductance, span, arrow.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
CERTIFICADOS DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	ii-iii
CERTIFICADO DE SESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UPS.....	v-vi
CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN SUSCRITO POR EL TUTOR.....	vi
DEDICATORIA.....	vii-viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
RESUMEN.....	x
ABSTRACT.....	xi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xviii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xx
INDICE DE ANEXOS.....	xxi
ABREVIATURAS.....	xxii
SIMBOLOGÍA.....	xxiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1. Definición.....	2
1.2. Planteamiento del problema.....	2
1.3. Objetivo General.....	2
1.4. Objetivo Específico.....	2
1.5. Justificación del trabajo.....	3
1.6. Delimitación.....	3

CAPÍTULO II	4
2. MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. Generalidades de Líneas de Transmisión Eléctrica.	4
2.1.1. Líneas de Transmisión según su longitud.....	4
2.1.2. Líneas cortas.	4
2.1.3. Factor de regulación de tensión.	5
2.1.4. Líneas Medias.	5
2.1.5. Circuito equivalente (T_e) nominal.....	6
2.1.6. Circuito equivalente (π) nominal.	6
2.1.7. Líneas Largas.....	7
2.2. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión.....	7
2.2.1. Resistencia DC.....	8
2.2.2. Resistencia en Corriente Alterna.	8
2.2.3. Efecto Piel.....	9
2.2.4. Efecto proximidad.....	9
2.3. Inductancia y reactancia para líneas trifásicas.	10
2.3.1. Inductancia de una línea trifásica con disposición equilátera.	11
2.3.2. Inductancia de una línea trifásica con disposición asimétrica.	12
2.4. Capacitancia y reactancia capacitiva para líneas trifásicas.....	12
2.4.1. Capacitancia de una línea trifásica con disposición equilátera.	13
2.4.2. Capacitancia de una línea trifásica con disposición asimétrica.	13
2.5. Parámetros mecánicos de línea de transmisión.....	14
2.5.1. La Catenaria.	15
2.5.2. Ecuación de longitud.....	18
2.5.3. Flecha del conductor.	20
2.5.4. Tensión en el vértice y en los Apoyos.	22
2.6. Esfuerzos Mecánicos.	23

2.7.	Clasificación de Vanos.	24
2.7.1.	Vano.....	24
2.7.2.	Vano Individual.	24
2.7.3.	Vano Promedio.	24
2.7.4.	Vano regulador.....	24
2.8.	Ecuación Cambio de Condiciones.	25
CAPÍTULO III.....		26
3.	MARCO METODOLÓGICO.....	26
3.1.	Parámetros normalizados del diseño de la línea.	26
3.2.	Metodología para el diseño.	26
3.3.	Consideraciones para el Diseño.	27
3.4.	Diseño eléctrico.	28
3.5.	Cálculos eléctricos,	29
3.5.1.	Corriente máxima o régimen de la línea.	30
3.5.2.	Potencia Activa de la línea.....	30
3.5.3.	Capacidad de Corriente.....	30
3.5.4.	Calculo de la resistencia (DC).	31
3.5.4.1.	Calculo de la resistencia del Acero.....	32
3.5.4.2.	Resistencia total	33
3.5.4.3.	Porcentaje de Error.	33
3.5.4.4.	Calculo de la resistencia (dc) – método 2.	33
3.5.4.5.	Resistencia total	35
3.5.4.6.	Porcentaje de Error.	36
3.5.4.7.	Calculo de resistencia AC.....	36
3.5.4.8.	Calculo de Efecto Piel.....	36
3.5.4.9.	Efecto de proximidad.....	37
3.5.4.10.	Calculo de inductancia en (mH/milla).	40

3.5.4.12.	Calculo de Impedancia de Línea (Z).....	42
3.5.4.14.	Calculo de la Impedancia Z.	42
3.5.4.15.	Calculo de Capacitancia.....	42
3.5.4.16.	Calculo de la Admitancia.....	43
3.5.4.17.	Calculo de Voltaje de regulación.....	43
3.6.	Diseño de Puesta a Tierra.	43
3.6.1.	Consideraciones para el diseño de puesta a tierra en líneas eléctricas.	43
3.6.2.	Resistividad del Terreno.	43
3.6.3.	Electrodos de Puesta a Tierra.....	45
3.6.4.	Conductor para Puesta a Tierra.....	45
3.6.5.	Cálculo del de Sistema de Puesta a Tierra.	45
3.6.6.	Detalle de Puesta a Tierra.	45
3.7.	Cálculos Mecánicos.	47
3.7.1.	Hipótesis de cálculo normalizadas.....	47
3.7.1.1.	Cálculo de la Tensión Máxima de los Conductores Hipótesis (1).....	48
3.7.1.2.	Condición 1: Mínima Temperatura.....	48
3.7.2.	Tensión Máxima de los Conductores Hipótesis (2).....	49
3.7.2.1.	Condición 2: Máxima Carga.....	49
3.7.2.2.	Cálculo de la tensión para un vano regulador de 93 m.	51
3.7.2.3.	Cálculo de la tensión para un vano de 100 m.	52
3.7.3.	Flecha Máxima de Conductores - Hipótesis (3).	52
3.7.3.1.	Cálculo de la tensión para un vano regulador de 93 m.	52
3.7.3.2.	Cálculo de la tensión para un vano de 100 m.	53
3.7.4.	Calculo de la Flecha Máxima – Hipótesis (3).....	54
3.7.4.1.	Para un vano de 100 m.....	54
3.7.4.2.	Calculo de longitud de un vano de 100 m con una flecha de 1.28 m.	54
3.7.4.5.	Cálculo de la tensión en los extremos del conductor.....	55

3.7.4.6.	Cálculo de la tensión para un vano de 150 m.	55
3.7.4.7.	Calculo de la Flecha Máximo para un vano de 150m.....	56
3.7.4.8.	Cálculo de la tensión para un vano de 200 m.	56
3.7.4.9.	Calculo de la Flecha Máxima Para un vano de 200 m.....	56
3.7.4.10.	Cálculo de la tensión para un vano de 300 m.	57
3.7.4.11.	Cálculo de la tensión para un vano de 300 m.	57
3.7.4.12.	Cálculo de la tensión para un vano de 500 m.	58
3.7.4.13.	Calculo de la Flecha Máxima para un vano de 500 m.....	58
3.8.	Diseño de Aislamiento	59
3.8.2.	Aislamiento por contaminación.	62
3.8.10.	Sobrevoltaje de origen tipo frecuencia Industrial.	67
3.8.17.	Diseño de varios tipos de aislador.	71
3.8.18.	Geometría de Estructuras.....	73
3.9.	Altura a punta de Amarre. (APA).	73
3.10.	Distancias mínimas entre conductores.....	74
3.11.	Distancias de los conductores con respecto al suelo.....	74
3.13.	Estructuras a utilizar.	76
3.13.1.	Estructuras de suspensión SU-1-G.....	76
3.13.5.	Tabla de Ubicación de estructuras.	77
3.14.	Cálculos de programas.	77
3.14.1.	Comparación de cálculos con el programa ETAP.	77
3.14.2.	Análisis del conductor programa ETAP.	78
3.14.3.	Análisis de separación del conductor.....	78
3.14.4.	Análisis de impedancias de línea de subtransmisión.	79
3.15.	Análisis con el programa diseñado.	79
3.15.1.	Cálculos asistidos mediante el software Matlab.	79
3.15.2.	Cálculos Electricos del programa LTD.....	80

3.15.3.	Cálculos Mecánico del programa LTD.....	80
3.15.4.	Cálculos catenaria del programa LTD.	81
3.15.5.	Cálculos Mecánicos en el programa (Calculo de tensiones Mecánicas de los Conductores).	81
3.15.6.	Tabla de Tensiones y flecha del conductor en el programa Calculo de tensiones Mecánicas de los Conductores.	82
CAPÍTULO IV.....		83
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	83
4.1.	Comparativa de Cálculos Eléctricos.	83
4.2.	Comparativa de cálculos Mecánicos.....	84
4.3.	Elementos para la construcción.	85
4.4.	Plano vista en planta y sección longitudinal.	87
CONCLUSIONES.		88
RECOMENDACIONES.....		89
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA		90
ANEXOS		92

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: CIRCUITO EQUIVALENTE DE LÍNEA CORTA. [2]	4
FIGURA 2: CIRCUITO NOMINAL (Te). [2].....	6
FIGURA 3: CIRCUITO NOMINAL II. [2]	6
FIGURA 4: REPRESENTACIONES DE LÍNEA LARGA. [1]	7
FIGURA 5: DISPOSICIÓN EQUILÁTERA DE LÍNEA.	11
FIGURA 6: DISPOSICIÓN ASIMÉTRICA DE LÍNEA.	12
FIGURA 7: DISPOSICIÓN SIMÉTRICA DE LA LÍNEA CAPACITANCIA.	13
FIGURA 8: DISPOSICIÓN ASIMÉTRICA DE LÍNEA CAPACITIVA.	14
FIGURA 9: CURVA CARACTERÍSTICA – CATENARIA. [6].....	15
FIGURA 10: CURVA CARACTERÍSTICA - CATENARIA. [6].....	16
FIGURA 11: ABCISAS DE LOS EXTREMOS. [6]	19
FIGURA 12: FLECHA DEL CONDUCTOR. [6]	20
FIGURA 13: CLASES DE ESFUERZOS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN. [5].....	23
FIGURA 14: TELUROMETRO.....	44
FIGURA 15: DETALLE DE PUESTA A TIERRA EN POSTE.....	46
FIGURA 16: AISLADOR SUSPENSIÓN LINE POST.....	71
FIGURA 17: AISLADOR #2.	72
FIGURA 18: DETALLES DE ALTURA DE AMARRE Y ENTERRAMIENTO.....	73
FIGURA 19: FRANJA DE SERVIDUMBRE.	75
FIGURA 20: CÁLCULOS CON ETAP.	77
FIGURA 21: CÁLCULOS DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS.	78
FIGURA 22: ANÁLISIS DE SEPARACIÓN DE CONDUCTORES.....	78
FIGURA 23: ANÁLISIS DE IMPEDANCIA DE LÍNEA.....	79
FIGURA 24: PORTADA DEL PROGRAMA LDT.	79
FIGURA 25: ANÁLISIS ELÉCTRICOS DEL PROGRAMA LTD.....	80
FIGURA 26: ANÁLISIS MECÁNICOS DEL PROGRAMA LTD.	80
FIGURA 27: ANÁLISIS DE LA CATENARIA DEL PROGRAMA LTD.	81
FIGURA 28: CALCULO DEL PROGRAMA MECÁNICO.	81
FIGURA 29: PLANO DE VISTA DE PLANTA Y LONGITUDINAL DE LÍNEA.	87
FIGURA 30: PLANO DE VISTA EN PLANTA DE SECCIÓN LONGITUD	87
FIGURA 31: COMPOSICIÓN DEL CONDUCTOR HAWK 477 26/7.	104
FIGURA 32: LONGITUD DE EMPOTRAMIENTO DE POSTE.	106

FIGURA 33: TENSOR TRIPLE A TIERRA.	107
FIGURA 34: DETALLE DE ABRAZADERA DE RETENCIÓN.....	107
FIGURA 35: GRAPA DE ALUMINIO TIPO DE SUSPENSIÓN.	107
FIGURA 36: ACOPLÉ METÁLICO TIPO HORQUILLA.....	107
FIGURA 37: CONECTOR (GRAPA) DE COMPRESIÓN DE ALUMINIO.	107
FIGURA 38: CONECTOR (GRAPA) DE COMPRESIÓN DE ALUMINIO.	107
FIGURA 39: COLLARES PARA RETENCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	107
FIGURA 40: PLATINAS.	107
FIGURA 41: VARILLA DE ARMAR.	107
FIGURA 42:PERNOS DE MAQUINA	107
FIGURA 43: IMAGEN DE PERNOS OJO.....	107
FIGURA 44: REPLANTEO DE RUTA.	107
FIGURA 45: HECHURA DE HUECOS - POSTE.....	107
FIGURA 46: IZAJE DE POSTE.....	107
FIGURA 47: PRE ARMADO DE HERRAJE.	107
FIGURA 48: TENDIDO DE CONDUCTOR.....	107
FIGURA 49: PUENTE AÉREO DE CONDUCTOR.	107
FIGURA 50: ESTRUCTURA SU-1-G.	107
FIGURA 51: ESTRUCTURA AU-1-90-G.	107
FIGURA 52: ESTRUCTURA RU-1-G.....	107
FIGURA 53: ESTRUCTURA TU-1-G.....	107

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA LÍNEA.	28
TABLA 2: PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN	28
TABLA 3: CARACTERÍSTICA DE CONDUCTOR (HAWK).	29
TABLA 4: CACULOS ELÉCTRICOS.	29
TABLA 5: PARÁMETROS DE TIERRA.	44
TABLA 6: DETALLE (1) DE PUESTA A TIERRA.	45
TABLA 7: DETALLE (2) DE PUESTA A TIERRA.....	46
TABLA 8: HIPÓTESIS DE CALCULO NORMALIZADA.	47
TABLA 9: CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL CONDUCTOR (HAWK).	47
TABLA 10: PARÁMETROS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	59
TABLA 11: NIVELES DE CONTAMINACIÓN NORMA IEC 60815 – 2008. [13]	61
TABLA 12: NUMERO DE AISLADORES SEGUN STANDART 52-3.....	62
TABLA 13: CRITICAL FLASHOVER OVERLOAD.	65
TABLA 14: RESUMEN DEL ANÁLISIS DE AISLAMIENTO.	70
TABLA 15: CARACTERÍSTICAS DE AISLADORES LINE POST.....	71
TABLA 16: CARACTERÍSTICAS DE AISLADOR CLEVIS.	72
TABLA 17: DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD VERTICALES DE CONDUCTORES.	75
TABLA 18: ESTRUCTURAS	76
TABLA 19: TABLA DE ANÁLISIS DEL CONDUCTOR.....	82
TABLA 20: ANÁLISIS DE CÁLCULOS ELÉCTRICOS.	83
TABLA 22: ANÁLISIS DE CÁLCULOS MECÁNICOS.....	84
TABLA 23: MATERIALES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA.....	86
TABLA 26: DATOS TÉCNICOS DE ABRAZADERA DE RETENCIÓN.	107
TABLA 27: DATOS TÉCNICOS DE GRAPA DE ALUMINIO TIPO DE SUSPENSIÓN	107

INDICE DE ANEXOS


ANEXO 1: CARACTERÍSTICAS MECÁNICA DE CONDUCTORES ACSR.	92
ANEXO 2: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICA DE CONDUCTORES ACSR (Ω/KM).	93
ANEXO 3: RESISTIVIDAD DE MATERIALES (1).	94
ANEXO 4: RESISTIVIDAD DE MATERIALES (2).	94
ANEXO 5: CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE CONDUCTORES ACSR (Ω/MI).	95
ANEXO 6: ESTRUCTURA TIPO SU-1-G.	96
ANEXO 7: ESTRUCTURA TIPO AU-1-90-G.	97
ANEXO 8: ESTRUCTURA TIPO RU-1-G.	98
ANEXO 9: ESTRUCTURA TIPO TU-1-G.	99
ANEXO 10: VALORES DE RESISTENCIA DEL SUELO EVALUADOS (1).	100
ANEXO 11: UBICACIONES DE POSTES (1).	102
ANEXO 11(1): UBICACIONES DE POSTES (2).	102
ANEXO 12: SUMINISTROS.	1024
ANEXO 13: METODOLOGÍA DE CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA SONGA A 69KV.	1024
ANEXO 14: ÁLBUM FOTOGRÁFICO DE LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA.	10224
ANEXO 15(1): PLANO VISTA 1.	1027
ANEXO 15(1): PLANO VISTA 2.	1028
ANEXO 15(1): PLANO VISTA 3.	1029

ABREVIATURAS

A	Amperios.
AC	Corriente Alterna
Fp	Factor de potencia
L	Inductancia
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
R	Resistencia
S	Potencia aparente
V	Voltios.
X	Reactancia
Y	Capacitancia
Z	Impedancia
Ve	Voltaje en el extremo emisor.
Ir	Corriente en el extremo receptor.
%	Porcentaje.
#	Número.
°C	Grados Centígrados.
Ω	Ohmio.
ρ	Resistividad.
μf	microfaradio.
Mw	Mega Watt.
Kv	Kilo voltios.

SIMBOLOGÍA

Bus1
69 kV



Bus infinito



Líneas de transmisión



Unión



Load1
3 MVA

Carga

INTRODUCCIÓN

SONGA (Sociedad Nacional Galápagos), es una empresa dedicada a la exportación de camarón desde Ecuador hacia mercados internacionales. Posee una planta empacadora de camarón, con una capacidad de producción, 7000 toneladas anuales. Para satisfacer la demanda del mercado internacional se construyó una nueva planta empacadora 2018, con una carga real instalada de 2 MW. Para su abastecimiento energético, se levantó una subestación de 3,75MVA.

Este documento describe el diseño, los cálculos, y la construcción de una línea de Subtransmisión a un nivel de voltaje de 69 kV, para la alimentación de la subestación SONGA desde la línea de transmisión “Las Esclusas” de 69kV con una distancia de 5,2km.

Para el diseño de la línea de Subtransmisión se tomó en cuenta la selección de la ruta, entre la línea y la subestación bajo la normativa INECEL (3409) correspondiente a Estructuras urbanas con cable de Guardia aprobadas por la empresa eléctrica suministradora de energía, Unidad de Negocio CNEL EP – Guayaquil.

Se realizaron dos tipos de cálculos, de los parámetros eléctricos y los mecánicos, los primeros involucran el cálculo de la potencia, de la corriente, resistencia, inductancia, capacitancia, reactancia (inductiva, capacitiva), impedancia, admitancia, y voltaje de regulación para la línea de Subtransmisión. Para los cálculos mecánicos se obtiene la longitud de vano promedio, tensiones finales, flecha máxima.

La distancia entre la línea de alimentación y la subestación es de 5,2km, es la más viable para la construcción de la línea de transmisión. Los cálculos eléctricos se verificarán con los programas DLTMAT2012 y ETAP, mientras que los mecánicos se verificarán con el programa SEDEMI y tablas de Excel, el desarrollo del software para la certificación de los cálculos eléctricos y mecánicos, se lo realiza en el programa de Matlab.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.1. Definición.

El proyecto tiene como objetivo principal precautelar la vida útil de los equipos, disminuir las pérdidas técnicas, dar continuidad al servicio, mantener niveles de calidad de producto, niveles bajos de frecuencia y duración de las interrupciones. Adicionalmente se trata de realizar ampliaciones y mejoramientos del sistema de Subtransmisión para satisfacer toda la demanda de electricidad requerida por Songa.

1.2. Planteamiento del problema.

La Sociedad Nacional Galápagos “SONGA.”, es una de las empresas exportadoras de camarón más grandes del Ecuador en su categoría, dada la gran capacidad de sus instalaciones eléctricas para ello tiene una carga eléctrica instalada de 2Mw, está encasillado dentro de la Ley Orgánica del Servicio Público de energía eléctrica como gran consumidor [Natsim - 2.4.2 Media Tensión (B)]. Los usuarios que tengan cargas superiores a 1000 Kw, para cuyo efecto el interesado deberá instalar una subestación de poder de su propiedad. Lo cual con lleva al diseño de una línea de Subtransmisión a 69 KV que alimente a la Subestación de Songa.

1.3. Objetivo General.

El objetivo general del proyecto es elaborar el Diseño, la verificación de cálculos con el programa (Matlab) y construcción la línea de Subtransmisión a un nivel de voltaje de 69 kV, con la cual se atenderá la demanda eléctrica solicitada por la empresa Songa, la cual dispone de una subestación a un nivel de voltaje de 69 KV con una capacidad de 3.75 MVA.

1.4. Objetivo Específico.

- Revisar la ruta y el levantamiento topográfico y dibujar los planos tanto de vista en planta como del perfil longitudinal de la línea.
- Calcular los parámetros eléctricos (resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, perdida % de voltaje).

- Calcular los parámetros mecánicos (tensiones, mediante la resolución de la ecuación de cambio de estado, con lo cual se obtendrán las flechas en cada vano) [vanos al mismo nivel].
- Comprobar los cálculos eléctricos y mecánicos utilizando el programa Matlab y plantillas en Excel.

1.5. Justificación del trabajo.

Los parámetros eléctricos y mecánicos son un tema que debe ser dominado completamente por el diseñador de líneas de transmisión. Uno de los problemas al impartir conocimientos acerca de este tema es la falta de tiempo para ejecutar las prácticas para comprobar sus respectivos cálculos, por lo cual los estudiantes no consiguen analizar correctamente la información, necesitándose un método o herramienta de simulación con interfaces simples de usar que permitirán una fácil maniobra al estudiante, para que, cuando este realice las prácticas conozca los procedimientos seguir y los resultados a esperar.

1.6. Delimitación

La trayectoria de la línea de Subtransmisión tiene una longitud de 5.2 km, por ello los parámetros eléctricos se los analizara como línea corta por no superara los 80 km. El lugar de operación de la línea no superar los 1000 m sobre el nivel del mar, por ello se analizará como zona de operación (1). Y encontrarse dentro de la zona urbana de Guayaquil, se analizará con estructuras tipo urbanas de la norma INCEL. La empresa suministradora de energía recomienda utilizar para todas sus líneas de transmisión dentro del perímetro urbano de Guayaquil en conductor tipo HAWK.

1.7. Esquema de trabajo.

Para llevar a cabo los objetivos del proyecto se efectuará lo siguiente:

- Diseño de la Línea de Subtransmisión a 69 KV y planos en AutoCAD.
- Comprobación de los cálculos eléctricos y mecánicos utilizando el programa Matrix Laboratory - Matlab.
- Cálculos y memoria Técnica.
- Construcción de la Línea Según Diseño y cálculos previsto

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Generalidades de Líneas de Transmisión Eléctrica.

Las líneas de transmisión eléctrica, son el medio por el cual se puede transportar la energía eléctrica solicitada del lugar donde se genera hasta el sitio donde se requiera este servicio.

El conductor eléctrico es el elemento más importante a considerar en el estudio de líneas de transmisión conociendo así, como están formados, y analizando los parámetros eléctricos y mecánicos los afectan.

2.1.1. Líneas de Transmisión según su longitud.

Las líneas de Transmisión se pueden clasificar dependiendo su longitud en: [2]

- Líneas Cortas.
- Líneas Medias.
- Líneas Largas.

2.1.2. Líneas cortas.

Son consideradas líneas cortas, las líneas con longitudes hasta de 80 km y cuya capacitancia puede ser despreciarse. [2]

El circuito equivalente de una línea corta se mostrado en la figura 1, se resuelve como un circuito sencillo de corriente alterna. [2]

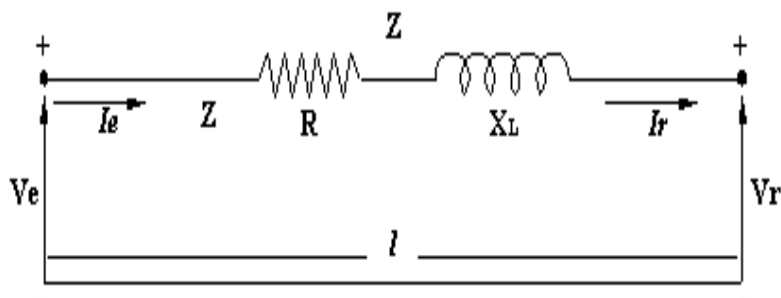


Figura 1: Circuito equivalente de línea corta. [2]

Las ecuaciones deducidas del circuito equivalente son.

$$V_e = V_r + ZI_r \text{ (V)} \quad (1)$$

$$I_e = I_r \text{ (A)} \quad (2)$$

$$Z = R + jX_L = z_l = (r + jX_L) \text{ (\Omega)} \quad (3)$$

En las ecuaciones 1,2,3 se plantea los siguientes parámetros:

I_e = Corriente en el extremo emisor (A).

I_r = Corriente en el extremo receptor (A).

V_e = Voltaje en el extremo emisor (V).

V_r = Voltaje en el extremo receptor (V).

2.1.3. Factor de regulación de tensión.

El factor de regulación de la tensión de una línea de transporte, es la elevación de tensión en el extremo receptor expresado en por ciento de la tensión a plena carga cuando está a un determinado factor de potencia especificado, desaparece manteniendo constante la tensión en el extremo transmisor. [1]

$$\text{Factor de la regulación \%} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100\% \text{ (V)} \quad (4)$$

En la ecuación 4 se plantea los siguientes parámetros:

$|V_{R,NL}|$ = Valor absoluto de la tensión en el extremo receptor en vacío.

$|V_{R,FL}|$ = Valor absoluto de la tensión en el extremo receptor a plena carga.

2.1.4. Líneas Medias.

Son las que transmiten la energía eléctrica a voltajes de transmisión y subtransmisión con longitudes hasta de 240 km. [1] Su capacitancia no es despreciable, pero no requieren de cálculos muy rigurosos. Para calcular debe utilizarse el circuito equivalente (Te) o (π). [1]

2.1.5. Circuito equivalente (Te) nominal

Si toda la admitancia en derivación es concentrada en la mitad de la línea, el circuito equivalente será como el mostrado en la figura. [2]

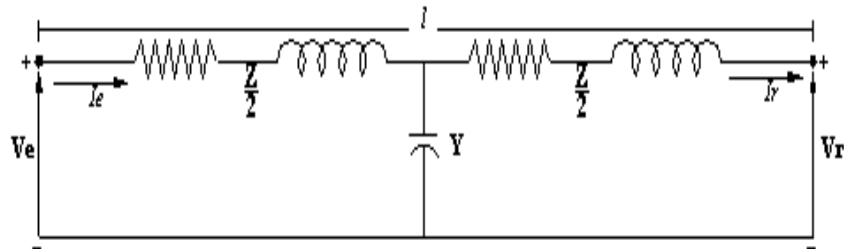


Figura 2: Circuito Nominal (Te). [2]

Las ecuaciones para el circuito (T) nominal son:

$$V_e = \left(Y \frac{Y}{2} + 1 \right) V_r + Z \left(\frac{ZY}{4} + 1 \right) I_r \quad (5)$$

$$I_e = Y V_r + \left(Y \frac{Z}{2} + 1 \right) I_r \quad (6)$$

2.1.6. Circuito equivalente (π) nominal.

Este circuito se muestra en la figura 3.14. Es el más usado para representar líneas de longitud media. En el circuito (π) nominal, la admitancia en derivación se divide en dos partes iguales que se colocan en los extremos emisor y receptor de la línea. [2]

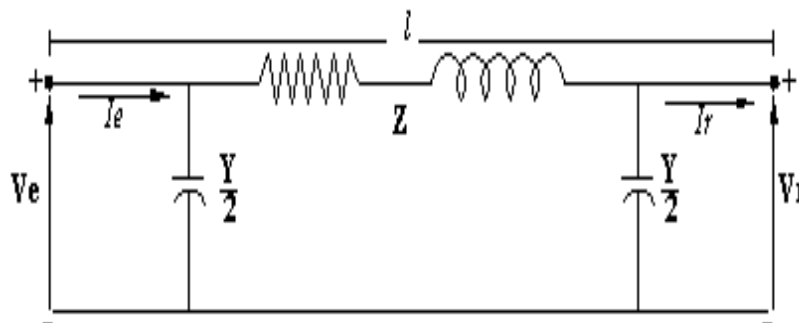


Figura 3: Circuito Nominal π . [2]

Las ecuaciones para el circuito (π) nominal son:

$$V_e = \left(Z \frac{Y}{2} + 1 \right) V_r + Z I_r \quad (7)$$

$$V_e = \left(Z \frac{Y}{2} + 1 \right) V_r + Z I_r \quad (8)$$

$$I_e = Y \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) V_x + \left(Z \frac{Y}{2} + 1 \right) I_r \quad (9)$$

2.1.7. Líneas Largas.

Son aquellas que transmiten la energía eléctrica a voltajes de transmisión con longitudes mayores a 240 km y en las cuales el efecto de la capacitancia es de tal magnitud que requiere cálculos más rigurosos. [2]

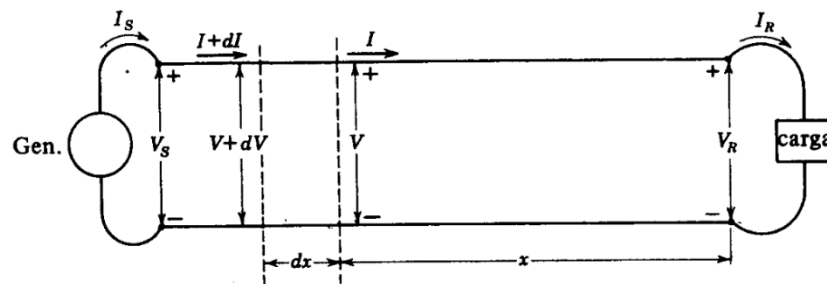


Figura 4: Representaciones de línea Larga. [1]

Las ecuaciones para la línea largas.

$$V = \frac{V_R + I_R Z_R}{2} \epsilon^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} \epsilon^{-\gamma x} \quad (10)$$

$$I = \frac{V_R/Z_C + I_R}{2} \epsilon^{\gamma x} + \frac{V_R/Z_C - I_R}{2} \epsilon^{-\gamma x} \quad (11)$$

2.2. Parámetros eléctricos de líneas de transmisión.

Los parámetros son: la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia (o perditancia que en la mayoría de casos no es tomada en cuenta para el análisis). Estos sirven para definirlos eléctricamente, estableciendo así su comportamiento dentro de los sistemas eléctricos de potencia. Por ejemplo, para el cálculo de la caída de tensión se usan dichos parámetros. [1]

2.2.1. Resistencia DC.

Es la propiedad que posee un material para oponerse a la circulación de corriente eléctrica por él. La expresión que define la resistencia de un conductor es: [2]

$$R_{CD} = \frac{\rho L}{A} \quad (12)$$

En la ecuación 12 se plantea los siguientes parámetros:

R_{CD} = es la corriente en corriente directa en ohmios (Ω).

L = es la longitud efectiva del conductor (m) – (ft).

ρ = es la resistividad volumétrica del material a una resistencia (Ω/m) – ($\Omega\text{-cmil x ft}$).

A = es el área de la sección transversal (m^2) – (cmil).

La ecuación es válida para corriente directa ya que en corriente alterna existe el fenómeno llamado efecto peculiar o efecto piel. [3]

2.2.2. Resistencia en Corriente Alterna.

La resistencia de la corriente alterna (R_{ac}) es mayor a la corriente continua (R_{dc}), este aumento es ocasionado por dos fenómenos electromagnéticos. [1]

- Efecto piel.
- Efecto Proximidad.

$$R_{ca} = R_{dc} (1 + Y_S + Y_P) (\Omega/Km) \quad (13)$$

En la ecuación (13), plantea los siguientes parámetros:

Y_S = factor debido al efecto piel.

Y_P = factor debido al efecto proximidad.

2.2.3. Efecto Piel

El efecto piel o skin es un efecto inherente en el propio conductor, se da únicamente en corriente alterna y consiste en que la densidad de corriente se da principalmente por el exterior del conductor y se representa con la siguiente ecuación. [5]

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8X_s^4} \quad (14)$$

El análisis de: (X_s^2) se realiza empleando siguiente ecuación.

$$X_s^2 = X^2 K_s = \frac{8\pi f}{R} * 10^{-4} K_s \quad (15)$$

En la ecuación (15) se plantea los siguientes parámetros:

f = frecuencia del sistema (Hz).

R' = resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación (Ω/Km).

$K_s = 1,0$ → constante para conductores redondos - compactos.

$K_s = 0.435$ → constante para conductores compacto segmentales.

2.2.4. Efecto proximidad.

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero en sentido contrario, creando una resta vectorial de la densidad de flujo, originando una reducción de la inductancia en las caras próximas y en las diametralmente opuestas, dando como resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor (Y_p) y se representa con la siguiente ecuación. [2]

$$Y_p = a (y)^2 \left[0.312 (y)^2 + \frac{1.18}{a + 0.27} \right] \quad (16)$$

En la ecuación (16) se plantea los siguientes parámetros:

$$a = \frac{X_p^4}{192 + 0,8X_p^4} \quad (17)$$

$$y = \frac{d_c}{s} \quad (18)$$

Reemplazando los valores obtenidos de la ecuación (16).

