

UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTRICA



"PROPUESTA DE DISEÑO DE ELECTRIFICACIÓN EN LA COMUNIDAD LOMA LINDA,
DE ZARAGOZA, LA LIBERTAD"

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PREPARADO PARA LA FACULTAD DE INGENIERÍA

PARA OPTAR AL GRADO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN AGUSTIN ARIAS ROSA
CAROLINA ALXEANDRA CRUZ CUELLAR
TOMAS EUGENIO SERVELLON GARCIA

SEPTIEMBRE 2005

Soyapango, San Salvador, El Salvador C.A.

UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA

RECTOR
ING. FEDERICO HUGET RIVERA

VICERRECTOR ACADEMICO
LIC. VICTOR BERMÚDEZ

SECRETARIO GENERAL
LIC. MARIO RAFAEL OLMOS

DECANO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
ING. GODOFREDO GIRÓN

ASESOR DE TESIS
ING. HECTOR ROMERO

JURADO EVALUADOR
ING. CARLOS LOPEZ
ING .MANUEL FERNÁNDEZ
ING. WILFREDO GUZMÁN

UNIVERSIDAD DON BOSCO
FACULTAD DE INGENIERIA



JURADO EVALUADOR DEL TRABAJO DE GRADUACIÓN

“PROPUESTA DE DISEÑO DE ELECTRIFICACIÓN EN LA COMUNIDAD LOMA LINDA,
DE ZARAGOZA, LA LIBERTAD”

ING. CARLOS LOPEZ

ING. MANUEL FERNÁNDEZ

ING. WILFREDO GUZMAN

ING. HECTOR ROMERO

DEDICATORIA

Indudablemente dedico este logro a Dios nuestro Señor por su ayuda y por ser la luz que me acompaña a través de mi camino y al logro de este éxito.

A mi madre Antonia Rosa, porque cuando necesite su ayuda y un abrazo ella siempre estuvo ahí, para cuidarme y brindarme su amor.

A mi padre Juan Agustin Arias porque en el poco tiempo que estuvo conmigo, me dio todo el cariño y amor necesario, gracias papá por amarme tanto.

A mi hermana Azucena de Guevara y a su esposo Manuel Felipe Guevara porque, ellos han sido mis segundos padres que me brindaron todo su apoyo, desde mi niñez hasta hoy, muchas gracias por confiar en mi, y animarme a seguir adelante ya que a pesar de mis tropiezos y dificultades ustedes siguieron firmes apoyándome en todo y sin ustedes esto no hubiese sido posible.

A la familia de mi mamá porque siempre me han recibido con los brazos abiertos y han sido mi motivación para superarme, por enseñarme que aun en la pobreza hay felicidad y esperanza por hacerme sentir deseos y ganas de triunfar.

Juan Agustin Arias Rosa

AGRADECIMIENTOS

Agradecer de todo corazón al Colochito porque, cuando yo mas me sentí solo, cansado y sin deseos de seguir en mi camino el me guió, y me ilumino, para seguir adelante. A Jesús su hijo porque en mis momentos de debilidad y cuando yo me alejaba del buen camino y falle, El jamás se aparto de mi y no me fallo gracias Jesús. A la Virgencita Maria por sus mediaciones por mi, ante el Señor.

A mi hermano Alex por demostrarme siempre su optimismo y apoyo en mi carrera, a mi hermana Juana por estar pendiente de mi, a mis sobrinos por su apoyo incondicional.

A mis primos, pero sobre todo a mi primo Luís, por enseñarme a ser sincero y dar sin esperar recibir nada a cambio, por demostrarme que de cualquier situación uno siempre puede seguir adelante.

A mi amigo y compañero Tomas Servellón por su esfuerzo y sacrificio en la realización de este trabajo sin tu ayuda no hubiese sido posible gracias.

A mi amigo Mauricio, por su apoyo, palabras de aliento y por las penurias aventuras, desdichas, risas y vagabundiadas, que hemos realizado juntos. A Danielito, Robertillo, Marcia, Víctor por los ratos de desvelo y los llamados ratos de relax fregando que nos tomábamos, a los amigos y compañeros de mecánica, eléctrica y biomédica a: Xochilt, Karina, Sigrít y las amistades que a través de ella hice, a mis amigas gemelas Jessica y Aída por su gran amistad, a Carlos y Santos por su amistad desinteresada y apoyo.

A mi bichita por ser una voz de aliento que siempre se hizo presente cuando me sentía solo y triste y me dio la inspiración necesaria para no desfallecer.

A todos mis amig@s que me han apoyado a lo largo de mi vida.

Juan Agustin Arias Rosa

DEDICATORIA

Este trabajo de graduación va dedicado a:

Jehová Dios, pues sin el nada es posible y gracias a su amor y guía he podido completar este trabajo de graduación.

A mi amada Madre, Alejandra Vda. de Servellón que ha sido quien me inculco en mi vida, el estudio y que puso en mi toda su esperanza y toda su fe.

A mi querido sobrino José Antonio Caballero, por inspirarme, darme su amor y alegría en momentos difíciles a lo largo de toda mi vida universitaria.

Tomas Eugenio Servellón García

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco infinitamente a Jehová Dios por darme la dicha de haber terminado mis estudios y de haberme puesto en mi camino a muchas personas que me apoyaron, me ayudaron y me brindaron un buen consejo, te estoy muy agradecido.

A mi Madre , por apoyarme, por creer en mi, por darme ese amor incondicional y sobre todo, por el esfuerzo que ha hecho por mi, para poder terminar mi carrera, Gracias Mamá.

A mis Hermanas Graciela y Jenny, y mi sobrino José Antonio, por apoyarme en los momentos que siempre lo necesite y brindarme mucho aliento. Muchas Gracias.

A una persona súper especial Joselynd Ruiz, por impulsarme y animarme a seguir siempre adelante y ver la vida de una manera diferente. Gracias Joselynd.

A mi compañero y amigo Juan Agustín Arias, por darme su apoyo y confianza en momentos difíciles en el transcurso del trabajo de graduación y por haberme abierto las puertas de su hogar. Te doy Muchas Gracias

A todos aquellos compañeros que se convirtieron en mis amigos y con los cuales compartimos largas horas de estudio: Miguel Ángel Platero, Alex W. Rivas, Nataly Vela, Axel Amaya, Marjorie García, Salvador Sánchez, Rafael Taura, Fernando Parada, Shanthi Rubio. Oliver Vásquez. Gustavo García les estoy muy agradecido por que su amistad y apoyo halla estado presente a lo largo de la carrera.

Tomás Eugenio Servellón García

INDICE DE CONTENIDO

Objetivo General.....	9
Objetivos Específicos.	9
Alcances	10
Limitaciones	11
INTRODUCCIÓN	12
CAPITULO 1	13
CUADRO DESCRIPTIVO DE LA COMUNIDAD LOMA LINDA	13
1.1 Descripciones generales del municipio	13
1.1.1 Ubicación geográfica.....	13
1.1.2 Gobierno local	13
1.1.3 División Política Administrativa y Territorial	13
1.1.4 Demografía Del Municipio.....	15
1.1.5 Vías de Comunicación	15
1.1.6 Mapa de Identificación y Ubicación de Municipio.....	16
1.2 Ubicación Geográfica de La Comunidad Loma Linda.....	16
1.2.1 Recursos Naturales	17
1.3 Población	17
1.3.1 Fuentes de Ingreso y Empleo	18
CAPITULO 2	19
ANTECEDENTES DEL TEMA	19
2.1 Descripción del Problema	19
2.2 La Electrificación Rural	21
2.2.1 Definición y Características.....	21
2.3 Obstáculos para la Electrificación Rural.	21
2.3.1 Socio-económico	22
2.3.2 Técnicos	22
2.3.3 Financieros.....	22
2.4 Criterios y mecanismos para la identificación de proyectos de electrificación rural.....	23
2.4.1 Criterios	23
2.4.2 Mecanismos de identificación.....	24
2.4.3 Ciclo de Planeamiento, Evaluación, Seguimiento y Promoción de La Electrificación Social	25
2.5 Aspectos Generales Del Proyecto	26
2.5.1 Nombre del Proyecto	26
2.5.2 Descripción General del proyecto.....	26
2.6 Objetivo General.....	27
2.6.1 Objetivos Específicos.	27
CAPITULO 3	28
NORMAS, CRITERIOS Y CONCEPTOS ELÉCTRICOS FUNDAMENTALES EN LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN	28
3.1 Sistema De Distribución Primaria Y Secundaria	28

3.1.1	Generalidades	28
3.2	Sistema de Distribución Primaria.....	29
3.2.1	Sistema de Tres Hilos	29
3.2.2	Sistema de cuatro hilos	31
3.3	Sistema De Distribución Secundaria	33
3.3.1	Sistema monofásico.....	33
3.3.2	Sistema trifásico	34
3.4	Clasificación de los Servicios Eléctricos.....	35
3.4.1	Por el tipo de usuario el servicio puede ser:	35
3.4.2	Por el nivel de tensión:	36
3.4.3	Por la magnitud de la demanda.....	37
3.4.4	Por la duración del servicio.....	37
3.5	Características del servicio.....	37
3.6	Factores de Diseño	38
3.7	Criterios Generales de Diseño y Seguridad	43
3.7.1	Parámetros de Diseño	44
3.7.2	Zonas de temperatura.....	45
3.7.3	Tipos de suelo.....	46
3.7.3	Resistencia del Suelo.....	46
3.7.5	Factores de sobrecarga.....	48
3.8	Clases de construcción.....	49
3.9	Distancias Eléctricas.....	49
3.9.1	Distancias de seguridad verticales de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua.	51
3.9.2	Distancias de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones.	52
3.9.3	Distancia de conductores y partes energizadas a edificios, rótulos, chimeneas, antenas de radio y televisión. Tanques y otras instalaciones excepto puentes.	54
3.9.4	Protección de Conductores de suministro y partes energizadas rígidas	54
3.9.5	Espacio para escalar.....	57
3.9.6	Espacios para trabajar.....	58
3.9.2	Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos.....	58
3.10	Líneas Aéreas.....	61
3.11	Derechos de Servidumbre.....	62
3.12	Derechos de paso.....	63
3.13	Aislamiento de la línea.....	64
3.14	Cargas mecánicas.....	64
3.14.1	Presiones de Viento Mínimos para las Diferentes Zonas de Carga Mecánica	65
3.14.2	Cargas en las Estructuras y Soportes:	66
3.14.3	Requisitos Mínimos Para Apoyos de Estructuras.....	68
3.15	Consideraciones Sobre Regulación y Caída de Voltaje	72
3.15.1	Cálculo de caída de voltaje en líneas.....	73
3.15.2	Pérdidas de energía.....	76
3.16	Consideraciones Sobre la Longitud de la Línea.....	78
3.17	Apoyos.....	81
3.18	Consideraciones en el Uso de Estructuras.....	82

3.19	Propósito y uso de las tablas de estaqueo en condiciones de depresiones y elevaciones para vano regulador.	86
3.19.1	Aplicación de La Tabla de Estaqueo.....	89
3.20	Transformador de Distribución:	93
3.21	Conductores.....	94
3.21.1	Conductores para líneas aéreas	94
3.21.2	Tendido de Conductores.	95
3.21.3	Empalmes	95
3.22	Aisladores	96
3.23	Pararrayos.....	96
3.24	Fusibles.	97
3.25	Red a Tierra	98
CAPITULO 4.....		102
ELABORACIÓN DEL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO.....		102
4.1	Cálculos Eléctricos	102
4.1.1	Cálculo de Caída de Voltaje	106
4.2	Cálculos Mecánicos	115
4.2.1	Cálculo de vano máximo.	116
4.2.2.	Cálculo de la tensión máxima y mínima, flecha mínima y máxima.	120
4.2.3	Cálculo sin carga de viento en la condición 1 y condición 2.	123
4.2.4	Cálculo sin carga de viento en la condición 1 pero con carga de viento en la condición 2.	125
4.2.5	Cálculo con carga de en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2.	128
4.2.6	Cálculo con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2... ..	130
4.2.7	Cálculo de Retenidas.....	136
4.3	Cálculos de Potencia de la Bomba.....	143
4.3.1	Bombas centrífugas o radiales	143
4.3.2	Cálculo de la manométrica o dinámica (H).....	144
4.4	Costos del Proyecto	152
4.5	Trámites ante la Distribuidora.....	161
4.6	Impacto Ambiental	162
4.6.1	Medidas de manejo ambiental en proyectos de electrificación.....	164
CAPITULO 5.....		169
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		169
5.1	CONCLUSIONES	169
5.2	RECOMENDACIONES	171
BIBLIOGRAFÍA		173
	Sitios Web.....	174
GLOSARIO		175
ANEXO 1.....		178
	Tabla No 1 Clasificación de Suelo.....	178

Tabla Nº 2 Factores de Sobrecarga Para Estructuras, Incluyendo Postes, Cruceros, Cimientos, Retenidas y Anclas.....	179
ANEXO 2.....	180
Tabla Nº3 Factores de Seguridad para ser usados con La Tabla Nº 1.....	180
Tabla Nº 4 Distancias Mínimas de Seguridad Verticales Sobre Vías Férreas, El Suelo o Agua ...	180
ANEXO 3.....	181
Tabla Nº 5 Distancias Mínimas de Seguridad Verticales entre Conductores y Cables Soportados por Diferentes Estructuras.....	181
ANEXO 4.....	182
TABLA Nº 6 Distancias Mínimas de Seguridad de Conductores y Cables A Edificios, Anuncios, Rótulos, Chimeneas, Antenas de Radio y Televisión y otras Instalaciones.....	182
ANEXO 5.....	183
Tabla Nº 7 Distancias Mínimas de Seguridad de Conductores a Edificios y Otras Instalaciones.	183
Tabla Nº 8 Distancia Horizontal Mínima de Separación Entre Conductores del Mismo o de Diferente Circuito en sus Soportes Fijos	184
ANEXO 6.....	185
Tabla Nº 9 Distancias de Seguridad Vertical Entre Conductores en sus Soportes.....	185
ANEXO 7.....	186
Tabla Nº 10 Distancia Mínima en Cualquier Dirección de Conductores de Línea a: soportes, la estructura, otros conductores verticales o derivados y retenidas a la misma estructura.	186
TABLA Nº 11 Distancias Mínimas De Seguridad Vertical Sobre El Suelo Para Equipo De Servicio Eléctrico Instalado En Estructuras.....	187
ANEXO 8.....	188
Tabla Nº 12 Distancia Horizontal Mínima entre Conductores que Limitan El Espacio para Escalar	188
ANEXO 9.....	189
Tabla Nº 13 Aisladores Típicos a Utilizarse por Voltaje Típico de Aplicación Clase ANSI Correspondiente	189
Tabla Nº 14 Clasificación de Suelos	189
Tabla Nº 15 Área del Ancla según Tipo de Suelo	189
ANEXO 10.....	190
Encuesta Para La Comunidad Loma Linda	190
ANEXO 11.....	191
Inversión de acuerdo a instalación de Energía Eléctrica dentro de cada casa	191
ANEXO 12.....	192
Tablas de Estaqueo	192
ANEXO 13. Cálculos de Flechas y Tensiones para Vanos desde 20 hasta 50 m de Conductor ACSR No.2 para una temperatura T1=10 °C y una T=40°C, con carga y sin carga de viento.....	197

ANEXO 14. Cálculos de Flechas y Tensiones para Vanos desde 20 hasta 50 m de Conductor ACSR 1/0 para una temperatura T1=10 °C y una T=40°C, con carga y sin carga de viento.....	209
ANEXO 15. Cálculos de Flechas y Tensiones para Vanos desde 20 hasta 50 m de Conductor AL WP No.2 para una temperatura T1=10 °C y una T=40°C, con carga y sin carga de viento.....	223
ANEXO 16 Estructuras utilizadas en el diseño	237
A.16.1. Transformador neutro común.	237
A.16.2. Tangente Sencilla.....	239
A.16.3. Tangente Doble	241
A.16.4. Corte Horizontal	243
A.16.5. Remate Horizontal.....	245
A.16.6. Cruce Vertical Sencillo	247
A.16.7. Cruce Vertical Doble Remate.....	249
A.16.8. Tangente Sencilla Secundario	251
A.16.9. Tangente con Derivación Secundario.....	253
A.16.10. Corte Secundario.....	255
A.16.11. Corte Secundario Empuentado	257
A.16.12. Remate Secundario	259
A.16.13. Cruce Vertical Secundario	261
A.16.14. Cruce Doble Remate Secundario	263
A.16.15. Ancla Primaria Sencilla.....	265
A.16.16. Ancla Secundaria Sencilla.....	267
A.16.17 Complemento de Ancla Secundaria en Ancla Primaria Existente.....	269
A.16.18. Lámpara de Alumbrado Público	271
ANEXO 17. Flora Protegida.....	273
ANEXO 18. Carpeta Técnica	285
ANEXO 19. Convenio de Asistencia Técnica y Mantenimiento de Proyectos de Electrificación	308
ANEXO 20. Carta de Factibilidad y Respuesta de la Compañía Distribuidora.....	317
ANEXO 21. Suministro e Instalación de Equipo de Bombeo, Hoja Técnica de Bomba y Tubería, Diagrama de Control y Potencia para Motor	319
ANEXO 22. Datos Técnicos de postes metálicos galvanizados	323
ANEXO 23. Perfil y Plano Eléctrico	324

INDICE DE FIGURAS.

Figura 1.1. Mapa de Ubicación del Municipio de Zaragoza	16
Figura 1.2. Croquis de Ubicación de la Comunidad Loma Linda.....	17
Figura 2.1. Ciclo De Planeamiento, Evaluación, Seguimiento Y Promoción De La Electrificación	25
Figura 3.1. Conexión Delta	29

Figura 3.2. Conexión Estrella No Aterrizada	30
Figura 3.3. Conexión Estrella con Neutro Aterrizado	30
Figura 3.4. Estrella con neutro corrido	32
Figura 3.5. Estrella con Neutro Corrido Multipolarizado	32
Figura 3.6. Sistema Bifilar	33
Figura 3.7. Sistema Trifilar	34
Figura 3.8. Sistema de tres Hilos	34
Figura 3.9. Gráfica de Carga de un Transformador Versus Tiempo.....	40
Figura 3.10. Máxima Intensidad de Viento y Zonas de Carga en El Salvador	45
Figura 3.11. Diagrama Pictórico de Máximas y Mínimas Temperaturas en El Salvador	46
Figura 3.12. Distancias mínimas de seguridad a edificios.....	53
Figura 3.13. Distancia Vertical entre conductores de línea	57
Figura 3.14. Espacio para escalar	58
Figura 3.15. Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos.....	59
Figura 3.16. Distancia mínima de seguridad en una línea férrea.	60
Figura 3.17. Diagrama Pictórico de una malla para línea férrea.....	61
Figura 3.18. Derecho de paso.....	63
Figura.3.19. Cargas Verticales y Transversales en las Líneas de Distribución	67
Figura 3.20. Circuito Monofásico.....	74
Figura 3.21. Circuito Monofásico con Retorno a Tierra	75
Figura 3.22. Circuito Bifásico	75
Figura 3.23. Circuito Trifásico	76
Figura 3.24. Circuito Monofásico con Retorno por Neutro	77
Figura 3.25. Circuito Monofásico con Retorno por Tierra	77
Figura 3.26. Circuito Bifásico	78
Figura 3.27. Circuito Trifásico	78
Figura 3.28. Carga Conectada al Final de la Línea	79
Figura 3.29. Carga Uniformemente Distribuida en la Línea	79
Figura 3.30-A. Carga no uniformemente distribuida.	80
Figura 3.30-B. Equivalente de carga no Uniformemente Distribuida	80
Figura 3.31-A. Carga Uniformemente Distribuida sobre una parte de la Línea	80
Figura 3.31-B. Equivalente Carga Uniformemente Distribuida.	80
Figura 3.32-A. Carga no uniformemente distribuida	81
Figura 3.32-B. Equivalente de Carga no uniformemente distribuida.....	81
Figura 3.33. Método de Prolongación de Línea para Obtención de Ángulo	83
Figura 3.34. Condiciones típicas de la línea del suelo	88

Figura 3.35. Representación Visual del Levantamiento	92
Figura 4.1. Zonificación de la Comunidad Loma Linda	103
Figura 4.2. Árbol de Cargas.....	115
Figura 4.3. Momento Flector.....	116
Figura 4.4. Representación pictórica de Vano y Flecha.	120
Figura 4.5. Retenida primaria con ángulos en los conductores	138
Figura 4.6. Vista lateral retenida primaria.....	139
Figura 4.7. Retenida remate primario.....	139
Figura 4.8. Vista frontal retenida secundaria.....	142
Figura 4.9. Remate secundario	143
Figura 4.10. Diagrama Pictórico de sistema de bombeo	147
Figura 4.11. Diagrama Pictórico de Poda y Brecha.	163

INDICE DE TABLAS.

Tabla 1.1. Demografía del Municipio de Zaragoza	15
Tabla 2.1. Tabla de Energías alternativas por falta de Electricidad	20
Tabla 3.1. Valores Máximos Permitidos de Resistencia de Red de tierra de una Subestación en Función de su Capacidad.....	31
Tabla 3.2. Potencia máxima a conectar en los servicios de Media Tensión.....	36
Tabla 3.3. Niveles de Voltaje en el Punto de Entrega y Utilización.	38
Tabla 3.4. Factores de Diversidad y Coincidencia	43
Tabla 3.5. Presiones del Viento en Zonas De Carga Mecánica	65
Tabla 3.6. Ángulos Máximos para la Implementación de la Tangente Sencilla.....	83
Tabla 3.7. Ángulos Máximos para la Implementación de la Tangente Sencilla	84
TABLA 3.8. Corrección de Levantamiento	93
Tabla 3.9. Clasificación de los Pararrayos de Acuerdo a su Uso.....	97
Tabla 3.10 Calidad de las tomas de tierra.....	100
Tabla 4.1. Número y tipo de casas por zona.	102
Tabla 4.2. Total de Carga Promedio por zona.	104
Tabla 4.3. Tabla resumen de margen de maniobra en cada circuito.	106
Tabla 4.4. Tabla resumen de cantidades de conductores.....	106
Tabla 4.5. Tabla resumen para cálculo de porcentaje de caída de voltaje	113
Tabla 4.6. Resumen de porcentajes de caída de voltaje	114
Tabla 4.5. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2	132
Tabla 4.7. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2	132

Tabla 4.8. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2	133
Tabla 4.9. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2	133
Tabla 4.10. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2	133
Tabla 4.11. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.....	134
Tabla 4.12. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.....	134
Tabla 4.13. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.....	134
Tabla 4.14. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2.....	135
Tabla 4.15. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.....	135
Tabla 4.16. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.....	135
Tabla 4.17. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.....	136
Tabla 4.18. Tensión del ACSR N° 2 a la temperatura 25 °C para un vano de 25 m.....	137
Tabla 4.19. Tensión del 1/0 ACSR a la temperatura 25 °C para un vano de 45 m.	141
Tabla 4.20. Tensión del WP N° 2 a la temperatura 25 °C para un vano de 45 m.	141
Tabla 4.21. Coeficiente de rugosidad de Hazen–Williams para diferentes materiales	145
Tabla 4.22. Coeficientes de pérdida de carga K para singularidades.....	146
Tabla 4.23. Altura de succión máxima teórica, en función de la altitud sobre el nivel del mar	146
Tabla 4.24. Identificación y Resolución de Problemas.....	151
Tabla 4.25. Cuadro de estructuras	154
Tabla 4.26. Tabla de costos.....	158
Tabla 4.27. Tabla resumen de Mano de Obra	160
Tabla 4.28. Tabla Resumen del Costos.....	161

Objetivo General.

Proponer el Diseño para La Introducción de Energía Eléctrica en la comunidad Loma Linda que de cobertura a la demanda de carga a corto y mediano plazo, elaborado bajo los reglamentos y normas establecidas por La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

Objetivos Específicos.

1. Realizar un diseño que cumpla con las normas estándares de la compañía de distribución eléctrica que presta su servicio en la zona de estudio.
2. Realizar un diseño con la capacidad de soportar la demanda exigida por la carga y que pueda suplir la tasa de crecimiento energético de la zona.
3. Realizar el levantamiento del plano eléctrico de la Comunidad Loma Linda.
4. Diseñar un sistema de alumbrado público eficiente que permita a los habitantes de la zona transitar por las vías de acceso de forma segura.
5. Formular una propuesta Eléctrica para suministrar el servicio en un sistema de Bombeo proyectado a mediano plazo con el objeto de abastecer agua a la comunidad Loma Linda.
6. Realizar una evaluación sobre el impacto ambiental en el área del proyecto de electrificación.
7. Elaborar un presupuesto actual con oferta valida a mediano plazo.
8. Documentar en el formato requerido por el Fondo de Desarrollo Económico y Social Local (FODES) la petición hecha por la comunidad para adquirir los fondos necesarios con el fin de poder concretar el proyecto.

Alcances

1. El trabajo que se realizara será únicamente el Diseño de la Construcción Eléctrica de una Red de Distribución de Energía de Media y Baja Tensión en la Comunidad Loma Linda.
2. Presentar un documento técnico a la Municipalidad de Zaragoza para la ejecución del proyecto de Electrificación en la Comunidad Loma Linda.
3. Formular la petición de Financiamiento para la electrificación de la comunidad Loma Linda, según el formato sugerido por el Fondo de Desarrollo Económico y Social Local (FODES).
4. Con la elaboración del diseño de Distribución De Energía Eléctrica se espera abrir la brecha para futuros proyectos como obras civiles, accesos, unidades de salud, escuelas, agua potable, etc. además de establecimiento de microempresas y negocios particulares entendiéndose estos como: tiendas, molinos, y pequeños talleres; que conduzca a los habitantes de la comunidad Loma Linda a mejorar su nivel de vida.
5. Proponer el uso de la energía eléctrica para implementar un sistema de bombeo de agua que pueda facilitar a los habitantes de la zona la adquisición del vital líquido.
6. Enriquecer la información bibliografía actual sobre el diseño y la elaboración de Proyectos de Electrificación con documentación de consulta; que sirva a los interesados; en conocer la forma de elaborar este tipo de Proyectos.
7. Se determinaran los puntos donde existirán estructuras que amerite una atención extraordinaria para asegurar una adecuada cimentación.

Limitaciones

1. No se cuenta con planos de ubicación autorizado por el CNR. ya que la zona esta en un proceso legal de lotificación, por lo que la propuesta partirá de las visitas de campo realizadas, censos de carga y la tendencia de crecimiento de carga que presenta la comunidad.
2. No existe obra civil que respalde las edificaciones de la zona por lo que se deberá corroborar mediante visitas de campo lo que existe o no en el lugar.
3. Debido a la poca accesibilidad hacia la comunidad es difícil realizar recopilación de datos de forma frecuente, por lo que la investigación se sujetará a las disposiciones de la alcaldía para realizar visitas al área de estudio.
4. La localidad no cuenta con vías de acceso aptas para el ingreso de cualquier tipo de vehículo.
5. Se ha detectado que las demoras en el proyecto pueden ser debidas a los papeleos con las entidades gubernamentales, con las entidades privadas no se tiene este inconveniente pues estas cuentan con períodos de tiempo preestablecidos para dar respuesta a las solicitudes, dichas empresas brindan ayuda para programar las actividades de este trabajo, en base a esto, se realizarán con suficiente tiempo de anticipación los trámites con las entidades gubernamentales, además de llenar ya sea formularios o papeles en general con todos los datos y especificaciones requeridas en base a formatos que ya son preestablecidos para evitar atrasos vinculados a este problema.
6. Entre las posibles demoras que sea han detectado se pueden mencionar: el proceso de factibilidad del servicio a solicitarse (Del Sur), la obtención de los planos de ubicación de la Comunidad Loma Linda (CNR), la entrega de formularios de solicitud de financiamiento (FODES) y trámites que involucre la ayuda de la alcaldía.

INTRODUCCIÓN

Actualmente el uso de la energía eléctrica constituye una necesidad elemental para el desarrollo y progreso de cualquier comunidad debido a que la electricidad se utiliza para la mayoría de actividades que a diario se realizan.

En años atrás, el progreso o el desarrollo en El Salvador no surgió sino hasta que se produjo la idea de la introducción del servicio eléctrico lo cual dio un gran impulso al crecimiento de las comunidades en las que ahora se vive.