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0,8X_p^4} \left(\frac{d_c}{s} \right) \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s} \right) + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0,8X_p^4} + 0.27} \right] \quad (19)$$

Para el análisis de: (X_p) se lo realiza con la siguiente ecuación.

$$X_p = \sqrt{\frac{8\pi f x 10^{-7}}{R'} * K_p} \quad (20)$$

En la ecuación 20 se plantea los siguientes parámetros:

f = frecuencia del sistema (Hz).

R' = resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación (Ω).

d = diámetro del conductor (cm).

s = distancia entre ejes de los conductores (cm).

$K_p = 1,0$ → constante para conductores redondos - compactos.

$K_p = 0.37$ → constante para conductores compacto segmentales.

2.3. Inductancia y reactancia para líneas trifásicas.

La Inductancia es el parámetro que permite relacionar el campo magnético originado por la corriente que transporta la línea de transmisión, mediante un modelo eléctrico sencillo. [4]

La inductancia de las líneas trifásicas se puede clasificar según su disposición en:

- Inductancia en Disposición equilátera.
- Inductancia en Disposición asimétrica.

2.3.1. Inductancia de una línea trifásica con disposición equilátera.

La figura (5) representa a los conductores de una línea trifásica colocados en vértice en un triángulo equilátero, si no existe hilo de neutro, o que las corrientes de las tres fases estén equilibradas, $I_a + I_b + I_c = 0$. [1]

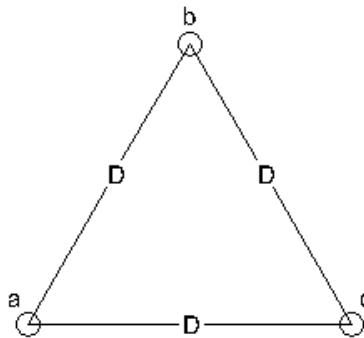


Figura 5: Disposición equilátera de línea.

La inductancia simétrica, se la define con la siguiente ecuación:

$$L = 0,7411 \log \frac{D}{r'} \quad (\text{mH/mi fase}) \quad (21)$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad (\text{H/mi fase}) \quad (22)$$

La reactancia inductiva simétrica, se la define con la siguiente formula:

$$X_L = 0,2794 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \quad (\Omega/\text{mi fase}) \quad (23)$$

En la ecuación (24), se plantea los siguientes parámetros:

D_{eq} es la distancia media geométrica entre las tres fases $D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \quad (\text{m}) \quad (24)$$

El D_s o radio medio geométrico es un concepto matemático muy útil en el cálculo de la inductancia y puede ser definido como el radio de un conductor tubular.

D_s se obtiene por tablas dependiendo de conductor a utilizar. Anexo. [2]

2.3.2. Inductancia de una línea trifásica con disposición asimétrica.

La figura (6) representa tres conductores idénticos radios (r) pertenece a una línea trifásica con disposición asimétrica.

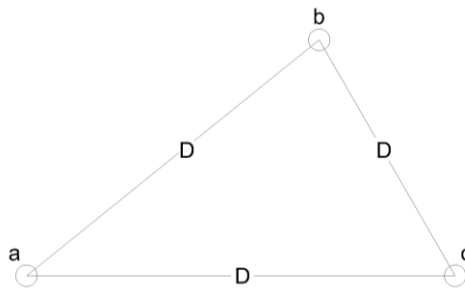


Figura 6: Disposición asimétrica de línea.

La Inductancia asimétrica, se define con la siguiente ecuación.

$$L = 0,7411 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \quad (\text{mH/mi fase}) \quad (25)$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad (\text{H/mi fase}) \quad (26)$$

2.4. Capacitancia y reactancia capacitiva para líneas trifásicas.

La capacitancia se define como la carga sobre los conductores por unidad de diferencia de potencia entre los mismos. [1] La capacitancia es una propiedad eléctrica que surge cuando cargas eléctricas de signos opuestos se encuentran separadas por una distancia y posee entre sí una diferencia de potencial. [1]

La capacitancia de las líneas trifásicas se puede clasificar según su disposición en;

- Capacitancia en disposición equilátera.
- Capacitancia en disposición asimétrica.

2.4.1. Capacitancia de una línea trifásica con disposición equilátera.

La figura (7) representa a tres conductores idénticos radios (r) de una línea trifásica con disposición equilátera expresa la tensión entre dos conductores debida a las cargas de cada uno si se asume una disposición uniforme de carga. [1]

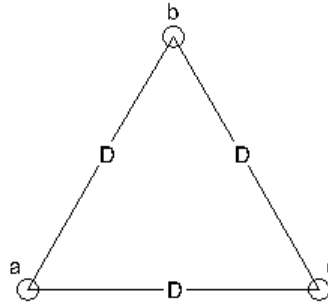


Figura 7: Disposición simétrica de la línea Capacitancia.

La capacitancia simétrica se la define con la siguiente ecuación:

$$C_n = \frac{q_o}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln(D/r)} \text{ (F/mi , respecto a netro)} \quad (27)$$

Para una constante dieléctrica relativa de $k_r = 1$.

Se obtiene la siguiente ecuación.

$$C_n = \frac{0.0388}{\log(D/r)} \text{ (\mu F/mi , respecto a netro)} \quad (28)$$

En la ecuación (28) se plantea los siguientes parámetros.

D = Distancia entre líneas (m).

r = radio medio geométrico (m).

2.4.2. Capacitancia de una línea trifásica con disposición asimétrica.

La figura (8) representa los tres conductores idénticos radios (r) de una línea trifásica con disposición asimétrica. [1]

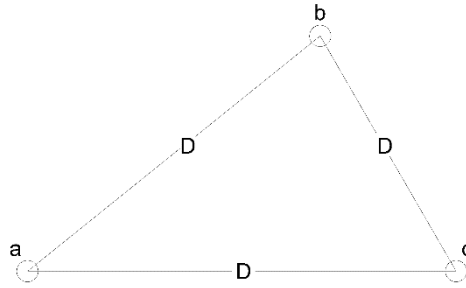


Figura 8: Disposición Asimétrica de línea capacitiva.

La capacitancia asimétrica se la define con la siguiente ecuación:

$$C_n = \frac{q_o}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{D_s}\right)} \text{ (F/mi), respecto a neutro} \quad (29)$$

Para una constante dieléctrica relativa de $k_r = 1$.

Se obtiene la siguiente ecuación.

$$C_n = \frac{0.0388}{\log\left(\frac{D_{eq}}{D_s}\right)} \text{ (\mu F/mi), respecto a neutro} \quad (30)$$

En la ecuación (30) se plantea los siguientes parámetros.

D = Distancia entre líneas (m).

r = radio medio geométrico (m).

La reactancia capacitiva se la define con la siguiente ecuación:

$$X_C = 0.0683 * 10^4 \log \frac{D_{eq}}{D_{ac}} \text{ (\Omega)} \quad (31)$$

2.5. Parámetros mecánicos de línea de transmisión

Para el dimensionamiento mecánico para líneas de transmisión eléctricas tipo aéreas, que afectan a los conductores de líneas se deben tomar en cuenta los siguientes parámetros. [3]

- Descripción de la curva característica de los conductores (Catenaria).
- Determinar la Tensión horizontal del conductor, mediante la ecuación de estado.
- Determinar la Flecha Máxima del conductor para cada vano.
- Determinar la Longitud real del conductor, para el vano promedio.
- Determinar las Tensiones en los apoyos del conductor.
- Determinar la longitud de la cadena de aisladores, mediante el diseño de aislamiento (por contaminación).
- Respetar las distancias de seguridad normalizadas por el EX – INECEL, CNEL EP, y ordenanzas municipales.
- Elección de las estructuras que servirán de apoyos a los conductores, las cuales están aprobadas por CNEL EP.

2.5.1. La Catenaria.

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. La flecha (f) es distancia entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta imaginaria {AB}. [4]

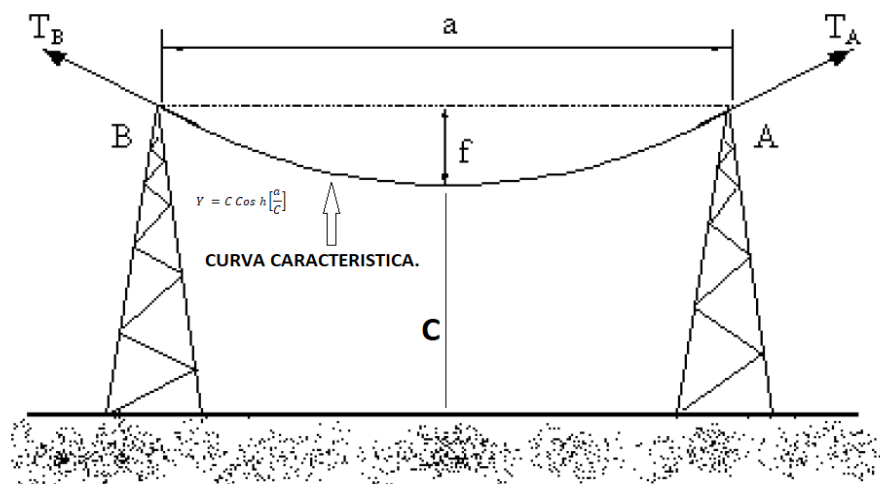


Figura 9: Curva característica – catenaria. [6]

La catenaria se define con los siguientes parámetros:

Vano (a) = Distancia horizontal entre los apoyos A y B (m).

Flecha (f) = Distancia vertical máxima entre la recta imaginaria que une los dos apoyos, y el punto más bajo que forma la curva (m).

TA y TB = Tensiones que ejerce el conductor en los puntos de apoyo (Kg).

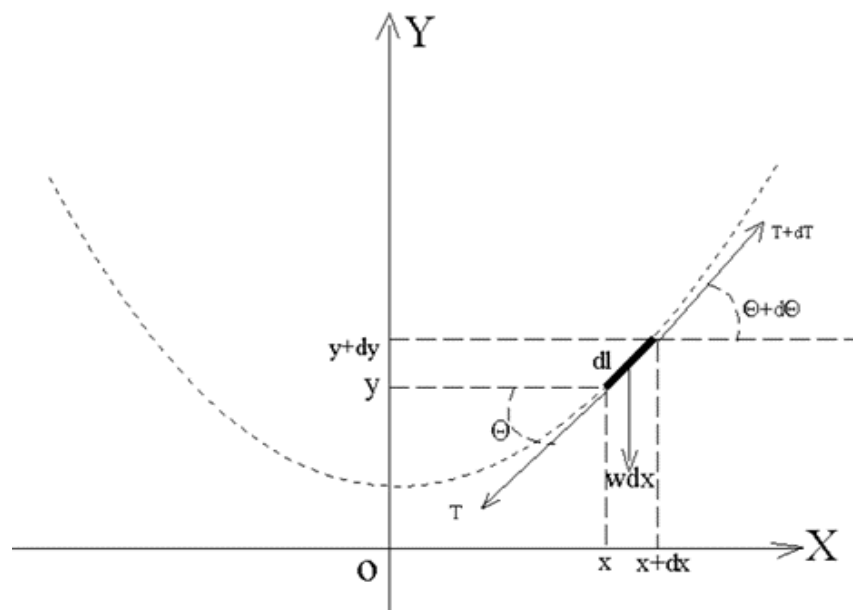


Figura 10: Curva característica - Catenaria. [6]

Se analiza un tramo del conductor de longitud (d), en (m) que tiene un peso unitario (W_c) - (Kg/m), en donde proyectamos en los ejes (dx) y (dy). En el punto de la abscisa x, aparece una tensión (T) en (Kg), se desplaza un (dx) en la abscisa la tensión en (x+dx), y otra tensión (T + dt) en (Kg), también se conoce el ángulo en la horizontal esta es (θ) grados sexagesimales, el ángulo en la tensión (T + dt) con la horizontal es de ($\theta+d\theta$). [3]

Siendo (w) el peso unitario conductor en (Kg/m) y considerando una longitud del conductor (dx) en (m) en consecuencia el peso de la sección en análisis del conductor es ($W_c \cdot dx$) en (Kg). [3]

El conductor en el estado de equilibrio, las sumatoria de fuerzas en los ejes (x) y (y) son.

$$\sum F_x = 0 \quad \text{y} \quad \sum F_y = 0 \quad (32)$$

$$(T + dt) \cos(\theta + d\theta) = T \cos \theta \quad (33)$$

$$(T + dt) \sin(\theta + d\theta) = T \sin \theta + Wcdx \quad (34)$$

$$(T + dt) (\sin\theta \cos d\theta + \cos\theta \sin d\theta) = T \sin \theta + Wcdx$$

Siendo la variación del ángulo (θ) (la cual tiende a cero).

$$\cos d\theta = 1 \quad (35)$$

$$\sin d\theta = d\theta \quad (36)$$

El límite para una pequeña variación de (T), donde (dt) tiende a (cero).

$$d(T \cdot \cos\theta) = 0 \quad (37)$$

$$d(T \cdot \sin\theta) = Wcdx \quad (38)$$

Donde T la tensión en el punto la abscisa (x), formando un ángulo de (θ) grados, con la horizontal, dando como resultado que $T \cdot \cos \theta$ es constante, y su diferencial es nulo. La tensión Inicial (T_0), en cualquier punto que se analice va hacer una constante. [4]

$$T \cdot \cos\theta = T_0 \quad (39)$$

$$T = \left(\frac{T_0}{\cos\theta} \right) \quad (40)$$

Reemplazando en $d(T \cdot \sin\theta) = (Wcdx)$

$$d\left(\frac{T_0 \sin\theta}{\cos\theta}\right) = Wcdx \quad (41)$$

$$d(T_0 \tan\theta) = Wcdx \quad (42)$$

$$\frac{dy}{dx} = \tan\theta \quad (43)$$

$$d\left(T_0 \frac{dy}{dx}\right) = Wcdx \quad (44)$$

$$\frac{d}{dx} \left(\frac{dy}{dx} \right) = \frac{Wc}{T_0} \quad (45)$$

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \left(\frac{Wc}{T_0} \right) \quad (46)$$

$$C = \frac{T_0}{Wc} \quad (47)$$

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{1}{C} \quad (48)$$

$$Y = C \operatorname{Cos h} \left(\frac{x}{C} \right) \quad (49)$$

La ecuación [49] define la ecuación de la catenaria.

La ecuación de la catenaria (49) este define los siguientes parámetros donde:

Y = es a la función que describe la curva (m).

C = Es el parámetro de la catenaria.

2.5.2. Ecuación de longitud

La longitud real de los vanos en la línea ya que los conductores se encuentran suspendidos por sus extremos este definida por la ecuación (50). [4]

En la figura (10) de define (dl), donde se analiza con la ecuación (50).

$$dl = \sqrt{(dx)^2 + (dy)^2} \quad (50)$$

La ecuación característica de la catenaria (49) se deduce el (dy).

$$dy = \operatorname{Sen h} \left(\frac{x}{C} \right) dx \quad (51)$$

Reemplazo en la ecuación (50) (dl).

$$dl = \sqrt{(dx)^2 + \left(\operatorname{Sen h} \left(\frac{x}{C} \right) dx \right)^2} \quad (52)$$

Despejando (dx).

$$dl = \left[(1)^2 + \left(\text{Sen h} \left(\frac{x}{C} \right) dx \right)^2 \right] dx \quad (53)$$

$$dl = \left[\sqrt{1 + \left(\text{Sen h} \left(\frac{x}{C} \right) \right)^2} \right] dx \quad (54)$$

La ecuación (51) igualando a la unidad (1).

$$\text{Cos h}^2 \left(\frac{x}{C} \right) - \text{Sen h}^2 \left(\frac{x}{C} \right) = 1 \quad (55)$$

Despejando la ecuación (54) se defien el (dl) con la ecuación (56).

$$dl = \text{Cos h} \left(\frac{x}{C} \right) dx \quad (56)$$

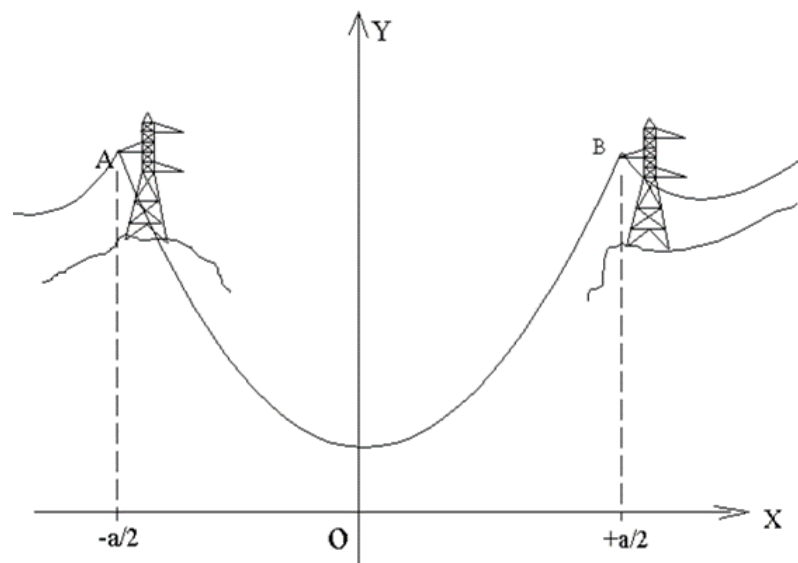


Figura 11: Abscisas de los extremos. [6]

En la gráfica anterior se obtiene las abscisas, mediante la integración en el intervalo $[-a/2, +a/2]$, estas mismas representan el centro de las bases de los apoyos quedando de la siguiente manera. [4]

Representado en la ecuación (59) que define la longitud del conductor.

$$dl = \int_{-a/2}^{+a/2} \text{Cos h} \left(\frac{x}{C} \right) dx \quad (57)$$

$$dl = 2 \int_0^{+a/2} \text{Cos h} \left(\frac{x}{C} \right) dx \quad (58)$$

$$L' = 2C \text{Sen h} \left(\frac{a}{2C} \right) \quad (59)$$

En la ecuación (59) se definen los siguientes parámetros:

Ecuación de la Longitud del Conductor.

L' = Es la longitud real del conductor en m.

C = Es el parámetro de la catenaria.

a = distancia entre apoyos o el vano.

2.5.3. Flecha del conductor.

Uno de los parámetros más relevantes a la hora de diseñar líneas de transmisión es el cálculo de la flecha del conductor, la cual es la distancia vertical máxima entre la recta imaginaria que une los dos apoyos, y el punto más bajo que forma la curva. Conociendo el valor de la flecha se puede respetar las distancias de seguridad con respecto al suelo. En esta parte se emplea la ecuación (61) para vanos al mismo nivel.

[1]

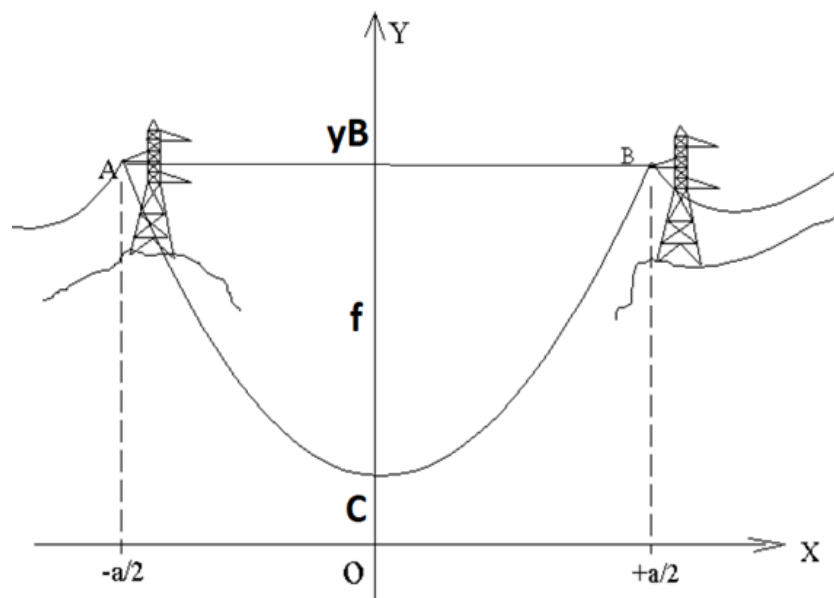


Figura 12: Flecha del conductor. [6]

Para la figura (12) se observa que los apoyos que sujetan a los conductores se encuentran al mismo nivel por lo tanto la flecha estará ubicada a medio vano, eso quiere decir que esta sobre el eje de las ordenadas por lo tanto la flecha es la diferencia entre los puntos de sujeción y la ordenada del vértice o el punto más bajo de la curva, relación que se expresa en la ecuación (47). [1]

$$f^{\circ} = Y_b - C \text{ (m)}. \quad (60)$$

Reemplazando en la ecuación (61) los valores de la ecuación (49)

$$f^{\circ} = C \operatorname{Cosh}\left(\frac{X_a}{C}\right) - C \text{ (m)}. \quad (61)$$

Considerando que:

$$X_a = (+a/2) \quad (62)$$

Reemplazando en la ecuación (61)

La ecuación [63] define la ecuación de la Flecha del conductor.

$$f^{\circ} = C \operatorname{Cosh}\left(\frac{a}{2C}\right) - C \quad (63)$$

$$f^{\circ} = C \left[\operatorname{Cosh}\left(\frac{a}{2C}\right) - 1 \right] \quad (64)$$

En la ecuación [64] se definen los siguientes parámetros:

f° = es la flecha del conductor

C = Es el parámetro de la catenaria

a = distancia entre apoyos o el vano

También podemos calcular la flecha del conductor, mediante una formula aproximada.

$$f' = \frac{a^2}{8C} \quad (65)$$

$$f' = \frac{a^2 W_C}{8T_0} \quad (66)$$

2.5.4. Tensión en el vértice y en los Apoyos.

La tensión en los extremos del conductor es muy necesario porque por medio de estos podemos conocer la tensión a la que estará sometida la estructura la cual soporta al conductor. Para conductores con apoyos al mismo nivel, la tensión en los extremos del conductor es iguales, porque se encuentran ubicadas en la misma ordenada. [4]

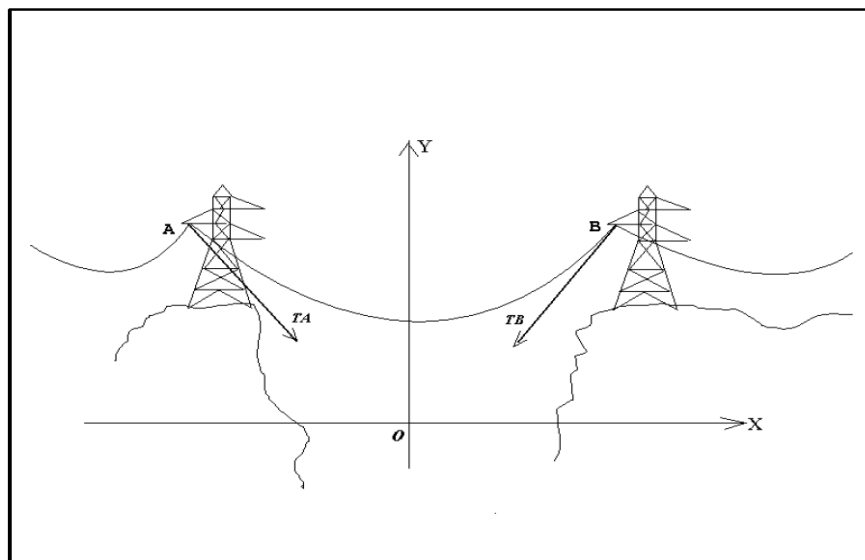


Figura 13: Curva característica - Catenaria. [5]

Para obtener la tensión horizontal en el vértice del conductor podemos utilizar la ecuación.

$$T_0 = C \cdot W_C \quad (67)$$

La cual proviene de la ecuación (47).

Para conductores que se encuentran al mismo nivel, la tensión en sus apoyos es iguales, y podemos calcular esta tensión con la siguiente ecuación. [4]

$$T_b = T_o \operatorname{Cosh} \left(\frac{a}{2C} \right) \quad (68)$$

2.6. Esfuerzos Mecánicos.

Las estructuras de sujeción de las líneas aéreas, están propensas a diferentes tipos de tensiones, entre los más relevantes tenemos:

- Esfuerzos verticales.
- Esfuerzos transversales.
- Esfuerzo longitudinales.

Esfuerzos verticales: Se consideran los esfuerzos que aparecen debidos al peso de los conductores y sobrecargas que en ellos aparecen. [5]

Esfuerzos transversales: Se consideran los esfuerzos que aparecen por la acción del viento sobre las estructuras, o cuando aparece un ángulo en la línea. [5]

Esfuerzo longitudinal: Se consideran los esfuerzos que aparecen en las estructuras de inicio y fin de la trayectoria de la línea, y esto se da por la tracción longitudinal de los conductores. [5]

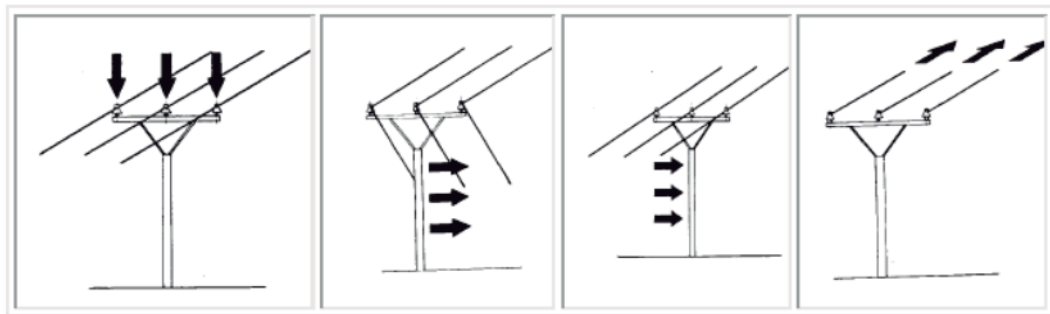


Figura 13:Clases de Esfuerzos líneas de Subtransmisión. [5]

2.7. Clasificación de Vanos.

2.7.1. Vano

Se considera vano como una longitud horizontal entre dos estructuras en los cuales el conductor está suspendido, también podemos decir que es la distancia existente entre poste y poste. [5]

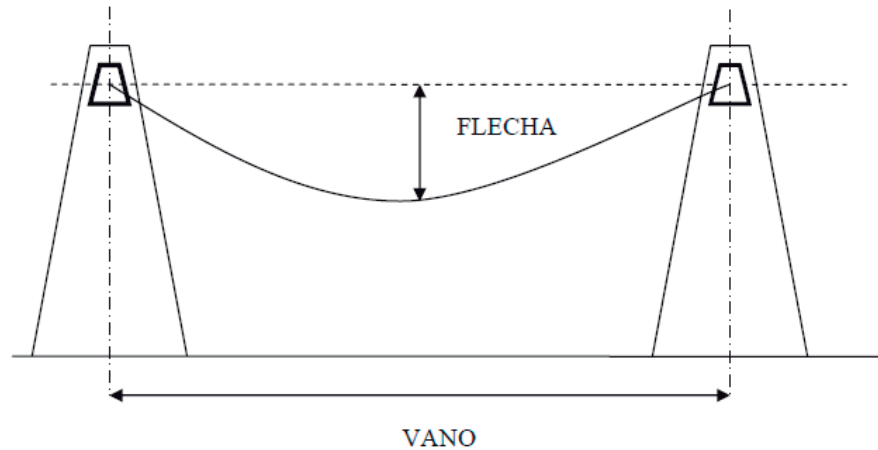


Figura 15: Vano.

2.7.2. Vano Individual.

El vano individual es considerado como la longitud horizontal entre dos estructuras adyacentes de la línea. [5]

2.7.3. Vano Promedio.

El vano Promedio en el diseño de líneas de transmisión, se lo puede describir como la longitud horizontal equivalente al promedio de las longitudes de los vanos que constituyen el tramo respectivo de la línea. [8] Para nuestro caso hemos considerado un vano promedio de 100 m. [5]

2.7.4. Vano regulador.

El vano regulares un vano representativo de cada sección de la línea, el cual lo ingresamos en la ecuación de cambio de estado para poder encontrar la tensión horizontal en esa sección. [5]

La ecuación (69) define la ecuación del vano regulador

$$Vr = \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a^3}} \quad (69)$$

$$Vr = \sqrt{\frac{a1^3 + a2^3 + a3^3 \dots an^3}{a1 + a2 + a3 \dots an^3}}$$

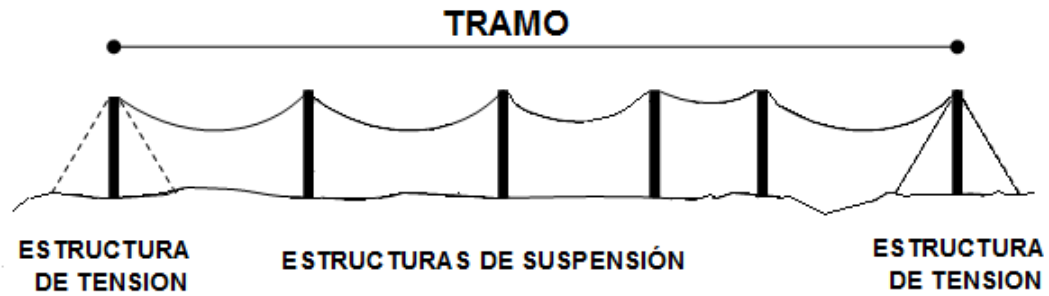


Figura 16: Vano Regulador.

2.8. Ecuación Cambio de Condiciones.

La ecuación de cambio de estado, a partir de una condición inicial nos permite observar el comportamiento de los conductores a diferentes temperaturas. [4]

$$To2^2 * \left[To2 + \alpha E (\theta2 - \theta1) A + \frac{Wr1^2 * a^2 * A * E}{24 * To1^2} - To1 \right] = \frac{Wr2^2 * a^2 * A * E}{24} \quad (70)$$

Se describe de la Ecuación de Cambio de Estado lo siguiente:

α = Coeficiente de dilatación lineal del conductor (/ °C)

$\theta2$ = Temperatura final del conductor (°C).

$\theta1$ = Temperatura inicial del conductor (°C).

$To2$ = Tensión final del conductor (Kg).

$To1$ = Tensión inicial del conductor (Kg).

E = Modulo de elasticidad del cable (Kg / mm²).

A = Sección (mm²) del Cable.

a = Vano del Calculo (m).

$Wr1$ = Peso total por unidad de longitud inicial del conductor (Kg/m).

$Wr2$ = Peso total por unidad de longitud final del conductor (Kg/m).

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO.

3.1. Parámetros normalizados del diseño de la línea.

La línea a diseñar es considerada una línea de Subtransmisión ya que opera a un nivel de voltaje de 69kV. Tiene un recorrido de 5,2 km de longitud se utiliza el análisis para líneas cortas para determinar sus parámetros eléctricos. Por desarrollarse en la ciudad de Guayaquil los parámetros de construcción se basarán en las normas de construcción utilizadas por la suministradora en este caso CENEL-EP. [6]

La suministradora (CENEL - EP) emplea las siguientes normas para el diseño de líneas de Subtransmisión.

- National electrical safety code (2007), publicado por el instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos. [7]
- Manual de diseño para líneas de transmisión de alto voltaje (boletín 1724e-200) de la administración de electrificación rural (rea) del departamento de agricultura de los estados unidos. [7]
- Reglamento de líneas eléctricas aéreas de alta tensión de México.
- Estructuras tipo para líneas de Subtransmisión 69 kV de la distribución y comercialización de EX - INECEL. [6]
- Normalización de líneas de Subtransmisión de 69kv (electromecánica y técnica de poste) de EX - INECEL. [6]
- Normas INEN 1964, 1965, 1966 y 1967 para postes. [8]

3.2. Metodología para el diseño.

1. Al iniciar el diseño de la línea, se solicitará un recorrido, junto con los funcionarios de CNEL zona Guayaquil los cuales serán los fiscalizadores del proyecto, para definir la ruta de la Línea.
2. Se presentará un informe a CNEL Guayaquil sobre la información obtenida en dicho recorrido.
3. Una vez aprobada la ruta, se iniciará con el proceso de diseño la línea de Subtransmisión en la zona 1.

4. Los vértices de la línea se obtienen con el levantamiento topográfico, tomando en cuenta las ordenanzas municipales que rigen en la ciudad de Guayaquil.
5. Se realiza cálculos eléctricos y mecánicos, sus resultados serán comparados con los programas técnicos (DLTMAT2012, ETAP) en la parte eléctrica y el programa (Matlab, R2014a) en la parte mecánica.
6. De acuerdo a las condiciones físicas, topográficas, sociales se establecerá el tipo de estructuras.
7. Se establecerá las alturas de los postes de tangencia, su carga de rotura y esquema de perforaciones.
8. Una vez ejecutado el levantamiento topográfico se procederá a realizar el diseño de ubicación de estructuras en condición de máxima temperatura para zona 1.
9. Para el diseño de aislamiento se tomará en cuenta la contaminación de la zona, tanto para la definir la cadena de aisladores
10. Se definirá el tipo más adecuado de sistemas de puesta a tierra.
11. Elaboración de planos y memoria de cálculo.

3.3. Consideraciones para el Diseño.

La Línea que se diseña va a transmitir una capacidad de 3.75 MVA, por estar dentro del perímetro de Guayaquil y en las recomendaciones propuestas por (CNEL-EP Gye) se ha creído conveniente utilizar el conductor 477 ACSR HAWK. Como cable de guarda se utilizará la fibra OPGW-24 fibras, en lo que respecta al tipo de estructuras, como el proyecto se efectúa dentro de la ciudad de Guayaquil, se utilizaran estructuras tipo a 69 kV para zona urbana, según la norma de diseño y construcción de líneas de Subtransmisión de 69 KV del EX-INECEL. [6]

La Línea definida dentro de la zona 1 según normativa INECEL (Normas de diseño para líneas de 138kv) a una altura menos a 1000m sobre el nivel del mar. [6]

La característica general de la línea de Subtransmisión se observa en la tabla 1 y se define lo siguiente.

Tipo de Corriente	Alterna Trifásica
Frecuencia	60 Hz
Tensión nominal	69 kV.
Potencia Aparente nominal	3.75 Mva
Factor de Potencia	0.8
Número de circuitos:	1
Material Conductor:	ACSR Conductor de Aluminio con refuerzo de acero
Cable de guarda:	Fibra óptica OPGW-24 fibras.
Aislamiento:	Zona 1
Estructuras:	Estructuras Tipo para 69 kv Urbano [6]

Tabla 1: Características Generales de la línea.

3.4. Diseño eléctrico.

El diseño eléctrico de la línea se detalla en la tabla #2 y se describe lo siguiente.

Parámetros de LTD	
Nivel de voltaje:	69 kV
Potencia:	3,75 Mva
Distancia:	5,2 km
Tipo de conductor:	477 Kcmil - Acsr (Hawk)
Tipo de línea:	Corta
Distancia entre línea ab:	1,40 m *
Distancia entre línea bc:	1,40 m *
Distancia entre línea ca:	1,40 m *
Distancia entre línea guarda	1,50 m *

Tabla 2: Parámetros Eléctricos de Línea de Subtransmisión

* Establecida según norma INECEL Estructuras tipo para líneas de Subtransmisión a 69 kV (Estructuras urbanas con cable de guarda).

En la tabla #3 se detalla las características eléctricas y mecánicas del conductor (Hawk).

Características generales del conductor	
Tipo	Acsr
Nombre	Hawk
Calibre	477 Kcmil
Material	Aluminio - Acero
Composición	26 / 7
Diámetro(mm)	21,8
Sección total (mm ²)	280,84
Resistencia 20° C (Ω)	0,1196
Capacidad nominal de transporte de corriente (A)	659
Peso (kg / m)	0,9765
Tensión de ruptura (kg-f)	8880
Resistividad de aluminio (Ω*mt)	2.83x10 ⁻⁸
Resistividad de acero (Ω*mt)	1.8 x10 ⁻⁷
Módulo de Elasticidad (kg/mm ²)	8359
Coefficiente de Dilatación (/°C)	19 x 10 ⁻⁶

Tabla 3: Característica de conductor (Hawk).

3.5. Cálculos eléctricos,

Para el diseño de la línea de Subtransmisión se realizan cálculos eléctricos.

Corriente máxima o régimen de línea.	(A)
Potencia Activa	(kw)
Capacidad de la Corriente	(A)
Resistencia dc	(Ω)
Resistencia ac	(Ω)
Inductancia	(mH/km)
Capacitancia	(uf/km)

Tabla 4: Caculos Eléctricos.

3.5.1. Corriente máxima o régimen de la línea.

La subestación es de 3,75Mva, se define que la potencia esta balanceada. Usando la ecuación (72) se calcula la corriente máxima de la línea.

$$S = \sqrt{3} * V_L * I_L \text{ (VA)} \quad (71)$$

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V_L} \text{ (A)} \quad (72)$$

$$I = \frac{3.75\text{MVA}}{\sqrt{3} * 69\text{Kv}} \text{ (A)}$$

$$I = 31,38 \text{ (A)}$$

3.5.2. Potencia Activa de la línea.

la potencia activa de la línea usando la ecuación (73) se calcula:

$$P = \sqrt{3} * V * I * \text{fp} \text{ (W)} \quad (73)$$

$$P = \sqrt{3} * 69\text{kV} * 31,38\text{A} * 0,8 \text{ w}$$

$$P = 3 \text{ Mw}$$

3.5.3. Capacidad de Corriente.

Datos del conductor:

I= 659 A.

Cr = Coeficiente de Reducción

Cr = 0.926 para el reductor.

Usando la ecuación (74) se calcula la capacidad de corriente.

$$I_{\text{max}} = I * 0.926 \quad (74)$$

$$I_{\text{max}} = 659 * 0.926 = 610\text{A}$$

$$I_{\text{max}} = 610\text{A}$$

3.5.4. Cálculo de la resistencia (DC).

La resistencia (DC) usando la ecuación (12) se calcula:

$$R_{dc} = \frac{\rho * l}{A} \Omega$$

Donde:

ρ = Resistividad (Ωm)

l = longitud (m).

A = área (m^2).

Como el conductor está compuesto de aluminio y acero 26/7 respectivamente se analiza el (R_{dc}) aluminio y (R_{dc}) acero.

Resistividad (ρ) Para Aluminio. [Anexo 3]

$$\rho_{al} = 2.83 \times 10^{-8} \Omega m \text{ [Anexo 3]}$$

Diámetro del hilo de Aluminio: 3.44mm o 135.4mils. [Anexo 1]

$$3.44 \text{mm} * \frac{1 \text{m}}{1000 \text{mm}} = 3.44 * 10^{-3} \text{m}$$

Formula Área hilo Aluminio.

Área de hilo de aluminio se emplea la ecuación (75) de sección de conductor, se calcula:

$$A = \frac{\Pi}{4} d^2 \tag{75}$$

$$A = \frac{\Pi}{4} (3.44 * 10^{-3} \text{m})^2$$

$$A = 9.29 \times 10^{-6} \text{m}^2$$

Área total se emplea la ecuación (76) se calcula:

$$A_{T_{\text{Aluminio}}} = \# \text{hilos} \times A_{\text{hilo}_{\text{Aluminio}}} \quad (76)$$
$$A_{T_{\text{Aluminio}}} = 26 * 9.29 \times 10^{-6} \text{m}^2 = 2.415 \times 10^{-4} \text{m}^2$$

La resistencia del Aluminio usando la ecuación (12) se calcula:

$$R_{dc_{\text{al } 20^{\circ}\text{C}}} = \rho * \frac{1}{A}$$
$$R_{dc_{\text{al } 20^{\circ}\text{C}}} = 2.8 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m} * \frac{1000 \text{m}}{2.415 \times 10^{-4} \text{m}^2}$$
$$R_{dc_{\text{_(al } 20^{\circ}\text{C)}}} = 0.1171 \Omega/\text{km}$$

3.5.4.1. Cálculo de la resistencia del Acero.

Resistividad (ρ) Para Acero. [Anexo 3]

$$\rho_{\text{acero}} = 1.8 \times 10^{-7} \Omega \cdot \text{m} \text{ [Anexo 3]}$$

Diámetro del hilo de Acero: 2.68 mm o 105.3mils. [Anexo 1]

$$2.68 \text{mm} * \frac{1 \text{m}}{1000 \text{mm}} = 2.68 * 10^{-3} \text{m}$$

El área usando la ecuación (74) se calcula:

$$A = \frac{\pi}{4} d^2$$
$$A = \frac{\pi}{4} (2.68 \times 10^{-3} \text{m})^2$$
$$A = 5.641 \times 10^{-6} \text{m}^2$$

El área total de Acero usando la ecuación (73) se calcula:

$$A_{T_{\text{Acero}}} = \# \text{hilos} \times A_{\text{hilo}_{\text{Acero}}}$$
$$A_{T_{\text{Acero}}} = 7 * 5.641 \times 10^{-6} \text{m}^2 = 3.948 \times 10^{-5} \text{m}^2$$

La resistencia del acero usando la ecuación (12) se calcula:

$$Rdc_{\text{acero } 20^{\circ}\text{C}} = \rho * \frac{l}{A}$$

$$Rdc_{\text{acero } 20^{\circ}\text{C}} = 1.8 \times 10^{-7} \Omega \cdot \text{m} * \frac{1000\text{m}}{3.948 \times 10^{-5} \text{m}^2}$$

$$Rdc_{\text{acero } 20^{\circ}\text{C}} = 4.5592 \times 10^{-10} \Omega/\text{km}$$

3.5.4.2. Resistencia total

Para calcular la resistencia total del conductor (Hawk) usando la ecuación (76) donde se analiza el paralelo de la resistencia del Aluminio + la resistencia de Acero.

$$Rdc_T = \frac{1}{\frac{1}{Rdc_{\text{al } 20^{\circ}\text{C}}} + \frac{1}{Rdc_{\text{acero } 20^{\circ}\text{C}}}} \quad (77)$$

$$Rdc_T = \frac{1}{\frac{1}{0.1171} + \frac{1}{4.5592 \times 10^{-10}}}$$

$$Rdc_T = 0.11713 \Omega/\text{km}$$

Valor de Resistencia según tablas. [Anexo 3]

$$Rdc_{20^{\circ}} = 0.1196 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

3.5.4.3. Porcentaje de Error.

El error entre tablas y lo calculado usando la ecuación (77) se calcula:

$$\% \text{error} = \frac{n1-n2}{n2} * 100\% \quad (78)$$

$$\% \text{error} = \frac{0.11713-0.1196}{0.1196} * 100\%$$

$$\% \text{error} = 2,06\%$$

3.5.4.4. Calculo de la resistencia (dc) – método 2.

La resistencia (DC) usando la ecuación (12) se calcula:

$$Rdc = \frac{\rho * l}{A} \Omega$$

Donde:

ρ = Resistividad - Ω -cmil*ft.

l = longitud - (ft).

A = área - cmil

Resistividad (ρ) para Aluminio. [Anexo 4]

ρ_{al} = 17.00 Ω -cmil*ft

Diámetro del hilo de Aluminio: 135.4mils. [Anexo 1]

El área en cmil usando la ecuación (76) se calcula:

$$\begin{aligned} A &= (d^2) \text{ cmil} & (79) \\ A &= (135.4 \text{ mils})^2 \\ A &= 18333.16 \text{ cmil} \end{aligned}$$

El área total de Aluminio usando la ecuación (76) se calcula:

$$\begin{aligned} A T_{\text{Aluminio}} &= \# \text{hilos} \times A \text{ hilo}_{\text{Aluminio}} \\ A T_{\text{Aluminio}} &= 26 * 18333.16 \\ A T_{\text{Aluminio}} &= 476662.16 \text{ cmils} \end{aligned}$$

La resistencia (DC) usando la ecuación (12) se calcula:

$$\begin{aligned} R_{dc} &= \frac{\rho * l}{A} \Omega \\ R_{dc_{al 20^\circ C}} &= 17.00 \Omega \text{ cmil/ft} * \frac{1000\text{ft}}{476662.16 \text{ cmils}} \\ R_{dc_{al 20^\circ C}} &= 0.0357 \Omega * 1000\text{ft}. \end{aligned}$$

Resistividad (ρ) Para Acero. [Anexo 4]

ρ_{acero} = 129.64 Ω -cmil*ft

Diámetro del hilo de Acero: 105.3mils. [Anexo 1]

El área en (cmils) usando la ecuación (77) se calcula:

$$\begin{aligned} A &= (d)^2 \text{ cmil} \\ A &= (105.3 \text{ mils})^2 \\ A &= 11088.09 \text{ cmils} \end{aligned} \tag{80}$$

El área total de Acero usando la ecuación (73) se calcula:

$$\begin{aligned} A_{T_{\text{Acero}}} &= \# \text{hilos} \times A_{\text{hilo}_{\text{Acero}}} \\ A_{T_{\text{Acero}}} &= 7 * 11088.09 \text{ cmils} \\ A_{T_{\text{Acero}}} &= 77616.63 \text{ cmils} \end{aligned}$$

La resistencia del acero usando la ecuación (12) se calcula:

$$\begin{aligned} R_{dc_{\text{acero } 20^{\circ}\text{C}}} &= \rho * \frac{1}{A} \\ R_{dc_{\text{al } 20^{\circ}\text{C}}} &= 129.64 \Omega \text{ cmil/ft} * \frac{1000\text{ft}}{77616.63 \text{ cmils}} \\ R_{dc_{\text{al } 20^{\circ}\text{C}}} &= 1.670 \Omega / 1000\text{ft}. \end{aligned}$$

3.5.4.5. Resistencia total

La resistencia total del conductor Hawk usando la ecuación (74) se calcula:

$$\begin{aligned} R_{dc_T} &= \frac{1}{\frac{1}{R_{dc_{\text{al } 20^{\circ}\text{C}}}} + \frac{1}{R_{dc_{\text{acero } 20^{\circ}\text{C}}}}} \\ R_{dc_T} &= \frac{1}{\frac{1}{0.0357} + \frac{1}{1.670}} \\ R_{dc_T} &= 0.0361 \Omega * 1000\text{ft}. \end{aligned}$$

Resistencia según tabla. [Anexo 5]

$$R_{dc_{20^{\circ}}} = 0.0357 \Omega / 1000\text{ft}.$$

3.5.4.6. Porcentaje de Error.

el error entre tablas y lo calculado usando la ecuación (75) se calcula:

$$A = (105.3 \text{ mils})^2$$
$$\% \text{error} = \frac{0.0361 - 0.0357}{0.0357} * 100\%$$
$$\% \text{error} = 1.12\%$$

3.5.4.7. Calculo de resistencia AC.

El cálculo de la resistencia (Rca) usando la ecuación (13) se calcula:

$$Rca = Rdc (1 + Y_S + Y_P) (\Omega/\text{Km})$$

Donde:

Y_S = factor

debido al efecto piel.

Y_P = factor debido al efecto proximidad

3.5.4.8. Calculo de Efecto Piel.

El facto debido al efecto piel usando la ecuación (14) se calcula:

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

Donde para: X_s

f = frecuencia del sistema en Hz.

R' = resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación.

$K_s = 1,0$ → para conductores redondos y conductores redondos compactos.

$K_s = 0.435$ → para conductores compacto segmentales.

Conversión de la resistencia.

$$R' = R_{dc}$$

$$R_{dc} 20^{\circ}\text{C} = 0.0357 \frac{\Omega}{1000\text{pies}}$$

$$R_{dc} 20^{\circ}\text{C} = 0.0357 \frac{\Omega}{1000\text{ft}} \times \frac{1000\text{ft}}{304.8\text{m}} \times \frac{1000\text{m}}{1\text{km}} = 0.11712 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$R_{dc} 20^{\circ}\text{C} = 0.11712 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Calculo de (X_S).

$$X_S = \sqrt{\frac{8\Pi f}{R'} * 10^{-4} K_S}$$

$$X_S = \sqrt{\frac{8\Pi 60 * 10^{-4}}{0.11712 \frac{\Omega}{\text{km}}} * 1}$$

$$X_S = \sqrt{1.2875 * 1}$$

$$X_S = \sqrt{1.2875}$$

$$X_S = 1.134$$

Calculo de (Y_s).

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

$$Y_s = \frac{(1.134)^4}{192 + 0.8(1.134)^4}$$

$$Y_s = \frac{1.653}{192 + 1.028}$$

$$Y_s = \frac{1.653}{193.028}$$

$$Y_s = 8.55 * 10^{-3}$$

3.5.4.9. Efecto de proximidad.

El factor debido al efecto proximidad usando la ecuación (15) se calcula:

$$Y_p = a (y)^2 \left[0.312 (y)^2 + \frac{1.18}{a + 0.27} \right]$$

Donde:

f = frecuencia del sistema en Hz.

R' = resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación.

d = diámetro del conductor (cm)

s = distancia entre ejes de los conductores en cm.

$K_p = 1,0$ → para conductores redondos y conductores redondos compactos.

$K_p = 0.37$ → para conductores compacto segmentales.

El factor (a) usando la ecuación (17) se calcula:

$$a = \frac{X_p^4}{192 + 0,8X_p^4}$$

El factor (X_p) usando la ecuación (17) se calcula:

$$X_p = \sqrt{\frac{8\pi f x 10^{-4}}{R'} * K_p}$$

$$X_p = \sqrt{\frac{8\pi 60 * 10^{-4}}{0.11712 \frac{\Omega}{km}} * 1}$$

$$X_p = \sqrt{1.2875 * 1}$$

$$X_p = 1.134$$

Calculo de (a).

$$a = \frac{(1.134)^4}{192 + 0.8 (1.134)^4}$$

$$a = 8.55 * 10^{-3}$$

Calculo de (y).

$$y = \frac{d_c}{s}$$

Calculo del diámetro del conductor (d_c).

$$d_c = 21.79\text{mm [anexo 1]}$$

$$d_c = 21.79\text{mm} * \frac{1\text{m}}{100\text{CM}}$$

$$d_c = 2.179\text{cm}$$

Calculo de la distancia de (s) en cm.

$$s=1.40\text{m}$$

$$s=1.40\text{m} * \frac{100\text{cm}}{1\text{m}} = 140\text{cm}$$

Calculo del Factor (y).

$$y = \frac{d_c}{s}$$

$$y = \frac{2.179\text{cm}}{140\text{cm}}$$

$$y = 1.556$$

El factor Y_p usando la ecuación (19) se calcula:

$$Y_p = 8.55 * 10^{-3} (1.556)^2 [0.312 (1.556)^2 + 8.55 * 10^{-3}]$$

$$Y_p = 0.02070 [0.7553 + 8.55 * 10^{-3}]$$

$$Y_p = 0.0158$$

Resistencia (AC) del conductor a 20°C usando la ecuación (19) se calcula.

$$R_{ca} 20^\circ\text{C} = R_{dc} (1 + Y_s + Y_p) (\Omega/\text{Km})$$

$$R_{ca} 20^\circ\text{C} = 0.11712 \frac{\Omega}{\text{km}} (1 + 8.55 * 10^{-3} + 0.0158)$$

$$R_{ca} 20^\circ\text{C} = 0.119 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Resistencia (AC) por Tablas (Anexo 5)

$$R=0.1931 \frac{\Omega}{\text{milla}} * \frac{1\text{milla}}{1.609344\text{Km}} = 0.119 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Calculo del Porcentaje de Error.

$$\begin{aligned} \% \text{error} &= \frac{n1-n2}{n2} * 100\% \\ \% \text{error} &= \frac{0.119-0.119}{0.119} * 100\% \\ \% \text{error} &= 0\% \end{aligned}$$

3.5.4.10. Calculo de inductancia en (mH/milla).

La inductancia de la línea usando la ecuación (25) se calcula:

$$L= 0.7411 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ mH/milla}$$

Los parámetros en las siguientes unidades.

$$D_{eq}= \text{ft}$$

$$D_s=\text{ft}$$

El D_{eq} usando la ecuación (24) se calcula el D_{eq} .

$$\begin{aligned} D_{eq} &= \sqrt[3]{D_{ab} * D_{bc} * D_{ca}} \\ D_{eq} &= \sqrt[3]{1.4 * 1.4 * 2.8} = 1,7638 \text{ m} \\ 1.7638\text{m} &\frac{3.28084\text{ft}}{1\text{m}} = 5.7870\text{ft} \end{aligned}$$

Valor de (Ds) del Conductor "Hawk". (Anexo 5)

$D_s= 0.0289\text{ft}$ [5].

Calculo de la Inductancia.

$$L = 0.7411 \text{ Log } \frac{5,7870 \text{ ft}}{0.0289 \text{ ft}}$$

$$L = 1.756 \frac{\text{mH}}{\text{milla}}$$

$$L = 1.756 \frac{\text{mH}}{\text{mi}} * \frac{1\text{H}}{1000\text{mH}} = 1.756 * 10^{-3} \frac{\text{H}}{\text{mi}}$$

La reactancia inductiva usando la ecuación (23) se calcula:

$$Xl = 2 * \Pi * f * L$$

$$Xl = 2 * 3.1416 * 60 * 1.756 * 10^{-3} \frac{\text{H}}{\text{mi}}$$

$$Xl = 0.661 \frac{\Omega}{\text{mi}}$$

3.5.4.11. Calculo de inductancia en (H/m).

la inductancia de la línea (H/m) usando la ecuación (81) se calcula:

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \frac{Deq}{Ds} \text{ H/m} \quad (81)$$

Para el cálculo de (D_s) se utiliza la ecuación (82).

$$r' = \frac{\emptyset_{\text{ext}}}{2} e^{-1/4} \quad (82)$$

$$r' = \frac{0.858}{2} e^{-1/4}$$

$$r' = 0.334 \text{ pul} * \frac{1\text{ft}}{12 \text{ pul}} = 0,0278\text{ft}$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \frac{Deq}{Ds} \text{ H/m}$$

$$L = 2 * 10^{-7} \ln \frac{5,7870\text{ft}}{0.0289\text{ft}} \text{ H/m}$$

$$L = 1.059 * 10^{-6} \text{ H/m}$$

3.5.4.12. Cálculo de Impedancia de Línea (Z).

Valor de la resistencia (AC 20°C) según [Anexo 5]

$$\begin{aligned}R_{ac_{20^\circ}} &= 0.1931 \frac{\Omega}{mi} \\R_{ac_{20^\circ}} &= 0.1931 \frac{\Omega}{mi} * \frac{1mi}{1.60934km} = 0.1199 \frac{\Omega}{km} \\R_{ac_{20^\circ}} &= 0.1199 \frac{\Omega}{km} * 5,2km \\R_{ac_{20^\circ}} &= 0.62348 \Omega\end{aligned}$$

3.5.4.13. Cálculo de Reactancia Inductiva.

$$\begin{aligned}X_l &= 0.661 \frac{\Omega}{mi} \\X_l &= 0.661 \frac{\Omega}{mi} * \frac{1mi}{1.60934km} = 0.407 \frac{\Omega}{km} \\X_l &= 0.410 \frac{\Omega}{km} * 5,2km = 2.135 \Omega\end{aligned}$$

3.5.4.14. Cálculo de la Impedancia Z.

$$\begin{aligned}Z &= R + j X_L \\Z &= (0,62348 + j 2,135) \Omega \\Z &= 2.22 \angle 73,71 \Omega\end{aligned}$$

3.5.4.15. Cálculo de Capacitancia.

$$\begin{aligned}C &= \frac{0,0388}{\log \frac{D_{eq}}{D_s}} \mu f/mi \\C &= \frac{0,0388}{\log \frac{5,7870 ft}{0.0289 ft}} \mu f/mi \\C &= 0,0168 \mu f/mi \\C &= 0,0168 \mu f/mi * \frac{1mi}{1.60934km} \\C &= 0.01043 \cdot 10^{-6} \frac{f}{km}\end{aligned}$$

3.5.4.16. Cálculo de la Admitancia.

$$Y = 2 * \pi * f * C$$
$$Y = 2 * 3.1416 * 60 * 0,0168 \mu f / mi$$
$$Y = 6.355 \text{ u}$$

3.5.4.17. Cálculo de Voltaje de regulación

$$\dot{V}_s = \dot{V}_r + I (R \cos \phi + X \sin \phi)$$
$$\dot{V}_s = 69 \text{ Kv} + 31.38 \text{ A} (0,1199 \cos 36.86 + 2,135 \sin 36,86)$$
$$\dot{V}_s = 69.05 \text{ (kV)}$$
$$\% \text{ RT} = \left(\frac{V_s + V_R}{V_R} \right) * 100\%$$
$$\% \text{ RT} = \left(\frac{69.05 \text{KV} + 69 \text{KV}}{69 \text{KV}} \right) * 100\%$$
$$\% \text{ RT} = 0.02\%$$

Margen del 0.02%

3.6. Diseño de Puesta a Tierra.

El sistema de puesta a tierra, es una conexión a través de la cual se conectan los equipos y las estructuras a tierra, con el fin de disipar corrientes de fallas en general.

3.6.1. Consideraciones para el diseño de puesta a tierra en líneas eléctricas.

Todos los postes, torres, estructuras que constituyen la línea de transmisión eléctrica, deben de tener una conexión de puesta a tierra. Conformadas por varillas verticales y conductores de cobre, todo esto es para poder conducir la corriente de falla o de descarga atmosférica hacia tierra. [10]

3.6.2. Resistividad del Terreno.

La resistividad del terreno es la resistencia específica el mismo, la cual se mide en ohmios x metro. La medición de la resistividad del terreno permite conocer:

- La ubicación y la forma de las tomas a tierra.
- Las características eléctricas de las tomas de tierra.

- La medición de la resistividad del terreno se efectuará por el método de Wenner.
- Consiste en introducir en el terreno 4 electrodos pequeños en una disposición de línea recta y a una misma distancia “A” y a una profundidad “B”, que no supere el 10% de A. [10]

La resistividad del suelo se define con la siguiente ecuación:

$$\rho = 2 \Pi \cdot A \cdot R \quad (83)$$

En la ecuación (83) se define los siguientes parámetros.

ρ :	Es la resistividad del suelo a la profundidad “A” en $\Omega - Cm$.
Π :	Constante 3.1416
A:	Distancia entre conductores en cm
R:	Lectura del instrumento MEGGER en ohmios.

Tabla 5: Parámetros de Tierra.

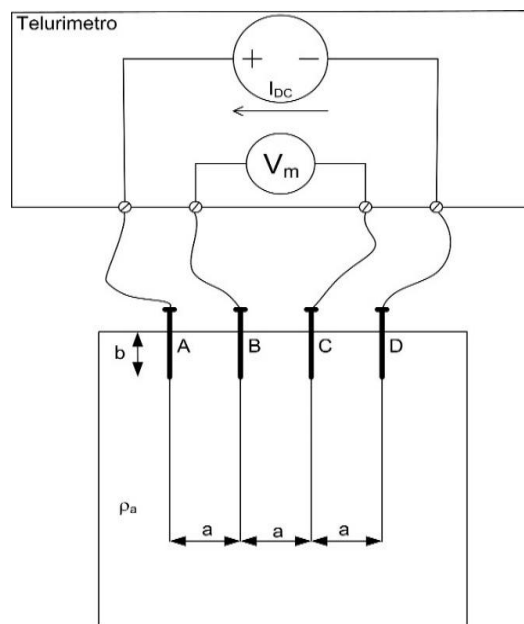


Figura 14: Teluómetro.

3.6.3. Electrodo de Puesta a Tierra.

Los electrodos o varillas de cobre a utilizarse deben de ser de elevada resistencia a la corrosión, con una dimensión de $\frac{3}{4} \text{ plg} * 10\text{ft}$. [7]

3.6.4. Conductor para Puesta a Tierra.

La puesta a tierra en líneas de transmisión eléctrica está constituida por conductores de acero concéntrico recubierto de cobre con una alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión. Se utilizarán cable desnudo de cobre #4 AWG. [11]

3.6.5. Cálculo del de Sistema de Puesta a Tierra.

La resistencia de puesta a tierra se define con la siguiente ecuación:

$$R = \left(\frac{\rho}{2\pi l}\right) \left[Ln \left(\frac{2l}{a}\right) - 1\right] \quad (84)$$

En la ecuación [84] se define los siguientes parámetros.

ρ = Resistividad de terreno (ρ –m)

l = Longitud de la varilla (m)

a = Radio de la Varilla.

R = Resistencia de Puesta a Tierra.

Valores de resistencia evaluados en [Anexos 10-11]

3.6.6. Detalle de Puesta a Tierra.

Descripción consta de:

Parte superior.

1	Perno
2	Cable P/T OPGW

Tabla 6: Detalle (1) de puesta a Tierra.

Parte inferior.

1	Perno
2	Cable de cobre
3	Conector
4	Varilla CooperWell.

Tabla 7: Detalle (2) de Puesta a Tierra.

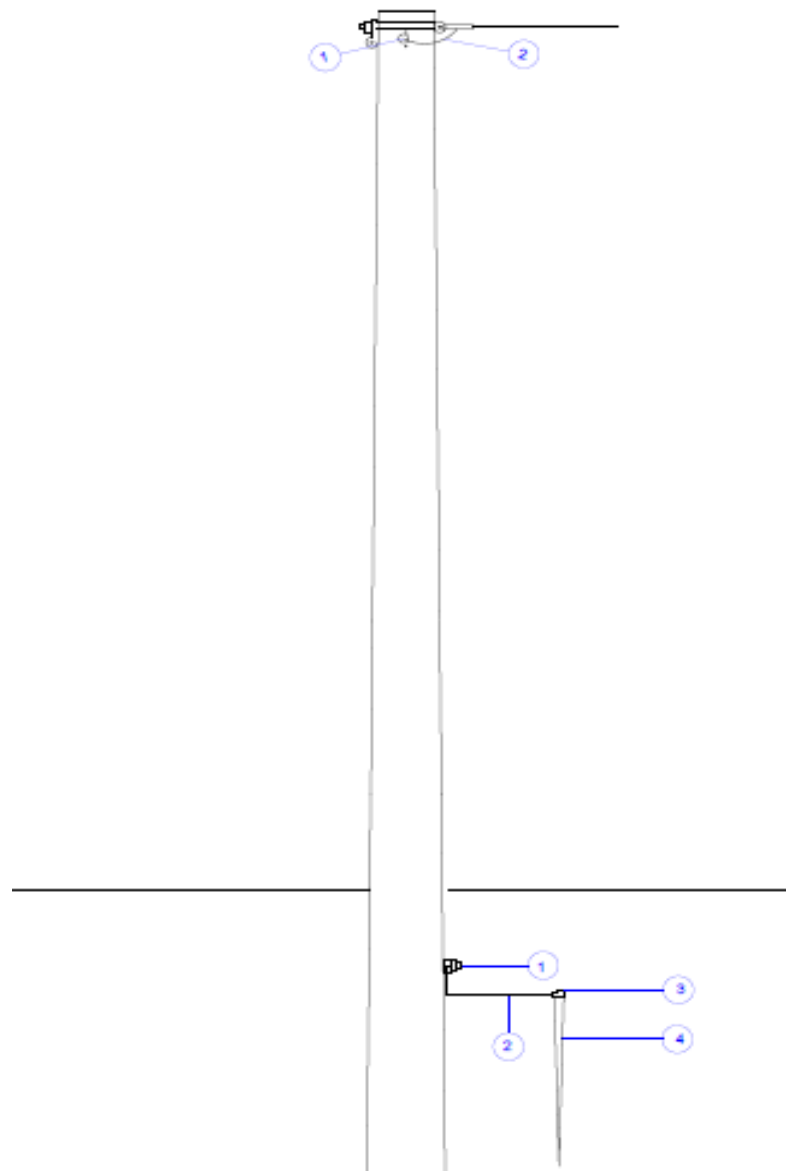


Figura 15: Detalle de Puesta a Tierra en Poste.

3.7. Cálculos Mecánicos.

3.7.1. Hipótesis de cálculo normalizadas.

Hipótesis de cálculo normalizadas				
	Tensión	Zona	Temperatura	Viento
Normal Inicial	Tensión normal de conductores e hilo de Guarda.	1	25°C	No
Hipótesis #1	Tensión de Temperatura Mínima de los conductores e hilo de Guarda.	1	5°C	No
Hipótesis #2	Tensión máxima de viento en conductores e hilo de Guarda.	1	18°C	90Km/h
Hipótesis #3	Tensión normal de conductores e hilo de Guarda.	1	60°C	No
Máximo porcentaje Admisible de la tensión mecánica de ruptura (EDS)				
Porcentaje de Tensión de Ruptura.				
Descripción		Inicial	Final	
Conductores		25%	20%	
Cable de Guarda OPGW		20%	17%	

Tabla 8: Hipótesis de Calculo Normalizada.