La Comunidad Loma Linda, Ubicada en el municipio de Zaragoza departamento de la Libertad, es una población en crecimiento que ha solicitado el servicio de energía eléctrica desde hace tiempo, hasta la fecha no se ha logrado suplir esta necesidad. Ya que este trabajo de grado va orientado al servicio social, se ha creído convenientemente ofrecer un aporte para que la comunidad avance en su camino hacia el desarrollo. La electrificación rural es un tema muy importante en El Salvador, ya que a través de ella la tecnología llega a elevar el nivel de vida de cualquier población.

Para la Comunidad Loma Linda, la electrificación permitirá la instalación de equipos eléctricos, con los cuales el trabajo podrá ser simplificado y mejorado, por lo que el nivel de vida de la población mejorará. Conocidas las ventajas que presenta la introducción del servicio de energía, se ha considerado de gran importancia hacer un estudio, tanto técnico como económico de un lugar en particular como lo es la Comunidad Loma Linda.

Cabe aclarar que una pequeña zona de esta comunidad posee electricidad, no así el resto de la población. Es también importante mencionar, que algunas familias que tienen servicio eléctrico lo han instalado de una forma artesanal y la han tomado de un transformador que sirve a una comunidad aledaña que tiene por nombre Las Brumas No 2 dicho transformador no puede suplir mas la demanda de la carga. Por tal razón la Compañía distribuidora de la zona no esta dando mas derechos de conexión a familias que desean el servicio.

Por lo tanto este trabajo consistirá en hacer el **Diseño** que se requiera para introducir el servicio de energía eléctrica, a **La Comunidad Loma Linda**.

CAPITULO 1

CUADRO DESCRIPTIVO DE LA COMUNIDAD LOMA LINDA

1.1 Descripciones generales del municipio

1.1.1 Ubicación geográfica

Zaragoza pertenece al Distrito de Nueva San Salvador, departamento de La Libertad. Está limitada por los municipios siguientes: al Norte, por nueva San Salvador (Santa Tecla); al Oriente por San José Villanueva; al Sur por La Libertad y al Poniente por Nueva San Salvador. Se encuentra ubicada entre las coordenadas geográficas siguientes 13° 37' 27" Latitud Norte (Extremo septentrional) y 13° 31' 58" LN (Extremo Meridional); 86° 16' 48" LWG (Extremo Occidental).

Zaragoza está situada aproximadamente a 15 1/2 kilómetros de Nueva San Salvador. La altura sobre el nivel del mar es de 610 metros. La población aproximadamente es de 23,000 habitantes y su extensión territorial es de 22.71 km². Fue fundada como villa en mil novecientos veintiuno (1921) y se le dio el título de ciudad, en mil novecientos noventa y seis (1996).

1.1.2 Gobierno local

Gobierno local lo ejerce un Concejo Municipal integrado por un Alcalde, un Síndico, seis Regidores propietarios y cuatro Regidores suplentes.

1.1.3 División Política Administrativa y Territorial

La dimensión territorial total es de 21.71 kms², con una área rural de 21.46 kms² y una pequeña área urbana de 0.25 kms². Para su administración, el municipio se divide en 4 cantones: San Francisco El Jote, Sebastián Asuchio, Guadalupe El Nance y El Barrillo; y 3 barrios El centro, Barrio El Calvario y Barrio de la Cruz. Cada cantón y barrio comprende las siguientes residenciales: colonias, comunidades y caseríos:

Cantón San Francisco El Jioite:

Com. El Corral 1

Lot. El Corral 2

Lot. El Corral 3

Lot. Corinto 1

Corinto 2

Lot. Montimar

Hda. Corinto

La Natalidad

Com. El Corralito

Lot. Quita Miramar

Lot. Quinta Lotyca

Brisas de Zaragoza

Lot. El Cocalito

Lot. La Creación

Corinto 3

Cantón San Sebastián Asushio:

Común. La Esmeraldita

Lot. El Frutal

Caserío Plan de Torres

Caserío Aschio

Caserío La Vega

Cantón El Barrillo:

Las Brumas 1

Lot. Las Brumas

Lot. El tránsito

Lot. San Cristóbal

Com. El Progreso

Caserío El Barrillo

Urb. Los Manantiales

Lot. Los Encantos

Com. La Fátima

Lot. El Mirador 1

Lot. El Mirador 2

Com. Buena Vista

El Alcazar

Común. Loma Linda

Ubicación Zona Urbana:

Lot. Villas de Zaragoza

El Pilar

Lot. Vista Hermosa 1

Lot. Vista Hermosa 2

Lot. Borja

Lot. Las Margaritas

Albergue (COAR)

Lot. Altos del Río

Lot. El Cedral

Res. Peñaflor 1

Res. Peñaflor 2

Res. Brisas de las Mercedes

Urb. Prados de Zaragoza	Común. Franco
V. de San Fernando	Común. El Rastro
Lot. Marbella	Urb. Jardines de Zaragoza
Lot. San Antonio	Col. Miramar
Lot. San Antonio 2	Lot. El Zaito 2
Lot. San Judas	Col. Sta. Teresita
Col. San Nicolás	Lot. La fuente 2
Lot. La Fuente 1	Rep. España 1
Lot. Santa Teresa	Rep. España 2
Lot. Maldonado	Lot. Los Cedros

1.1.4 Demografía Del Municipio

Estimado de población del municipio de Zaragoza por edades simples:

Tabla 1.1. Demografía del Municipio de Zaragoza¹

Rango de Edades	Población	Porcentaje
Menores de 1 año	705	2%
1 a 4 años	2,867	10%
5 a 9 años	3,261	12%
10 a 14 años	3,074	11%
15 a 19 años	2,883	10%
20 a 59 años	13,580	48%
Más de 60 años	1,967	7%
TOTAL	28,224	100%

1.1.5 Vías de Comunicación

La ciudad de Zaragoza se une por carretera pavimentada con la ciudad de Nueva San Salvador y la ciudad de El Puerto de la Libertad, así como también con San José Villanueva.

¹ Fuente obtenida Boletín Informativo de la Alcaldía de Zaragoza

1.1.6 Mapa de Identificación y Ubicación de Municipio



Figura 1.1. Mapa de Ubicación del Municipio de Zaragoza

1.2 Ubicación Geográfica de La Comunidad Loma Linda

Esta ubicada en el Departamento de la Libertad, Municipio de Zaragoza colindando con la carretera que de San Salvador conduce al Puerto de La Libertad específicamente en el Km. 15 ½.

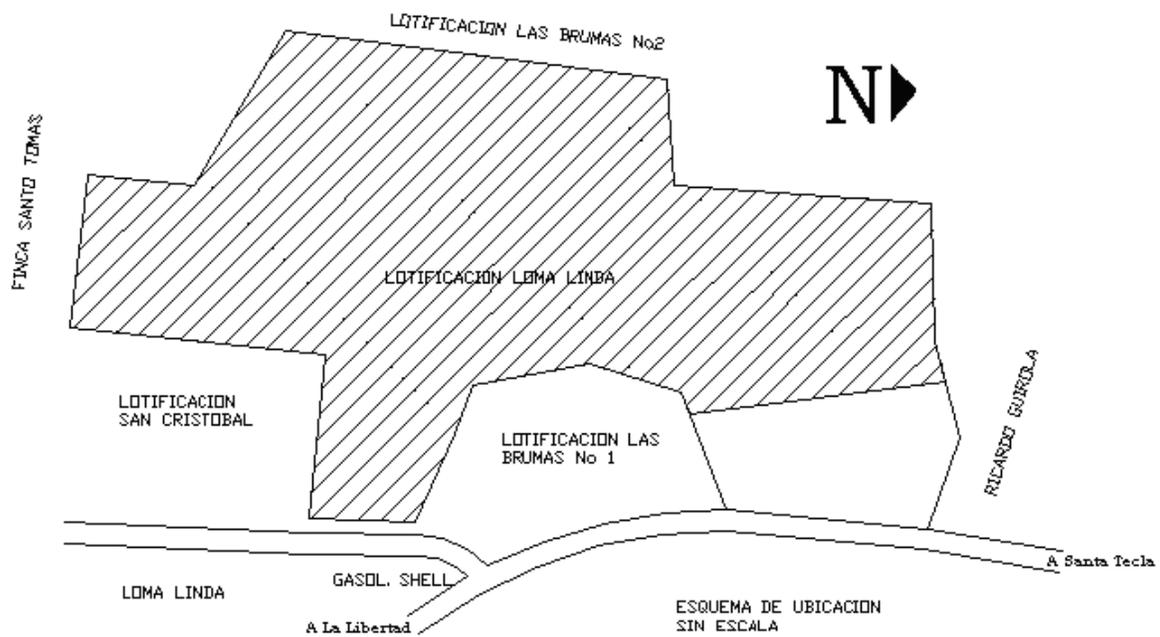


Figura 1.2. Croquis de Ubicación de la Comunidad Loma Linda

La configuración del terreno es del tipo ladera boscosa con densa vegetación, donde la pendiente termina en una barranca. Tal accidente geográfico ha conducido a la construcción de un puente que funciona para conectar la Comunidad Loma Linda con la comunidad vecina separada por la barranca

1.2.1 Recursos Naturales

Por ser una ladera densa en vegetación, se ha creado un nacimiento de agua en donde los habitantes la recolectan para su uso diario. Esta es ocupada para beber, cocinar y lavar sus prendas de vestir.

1.3 Población

La población de la comunidad Loma Linda esta constituida por 429 habitantes en donde el 28% son hombres, el 31% son mujeres, el 33% son niños y el 8% restante son de adolescentes.

El 49% de mujeres oscilan en las edades de 18-35, el 51% restante oscila de entre 36-80, el 68% de las mujeres se dedican a oficios varios en el hogar,

17% trabajan en maquilas, el 10%, 4% y el 1% se dedican al comercio, ocupaciones diversas y a la costura respectivamente.

Los habitantes hombres que oscilan entre 18-35 son el 53% del total, el otro 47% esta en el rango de los 36-80 años a diferencia de las mujeres estos tienen una diversidad de ocupaciones en las que se pueden resaltar las cuatro siguientes: obrero-construcción 45 %, jornalero 11%, oficios varios 10%, Vigilantes 9%.

La edad de los niños oscilan de 0 a 13 años de los cuales un 89% estudia en las diferentes escuelas de la localidad el restante 11% no asiste a la escuela por no cumplir con la edad necesaria para asistir.

Toda la información antes mencionada fue obtenida mediante una encuesta levantada en su totalidad en dicho sector. Esto para saber de viva vos de los habitantes las diferentes necesidades, modos de vida y así tener una visión más amplia del área de estudio.

1.3.1 Fuentes de Ingreso y Empleo

Las fuentes de ingreso económico son a base de empleos de corto o mediano plazo, en su mayoría en el área de construcción, la otra área grande de ingreso es el trabajo como operario(a) de fabricas donde se maquilan diversos tipos de artículos. Por el grado de estudio que tienen los habitantes, no pueden abrirse camino, por las grandes exigencias que pide la sociedad, por tal razón la gran mayoría de estas personas se ven en la necesidad de realizar oficios varios para poder sostenerse y en casos extremos emigra a países del norte.

CAPITULO 2

ANTECEDENTES DEL TEMA

2.1 Descripción del Problema

La comunidad Loma Linda esta ubicada en el municipio de Zaragoza, departamento de La Libertad, colinda con la carretera que conduce de San Salvador al Puerto de La Libertad, exactamente en el kilómetro 15 ½ esta rodeada por dos lotificaciones que llevan por nombre Lotificación Las Brumas No 2 al este y al oeste por la Lotificación Las Brumas No 3, al sur colinda con un la finca llamada Santo Tomás y al norte por un terreno propiedad de una empresa Lotificadora. La Comunidad Loma Linda carece de servicios básicos tales como energía eléctrica, agua potable, aguas negras, telecomunicaciones, vías de acceso, etcétera, al Igual que estas lotificaciones aledañas. Cabe mencionar que la comunidad en estudio es la única que no posee el servicio de energía eléctrica.

Las vías de comunicación en esta comunidad son del tipo vereda con una inclinación muy pronunciada, que dificulta a los habitantes el acceso de sectores aledaños y a la misma comunidad a cualquier hora del día, sobre todo en la noche por no tener ninguna visibilidad, por la falta de alumbrado publico.

Es de resaltar la manera de cómo los habitantes de esta zona se abastecen de agua, ellos la acarrean con la ayuda de diversos recipientes, en un nacimiento que hay en la zona, dicho nacimiento recibe el nombre de la quebrada el Jute. Por ser el terreno del tipo vereda inclinada se les dificulta dicha labor diaria, por el peligro que conlleva caminar cargados con depósitos en su espalda y cabeza, aparte del riesgo de sufrir torceduras en sus tobillos causados por transitar en las piedras de la quebrada que poseen gran cantidad de humedad.

Todo esto a llevado a que la gente viva limitada a poder desarrollarse social y económicamente por la falta de servicios básicos tan indispensables como lo son la energía eléctrica, el agua potable, la telecomunicación, etcétera.

Tal motivo a generado un interés de parte de la empresa privada y el gobierno de El Salvador en poder ayudar a este tipo de comunidades de la zona rural a poder alcanzar estos servicios y así poder darles las herramientas básicas

para el desarrollo socio-económico local, uno de estos es la electrificación rural. Por tal razón la comunidad Loma Linda se ha visto en la necesidad de ocupar una serie de energías alternativas, para poder hacer uso de electrodomésticos, luz en horas nocturnas y así poder realizar sus labores o incrementar un poco su comodidad y entretenimiento. Tales alternativas traen consecuencias perjudiciales a los habitantes de estos hogares por la inhalación de gases tóxicos provocando enfermedades de afección pulmonar en adultos como menores de edad. En la Tabla No 2.1 se resumen los tipos de energía alternativa, su aplicación, problemas e inconvenientes que recaen por su uso.

Tabla 2.1. Tabla de Energías alternativas por falta de Electricidad²

TIPO(Fuentes Energéticas Alternativas)	UTILIZACIÓN	PROBLEMAS
KEROSENE Y/O LEÑA	Para iluminación en lámparas a kerosén y/o en fogones que también sirven para fines de calefacción.	<ul style="list-style-type: none"> * Altamente inseguro por el alto riesgo de incendio asociado a su uso. * Contaminante ya que es producto de un proceso de combustión que arroja gases y partículas al aire. * Para el caso particular de la leña, su uso implica un deterioro al medio ambiente ya que degrada los bosques producto de la tala
CARBÓN	Para funcionamiento de planchas	<ul style="list-style-type: none"> * Riesgo por la probabilidad de sufrir quemaduras * Poco eficiente, ya que pierde mucho calor * De difícil manipulación, ya que debe cargarse el carbón caliente
VELAS	Iluminación	<ul style="list-style-type: none"> * Poco eficientes, tienen muy poca capacidad lumínica * Riesgosas * Sucias
PILAS	Funcionamiento de lámparas, radio receptores o radio transmisores	<ul style="list-style-type: none"> * De bajo rendimiento, cada unidad dura poco * Relativamente costosas, en la medida que en general los aparatos funcionan con más de una.
BATERÍAS	Funcionamiento de motores, aparatos de radio y televisión y otros como ventiladores	<ul style="list-style-type: none"> * Bajo rendimiento, duración limitada * Voluminosas y pesadas, lo que dificulta su traslado * Costosas, en general no están fácilmente al alcance de la gente * Dificultad para la recarga

² Metodología Proyectos de Electrificación

2.2 La Electrificación Rural

2.2.1 Definición y Características

La electrificación rural consiste en transportar e instalar la energía puesta al servicio de las necesidades del área rural. La electrificación difiere de la urbana en razón a la extensión del recorrido de las instalaciones y a lo accidentado de los terrenos por donde debe ser trasladada a los lugares de los usuarios. Ya que entre las características de las zonas rurales están la dispersión de la población, carencia de medios de comunicación, carreteras, centros de educación, centros de salud, servicios de agua y electricidad. Por todo lo anterior que se ha mencionado se ha generado un nivel de calidad de vida inferior, en la población de este sector.

Para superar este atraso del sector rural, la electrificación se considera como infraestructura básica para el desarrollo de proyectos de campo. Por ello tradicionalmente la electrificación ha sido favorecida con esquemas operativos de excepción con financiamientos especiales y programas específicos para promover la participación de las comunidades.

El elemento principal con el que funciona este tipo de proyectos es la Proyección Social que se obtiene a causa de la realización de electrificación en comunidades que no la posean y así colaborarles a alcanzar los servicios básicos a sectores rurales que no tiene las posibilidades propias para obtenerlos.

Ya con esta herramienta básica se abre camino al desarrollo local de esta zona mejorando sus condiciones de vida y un incremento en la productividad de sus labores, lo cual trae como resultado un mejor aprovechamiento del tiempo y una mayor comodidad.

2.3 Obstáculos para la Electrificación Rural.

La electrificación en las áreas rurales se efectúa en condiciones más adversas que en las urbanas, debido a la dispersión de la población, a los altos costos de la prestación del servicio al bajo retorno económico, cuando éste es medido exclusivamente desde el punto de vista de la empresa que prestaría su

servicio. Todo esto trae como consecuencia una serie de problemas socio-económicos, técnicos y de financiamiento.

2.3.1 Socio-económico

Dificultad en la adquisición de derechos de servicio para el tendido de los sistemas de distribución. Este obstáculo se entiende, que nadie esta en la posibilidad de invertir en la construcción de un sistema de electrificación rural, por el hecho de que no obtendrán ningún beneficio monetario de tal inversión, ya que no es atractivamente remunerado por la baja demanda que tienen este tipo de proyectos, la única ganancia es intangible y se mide por el impacto social que produce aumentar la calidad de vida de los habitantes de la zona.

2.3.2 Técnicos

- Topografía de los terrenos.
- Carencia de obras de infraestructura, tales como carreteras y calles de fácil accesos en cualquier época del año.
- Vibraciones en las líneas causadas por fenómenos climatológicos.
- Deterioro, debido a la yodificación, en las líneas de distribución ubicadas en la zona costera.

2.3.3 Financieros

Los problemas de electrificación, por las características de la población rural, hacen necesarias fuertes inversiones, lo cual para ninguna empresa privada es rentable; las razones que se argumentan y que son tomadas de la experiencia, son los siguientes:

- La falta de consumidores
- Limitaciones en el margen de utilidad.

Por los problemas anteriormente expuestos, se encuentra que el sector rural mantiene una serie de obstáculos par la electrificación.

2.4 Criterios y mecanismos para la identificación de proyectos de electrificación rural

2.4.1 Criterios

Algunos de los criterios que pueden darse para establecer la población beneficiaria de proyectos de electrificación son:

Cantidad y concentración de la población: la necesidad de abarcar un déficit con este tipo de recursos, es el hecho de cubrir el mayor número de personas al menor costo, deja ver que las comunidades con mayor población y más concentradas pueden ser priorizadas frente a las que presentan menor proporción. Esto, porque efectivamente el costo unitario de instalación por hogar, de cualquier alternativa de abastecimiento eléctrico, crece con la distancia.

Nivel de pobreza: La población rural presenta además de una situación de desigualdad respecto de la población urbana, un cuadro de pobreza que acrecienta aún más la necesidad de considerarlas para una efectiva focalización de los recursos. Dentro del ámbito rural, existen grupos con más necesidades que otros y esto lleva de todas maneras a la necesidad de medir con algún mecanismo el nivel de pobreza de las comunidades sin energía eléctrica, a fin de priorizar aquellas familias de menores recursos.

Actividades socioeconómicas: Por ser una comunidad con escasos recursos ellos se ven en la necesidad de emigrar a la ciudad y a veces a otros países para poder aumentar su calidad de vida, localmente no existen actividades de este tipo, por una serie de aspectos sociales de otra índole.

Nivel de aislamiento: La Comunidad Loma Linda tiene de existir aproximadamente desde hace una década, esta ubicada a 15 ½ kilómetros de San Salvador, su nivel de aislamiento geográfico es muy bajo ya que colinda con la carretera que conduce de San Salvador al departamento de La Libertad. Esta población es la única que carece de una electrificación, generando así un

aislamiento del tipo *socio-económico*, restándole la oportunidad de desarrollarse localmente.

2.4.2 Mecanismos de identificación

El mecanismo de identificación más directo es **la propia demanda de la comunidad**, la que debe tener los conductos adecuados para hacerse escuchar y considerar en los niveles de decisión correspondientes. Uno de estos conductos son los pertenecientes a la alcaldía del municipio: ediles y consejos municipales, ya que son ellos los voceros y realizadores directos de las peticiones de comunidades en que ellos gobiernan. Siendo ellos los únicos con poder, para la toma de decisiones y acciones para su municipio.

Con todo lo anterior se ha creado un diagrama de flujo con los pasos más sobresalientes en la Planeación, evaluación, Seguimiento y Promoción de la Electrificación Rural Social. En este diagrama se puede observar ordenadamente como se organiza la creación y seguimiento de tales proyectos, desde la atención al público solicitante del servicio pasando por una preparación de carteras de proyectos priorizando los proyecto que conlleven mayor impacto social en los beneficiarios, como también la obtención de los fondos necesarios para dicha realización; que en su mayoría son obtenidos de los fondos creados por el gobierno central, aclarando que estos fondos no cubren el cien por ciento del monto total del proyecto, sino que aportan una mayoría del total, la otra parte es asumida por la comuna y en muchas ocasiones los habitantes de la zona beneficiada contribuyen con trabajo, a la hora de implementarse el proyecto.

Al completarse la programación de la electrificación se origina el proceso de licitación, seleccionando a una empresa para su realización en cuanto a diseño y luego a su ejecución, una vez consumado dicho proyecto se da un seguimiento en cuanto a, promoción, divulgación pero en la mayoría de los casos esto no es necesario por que la gente que no posee este prestación se aboca a las municipalidades a pedir el pronto establecimiento de tal servicio.

2.4.3 Ciclo de Planeamiento, Evaluación, Seguimiento y Promoción de La Electrificación Social

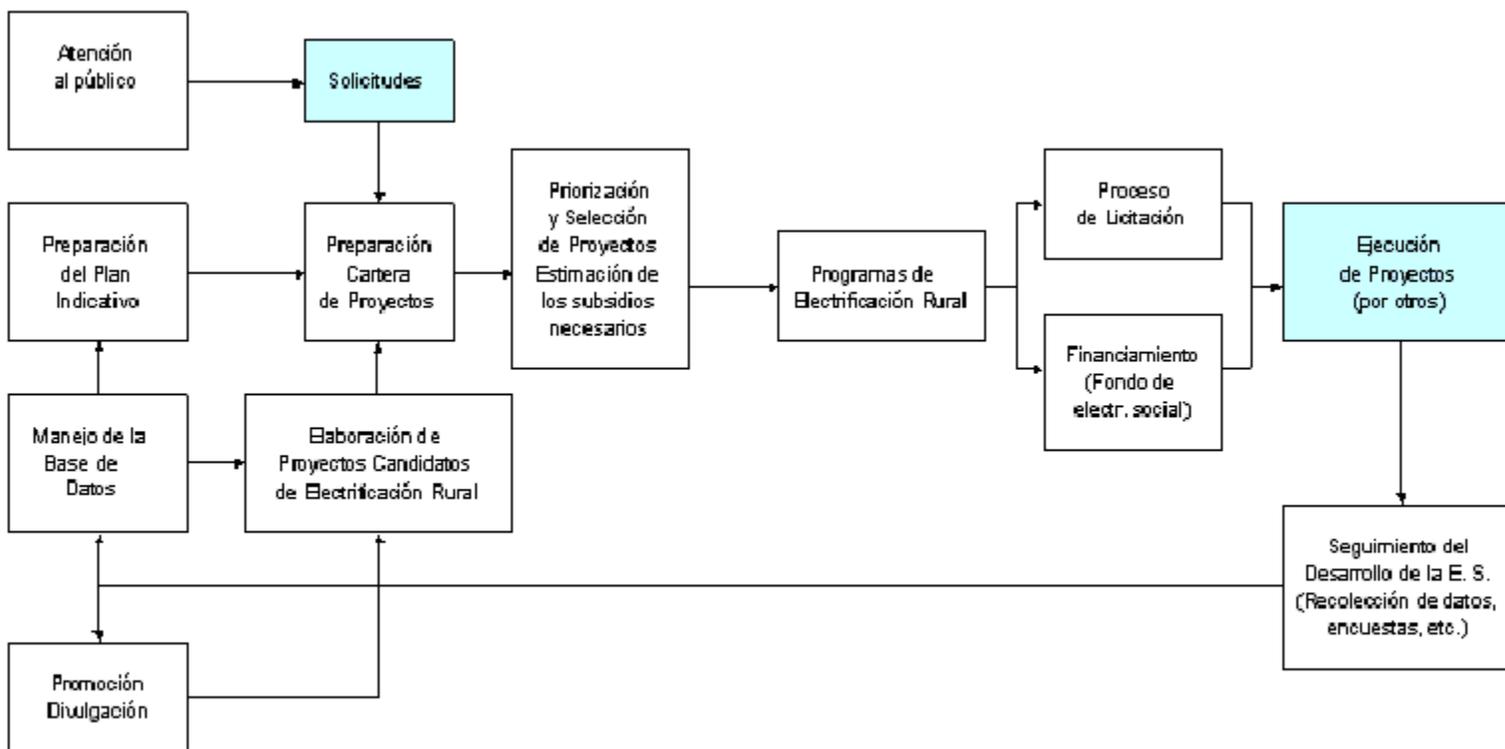


Figura 2.1. Ciclo De Planeamiento, Evaluación, Seguimiento Y Promoción De La Electrificación

2.5 Aspectos Generales Del Proyecto

La comunidad Loma Linda esta situada en el cantón El Barrillo, municipio de Zaragoza, departamento de la Libertad esta comunidad no cuenta con los servicios básicos de energía eléctrica y agua potable, además sus vías de comunicación y accesos están en pésimas condiciones; como un punto indispensable, para traer el progreso y desarrollo a estas comunidades con deficiencias y a sugerencia de la misma comunidad, se considera que la introducción de los servicios de electricidad es la necesidad de mayor prioridad, para los habitantes, ya que traerá muchos beneficios en diferentes aspectos como: la salud de las personas, pues permitirá el uso de refrigeradoras en las cuales se podrá almacenar los alimentos y así evitar su descomposición y consumo en mal estado que generan diferentes enfermedades.

En la educación se puede tener acceso a escuelas nocturnas y programas de alfabetización de los habitantes, esto debido a que por lo general en el día se dedican a sus labores diarias, además se puede leer libros y estudiar durante la noche o realizar tareas escolares. En cuanto a lo social una adecuada iluminación disminuye la delincuencia en la zona, facilita el paso de las personas en el vecindario durante la noche sin riesgos de sufrir caídas o accidentes, además posibilita la creación de pequeños negocios y actividades económicas diversas que generen ingresos dentro de los núcleos familiares, la contaminación al medio ambiente también se vera disminuida con el aporte de la electricidad.

2.5.1 Nombre del Proyecto

Propuesta de Diseño de Electrificación en La Comunidad Loma Linda, de Zaragoza, La Libertad

2.5.2 Descripción General del proyecto

Se diseñara un sistema de distribución eléctrico que cumpla con los estándares de seguridad de las personas. Pues se pudo observar que los habitantes que han tenido acceso a energía de las comunidades vecinas, están

utilizando para sus acometidas estructuras artesanales a base de polines, tubos metálicos, troncos secos de árboles, cuartones etcétera. Que no cumplen con las normas de calidad necesarias que salvaguarden su seguridad.

2.6 Objetivo General

Proponer el Diseño para La Introducción de Energía Eléctrica en la comunidad Loma Linda que de cobertura a la demanda de carga a corto y mediano plazo, elaborado bajo los reglamentos y normas establecidas por La Súper Intendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (en adelante SIGET).