Para el análisis de cálculos mecánicos se definen los siguientes datos propios del conductor.

Descripción	Simbología	Valor.
Sección del conductor (mm^2).	A	280.84 (mm^2).
Peso del conductor (Kg/m).	Wr1	0.9765 (Kg/m).
Vano (m).	a	100 (m).
Módulo de Elasticidad (Kg / mm^2).	E	8359 (Kg / mm^2).
Coefficiente de dilatación térmica ($^{\circ}C$).	α	19 x 10 ⁻⁶ ($^{\circ}C$).
Tensión de Ruptura	Tr	8880 (Kg-f) 20% = 1776

Tabla 9: Características Mecánicas del Conductor (Hawk).

3.7.1.1. Cálculo de la Tensión Máxima de los Conductores Hipótesis (1).

3.7.1.2. Condición 1: Mínima Temperatura.

Cálculo de la tensión para un vano regulador de 93 m.

$$Vr = \sqrt{\frac{V1^3 + V2^3 + V3^3 \dots Vn^3}{V1 + V2 + V3 \dots Vn}}$$

$$Vr = \sqrt{\frac{100^3 + 100^3 + V100^3 + V80^3 + V80^3 + V100^3 + V80^3}{100 + 100 + 100 + 80 + 80 + 100 + 80}}$$

$$Vr = 93$$

Empleado la ecuación (70)

$$To2^2 * \left[To2 + \alpha E(\theta2 - \theta1)A + \frac{Wr1^2 * a^2 * A * E}{24 * To1^2} - To1 \right]$$

$$= \frac{Wr2^2 * a^2 * A * E}{24}$$

$$To2^2 * \left[To2 + [(19 * 10^{-6} - 6) * (8359) * (5 - 25) * (280.84)] \right.$$

$$\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (93)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right]$$

$$= \frac{[(0.9765)^2 * (93)^2 * (280.84) * (8359)]}{24}$$

$$To2^2 * [To2 - [(892.0657928)] + (255.7564042) - (1776)]$$

$$= (806700712)$$

$$To2^2 * [To2 - 2412.309389] = (806700712)$$

$$To2^3 - 2412.309389 To2^2 + 0 - 806700712 = 0$$

$$To2 = 2537.59 \text{ kg}$$

Cálculo de la tensión para un vano de 100 m.

$$\begin{aligned}
 T_2^2 * \left[T_2 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W r_1^2 * a^2 * A * E}{24 * T_1^2} - T_1 \right] \\
 = \frac{W r_2^2 * a^2 * A * E}{24} \\
 T_2^2 * \left[T_2 + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (5 - 25) * (280.84)] \right. \\
 \left. + \frac{[(0.9765)^2 * (100)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right] \\
 = \frac{[(0.9765)^2 * (100)^2 * (280.84) * (8359)]}{24}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 T_2^2 * [T_2 - [(892.0657928)] + (295.7063293) - (1776)] \\
 = (932709806.9)
 \end{aligned}$$

$$T_2^2 * [T_2 - 2372.359464] = (932709806.9)$$

$$T_2^3 - 2372.359464 T_2^2 + 0 - 932709806.9 = 0$$

$$T_2 = 2519.31 \text{ kg}$$

3.7.2. Tensión Máxima de los Conductores Hipótesis (2).

3.7.2.1. Condición 2: Máxima Carga.

La sobrecarga por viento se utiliza la ecuación (85) para el cálculo.

$$1P_v = 0.00481v^2 \tag{85}$$

Donde:

P_v = Presión de Viento (Kg/m^2).

V = Velocidad del Viento (90Km/h).

Calculo de Presión del viento en el conductor.

$$P_v = 0.00481 * (90)^2$$

$$P_v = 38.961 \text{ kg}/\text{m}^2$$

Cálculos de Peso del conductor por peso de Viento (W_v)

$$W_v = p_v * \frac{\varnothing_c + 2e}{1000} \quad (86)$$

El peso del conductor más la presión del viento y costra de hielo usando la ecuación (8)7 se calcula:

$$W_v = 0.00481(V^2) * \frac{\varnothing_c + 2e}{1000} \quad (87)$$

Donde:

W_v = Peso unitario ocasionado por la presión del viento (kg/m).

\varnothing_c = Diámetro del conductor en (mm)

e = Costra de hielo sobre el conductor en (mm)

Calculo del peso del conductor más la Presión del viento y costra de hielo.

$$W_v = 38.961 * \frac{21.78mm + 2(0)}{1000}$$
$$W_v = 0.84857058 \text{ Kg/m}$$

El peso total de conductor usando la ecuación (88) se calcula:

$$W_r = \sqrt{((W_c + W_h)^2 + w_v^2)} \quad (88)$$

Donde:

W_h = Peso unitario provocado por el peso del manguito de hielo.

W_r = Peso unitario resultante de los tres factores simultáneos, o peso de sobrecargas

W_c = Peso unitario del conductor.

Calculo del peso total del conductor.

$$W_r = \sqrt{((0.9765 + 0)^2 + 0.84857058^2)}$$

$$W_r = 1.29 \text{ kg/m}$$

El coeficiente de sobrecarga (W_m) usando la ecuación (88A) se calcula:

$$W_m = \frac{W_r}{W_c} = \frac{1.29}{0.9765} = 1.32 \quad (88A)$$

$$W_m = 1.32$$

3.7.2.2. Cálculo de la tensión para un vano regulador de 93 m.

$$\begin{aligned} T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_r^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1} \right] \\ = \frac{W_r^2 * a^2 * A * E}{24} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + [(19 * 10^{-6} - 6) * (8359) * (18 - 25) * (280.84)] \right. \\ \left. + \frac{[(0.9765)^2 * (93)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right] \\ = \frac{[(1.05)^2 * (93)^2 * (280.84) * (8359)]}{24} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_{o2}^2 * [T_{o2} - [(312.2230275)] + (255.7564042) - (1776)] \\ = (806700712) \end{aligned}$$

$$T_{o2}^2 * [T_{o2} - 1832.466623] = (806700712)$$

$$T_{o2}^3 - 1832.466623 T_{o2}^2 + 0 - 806700712 = 0$$

$$T_{o2} = 2028.51 \text{ k}$$

3.7.2.3. Cálculo de la tensión para un vano de 100 m.

$$\begin{aligned}
 T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W r_1^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1} \right] \\
 = \frac{W r_2^2 * a^2 * A * E}{24} \\
 T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (18 - 25) * (280.84)] \right. \\
 \left. + \frac{[(0.9765)^2 * (100)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right] \\
 = \frac{[(1.05)^2 * (100)^2 * (280.84) * (8359)]}{24} \\
 T_{o2}^2 * [T_{o2} - [(312.2230275)] + (295.7063293) - (1776)] \\
 = (932709806.9) \\
 T_{o2}^2 * [T_{o2} - 1792.516698] = (932709806.9) \\
 T_{o2}^3 - 1792.516698 T_{o2}^2 + 0 - 932709806.9 = 0 \\
 T_{o2} = 2020.90 \text{ kg}
 \end{aligned}$$

3.7.3. Flecha Máxima de Conductores - Hipótesis (3).

3.7.3.1. Cálculo de la tensión para un vano regulador de 93 m.

$$\begin{aligned}
 V_r &= \sqrt{\frac{V_1^3 + V_2^3 + V_3^3 \dots V_n^3}{V_1 + V_2 + V_3 \dots V_n}} \\
 V_r &= \sqrt{\frac{100^3 + 100^3 + V100^3 + V80^3 + V80^3 + V100^3 + V80^3}{100 + 100 + 100 + 80 + 80 + 100 + 80}} \\
 V_r &= 93 \\
 T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W r_1^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1} \right] \\
 = \frac{W r_2^2 * a^2 * A * E}{24}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
To2^2 * \left[To2 + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (60 - 25) * (280.84)] \right. \\
\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (93) * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right] \\
= \frac{[(0.9765)^2 * (93)^2 * (280.84) * (8359)]}{24} \\
To2^2 * [To2 + [(1561.115137)] + (255.7564042) - (1776)] \\
= (806700712) \\
To2^2 * [To2 + 40.8715416] = (806700712) \\
To2^3 + 40.8715416 To2^2 + 0 - 806700712 = 0 \\
To2 = 917.485 \text{ kg}
\end{aligned}$$

3.7.3.2. Cálculo de la tensión para un vano de 100 m.

$$\begin{aligned}
To2^2 * \left[To2 + \alpha E(\theta2 - \theta1)A + \frac{Wr1^2 * a^2 * A * E}{24 * To1^2} - To1 \right] \\
= \frac{Wr2^2 * a^2 * A * E}{24} \\
To2^2 * \left[To2 + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (60 - 25) * (280.84)] \right. \\
\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (100)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right] \\
= \frac{[(0.9765)^2 * (100)^2 * (280.84) * (8359)]}{24} \\
To2^2 * [To2 + [(1561.115137)] + (295.7063293) - (1776)] \\
= (932709806.9) \\
To2^2 * [To2 + 80.8214663] = (932709806.9) \\
To2^3 + 80.8214663 To2^2 + 0 - 932709806.9 = 0 \\
To2 = 950.84 \text{ kg}
\end{aligned}$$

3.7.4. Calculo de la Flecha Máxima – Hipótesis (3).

3.7.4.1. Para un vano de 100 m.

$$f = \frac{W_r * a^2}{8 * T_o^2}$$
$$f = \frac{0.9765 * 100^2}{8 * 950.84}$$
$$f = 1.28 \text{ m}$$

3.7.4.2. Calculo de longitud de un vano de 100 m con una flecha de 1.28 m.

$$L' = 2C \operatorname{Senh}\left(\frac{a}{2C}\right)$$

3.7.4.3. Calculo para el cálculo de L necesitamos encontrar C:

$$C = \left(\frac{T_o}{W_r}\right)$$
$$C = \left(\frac{950.84}{0.9765}\right)$$
$$C = 973.7224782$$

3.7.4.4. Calculo para el análisis de L del vano.

$$L' = (2)(973.7224782) \operatorname{Senh}\left(\frac{100}{(2)(973.7224782)}\right)$$
$$L' = 1947.444956 \operatorname{Senh}\left(\frac{100}{1947.444956}\right) \text{ la ecuacion de Euler}$$
$$L' = 1947.444956 \left(\frac{(e)^{0.05134933323} - (e)^{-0.05134933323}}{2}\right)$$
$$L' = 973.7224782 ((e)^{0.05134933323} - (e)^{-0.05134933323})$$
$$L' = 1025 - 924$$

L' = 101 m, Longitud real del conductor considerando la flecha.

3.7.4.5. Cálculo de la tensión en los extremos del conductor.

$$T_b = T_o \operatorname{Cosh} \left(\frac{a}{2C} \right)$$

$$T_a = T_b$$

$$T_b = 950.84 \operatorname{Cosh} \left(\frac{100}{(2)(973.7224782)} \right)$$

$$T_b = 950.84 \operatorname{Cosh} \left(\frac{100}{1947.444956} \right)$$

$$T_b = 950.84 \left(\frac{(e)^{0.05134933323} - (e)^{-0.05134933323}}{2} \right)$$

$$T_b = 475.42 ((e)^{0.05134933323} - (e)^{-0.05134933323})$$

$$T_b = 500.4701502 - 451.6236908$$

$$T_b = 48.84 \text{ Kg}$$

3.7.4.6. Cálculo de la tensión para un vano de 150 m.

$$T_o2^2 * \left[T_o2 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{Wr1^2 * a^2 * A * E}{24 * T_o1^2} - T_o1 \right]$$

$$= \frac{Wr2^2 * a^2 * A * E}{24}$$

$$T_o2^2 * \left[T_o2 + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (60 - 25) * (280.84)] \right.$$

$$\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (150)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right]$$

$$= \frac{[(0.9765)^2 * (150)^2 * (280.84) * (8359)]}{24}$$

$$T_o2^2 * [T_o2 + [(1561.115137)] + (665.3392409) - (1776)]$$

$$= (2098597065)$$

$$T_o2^2 * [T_o2 + 450.4543779] = (2098597065)$$

$$T_o2^3 + 450.4543779 T_o2^2 + 0 - 2098597065 = 0$$

$$T_o2 = 1146.39 \text{ kg}$$

3.7.4.7. Cálculo de la Flecha Máximo para un vano de 150m.

$$f = \frac{W_r * a^2}{8 * T_{o2}}$$
$$f = \frac{0.9765 * 150^2}{8 * 1146.39}$$
$$f = 2.39 \text{ m}$$

3.7.4.8. Cálculo de la tensión para un vano de 200 m.

$$T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_r l^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1} \right]$$
$$= \frac{W_r l^2 * a^2 * A * E}{24}$$
$$T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (60 - 25) * (280.84)] \right.$$
$$\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (200)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right]$$
$$= \frac{[(0.9765)^2 * (200)^2 * (280.84) * (8359)]}{24}$$
$$T_{o2}^2 * [T_{o2} + [(1561.115137)] + (1182.825317) - (1776)]$$
$$= (3730839228)$$
$$T_{o2}^2 * [T_{o2} + 967.940454] = (3730839228)$$
$$T_{o2}^3 + 967.940454 T_{o2}^2 + 0 - 3730839228 = 0$$
$$T_{o2} = 1286.44 \text{ kg}$$

3.7.4.9. Cálculo de la Flecha Máxima Para un vano de 200 m.

$$f = \frac{W_r * a^2}{8 * T_{o2}}$$
$$f = \frac{0.9765 * 200^2}{8 * 1286.44}$$
$$f = 3.79 \text{ m}$$

3.7.4.10. Cálculo de la tensión para un vano de 300 m.

$$T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W r^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1} \right]$$

$$= \frac{W r^2 * a^2 * A * E}{24}$$

$$T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (60 - 25) * (280.84)] \right.$$

$$\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (300)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right]$$

$$= \frac{[(0.9765)^2 * (300)^2 * (280.84) * (8359)]}{24}$$

$$T_{o2}^2 * [T_{o2} + [(1561.115137)] + (2661.356964) - (1776)]$$

$$= (8394388262)$$

$$T_{o2}^2 * [T_{o2} + 2446.472101] = (8394388262)$$

$$T_{o2}^3 + 2446.472101 T_{o2}^2 + 0 - 8394388262 = 0$$

$$T_{o2} = 1464.96 \text{ kg}$$

3.7.4.11. Cálculo de la tensión para un vano de 300 m.

$$f = \frac{W r * a^2}{8 * T_{o2}}$$

$$f = \frac{0.9765 * 300^2}{8 * 1146.39}$$

$$f = 7.49 \text{ m}$$

3.7.4.12. Cálculo de la tensión para un vano de 500 m.

$$T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W r^2 * a^2 * A * E}{24 * T_{o1}^2} - T_{o1} \right]$$

$$= \frac{W r^2 * a^2 * A * E}{24}$$

$$T_{o2}^2 * \left[T_{o2} + [(19 * 10^6 - 6) * (8359) * (60 - 25) * (280.84)] \right.$$

$$\left. + \frac{[(0.9765)^2 * (500)^2 * (280.84) * (8359)]}{24 * (1776)^2} - (1776) \right]$$

$$= \frac{[(0.9765)^2 * (500)^2 * (280.84) * (8359)]}{24}$$

$$T_{o2}^2 * [T_{o2} + [(1561.115137)] + (7570.566546) - (1776)]$$

$$= (23317745170)$$

$$T_{o2}^2 * [T_{o2} + 7355.681683] = (23317745170)$$

$$T_{o2}^3 + 7355.681683 T_{o2}^2 + 0 - 23317745170 = 0$$

$$T_{o2} = 1612.47 \text{ kg}$$

3.7.4.13. Calculo de la Flecha Máxima para un vano de 500 m.

$$f = \frac{W r * a^2}{8 * T_{o2}}$$

$$f = \frac{0.9765 * 500^2}{8 * 1612.47}$$

$$f = 18.92 \text{ m}$$

3.8. Diseño de Aislamiento

Para la coordinación de aislamiento se ha tomado en cuenta los siguientes parámetros:

Longitud de la Línea:	5.2 km
N. de Estructuras:	61
Cota mínima:	1.50 m.s.n.m.
Cota máxima:	7.50 m.s.n.m.
Temperatura Promedio:	20°C
Nivel de Tensión:	69KV
# De Circuitos:	1
Angulo de Apantallamiento:	30°
Grado de Contaminación:	Medio
ZONA	1

Tabla 10: Parámetros de coordinación de Aislamiento.

La Línea de Subtransmisión de la planta exportadora Songa prácticamente se desarrolla a nivel del mar, por lo que no se va a tener corrección de voltajes de flameo por factores por altura.

Se debe tener presente que, en condiciones ideales, el aislamiento que se seleccione debe ser capaz de soportar cualquier sobretensión que se pueda presentar. Tales como la sobretensión interna (producida por la maniobra de interruptores y sobretensiones de baja frecuencia), y sobretensiones de tipo externa de (origen atmosférico).

El método que se emplea para el de aislamiento se basa en:

1. La longitud de la cadena de aisladores y de las distancias de aire se diseñan para soportar, las máximas sobretensiones que puedan ocurrir en la Línea en condiciones de humedad, ya sean de baja frecuencia o por accionamiento de interruptores. [2]
2. Un factor muy importante en el diseño del aislamiento, es el BIL (Nivel Básico de Aislamiento), que está basado en un de voltaje de 1.2×50 microsegundos, el tiempo de cresta es de 1.2 microsegundos, y está dentro del rango de onda por descargas atmosféricas, por lo que usualmente el diseño de aislamiento por rayo está coordinado en el BIL. [2] Por lo se debe diseñar el aislamiento para descargas de origen atmosféricos (sobretensión externa). [2]

El diseño debe contemplar el número de discos de una cadena de aisladores capaz de soportar un nivel de aislamiento frente a:

1. Contaminación
2. Sobretensiones por maniobras
3. Sobretensiones a frecuencia Industrial
4. Sobretensiones por impulse externo tipo rayo\

3.8.1. Contaminación.

El nivel de contaminación que se ha definido para el diseño de aislamiento de la Línea es nivel II – Medio y la distancia de fuga requerida es de 35 mm/kv., según la norma IEC 60815 – 2008. [13]

Nivel de Contaminación	Descripción del Ambiente	Distancia de fuga Nominal mínima
		Mm/kV.
Ligero Nivel I	<p>Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.</p> <p>Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia.</p> <p>Áreas agrícolas</p> <p>Áreas montañosas</p> <p>Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.</p>	28
Medio Nivel II	<p>Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción.</p> <p>Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia.</p> <p>Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).</p>	35
Alto Nivel III	<p>Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación.</p> <p>Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.</p>	44
Muy Alto Nivel IV	<p>Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes.</p> <p>Áreas de extensión moderada, muy cercana a la costa y expuesta a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar.</p> <p>Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.</p>	55

Tabla 11: Niveles de Contaminación Norma IEC 60815 – 2008. [13]

3.8.2. Aislamiento por contaminación.

Usando la ecuación (89) se calcula el Aislamiento por contaminación. [11]

$$D_{ftc} = D_{fmiu} * V_{m\acute{a}x} * K \quad (89)$$

Donde:

D_{ftc} = Distancia de fuga Total de la cadena (mm).

D_{fmiu} = Distancia de fuga mínima unitaria (mm).

V_m = Voltaje máximo del sistema fase-tierra (kV).

K = Factor de Corrección por diámetro.

= 1 para Aisladores de suspensión

Calculo de la Distancia de fuga (D_{ftc}).

$$D_{ftc} = 35 \text{ mm/kv} * (69 / \sqrt{3} \text{ Kv}) * 1$$

$$D_{ftc} = 1394.30 \text{ mm}$$

Se ha tomado como referencia aisladores de porcelana con las siguientes características:

Espacio Unitario (Paso) =	146 mm
Diámetro	254 mm
Distancia de fuga=	290 mm

Tabla 12: Numero de Aisladores segun Standart 52-3.

Usando la ecuación (90) se calcula el Numero de la cantidad de Aislador según Standart 52-3.

$$N_{aisl} = D_{ftc} / D_{fc} \quad (90)$$

Donde:

Naisl = Número de aisladores.

Dftc = Distancia de fuga Total de la cadena.

Dfcat = Distancia de fuga de cada aislador según catálogo.

Calculo del número de la cantidad de Aislador según Standart 52-3.

$$Naisl = 1394,30 / 290$$

$$Naisl = 4,80$$

Por lo tanto, se necesita 5 aisladores ANSI 52-3 para cubrir las solicitudes por contaminación.

3.8.3. Sobrevoltaje de origen tipo Maniobra.

Usando la ecuación (91) se calcula el Numero de Aislador según Standart 52-3. [12]

$$U_{\text{máx}} = K_t * (V_{\text{máx}} \sqrt{2} / \sqrt{3}) \quad (91)$$

Donde:

$U_{\text{máx}}$ = Máxima sobretensión esperada.

K_t = Factor de sobretensión por maniobra = 4.03 [4]

$V_{\text{máx}}$ = Máx. Tensión de servicio

Calculo de Sobre voltaje de origen tipo maniobra.

$$U_{\text{max}} = (4.03) * (69 \sqrt{2} / \sqrt{3})$$

$$U_{\text{max}} = 227.04 \text{ Kv.}$$

3.8.4. Tensión de sostenimiento.

Usando la ecuación (92) se calcula la Tensión de sostenimiento. [12]

$$U_w = F_s * U_{\text{máx.}} \quad (92)$$

Donde:

F_s = factor de seguridad = 5 %

U_w = Tensión de sostenimiento

Calculo de Tensión de sostenimiento.

$$U_w = (1.05 * 227.04) \text{ (Kv)}$$

$$U_w = 238.39 \text{ Kv}$$

3.8.5. Corrección por condiciones Atmosféricas.

Usando la ecuación (93) se calcula la corrección por condiciones atmosféricas. [12]

$$V_s = U_w / k \text{ Kv.} \quad (93)$$

Donde:

k = factor de lluvia = 0.95

Calculo Corrección por condiciones Atmosféricas.

$$V_s = 238.39 / 0.95$$

$$V_s = 250.93 \text{ Kv.}$$

3.8.6. Critical Flashover overload.

Usando la ecuación (94) se calcula el critical flashover overload. [12]

$$CFO = V_s / (1 - N * \sigma) \quad (94)$$

Donde:

CFO	Critical Flashover overload.
Uw	Tensión de sostenimiento.
N	Número de desviaciones Standart de acuerdo con la probabilidad de flameo.
σ	Desviación estándar = 5 % (IEEE Std 1313.2).
Pm	Probabilidad de resistir un sobre voltaje transitorio por varios elementos en paralelo y un número de estructuras (Ne).

Tabla 13: Critical Flashover Overload.

Valores típicos de la ecuación (94).

$$Pm = 97 \%$$

$$Ne = 61$$

3.8.7. Número de desviaciones Standart.

Usando la ecuación (95) se calcula el Número de desviaciones Standart. [12]

$$N = 3.457895 + 0.000842 * Ne \quad (95)$$

Calculo de Numero de Desviaciones Standart.

$$N = 3.457895 + 0.000842 * 61 = 3.50$$

$$N = 3.457895 + 0.000842 * 61 = 3.50$$

Calculo de Numero del critical flashover overload.

$$CFO = Vs / (1 - N * \sigma)$$

$$CFO = 250.93 / (1 - 3.50 * 5/100)$$

$$CFO = 304.15 \text{ Kv.}$$

No se va a corregir al CFO por altura ya que la línea se desarrolla a nivel del mar. Sin embargo, se ha considerado corregirlo por efecto lluvia $KII = 0.95$

3.8.8. Corrección Critical Flashover overload por efecto lluvia.

Usando la ecuación (96) se calcula la Corrección Critical Flashover overload por efecto lluvia. [12]

$$CFO = CFO / 0.95 \quad (96)$$

Calculo Critical Flashover overload por efecto lluvia.

$$CFO = 304.15 / 0.95 \text{ (kV)}$$

$$CFO = 320.16 \text{ KV}$$

3.8.9. Distancia en aire para Sobretensiones de Maniobra.

Usando la ecuación (97) se calcula la Distancia en aire para Sobretensiones de Maniobra. [12]

$$Dsf = 8 / [(3400 * Km / CFO) - 1] \quad (97)$$

Donde:

Dsf = Distancia en aire para sobretensiones de maniobra

Km = Factor de (Gap) para sobretensiones de maniobra coeficiente de entrehierros fase torre = 1.25

Calculo de la Distancia en aire para Sobretensiones de Maniobra.

$$Dsf = 8 / [(3400 * 1.25 / 320.16) - 1] \text{ (m)}$$

$$Dsf = 0.65 \text{ m}$$

Los aisladores normalizados de 254 x 146 mm tienen un CFO, cada uno de 80 kV máximo aproximadamente. Pero el CFO no es lineal para una cadena de varios aisladores. Esta no linealidad se debe tener en cuenta mediante la utilización de un gráfico que relacione el número de aisladores de la cadena y el CFO, que tendría o se puede utilizar la siguiente relación, la cual es válida hasta una cadena de 20 aisladores normalizados. [12]

Calculo del número de la cantidad de Aislador según Standart 52-3.

$$\begin{aligned} N_{aisl} &= 6.6485 \times 10^{-6} * CFO_c^2 + 7.9192 \times 10^{-3} * CFO_c + 0.4219 \\ N_{aisl} &= ((6.6485 \times 10^{-6}) * (320.16)^2) + (7.9192 \times 10^{-3} * 320.16) + 0.4219 \\ N_{aisl} &= 3.64 \end{aligned}$$

Redondeando el parámetro se requieren 4 aisladores para cubrir las solicitudes por origen interno tipo maniobra.

3.8.10. Sobrevoltaje de origen tipo frecuencia Industrial.

Usando la ecuación (98) se calcula la Sobre voltaje de origen tipo frecuencia Industrial.

[12]

$$U_{m\acute{a}x} = K_t * (V_{m\acute{a}x} \times \sqrt{2}) / \sqrt{3} \quad (98)$$

Donde:

$U_{m\acute{a}x}$ = Máxima sobretensión esperada (kV).

K_t = Factor de sobretensión por frecuencia industrial = (1.43)

$V_{m\acute{a}x}$ = Máxima tensión de servicio (kV).

Calculo Sobrevoltaje de origen tipo frecuencia Industrial.

$$\begin{aligned} U_{m\acute{a}x} &= 1.43 * (69kV \times \sqrt{2}) / \sqrt{3} \text{ (kV)} \\ U_{m\acute{a}x} &= 80.56 \text{ (kV)} \end{aligned}$$

3.8.11. Tensión de Sostenimiento.

$$U_w = F_s * U_{m\acute{a}x}. \quad (99)$$

Donde:

F_s = factor de seguridad = 5 %

U_w = Tensión de sostenimiento

Calculo Sobrevoltaje de Tension de Sostenimiento.

$$U_w = 1.05 * 80.56$$

$$U_w = 84.59 \text{ kV.}$$

3.8.12. Corrección por condiciones Atmosféricas.

Usando la ecuación (100) se calcula la Corrección por condiciones Atmosféricas.

$$V_s = U_w / K \tag{100}$$

Donde:

Factor por lluvia: $k = 0.95$

Calculo de la corrección por condiciones Atmosféricas.

$$V_s = 84.59 / 0.95 \text{ (Kv).}$$

$$V_s = 89.04 \text{ Kv.}$$

Corrección por Probabilidad de ocurrencia para el 97% y 62 Estructuras.

3.8.13. Critical Flashover overload.

Usando la ecuación (101) se calcula el critical flashover overload.

$$\text{CFO} = V_s / (1 - N * \sigma) \tag{101}$$

Donde:

Para cadena de aisladores $N = 3.7$ $\sigma = 6 \%$

Para distancias a tierra $N = 3.7$ $\sigma = 3 \%$

Calculo de Critical Flashover overload.

$$\text{CFO} = V_s / (1 - 3.7*0.06)$$

$$\text{CFO} = 89.04 / (1 - 3.7*0.06)$$

$$\text{CFO} = 114.44 \text{ Kv.}$$

Utilizando las gráficas de Tensión crítica Vs Número de aisladores de discos standart, se requiere 6 aisladores standart ANSI 52-3 son suficientes para cubrir las solicitaciones por origen interno tipo frecuencia industrial.

3.8.14. Critical flashover overload distancia a Tierra.

Usando la ecuación (102) se calcula el critical flashover overload distancia a Tierra.

$$CFO = V_s / (1 - 3.7 * 0.03) \quad (102)$$

Calculo Critical flashover overload distancia a Tierra.

$$CFO = 89.04 / (1 - 3.7 * 0.03)$$

$$CFO = 100.15 \text{ Kv.}$$

Utilizando las curvas Tensión crítica Vs. Espaciamiento en aire para sobrevoltajes de frecuencia industrial se tiene que se necesita un espaciamiento en aire de 0.50 m en condición en seco.

3.8.15. Sobrevoltaje de origen externo tipo Rayo.

Usando la ecuación (103) se calcula el sobrevoltaje de origen extremo tipo rayo.

$$V_{10\%} = V_{50\%} (1 - N * \sigma) \quad (103)$$

Donde:

NBAI = Nivel Básico de aislamiento al impulso

$$NBAI(69kV) = 350 \text{ (Kv)}$$

Por otro lado, el nivel básico de aislamiento al impulso debido a sobretensiones de origen atmosférico, (NBAI o $V_{10\%}$).

Siendo $N = 1.3$ y $\sigma = 3 \%$, por lo que NBAI o $V_{10\%}$ es igual a $0.961 \times V_{50\%}$, donde $V_{50\%}$ es el voltaje crítico de flameo, obtenido como el 50 % de probabilidad de flameo del aislamiento eléctrico para condiciones atmosféricas normalizadas. Por lo que el voltaje crítico de flameo al impulso por rayo se obtiene como:

Calculo Sobrevoltaje de origen externo tipo Rayo.

$$V_{50\%} = 550 / 0.961$$

$$V_{50\%} = 572.32 \text{ kV}$$

3.8.16. Longitud de aislamiento.

Usando la ecuación (103) se calcula el critical flashover overload.

$$V_{50\%} = K_r * d \tag{104}$$

Donde:

K_r = Factor de Gap para sobretensiones Tipo Rayo coeficiente de entrehierros: fase-torre = 550 [7]

$d = 572.32 / 550 = 1.04 \text{ m}$, por lo que la distancia mínima requerida fase a tierra para la línea de 69 kV será de 1.04 m.

Utilizando las gráficas de Tensión crítica Vs Número de aisladores de discos standart, se tiene que 6 aisladores standart ANSI 52-3 son suficientes para cubrir las solicitudes por Origen Externo Tipo Rayo.

En resumen, del análisis de los diferentes tipos de solicitudes se tiene:

Contaminación 5 Aisladores Standart Ansi 52	3 Dist fuga = 290 mm
Maniobra 4 Aisladores Standart Ansi 52	3 Dist fuga = 290 mm
Frecuencia Industrial 6 Aisladores Standart Ansi 52	3 Dist fuga = 290 mm
Origen Atmosférico 6 Aisladores Standart Ansi 52	3 Dist fuga = 290 mm

Tabla 14: Resumen del análisis de Aislamiento.

Por lo tanto, para cubrir todas las solicitudes de aislamiento se deberán colocar 6 aisladores Standart ANSI 52-3.

Por recomendaciones de la empresa fiscalizadora CNEL EP GUAYAQUIL, se utilizarán aisladores poliméricos, para suspensiones Line Post.

Características:

Voltaje de línea:	69 (kV).
Distancia Mínima de Fuga:	2305 (mm)
Máx. Carga Cantiléver:	2412 (lb).
Longitud:	1.034 (mm)

Tabla 15: Características de aisladores Line Post.