2.6.1 Objetivos Específicos.

- 5 Realizar un diseño que cumpla con las normas estándares de la compañía de distribución eléctrica que presta su servicio en la zona de estudio.
- 6 Realizar un diseño con la capacidad de soportar la demanda exigida por la carga y que pueda suplir la tasa de crecimiento energético de la zona.
- 7 Realizar el levantamiento del plano eléctrico de la Comunidad Loma Linda.
- 8 Diseñar un sistema de alumbrado público eficiente que permita a los habitantes de la zona transitar por las vías de acceso de forma segura.
- 9 Formular una propuesta Eléctrica para suministrar el servicio en un sistema de Bombeo proyectado a mediano plazo con el objeto de abastecer agua a la comunidad Loma Linda.
- 10 Realizar una evaluación sobre el impacto ambiental en el área del proyecto de electrificación.
- 11 Elaborar un presupuesto actual con oferta valida a mediano plazo.
- 12 Documentar en el formato requerido por el Fondo de Desarrollo Económico y Social Local (FODES) la petición hecha por la comunidad para adquirir los fondos necesarios con el fin de poder concretar el proyecto.

CAPITULO 3

NORMAS, CRITERIOS Y CONCEPTOS ELÉCTRICOS FUNDAMENTALES EN LA ELABORACIÓN DE PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN

3.1 Sistema De Distribución Primaria Y Secundaria

3.1.1 Generalidades

Los sistemas de distribución son todas aquellas redes que se extienden en las ciudades y que están formadas por las líneas de alta y baja tensión, los transformadores, los dispositivos de protección, etcétera.

En El Salvador existen diferentes niveles de voltaje para el sistema de distribución, los cuales son: 4.16, 13.2, 24.9 kV. A medida que aumenta el nivel de voltaje, se presenta la ventaja de incrementar la potencia a transportar a través de conductores de menor diámetro, disminuyendo al mismo tiempo las pérdidas de energía y las pérdidas por caídas de voltaje.

En los sistemas de distribución secundario, se tienen niveles de voltaje tales como 120, 208, 240 Voltios. Con estos niveles se sirven las cargas domiciliarias y de pequeños negocios, talleres o fábricas, cuyos equipos requieren de este voltaje. Entre las ventajas de estos niveles de voltaje están:

- Conexión directa entre línea y el usuario pues los equipos trabajan generalmente en el rango de 107-127 voltios
- No se necesitan conductores especiales para la distribución subterránea o aérea
- El bajo nivel de voltaje sirve como un factor de seguridad para los usuarios.

Una de las desventajas de estos sistemas de bajo voltaje, es el hecho de no poder llevar energía a través de grandes distancias sin caer en problemas de caídas de voltaje.

Un sistema típico de distribución de energía esta compuesto por los siguientes elementos: Subestaciones de distribución, Circuitos primarios, Transformadores de distribución circuitos secundarios, Acometidas medidores.

3.2 Sistema de Distribución Primaria

La distribución primaria puede ser llevada por uno, dos, tres y hasta cuatro hilos, dependiendo si lleva o no neutro; es decir que tres hilos representan las fases y el cuarto, al neutro. Además se clasifican de acuerdo a si el sistema es aterrizado o no. En El Salvador todos los sistemas de distribución son con neutro corrido pero para propósitos de conocimientos en este documento se explican también los sistemas sin neutro corrido.

3.2.1 Sistema de Tres Hilos

En este sistema la conexión puede ser: Delta, Estrella, Estrella Aterrizada.

Conexión Delta: Este tipo de conexión solo se da a 3 hilos, pues no existe el neutro cuando se tiene distribución primaria. Su diagrama es el siguiente:

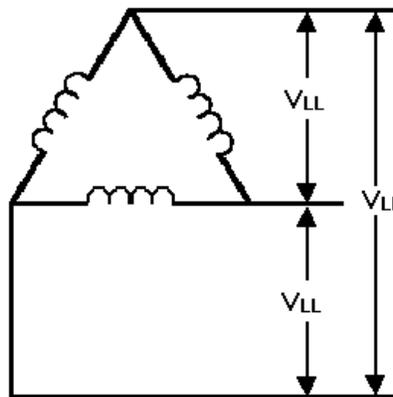


Figura 3.1. Conexión Delta

Su principal característica es que no se tiene referencia a tierra. Esto significa que para un servicio monofásico, la carga tiene que ser conectada entre línea y línea, lo que provoca el inconveniente de que para proteger el equipo conectado se necesita 1 juego de protecciones (cortacircuito y pararrayos) para cada fase. Entre las ventajas de este sistema se puede mencionar el hecho de no tener problemas de terceras armónicas. La detección de una falla de fase a tierra presenta dificultad, dado que no se presenta como una falla franca y el sistema pueda seguir funcionando con cierta anormalidad, la cual afecta a la red de distribución.

Conexión Estrella no Aterrizada: Como la conexión anterior, esta formada por tres hilos con un neutro sin referencia tierra, pudiendo interconectarse sistemas aislados delta con estrella del mismo voltaje. Su esquema es el que se presenta a continuación:

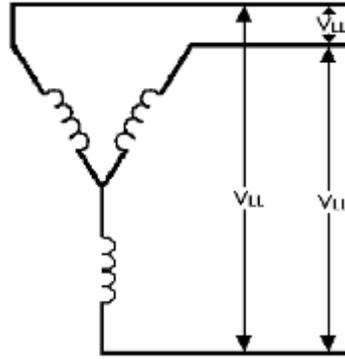


Figura 3.2. Conexión Estrella No Aterrizada

Las ventajas y desventajas de este sistema son similares a las del anterior, pero además se tiene que las corrientes de desbalance y de falla pueden producir mayor daño en una fase específica.

Conexión Estrella con Neutro Aterrizado: Se considera un sistema de tres hilos con el neutro efectivamente aterrizado en el punto de salida de las líneas ósea que, a lo largo del trayecto solo se llevan tres hilos.

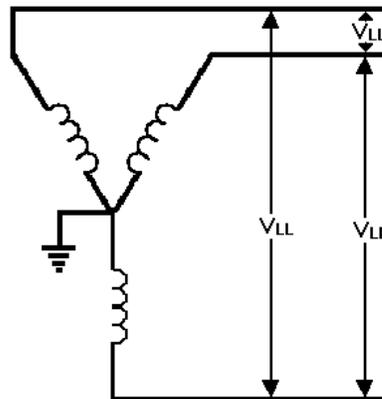


Figura 3.3. Conexión Estrella con Neutro Aterrizado

En este sistema se tiene la ventaja, sobre los anteriores de disponer de un voltaje con respecto a tierra, el cual puede ser logrado a través de la construcción

de una buena referencia a tierra. Otra ventaja de este sistema es que suplente una carga monofásica utilizando solo un hilo, pues solamente se necesita de un hilo o fase y el retorno se consigue por medio de la referencia de tierra de la subestación.

Una desventaja se presenta cuando el terreno, en el cual se hará la red de tierra, es rocoso o similar; en estos casos, el hacer una buena tierra es dificultoso y se hace necesario probar en varios puntos hasta obtener un valor aceptable de resistencia de tierra. En General se puede decir que entre mas cercano a cero, sea el valor de tierra obtenido, mejores resultados se obtendrán de la red de tierra.

A continuación en la tabla 3.1 se presentan los valores máximos permitidos de resistencia de red de tierra de una subestación según las NTDIDE³-SIGET.

Tabla 3.1. Valores Máximos Permitidos de Resistencia de Red de tierra de una Subestación en Función de su Capacidad⁴

Capacidad de la Subestación (MVA)	Resistencia de la Red de Tierra (OHMIOS)
≤0.05	12
0.05-0.1	6
0.1-0.5	2
0.5-1	1.5
1-50	1
50-100	0.5
>100	0.2

3.2.2 Sistema de cuatro hilos

En estos sistemas se tienen dos versiones de conexión: Estrella con neutro corrido y Estrella con neutro corrido multipolarizado.

Estrella con neutro corrido. En este sistema, existe una conexión directa entre tierra y el neutro del sistema, ya que el neutro de la estrella, aterrizado en la subestación, extendiéndose a lo largo del trayecto de la zona, junto a las fases.

³Normas Técnicas de Diseño de Instalaciones de Distribución Eléctrica NTDIDE de aquí en adelante

⁴ Normas o Requerimientos para Instalaciones en Proyectos de Electrificación

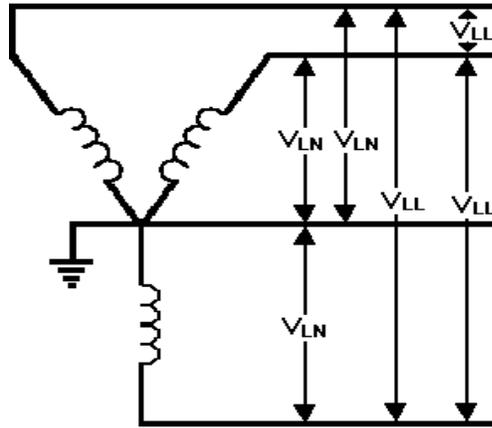


Figura 3.4. Estrella con neutro corrido

Además del nivel de voltaje entre fases V_{LL} , disponemos de un voltaje entre fase y neutro V_{LN} . Como ventaja tendríamos que mencionar el ahorro que se tiene, al no implementar redes de tierra cada vez que se quiera utilizar el neutro. Una desventaja de este sistema es que se producen pequeñas variaciones en el nivel de voltaje de referencia debidas a la caída de voltaje en el neutro.

Estrella con neutro corrido multipolarizado: Las características de este sistema son similares a las de anterior, con la única diferencia de que el neutro corrido se polariza cada cierto tramo obteniéndose así una multipolarización a través de toda la red. Este sistema presenta un medio de drenaje de sobrecargas atmosféricas y de corrientes de desbalance.

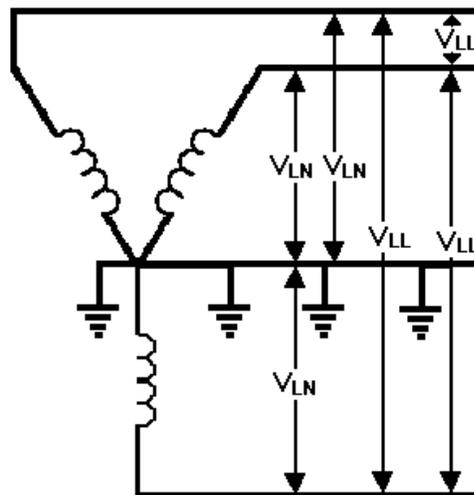


Figura 3.5. Estrella con Neutro Corrido Multipolarizado

El sistema presenta la ventaja que, al ocurrir un daño en el hilo del neutro (por ejemplo que sea cortado), la referencia de tierra no se pierde pues cada punto esta respaldado por las referencias de tierra hechas a lo largo del trayecto de la distribución. Además permite utilizar neutros de menor calibre que el de las fases, ya que al polarizar en diferentes puntos al neutro, se esta conectando en paralelo con la tierra por lo que la resistencia entre la tierra y el neutro, disminuye.

Además de nivel propio del sistema, se puede obtener voltaje entre cualquier fase y neutro. Esta conexión aunque resulta más cara que la anterior debido a la multipolarización, es la más utilizada en El Salvador por las empresas distribuidoras, ya que responde de mejor forma a las necesidades de servicio exigidas por el sistema.

3.3 Sistema De Distribución Secundaria

La distribución secundaria se encuentra en el rango de voltajes menores de 660 voltios. En El Salvador los niveles más usados son los 120 \ 240 voltios.

3.3.1 Sistema monofásico.

Este puede ser bifilar (dos hilos) o trifilar (tres hilos).

Sistema Bifilar: Este es el sistema de distribución secundario mas simple; consta de una línea forrada (conocida como línea viva) y de una línea de conductor desnudo que constituye al neutro y va conectado a tierra. En este tipo de distribución solo se tiene una fase, ósea que nada mas se puede suplir carga monofásica a nivel s de 120 voltios.

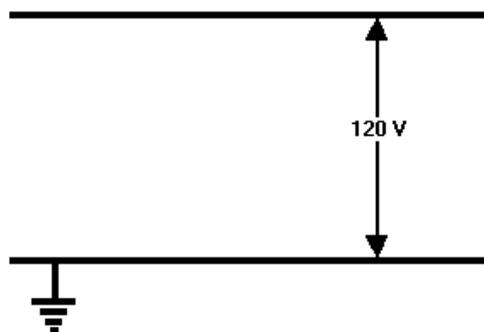


Figura 3.6. Sistema Bifilar

Sistema Trifilar.: Se usa generalmente para la distribución domiciliaria en la cual los requerimientos de voltaje son de 120-240 V. También sirven a otros tipos de usuario tales como: Comercios, Pequeñas Industrias, Talleres, etcétera.

Su representación esquemática es:

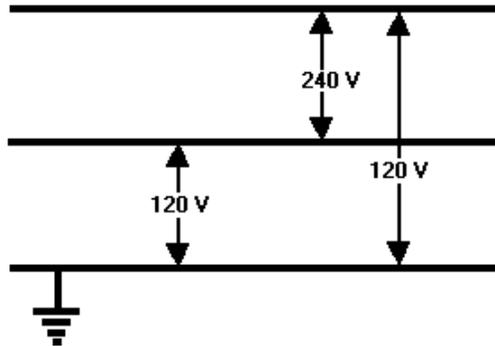


Figura 3.7. Sistema Trifilar

3.3.2 Sistema trifásico

Como en el caso de la distribución primaria, se tienen sistemas de tres y cuatro hilos según el tipo de conexión.

Sistema de tres Hilos: Los niveles de distribución secundaria trifásica a tres hilos pueden ser de 208 ,240 o 480 Voltios. Su esquema es:

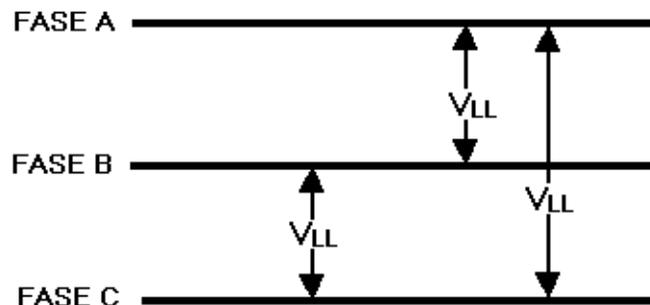


Figura 3.8. Sistema de tres Hilos

Sistema de Cuatro Hilos: Necesariamente, cuando se tienen cuatro hilos, se está hablando de distribución trifásica en la que disponemos de tres fases y un neutro. Este sistema es el más empleado en industria, talleres, etcétera, debido a que se dispone de un nivel de tensión para fuerza (voltaje trifásico) y de otro para luces y tomas (voltaje monofásico).

Tanto en sistemas de tres y cuatro hilos, la conexión a usarse puede ser estrella aterrizada o delta cuatro hilos dependiendo de las necesidades de luz y fuerza que se tenga.

3.4 Clasificación de los Servicios Eléctricos.

La clasificación de los servicios eléctricos puede ser: por el tipo de usuario, por nivel de tensión, por la magnitud de la demanda, por la duración del servicio.

3.4.1 Por el tipo de usuario el servicio puede ser:

Servicio residencial: es el que recibe el usuario en su domicilio para: iluminación, uso de electrodomésticos, aire acondicionado, etc.

Servicio comercial: lo recibe el usuario para fines comerciales de alumbrado, aire acondicionado, refrigeración, ventilación, rótulos luminosos, sistemas de bombeo, ascensores, locales comerciales y equipos para actividades profesionales; que son usados en tiendas, restaurantes, supermercados, oficinas, colegios privados, hoteles, bancos, radioemisoras, salas de espectáculos etcétera.

Servicio industrial: es el que recibe el usuario para transformar, producir, manufacturar, fabricar, procesar, extraer, beneficiar y refinar materias primas.

Servicio oficial: el que se presta a las dependencias del estado y/o municipalidades.

Servicio de alumbrado publico: el que se presta a municipalidades, dependencias oficiales y a particulares, para iluminar calles, avenidas, plazas y otros espacios de uso publico establecido.

Servicio especial: es el prestado mediante un contrato especial, donde especificaciones de suministros, tarifas u otras disposiciones, no permiten incluirlas dentro de las clasificaciones anteriores.

Servicio general: es un servicio destinado a alimentar los servicios generales y las áreas comunes de los edificios: como ascensores, estacionamientos, iluminación de pasillos, bombas para sistemas hidroneumáticos de abastecimiento de agua o fuentes ornamentales, escaleras, jardines, piscinas canchas deportivas, salones de fiesta, y demás áreas recreacionales o de diversión,

incluyendo gimnasios saunas, casetas de control, y cualquier otro servicio similar de uso común.

3.4.2 Por el nivel de tensión:

Servicio de baja tensión: es el servicio que se presta a un usuario a una tensión menor o igual a los 600 voltios. Acuerdo 29-E-2000 SIGET. Por el número de hilos los servicios de baja tensión tienen la siguiente clasificación:

Servicio bifilar: servicio que se presta a una tensión de 120 voltios y para una Carga instalada máxima de 10 KW.

Servicio trifilar: servicio que se presta a una tensión de 120/240 voltios y para una Carga instalada máxima de 50 KW.

Servicio trifásico: servicio que se presta a una tensión de 240 voltios y para una Carga instalada máxima de 50 KW.

Servicio de media tensión: servicio que se presta a una tensión superior a los 600 voltios e inferior a 115000 voltios. Art. 31 SIGET. Los servicios de media tensión se clasifican en: servicio monofásico, servicio bifásico, servicio trifásico.

Tabla 3.2. Potencia máxima a conectar en los servicios de Media Tensión⁵

SERVICIO	VOLT. DEL SISTEMA (KV)	CARGA INSTALADA (KVA)
MONOFASICO	23	0-300
	13.2	0-150
	4.16	0-50
BIFASICO	23	0-600
	13.2	0-300
	4.16	0-100
TRIFASICO	23	La Requerida
	13.2	
	4.16	

⁵ Normas o Requerimientos para Instalaciones en Proyectos de Electrificación. CAESS.

3.4.3 Por la magnitud de la demanda.

Servicios de pequeñas demandas: el que se presta a un usuario cuya demanda máxima no excede los 10 KW.

Servicios de medianas demandas: el que se presta a un usuario cuya demanda máxima es superior a los 11 KW y hasta 50 KW.

Servicios de grandes demandas: el que se presta a un usuario cuya demanda máxima es superior a los 51 KW.

Servicios especiales en media y baja tensión.

3.4.4 Por la duración del servicio.

Servicio definitivo. Servicio que se presta a cualquier usuario que lo requiera en forma definitiva.

Servicio provisional o temporal: servicio que se presta a un usuario que por la naturaleza de sus instalaciones o por otro motivo lo requiera de manera temporal.

3.5 Características del servicio

Se presta un servicio mediante corriente alterna a una frecuencia de 60 Hz. Con variaciones de $\pm 0.2\%$ en condiciones normales y $\pm 1\%$ en condiciones de emergencia, no obstante, para propósitos de diseño de equipos deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los límites $\pm 5\%$, de acuerdo al artículo 2 de las normas de calidad y seguridad "reglamento de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista" de 1999 aprobado por SIGET.

Tabla 3.3. Niveles de Voltaje en el Punto de Entrega y Utilización⁶.

VOLTAJE DE SISTEMA (Volt.)	VOLTAJE DE UTILIZACION (Volt.)		VOLTAJE DE SERVICIO (Volt.)	RANGOS	APLICACION RECOMENDADA
	MINIMAS	MAXIMO	MINIMAS		
120 2 Hilos	110 106	126 127	114 110	Rango A Rango B	Servicios de hasta 10 KW.
120/240 3 Hilos	110/220 106/212	126/252 127/254	114/228 110/220	Rango A Rango B	Servicios de hasta 50 KW.
240 3 ó 4 Hilos	220 212	252 254	228 220	Rango A Rango B	
4160Y/2400	3740 Y/2160 3600 Y/2080	2370 Y/2520 4400 y/2540	4050 Y/2340 3950 Y/2280	Rango A Rango B	SERVICIOS MAYORES DE 50 KW
13200Y/7620	12429Y/717 6 12098Y/698 5	13860Y/800 0 13970Y/807 0	12870Y/7430 12504Y/7240	Rango A Rango B	
24940Y/1440 0	-	26190Y/151 20 26400Y/152 40	24320Y/1404 0 23690Y/1368 0	Rango A Rango B	
23000	-	24150 24340	22430 21850	Rango A Rango B	
34500Y/1992 0	-	36230Y/209 20 36510Y/210 80	33640Y/1942 0 32780Y/1893 0	Rango A Rango B	
46000	-	48300	44850 43316	Rango A Rango B	

Rango A: condición normal de operación / Rango B: condición extrema de operación o condición de emergencia.

3.6 Factores de Diseño

Para diseñar un sistema de distribución se requiere del conocimiento de ciertos elementos, los cuales forman parte importante de lo que llamaremos Factores de Diseño. Entre los conceptos que se deben tener presente para el correcto análisis de la electrificación de una comunidad se tienen: Carga conectada o instalada, demanda promedio, demanda máxima, factor de carga, factor de demanda, factor de diversidad, factor de coincidencia.

Carga Conectada o Instalada: Es la suma de todas las cargas del sistema, sin importar que éstas estén o no en operación. Esta suma de cargas,

⁶ Normas o Requerimientos para Instalaciones en Proyectos de Electrificación CAESS.

básicamente es una potencia nominal obtenida de los datos de placa de cada uno de los artefactos conectados al sistema. Debe entenderse que, al hablar de suma de cargas, se refiere a una suma de watts, que es la medida estándar como el fabricante indica la potencia de cada equipo.

Demanda promedio: Técnicamente hablando, la demanda es la carga promedio que será utilizada por el sistema, en un periodo determinado de tiempo. Se sabe que la carga en una instalación varía de acuerdo a los equipos que estén en operación. Al ser definida la demanda como una carga promedio, se pretende considerar estas variaciones como una carga constante que, en un periodo de tiempo específico, represente el consumo real de la instalación.

La demanda promedio o carga promedio es una magnitud que puede ser expresada en kilowatts (KVARs), kilovolt-amperio (kVA), amperios, Hp (Horse Power), etcétera.

Demanda máxima: Es el mayor valor de demanda registrada por un sistema durante un periodo de tiempo específico debe tenerse en mente que la demanda es variable, existiendo dentro de dicha variación periodos pico, los cuales representan la demanda máxima. Se Ilustrará en que consiste la demanda máxima a través de la grafica de carga de un transformador de distribución en la cual se puede apreciar valores máximos y mínimos de carga en función del tiempo (ver Figura 3.9). Se puede observar que en el eje del tiempo sólo se han considerado 24 horas, debido a que el ciclo diario tiende a comportarse similarmente, despreciando leves variaciones que ocurran entre un día y otro.

Como ya se menciona, la demanda máxima es la mayor carga absorbida en un periodo específico de tiempo que usualmente es de 15, 30 ó 60 minutos; para el ejemplo será de 60 minutos. Analizando la grafica se observa que entre 7 y 8 p.m. la carga es máxima lo que se conoce como pico o demanda máxima. Esto significa que en este intervalo de tiempo, el transformador realiza su máximo esfuerzo en relación a la carga entregada durante el resto del periodo determinado; mientras tanto entre 3 y 4 a.m., se observó la menor absorción de carga.

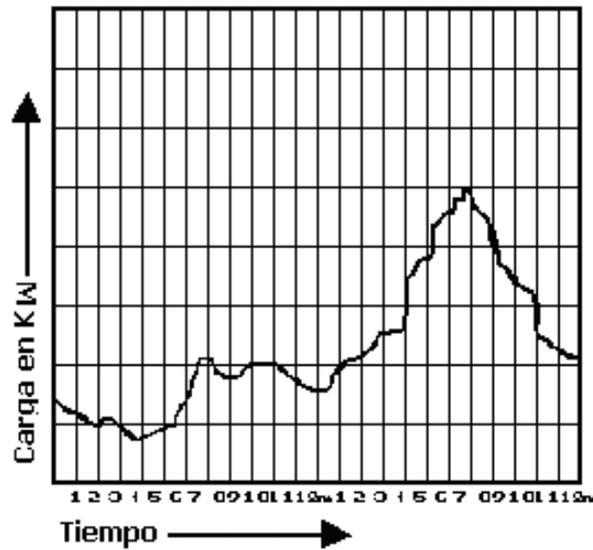


Figura 3.9. Gráfica de Carga de un Transformador Versus Tiempo

Es de tomar en cuenta, que el valor más frecuente usado para plotear el crecimiento de un sistema eléctrico es la máxima demanda. Dependiendo del periodo de tiempo especificado, así será el valor promedio de la demanda máxima; por lo tanto se puede concluir que, la demanda máxima promedio es inversamente proporcional al periodo de tiempo considerado, ya que a mayor periodo, menor resulta el promedio de la demanda máxima.

Factor de demanda: El factor de demanda se define como el cociente entre la demanda máxima y la suma de las cargas o carga conectada.

$$\text{Factor de Demanda} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Conectada}} \leq 1$$

El factor de demanda es adimensional, debido a que las unidades en que se expresan la demanda máxima y la carga conectada son las mismas. Como da a entender la ecuación anterior, el factor de demanda compara el pico de demanda máxima de un periodo determinado con la suma de todas las cargas conectadas al sistema. Un factor de demanda igual a uno significa que todas las cargas están funcionando al mismo tiempo; mientras que si el factor de demanda es mayor que

uno, este indicaría una sobrecarga en los equipos conectados al sistema, lo cual es poco probable.

Para el cálculo del factor de demanda, se utilizan todas las cargas del sistema, estén o no éstas operando; el objetivo de realizarlo de esta manera es el de verificar si la red es capaz de abastecer la carga total al mismo tiempo.

En el diseño de una red siempre debe considerarse un factor de demanda menor que uno porque de esta manera se esta considerando el crecimiento futuro del sistema, evitando así una sobrecarga.

En El Salvador, se establece para viviendas un factor de demanda entre 0.7 y 0.8. Para este proyecto se usará el valor de 0.7.

En El Salvador, se establece para viviendas un factor de demanda entre 0.7 y 0.8. Para este proyecto se usará el valor de 0.7 debido a que el valor debe ser menor que uno ya que indican que no todas las cargas están funcionando, como ya se menciona, según a datos ya establecidos en el Compendio Didáctico de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica (Dirección de Energía y Recursos Mineros) cada tipo de carga se le asigna un valor estándar de demanda lo cual perfila un parámetro de valores de utilización de la carga.

Factor de Carga: El factor de carga no es más que la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima.

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}} \leq 1$$

Las unidades en que se expresan la demanda promedio y la demanda máxima deben ser iguales para calcular el factor de carga.

Debido a que la demanda promedio de un sistema es siempre menor que la demanda máxima, el factor de carga será usualmente menor que uno. Un factor de carga igual a uno indica, que todas las cargas conectadas al sistema están trabajando a plena carga en forma constante.

Ya que el periodo de tiempo en el cual se mide la demanda es diferente al periodo de medición de la demanda máxima, al momento de expresar el factor de

carga, se especifica, primeramente, el periodo de la demanda y, a continuación, el de la demanda máxima. Por ejemplo: un factor de carga anual de media hora significa que, para el cálculo de dicho factor, el periodo de la demanda es de un año, mientras que el de la demanda máxima es ½ hora.

Es importante notar que el factor de carga es un indicador del grado de utilización del equipo, ya que se esta comparando la demanda promedio con la demanda máxima. Mientras más cercano a la unidad sea el factor de carga, indica que se esta utilizando de una manera más eficiente el equipo de distribución (líneas, transformadores, protecciones y otros).

En una gráfica de carga de un transformador de distribución, como el de la Figura 3.9, se tienen valores mínimos de carga, al igual que picos agudos; debido a esto el dimensionamiento del equipo de distribución se hace holgado, involucrando un mayor costo para la utilización en un corto periodo de tiempo. Mientras más constante sea la grafica de carga, más eficiente será la utilización del equipo de distribución.

Factor de Diversidad y Factor de Coincidencia: La falta de coincidencia en la ocurrencia de la demanda individual se debe tanto a la variación de las cargas de consumidores como de grupo; es decir, que las necesidades de consumo de cada usuario difieren en carga y tiempo. Por tanto, el factor de diversidad lo definimos así:

$$\text{Factor de Diversidad} = \frac{\text{Suma de Max. Demanda Individual}}{\text{Máxima Demanda del Grupo}} \geq 1$$

La demanda de carga individual de un grupo de consumidores no es la misma, ya que no usan sus aparatos al mismo tiempo.

La importancia de esta diversidad entre demandas puede ser apreciada cuando se considera el incremento en la capacidad del sistema, el cual sería necesario, si la máxima demanda de cada consumidor ocurriera simultáneamente.

El factor de diversidad es siempre mayor que uno, ya que la máxima demanda del grupo nunca llega a ser igual a la suma de las máximas demandas individuales.

El factor de diversidad está íntimamente relacionado con el factor de coincidencia, ya que uno representa el recíproco del otro. Por lo tanto:

$$\text{Factor de Coincidencia} = \frac{\text{Máxima. Demanda del Grupo}}{\text{Suma de Max. Demandas Individuales}} \leq 1$$

El factor de coincidencia y el factor de diversidad pueden ser usados indistintamente, dependiendo de si se desea utilizar un factor de multiplicación o uno de diversidad, para los cálculos en los que se necesite.

A continuación se presenta una tabla con valores utilizados para los factores de diversidad y de coincidencia.

Tabla 3.4. Factores de Diversidad y Coincidencia⁷

No. de casa	F. de C.	F. de D.
1-4	1	1
5-9	0.78	1.2821
10-14	0.63	1.5873
15-19	0.53	1.8868
20-24	0.49	2.0408
25-29	0.46	2.1739
30-34	0.44	2.2727
35-39	0.42	2.3810
40-49	0.41	2.4390
50 o más	0.40	2.5000

3.7 Criterios Generales de Diseño y Seguridad

Los criterios generales que a continuación se desarrollan están basados en las normas técnicas de diseño, seguridad y operación de las instalaciones de distribución eléctrica (en adelante NTDIDE) reguladas por SIGET dadas en el acuerdo 29-E-2000.

⁷ Extraída Compendio Didáctico de Sistemas de Distribución (Dirección de Energía y Recursos Mineros)

3.7.1 Parámetros de Diseño

Los parámetros de diseño que a continuación se presentan se encuentran desarrollados con mayor detalle en los artículos del número 10 al número 15 de las mencionadas normas. Los criterios para diseñar una línea, por supuesto toman en cuenta la selección de la ruta o camino, desde el punto donde se conectará a la red, hasta el lugar donde se quiere llevar la energía. Para definir la ruta se analiza la topografía del lugar, el tipo de suelo, vanos adecuados, etc. Las líneas aéreas deben soportar esfuerzos mecánicos propios y por efectos meteorológicos, para lo cual resulta importante investigarse y aplicarse las condiciones meteorológicas y geológicas donde se localice la línea. Sobre los aspectos climatológicos no se tiene control humano sobre ellos, pero se conocen sus consecuencias pudiendo así efectuar un análisis y prevenir o compensar su efecto sobre las instalaciones de distribución

Zonas de carga

El país se divide en 3 zonas de carga donde se calcula la presión del viento a velocidades no menores a las siguientes:

- ◆ Zona 1 = 80 kilómetros por hora
- ◆ Zona 2 = 100 kilómetros por hora
- ◆ Zona 3 = 120 kilómetros por hora

En caso de ser zonas sometidas a cargas más severas deben tomarse en cuenta dichas condiciones y factores de carga correspondientes.

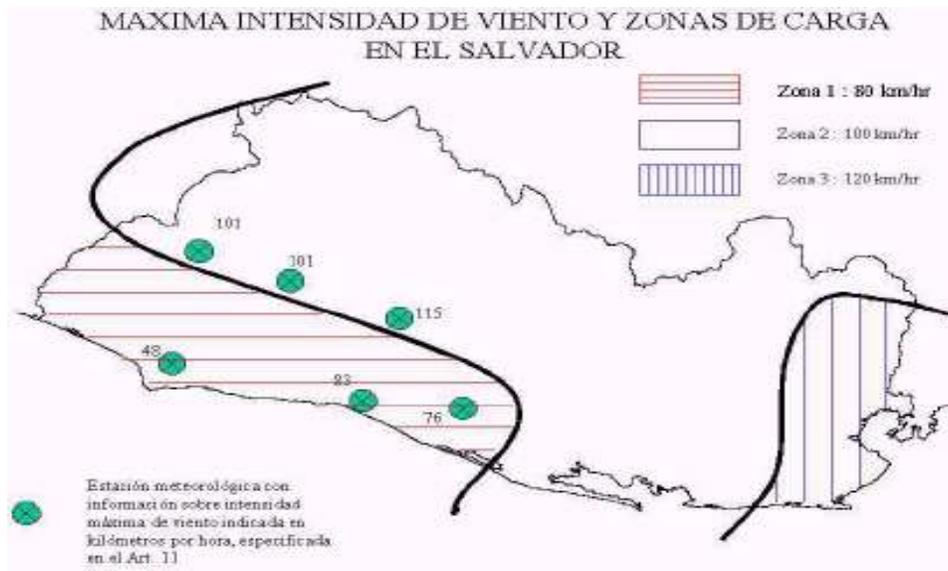


Figura 3.10. Máxima Intensidad de Viento y Zonas de Carga en El Salvador⁸

3.7.2 Zonas de temperatura

En el país existen, condiciones muy homólogas de temperaturas máximas y mínimas y estas son:

- ◆ Mínima 10 °C
- ◆ Máxima 40 °C
- ◆ Para zonas muy definidas en cordilleras y valles elevados, deberá tomarse una temperatura mínima de 5 °C.

⁸ NTDIDE 29-E-2000



Figura 3.11. Diagrama Pictórico de Máximas y Mínimas Temperaturas en El Salvador⁹

Los efectos de la temperatura sobre los conductores son de importante consideración, porque modifican sus características físicas. El conductor puede provocar fuerzas de tensión (si se enfría), o por su alargamiento disminuir los libramientos seguros que la línea debe mantener (si se calienta).

3.7.3 Tipos de suelo.

Siendo el suelo un elemento importante en el análisis y diseño de las estructuras de soporte, particularmente en la resistencia del empotramiento de los postes, como en el cálculo de las retenidas, es necesario tener en cuenta su resistencia en el proceso de diseño de un tendido eléctrico.

3.7.3 Resistencia del Suelo.

Los ingenieros desarrollaron la "prueba de suelo", una herramienta mecánica que hace posible el estudio de las condiciones del subsuelo a partir de la superficie de la tierra. La "prueba del suelo" consiste en atornillar dentro del suelo,

⁹ NTDIDE 29-E-2000

un mecanismo. Mientras este desplaza el suelo, la lectura de torqué de la "prueba de suelo" es medida en libras-pulgada sobre un indicador de torsión, el cual es una parte integral de las herramientas de instalación. Las pruebas fueron realizadas en condiciones de suelo diversas, las que se clasificaron según su consistencia. Lográndose obtener lecturas de torqué de "prueba de suelo" para cada tipo de suelo de acuerdo a la tabla 1 del anexo 1. Para el diseño de líneas, se considera una clase de suelo 5.

3.7.4 Topografía del Lugar.

La topografía del terreno influye en la selección de la ruta de la línea, que no es más que el acceso o camino donde pasará la línea hasta el lugar donde se quiere llevar la energía.

De la buena selección de la ruta depende en gran parte la magnitud de los costos de mantenimiento durante la vida útil de la línea, como el costo de construcción de la obra. La selección de la ruta de un proyecto es importante para una empresa eléctrica, y aun más importante en proyectos de electrificación rural. La importancia de esta etapa en el proceso de diseño muchas veces no se reconoce. En algunos casos personas que no son considerados como responsables por el diseño de un proyecto (como topógrafos o personas de planificación, por ejemplo) son las que determinan en realidad la ruta de una línea. Si estas personas no entienden las implicaciones de sus varias opciones, el costo total de un proyecto puede salir mucho más alto.

Costos mínimos son posibles únicamente cuando la ruta no causa conflictos entre la línea y otros tipos de construcción, como casas, o edificios comerciales. Obviamente, conflictos con cosas tales como árboles o ríos también aumentan los costos. Por otro lado, una ruta seleccionada para evitar todos estos problemas puede salir con muchos ángulos o brechas difíciles, con costos aun más altos, al adquirir estructuras más costosas.

Es importante aprovechar lo más posible la topografía natural. Esto, sin otra cosa puede reducir los costos de construcción por un 10% o más en muchos

casos. Los postes pueden ser ubicados en los puntos altos del terreno, y los puntos de depresión deben de corresponder a los centros de los vanos, así que los vanos pueden ser más largos. Otro ejemplo es el de ubicar los postes en terreno bueno, no en lugares rocosos o mojados, para minimizar los costos de la instalación de los postes. La selección de la ruta debe de considerar también el desarrollo futuro. Cuando sea posible, la ruta debe pasar por lugares escogidos para minimizar construcción en el futuro. Siempre hay incertidumbre en cuanto al futuro, pero una buena selección de ruta evitará alguno de los costos del futuro

En la minimización de los costos, es necesario considerar los costos de mantenimiento. La ruta seleccionada debe ser una con acceso adecuado, tanto para la construcción como para el mantenimiento después. Otra consideración es la de evitar lugares donde el crecimiento de árboles u otras plantas podrán causar futuros conflictos con la línea. Es importante prestar mucha atención a posibles cambios en los caminos, pues una reconstrucción de camino fácilmente puede necesitar cambios costosos en una línea de distribución. En la selección de la ruta es siempre necesario balancear la ventaja de buen acceso por tener una línea muy cerca al camino, con la desventajas de introducir costos adicionales en el futuro por razón de conflictos ocasionados por el mismo camino.

Una consideración que está tomando cada vez más importancia es la del medio ambiente. Hay mucho acuerdo de que los árboles y otras plantas deben ser preservados en lo más posible. Daños a las cosechas por razón de las actividades de construcción pueden ser costosos en términos de dinero y también de relaciones públicas. Todos estos puntos deben ser considerados y balanceados con el fin de determinar la mejor ruta para el proyecto. La ruta precisa, una vez seleccionada, ya incluye una multitud de decisiones que van a influenciar el diseño final y por consecuencia el costo final de una línea de distribución.

3.7.5 Factores de sobrecarga.

Cada uno de los elementos de las estructuras: cruceros, retenidas, fundaciones y anclas, deberán ser diseñadas para soportar las cargas adecuadas,

multiplicadas por los factores de sobrecarga descritos en las Tablas N° 2 y N° 3 del anexo 1 y 2.

3.8 Clases de construcción.

Para líneas aéreas, con el objeto de establecer distintos niveles de requerimientos, se definirán tres distintas Clases de construcción, con lo que se definirán también diferentes factores de sobrecarga a ser considerados en el diseño desarrolladas en la Tabla N° 2 del anexo 1.

- ◆ Clase C: Es la clase con menor resistencia mecánica, pero que cumple todos los requerimientos mínimos de acuerdo a las exigencias climáticas y el cálculo de sus componentes deberá sujetarse a lo establecido en la Tabla N° 2 del anexo 1. Sus Factores de sobrecarga son los más bajos.
- ◆ Clase B: Este tipo de construcción deberá considerarse en lugares de mayor riesgo y cumple con las condiciones más exigentes. Sus coeficientes de sobrecarga están definidos en la Tabla N° 2 del anexo 1.
- ◆ Clase A: En esta clase se agrupan las líneas que requieren condiciones extraordinarias de diseño, por demanda de especiales condiciones de ubicación y/o operación.

3.9 Distancias Eléctricas

Las consideraciones de distancias eléctricas que a continuación se desarrollan fueron consultadas de los artículos 16 al 24 de las normas de SIGET. Acuerdo 29-E-2000.

Las distancias de seguridad de las líneas aéreas tienen la función de limitar la posibilidad de contacto de las personas con los circuitos o equipos e impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con las instalaciones de otro distribuidor o con la propiedad pública o privada. Las distancias deben medirse de superficie a superficie y todos los espaciamentos se deberán medir de centro a centro. Para propósito de medición de las distancias, los herrajes y accesorios que estén energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea, se deben considerar como parte integral de los mismos conductores.

Cables de suministro: Las distancias para los tipos de cables descritos en los siguientes numerales, así como para sus empalmes y derivaciones, pueden ser menores que las establecidas para conductores desnudos de la misma tensión eléctrica, siempre que sean capaces de soportar pruebas conforme a Normas aplicables.

- A. Cables de cualquier tensión que tengan cubierta o pantalla metálica continua efectivamente puesta a tierra, o bien cables diseñados para operar en un sistema de conexión múltiple a tierra de 25 kV ó menos, que tengan una pantalla semiconductor sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero neutro desnudo efectivamente puesto a tierra.
- B. Cables de cualquier tensión no incluidos en el numeral anterior, que tengan una pantalla semiconductor continúa sobre el aislamiento combinada con un adecuado sistema metálico para descarga, cuando estén soportados y cableados junto con un mensajero desnudo efectivamente conectado a tierra.
- C. Cables aislados sin pantalla sobre el aislamiento, que operen a tensiones no mayores de 5 KV entre fases o 2.9 KV de fase a tierra.

Conductores Cubiertos (encerrados): Los conductores cubiertos se consideran como desnudos para los requisitos de distancias, excepto en espaciamiento entre conductores de la misma fase o de diferentes circuitos, incluyendo conductores conectados a tierra.

Conductor de Neutro: Los conductores de neutro efectivamente conectados a tierra a lo largo de la línea, cuando estén asociados con circuitos hasta de 25 kV a tierra, pueden considerarse, para fines de fijar su distancia y altura, como conductores mensajeros o retenidas.

Todos los otros conductores de neutro deben cumplir los requerimientos de distancia y altura que los conductores de fase de sus respectivos circuitos.

3.9.1 Distancias de seguridad verticales de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua.

Las distancias verticales deben ser como mínimo las indicadas en la Tabla No.4 del anexo 2 y se aplican bajo las siguientes condiciones:

La condición que ocasione la mayor flecha final: a temperatura en los conductores de 50 ° C, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor, cuando esta temperatura es mayor de 50 ° C.

Flecha final sin carga, en reposo.

Distancias de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras: Cuando sea práctico, los cruces de conductores deben hacerse en una misma estructura. De otra forma, la distancia en cualquier dirección entre conductores que se crucen o sean adyacentes, soportados en diferentes estructuras, no deberá ser menor que la distancia requerida en la tabla No 5 del Anexo 3.

Las distancias básicas, horizontales y verticales, especificadas deberán ser determinadas en el punto de mayor acercamiento entre los dos conductores, considerando las posibles posiciones de los mismos dadas por el movimiento generado por las condiciones siguientes:

- A 15 °C, sin desplazamiento de viento, flecha inicial y final sin carga.
- Con el conductor desplazado del punto de reposo por una presión de viento de 29 kg /m², con una flecha inicial y final a 15 °C.
- Flecha final, con una de las siguientes condiciones de carga, aquella que produzca la mayor flecha: a 50 °C sin desplazamiento de viento a la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50 °C. La dirección supuesta del viento, será aquella que produzca la distancia más crítica.

La distancia horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes soportados por diferentes estructuras, deberá ser cuando menos de 1.50 m. Esto según el artículo 18.3 de las normas de SIGET dadas en el acuerdo No. 29-E-2000. La distancia vertical entre conductores que se crucen o sean adyacentes, soportados en diferentes estructuras, deberá ser cuando menos la indicada en la Tabla No 5 del Anexo 3.

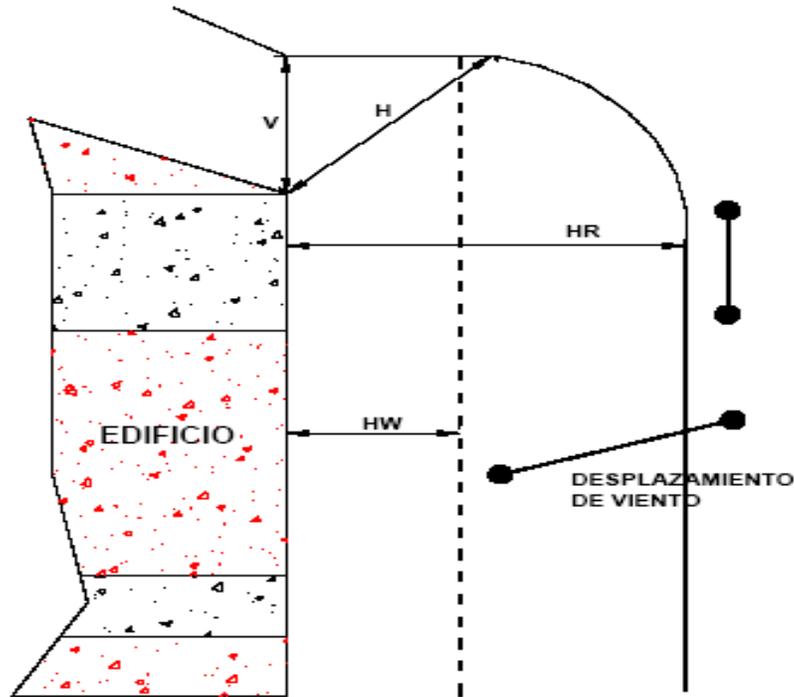
3.9.2 Distancias de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones.

Los incisos A y B siguientes se aplican por encima y a lo largo de la instalación; el C se aplica debajo y a lo largo de la instalación.

- A) A 50 °C sin desplazamiento de viento, flecha final.
- B) A la temperatura máxima del conductor para la cual la línea fue diseñada para operar, si ésta es mayor a 50 °C, sin desplazamiento de viento, flecha final.
- C) A la temperatura mínima del conductor para la cual la línea fue diseñada, sin desplazamiento de viento, flecha inicial.

Distancia Horizontal: Debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo, por una presión de viento de 29 kg / m² con flecha final a 15 °C. El desplazamiento de los conductores deberá incluir la inclinación de la cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre, cuando estos se usen.

Transición entre distancias horizontal y vertical: La distancia de seguridad horizontal predomina en los puntos donde la diagonal se iguala a los requerimientos de distancia de seguridad vertical. De forma similar, la distancia de seguridad horizontal predomina por encima o por debajo de las proyecciones de los edificios, anuncios u otras instalaciones al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de la distancia de seguridad vertical. De este punto la distancia de seguridad de transición debe ser igual a la distancia de seguridad vertical, como se ilustra en la figura 3.12, Distancias Mínimas de Seguridad a Edificios.



Distancias Mínimas de Seguridad a Edificios

HR = Distancia mínima de Seguridad horizontal requerida cuando el conductor está en reposo
 HW = Distancia mínima de Seguridad horizontal requerida cuando el conductor es desplazado, hacia el edificio, por el viento.

Figura 3.12. Distancias mínimas de seguridad a edificios.

Distancia de Conductores y cables a otras estructuras de soporte: Las distancias Vertical y Horizontal (Sin desplazamiento de viento se aplican para cualesquiera de las condiciones de temperatura del conductor y cargas que produzca el mayor acercamiento. Los conductores y cables que pasen próximos a estructuras de alumbrado público, de soporte de semáforos o de soporte de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores de 1.40 m para tensiones menores de 22 kV y de 1.70 m para tensiones entre 22 kV y 50 kV.

3.9.3 Distancia de conductores y partes energizadas a edificios, rótulos, chimeneas, antenas de radio y televisión. Tanques y otras instalaciones excepto puentes.

Distancias de seguridad vertical y horizontal: Distancias de seguridad. Los conductores y partes energizadas pueden ser colocadas adyacentes a los elementos mencionados, siempre y cuando las distancias verticales y horizontales no sean menores que las indicadas en la tabla No 6 del anexo 4, bajo las condiciones de los incisos A, B, y C mencionados anteriormente.

Distancia horizontal bajo condiciones de desplazamiento por el viento: Cuando los conductores son desplazados de su posición de reposo por el viento, bajo la condición de distancia horizontal mencionada en la pagina anterior a la figura 3.12, las distancias de seguridad de esos conductores y cables a los elementos antes mencionados no deben ser menores que los valores expuestos en la tabla No 6 del anexo 4.

3.9.4 Protección de Conductores de suministro y partes energizadas rígidas

Cuando no se puede cumplir con las distancias previstas en la tabla No 6 del anexo 4, estos elementos deben ser aislados.

Conductores adheridos o fijados a edificios u otras instalaciones: Cuando ocurra que conductores de suministro estén permanentemente fijados a un edificio u otra instalación por requerirse para la prestación del servicio, tales conductores deben llenar los siguientes requisitos cuando estén sobre o a lo largo de la instalación a la cual el conductor esté fijado:

Conductores energizados de acometidas de servicio entre 0 a 750 V, incluyendo derivaciones, deben estar aislados o cubiertos conforme lo definido para cables de suministro y conductores cubiertos encerrados mencionados anteriormente, así como para aislamiento de la línea, Este requisito no aplica a conductores neutrales.

Conductores de más de 300 V a tierra, deberán estar protegidos, cubiertos (encerrados), aislados ó inaccesibles.

La distancia de seguridad de conductores a soportes deberá cumplir con lo establecido en la tabla No 10 del anexo 7.

Los Conductores de acometida para el servicio incluyendo vueltas para goteo, no deben ser accesibles con facilidad, y cuando no sean mayores de 750 V, deben tener una distancia de seguridad no menor que las siguientes:

- a) 2.45 m desde el punto más alto del techo o balcón sobre el que pasa.

Excepción: Si la tensión entre conductores no excede los 750 V o donde los cables cumplen con los incisos A y B para cables de suministro, y el techo o balcón no es fácilmente accesible, la distancia de seguridad puede ser de hasta 0.90 m. un techo o balcón es considerado fácilmente accesible a peatones si este puede ser casualmente alcanzado a través de puertas, ventanas, rampas o escaleras sin que la persona realice un extraordinario esfuerzo físico o emplee herramienta especial.

- b) 0.90 m en cualquier dirección de ventanas, puertas, pórticos, salida de incendio o localizaciones similares.

En la tabla No. 7 del anexo 5 se muestran las distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones.

Distancias de seguridad entre conductores y cables soportados en la misma estructura: Todas las tensiones son entre conductores involucrados, la tensión entre conductores de diferentes fases de distintos circuitos, debe tomarse como el mayor valor que resulte de lo siguiente:

- La diferencia vectorial entre los conductores involucrados.
- La tensión de fase a tierra del circuito de más alta tensión.

Esto para las consideraciones de distancias siguientes:

Distancia horizontal entre conductores y cables de línea: En soportes fijos deben tener una distancia no menor que el mayor de los valores en los siguientes casos. No aplican en cables aislados ni en conductores cubiertos de un mismo circuito

- Distancia Horizontal mínima: del mismo o de diferente circuito, no debe ser menor que la especificada en la Tabla No 8 del anexo 5.
- Distancia de acuerdo a la flecha: no debe ser menor que el valor dado por las fórmulas 1 y 2. Si el valor de la Tabla No 8 del anexo 5 es mayor, debe usarse ese valor, excepto para tensión mayor de 50 kV.

Fórmula 1. Para conductores y cables de área transversal menor de 33.6mm^2 (No. 2 AWG).

$$S = 7.6 * (kV) + 20.4 \sqrt{f - 610}$$

Fórmula 2. Para conductores y cables de área transversal mayor o igual a 33.6mm^2 (No. 2 AWG).

$$S = 7.6 * (kV) + 8 * \sqrt{2.12 * f}$$

En donde:

S = distancia en mm

KV = Tensión entre los dos conductores y cables para los que se calcula la distancia

f = Flecha aparente en mm, del conductor de mayor flecha en el vano

Distancia Vertical entre conductores de línea: Distancia mínima de conductores son las indicadas en la Tabla No 9 del anexo 6 deben aplicarse a conductores con tensiones hasta 50 kV. Ver figura 3.13

La distancia de separación mínima en cualquier dirección de conductores de línea a soportes o la estructura, a otros conductores verticales o derivados y retenidas sujetos a la misma estructura. No debe ser menor que la indicada en Tabla N° 10 del anexo 7

Distancias de seguridad vertical sobre el suelo para equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras: La altura básica mínima sobre el suelo, de partes energizadas de equipo no protegidas, tales como terminales de transformadores, pararrayos y tramos cortos de conductores eléctricos conectados al equipo, se indica en la Tabla No 11 del anexo 7.

3.9.5 Espacio para escalar.

Los equipos eléctricos como transformadores, reguladores, capacitores, mufas, pararrayos e interruptores deben ser instalados fuera del espacio para escalar, cuando se localicen bajo los conductores. El espacio para escalar entre conductores, representado en la, figura 3.14, debe tener las dimensiones horizontales indicadas en la tabla No 12 del anexo 8.

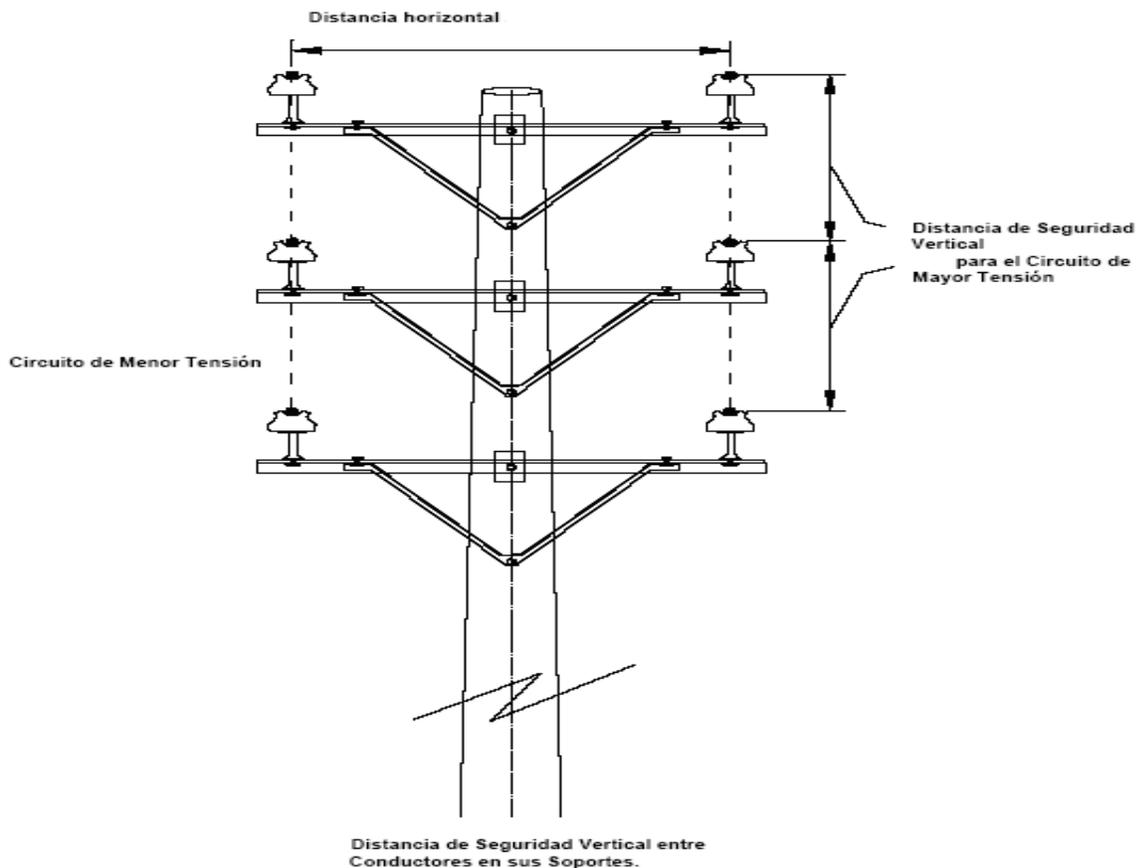
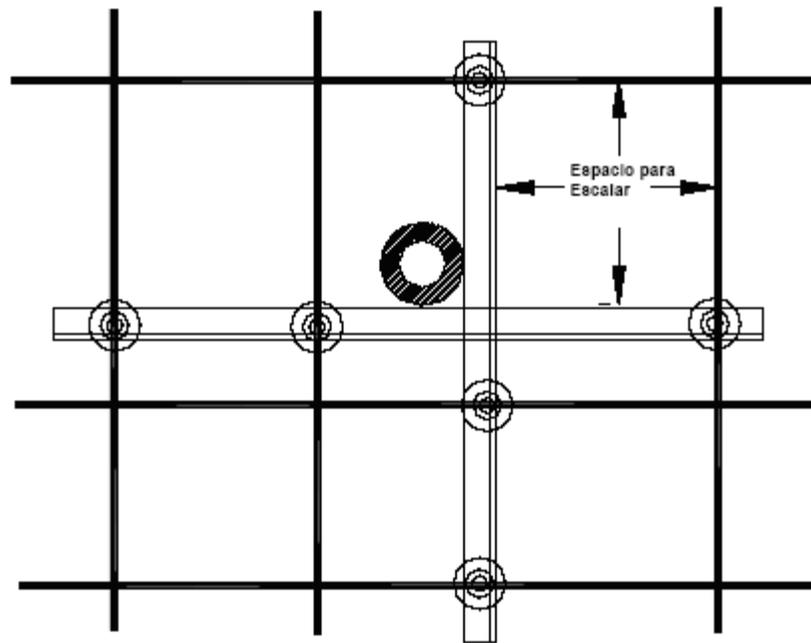


Figura 3.13. Distancia Vertical entre conductores de línea



Espacio para Escalar

Figura 3.14. Espacio para escalar

3.9.6 Espacios para trabajar.

Deben dejarse espacios para trabajar localizados a ambos lados del espacio para escalar, de acuerdo a la, figura No. 3.15.