3.8.17. Diseño de varios tipos de aislador.

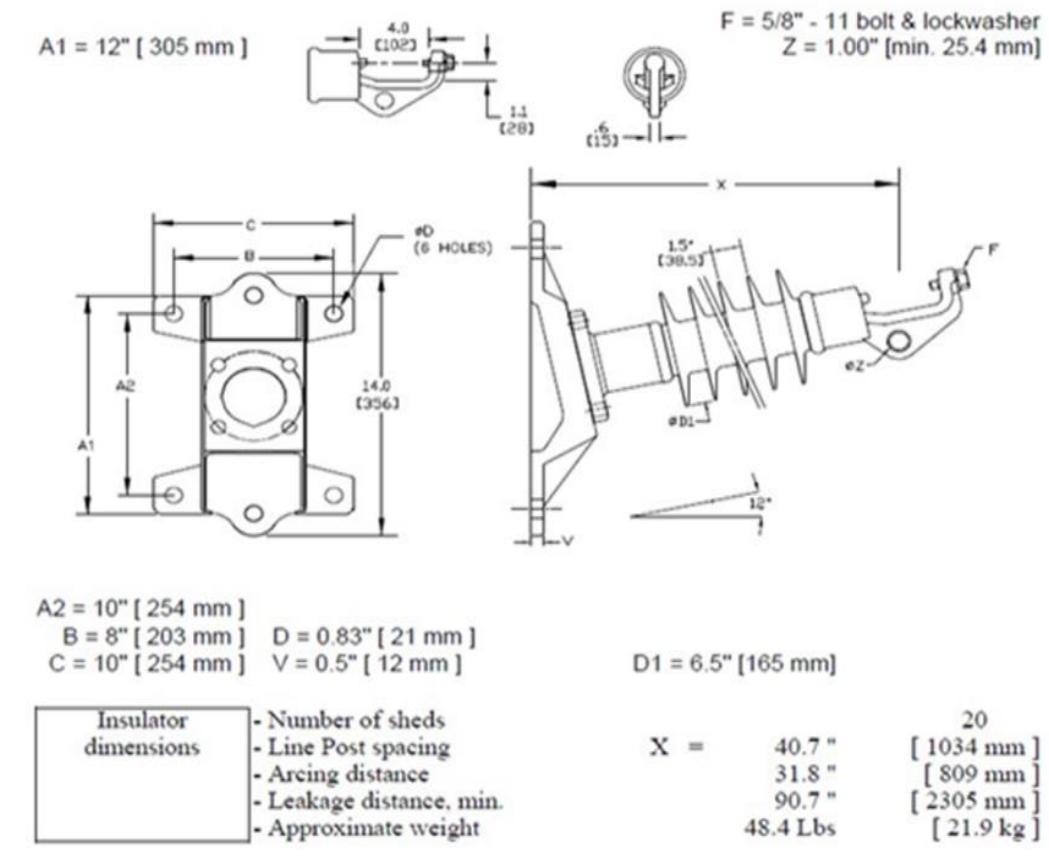


Figura 16: Aislador suspensión Line Post.

Para ángulos y retenciones se utilizarán cadenas de aisladores poliméricos tipo Y CLEVIS.

Características:

Voltaje de Línea:	69 (kV)
Mín. Distancia de Fuga:	2185 (mm)
Carga mecánica:	25000 (lb).
Longitud:	965 (mm)
Peso:	4.5 (kilos)

Tabla 16: Características de aislador Clevis.

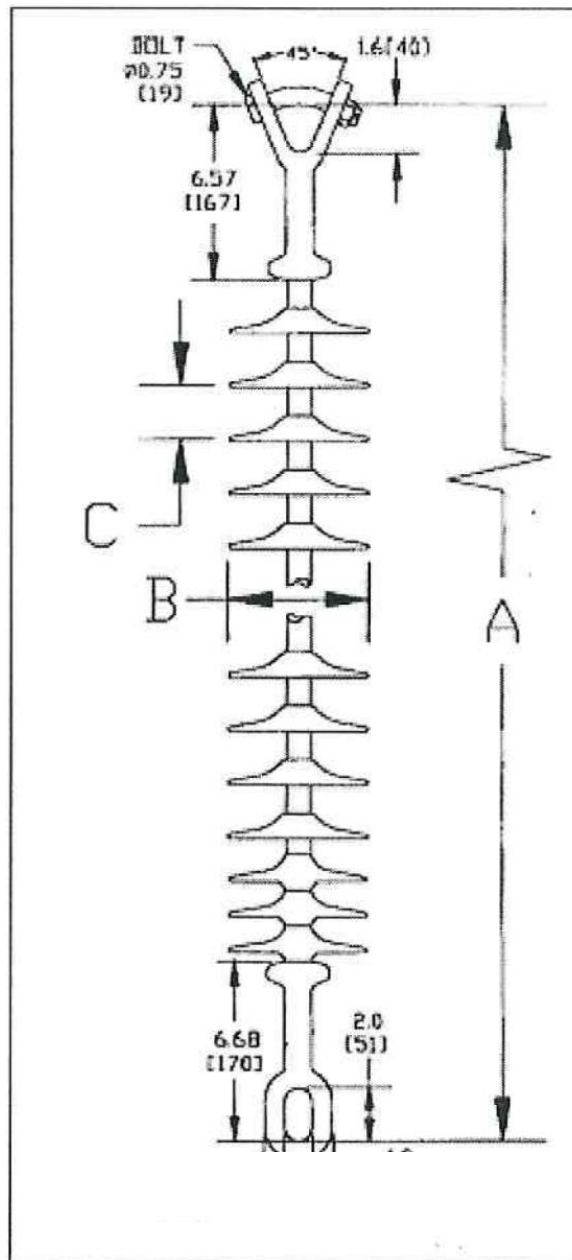


Figura 17: Aislador #2.

3.8.18. Geometría de Estructuras.

La geometría de las estructuras, están de acuerdo a las estructuras que tiene normalizada la empresa de concepción CNEL EP GUAYAQUIL, donde se desarrolla la Línea de Subtransmisión, las cuales provienen de las normas de EX – INECEL. [6]

3.9. Altura a punta de Amarre. (APA).

La Altura a Punta de amarre, depende de las distancias mínimas con respecto al suelo, dependiendo del voltaje y del tipo de terreno por donde pase la Línea. Para el caso de este diseño se ha determinado en general APAS de 14.10 m.

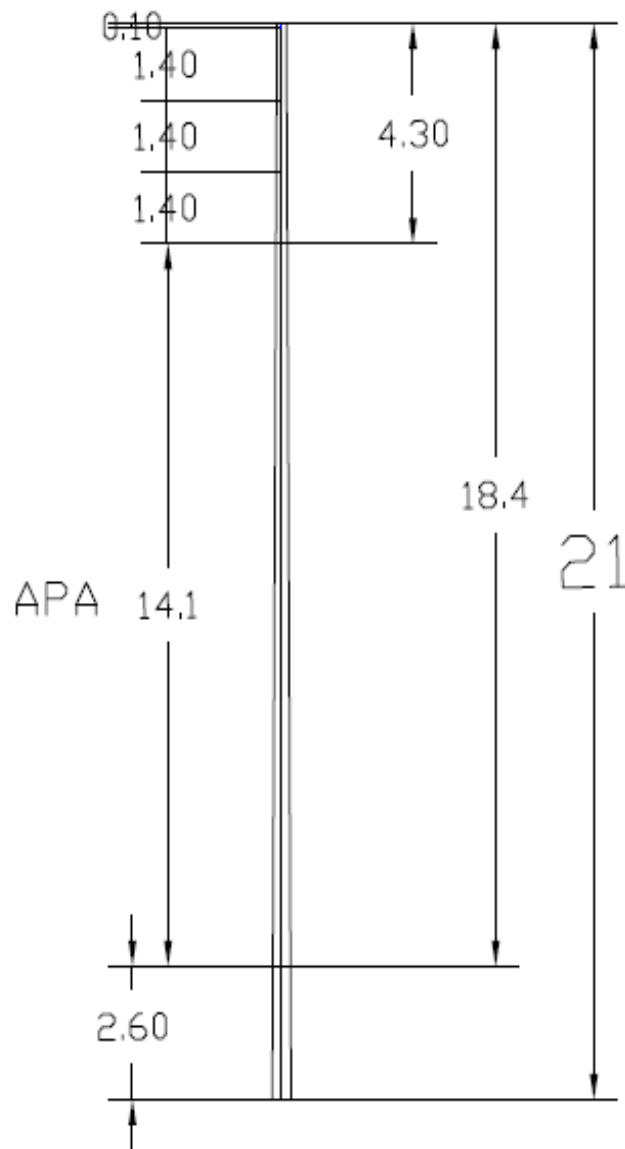


Figura 18: Detalles de Altura de amarre y enterramiento.

3.10. Distancias mínimas entre conductores.

Para el diseño de líneas de Subtransmisión se deben de considerar las distancias mínimas en medio vano, tanto para distancias horizontales como distancias verticales entre fases.

Usando la ecuación (105) se calcula la Distancias mínimas entre conductores.

$$Df = Kf \sqrt{(Fc + Lc)} + \left(\frac{V}{150}\right) \quad (105)$$

Donde:

Df = Distancia entre conductores.

Kf = 0.75 para separación vertical; 0.65 para separación horizontal.

Fc = Flecha final a 60°C S/V.

Lc = Longitud de la cadena de aisladores.

V = Voltaje Nominal.

Calculo de distancia mínima entre conductores.

$$Df = 0.75 \sqrt{(1,28 + 0.965)} + \left(\frac{69}{150}\right)$$

$$Df = 1,5 \text{ m.}$$

3.11. Distancias de los conductores con respecto al suelo.

Según la Regulación N. CONELEC – 002/10, para tensiones superiores a 22 kV, la altura básica de los conductores específica en la tabla (16) debe incrementarse 0.01m por cada kV en exceso de 22kV.

Todas las distancias que sean mayores de 50kv, deber ser basadas en la máxima tensión de operación.

Usando la ecuación (106) se calcula la Distancias mínimas entre conductores.

$$D = D. \text{ TABLA} + (0.01 * (V-22)) \quad (106)$$

Donde:

Distancia mínima de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua.		
Naturaleza de la superficie bajo de los conductores	Conductores de 0-750V.	Conductores de 750V a 22Kv..
Vías férreas.	7,5 (m)	8,1 (m)
Carreteras, calles, caminos, y otras áreas usadas para el tránsito.	5 (m)	5,6 (m)
Aceras o caminos accesibles solo a peatones.	3,8 (m)	4,4 (m)

Tabla 17: Distancia mínima de seguridad Verticales de conductores.

Calculo de la distancia de conductores con respecto al suelo.

$$D = 5.6 + (0.01 * (72 - 22))$$

$$D = 6.1 \text{ m}$$

3.12. Franja de Servidumbre.

La franja de servidumbre es un área de terreno que se ubica a lo largo del eje de la línea. [9]

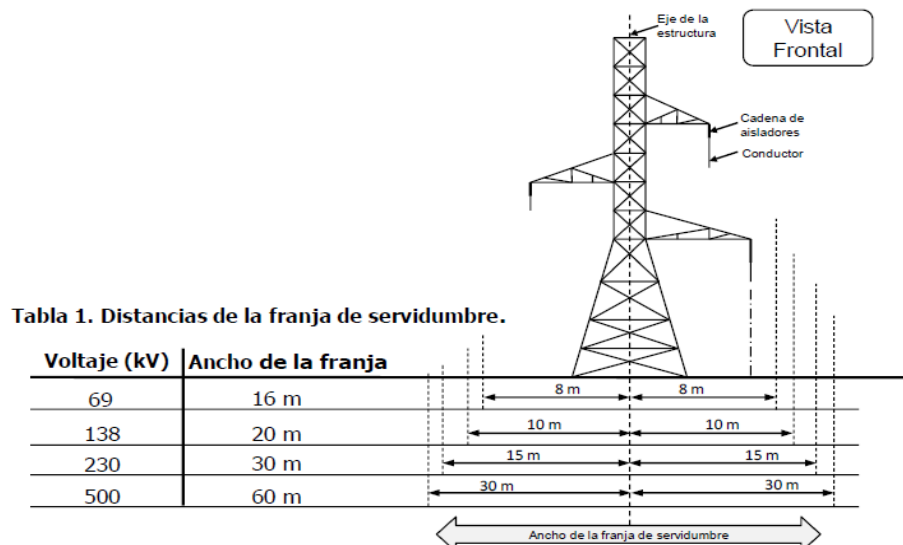


Figura 1. Ancho de las franjas de servidumbre.

Figura 19: Franja de Servidumbre.

3.13. Estructuras a utilizar.

Las estructuras que se utilizarán son para zona Urbana, tal y como se lo describe en las normas para el diseño y construcción de líneas de Subtransmisión de 69 KV del EX-INECEL, deberán ofrecer una resistencia mecánica adecuada, una separación entre conductores requeridas y la distancia de seguridad con respecto al suelo. Como ya se ha mencionado, la línea se desarrollará a un nivel menor a los 1000 msnm, lo cual nos define que la línea está en zona 1.

Estructuras que se utilizarán serán las Utilizadas por la CNEL EP – Guayaquil: Según Norma de EX-INECEL

Estructura de Suspensión	SU-1-G
Estructura Angular	AU-1-90-G
Estructura de Retención	RU-1-G
Estructura de Terminal	TU-1-G

Tabla 18: Estructuras

3.13.1. Estructuras de suspensión SU-1-G.

Estas estructuras emplean el uso de aisladores tipo poste de un solo lado del poste, para así poder alejarse de las edificaciones, sirven para la sujeción del conductor, en ellas se presentan cargas verticales por herrajes, aisladores y peso del conductor, Y cargas transversales por viento. También se detalla la fibra OPGW. Anexo [6]

3.13.2. Estructura angular AU-1-90-G.

En estas estructuras se emplea el uso de cadenas de aisladores, con la particularidad de que tiene un giro a 90° de desviación, esto es preciso para zonas urbanas. Anexo [7]

3.13.3. Estructura angular RU-1-G.

Estas estructuras soportan cargas transversales adicionales a causa del ángulo de deflexión, lo que demanda la utilización de tensores para absorber el esfuerzo angular resultante. Anexo [8]

En estas estructuras se emplea el uso de cadenas de aisladores, también sirve para retener o cortar el conductor, pero con un cierto ángulo de desviación. Anexo [8]

3.13.4. Estructura angular TU-1-G.

Estas estructuras emplean el uso de cadenas de aisladores, las cuales están fijas a una grapa tipo pistola. En tipo de estructuras es donde termina o se corta el conductor, soportan cargas longitudinales. Anexo [9]

3.13.5. Tabla de Ubicación de estructuras.

Normalmente se la llama tabla de estancamiento, donde vamos a encontrar la ubicación de los puntos y vértices que existen en la línea, tipo de estructura, longitud de poste, distancia entre estructuras, coordenadas de cada estructura y la cota o elevación. Anexo [12]

3.14. Cálculos de programas.

3.14.1. Comparación de cálculos con el programa ETAP.

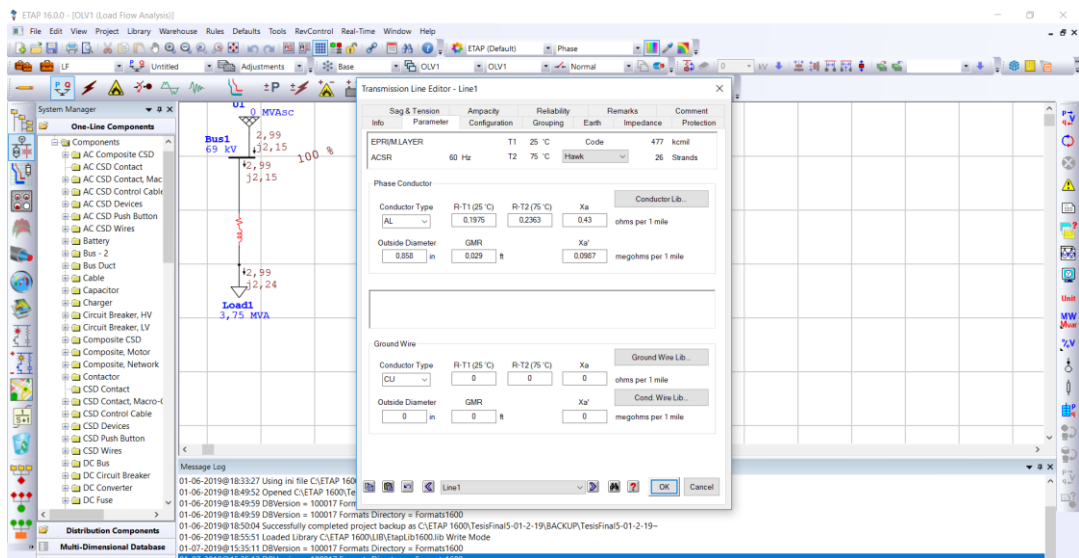


Figura 20: Cálculos con ETAP.

3.14.2. Análisis del conductor programa ETAP.

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - Line1' window. It features a table at the top with columns: Sag & Tension, Ampacity, Reliability, Remarks, and Comment. Below the table, there are input fields for 'Phase Conductor' and 'Ground Wire'. The 'Phase Conductor' section includes fields for Conductor Type (AL), R-T1 (25 °C) (0.1975), R-T2 (75 °C) (0.2363), Xa (0.43), Outside Diameter (0.858 in), GMR (0.029 ft), and Xa' (0.0987). The 'Ground Wire' section includes fields for Conductor Type (CU), R-T1 (25 °C) (0), R-T2 (75 °C) (0), Xa (0), Outside Diameter (0 in), GMR (0 ft), and Xa' (0). Buttons for 'Conductor Lib...' and 'Ground Wire Lib...' are also visible.

Figura 21: Cálculos de parámetros eléctricos.

3.14.3. Análisis de separación del conductor.

The screenshot shows the 'Transmission Line Editor - Line1' window. It features a table at the top with columns: Sag & Tension, Ampacity, Reliability, Remarks, and Comment. Below the table, there are input fields for 'Configuration Type' (Vertical, 5.796 ft), 'Phase' (Height: 60 ft, Spacing: AB: 4.6 ft, BC: 4.6 ft, CA: 9.2 ft), 'Ground Wires' (Number of Ground Wires: 0), and 'Conductors' (Transposed: unchecked, Separation: 0 inch, Conductors/phase: 1). A 'Layout' diagram shows three conductors (A, B, C) arranged vertically. Buttons for 'OK' and 'Cancel' are visible at the bottom.

Figura 22: Análisis de separación de conductores.

3.14.4. Análisis de impedancias de línea de subtransmisión.

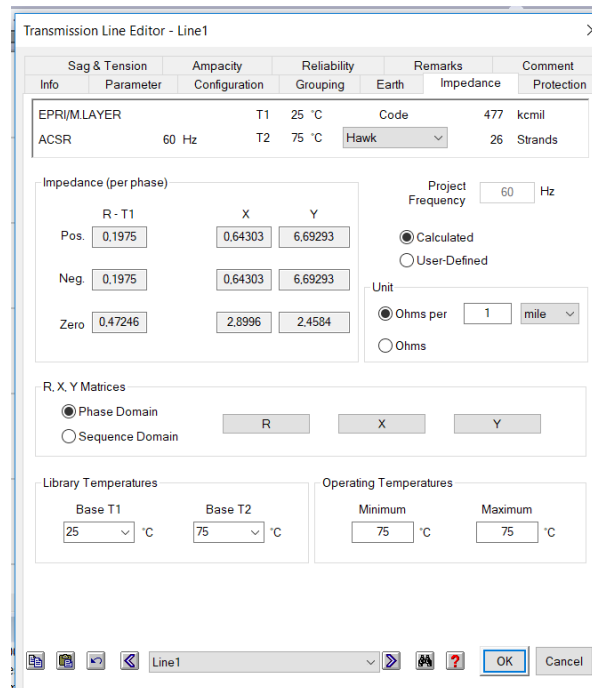


Figura 23: Análisis de impedancia de línea.

3.15. Análisis con el programa diseñado.

3.15.1. Cálculos asistidos mediante el software Matlab.



Figura 24: Portada del programa LDT.

3.15.2. Cálculos Eléctricos del programa LTD.

Figura 25: Análisis eléctricos del programa LTD.

3.15.3. Cálculos Mecánico del programa LTD.

Figura 26: Análisis Mecánicos del programa LTD.

3.15.4. Cálculos catenaria del programa LTD.

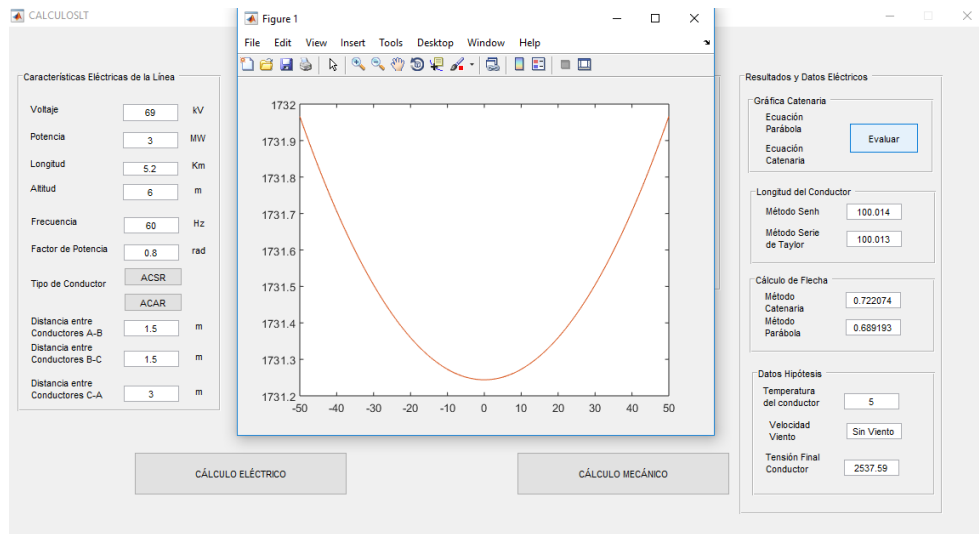


Figura 27: Análisis de la catenaria del programa LTD.

3.15.5. Cálculos Mecánicos en el programa (Calculo de tensiones Mecánicas de los Conductores).

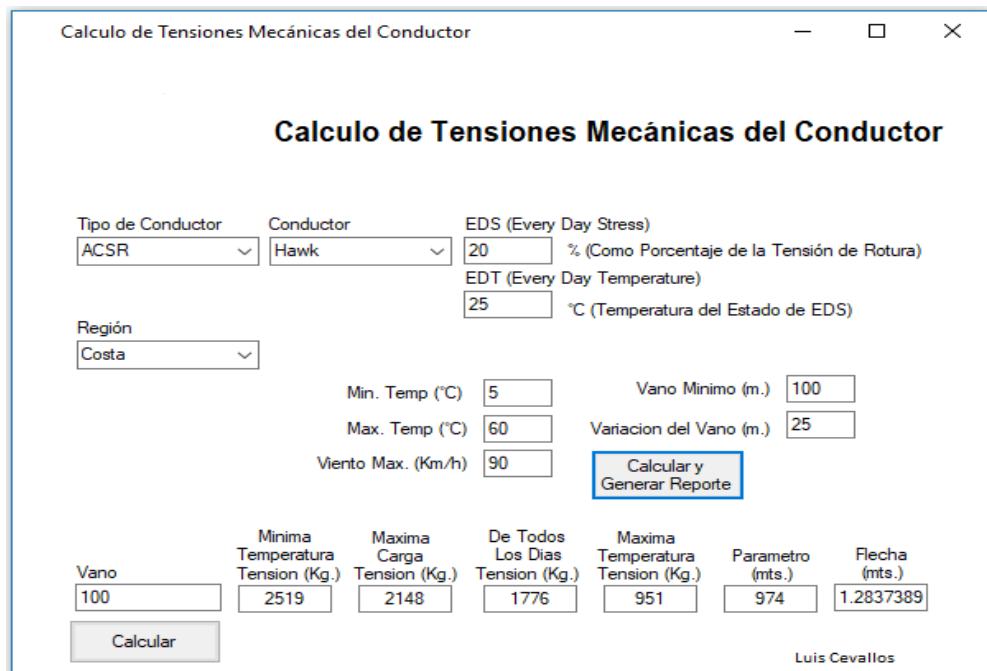


Figura 28: Calculo del programa Mecánico.

3.15.6. Tabla de Tensiones y flecha del conductor en el programa Calculo de tensiones Mecánicas de los Conductores.

Estados de Carga	Mínima Temperatura	Máxima Carga	De todos los Días	Máxima Temperatura	Zona	Costa
Temperatura	5	18	25	60	PARAMETRO	FLECHA
Velocidad del Viento (Km/h)	0	90	0	0		
Porcentaje de la Tensión de Rotura	31.00%	31.00%	20.00%	20.00%		
Tensiones Máximas (Kg)	2752.8	2752.8	1776	1776		
Vano (m.)	Tensión (Kg.)	Tensión (Kg.)	Tensión (Kg.)	Tensión (Kg.)	m.	m.
100	2519	2148	1776	951	974	1.28
125	2449	2170	1776	1057	1083	1.80
150	2375	2192	1776	1146	1174	2.40
175	2302	2211	1776	1222	1251	3.06
200	2233	2228	1776	1286	1317	3.80
225	2172	2243	1776	1342	1374	4.61
250	2119	2256	1776	1389	1422	5.49
275	2073	2267	1776	1430	1464	6.46
300	2035	2276	1776	1465	1500	7.50
325	2002	2285	1776	1496	1532	8.62
350	1975	2292	1776	1522	1559	9.82
375	1952	2298	1776	1546	1583	11.10
400	1933	2304	1776	1566	1604	12.47
425	1916	2308	1776	1584	1623	13.92
450	1902	2313	1776	1600	1639	15.44
475	1890	2316	1776	1615	1654	17.06
500	1879	2320	1776	1627	1666	18.75

Tabla 19: Tabla de Análisis del conductor.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados de los cálculos teóricos previamente obtenidos, se comparan con los resultados generados por los programas técnicos siguientes:

- DLTMAT2012 – versión 1.
- ETAP – versión 16.0.0.
- MATLAB – versión R2014a.

Para el análisis de los parámetros Mecánicos se detalla el siguiente programa:

- Programa de SEDEMI.
- Programa de CELEC EP – TRANSELECTRIC.
- MATLAB R2014a.

4.1. Comparativa de Cálculos Eléctricos.

A partir de los cálculos teóricos se obtuvieron los parámetros eléctricos de resistencia, inductancia, capacitancia, reactancia inductiva conductancia, reactancia capacitiva, corriente, impedancia, los resultados se presentan en la tabla 20, los cuales se contrastan con los generados por el programa ETAP antes descrito.

Descripción	Valores Teóricos calculados	Valor calculador mediante el software ETAP 16.0.0
Resistencia DC	0.1141 (Ω/km)	0.12275(Ω/Km)
Resistencia AC	0.119 (Ω/km)	
Inductancia	$1.756 * 10^{-3} \left(\frac{H}{mi}\right)$	$1.706 * 10^{-3} \left(\frac{H}{mi}\right)$
Reactancia Inductiva	$0.661 \left(\frac{\Omega}{mi}\right)$	$0.64303 \left(\frac{\Omega}{mi}\right)$
Capacitancia	0,0168 ($\mu f/mi$)	0,01775 ($\mu f/mi$)
Impedancia Z	0,62348 + j 2,135 (Ω)	0,63829+ j2,078(Ω)
Corriente	31,38 (A)	31,38 (A)

Tabla 20: Análisis de cálculos eléctricos.

La tabla 20, muestra que existe equivalencia entre los resultados obtenidos para la resistencia AC, inductancia, reactancia inductiva y capacitiva, impedancia Z. Mientras que la resistencia DC obtenida por el software ETAP, presenta mayor magnitud que la calculada. Esta variación esta en dependencia de la temperatura de referencia para el análisis. El software ETAP, realiza los cálculos a una temperatura de 25°C, y los cálculos teóricos fueron realizados a 20°C. Por lo que se observa que al aumentar la temperatura se incrementa la resistencia del material (aluminio/acero) del cable conductor. Este efecto es explicado mediante la ecuación del efecto de la temperatura sobre la resistencia de los materiales [1]; Corroborando la veracidad de los datos logrados.

4.2. Comparativa de cálculos Mecánicos.

Al ingresar los datos y el vano de (100m), del conductor seleccionado previamente en la herramienta informática “SEDEMI”, se determinaron las tensiones según las hipótesis planteadas y las flecha entre vanos.

Descripción	Resultados Teóricos calculados (vano 100m)	Resultados calculado software SEDEMI (vano 100m)
Tensión H1*	2519,31 (Kg-f)	2519 (Kg-f)
Tensión H2*	2020,90 (Kg-f)	2148 (Kg-f)
Tensión H3*	950.84 (Kg-f)	951 (Kg-f)
Parámetro C	973,72	974
Flecha H3*	1.28	1,28 (m)
Longitud	101(m)	101(m)

Tabla 21: Análisis de Cálculos Mecánicos.

* (H1) hipótesis de cálculo 1, (H2) hipótesis de cálculo 2, (H3) hipótesis de cálculo 3.

En la tabla 22, se muestran las tensiones ejercidas sobre el conductor entre vano y vano con respecto a la influencia de temperatura y el viento, planteadas previamente en las hipótesis. No se observa que exista diferencia significativa en los resultados obtenidos entre ambos métodos de cálculo, pero si hay diferencia entre las hipótesis planteadas. En la hipótesis 1 evaluada a 5°C sin influencia de viento presenta la mayor tensión entre vanos en comparación con la hipótesis 3 donde la tensión es menor bajo una temperatura de 60°C, sin viento. Se aprecia que la influencia de la temperatura ejerce un efecto mayor sobre la tensión que la velocidad del viento. A temperaturas bajas la

tensión del cable conductor se incrementa. Este fenómeno es explicado por incremento de las fuerzas de cohesión (atracción) entre los átomos del mismo elemento conductor, logrando la contracción del cable conductor y el aumento de la tensión entre los vanos.

La flecha es fuertemente influenciada por la temperatura, a menor temperatura se incrementa la contracción del material conductor. La flecha es menor con respecto a la horizontal imaginaria que se forma entre el punto a y punto b (vano), y a mayor temperatura la flecha aumenta con respecto al punto más bajo de la catenaria, este análisis ayuda a proveer la distancia de seguridad del cable conductor con respecto al suelo.

4.3. Elementos para la construcción.

La línea de subtransmisión hacia la planta exportadora de camarón “Songa” tiene un recorrido 5.2km donde se utilizaron 61 poste de 21 metros y 17000 metros de conductor tipo Hawk, además de 61 estructuras que se detallan a continuación:

Cantidad	Un	Descripción
61	u	POSTE DE HORMIGON DE 21M
17000	m	CABLE ACSR TIPO HAWK
8	u	ADAPTADOR "Y" HORQUILLA-OJO, RETENCION (H.G)
24	u	ADAPTADOR GRILLETE EN "V" PARA RETENCION (FASE)
24	u	ADAPTADOR BOLA-OJO PARA RET. Y SUSP. FASES (136 KN)
1	u	ADAPTADOR HORQUILLA-OJO CON "P".PASADOR (136 KN)
7	u	ADAPTADOR HORQUILLA-OJO PARA SUSPENSION (H.G)
30	u	ADAPTADOR ROTULA-OJO RET. (FASE)
6	u	ADAPTADOR Y BOLA HORQUILLA
180	u	AISLADOR DE SUSPENSION CLASE ANSI 52-3
21	u	AISLADORES DE GOMA DE SILICON LINE POST, MACLEAN POWER SYSTEM, CATALAGO NO.NPKF30XH02050
51	u	AMORTIGUADORES DE VIBRACION PARA CONDUCTOR ACAR 300 MCM
17	u	AMORTIGUADORES DE VIBRACION PARA CABLE ACERO 5/16" (H.G)
12	u	BALIZAS DE SEÑALIZACION
28	u	BLOQUE DE HORMIGON 80 X 80 X 20 CM
1840	u	CABLE DE ACERO DE 5/16"PARA CABLE DE GUARDA 5000 KG
15,6	u	CABLE DE COBRE 1,20 MTS (P/T)
28,6	u	CABLE DE COBRE 2,20 MTS (P/T)
1026	u	CABLE TENSOR ACERO GLVANIZADFO DE 1/2"
1	u	CAJA DE COMPOUND
13	u	CONECTOR Cu. PARA CABLE A VARILLA COPPERWELD
18	u	CONECTOR DE AL. R/P PARA LA CONEXIÓN DE DOS CONDUCTORES ACAR 300 MCM
2	u	CRUCETA PERFIL L 100 X100 X 8 X 3000 MM.
2	u	CRUCETA PERFIL L 100 X100 X 8 X 6000 MM.
3	u	EMPALME PARA CONDUCTOR ACAR 300 MCM
52	u	ESLABON ANGULAR PARA CABLE TENSOR DE 1/2"
30	u	GRAPA DE RETENCION PARA CONDUCTOR ACAR 300 MCM

10	u	GRAPA DE RETENCION PARA HILO DE GUARDA 5/16" 20000 LB
21	u	GRAPA DE SUSPENSION PARA AISLADOR LINE POST ACAR 300 MCM
6	u	GRAPA DE SUSPENSION PARA HILO DE GUARDA 5/16" 20000 LB.
208	u	GRAPA MORDAZA DE 3 PERNOS PARA CABLE DE 1/2"
17	u	GRILLETE CONECTOR PARA DOS CABLES DE ACERO DE 5/16" (HILO GUARDA)
13	u	GRILLETE CONECTOR PARA P/T
208	u	GUARDA CABO DE 1/2"
21	u	JUEGO DE VARILLA DE ARMAR PARA CONDUCTOR ACAR 300 MCM
6	u	JUEGO DE VARILLA DE ARMAR PARA ACERO 5/16"
13	u	LAMINA DE H.G (P/.T)
3	u	MANGUITO DE REPARACION PARA CONDUCTOR ACAR 300 MCM
9	u	PERNO OJO DE 19 MM DE D X 250 MM DE LONG.
7	u	PERNO OJO DE 19 MM DE D X 300 MM DE LONG. (3/4 X 12)
8	u	PERNO OJO DE 19 MM DE D X 360 MM DE LONG. (3/4 X 14)
8	u	PERNO OJO DE 19 MM DE D X 400 MM DE LONG. (3/4 X 16)

Tabla 22: Materiales para la construcción de la Línea.

4.4. Plano vista en planta de la línea de subtransmisión.



Figura 29: Plano de vista de planta de línea.

Recorrido de 5.2Km de la línea de subtransmisión comprendido entre la subestación Cnel. Guasmo hasta la planta exportadora de camarón “Songa” (Sociedad Nacional Galápagos), vista a través de Google maps. En el anexo 15, se encuentran los planos del recorrido de la línea a detalle.

CONCLUSIONES.

Se construyó una línea de subtransmisión entre la subestación CNEL Agencia Guasmo Norte y la planta exportadora SONGA, la cual tienen una longitud de 5.2Km, con un cable conductor tipo HAWK, estructurado de Aluminio/Acero (26:7), con una capacidad de conducción 659A, con una corriente de consumo de 31.38A, y con cable de guarda tipo OPGW.

La hipótesis de cálculo permite conocer cuál es el comportamiento de la línea en las diversas condiciones atmosféricas que alteran sus características como las tensiones y las flechas, las mismas que aumentan en forma directamente proporcional a la temperatura ambiente llegando a los valores límites en condiciones de máxima temperatura, con los que se calculó las distancias mínimas de seguridad.

Dependiendo de las condiciones atmosféricas y la zona de construcción de la línea, el viento ejerce una carga importante sobre el conductor mismo que se ve reflejada como un aumento del peso, en ocasiones podría sobrepasar la tensión máxima de rotura que soporta el cable.

Los resultados de los cálculos eléctricos manualmente se correlacionan con los calculados por los programas con un error del 2% máximo.

RECOMENDACIONES.

Se debe trabajar con datos georreferenciados para evitar errores en los cálculos previos de longitudes de vanos.

Las condiciones iniciales son el punto de partida para el cálculo mecánico del conductor por lo que para efectos de cálculo se debe contar con datos estadísticos del ambiente de la zona en la que se ubicara dicho proyecto.

Se debe considerar para motivos de contrastación de datos realizar los cálculos en software de simulación y con ello hacer las correcciones pertinentes para tener datos más exactos.

Para la selección de las estructuras se debe considerar la zona donde se va a realizar el proyecto sea esta zona urbana o zona rural.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.

- [1] S. Ramirez , Redes de distribución de Energía, bogota: Centro de publicaciones Universidad Nacional de Colombia, 2004.
- [2] Kothari, Sistemas electricos de potencia, Mexico: McGraw-Hill, 2008.
- [3] L. M. Checa, Lineas de Transporte de Energia, Barcelona: Boixareu, 1988.
- [4] I. J. B. Rios, Aspectos mecanicos y Conductore, Lima: s/n, 2001.
- [5] F. G. V. J. M. M. A. G. S. Pascual Simon Comin, Calculos y Diseño de lineas electricas de alta tension, España Madrid: Garceta, 2008.
- [6] INECEL, Normativa de diseño para lineas de 138Kv, Quito: Colegio de Ingenieros Electricos de pichincha, 1986.
- [7] U. D. o. a. r. u. s. e. s. division, Design manual for High Voltage Transmission Lines, Washington, DC, 2015.
- [8] C. F. Electricidad, Diseño de lineas aereas de 69kVa 138kV., Mexico, 2013.
- [9] S. Electrificaciones del Ecuador, Poste Hormihgon Armado, Ecuador-Quito, 2002.
- [10] G. E. Harper, Tecnicas Computacionales en sistemas electricos de potencia, Mexico : Limusa, 1999.
- [11] C. C. f. d. electricidad, CFE LO-41guia de aplicacion de la especificacion de coordinacion de aislamiento, Mexico, 1995.
- [12] C. C. F. d. Electricidad, CFE-Loooo-06 de coodinacion de aislamiento, Mexico, 1991.
- [13] I. E. Commission, Norma IEC 60815, Suisa Ginebra, 2008.
- [14] C. S. C. d. o. e. d. s. i. nacional, Elaboracion del anteproyecto lineas de 220kV Machupicchu Quencordonocora tintaya y ampliacion de subestaciones - volumen 1, Peru-Lima, 2010.
- [15] F. I. C. Martinez, Diseño del aislamiento de lineas de transmicion, Region Posa Rica - Tuxpan, 2009.
- [16] W. S. John Grainger, Analisis de sistemas de potencia, Mexico: McGraw-Hill, 2001.

- [17] I. C. e. internacional, IEC 60071-1 coordinacion de aislamiento parte 1 definiciones principios y reglas, Suiza, 1993.
- [18] C. T. c. 2. t. y. d. d. energia., UNE EN IEC 60071-2 Coordinacion de aislamiento parte 2 guia de aplicacion., Madrid : Aenor internacional S.A.U., 2011.
- [19] C. t. C. 2. t. y. d. d. e. electrica., UNE-EN 60507 ensayos de contaminacion artificial de aisladores de ceramica y vidrio para alta tension destinados a redes de corriente alterna., España-Madrid : Aenor internacional S.A.U., 2014.
- [20] C. t. c. 2. t. y. d. d. e. electrica., UNE en 61466-2 /A2 Elementos de la cadena de aisladores compuestos para lineas areas de tension nominal superiores a 1kV., España - Madrid: Aenor internacional S.A.U., 2018.
- [21] Arconel, Resolucion Nro. Arconel -018/18 - Franjas de servidumbre en lineas del servicio de energia electrica y distancias de seguridad entre las redes electricas y edificaciones., Quito, 20018.
- [22] Kundar, Power System Stability and Control, New York : McGraw- Hill, 1994.
- [23] A. Fouada, Power system and control, New York, 2003.
- [24] t. A. Association, Aluminim Electrical COnductor Handbook, Usa Washington: Third Edition, 1989.

ANEXOS

Anexo 1

Estructura mecánica del Conductores ACSR.

ACSR
ACSR

Nombre clave	Calibre	N° hilos		Diámetro de cada hilo				Diámetro núcleo de acero		Diámetro exterior		Área sección de Aluminio	
		Aluminio	Acero	Aluminio		Acero							
Code word	Size	N° of wire		Nominal wire diameter				Steel core diameter		Overall cable diameter		Aluminum cross section	
		AWG or kcmil	Aluminum	Steel	Aluminum		Steel		mm	in	mm	in	mm²
mm	mils				mm	mils							
Ibis	397,5	26	7	3,14	123,6	2,44	96,1	7,32	0,288	19,9	0,783	201,2	397,5
Lark	397,5	30	7	2,92	115,1	2,92	115,1	8,77	0,345	20,5	0,806	201,4	397,5
Pelican	477	18	1	4,14	162,8	4,14	162,8	4,14	0,163	20,7	0,814	241,7	477
Flicker	477	24	7	3,58	141,0	2,39	94,0	7,16	0,282	21,5	0,846	241,7	477
Hawk	477	26	7	3,44	135,4	2,68	105,3	8,03	0,316	21,8	0,858	241,5	477
Han	477	30	7	3,20	126,1	3,20	126,1	9,61	0,378	22,4	0,883	241,7	477
Heron	500	30	7	3,28	129,1	3,28	129,1	9,84	0,387	23,0	0,904	253,5	500
Osprey	556,5	18	1	4,47	175,8	4,47	175,8	4,47	0,175	22,3	0,879	281,8	556,5
Parakeet	556,5	24	7	3,87	152,3	2,58	101,5	7,73	0,304	23,2	0,914	282	556,5
Dove	556,5	26	7	3,72	146,3	2,89	113,8	8,67	0,341	23,5	0,927	282	556,5
Eagle	556,5	30	7	3,46	136,2	3,46	136,2	10,4	0,409	24,2	0,953	281,9	556,5
Peacock	605	24	7	4,03	158,8	2,69	105,9	8,07	0,318	24,2	0,953	306,7	605
Squab	605	26	7	3,87	152,5	3,01	118,6	9,04	0,356	24,5	0,966	306,5	605
Woodduck	605	30	7	3,61	142,0	3,61	142,0	10,8	0,426	25,3	0,994	306,6	605
Teal	605	30	19	3,61	142,0	2,16	85,2	10,82	0,426	25,3	0,994	306,6	605
Duck	605	54	7	2,69	105,9	2,69	105,9	8,07	0,318	24,2	0,953	306,9	605
Kingbird	636	18	1	4,78	188,0	4,78	188,2	4,78	0,188	23,9	0,94	322,3	636
Flock	636	24	7	4,14	162,8	2,76	108,5	8,27	0,326	24,8	0,977	322,3	636
Grosbeak	636	26	7	3,97	156,4	3,09	121,6	9,27	0,365	25,2	0,991	322,3	636
Scoter	636	30	7	3,70	145,6	3,70	145,6	11,1	0,437	25,9	1,019	322,2	636
Egret	636	30	19	3,70	145,6	2,22	87,4	11,1	0,437	25,9	1,019	322,2	636
Swift	636	36	1	3,38	132,9	3,38	132,9	3,38	0,133	23,6	0,93	322,3	636
Goose	636	54	7	2,76	108,5	2,76	108,7	8,28	0,326	24,8	0,977	322,1	636
Flamingo	666,6	24	7	4,23	166,7	2,82	111,1	8,47	0,333	33,9	1,333	337,8	666,6
Gannet	666,6	26	7	4,07	160,1	3,16	124,5	9,49	0,373	25,8	1,014	337,8	666,6
Gull	666,6	54	7	2,82	111,0	2,82	111,0	8,46	0,333	25,4	0,999	337,3	666,6
Stilt	715,5	24	7	4,39	172,7	2,92	115,1	8,77	0,345	26,3	1,036	362,6	715,5
Starling	715,5	26	7	4,21	165,9	3,28	129	9,83	0,387	26,7	1,051	362,6	715,5
Fledwing	715,5	30	19	3,92	154,4	2,35	92,6	11,8	0,463	27,5	1,081	362,4	715,5
Crow	715,5	54	7	2,92	115	2,92	115,0	8,8	0,345	26,3	1,035	361,6	713,7
Cuckoo	795	24	7	4,62	182	3,08	121,3	9,2	0,364	27,7	1,092	402,9	795
Drake	795	26	7	4,44	174,9	3,45	136,0	10,4	0,408	28,1	1,107	402,9	795,2
Coot	795	36	1	3,77	148,6	3,77	148,6	3,8	0,149	26,4	1,04	402,7	794,8
Tern	795	45	7	3,38	132,9	2,25	88,6	6,8	0,266	27,0	1,063	402,8	795
Condor	795	54	7	3,08	121,3	3,08	121,3	9,2	0,364	27,7	1,092	402,6	794,5
Mallard	795	30	19	4,14	162,8	2,48	97,7	12,4	0,489	29,0	1,14	402,9	795,1

Anexo 1: Características mecánica de Conductores ACSR.

Anexo 2.

Estructura Eléctrica del Conductores ACSR.

ACSR
ACSR

Nombre clave	Masa nominal						Esfuerzo mínimo de c/ hilo de acero al 1% de extensión		Carga a la rotura del cable ACSR		Resistencia nominal c.c. a 20°C		Capacidad de corriente
	Aluminio		Acero		Total								
Code word	Total mass						Stress at 1% extension of each steel wire		Rated strength ACSR		Nominal d.c. resistance at 20 °C		Ampacity
	Aluminum		Steel		Total		Mínimo MPa	Minimum ksi	kgf	kips	Ω/km	Ω/kft	
	kg/km	lb/kft	kg/km	lb/kft	kg/km	lb/kft							
Ibis	557,9	374,9	256,0	172	812,6	546,0	1275	185	7394	16,3	0,1435	0,0437	587
Lark	559,9	375,2	372,9	250,5	925,3	621,8	1275	185	9208	20,3	0,1437	0,0438	595
Pelican	666,9	448,1	105,0	70,6	769,8	517,3	1172	170	5352	11,8	0,1189	0,0362	646
Flicker	670,2	450,3	245,0	164,6	913,6	613,9	1275	185	7802	17,2	0,120	0,0364	655
Hawk	669,6	449,9	307,3	206,5	977	656,4	1275	185	8960	19,5	0,1196	0,0364	659
Han	671,9	451,5	440,6	296	1112	747,5	1241	180	10804	23,8	0,1197	0,0365	667
Heron	704,5	473,4	462,0	310,4	1167	783,9	1241	180	11330	25,0	0,1142	0,0348	687
Osprey	777,6	522,5	121,8	81,86	899	604,4	1172	170	6220	13,7	0,102	0,0311	711
Parakeet	781,9	525,4	285,4	191,8	1067	717,2	1275	185	8988	19,8	0,1024	0,0312	721
Dove	781,8	525,3	358,9	241,2	1141	766,5	1275	185	10255	22,6	0,1024	0,0312	726
Eagle	783,5	525,5	513,8	345,3	1297	871,8	1241	180	12600	27,8	0,1027	0,0313	734
Peacock	850,5	571,5	310,7	208,8	1161	780,3	1275	185	9781	21,6	0,094	0,0287	760
Squab	849,7	571	389,6	261,8	1239	832,8	1275	185	11037	24,3	0,094	0,0287	765
Woodduck	852	572,5	558,7	375,4	1411	948,0	1172	170	13118	28,9	0,094	0,0288	774
Teal	852	572,5	546,9	367,5	1399	940,0	1310	190	13592	30,0	0,094	0,0288	773
Duck	850,9	571,8	310,7	208,8	1162	780,6	1275	185	10073	22,2	0,094	0,0287	751
Kingbird	889,4	597,6	139,6	93,81	1029	691,4	1172	170	7117	15,7	0,089	0,0272	774
Flock	893,6	600,5	326,2	219,2	1220	819,6	1275	185	10272	22,6	0,090	0,0273	784
Grosbeak	893,7	600,5	409,8	275,3	1303	875,9	1241	180	11432	25,2	0,090	0,0273	789
Scoter	895,6	601,8	587,3	394,6	1483	996,4	1172	170	13789	30,4	0,090	0,0274	798
Egret	895,6	601,8	575,6	386,8	1471	988,6	1310	190	14299	31,5	0,090	0,0274	798
Swift	889,1	597,5	69,6	46,8	959	644,3	1241	180	6242	13,8	0,089	0,0272	760
Goose	893,2	600,2	327,1	219,8	1220	820,0	1275	185	10588	23,3	0,090	0,0273	775
Flamingo	936,5	629,3	342	229,8	1278	859,1	1275	185	10767	23,7	0,085	0,0261	808
Gannet	936,5	629,3	429,4	288,5	1366	917,8	1241	180	11979	26,4	0,085	0,0261	813
Gull	935,1	628,4	341,5	229,5	1277	857,8	1275	185	10962	24,2	0,086	0,0261	796
Stilt	1005	675,6	367,2	246,7	1373	922,3	1275	185	11560	25,5	0,08	0,0243	844
Starling	1005	675,6	461,2	309,9	1467	985,5	1241	180	12863	28,4	0,08	0,0243	849
Redwing	1007	675,9	546,1	434,1	1653	1111	1275	185	15673	34,6	0,080	0,0243	859
Crow	1003	673,7	366,2	246	1369	919,8	1275	185	11753	25,9	0,080	0,0243	832
Cuckoo	1117	750,6	407,6	273,9	1525	1024	1241	180	12662	27,9	0,072	0,0218	901
Drake	1117	750,7	512,3	344,3	1629	1095	1241	180	14292	31,5	0,072	0,0218	907
Coot	1111	746,6	87,0	58,48	1198	805,1	1172	170	7596	16,7	0,071	0,0217	872
Turn	1117	750,5	217,4	146,1	1334	896,6	1310	190	10012	22,1	0,072	0,0218	879
Condor	1116	750,1	407,6	273,9	1524	1024	1241	180	12780	28,2	0,072	0,0219	889
Mallard	1120	752,4	719,5	483,5	1839	1236	1275	185	17442	38,5	0,072	0,0219	917

Anexo 2: Características eléctrica de conductores ACSR (Ω/Km).

Anexo 3.

Resistividad de materiales 1.

	Resistividad a 20°C ohm-m	Coefficiente de temperatura para la resis- tividad, * α , por C°	Densidad g/cm ³	Punto de fusión, °C
Aluminio	2.8×10^{-8}	3.9×10^{-3}	2.7	659
Cobre	1.7×10^{-8}	3.9×10^{-3}	8.9	1 080
Carbono (amorfo)	3.5×10^{-5}	-5×10^{-4}	1.9	3 500
Hierro	1.0×10^{-7}	5.0×10^{-3}	7.8	1 530
Manganina	4.4×10^{-7}	1×10^{-5}	8.4	910
Níquel	7.8×10^{-8}	6×10^{-3}	8.9	1 450
Plata	1.6×10^{-8}	3.8×10^{-3}	10.5	960
Acero	1.8×10^{-7}	3×10^{-3}	7.7	1 510
Wolframio (tungsteno)	5.6×10^{-8}	4.5×10^{-3}	19	3 400

* Esta cantidad, definida por la expresión

$$\alpha = \frac{1}{\rho} \frac{d\rho}{dT}$$

es la fracción que cambia la resistividad ($d\rho/\rho$) por unidad de cambio de temperatura. Varía con la temperatura, los valores que aquí se consignan son para 20°C. Para el cobre ($\alpha = 3.9 \times 10^{-3}/C^\circ$) la resistividad aumenta en 0.39×100 para un aumento de temperatura de 1 C° cerca de 20°C. Nótese que α para el carbón es negativa, o sea, que la resistividad disminuye al aumentar la temperatura.

Anexo 3: Resistividad de Materiales (1).

Anexo 4.

Resistividad de materiales 2.

Alloy	Volume Conductivity percent IACS	Volume Resistivity			Weight Resistivity Ohms-lb per mile ²
		Ohm-cmil per ft	Ohm-mm ² per m	Ohms-in ² per 1000 ft	
1350-H19	61.2	16.946	0.02817	0.013310	435.13
6201-T81	52.5	19.754	0.03284	0.015515	507.24
Alumoweld	20.33	51.01	0.08481	0.04007	3191.2
Steel	8.0	129.64	0.21552	0.10182	9574.0
HD Copper	97.0	10.692	0.01777	0.0083974	902.27

Anexo 4: Resistividad de materiales (2).

Anexo 5.

Características eléctricas de los conductores de aluminios ASCR.

Tipo	Area de aluminio, c mil	Trensado Al/St	Capas de aluminio	Diámetro exterior, pul	Resistencia			GMR D_s , ft	Reactancia por conductor 1 pie de separación, 60 Hz	
					Dc, 20°C, $\Omega/1,000$ pie	Ac, 60 Hz			Inductiva X_g , Ω/mi	Capacitiva X'_g , $M\Omega\text{-mi}$
						20°C, Ω/mi	50°C, Ω/mi			
Waxwing	266,800	18/1	2	0.609	0.0646	0.3488	0.3831	0.0198	0.476	0.1090
Partridge	266,800	26/7	2	0.642	0.0640	0.3452	0.3792	0.0217	0.465	0.1074
Ostrich	300,000	26/7	2	0.680	0.0589	0.3070	0.3372	0.0229	0.458	0.1057
Merlin	336,400	18/1	2	0.684	0.0512	0.2767	0.3037	0.0222	0.462	0.1055
Linnet	336,400	26/7	2	0.721	0.0507	0.2737	0.3006	0.0243	0.451	0.1040
Oriole	336,400	30/7	2	0.741	0.0504	0.2719	0.2987	0.0255	0.445	0.1032
Chickadee	397,500	18/1	2	0.743	0.0433	0.2342	0.2572	0.0241	0.452	0.1031
Ibis	397,500	26/7	2	0.783	0.0430	0.2323	0.2551	0.0264	0.441	0.1015
Pelican	477,000	18/1	2	0.814	0.0361	0.1957	0.2148	0.0264	0.441	0.1004
Flicker	477,000	24/7	2	0.846	0.0359	0.1943	0.2134	0.0284	0.432	0.0992
Hawk	477,000	26/7	2	0.858	0.0357	0.1931	0.2120	0.0289	0.430	0.0988
Hen	477,000	30/7	2	0.883	0.0355	0.1919	0.2107	0.0304	0.424	0.0980
Osprey	556,500	18/1	2	0.879	0.0309	0.1679	0.1843	0.0284	0.432	0.0981
Parakeet	556,500	24/7	2	0.914	0.0308	0.1669	0.1832	0.0306	0.423	0.0969
Dove	556,500	26/7	2	0.927	0.0307	0.1663	0.1826	0.0314	0.420	0.0965
Rook	636,000	24/7	2	0.977	0.0269	0.1461	0.1603	0.0327	0.415	0.0950
Grosbeak	636,000	26/7	2	0.990	0.0268	0.1454	0.1596	0.0335	0.412	0.0946
Drake	795,000	26/7	2	1.108	0.0215	0.1172	0.1284	0.0373	0.399	0.0912
Tern	795,000	45/7	3	1.063	0.0217	0.1188	0.1302	0.0352	0.406	0.0925
Rail	954,000	45/7	3	1.165	0.0181	0.0997	0.1092	0.0386	0.395	0.0897
Cardinal	954,000	54/7	3	1.196	0.0180	0.0988	0.1082	0.0402	0.390	0.0890
Ortolan	1,033,500	45/7	3	1.213	0.0167	0.0924	0.1011	0.0402	0.390	0.0885
Bluejay	1,113,000	45/7	3	1.259	0.0155	0.0861	0.0941	0.0415	0.386	0.0874
Finch	1,113,000	54/19	3	1.293	0.0155	0.0856	0.0937	0.0436	0.380	0.0866
Bittern	1,272,000	45/7	3	1.345	0.0136	0.0762	0.0832	0.0444	0.378	0.0855
Pheasant	1,272,000	54/19	3	1.382	0.0135	0.0751	0.0821	0.0466	0.372	0.0847
Bobolink	1,431,000	45/7	3	1.427	0.0121	0.0684	0.0746	0.0470	0.371	0.0837
Plover	1,431,000	54/19	3	1.465	0.0120	0.0673	0.0735	0.0494	0.365	0.0829
Lapwing	1,590,000	45/7	3	1.502	0.0109	0.0623	0.0678	0.0498	0.364	0.0822
Falcon	1,590,000	54/19	3	1.545	0.0108	0.0612	0.0667	0.0523	0.358	0.0814
Bluebird	2,156,000	84/19	4	1.762	0.0080	0.0476	0.0515	0.0586	0.344	0.0776

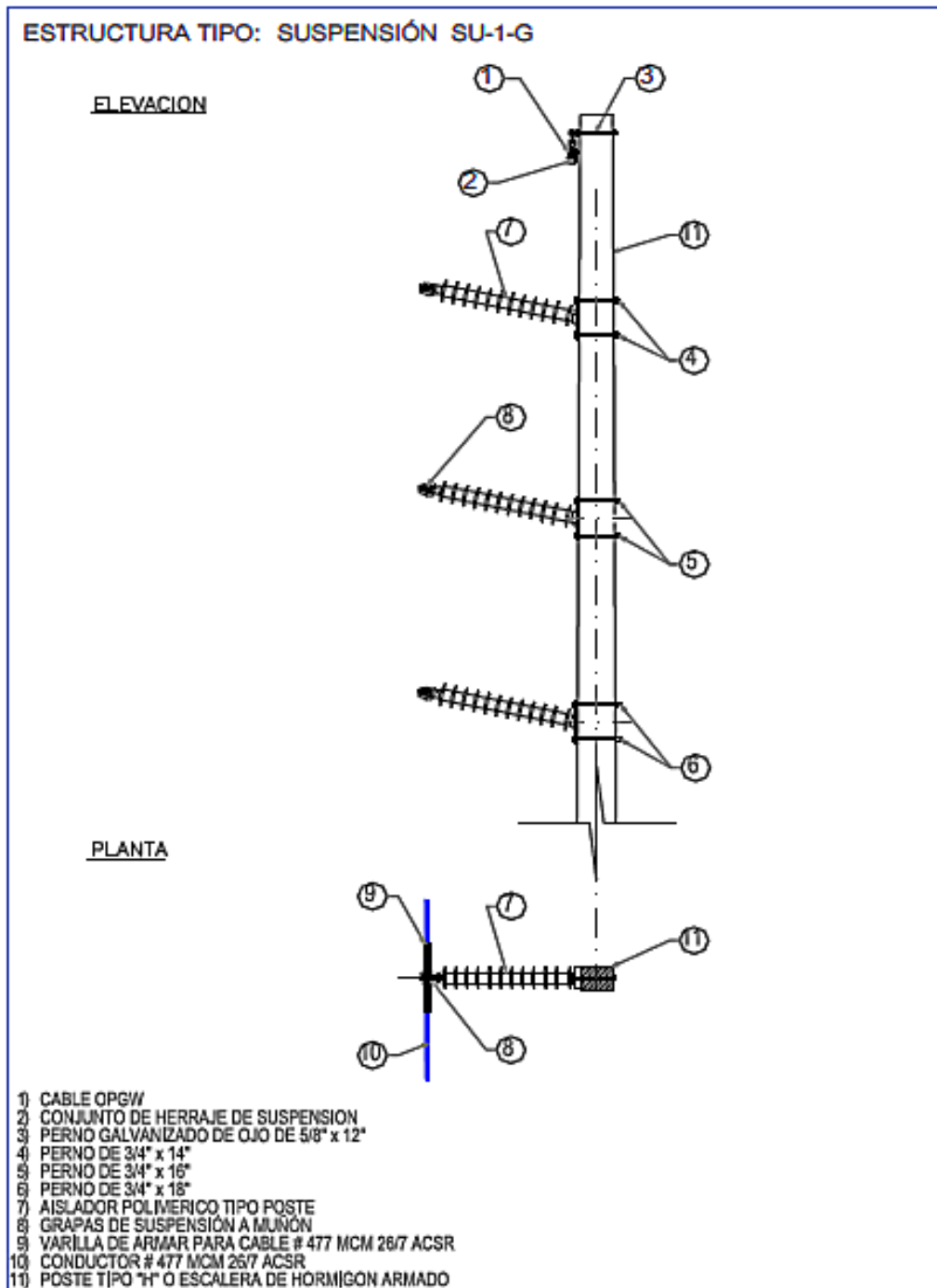
† La mayoría usa tamaños de multicapas.

‡ Reproducidas de "Aluminum Electrical Conductor Handbook", con autorización de Aluminum Association, New York, Septiembre 1971.

Anexo 5: Características eléctricas de conductores ASCR (Ω/mi).

Anexo 6.

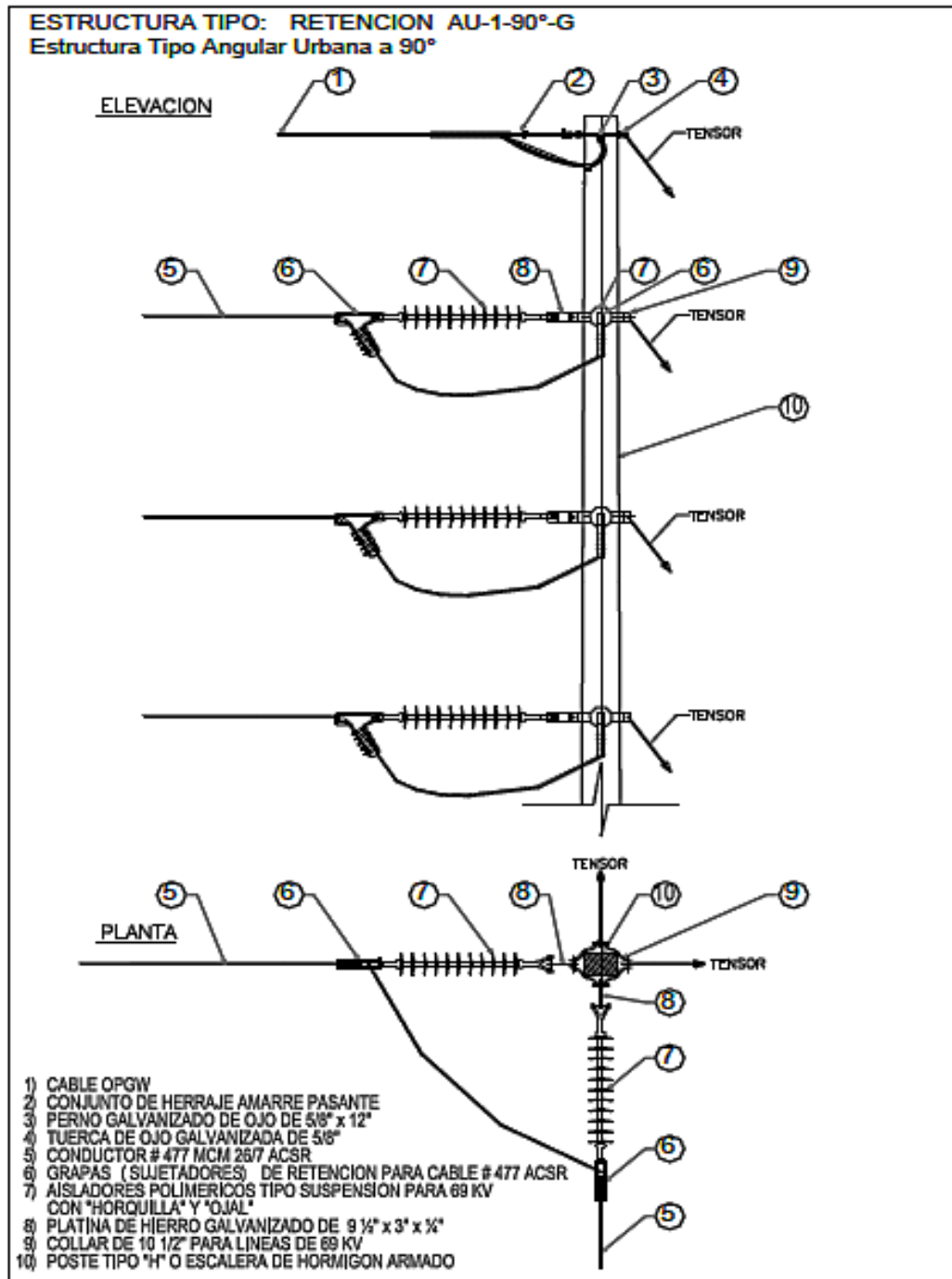
Estructura tipo SU-1-G



Anexo 6: Estructura tipo SU-1-G.

Anexo 7.