3.9.2 Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos.

Las distancias mínimas que deben guardar las estructuras de soporte de las líneas aéreas, incluyendo sus retenidas y anclas a carreteras, vías férreas, calles deberán estar colocadas lo más separado posible de la orilla de la calle o carretera. En el caso de que existan bordillos y que la distancia vertical mínima de la superficie de la calle o carretera al equipo o accesorio soportado por la estructura sea de 4.60m, la estructura deberá colocarse lo más separado posible de la orilla del bordillo y nunca a menos de 0.15 m. en esquinas de calle las estructuras

incluyendo sus retenidas deberán estar colocadas lo más lejos posible del inicio de la curvatura.

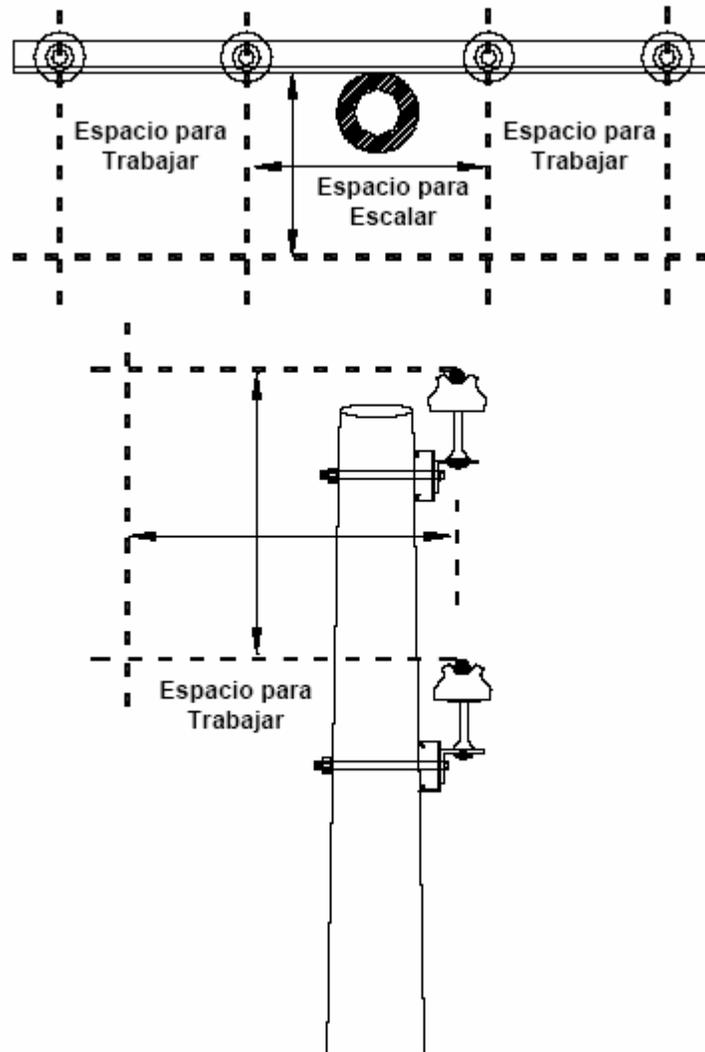


Figura 3.15. Distancias de las estructuras de soporte a otros objetos.

A Vías férreas: Cuando las líneas aéreas estén paralelas o crucen vías férreas, todos los elementos de la estructura de soporte tales como, cruceros, retenidas y equipo adherido, que estén a menos de 6.7 m sobre el riel más cercano, debe cumplir según se describe en la figura 3.16 y con los literales siguientes:

Distancia horizontal no menor de 3.6 m del riel más cercano.

La distancia anterior puede reducirse por un acuerdo escrito con el propietario de la vía férrea.

Cuando sea necesario cruzar la vía férrea con la línea, deberá instalarse una malla de protección, que cumpla los requerimientos de libramientos mínimos definidos en la Tabla N° 7, que sea aterrizada en ambos extremos y que esté posicionada de tal forma que intercepte cualquier conductor que pueda romperse. Esto de acuerdo a la figura 3.17.

Los cruces deberán hacerse con estructuras de remate en ambos extremos del vano.

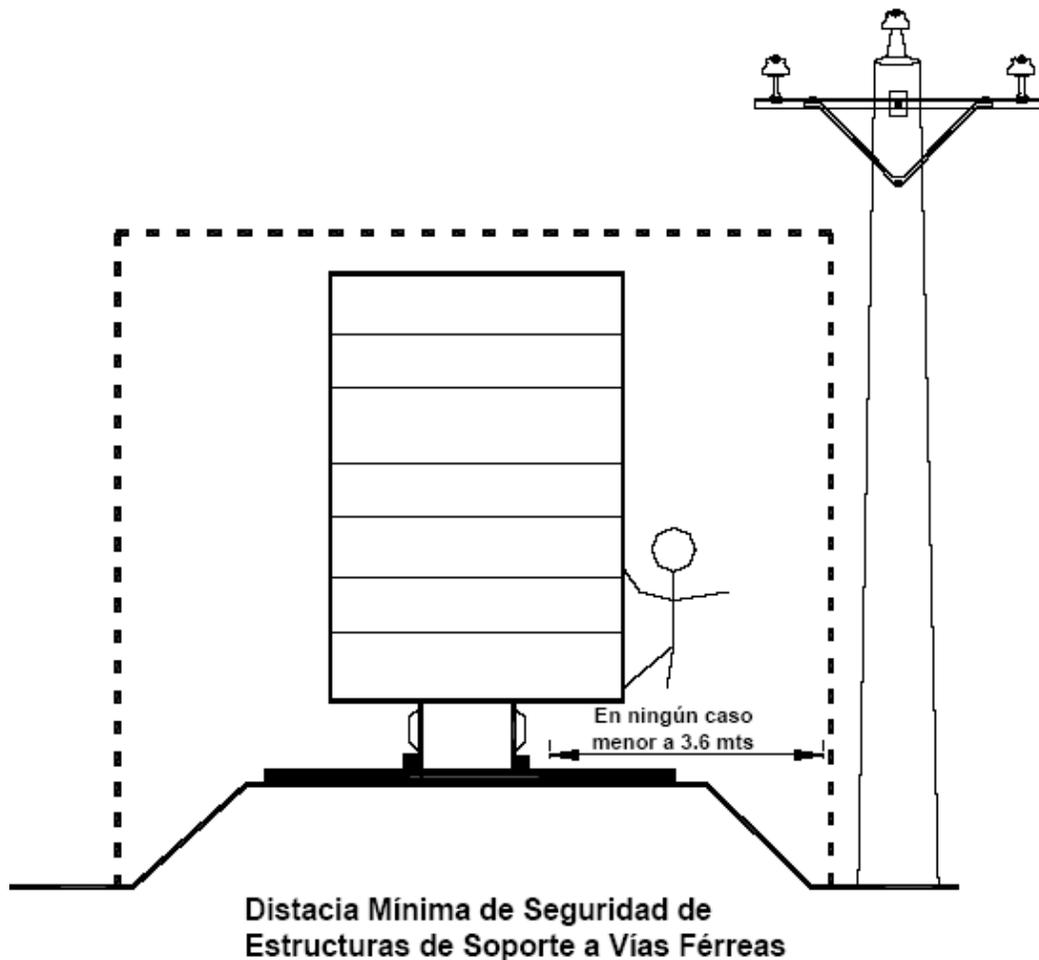


Figura 3.16. Distancia mínima de seguridad en una línea férrea.

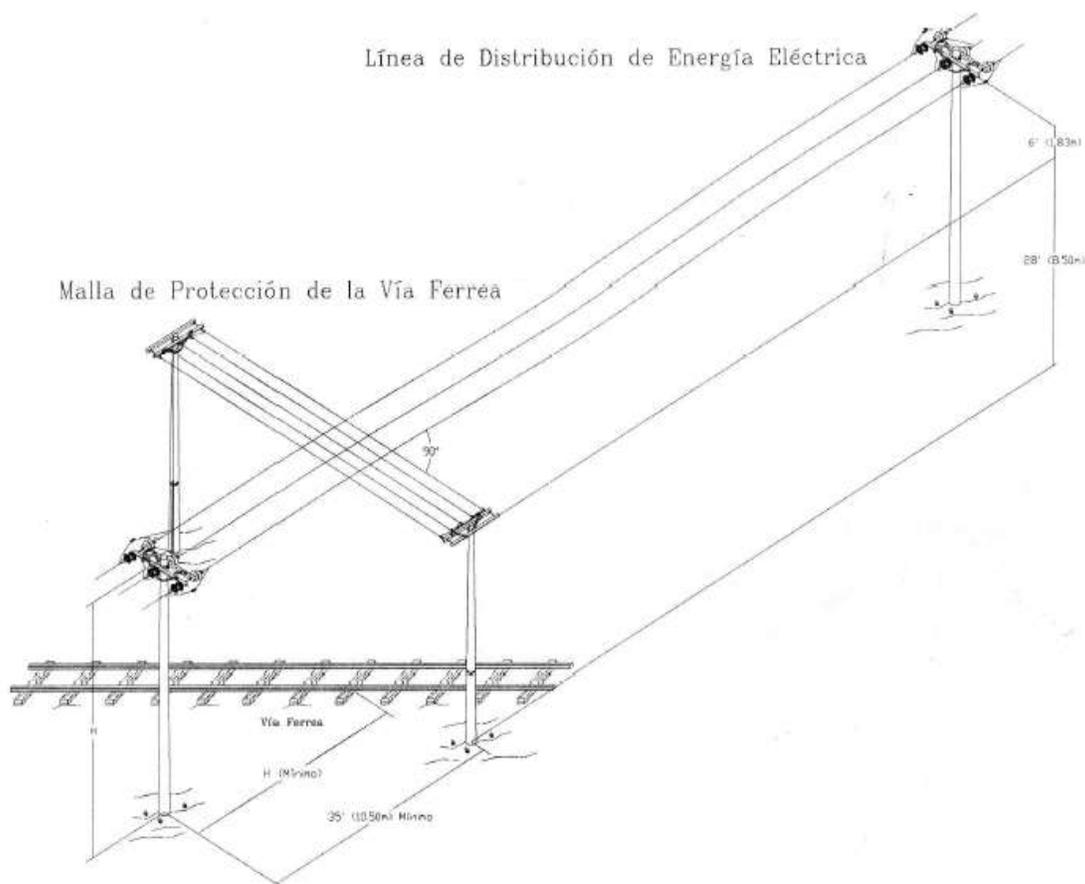


Figura 3.17. Diagrama Pictórico de una malla para línea férrea.

3.10 Líneas Aéreas

Las consideraciones siguientes son basadas en los artículos del. 25 al 36, de las normas de SIGET según el acuerdo 29-E-2000.

Para la construcción de la línea se requiere seleccionar la trayectoria que brinde la longitud mínima y a la vez optimice la construcción, sin perder de vista la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad; para lo cual, además de los factores técnicos y económicos, deberá cumplir con los requisitos siguientes:

- El diseño deberá dar preferencia al trazo rectilíneo.
- Las estructuras deberán quedar alineadas y en un solo lado de la acera o calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal.
- Minimícese el número de cruzamientos con otros derechos de vías.

- Las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas.
- No deberá diseñarse y/o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.
- El distribuidor deberá prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si en el momento del diseño de la red, los inmuebles afectados no tuvieren definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde éstos colindan.
- Para efectos de operación y mantenimiento, el diseño de las líneas aéreas deberá considerar que éstas sean accesibles, en cualquier época del año, al personal y equipo requerido.

3.11 Derechos de Servidumbre.

Dentro del derecho de servidumbre de líneas aéreas podrá construirse obras civiles, siempre y cuando: Se cuente con la autorización del distribuidor y; Se respeten las distancias mínimas de seguridad establecidas en las Normas de SIGET dadas en el acuerdo 29-E-2000 o sus referencias.

Los árboles que puedan intervenir con los conductores de suministro deben ser podados o removidos, para considerar la magnitud de la poda deberán considerarse factores como: crecimiento normal y movimiento combinado de las ramas de los árboles, y los cables bajo condiciones adversas ambientales, voltaje y la flecha de los cables a máxima temperatura. Si la poda o remoción no es práctica deberá aislarse el conductor. Los árboles seleccionados para la poda deberán recortarse según la figura 3.17.

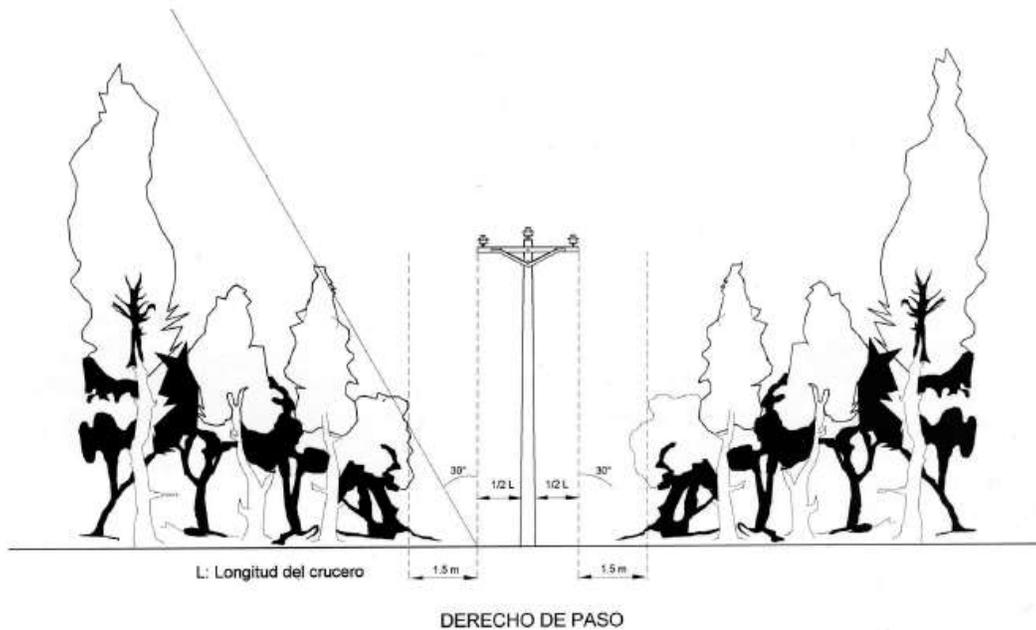


Figura 3.18. Derecho de paso

Las conexiones, derivaciones y el equipo eléctrico conectado a las líneas aéreas, tales como: transformadores, reguladores, interruptores, cortacircuitos fusibles, seccionadores, pararrayos, capacitores, equipos de control, etc., deberán estar dispuestos de tal forma que sean accesibles en todo momento al distribuidor o personal autorizado por él.

La parte más baja de los transformadores y equipos montados en estructuras, deberá estar a una altura mínima sobre el nivel del suelo de acuerdo a lo establecido en la Tabla N° 11, del anexo 7.

3.12 Derechos de paso

El derecho de paso consiste en una franja de terreno, por debajo de las líneas eléctricas y siguiendo la ruta de las mismas, mas una franja de terreno razonable desde los caminos públicos que sirven de acceso a ellas, para poder llevar acabo las actividades de construcción y mantenimiento de las líneas eléctricas. El ancho de la franja para líneas de distribución será de 10 metros.

Cuando el derecho de paso atraviesa tierras cultivadas, el constructor deberá limitar el movimiento de sus cuadrillas y equipo de manera que cause el menor daño al cultivo, y no dañe el terreno. No se tendrán responsabilidades por daños a cultivos y propiedades causados dentro del derecho de paso durante la construcción y no causados por negligencia. Los constructores pagaran por los daños causados fuera del derecho de paso que ocasionen en las propiedades originados por la construcción de la obra, en cultivos, árboles, cercas, caminos, etcétera.

3.13 Aislamiento de la línea.

Cuando no se puede cumplir las distancias de seguridad debido a la presencia de árboles, vegetación ó áreas protegidas, los conductores deberán ser protegidos para la tensión de operación.

Los aisladores deben ser garantizados para evitar saltos de arco eléctrico en condiciones de operación, sobre tensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera natural.

Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio u otro material que tengan características mecánicas y eléctricas equivalentes o superiores que los antes mencionados. Los aisladores deberán soportar esfuerzos mecánicos a los que están sometidos por: cargas máximas de viento, severo abuso mecánico, descargas electro-atmosféricas, arcos de energía y condiciones de contaminación desfavorable (salinidad, corrosión, gases y lluvia ácida, humo, polvo, neblina, etc.), sin exceder los siguientes porcentajes de su resistencia mecánica a la ruptura: Cantilever 40 %, Compresión 50 %, Tensión 50 %. La tabla N° 13 en el anexo 9, hace referencia a los aisladores típicos utilizados.

3.14 Cargas mecánicas.

Los conductores no solo están sujeto a esfuerzos debidos a su propio peso, sino también a la presión del viento; la cual al actuar sobre el conductor se

convierte en una carga más a considerar en el cálculo de resistencia de postes y estructuras.

La fuerza que ejerce el viento sobre el conductor será mayor cuanto mayor sea el área longitudinal del conductor

Se sabe que la fuerza es igual a la presión por el área,

$$F_v = KV^2S$$

$$F_v = P_v S$$

$$P_v = 0.00482V^2$$

Donde:

F_v : fuerza del viento

K : constante que depende de la forma geométrica del conductor para el caso se usará 0.00482 que es el valor para conductores cilíndricos.

La presión del viento sobre superficies cilíndricas se debe calcular por medio de la siguiente fórmula:

$$P = 0.00482V^2$$

Donde "P" es la presión de viento, en kilogramos por metro cuadrado del área proyectada y "V" es la velocidad del viento de diseño en kilómetros por hora.

La Tabla 3.5 muestra los valores de presión de viento que resultan al aplicar esta fórmula, con los valores de velocidad de viento de diseño.

3.14.1 Presiones de Viento Mínimas para las Diferentes Zonas de Carga Mecánica

Tabla 3.5. Presiones del Viento en Zonas De Carga Mecánica

Zona de Carga Mecánica	Velocidad de Viento de Diseño	Presión del Viento sobre Superficies Cilíndricas
	Km/h	Kg/m ²
1	80	31
2	100	48
3	120	69

Para calcular la tensión mecánica máxima de los cables, se deberá considerar como carga total la resultante del peso del cable y de la fuerza producida por el viento actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea a la temperatura y velocidad del viento de la zona.

3.14.2 Cargas en las Estructuras y Soportes:

Las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los conductores y cables de guarda, están representadas en la, figura No. 3.19, se calcularán como sigue:

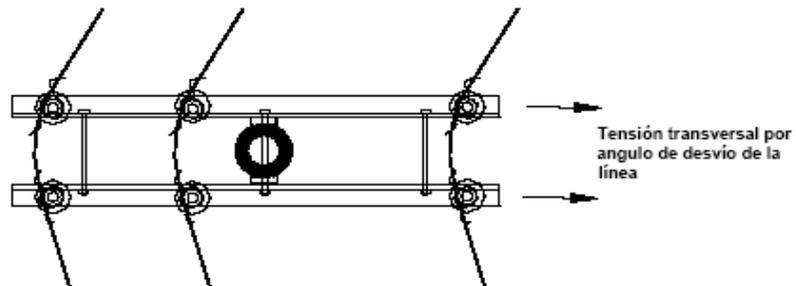
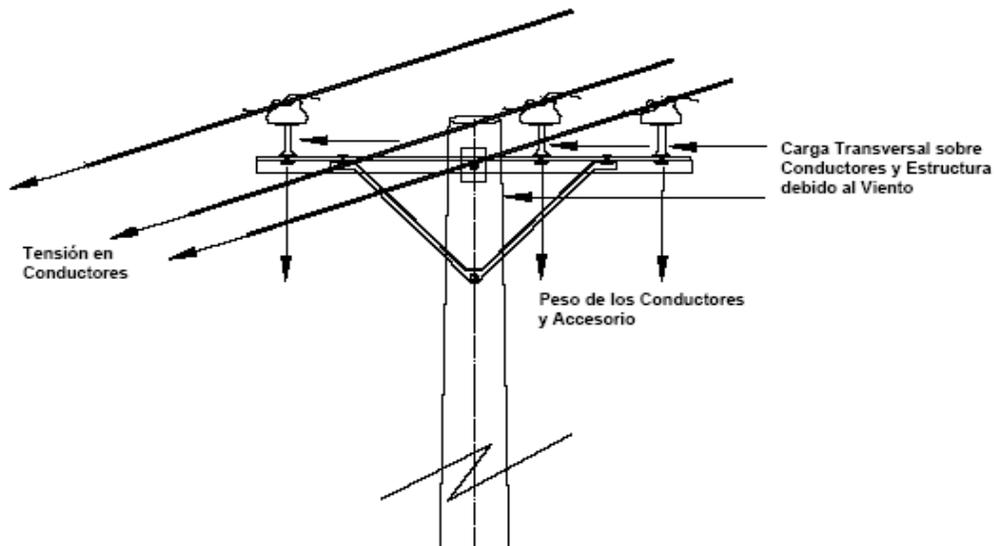
Carga vertical: La carga vertical sobre cimientos, postes, torres, cruceros, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda, se deberá considerar como el peso propio de éstos más el de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten, teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

Carga Transversal: La carga transversal es la debida a la velocidad del viento en dirección horizontal y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.

La carga transversal sobre la estructura, debida al viento que actúa sobre los conductores y cable de guarda, se deberá calcular tomando en consideración el "vano medio horizontal" ó "vano de viento" que se define como: la semisuma de los vanos adyacentes a la estructura considerada. De este modo la carga transversal por conductores y cables de guarda, es igual al claro medio horizontal multiplicado por su carga unitaria debida al viento; entendiéndose por carga unitaria del viento, el producto de la presión del viento, por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda.

La carga de viento sobre postes debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de: la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea, más la carga debida a la acción del viento actuando perpendicularmente sobre todos los cables y sobre la estructura.



Fuerzas que producen cargas sobre Estructuras de Soporte, según se especifica en el Art. 33.3

Figura.3.19. Cargas Verticales y Transversales en las Líneas de Distribución

Carga longitudinales: Es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos. En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remate en tangente.

Aplicación simultánea de cargas: En la aplicación simultánea de cargas deberá considerarse lo siguiente:

- Al calcular la resistencia a las fuerzas transversales, se supondrá que las cargas vertical y transversal actúan simultáneamente.
- Al calcular la resistencia a las fuerzas longitudinales para la aplicación de retenidas, no se tomarán en cuenta las cargas vertical y transversal.
- En casos en que sea necesario, deberá hacerse un análisis de resistencia tomando en cuenta la aplicación simultánea de las cargas vertical, transversal y longitudinal.

3.14.3 Requisitos Mínimos Para Apoyos de Estructuras

Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser diseñadas para soportar las cargas indicadas en el Art. 33 numeral 33.3, multiplicadas por los apropiados factores de sobrecarga indicados en la Tabla No 2 del Art. 15, de las normas de SIGET, acuerdo 29-E-2000 sin exceder los límites permitidos. Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser construidas para que tengan la capacidad de resistir las cargas estáticas y dinámicas a que estarán sujetas las líneas en condiciones normales y excepcionales. El diseño deberá estar basado en prácticas normalizadas de Ingeniería Estructural y deberá considerar la posición de los conductores en la estructura y el efecto de las distintas fuerzas que actúan sobre éstos. Como mínimo los apoyos de las estructuras deberán cumplir con los siguientes requisitos:

Postes de concreto: Deberán ser de concreto reforzado o pretensados por los procesos centrifugado y/o vibrado.

Postes de madera: Deberán ser de madera seleccionada, libre de defectos que pudieran disminuir su resistencia mecánica y tratada con una solución preservadora de sales CCA (Chromated Copper Arsenate), para aumentar su duración conforme a las normas ANSI 05.1, AWPA C4-81 y AWPA A10-82. Todos los postes curados deberán ser taladrados y con agujeros y cortes hechos antes del tratamiento.

Postes y estructuras de acero: El espesor del material que se utilice no deberá ser menor de cuatro (4) mm. Cuando la aleación de acero no contenga elementos que la hagan resistente a la corrosión se deberá proteger con una capa exterior de pintura o metal galvanizado que garantice la durabilidad.

Las cimentaciones: Deberán ser diseñadas para resistir las cargas que le transmite la estructura. El diseño de los cimientos deberá verificar que su presión sobre el suelo no exceda el valor admisible de la capacidad de carga del mismo suelo, y que la fuerza de tracción en los cimientos no supere el peso propio del cimiento, más el peso del suelo que gravita sobre él.

Retenidas y anclas. El conjunto Retenida-ancla, es un elemento estructural, utilizado para compensar esfuerzos que tienden a desviar el poste de su posición vertical y absorber cargas adicionales ocasionadas por vientos, árboles que caen sobre las líneas, etc. Su diseño y construcción debe por lo tanto obedecer a las condiciones definidas por el trazo de la línea, sus vanos, el tipo de suelo y otras condiciones particulares en el punto que se deba reforzar.

En general deberá tomarse en cuenta las siguientes indicaciones:

Para retenidas:

- En los postes se deberá considerar que las retenidas llevan la resultante de la carga total en la dirección en que actúen.
- Se recomienda usar para las retenidas cables de acero galvanizado y herrajes adecuados que protejan la estructura y mantengan el cable en la posición correcta.

- El cable de acero, herrajes y aisladores que se utilicen debe tener una resistencia mecánica no menor que la requerida para la retenida.
- Los hilos, cables metálicos o barras, empleados para las retenidas deberán ser galvanizados si son de acero, o de otro material igualmente resistente a la corrosión; La sección de cualquier elemento de la retenida deberá ser de por lo menos 49.5 mm^2
- La resistencia mecánica de los aisladores que se utilicen para retenidas, no debe ser menor que la resistencia de ruptura del cable de la retenida en que se instalen.
- La tensión de flameo en seco de estos aisladores, debe ser cuando menos el doble de la tensión nominal entre fases de la línea en que se usen, y su tensión de flameo en húmedo, cuando menos igual a dicha tensión.
- Ningún aislador debe quedar a una altura menor de 2.50 m del nivel del suelo.
- Cuando una retenida no conectada efectivamente a tierra, pase cerca de conductores o partes descubiertas energizadas a más de 300 voltios, debe proveerse un medio aislante adecuado de manera que el tramo de la retenida expuesto a contacto con dichos conductores o partes energizadas, quede comprendido entre la parte aislada.
- Las Anclas y retenidas deben ser instaladas antes del tendido de los conductores y deberá verificarse que desarrollen la tensión efectiva necesaria.
- El ángulo de la retenida con la horizontal deberá ser lo más cercano posible a 45° , cuando los espacios disponibles no lo permitan, deberá evaluarse la capacidad del cable para el esfuerzo demandado.
- En pasos peatonales urbanos, deberá instalarse en las retenidas elementos que hagan visible el cable y que minimicen los efectos de un golpe contra el mismo.

- Las retenidas conocidas como "de bandera" no serán permitidas, deberá resolverse su necesidad anclando en vanos adyacentes y/o usando vanos con tensión reducida o apoyos que permitan su auto soporte.