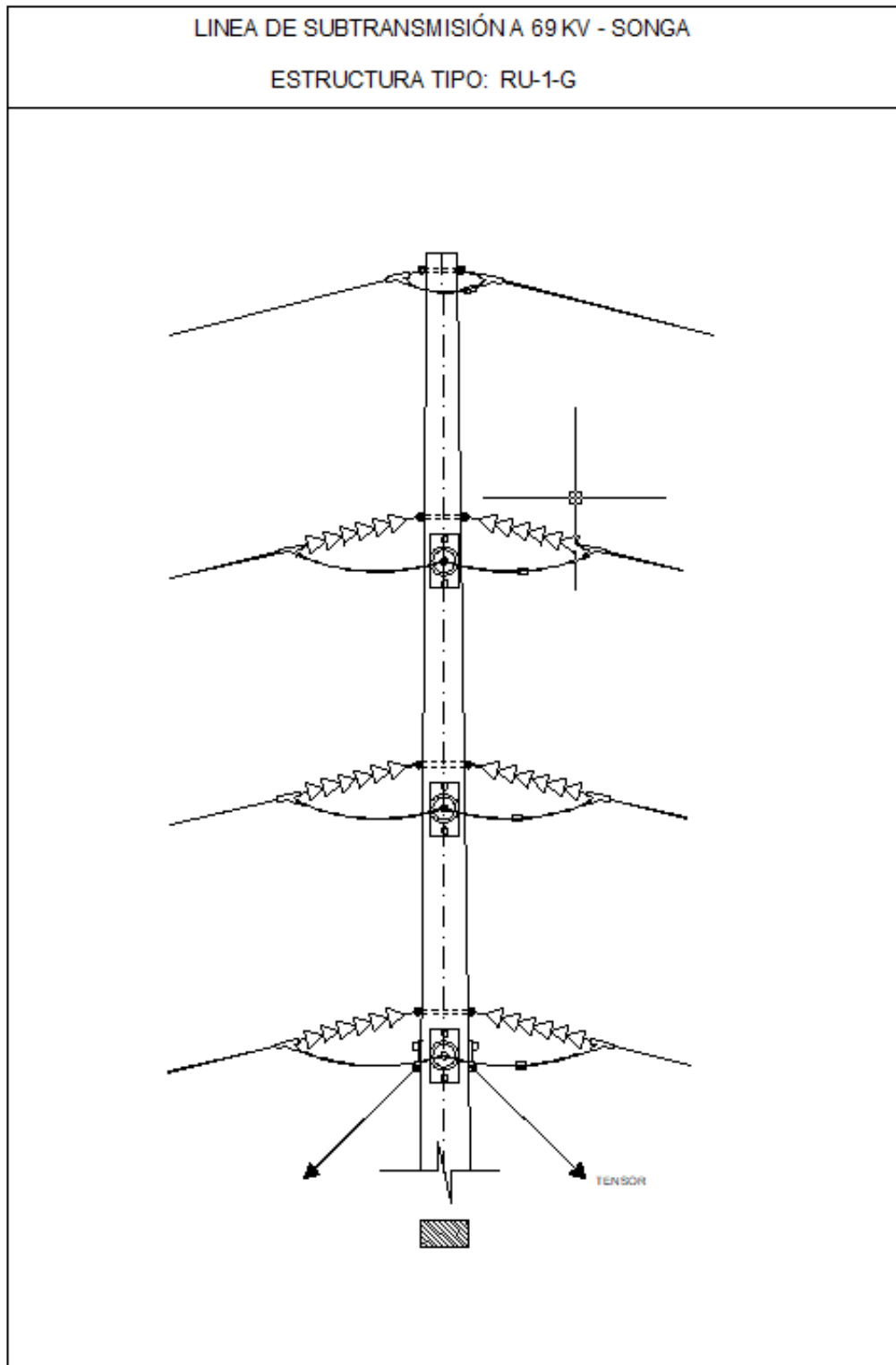
Estructura tipo AU-1-90



Anexo 7: Estructura tipo AU-1-90-G.

Anexo 8.

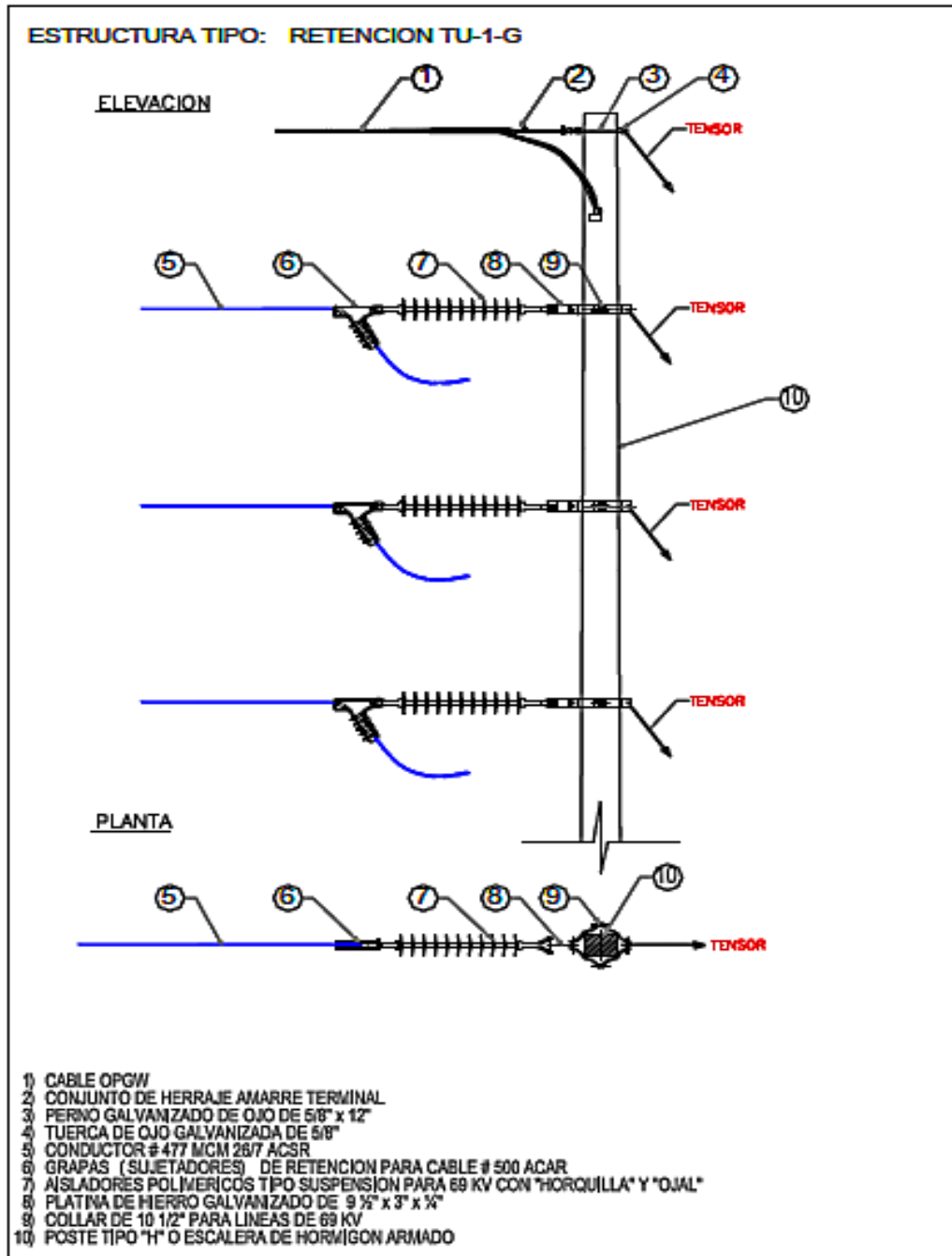
Estructura tipo RU-1-G



Anexo 8: Estructura tipo RU-1-G.

Anexo 9.

Estructura tipo TU-1-G.



Anexo 9: Estructura tipo TU-1-G.

Anexo 10.

Valores de resistencia del suelo evaluados (1).

# POSTE	Resistividad ($\Omega \cdot m$) ρ	Longitud de varilla (m)	Radio de la varilla	(Π)	2L/a	ln(2L/a)	ln(2L/a) - 1	R/T
V1-P1	59	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	14.88
P2	58	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	14.63
P3	58.5	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	14.76
P4	45	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	11.35
P5	52.2	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	13.17
P6	36	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.08
P7	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
P8	31	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.82
V2-P9	70	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	17.66
V3-P10	65	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	16.40
V4-P11	52	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	13.12
V5-P12	57	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	14.38
P13	45.4	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	11.45
V6-P14	33	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.32
P15	39	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.84
V7-P16	40.22	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.14
V8-P17	57	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	14.38
P18	59	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	14.88
P19	52	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	13.12
V9-P20	48	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	12.11
P21	32	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.07
V10-P22	36	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.08
P23	35.7	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.00
P24	39	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.84

Anexo 10: Valores de resistencia del suelo evaluados (1).

Valores de resistencia de suelo Evaluados (2).

# POSTE	Resistividad (Ω - m) ρ	Longitud de varilla (m)	Radio de la varilla	(Π)	2L/a	ln(2L/a)	ln(2L/a) - 1	R/T
P25	41	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.34
P26	46	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	11.60
P27	51.2	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	12.91
V11-P28	40.4	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.19
P29	38	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.58
P30	39	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.84
V12-P31	33	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.32
V13-P32	37	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.33
P33	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
P34	40	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.09
V14-P35	39.2	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.89
P36	38.4	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.69
P37	30	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.57
P38	42	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.59
V15-P39	43	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.85
V16-P40	38	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.58
V17-P41	36	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.08
V18-P42	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
P43	28	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.06
P44	39	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.84
P45	26.34	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	6.64
P46	26	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	6.56
P47	43	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.85
P48	41	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.34
V19-P49	31	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.82
P50	34	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.58
P51	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
P52	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
P53	29	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.31
P54	41	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	10.34
P55	39	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	9.84
P56	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
P57	28.3	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.14
P58	35	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	8.83
V20-P59	30	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.57
V21-P60	28	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	7.06
V22-P61	26	3	0.01901	3.14	315.62	5.755	4.755	6.56

Anexo 10(1): Valores de Resistencia evaluados (2).

Anexo 11.

Ubicaciones de Postes parte (1).

LINEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV - SONGA				Longitud de Poste	Longitud de Poste	Carga de Ruptura (kg)		COORDENADAS		COTA
# POSTE	TIPOS DE EST	ABSCISA AS-BUILT	DISTANCIA	21(m)	23(m)	1600 kg	2400 kg	ESTE	NORTE	(m)
			ENTRE POSTES							
V1-P1	TU-1-G	0+000.00	0	1			1	6.249.337.400	97.506.310.900	2.20
P2	SU-1-G	0+100.00	100.00	1		1		6.248.773.900	97.505.541.500	2.10
P3	SU-1-G	0+200.00	100.00	1		1		6.248.293.600	97.504.778.400	2.30
P4	SU-1-G	0+300.00	100.00	1		1		6.248.959.200	97.504.292.700	2.30
P5	SU-1-G	0+380.00	80.00	1		1		6.248.772.000	97.505.501.200	2.30
P6	SU-1-G	0+460.00	80.00	1		1		6.248.289.000	97.504.769.600	2.30
P7	SU-1-G	0+560.00	100.00	1		1		6.247.584.300	97.503.726.900	2.46
P8	TU-1-G	0+640.00	80.00	1			1	6.246.741.400	97.502.490.600	2.18
V2-P9	AU-1-90-G	0+664.23	24.23	1			1	6.246.238.800	97.501.782.100	2.10
V3-P10	AU-1-90-G	0+728.91	64.68	1			1	6.245.617.400	97.500.810.800	1.50
V4-P11	AU-1-90-G	0+754.60	25.69	1			1	6.246.248.300	97.500.668.000	1.50
V5-P12	AU-1-90-G	0+782.32	27.72	1			1	6.246.220.500	97.500.412.700	2.50
P13	TU-1-G	0+902.33	120.01	1			1	6.245.949.900	97.500.472.900	2.50
V6-P14	AU-1-90-G	0+923.85	21.52	1			1	6.246.024.200	97.499.789.700	2.76
P15	SU-1-G	0+980.00	56.15	1		1		6.246.108.700	97.499.066.600	2.20
V7-P16	RU-1-G	1+036.39	56.39	1			1	6.246.632.500	97.499.145.700	1.99
V8-P17	RU-1-G	1+074.44	38.05	1			1	6.247.214.700	97.499.271.600	1.95
P18	SU-1-G	1+184.44	110.00	1		1		6.247.547.400	97.499.087.100	1.80
P19	TU-1-G	1+293.41	108.97	1			1	6.248.290.100	97.498.918.900	1.27
V9-P20	AU-1-90-G	1+308.41	15.00	1			1	6.249.042.700	9.748.740.100	1.20
P21	TU-1-G	1+400.00	91.59	1			1	6.249.827.200	97.498.561.300	1.80
V10-P22	AU-1-90-G	1+414.43	14.43	1			1	6.250.080.300	97.499.590.900	1.85
P23	SU-1-G	1+514.44	100.01	1		1		6.250.842.800	97.499.416.400	1.78
P24	SU-1-G	1+614.47	100.03	1		1		6.251.596.800	97.499.264.000	1.78
P25	SU-1-G	1+704.48	90.01	1		1		6.252.390.300	97.499.121.100	1.93
P26	SU-1-G	1+804.48	100.00	1		1		6.253.193.900	97.498.928.500	4.36
P27	SU-1-G	1+904.53	100.05	1		1		6.254.056.000	97.498.737.400	4.98
V11-P28	RU-1-G	2+013.34	108.81	1			1	6.255.080.500	97.498.536.400	4.10
P29	SU-1-G	2+100.00	86.66	1		1		6.255.921.900	97.498.287.700	5.64
P30	SU-1-G	2+200.00	100.00		1	1		6.256.382.800	97.498.013.700	7.44
V12-P31	AU-1-90-G	2+344.23	144.23		1		1	6.257.359.300	97.497.233.600	2.30
V13-P32	AU-1-90-G	2+482.74	138.51	1			1	6.258.533.900	97.496.265.000	1.50

Anexo 11: Ubicaciones de Postes (1).

Ubicación de Postes parte (2).

# POSTE	TIPOS DE EST	ABSCISA AS-BUILT	DISTANCIA	21(m)	23(m)	1600 kg	2400 kg	ESTE	NORTE	(m)
P33	SU-1-G	2+582.77	100.03	1		1		6.257.640.900	97.495.207.200	1.50
P34	SU-1-G	2+682.77	100.00	1		1		6.258.304.900	97.494.652.300	1.50
V14-P35	RU-1-G	2+794.43	111.66	1			1	6.259.163.700	97.493.840.100	1.50
P36	SU-1-G	2+944.43	150.00	1		1		6.259.961.000	97.493.127.400	1.50
P37	SU-1-G	3+094.43	150.00	1		1		6.260.577.700	97.491.845.700	1.50
P38	SU-1-G	3+244.44	150.01	1		1		6.261.224.400	97.490.430.300	1.50
V15-P39	AU-1-90-G	3+323.44	79.00	1			1	6.261.828.800	97.489.062.900	1.50
V16-P40	AU-1-90-G	3+365.20	41.76	1			1	6.262.184.800	97.488.328.000	1.50
V17-P41	AU-1-90-G	3+447.62	82.42	1			1	6.262.601.400	97.488.357.700	1.50
V18-P42	AU-1-90-G	3+521.08	73.46	1			1	6.262.948.700	97.487.610.200	1.50
P43	SU-1-G	3+621.08	100.00	1		1		6.263.667.900	97.487.759.400	1.50
P44	SU-1-G	3+721.08	100.00	1		1		6.264.206.800	97.486.908.000	1.50
P45	SU-1-G	3+821.07	99.99	1		1		6.264.733.100	97.486.068.100	1.50
P46	SU-1-G	3+921.07	100.00	1		1		6.265.273.200	97.485.224.500	1.50
P47	SU-1-G	4+021.07	100.00	1		1		6.265.800.200	97.484.383.500	1.50
P48	SU-1-G	4+121.07	100.00	1		1		6.266.343.400	97.483.538.400	1.50
V19-P49	RU-1-G	4+220.00	98.93	1			1	6.266.885.900	97.482.699.400	1.50
P50	SU-1-G	4+320.00	100.00	1		1		6.267.370.000	97.481.912.900	1.50
P51	SU-1-G	4+420.00	100.00	1		1		6.267.626.400	97.481.173.800	1.50
P52	SU-1-G	4+521.07	101.07	1		1		6.267.972.100	97.480.131.500	1.50
P53	SU-1-G	4+620.00	98.93	1		1		6.268.269.400	97.479.189.400	1.57
P54	SU-1-G	4+720.00	100.00	1		1		6.268.578.300	97.478.223.600	2.24
P55	SU-1-G	4+820.00	100.00	1		1		6.268.884.200	97.477.293.900	3.60
P56	SU-1-G	4+920.00	100.00	1		1		6.269.201.800	97.476.325.000	2.66
P57	SU-1-G	5+029.97	109.97	1		1		6.269.507.300	97.475.390.200	1.95
P58	SU-1-G	5+140.00	110.03	1		1		6.269.740.800	97.474.496.300	2.00
V20-P59	AU-1-90-G	5+167.88	27.88	1			1	6.269.821.800	97.473.441.500	1.50
V21-P60	AU-1-90-G	5+221.24	53.36	1			1	6.269.739.300	97.472.744.900	1.50
V22-P61	TU-1-G	5+245.78	24.54	1			1	6.270.256.300	97.472.613.200	1.50
			5245.78	59 2		35	26			

TIPOS DE ESTRUCTURA	CANTIDAD
SU-1-G	35
TU-1-G	6
AU-1-90-G	15
RU-1-G	5
TOTA DE POSTES	61

Anexo 11(1): Ubicaciones de Postes (2).

Anexo 12.

Suministros.

12.1. Conductor.

Este conductor eléctrico (desnudo), es de aluminio reforzado con alma de acero tipo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced), es muy utilizados por la CNEL EP – Guayaquil, ya que ofrece una alta resistencia mecánica para el óptimo desempeño de construcción de líneas aéreas.

La siguiente imagen describe la composición del conductor.

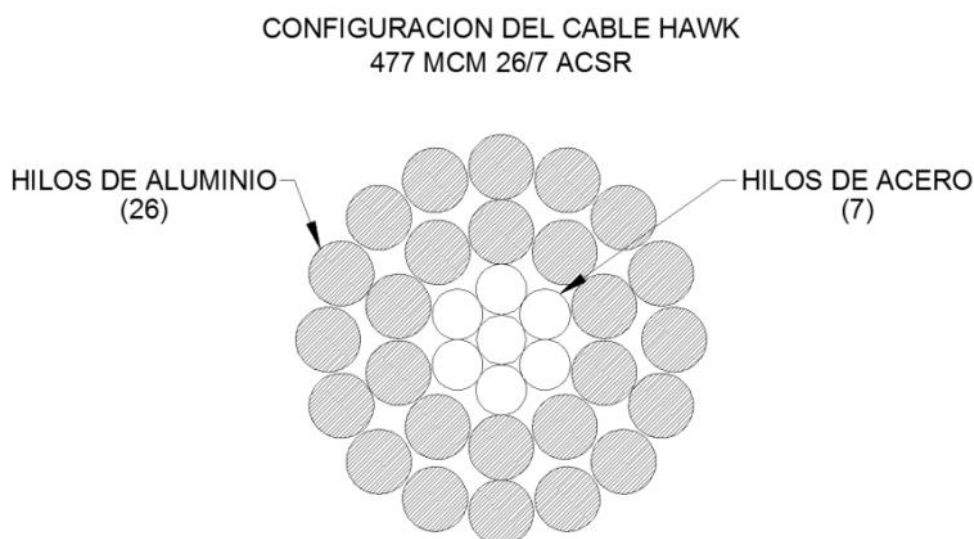


Figura 31: Composición del Conductor HAWK 477 26/7.

12.2. Poste.

Postes de hormigón armado, se rigen por las normas INEN. 1964, 1965, 1966,1967. Dentro de la línea vamos a encontrar postes de suspensión con una resistencia a la rotura de 1600 kg, postes utilizados en retenciones con una resistencia a la rotura de 2400 kg y en ángulos con la misma resistencia de rotura que en la retención, de ahí depende el tipo de estructura a utilizar.

La longitud de empotramiento [B] de un poste de hormigón armado se calcula de la siguiente manera:

$$L1 = \frac{L}{10} + 0.5 \quad (107)$$

Donde:

L: Es la longitud total del poste.

L1: Longitud de empotramiento.

Los postes deben contener una placa de identificación, en la que debe constar lo siguiente:

- Nombre del Fabricante
- Longitud Total del Poste
- Carga de rotura (Kg)
- Fecha de Fabricación
- Peso del Poste

El poste de hormigón armado tiene una geometría tronco – piramidal, llevarán dos pernos de puesta a tierra, un perno en la parte superior del poste y otro en la parte inferior.

Calculo de la longitud de empotramiento:

$$L1 = \frac{21}{10} + 0.5$$

$$L1 = 2.6 \text{ m}$$

12.3. Detalle de empotramiento.

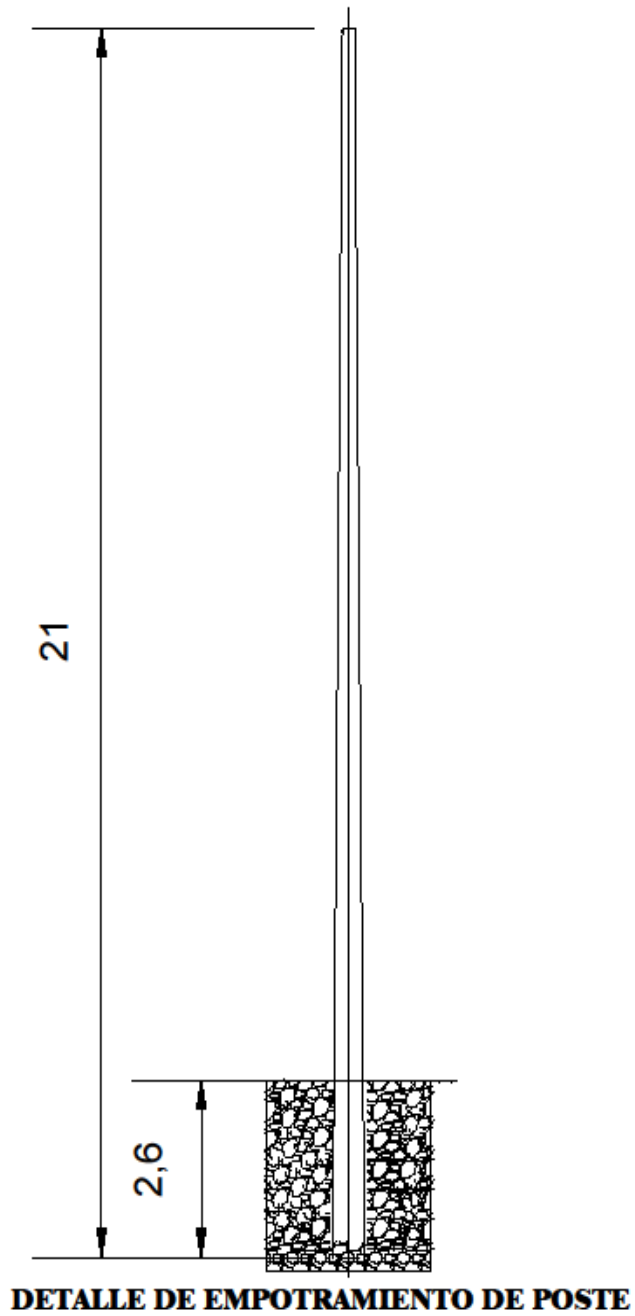


Figura 32: Longitud de empotramiento de poste.

12.4. Tensores, Anclajes – Tipos y Selección. [A]

Los tensores y las anclas son un medio de fijación del poste de hormigón, mediante este sistema se ayuda al poste a portar las tensiones longitudinales, estos tensores son imprescindibles en ángulos y en estructuras finales, el tensor será de $\frac{3}{4}$ " y las dimensiones de las anclas son de 80x80x20, con una perforación en la parte central por donde saldrá una varilla de acero de $\frac{3}{4}$ "x 3 metros de longitud.

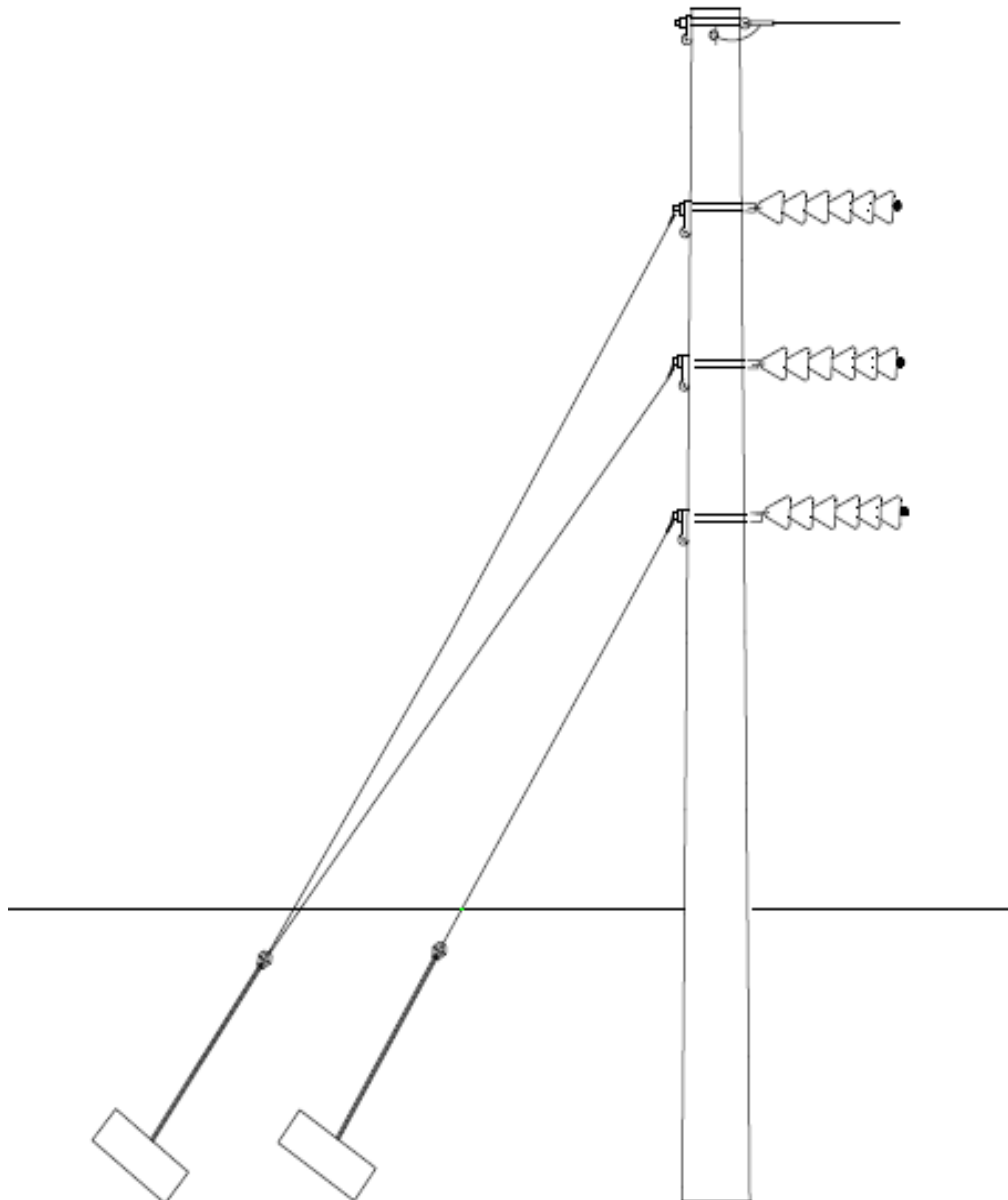


Figura 33: Tensor triple a tierra.

12.5. Herrajes. [A]

Normalmente estas estructuras son hierro galvanizadas para ser utilizadas en intemperie.

La función de las estructuras es mantener los conductores alejados entre sí y del suelo, para evitar arcos entre conductores o problemas debajo y al lado de los mismos. Los soportes deben ser resistentes a los agentes externos, tales como vientos, nieve, lluvia, etc., y además deben de brindar una facilidad de instalación.

Para el diseño se ha tomado de referencia la norma. “Estructuras tipo para Líneas de Subtransmisión a 69 Kv”. EX – INECEL, aprobadas por CNEL EP – Guayaquil.

12.6. Elementos de Sujeción. [A]

Los elementos de sujeción sirven como su nombre lo dice para la sujeción de las líneas con los aisladores y accesorios o para la parte del amado de la estructural.

12.7. Abrazadera de Retención Tipo Pistola. [A]

La grapa de retención tipo pistola, utilizadas en líneas aéreas de Subtransmisión y transmisión de energía eléctrica, tienen como función fijar el conductor y soportar la tensión del conductor. Estas abrazaderas permiten calibres con rango de 226.8 (26/7) a 556.5 (18/1) MCM.

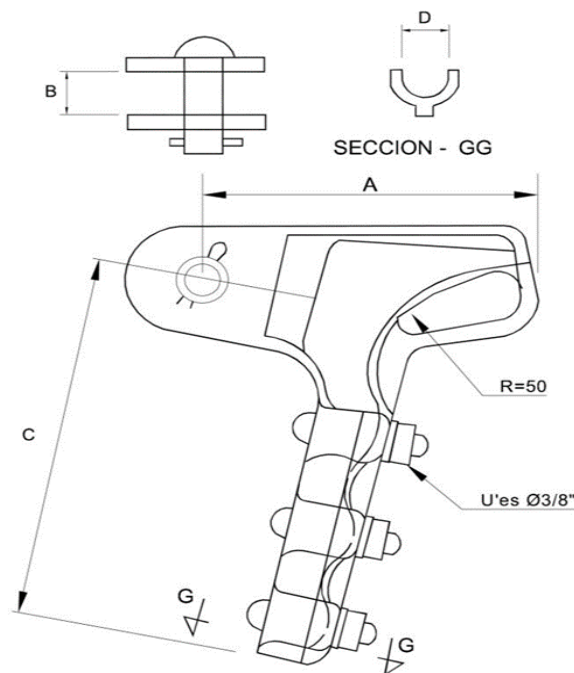


Figura 34: Detalle de Abrazadera de Retención.

RANGO DE CONDUCTORES			CARGA DE ROTURA NOMINAL Lbs. (Kg)	CABALLETES		PESO Unitario Lbs.
ACSR Aluminio / Acero AWG/MC M (mm ²)	ALUMINI O AWG/MC M-hilos (mm ²)	Diámetro Pulgadas (mm)		Cant.	Diámetro Pulgadas (mm)	
#3/0-6/1 a 556- 26/7 (85 a 282)	3/0-19 a 650-61 (85 a 329)	0.46-0.94 (10.16- 23,88)	25,000 (11,340)	4	1/2(12,70)	5.4 (2.45)

Tabla 23: Datos Técnicos de Abrazadera de retención.

12.8. Abrazadera de Suspensión tipo Mariposa. [A]

Las grapas de suspensión son empleadas para suspender conductores en combinación con los aisladores. Normalmente la grapa de suspensión sufre principalmente la carga vertical, y no lleva fuerza de tensión del conductor.

Estas grapas deberán cumplir con la resistencia a la rotura, definida en la tabla presentada a continuación:

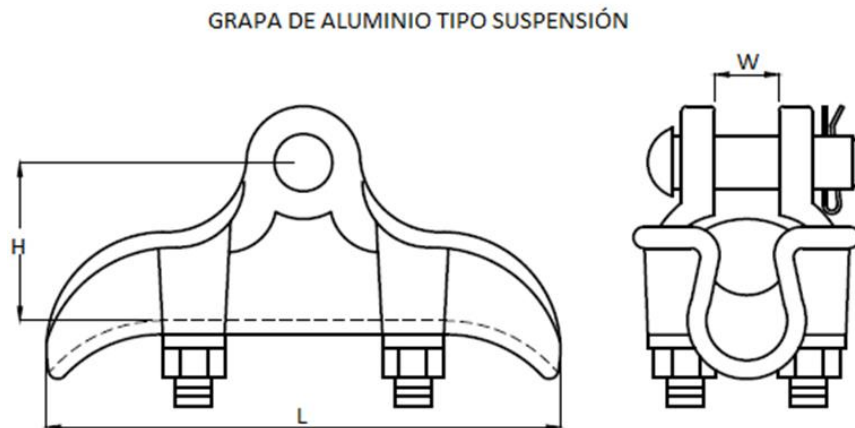


Figura 35: Grapa de Aluminio tipo de suspensión.