Para Anclas:

- La placa o masa del ancla deberá tener un área transversal suficiente para dotar al conjunto de una capacidad de soporte suficiente, tomando en cuenta las necesidades de la estructura y la calidad del suelo.
- El cuerpo del ancla deberá ser construido de tal forma que bajo las tensiones de trabajo no sufra deformaciones, podrá usarse bloques de concreto reforzado o placas de acero de perfiles ribeteados que le proporcionen la rigidez necesaria. En caso de usar placas de acero, deberán ser galvanizadas o tener un recubrimiento que las proteja de la corrosión.
- Para efectos del cálculo del número de anclas y/o sus dimensiones se considerarán los datos de suelo y de placas de ancla en las Tablas N° 14 y N° 15 del anexo 9.
- Para anclas de Placas, el agujero deberá ser vertical, del diámetro indicado en la Tabla N° 15 del anexo 9 y con un canal que aloje la barra y la oriente a un ángulo aproximado de 45°, en alineación con el cable de la retenida.
- Para Anclas de expansión (repollo), el agujero deberá perforarse inclinado en línea con la retenida. Este tipo de ancla solamente se permitirá si se cuenta con la herramienta necesaria para la expansión del ancla dentro del agujero, cuyo diámetro será el mismo del ancla sin expandir.
- En todo caso el ancla deberá apoyarse, en su posición de trabajo, en tierra no disturbada.
- La barra del ancla deberá sobresalir entre 0.10 y 0.15 m sobre el terreno, en su posición final. El material de relleno de los agujeros deberá ser de

material de buena resistencia, y compactado en capas de no más de 0.15 m.

3.15 Consideraciones Sobre Regulación y Caída de Voltaje

Los sistemas eléctricos están expuestos a variaciones de voltaje debido a diferentes causas como: Cortocircuitos, Descargas a tierra, Sobre tensiones de origen atmosférico, Maniobras (switcheo).

Las variaciones de voltaje debidas a variaciones de carga son las que se tomaran en cuenta para efectos de este trabajo. En una red no todos los receptores trabajan simultáneamente, ni consumen siempre la misma cantidad de energía, las condiciones de carga varían continuamente. Al mantenerse constante la impedancia del circuito receptor se originan variaciones de tensión para valores constante de potencia instalada. Todo equipo eléctrico trabaja a una tensión nominal con un margen pequeño de variación.

En líneas con grandes variaciones de carga la regulación de voltaje se realiza entre márgenes que permite el buen desempeño de los equipos receptores y sin interrupciones del servicio eléctrico por lo general en los transformadores instalados existen ajustadores de voltaje que compensan las caídas de las líneas de alimentación. La regulación de voltaje se define como el cociente de la diferencia del voltaje sin carga y el voltaje con carga dividido por el voltaje con carga.

$$Reg = \frac{V_{sin\ carga} - V_{con\ carga}}{V_{con\ carga}}$$

Generalmente la regulación se da en porcentaje, lo cual se obtiene multiplicando por 100 la formula anterior se deduce que mientras mas bajo sea el valor obtenido de regulación, menos variaciones habrán en el voltaje a medida que cambie la carga.

En los circuitos de corriente alterna, la caída de voltaje es función del factor de potencia, de la resistencia y de la reactancia de los conductores. Basta muchas veces conocer el valor de la tensión eficaz inicial y final de una línea, sin interesar el desfase entre las mismas, de tal manera que se obtiene una muy buena

aproximación, calculando la diferencia aritmética entre las tensiones inicial y final o fijar esta diferencia como base para determinar la sección del conductor.

En la vida real, si se presentan problemas de caída de voltaje, las alternativas que se podrían utilizar para mejorar el servicio son las siguientes: Aumentar la sección del conductor, Extender el primario para así, al mover los transformadores acercándolos al lugar de carga, reducir la longitud de los circuitos secundarios, Hacer uso de las derivaciones (taps) que modifican la relación de transformación de los transformadores, Hacer uso de un banco de capacitadores.

3.15.1 Cálculo de caída de voltaje en líneas.

La caída de tensión en las líneas provoca bajos niveles de voltaje en los terminales de los transformadores de distribución, afectando de forma directa el servicio de energía. Caída de voltaje se debe predominantemente a la impedancia de la línea, ya que esta se comporta como una carga.

El objetivo principal del control del nivel de voltaje es hacer que este permanezca dentro de los rangos de voltaje tolerables en las condiciones de máxima carga, aun en los puntos más lejanos de las líneas

La caída de tensión en una línea, en función de la resistencia y la reactancia, puede ser calculada utilizando la siguiente formula. .

$$e = I(R \cos \theta + X \sin \theta)L$$

En donde:

e: caída de tensión en voltios

I: corriente de líneas en amperios

R: resistencia del conductor en ohmios/Km.

$\cos \theta$: factor de potencia

L: longitud de la línea

Para una línea monofásica con retorno por conductor neutro de igual calibre o monofásico a dos líneas, la formula anterior se ve afectada por un factor de 2,

mientras que para una línea trifásica, la formula se vera afectada por un factor de $\sqrt{3}$. Para efectos de cálculo de caída de voltaje, en líneas de distribución primaria y secundaria, las formulas anteriores se ven reducidas para el caso de electrificación rural, en donde la mayoría de cargas son resistivas; por lo tanto se considera un factor de potencia unitario es decir:

$$\cos \theta = 1;$$

$$\text{sen} \theta = 0$$

Esto significa que las formulas anteriores se reducen a:

$$e = 2IRL \text{ (voltios)}$$

$$e = \sqrt{3}IRL \text{ (voltios)}$$

Como la resistencia depende de la longitud de la línea las formulas para caída de voltaje se ven afectadas de acuerdo al tipo de circuito que se tenga.

A continuación, se ilustraran los tipos de circuitos tanto monofásicos como trifásicos más comunes.

Circuito monofásico.

Con retorno por neutro.

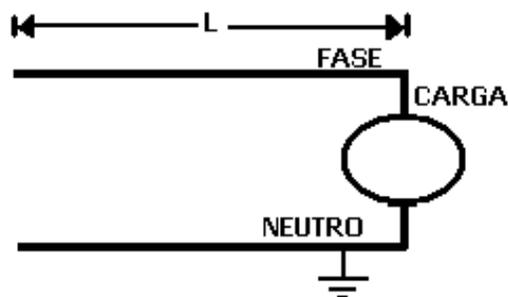


Figura 3.20. Circuito Monofásico

$$e = IL(R_f + R_N)$$

Si el conductor de fase es igual al conductor del neutro:
 $R_f = R_N$ luego $e = 2 I R_f L$

Con retorno por tierra.

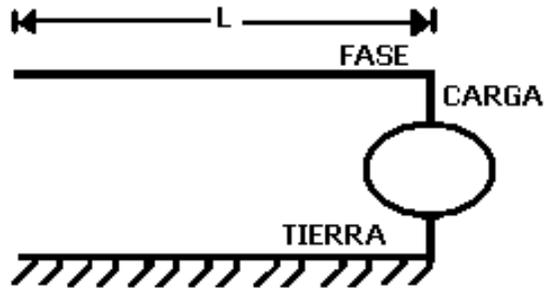


Figura 3.21. Circuito Monofásico con Retorno a Tierra

$$e = IL(R_f + R_{tierra})$$

Debido a la dificultad que presenta el establecer la resistencia de tierra, se asume esta igual a la resistencia del conductor de fase, es decir $R_{tierra} = R_f$ por lo tanto

$$e = 2IR_f L$$

Circuito bifásico.

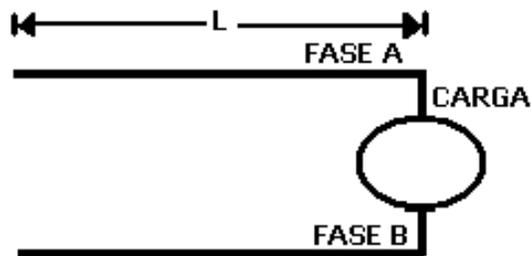


Figura 3.22. Circuito Bifásico

$$e = IL(R_{fA} + R_{fB})$$

Si el conductor de fase A es igual al de fase B se deduce que $R_{fA} = R_{fB}$ lo que se reduce en:

$$e = 2IR_{fA} L .$$

Circuito trifásico.

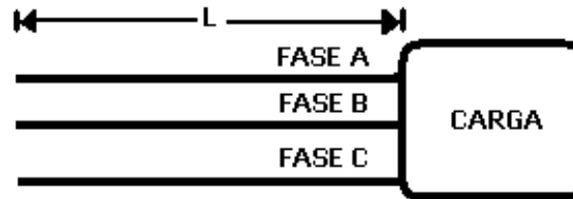


Figura 3.23. Circuito Trifásico

Si las corrientes de las tres fases son iguales, $I_A = I_B = I_C$ entonces:

$$e = \frac{I_A L (R_{fA} + R_{fB} + R_{fC})}{\sqrt{3}}$$

Si los conductores de las tres fases son iguales $R_{fA} = R_{fB} = R_{fC}$ la ecuación se reduce a:

$$e = \frac{I_A L (3R_{fA})}{\sqrt{3}}$$

Racionalizando resulta:

$$e = \sqrt{3} I_A R_{fA} L$$

3.15.2 Pérdidas de energía.

El cálculo de la pérdida de energía se relaciona con los siguientes factores: tipo de circuito, condiciones de operación y distribución de carga y la ecuación que los relaciona es:

$$P = I^2 RL$$

Donde:

P: pérdida de potencia por efecto joule (W)

I: corriente de línea máxima promedio (A)

R: Resistencia máxima de la línea en ($\Omega/\text{Km.}$)

L: longitud de la línea. (Km.).

En la ecuación anterior la resistencia es afectada dependiendo si el circuito es: monofásico, bifásico o trifásico.

Circuito monofásico.

Con retorno por neutro.

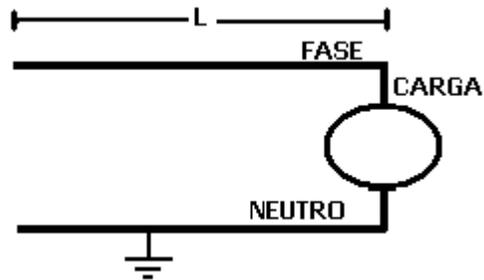


Figura 3.24. Circuito Monofásico con Retorno por Neutro

Para tal caso la ecuación es: $P = I^2 (R_f + R_n)L$

Donde:

R_f : resistencia de la fase ($\Omega/\text{Km.}$).

R_n : resistencia del neutro ($\Omega/\text{Km.}$).

Con retorno por tierra.

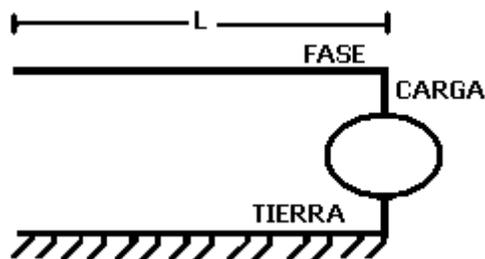


Figura 3.25. Circuito Monofásico con Retorno por Tierra

Como resulta difícil conocer el valor de resistencia de tierra y este valor podría ser a lo sumo igual al de fase, se asume ese valor como el de tierra y la ecuación resultante es:

$$P = 2I^2 R_f L$$

Circuito bifásico.

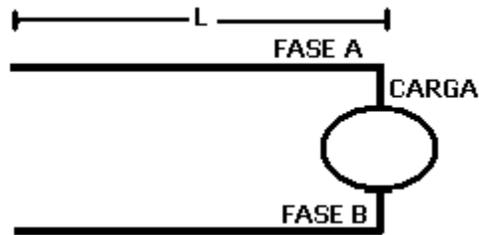


Figura 3.26. Circuito Bifásico

La ecuación resulta así:

$$P = I^2 (R_{fA} + R_{fB})L \quad \text{Si } R_{fA} = R_{fB} \quad \text{entonces: } P = 2I^2 R_{fA}L$$

Circuito trifásico.

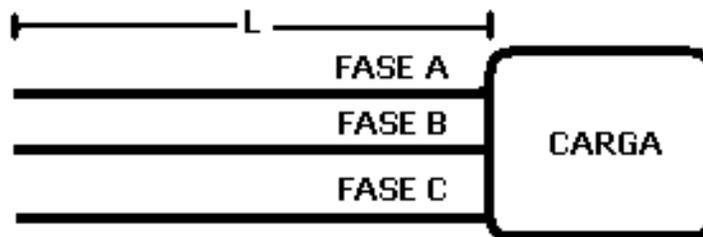


Figura 3.27. Circuito Trifásico

La ecuación resulta así:

$$P = I^2 (R_{fA} + R_{fB} + R_{fC})L$$

$$\text{Si } R_{fA} = R_{fB} = R_{fC} \quad \text{entonces: } P = 3I^2 R_{fA}L$$

3.16 Consideraciones Sobre la Longitud de la Línea.

Para diseñar adecuadamente una red de distribución es necesario conocer la carga a servir, lo cual consiste en tener la información, de la potencia que se consume, como de la distancia entre la subestación y la carga.

Para determinar el punto donde se deben concentrar las cargas para el cálculo de las pérdidas y de las caídas de voltaje, se debe tomar en cuenta la distribución de las cargas de la zona de estudio; obteniéndose una longitud L a ser

considerada según el tipo de circuito que se tenga, para tales casos se pueden tener los siguientes tipos de distribución de cargas:

Carga concentrada al final de la línea.

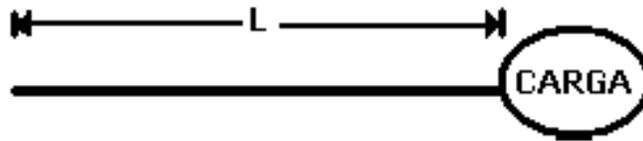


Figura 3.28. Carga Conectada al Final de la Línea

Debido a que la carga se concentra en el final de la línea la L que se considera es: $L = l$

Carga uniformemente distribuida a lo largo de la línea: La suma de las cargas conectadas a lo largo de la línea se concentran a $1/3$ de su longitud y la L a considerar es:

Para la caída de voltaje: $L = l / 2$

Para pérdidas : $L = l / 3$

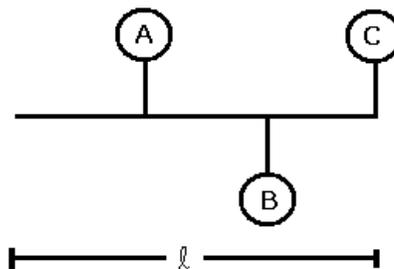


Figura 3.29. Carga Uniformemente Distribuida en la Línea

Carga no uniformemente distribuida: En este caso la L a considerar estará determinada por la posición de la mayor carga conectada a la línea, el rango de variación tanto para la caída de voltaje, como para las pérdidas es: $.65l \leq L \leq 0.8l$.

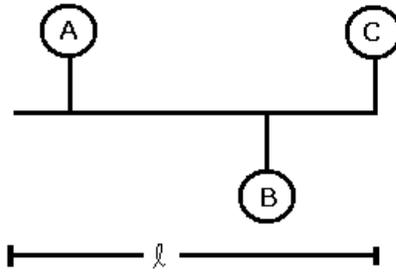


Figura 3.30-A. Carga no uniformemente distribuida.

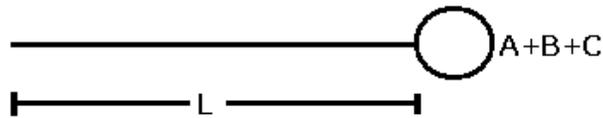


Figura 3.30-B. Equivalente de carga no Uniformemente Distribuida

Carga uniformemente distribuida sobre una parte de la línea.

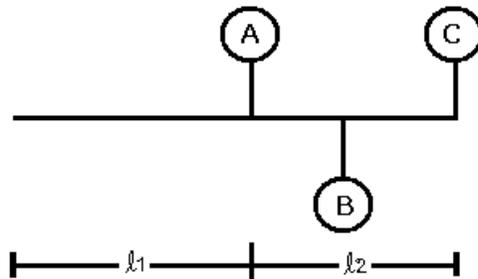


Figura 3.31-A. Carga Uniformemente Distribuida sobre una parte de la Línea

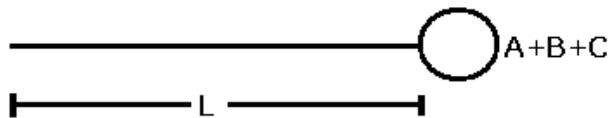


Figura 3.31-B. Equivalente Carga Uniformemente Distribuida.

Los valores de L a considerar son:

Para la caída de voltaje: $L = l_1 + l_2/2$

Para pérdidas : $L = l_1 + l_2/3$

Carga no uniformemente distribuida sobre una parte de la línea.

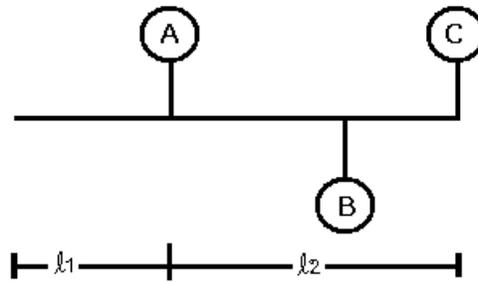


Figura 3.32-A. Carga no uniformemente distribuida

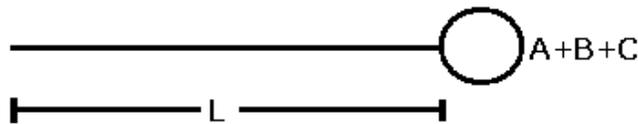


Figura 3.32-B. Equivalente de Carga no uniformemente distribuida

La L a tomar en cuenta para pérdidas y caídas de voltaje es: $L = l_1 + Xl_2$.

Donde: $0.65 \leq X \leq 0.8$ de l_2

3.17 Apoyos

Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser diseñadas para soportar las cargas verticales, transversales y longitudinales; multiplicadas por lo apropiados factores de sobrecarga, sin exceder los límites permitidos. Las estructuras de las líneas aéreas deberán ser constituidas para que tengan la capacidad de resistir las cargas estáticas y dinámicas a que estarán sujetas las líneas en condiciones normales excepcionales. El diseño deberá estar basado en prácticas normalizadas de Ingeniería Estructural y deberá considerar la posición de los conductores en la estructura y el efecto de las distintas fuerzas que actúan sobre estos como mínimo los apoyos de las estructuras deberán cumplir los siguientes requisitos:

Postes de concreto: deberán ser de concreto reforzado o pretensados por los procesos centrifugado y/o vibrado.

Poste de madera: deberán ser de madera seleccionada, libre de defectos que pudieran disminuir su resistencia mecánica y tratada con una solución

preservadora de sales CCA (Chromated Copper Arsenate), para aumentar su duración. Todos los postes curados deberán ser taladros y con agujeros y cortes hechos antes del tratamiento.

Poste y estructuras de acero: el espesor de material que se utilice no deberá ser menor de cuatro (4) mm. Cuando la aleación de acero no contenga elementos que la hagan resistente a la corrosión se deberá proteger con una capa exterior de pintura o metal galvanizado que garantice la durabilidad.

3.18 Consideraciones en el Uso de Estructuras.

Las consideraciones sobre el uso de las estructuras en los sistemas de distribución tienen la intención de sugerir u facilitar un poco al diseñador la forma de seleccionar el tipo de estructura que mejor se adecue a las condiciones del lugar, de acuerdo a las circunstancias, tanto económicas como técnicas. Generalmente las estructuras están modeladas para sistemas de estrella aterrizada, pero los materiales a utilizar deben de estar de acuerdo con el caso en particular e indispensablemente del nivel del voltaje del tendido eléctrico a realizar. Las recomendaciones que se hacen acerca de las estructuras son de mucha ayuda pero la experiencia del diseñador y el uso de los métodos empíricos marcarán una gran diferencia en el uso de las diferentes estructuras.

Para la selección de las estructuras adecuadas en un proyecto de electrificación se puede hacer uso del criterio de los ángulos el cual se explica a continuación: los ángulos que se forman entre una línea al efectuar una desviación se determinan midiéndolos no entre la línea y su desviación sino entre la prolongación de una línea y su desviación como se ve en la figura 3.28. la exactitud de los ángulos debe ser de $\pm 2^\circ$.

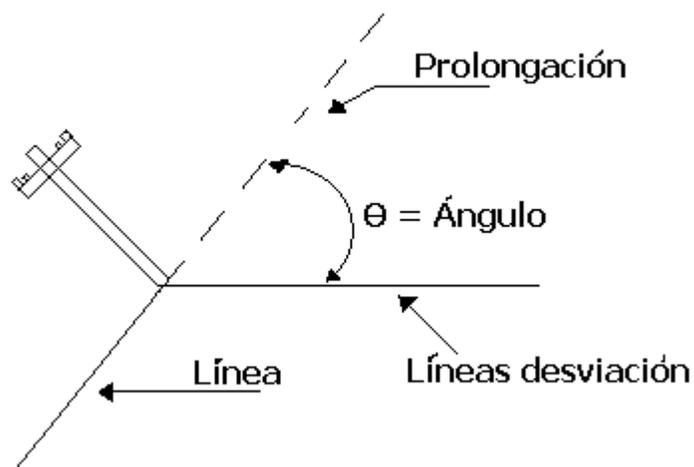


Figura 3.33. Método de Prolongación de Línea para Obtención de Ángulo

A continuación se hacen algunas sugerencias de las aplicaciones que pueden hacerse de las estructuras, debe señalarse que el respectivo isométrico de algunas de ellas, así como los materiales utilizados ya sea para 1,2 o 3 fases, se presentan en las paginas anexas. Debe resaltarse que en los cuadros de la lista de materiales aparece además otro cuadro en el cual se destaca los vanos recomendados de acuerdo al calibre del conductor, la tensión a la que puede ser sometido el conductor utilizado en (Newton), el numero de retenidas y el ángulo máximo con y sin retenidas recomendados de acuerdo al calibre del conductor seleccionado.

Tangente sencilla: se utiliza generalmente en tramos rectos de línea, cuyos vanos entre postes oscilan entre 40 y 60 metros; la tolerancia de ángulos de esta estructura es la siguiente.

Tabla 3.6. Ángulos Máximos para la Implementación de la Tangente Sencilla

Estructuras	Calibre del conductor	Angulo máximo
Sin retenida	No. 2 o menor	20°
Sin retenida	Mayor que No. 2	0°
Con retenida	No. 2 o menor	40°
Con retenida	Mayor que No. 2	15°

Para ángulos mayores a los anteriores se utilizan la tangente doble o el cruce angular sencillo.

Tangente doble: se utiliza generalmente para ángulos del orden de los 40° en el tendido de la estructura y es muy difícil instalar una retenida, que se hace indispensable cuando los conductores utilizados sean de 4/0 o cercanos a el. El aplomo del poste puede lograrse durante el tensado de la línea, si el poste fue dejado desplomado cuando se erigió.

Volado sencillo: utilizado en tramos rectos de línea donde los vanos entre postes oscilan entre 40 y 60 metros, se utiliza para alejar las líneas de las edificaciones. Su rango de ángulos de operación es:

Tabla 3.7. Ángulos Máximos para la Implementación de la Tangente Sencilla

Estructuras	Calibre del conductor	Angulo máximo
Sin retenida	No. 2 o menor	20°
Sin retenida	Mayor que No. 2	0°
Con retenida	No. 2 o menor	40°
Con retenida	Mayor que No.2	15°

Volado doble: utilizado cuando el ángulo formado por los conductores es grande (como por 40°). Sirve para alejar líneas de edificaciones. Se recomienda el uso de retenidas cuando los conductores sean iguales o mayores al 4/0.

Una sugerencia es dejar un poco desplomado el poste, para lograr el aplomo correcto cuando se tensen los conductores, lo cual sirve de mucha ayuda en el proceso de tensado de líneas, especialmente si no se están utilizando retenidas.

Cruce Vertical sencillo: se puede utilizar en dos casos.

Cuando el circuito este formado por conductores calibre No.2 o más delgados, en rangos de ángulos entre 46° y 60°.

Cuando el circuito este formado por conductores mayores al No. 2 y en rango de ángulos desde 36° a 60°.

Fuera de estos ángulos es recomendable el uso del "Cruce Vertical Doble Remate"; donde el uso de una "Ancla para Cruces Verticales Primarios" es indispensable.

Cruce Vertical Doble Remate: tiene la ventaja sobre el "Cruce Horizontal doble Remate", que permite alejar las líneas sobre edificaciones y así cumplir las normas sobre separaciones mínimas entre ambos. Se utilizan en cruces angulares entre 60° y 90° . En valores cercanos a los 90° . El uso de las espigas queda a criterio del responsable de la construcción. Para ángulos cercanos a 90° se coloca retenida a cada remate. Mientras que para ángulos cercanos a 60° bastara con instalarle una sola retenida para equilibrar la tensión resultante de las ejercidas por cada remate. En esta estructura debe ponerse especial atención a conservar las distancias mínimas de conductores sobre el nivel del suelo y de mantener el aplomo del poste.

Remate horizontal: usado para rematar un tendido o una derivación de línea. Debe tenerse el cuidado de colocar la retenida adecuada para esta estructura.

Corte horizontal: Se usa cuando el ángulo formado por las líneas este comprendido entre 0° y 60° si el ángulo es mayor, deberá utilizarse el "Cruce Vertical" o el "Cruce Horizontal". También se utiliza cuando en el tendido se usen conductores de diferente calibre o material considerando el tipo de conector a utilizar. La retenida a utilizar en esta estructura depende de la situación particular.

Cruce horizontal doble remate: se utiliza en tendidos con ángulos comprendidos entre 60° y 90° para seguridad en el tensado de líneas es recomendable se le coloca una retenida a cada remate.

Derivación horizontal: se utiliza en derivaciones o cambios de dirección de los conductores para distribución. Debe poseer la retenida adecuada para liberar al poste de la tensión producida por el circuito en derivación. Se supone que la tangente sencilla ya existe.

Derivación con cortacircuitos: se usa en acometidas y derivaciones que se quiera proteger contra sobrecorrientes. El tamaño y tipo de fusibles a utilizar

depende de la naturaleza del equipo a proteger y de la capacidad instalada. Se supone que la tangente sencilla ya existe.

Corte con cortacircuitos: usado en acometidas y derivaciones, las cuales se desea proteger contra sobrecorrientes. Las capacidades del cortacircuito y fusible se especifican de modo que se logre una adecuada coordinación de las protecciones del sistema aunque en principio están determinados por la potencia manejada por el circuito.

Anclajes: en términos generales su función es compensar las fuerzas que ejercen sobre los postes los conductores y evitar que se descabecen o se desplomen. Entre los tipos de retenidas se pueden mencionar:

Ancla primaria sencilla: Ancla primaria a poste: se usa cuando el ancla sencilla debe instalarse en un sitio restringido como un paso de vehículos. Debe cuidarse de guardar la altura mínima del viento sobre el nivel del suelo para el cruce de cables.

Ancla primaria de bandera: Se utiliza cuando hay muy poco espacio para instalar una retenida de ancla sencilla.

Ancla para cruces verticales primarios: Ancla para cruces verticales primarios a poste: utilizada cuando el ancla para el cruce vertical sencillo debe instalarse en un sitio restringido como alguna carretera u otro pasó de vehículos. En las paginas anexas aparecen otras estructuras que son de uso para servicio de 220/120 V.

3.19 Propósito y uso de las tablas de estaqueo en condiciones de depresiones y elevaciones para vano regulador.

Las tablas son una ayuda de diseño usada en el campo de líneas de distribución de cable aéreo. Sirve al mismo propósito para trazar un plan y perfil de vano, y luego usando una plantilla la flecha para determinar la altura necesaria de los postes para determinar la distancia requerida estas pueden verse en la tablas del anexo 12.

El uso de la tabla es equivalente a tomar 5 vanos de perfil, uno en cada localización de poste, uno en cada cuarto de vano y uno a medio vano. Las elevaciones de los tres puntos intermedios están presentadas como la distancia por arriba (levantado) o por abajo inferiores de una línea recta entre las elevaciones del suelo en las localizaciones del poste. Exacto como el plan y diseño de perfil una de estas elevaciones controlara la posición de la distancia de la curva del suelo y determinara las alturas de los postes.