Diámetro de Conductores Admitidos Pulgadas	CARGA DE ROTURA NOMINAL Lbs. (Kg)	DIMENSIONES Pulgadas (mm)			PESO Aprox. Unitario Lbs. (Kg)
		L	W	J	
0.50-1.06 (12.7-26.9)	2,800 (1,270)	5-1/4 (133,3)	7	1/2 (12.7)	0.62 (0.28)

Tabla 24: Datos Técnicos de Grapa de Aluminio tipo de Suspensión

12.9. Acoples Metálicos Horquilla. [A]

Las Horquillas se utilizan para conectar los herrajes finales de la cadena de aisladores con las grapas de retención y suspensión.

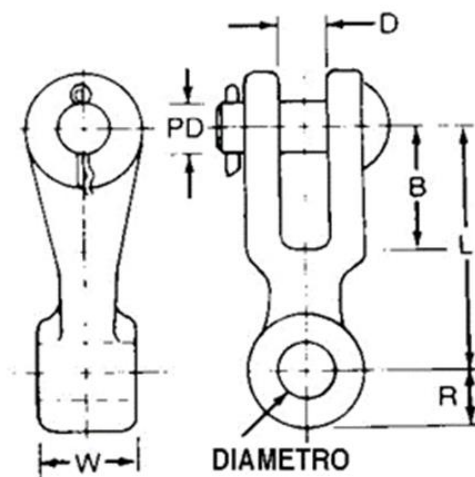


Figura 36: Acople Metálico Tipo Horquilla.

12.10. Conector (grapa) de compresión de aluminio. [A]

Conector con derivación simple tipo “H”, destinado para Líneas Eléctricas, se utilizan para unir dos cables son de aleación de aluminio de alta resistencia mecánica y conductividad eléctrica, se utilizará una herramienta de compresión con el cual se podrá realizar la unión de los dos cables.

Conectores para conductor: lado A # 300 a 556 AL ACSR 18/1.

Conectores para conductor lado B # 300 a 556 AL ACSR 18/1.

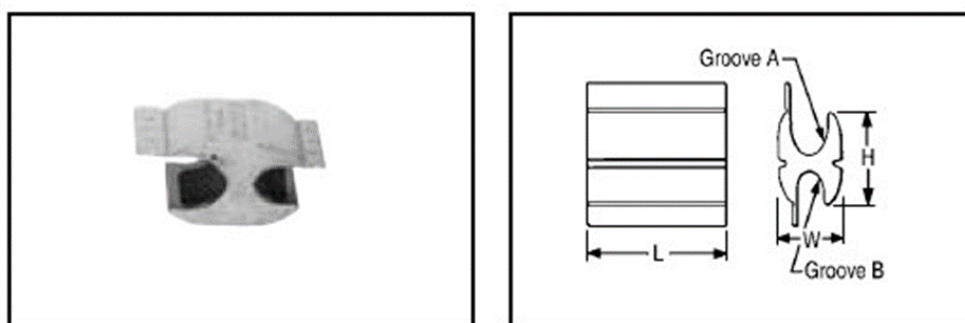


Figura 37: Conector (grapa) de compresión de aluminio.

12.11. Empalmes de compresión para línea aérea. [A]

Para tensión plena para conductores ACSR.

Los empalmes tienen como su principal objetivo permitir continuidad eléctrica del conductor y sin perder su resistencia mecánica.

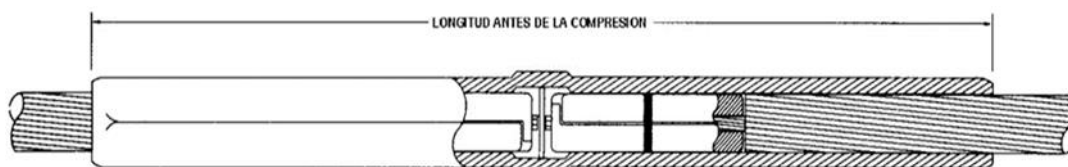


Figura 38: Conector (grapa) de compresión de aluminio.

12.12. Collares. [A]

Los collares son galvanizados para postes rectangulares a 69 kv, constituidos por pernos de 3/4pulgadas * 10pies más tuercas y arandelas. Tiene un diámetro de 10 ½ pulgadas, fabricadas en platina de acero estructural galvanizadas en caliente rigiéndose a las Normas ASTM A-123 y ASTM A-153, se utilizan para fijar la cadena de aisladores al poste de hormigón

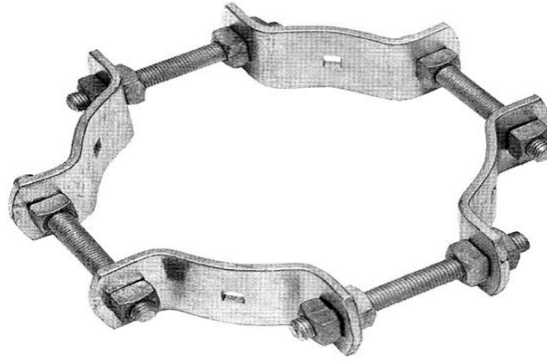


Figura 39: Collares para retención de líneas de transmisión.

12.13. Platinas[A]

Son de hierro galvanizado de $9\frac{1}{2}$ " x 3" x $\frac{1}{4}$ ", fabricadas en platina de acero estructural galvanizadas en caliente rigiéndose a las Normas ASTM A-123 y ASTM A-153. Estas se las utilizan entre los collares y las cadenas.

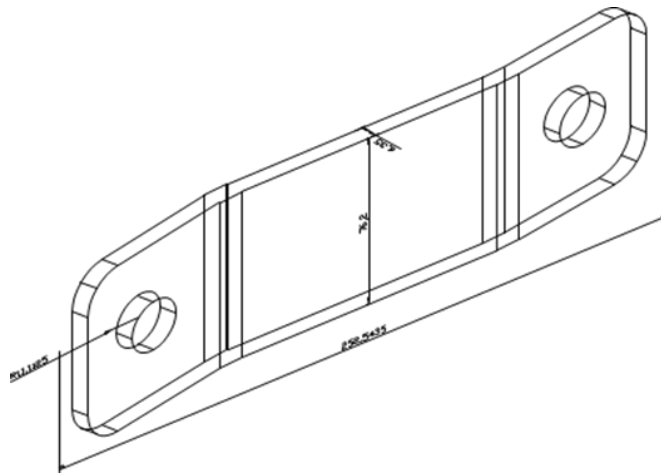


Figura 40: Platinas.

12.14. Varillas de Armar[A]

Las varillas de armar se las utiliza como refuerzo para los conductores justo en los puntos de soporte, ósea entre el conductor y la grapa de suspensión la sujeta al conductor.

Consisten en un grupo o capas de varillas instaladas en forma helicoidal alrededor del conductor en los puntos de sujeción.

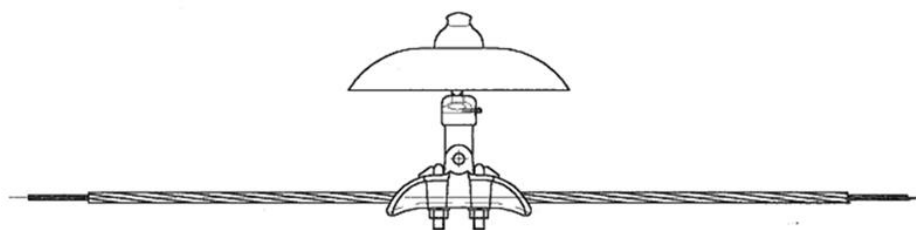


Figura 41: Varilla de Armar.

12.15. Pernos Maquina. [A]

Pernos máquina de acero galvanizado, fabricados mediante las normas NTE INEN 2215 – 2222, ANSI C135.1 – ANSI B1.1, ASTM A 283, con una resistencia máxima de tracción de 4800 kg/cm². Se utilizan para la sujeción de los aisladores hacia el poste de hormigón.

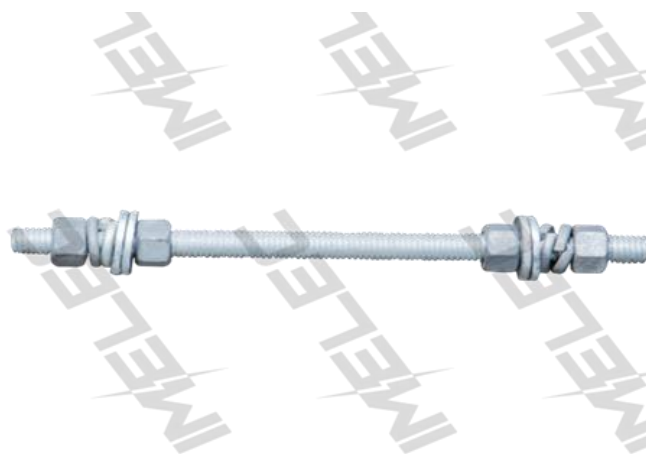


Figura 42:Pernos de Maquina

12.16. Pernos de Ojo [A]

Usado como medio de fijación roscado, cumplen con las NORMAS NTE INEN 2215 – 2222, ANSI C135.1 – ANSI B1.1, ASTM A283, y Normas de Galvanizado NTE INEN 2483, ASTM A123.

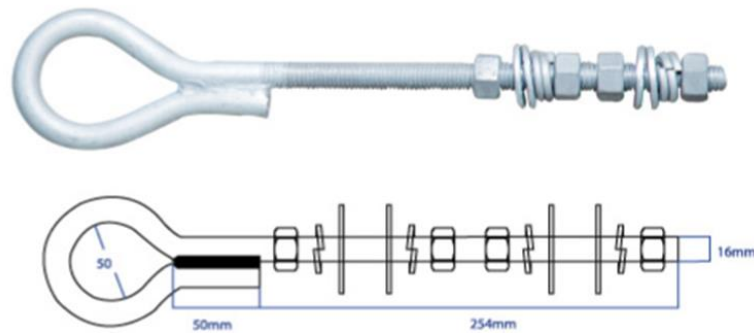


Figura 43: Imagen de pernos Ojo.

Anexo 13.

Metodología de Construcción de la Línea Songa a 69kv.

13.1. Plan y método para la construcción de la línea de subtransmisión 69 kV Songa.

Alcance y descripción de los trabajos.

Generalidades.

Esta metodología cubre los requerimientos técnicos específicos para la construcción de las Líneas de Subtransmisión a 69 Kv.

Se cumplirá, con las Especificaciones Técnicas Generales y, en particular, con los requerimientos del montaje, en todo lo que fuere aplicable en esta obra.

Se realizarán las siguientes actividades y las que adicionalmente fueren necesarias para efectuar con eficiencia la construcción de la línea.

- Replanteo de la ruta.
- Hechura de huecos para postes.
- Transporte y erección de postes.

- Ensamblajes de estructuras (aisladores y herrajes).
- Hechura de huecos para anclas.
- Colocación de anclas.
- Tendido y tensado de conductores de fase y de los cables de guardia
- Instalación de puesta a tierra de los postes.
- Ejecución de las pruebas.
- Limpieza final y desmovilización

La construcción de la línea, empezaría en el momento en que se adjudique el contrato, la contratista que va a construir debe tener a la mano el permiso municipal y copia del contrato, documentos indispensables en la obra.

13.2. Replanteo de la Ruta, transporte de poste y hechuras de huecos e izada de postes.

Se inicia haciendo un replanteo de la ruta para elegir la mejor opción por donde pueda pasar la línea y para definir los vértices de la misma.

Seguido a esto se procederá a replantear todos los puntos tangentes dejando la respectiva señalización (testigos) de la ubicación de cada punto.

Una vez que la fiscalización haya aprobado la ruta escogida, se procederá hacer la transportación de los postes ya sea en una bodega, aunque lo mejor sería dejarlos acopiados en cada punto de la línea. Ya con esto se pueden realizar la rotura de aceras y bordillos, para poder hacer las excavaciones las cuales deberían tener una superficie de 1000 x 1000 mm, y una profundidad igual a la longitud de empotramiento del poste, que es $1/10$ de la longitud del poste + 50 cm.

Después, por medio de una grúa tipo todo terreno de 20 Ton, se procederá al izado de cada uno de los postes dejándolos debidamente aplomados, se procederá a rellenar el hueco con material de mejoramiento, el mismo que debe ser compactado cada 40 cm, utilizando la ayuda de un vibro-apisonador, al mismo tiempo se pueden ir aterrizando los postes, instalando el conductor y las varillas de puesta a tierra.

13.3. Ensamblaje e instalación de herrajes y aisladores.

Se debe ensamblar e instalar los conjuntos de herrajes de los aisladores e hilos de guardia de la línea a base de los planos.

Se debe armar todas las partes componentes de los ensamblajes, instalar todos los pasadores necesarios para completar las cadenas de aisladores y verificar que cada ensamblaje esté instalado conforme a lo indicado en los planos de montaje del fabricante.

Se debe instalar los ensamblajes con las medidas necesarias de seguridad para garantizar que el ensamblaje instalado no incluya aisladores astillados o agrietados, ni partes de metal ó polímeros dañados o que afecten al galvanizado.

Las superficies de metal y de porcelana o polímetro de los aisladores deben limpiarse hasta que queden con un acabado libre de toda contaminación.

13.4. Tendido de conductor e hilo de guarda.

Método de tendido

El conductor será instalado por el método de tensión controlada por medio del equipo de tendido con rueda de giro doble, tal que los soportes de los carretes sean estacionarios y los conductores sean tirados directamente a las ranuras de las poleas por el hilo piloto (coordina), sin topar el suelo, estructuras de guardia u otros objetos

Se debe contar con hilo piloto en cantidad suficiente para el tiro programado. Solo se autorizará el despacho de conductores cuando esté completa la riega del hilo piloto de los circuitos y de los cables de guardia.

Se cumplirá con la siguiente secuencia de tendido:

- Primero, hilo de guardia
- Segundo, conductor de fase superior

- Tercero, conductor de fase intermedio
- Ultimo, conductor de fase inferior

Cuando las estructuras terminales de una sección de tendido no sean torres de retención o postes metálicos, los conductores y cables de guardia se anclarán a tierra entre dos postes por medio de tensores. Los requerimientos generales para instalación de los tensores temporales, a más de los que eventualmente indique el fabricante de las estructuras, son los siguientes:

- En ángulo formado por conductores de hilos de guardia con la horizontal no excederá de 20 grados.
- Los tensores serán alineados en la dirección del eje de la línea
- Los tensores y sus accesorios soportarán la tensión máxima del conductor con un factor de seguridad de dos.

Después de terminar el tendido de una sección limitada en el extremo por un poste de anclaje, los conductores y cables de guardia serán anclados en el poste en forma definitiva y en cualquier combinación de uno a todos los conductores y cables de guardia, siempre que no se excedan las limitaciones establecidas para los postes.

13.5. Tendido de conductor e hilo de guarda.

Generalidades

El equipo, accesorios y métodos empleados para el tendido serán los adecuados para que los conductores no sean dañados.

El cable de guardia y el conductor de fase deben ser instalados de acuerdo con los planos y la tabla de tendido que preparará el Concesionario. Todos los elementos que se usen para el tendido tendrán acabados que impidan cualquier daño a los cables. El tendido de los conductores se hará con un control cuidadoso y se utilizará equipos mecánicos provistos de cabrestantes dentados. Para asegurar que la tensión del conductor no fluctúe indebidamente, ni exceda los valores especificados se proveerá un sistema de registro de tensión en el extremo de tensar. Estos equipos deben tener doble tambor con un diámetro igual o mayor a 30 veces el diámetro del conductor. La

superficie de contacto del tambor debe ser acanalada para acomodar el cable de tendido o el conductor. Las acanaladuras deben ser revestidas con material plástico durable. El tambor debe tener espacio para acomodar al menos tres vueltas y media de conductor.

Los equipos de construcción que tengan grapas o dispositivos para templar deben ser de un tipo tal que evite el movimiento de los hilos o capas del conductor.

Las poleas deben tener un diámetro de “fondo de acanaladura” de 15 a 18 veces el diámetro del cable. La profundidad de la canaladura será al menos 25% más grande que el diámetro del cable. El radio en la base de la canaladura será al menos 10% pero no más del 25% más grande que el radio del cable y los lados de la acanaladura deben ser inclinados al menos en 15 grados de la vertical.

Las poleas deben ser hechas de aleación de aluminio, diseñadas para permitir la pasada de empalmes temporales hechos con sujeción “Kellen”; sus acanaladuras revestidas con neopreno poliuretano adecuado, equipadas con rodamiento de bola y rodillo de alta calidad, auto-lubricados o con elementos para lubricación a presión. Se debe inspeccionar diariamente las poleas para verificar su libre y fácil movimiento en los aparejos y cualquier daño en la cara de contacto que pueda haberse producido durante las operaciones de tendido. Cualquier polea que no quede libremente o que resultare dañada de cualquier manera debe ser reemplazada inmediatamente por otra en buen estado. Cuando el block de tendido está suspendido de la estructura debe ajustarse para que el conductor quede sobre la polea a la misma altura que la grapa de suspensión a la cual el conductor vaya a asegurarse.

Los cables de templado serán del tipo no rotativo, para evitar esfuerzo de enrollado o de torque sobre el conductor. La línea de templado estará unida a los conductores por medio de eslabones giratorios. Los eslabones deben ser suficientemente pequeños, para pasar por las poleas de tendido sin dañar la polea y deben tener rodamiento de bolas y podrán girar libremente bajo carga para eliminar el torque que podría causar torceduras y nudos en el conductor.

Todos los daños en cercos e instalaciones que se produzcan a causa de las operaciones de la riega del cable piloto o del pescante deben ser reparados dentro de las 24 horas de producido el daño.

Deberá disponerse de equipo de radio comunicación entre la estación de alimentación del conductor, los puntos de chequeo intermedio, las estaciones móviles y la estación de tensado, durante todo el tiempo que duren las operaciones de tendido y templado. Si las comunicaciones se interrumpen, se detendrá inmediatamente la operación de tendido y tensado.

Deberá existir una comunicación directa entre el freno y el “winche” con una frecuencia diferente a la de los puntos de control, pero en el winche debe existir un equipo para comunicarse con los puntos de control.

13.6. Precauciones de seguridad

Puesta a tierra

Debe usarse métodos adecuados de puesta a tierra que protejan a personas y equipos de los voltajes inducidos en los cables de tensado o en el conductor.

Los siguientes requisitos generales deben aplicarse en todas las secciones de la línea:

Debe instalarse una puesta a tierra tanto en los extremos de la Línea de como en los de la sección de la línea en la cual se trabaja. Las puestas a tierra instaladas deben permanecer en su lugar hasta el término del trabajo.’

Todos los equipos de tendido y tensado deben ser puestos a tierra en forma segura y efectiva con un tipo aprobado de hincamiento a tierra, firmemente unido al equipo.

Se usará al menos dos varillas hincadas en tierra tanto al lado del freno como en el conjunto del “winche”. Adicionalmente, todas las partes conductoras de la instalación y equipos de tensado deben ser operadas desde una plataforma aislada y con barandas. Se instalará un tipo de puesta a tierra móvil a menos de 6 m del carrete y del conjunto de tensado para que los conductores y los hilos de guardia queden puestos a tierra constantemente.

Durante la operación del tendido, los cables de guardia y conductores deben poner se a tierra en el primer poste adyacente a la instalación de tendido o tensado. Los cables

de puesta a tierra deben ser asegurados a los postes con un tipo aprobado de terminal a tierra y retirados con el uso de pértigas.

13.7. Empalmes permanentes

Todos los empalmes permanentes, empalmes de plena tensión y manguitos de reparación para conductores y cables de guardia se instalarán después del tendido, pero antes de la operación de templado (tensado). Todos los empalmes de plena tensión y manguitos de reparación serán del tipo de compresión y deben efectuarse con el conductor en el suelo. Solamente en casos excepcionales se permitirá que estas labores sean aéreas.

Para la ejecución de empalmes de compresión, los dados y prensas serán del tipo adecuado, los dados serán inspeccionados permanentemente y cualesquiera que estuviere gastado o dañado será reemplazado.

La instalación de los empalmes de plena tensión y manguitos de reparación será efectuada por personal experimentado y en estricta concordancia con las instrucciones del fabricante o con las indicadas en estas Especificaciones.

Instalaciones defectuosas serán cortadas y reemplazadas. El empalme será reemplazado si su resistencia eléctrica, una vez empalmado, es mayor que una longitud equivalente del conductor usado. Para reparación de los cables de guardia se usarán únicamente empalmes de plena tensión.

No se permitirá en ningún caso que los empalmes de compresión atraviesen las poleas de tendido. El número de uniones definitivas se limitará a una por conductor o cable de guardia por vano.

La mínima distancia entre empalmes definitivos en un mismo conductor o cable de guarda será de 500 metros; en este caso, las grapas de retención tipo compresión se considerarán como empalmes definitivos,

La localización del empalme permanente en un vano, después de engrapado, deberá estar a más de 10 metros del punto de soporte.

No se permitirá la instalación de uniones en los siguientes vanos:

- Cruces de calles
- Cruces sobre líneas de interconexión de 69 KV o más

- Todos los vanos indicados en los planos y en los programas de tendido aprobados de la vertical en el sentido longitudinal de la línea.

13.8. Engrapado

Los conductores y cables de guardia serán engrapados luego del templado, para lo cual se marcará con precisión el sitio de engrapado. Las marcas para el engrapado se harán en el punto en el cual el conductor corta al plano vertical que contiene el eje central de las crucetas, excepto cuando se requiere un engrapado con desplazamiento horizontal (offset). Cuando se requiera un engrapado con desplazamiento horizontal, el conductor debe marcarse en el sitio de fijación de la grapa de suspensión, para lo cual se medirá la distancia de desplazamiento especificada a partir del punto de corte anteriormente definido.

Se debe disponer de personal experimentado y equipo adecuado para transferir los conductores y cables de guardia desde las poleas de tendido hacia las grapas de sujeción definitivas. Se podrá usar eslingas de cables o ganchos. Si decide usar ganchos, estos deben tener un radio al menos de 15 cm. y un recubrimiento liso de neopreno y bordes redondeados para evitar daños al conductor. Después del engrapado se efectuará una revisión del trabajo para garantizar que todos los pernos, tuercas, pasadores y demás accesorios del sub-ensamblaje queden instalados correctamente y evitar fuentes de producción de ruido o generación de corona.

Cuando todos los conductores hayan sido engrapados, ninguna cadena de aisladores podrá desviarse más de 10 cm. de la vertical en el sentido longitudinal de la línea.

Anexo 14.

Álbum fotográfico de la construcción de la línea.

14.1. Replanteo de ruta.



Figura 44: Replanteo de ruta.

14.2. Hechura de huecos – Poste.



Figura 45: Hechura de Huecos - Poste.

14.3. Izaje de Poste.



Figura 46: Izaje de Poste

14.4. Prearmado de herraje.



Figura 47: Pre armado de Herraje.

14.5. Tendido.



Figura 48: Tendido de conductor.

14.6. Puente Aéreo.



Figura 49: Puente Aéreo de Conductor.

14.7. Estructura SU-1-G.



Figura 50: Estructura SU-1-G.

14.8. Estructura AU-1-90-G



Figura 51: Estructura AU-1-90-G.

14.9. Estructura RU-1-G.



Figura 52: Estructura RU-1-G.

14.10. Estructura TU-1-G.

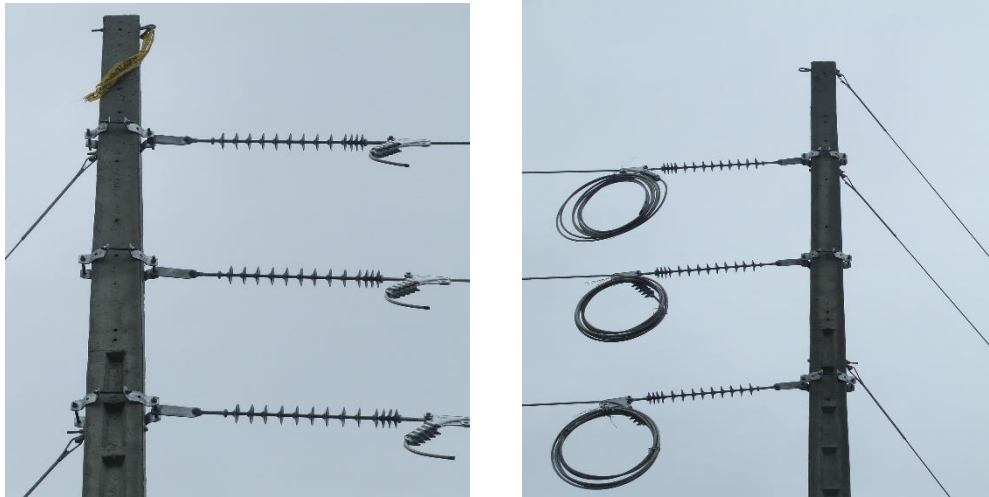
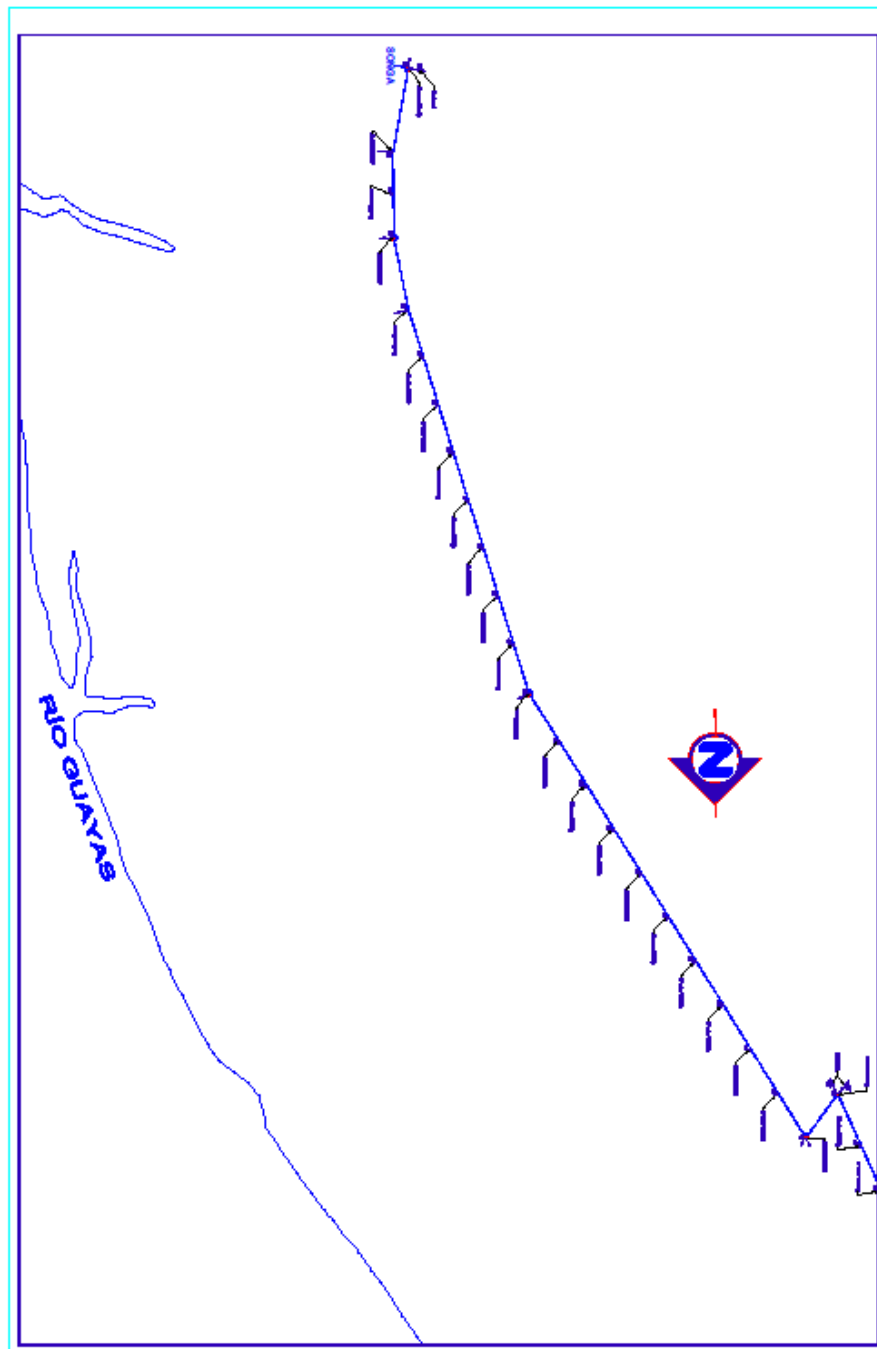


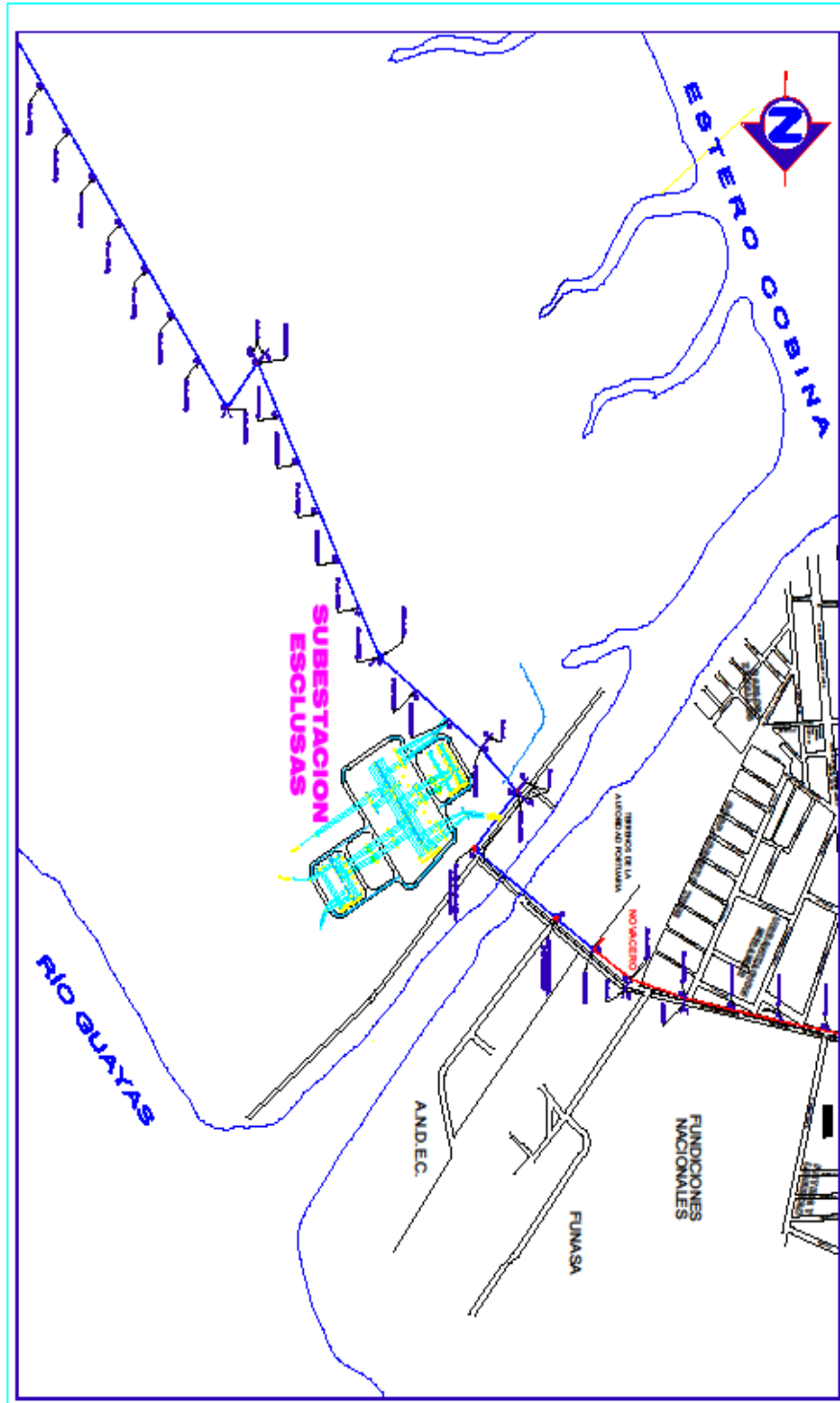
Figura 53: Estructura TU-1-G.

Anexo 15.

15.1. Plano de trayectoria de línea.



Anexo 15(1): Plano vista 1.



Anexo 15(2): Plano Vista (2).