Para un poste especificado básico, la configuración del conductor, diseño del conductor, distrito de carga NESC, distancia básica NESC, diseño especificado y tolerancia de construcción, la tabla de estaqueo tabula el máximo permisible de longitudes de vano. La elevación del suelo es referida como un alza o depresión desde una línea base del suelo entre las elevaciones del suelo en los dos postes básicos. La elevación del suelo es variada a incrementos regulares entre valores seleccionados de alza y depresión.

Para cada longitud de vano tabulada, la tabla también proporciona el valor de cuarto de vano de elevación para el poste básico, el cual también limitara el vano máximo permisible al mismo valor. El factor de elevación para la longitud de vano esta también tabulado. La tabla también proporciona para las mismas longitudes de vano, el vano medio permisible y para la siguiente longitud de poste mas largo.

Así la tabla de estaqueo relaciona la elevación del conductor a la elevación del suelo directamente por debajo de el, en la misma manera como es echo gráficamente en pequeñas estructuras de observación sobre el plano y hojas de perfiles. Como se observa en la figura 3.34 donde se muestran las condiciones típicas de depresiones y elevaciones del suelo las cuales son examinadas aplicando la tabla de estaqueo.

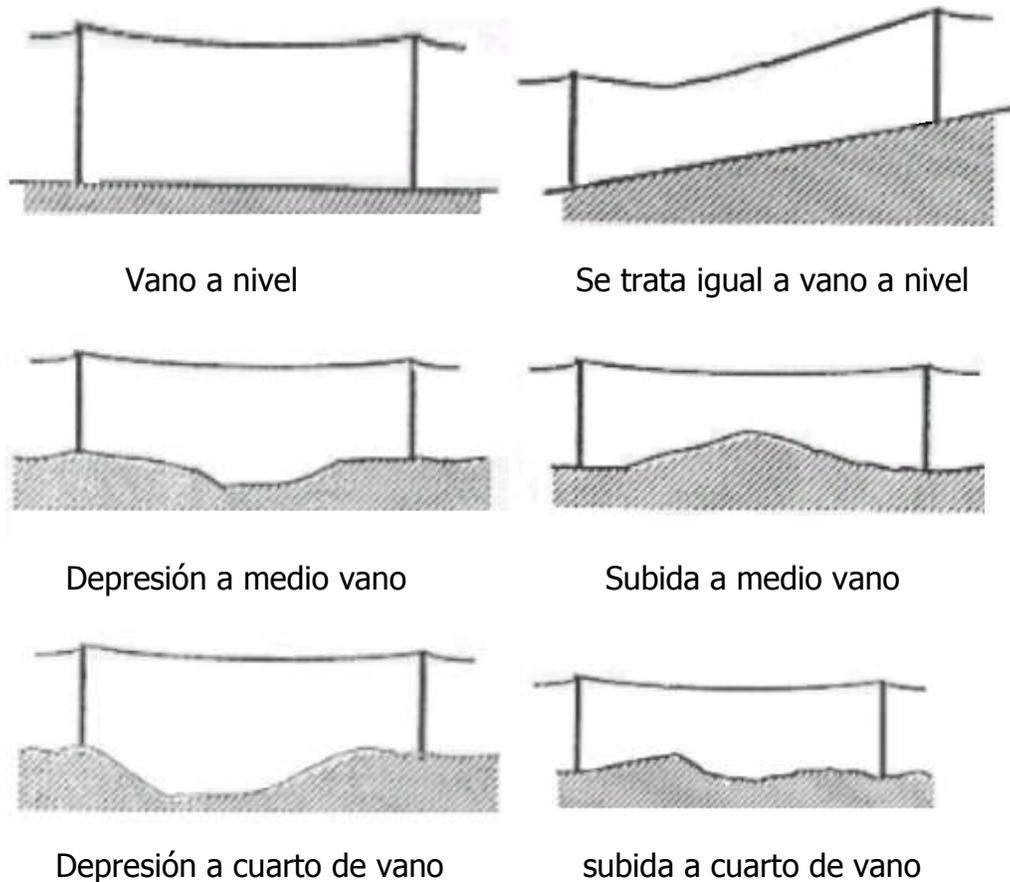


Figura 3.34. Condiciones típicas de la línea del suelo

Cada tabla de estaqueo es preparada para un diseño específico de vano regulador y esta basado en los datos específicos de tensión-flecha preparados para el vano dominante. Antes de terminar el estaqueo de una sección de línea de tendido y flechado el vano teórico dominante de la sección deberá ser calculado y comparado al vano aceptable.

Si el vano teórico dominante cae fuera de la fila dada para el diseño de vano modelo, el estaqueo será ajustado para traer el vano teórico modelo dentro de la fila, o el diseño será cambiado a un diseño de vano dominante, conveniente para el estaqueo vano teórico dominante. Esto puede o no puede requerir ajustes de campo en el estaqueo. La necesidad de ajustes puede estar determinada haciendo una comparación de las condiciones críticas del flechado. La comparación del flechado se hace haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$D_c = D_r \left(\frac{S_a}{S_r} \right)^2$$

Donde:

D_r : flecha del vano dominante para el diseño original de vano dominante.

S_r : diseño original de vano dominante.

S_a : alternativa de diseño propuesto para vano dominante.

D_c : flechado calculada que ocurre en un vano con longitud de S_a , si el vano fue flechado usando datos de flecha basados en el diseño de vano dominante S_r .

D_a : flecha para vano S_a , si fue flechado el hundimiento con datos basados en el diseño de vano dominante S_a .

Al calcular la flecha D_c y D_a a la longitud del vano del nuevo diseño propuesto de vano dominante. Verificaciones de flecha son necesarios para la condición mínima de flecha (condición de levantamiento) y para la condición de distancia básica. Si la flecha de la condición de elevación ha disminuido ($D_a < D_c$), existe alguna posibilidad de problemas de levantamiento del conductor. Si la distancia básica de la flecha ha aumentado ($D_a > D_c$), existe alguna posibilidad de violaciones de distancia.

3.19.1 Aplicación de La Tabla de Estaqueo

La tabla de estaqueo es una línea de longitudes máximas permisibles de vanos entre dos estructuras idénticas de poste. Para poste básico la tabla muestra el valor de elevación o disminución de los puntos de cuarto de vano los cuales permitirán el uso de longitud de vano consultada. La tabla también proporciona los valores de elevación y disminución a medio vano, que permitirán la longitud de de vano adecuada, cuando se use la longitud siguiente mas larga. La última columna muestra el factor de levantamiento para la longitud de vano.

La tabla muestra datos solo para estructuras pareadas o igualadas y solo dos longitudes, de poste. Pero estas se pueden usar para estructuras pareadas de

otras longitudes de poste, y para estructuras de diferentes configuraciones de conductor en las terminales de vano.

Cuando los dos postes tienen la misma longitud, el uso de la tabla es directo. La base del conductor es una línea recta entre los soportes del conductor, y en los soportes para neutros. Todos los datos concernientes a los libramientos están referidos a la base del conductor y otra base paralela, a una distancia conocida.

Cuando los postes tienen la misma altura, una línea de referencia entre las elevaciones del suelo a los dos postes es paralela a la línea base del conductor y es usada como una base de tierra; elevaciones de suelo que caen en la base son consideradas el "nivel" aunque la línea base sea una línea inclinada. Puesto que la elevación es generalmente impráctica en las elevaciones del suelo, una línea de observación es establecida arriba y paralela a la línea base del suelo.

La tabla puede usarse para diferentes distancias de línea a tierra, ajustando la elevación según fue hecha para un cambio en la altura del poste. Si el cambio de distancia es un aumento, aumenta la depresión; si es una disminución, aumentan los valores de elevación de la tabla.

Diseñando para evitar el levantamiento: Puede suceder que debido a la topografía del terreno algunos postes estén ubicados cerca o sobre elevaciones y otros en depresiones. Cuando un poste este localizado de forma que, su parte superior pueda estar mas debajo de una línea recta entre las partes superiores de dos postes adyacentes, debe chequearse de que los conductores no ejerzan una fuerza hacia arriba y causen el levantamiento del poste o desprendimiento de los amarres que lo sujetan al poste central, esto es evidente cuando los conductores están en las temperaturas mínimas de la zona de estudio, el factor de levantamiento de las tablas de estaqueo es usada para chequear esta situación.

Determinación del levantamiento de deflexión: La columna del factor de levantamiento en la tabla de estaqueo representa valores, las cuales son las flexiones mínimas para medio vano dos veces la longitud del vano con el cual fue el valor asociado en la tabla. De la figura 3.35, si el centro del poste esta a medio

vano entonces los vanos A y B son iguales y se encuentra el factor de levantamiento para el vano A y B. Generalmente se requiere la interpolación para encontrar el factor de levantamiento en las tablas de estaqueo, si el centro del poste no esta a medio vano se encuentra el factor de levantamiento para ambos vanos A y B para luego promediar los valores para encontrar el factor de levantamiento.

Si una tabla de factor de levantamiento no esta disponible, el factor de levantamiento puede ser calculado proporcionando el valor del vano dominante para que se conozca la flexión mínima inicial.

$$D_{uf} = 4D_{ur} \left(\frac{S_u}{S_r} \right)^2$$

Donde:

D_{uf} : El factor de levantamiento por el vano S_u .

S_u : Longitud del vano A o B.

S_r : Diseño de vano dominante.

D_{ur} : Mínimo inicial de vano dominante.

El factor es calculado para los vanos A y B y lo promediado antes. El valor promedio se presume que sea la flecha del levantamiento al poste central.

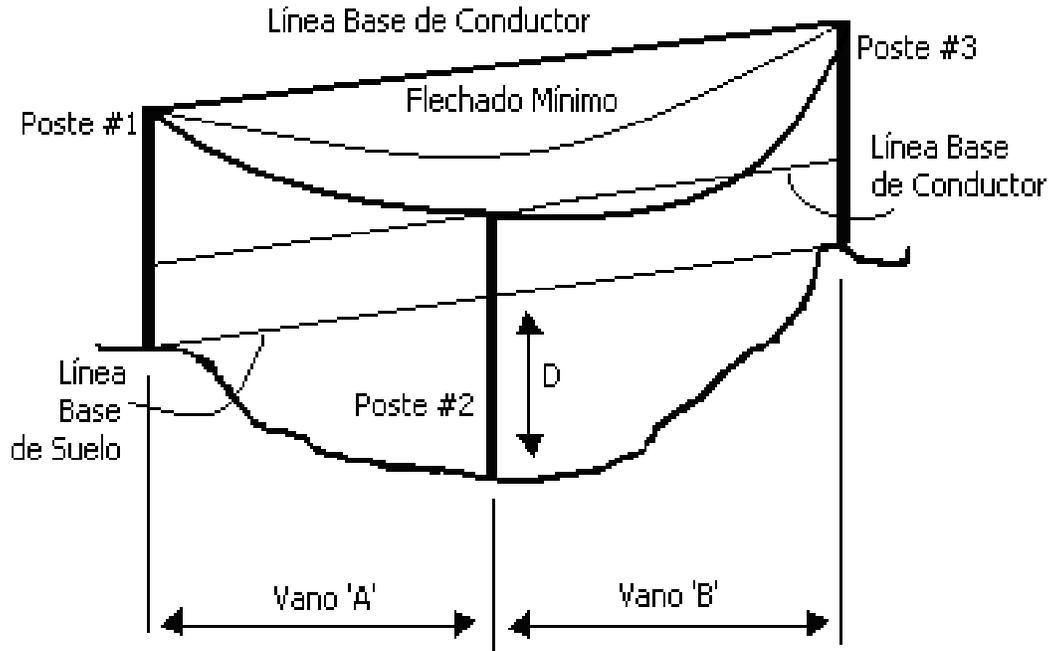


Figura 3.35. Representación Visual del Levantamiento

Tolerancia de Diseño de Levantamiento: A causa de la disminución de los problemas de levantamiento, se sugiere que una tolerancia de diseño y construcción se incluya en la determinación del levantamiento al poste central. El método más simple es aumentar el valor de hundimiento por la cantidad deseada para la tolerancia. El valor de tolerancia debería estar basado en el sistema de experiencia. Está recomendado que el valor no sea menor que 0.25 metros.

Corrección para Levantamiento: Si se encuentra que el levantamiento ocurre, la solución obvia es aumentar la longitud del poste en medio según se requiera, para eliminar el levantamiento. Es de recordar que el siguiente aumento es la diferencia en altura sobre el suelo, según está dada en la tabla 3.8. Si la cantidad de levantamiento es pequeña, la corrección puede, algunas veces, ser realizada relocalizando el poste central o uno de los adyacentes.

TABLA 3.8. Corrección de Levantamiento

Longitud de Poste (m)	Altura sobre el Suelo (m)
9.5	7.8
11.0	9.2
12.5	10.6
14.0	12.0
15.5	13.3
17.0	14.7

Procedimiento de Cálculo de Levantamiento. El problema de levantamiento es un problema de comparación, el cual compara la elevación de la fijación del conductor del poste central a la elevación del punto bajo de flecha. Se presume que los tres postes son de la misma altura, la línea base del conductor puede ser disminuida y superpuesta sobre la línea base del suelo. La curva de flexión también es bajada e intersectada la línea del suelo en la localización de los postes 1 y 3. Ahora la línea del suelo al centro del poste representa la localización del punto de fijación del conductor con respecto a la curva de flexión (no levantamiento) o abajo (levantamiento) y cuando la altura del poste debe ser elevada para eliminar el levantamiento. El punto de flexión y puntos de fijación son ambos disminuidos bajo la línea del suelo y son por lo consiguiente números negativos. En el problema todos los factores que aumentan la disminución de postes son valores negativos, y aquellos que disminuyen son valores positivos.

3.20 Transformador de Distribución:

Es el equipo fundamental ya que por medio de él se logra hacer los cambios de voltaje y corriente a los valores que se necesitan. Los hay de diferentes capacidades: 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167.5 KVA. Se aceptarán solamente las capacidades Standard para montaje en poste de 10, 15, 25, 37.50, y 75 KVA, monofásicos, dos bushings primarios, tres bushings secundarios, enfriados por aceite, tipo convencional. Cada transformador deberá estar protegido con su

correspondiente pararrayo y cortacircuito. Para montaje en banco, solo se aceptaran con la conexión en sistema delta cuatro (4) hilos para el secundario. No se aceptaran bancos de transformadores conectados en sistema estrella secundaria, ni transformadores cuyo voltaje secundario sea diferente a 120 / 240 voltios, salvo en excepciones especiales previamente pactadas con la empresa. El voltaje nominal en la posición central (Tap 3) del derivador de posición deberá ser para trabajar con 13,200 voltios.

3.21 Conductores

Según **el artículo 32.1** de las Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica de la SIGET (NTDIDE-SIGET). Los conductores deberán ser de un material o una combinación de materiales que minimicen la corrosión por causa de las condiciones ambientales.

3.21.1 Conductores para líneas aéreas

Todos los elementos constructivos de una línea aérea deben ser elegidos, conformados, y contruidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas que normalmente es dado esperar, bajo tensiones de régimen, bajo corriente de régimen, y bajo las solicitaciones de cortocircuito esperables. Los conductores, por las características eléctricas propias del material, pueden ser de cobre, aluminio y aluminio-acero y se presentan normalmente desnudos. Estos conductores van sujetos a los aisladores; éstos, a través de los herrajes, son colocados en las crucetas, que a su vez, se colocan sobre el poste que los mantiene distanciados del suelo.

El aluminio es el material que se ha impuesto como conductor de líneas aéreas habiendo sido superadas por la técnica las desventajas que se le notaban respecto del cobre, además ayudado por un precio sensiblemente menor, y por las ventajas del menor peso para igual capacidad de transporte. Los conductores en base a aluminio utilizados en la construcción de líneas aéreas se presentan en las siguientes formas:

- Cables homogéneos de aluminio puro (AAC¹⁰)
- Cables homogéneos de aleación de aluminio (ACAR¹¹)
- Cables mixtos aluminio acero (ACSR¹²)
- Cables mixtos aleación de aluminio acero
- Cables aislados con neutro portante (cables preensamblados)

3.21.2 Tendido de Conductores.

El conductor será tendido usando medios que no le causarán daños y no se le permitirá hacer contacto con el suelo en circunstancia alguna.

Los empalmes en los conductores se realizarán con uníjuntas y se instalarán de acuerdo a las especificaciones de los fabricantes. En ningún caso se instalará un empalme a menos de 15 metros de una estructura ó 2 empalmes en un mismo tramo.

3.21.3 Empalmes

El empalme del aluminio exige un cuidado especial para garantizar un buen contacto y dar protección contra la corrosión. El empalme suele realizarse con dispositivos de compresión, aun cuando se pueden usar conectores mecánicos empacados con algún compuesto inhibidor de la corrosión. Los dos métodos más empleados para la realización de empalmes son:

- Empalmes por compresión.
- Empalmes en tensión.

Según las NTDIDE-SIGET en el art.32.6 el método recomendado es el primero; en alambres desnudos; usando maguitos a compresión, que presenten una resistencia mecánica a la tracción no menor al 90% de la carga de rotura del conductor, y de conductividad adecuada. Los empalmes a compresión de cables de un solo material se realizan introduciendo los cables en el manguito de empalme, una vez limpios para evitar oxidaciones y cuidando que queden centrados en él,

¹⁰ AAC : All Aluminum Conductor

¹¹ ACAR, aluminum Conductor Alloy-reinforced

¹² ACSR : Aluminum Cable Steel-Reinforced

además de quedar a tope (uno contra otro); posteriormente, mediante unas tenazas de compresión o prensa hidráulica, se realizan las hendiduras que dejará solidario el manguito a los conductores.

3.22 Aisladores

Los conductores empleados en líneas aéreas, en la mayor parte de los casos, son desnudos; por lo tanto, se necesita aislarlos de los soportes por medio de aisladores, fabricados generalmente con porcelana o vidrio. La sujeción del aislador al poste se realiza por medio de herrajes. Pero además, un aislador debe tener las características mecánicas necesarias para soportar los esfuerzos a tracción a los que está sometido.

Aisladores De Porcelana: Su estructura debe ser homogénea y, para dificultar las adherencias de la humedad y polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte. Están fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad. La temperatura de cocción en el horno es de 1400° C.

Aisladores De Vidrio: Están fabricados por una mezcla de arena sílicea y de arena calcárea, fundida con una sal de sodio a una temperatura de 1300 °C, obteniéndose por moldeo. Su color es verde oscuro. El material es más barato que la porcelana, pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto, que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana.

Aisladores de esteatita y resinas epoxi: Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que la de la porcelana, y sus propiedades aislantes también son superiores; sin embargo, el inconveniente que tienen es el de ser más costosos.

3.23 Pararrayos

Con el nombre de pararrayos o descargadores de sobretensión se conocen los dispositivos destinados a proteger el equipo eléctrico contra sobretensiones transitorias elevadas en los circuitos eléctricos, limitando la duración y la amplitud de la corriente subsiguiente. El término "**pararrayos**" o descargadores de

sobretensión incluyen cualquier separación externa, en serie con el pararrayos, esencial para el funcionamiento adecuado del aparato instalado, sin tener en cuenta si es o no una parte íntegra de él.

Los pararrayos son clasificados de acuerdo a su uso y su rango de tensión de aplicación como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 3.9. Clasificación de los Pararrayos de Acuerdo a su Uso

CLASE	USO	RANGO DE TENSION
Estación	Subestaciones grandes	138 kV hacia arriba
Intermedio	Subestaciones pequeñas, líneas de sub-transmisión, fin de líneas.	138 kV hacia abajo
Distribución	Subestaciones pequeñas de distribución, barraje de distribución.	44 kV hacia abajo

3.24 Fusibles.

El fusible es un dispositivo protector contra sobrecorrientes, constituido por un elemento de aleación metálica, generalmente en forma de alambre, el cual se funde en un tiempo específico debido al efecto térmico originado por el paso de una corriente eléctrica superior a un valor predeterminado.

La función de protección se lleva a cabo cuando el fusible se coloca en serie con el circuito eléctrico a proteger, al cual se interrumpe el suministro de potencia por la apertura automática del fusible cuando fluye a través de él una corriente mayor al valor de la corriente nominal de este. Todos los fusibles constan de un cartucho o parte destinada a ser montada, el elemento fusible propiamente, y los elementos de aislamiento y extinción destinados a limitar los efectos del arco eléctrico producido por la interrupción de una corriente de falla.

Fusibles del Tipo de Expulsión: Este tipo se emplea generalmente para protección de sistemas de distribución, plantas industriales, protección de circuitos de alimentación, fallas primarias en transformadores, y protección de banco de capacitores. Básicamente consta de un tubo confinador del arco el cual contiene un gas desionizante y un elemento fusible en su interior. Durante la interrupción del arco, debido a la rápida fusión del elemento fusible se origina una rápida producción de gases presurizados al interior del tubo del fusible, los cuales se

acumulan estrechándolo, comprimiendo y enfriando el arco, llegando incluso a escapar por lo externo del tubo expulsando partículas que pudieran sostener el arco. Existen diferentes tipos de cortacircuitos para fusibles de expulsión: los denominados encapsulados, los cuales poseen terminales, portafusibles y ganchos para el montaje del fusible dentro del receptáculo aislado, los abiertos, los cuales constan de las mismas partes que los anteriores, pero se encuentran expuestas, tal como su nombre lo indica, estando montadas sobre un aislador adecuado, y finalmente los de elemento abierto, que no poseen un receptáculo, por lo cual el elemento se encuentra expuesto y debe poseer un tubo confinador del arco incorporado.

3.25 Red a Tierra

Se llama tierra, en general, a los elementos que constituyen el terreno, tales como arena, grava, arcilla, etc.... Para la determinación de la resistencia eléctrica de los circuitos de tierra tiene importancia fundamental la resistividad o resistencia específica del terreno la cual se expresa en ohmios por metro, suponiendo una sección de 1 m². Esta resistencia específica depende, esencialmente, de los siguientes factores:

- Constitución o naturaleza del terreno
- Humedad
- Temperatura

A continuación, expresamos los valores de la resistividad del terreno para diferentes clases de éste:

Terreno pantanoso o húmedo	50 ohmios-metro
Tierra de labor o arcillosa	100 ohmios-metro
Tierra arenosa húmeda	200 ohmios-metro
Tierra arenosa seca	1.000 ohmios-metro
Tierra guijarrosa	1.000 ohmios-metro
Suelo rocoso	3.000 ohmios-metro

Naturalmente, cuando menor es la resistencia específica, mejor resulta el terreno para la instalación de las tomas de tierra. Por esta causa, muchas veces hay que desplazar las tomas de tierra hasta encontrar terreno húmedo, por ejemplo las proximidades de zonas regables. En algunas ocasiones, incluso resulta conveniente cultivar un pequeño prado de 50 a 100 m² encima de las tomas de tierra, para mantener húmeda la tierra sobrepuesta. Los terrenos rocosos no son aceptables debido a su elevada resistividad y si no resultara fácil encontrar terrenos adecuados en la proximidades de la instalación, habrá que efectuar un tratamiento químico de corrección del terreno y a ser posible, se dispondrá una canalización que permita regar las tomas de tierra en las estaciones calurosas.

No deben instalarse las tomas de tierra directamente dentro del agua pues, aunque disuelve las sales del terreno, resulta, por sí misma, mala conductora y además existe mayor peligro de corrosión.

Resulta conveniente tratar los terrenos con sal común, la cual actúa sobre el agua haciéndola mejor conductora y además, a causa de ser una sustancia higroscópica, la sal retiene la humedad del terreno.

Valores recomendados de la resistencia eléctrica de las tomas de tierra

Se puede calcular la resistencia eléctrica de una toma de tierra en función de la resistividad del terreno y de las dimensiones de la propia toma, el valor máximo que ha de resultar, es el siguiente:

Redes de baja tensión ----- 15 ohmios

Redes de alta tensión ----- 20 ohmios

Sin embargo, y de acuerdo con la tabla que sigue a continuación, podemos conocer la calidad de la toma de tierra.

Tabla 3.10 Calidad de las tomas de tierra.

Resistencia eléctrica ohmios	Calidad	
	Redes de alta tensión	Redes de Baja tensión
Menos de 1 Ω	Excelente	Excelente
Entre 1 y 5 Ω	Muy buena	Buena
Entre 5 y 10 Ω	Buena	Aceptable
Entre 10 y 15 Ω	Aceptable	Regular
Entre 15 y 20 Ω	Regular	Mala
Más de 20 Ω	Mala	Mala

Un sistema de tierra debe consistir de uno o más electrodos conectados entre si. Este sistema deberá tener una resistencia a tierra suficientemente baja, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

Sistema de un solo electrodo: La resistencia a tierra de una conexión individual a través de un electrodo deberá ser lo más cercana a cero ohmios, y en ningún caso deberá ser mayor de 25 ohmios. Cuando la resistencia es mayor de 25 Ohmios, deberá usarse dos o más electrodos hasta alcanzar este valor. El valor citado, es el máximo admisible medido en época seca.

Sistemas multiaterrizados: el neutro se los sistemas de distribución de energía eléctrica deberá estar conectado a un electrodo de puesta a tierra en cada transformador de distribución y a un numero suficiente de puntos adicionales, de tal manera que se tenga no menos de cuatro conexiones a tierra en cada 1.6 km. de línea, sin incluir las conexiones a tierra de los usuarios.

Los electrodos de puesta a tierra deberán ser permanentes y adecuados para sistema eléctrico de que se trate. En todos los casos, los electrodos de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. Toda la superficie externa de los electrodos deberán ser conductora, esto es, que no tengan pintura, esmalte u otra cubierta

aislante. La cantidad y tamaño de los electrodos a seleccionar deberán considerar sus limitaciones de descarga de corriente y no deberán ser menores de 2.40 m de longitud y 12.7 mm de diámetro. La separación entre electrodos debe ser por lo menos igual a la longitud de los mismos.

CAPITULO 4

ELABORACIÓN DEL DISEÑO ELECTROMECAÁNICO

4.1 Cálculos Eléctricos

La Comunidad Loma Linda esta siendo habitada por 115 familias, cabe recalcar que para efectos de diseño se han considerado 89 viviendas más que están desabitadas haciendo un total de 204 que se considera la carga total a instalar casas tipificadas de la siguiente manera:

Tipo 1: consiste en una clase de rancho con una sola habitación. Esta construido con paredes y techos de lamina galvanizada. Por lo general son de un lote.

Tipo 2: consiste en paredes hechas a base de barro o lodo, con techo de tejas o laminas; en este tipo de vivienda encontramos hasta 2 habitaciones. Constituidas de 2 a 3 lotes.

Tipo 3: consiste de paredes de ladrillo cocido y Saltex con techo de teja o lámina, con algunas estructuras de hierro y madera. Generalmente está formada por 2 o 3 habitaciones. En su mayoría están formadas por 4 o más lotes.

Para efectos de diseño la comunidad se pretende dividirla en cuatro zonas, las cuales se observan en la figura 4.1 la zonificación se tomó a base de las longitudes máximas primarias y secundarias permitidas por la SIGET. A continuación se presenta el número de viviendas de cada una de las cuatro zonas en las que se dividirá la comunidad

Tabla 1

Tabla 4.1. Número y tipo de casas por zona.

Zona	Numero de Viviendas del Tipo		
	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
1	50	15	1
2	38	11	3
3	44	12	0
4	27	13	2

De acuerdo a los tipos de Vivienda y a los datos obtenidos por las encuestas. Se establecen los siguientes rangos de carga instalada:

Viviendas Tipo 1	500 W	(2 Focos	2 tomacorriente)
Viviendas tipo 2	750 W	(3 Focos	3 tomacorriente)
Viviendas tipo 3	1000 W	(5 focos	5 tomacorriente)

Con los valores de carga instalada por tipo de vivienda se presenta en la tabla 4.1 los resultados obtenidos, por zona de carga instalada total y de carga instalada promedio, utilizando los datos anteriores del tipo de vivienda, en la que se toma en cuenta, tanto lotes vacíos como no vacíos de la comunidad.

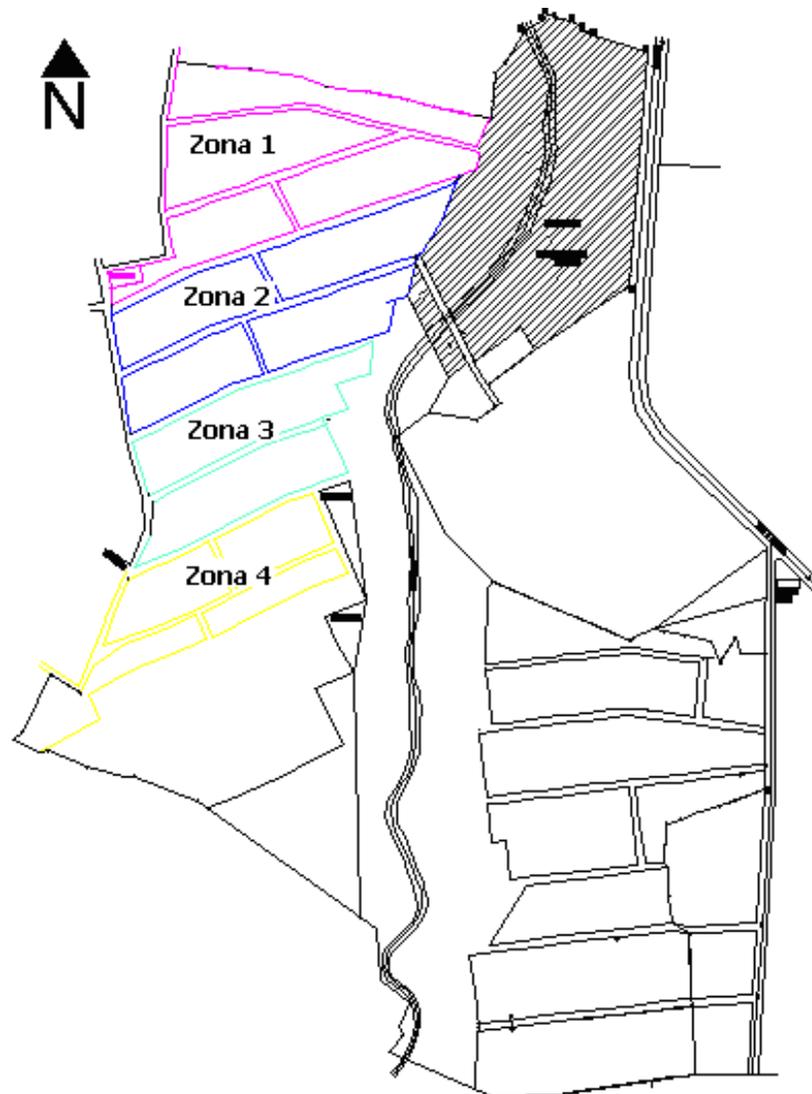


Figura 4.1. Zonificación de la Comunidad Loma Linda

Tabla 4.2. Total de Carga Promedio por zona.

ZONA	TIPO DE VIVIENDA	N° DE CASAS	CARGA INSTALADA W	CARGA/TIPO DE VIVIENDA W	CARGA LUMINARIAS W	CARGA TOTAL W	CARGA INSTALADA PROMEDIO W
1	TIPO 1	50	500	25000	875	38125	569.02
	TIPO 2	15	750	11250			
	TIPO 3	1	1000	1000			
2	TIPO 1	38	500	19000	525	30775	580.66
	TIPO 2	11	750	8250			
	TIPO 3	3	1000	3000			
3	TIPO 1	44	500	22000	700	31700	556.14
	TIPO 2	12	750	9000			
	TIPO 3	0	1000	0			
4	TIPO 1	27	500	13500	700	25950	603.49
	TIPO 2	13	750	9750			
	TIPO 3	2	1000	2000			

Además se ha considerado las cargas de las luminarias como una sola por cada circuito secundario, así tendremos 5, 3, 4 y 4 luminarias respectivamente para cada circuito secundario consumiendo una potencia de 175 Watts cada una, el total de la carga de luminarias se encuentra tabulado en la tabla 4-2.

Cálculo de Transformadores

La fórmula practica que se utilizara para la capacidad de los transformadores a instalar es: capacidad en kVA = No. de casas (NC) x Carga Instalada promedio (CP) x Factor de Demanda (FD)¹³ x Factor de Coincidencia (FC) x Factor de Crecimiento (FCr)¹⁴.

Tanto el factor de demanda como el factor de crecimiento se han determinado usar 0.7 y 1.2 respectivamente¹⁵.

¹³ Se considera un valor de Factor de Demanda de 0.7 para urbanizaciones

¹⁴ Factor de Crecimiento se considera de 1.2 para urbanizaciones

¹⁵ El factor de coincidencia de 0.4 y 0.41 se ha obtenido de la tabla 3.4 del capítulo 3

A continuación calcularemos la capacidad máxima de transformadores que se deberán usar en el proyecto, utilizando los datos de la tabla 4.2 es importante notar que si las capacidades obtenidas resultan menores a los valores comerciales de transformadores de distribución se recurrirá al valor inmediato superior comercial, del dato calculado.

La formula a usar es:

$$\text{KVA} = (\text{NC}) \times (\text{CP}) \times (\text{FD}) \times (\text{FC}) \times (\text{FCr}).$$

Zona 1

$$\text{T1} = 67 \times 0.56902 \times 0.7 \times 0.4 \times 1.2 = 12.81 \text{ kVA}$$

Zona 2

$$\text{T2} = 53 \times 0.58066 \times 0.7 \times 0.4 \times 1.2 = 10.34 \text{ kVA}$$

Zona 3

$$\text{T3} = 57 \times 0.55614 \times 0.7 \times 0.4 \times 1.2 = 10.65 \text{ kVA}$$

Zona 4

$$\text{T4} = 43 \times 0.60349 \times 0.7 \times 0.41 \times 1.2 = 8.93 \text{ kVA}$$

En el cálculo del transformador para considerar la carga de las luminarias el número de casas se ha incrementado en una vivienda más.

Como se nota, los valores calculados de los transformadores son mayores o cercanos a 10 kVA y menores de 15 kVA, por tal razón se pretende utilizar transformadores de capacidad igual a 25 kVA, el motivo es considerar el aumento de la carga futura ya que existen muchos lotes vacíos y con posibilidad a ser habitados, al introducirse el servicio de energía eléctrica.

Para lo anterior se ha determinado un margen de tolerancia en el crecimiento de carga por cada una de las casas ubicadas en las diferentes zonas de la comunidad Loma Linda, esto se resume en la siguiente tabla.

Tabla 4.3. Tabla resumen de margen de maniobra en cada circuito.

CIRCUITO	CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	CAPACIDAD DE MANIOBRA	CAPACIDAD DE MANIOBRA VIVIENDA
1	25 kVA	12.19 kVA	181.94 VA
2	25 kVA	14.66 kVA	276.60 VA
3	25 kVA	14.35 kVA	251.80 VA
4	25 kVA	16.07 kVA	373.72 VA

A continuación se presenta una tabla resumen de la cantidad total de cada uno de los conductores obtenidos según el Diseño de Distribución plasmado en el plano eléctrico anexo al documento, en donde se tiene ubicado una ruta de circuito primario con 17 puntos y 4 circuitos secundarios los cuales alimentan a 7 pasajes de la comunidad Loma Linda.

Tabla 4.4. Tabla resumen de cantidades de conductores.

CANTIDADES DE CONDUCTORES		
Cantidad de conductor primario	ACSR No.2 (m):	615
Cantidad de conductor secundario	AL WP No.2 (m):	2415
Cantidad de conductor neutro	ACSR 1/0 (m):	1407
Total(m)		4437

4.1.1 Cálculo de Caída de Voltaje

La máxima caída de voltaje que puede darse en baja tensión para zona rural es de, 8 % del voltaje nominal esto según las **Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución, art. 22** dadas en el **Acuerdo No. 192-E-2004**. Sin embargo las distribuidoras manejan que, para evitar caídas de voltaje que superen el valor mínimo aceptable (5 voltios en base a 120 voltios)¹⁶. No se aceptan circuitos en baja tensión cuya longitud total sea mayor a 250 metros contada desde el poste donde esta instalado el transformador que alimenta el circuito de distribución parámetro que en este diseño sea tomado en cuenta.

¹⁶ Reglamento de Servicio Eléctrico, CAESS.

El cálculo de caída de voltaje de líneas primarias y secundarias se hará para cada zona, considerando la carga uniformemente distribuida al final de la línea, es decir, $L = l / 2$ ¹⁷, a menos que se especifique lo contrario.

Los conductores a utilizar para el conductor primario ACSR #2 desnudo, conductor neutro ACSR 1/0 desnudo, y para conductor secundario AL #2 WP.

Con estos datos podemos comenzar a realizar cálculos de caída de tensión, a continuación se realiza los cálculos para el primario desde el punto de entrega hasta la ubicación de cada transformador.

Como se explico en el Capitulo 3 la formula utilizada es la siguiente:

$$e = 2IRL \text{ (voltios)}$$

Donde:

e: caída de tensión en voltios (V)

I: corriente de líneas en amperios (A)

L: longitud de la línea (km)

R: resistencia del conductor para el ACSR # 2 es de $1.109 \frac{\Omega}{km}$ ¹⁸, y para el Al

WP #2 es de $0.8742 \frac{\Omega}{km}$ ¹⁹

El siguiente análisis esta referido a la ubicación de las estructuras en el plano eléctrico del anexo 23.

Análisis desde el punto P1 al P3

L= 535 m = 0.535 km

Potencia del transformador debido a que es una urbanización se considera como carga puramente resistiva de 25Kw

¹⁷ Considerado en el subtítulo 3.12.1 Caída de Voltaje, Capitulo 3.

¹⁸ Dato obtenido del Manual de CONELCA para conductores ACSR.

¹⁹ Dato obtenido del Manual de CONELCA para conductores WP.

El voltaje a utilizar es el de fase por lo que se realizará el siguiente cálculo:

$$V_F = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = \frac{23kV}{\sqrt{3}} = 13.27kV .$$

Con estos datos es posible calcular la corriente:

$$I = \frac{P}{V} = \frac{25 kW}{13.24 kV} = 1.88 A$$

$$e = 2IRL = 2(1.88)(1.109)(0.535)$$

$$e = 2.236 V$$

Análisis desde el punto P1 al P18

$$L = 744m = 0.744 km$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{25 kW}{13.24 kV} = 1.88 A$$

$$e = 2IRL = 2(1.88)(1.109)(0.846)$$

$$e = 3.535 V$$

Análisis desde el punto P1 al P29

$$L = 846 m = 0.846 km$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{25 kW}{13.24 kV} = 1.88 A$$

$$e = 2IRL = 2(1.88)(1.109)(1.012)$$

$$e = 3.535 V$$

Análisis desde el punto P1 al P34

$$L: 1012 m = 1.012 km$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{25 kW}{13.24 kV} = 1.88 A$$

$$e = 2IRL = 2(1.88)(1.109)(1.012)$$

$$e = 4.229 V$$

Ahora se obtendrá la caída de voltaje del sistema secundario partiendo del transformador que suministra energía en las distintas ubicaciones

Análisis desde P3 hasta el P9

Para el cálculo de potencia consumida por rama de distribución secundaria se considero el número de casas por pasaje tomando como potencia promedio 500 W.

$$P = 21 \times 500 \text{ W} = 10.5 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{10.5 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 43.75 \text{ A}$$

$$l = 177 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{177}{2} = 88.5 \text{ m} = 0.0885 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(43.75)(0.8742)(0.0885)$$

$$e = 6.77 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 6.77 = 233.23 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{233.23}{2} = 116.615 \text{ V}$$

Análisis desde P3 hasta el P12

$$P = 17 \times 500 \text{ W} = 8.5 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{8.5 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 35.42 \text{ A}$$

$$l = 154 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{154}{2} = 77 \text{ m} = 0.077 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(35.42)(0.8742)(0.077)$$

$$e = 4.77 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 4.77 = 235.23 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{235.23}{2} = 117.62 \text{ V}$$

Análisis desde P3 hasta el P14

$$P = 12 \times 500 \text{ W} = 6 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{6 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 25.0 \text{ A}$$

$$l = 98 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{98}{2} = 49 \text{ m} = 0.049 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(25.0)(0.8742)(0.049)$$

$$e = 2.14 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 2.14 = 237.86 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{237.86}{2} = 118.93 \text{ V}$$

Análisis desde P14 hasta el P18

$$P = 17 \times 500 \text{ W} = 8.5 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{8.5 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 35.42 \text{ A}$$

$$l = 111 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{111}{2} = 55.5 \text{ m} = 0.0555 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(35.42)(0.8742)(0.0555)$$

$$e = 3.44 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 3.44 = 236.56 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{236.56}{2} = 118.28 \text{ V}$$

Análisis desde P18 hasta el P23

$$P = 26 \times 500 \text{ W} = 13 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{13 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 54.17 \text{ A}$$

$$l = 202 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{202}{2} = 101 \text{ m} = 0.101 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(54.17)(0.8742)(0.101)$$

$$e = 9.57 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 9.57 = 230.43 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{230.43}{2} = 115.22 \text{ V}$$

Análisis desde P24 hasta el P29

$$P = 18 \times 500 \text{ W} = 9 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{9 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 37.5 \text{ A}$$

$$l = 161 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{161}{2} = 80.5 \text{ m} = 0.0805 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(37.5)(0.8742)(0.0805)$$

$$e = 5.28 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 5.28 = 234.72 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{234.72}{2} = 117.36 \text{ V}$$

Análisis desde P29 hasta el P32

$$P = 20 \times 500 \text{ W} = 10 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{10 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 41.67 \text{ A}$$

$$l = 89 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{89}{2} = 44.5 \text{ m} = 0.0445 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(41.67)(0.8742)(0.0445)$$

$$e = 3.24 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 3.24 = 236.76 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{236.76}{2} = 118.38 \text{ V}$$

Análisis desde P34 hasta el P39

$$P = 28 \times 500 \text{ W} = 14 \text{ kW}$$

$$I = \frac{P}{V} = \frac{14 \text{ kW}}{0.24 \text{ kV}} = 58.33 \text{ A}$$

$$l = 203 \text{ m}$$

$$L = \frac{\ell}{2} = \frac{203}{2} = 10.15 \text{ m} = 0.1015 \text{ km}$$

$$e = 2IRL = 2(58.33)(0.8742)(0.1015)$$

$$e = 10.35 \text{ V}$$

$$V_{LL} = 240 - 10.35 = 229.65 \text{ V}$$

$$V_{LN} = \frac{229.65}{2} = 114.82 \text{ V}$$

Estos cálculos se han realizado considerando condiciones de carga total, como se observa las caídas de voltaje son mínimas por lo que no afectarían al usuario en condiciones normales de operación en las que no toda la carga esta conectada.

La caída de voltaje por circuito considerando las cometidas de los usuarios se pueden observar en el siguiente cuadro resumen, en donde se ha tomado en cuenta los cálculos de caída de voltaje del sistema de distribución secundario anteriormente explicados y la distancia mínima de seguridad para acometida, con lo que se obtienen los siguientes datos:

Tabla 4.5. Tabla resumen para cálculo de porcentaje de caída de voltaje

Puntos de referencia	Distancia total en acometida m	Potencia Kw.	Corriente A	Longitud(L) Km.
P3-P9	202	10.5	43.75	0.101
P3-P12	179	8.5	35.42	0.0895
P3-P14	123	6.0	25.00	0.0615
P14-P18	136	8.5	35.42	0.068
P18-P23	227	13.0	54.17	0.1135
P24-P29	186	9.0	37.50	0.093
P29-32	114	10.0	41.67	0.057
P34-P39	228	14.0	58.33	0.114

Para la caída de voltaje en la acometida se utiliza

$$e = 2IRL \text{ (voltios)}$$

Donde:

e: caída de tensión en voltios (V)

I: corriente de líneas en amperios (A)

L: longitud de la línea (Km.). para este caso es de 25 m²⁰

R: resistencia del conductor en Al WP #4 para la acometida la cual es de

$$1.3915 \frac{\Omega}{km} \text{ }^{21}.$$

Para el porcentaje de caída de voltaje en la acometida se debe tomar en cuenta la caída de voltaje en la distribución secundaria y la caída de voltaje en la acometida, utilizando la siguiente ecuación:

$$\% \text{ de Caída de voltaje} = \frac{\text{Caída de voltaje}_{acometida} + \text{Caída de voltaje}_{distribución\ secundaria}}{240} \times 100$$

²⁰ Se utiliza la distancia máxima recomendada por SIGET acuerdo 29-E-2000.

²¹ Dato obtenido del Manual de CONELCA para conductores de Aluminio

Con los datos anteriores se obtiene:

Tabla 4.6. Resumen de porcentajes de caída de voltaje

Caída de Voltaje en acometida	Caída de Voltaje	Porcentaje de caída
1.52	6.77	3.45%
1.23	4.77	2.50%
0.87	2.14	1.25%
1.23	3.44	1.95%
1.88	9.57	4.77%
1.30	5.28	2.74%
1.45	3.24	1.95%
2.03	3.24	2.20%

Típicamente, la caída de tensión máxima generalmente permitida en las redes de distribución es 8%. Como se observa en los porcentajes de caída de voltaje en la cometida no sobre pasan los niveles normados.

Cálculos Mecánicos

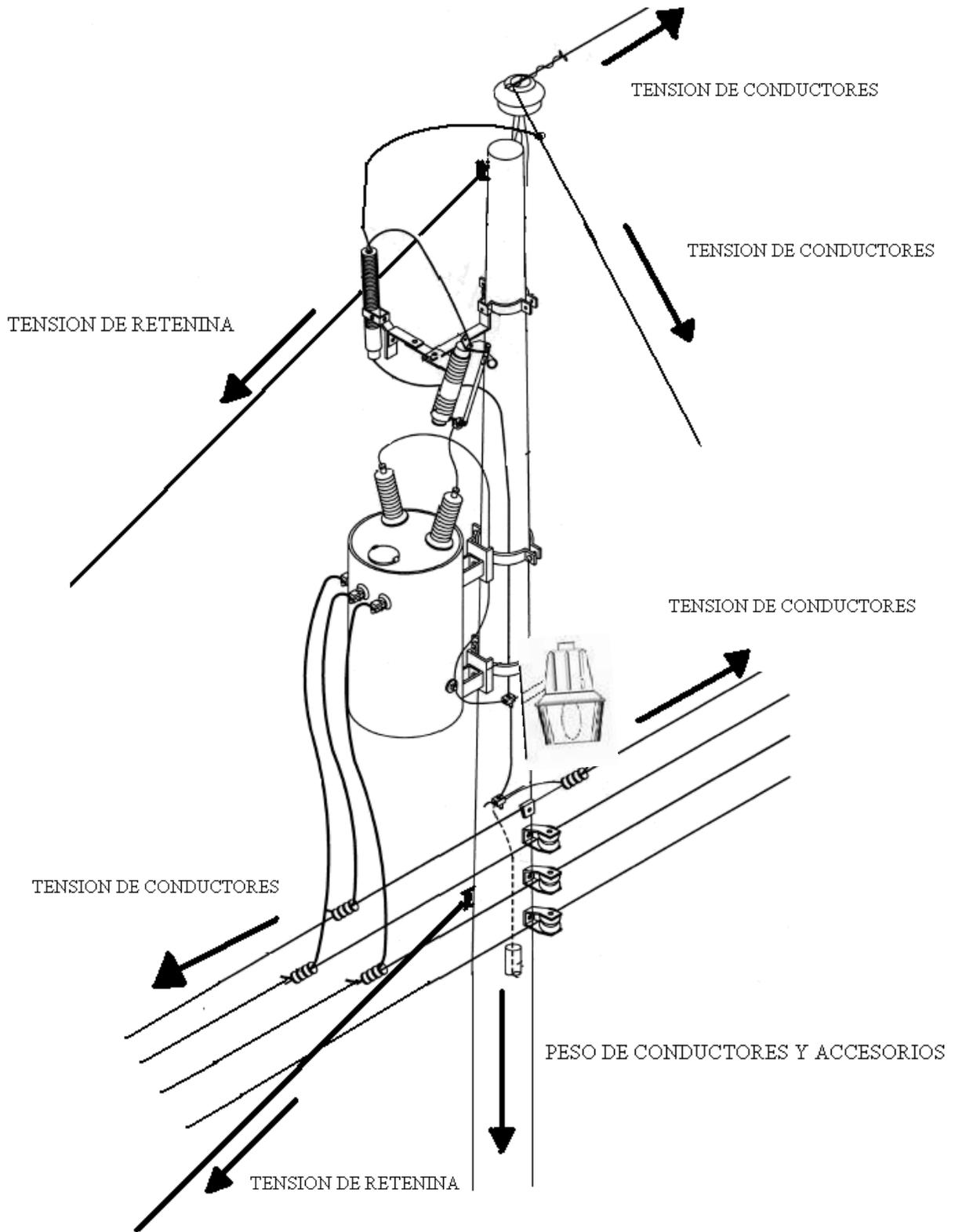


Figura 4.2. Árbol de Cargas

4.2.1 Cálculo de vano máximo.

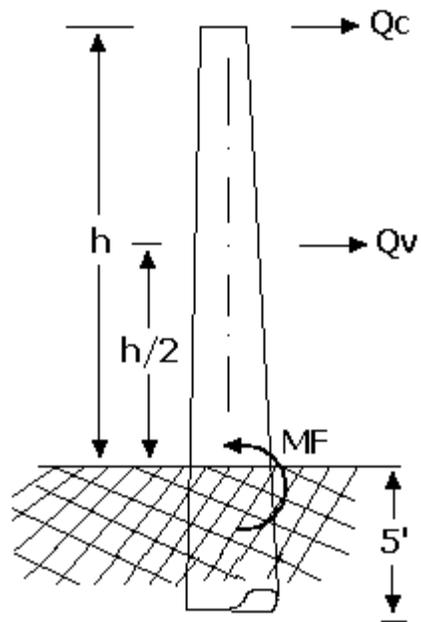


Figura 4.3. Momento Flector

El cálculo del vano máximo permite tomar las consideraciones necesarias en cuanto a la carga que pueden soportar los postes utilizados en el diseño, a fin de que estos soporten las tensiones mecánicas a las cuales puedan estar sujetos durante su vida útil.

Para determinar el vano máximo de la línea se emplea el criterio de la tensión de ruptura (T_{rp}) en la punta del poste donde es necesario determinar los valores de momento flector (MF) en la base del poste, carga del viento sobre el poste (Q_v), carga del viento sobre los conductores (Q_c) además debe tenerse conocimiento sobre la información siguiente.

- Número de conductores de línea (NC).
- Velocidad máxima del viento en la zona (V).
- Características del poste y conductores utilizados.

Para la propuesta del diseño se utilizarán poste de acero galvanizado de factor de seguridad 2, equivalente al poste de concreto centrifugado clase 500, por la facilidad de manejo y transporte dentro del área del proyecto, debido a la topografía del terreno. Razón por la cual se realizan los cálculos de vano máximo para medir la resistencia mecánica de postes de 26' y 35' que son los más utilizados en el presente diseño.

Para el poste metálico de 26 pies

Para el poste metálico de 26 pies, factor de seguridad 2^{22} se tienen las siguientes características:

ϕ_p : diámetro promedio 0.225 metros.

T_{rp} : tensión de ruptura o resistencia de diseño 500 lbs lo que equivale a 226.80 Kg.

h: altura libre 6.5 metros.

C_r : coeficiente de reducción cilíndrica que depende de la forma del poste en este caso tiene un valor de 0.6.

p: La presión del viento en esa zona es 31 Kg/m².

En primer lugar se procede a determinar el momento flector en la base del poste:

$$MF = hT_{rp} \text{ Kg-m.}$$

$$MF = hT_{rp} = (6.5)(226.80) = 1474.2 \text{ Kg} - m$$

Luego se calcula la carga del viento sobre el poste de la siguiente manera:

$$Q_v = ph\phi_p C_r \text{ Kg.}$$

$$Q_v = ph\phi_p C_r = (31)(6.5)(0.225)(0.6) = 27.20 \text{ Kg.}$$

Para encontrar la carga del viento sobre los conductores (Q_c) se plantea la ecuación de momentos del poste:

²² Ver Anexo 22, datos técnicos de postes metálicos

$$MF = \left(\frac{h}{2}\right)Q_v + (h)(NC)Q_c$$

$$Q_c = \frac{MF - \left(\frac{h}{2}\right)Q_v}{(h)(NC)}$$

$$Q_c = \frac{1474.20 - \left(\frac{6.5}{2}\right)(27.20)}{(6.5)(3)} = 71.1 \text{Kg.}$$

Luego la longitud del vano máximo que pueden soportar las estructuras será:

$$VANO \text{ MAXIMO} = \frac{Q_c}{p\phi(f.s)C_r}$$

s.f.: es el factor de seguridad igual a 2

ϕ : diámetro del conductor, para ACSR 1/0 conductor neutro es: 0.010112 m.

$$VANO \text{ MAXIMO} = \frac{71.1}{(31)(0.010112)(2)(0.6)} = 188.92m$$

Luego para un poste de 35 pies tenemos

ϕ_p : diámetro promedio 0.245 metros.

T_{rp} : tensión de ruptura o resistencia de diseño 500 lbs lo que equivale a 226.80 Kg.

h: altura libre 8.9 metros.

El momento flector a la base del poste es:

$$MF = hT_{rp} = (8.9)(226.80) = 2018.52 \text{Kg} - m$$

Luego se calcula la carga del viento sobre el poste de la siguiente manera:

$$Q_v = ph\phi_p C_r \text{ Kg.}$$

$$Q_v = ph\phi_p C_r = (31)(8.9)(0.245)(0.6) = 40.56 \text{Kg.}$$

Para encontrar la carga del viento sobre los conductores (Q_c) se plantea la ecuación de momentos del poste:

$$MF = \left(\frac{h}{2}\right)Q_v + (h)(NC)Q_c$$

$$Q_c = \frac{MF - \left(\frac{h}{2}\right)Q_v}{(h)(NC)}$$

$$Q_c = \frac{2018.52 - \left(\frac{8.9}{2}\right)(40.56)}{(8.9)(1)} = 206.52Kg.$$

s.f.: es el factor de seguridad igual a 2

ϕ : diámetro del conductor, para ACSR 2 conductor de fase es: 0.008016 m.

$$VANO\ MAXIMO = \frac{206.52}{(31)(0.008016)(2)(0.6)} = 692.56m$$

Como se puede apreciar las estructuras son capaces de soportar las tensiones a las que pueden ser sometidas.

Sin embargo según el acuerdo 29-E-2000 (NORMAS TECNICAS DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION ELÉCTRICA) se establece que para distribución primaria y secundaria los vanos entre las estructuras deben estar en el rango de 30 y 50 metros y si solo se trata de distribución primaria estos pueden ser de hasta 60 metros de longitud para este diseño se respeto esta normativa por lo cual y a raíz del cálculo anteriormente realizado se puede apreciar que las estructuras de soporte de los conductores son capaces de soportar la carga mecánica a las cuales serán sometidas.

4.2.2. Cálculo de la tensión máxima y mínima, flecha mínima y máxima.

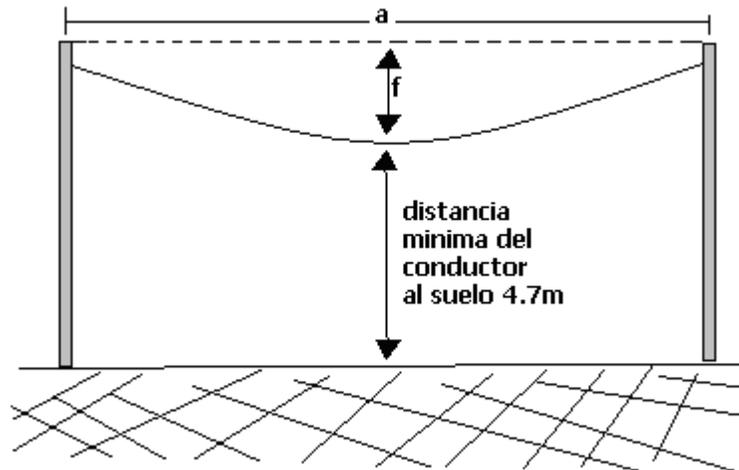


Figura 4.4. Representación pictórica de Vano y Flecha.

Los cálculos de tensión máxima, flecha mínima y máxima se relacionan directamente con la seguridad en la construcción de la línea, en el diseño y construcción se deben evitar esfuerzos de tensión peligrosos que puedan reventar los cables, dañar las estructuras de soporte, levantar los postes, etcétera, para evitar eso debe efectuarse el cálculo correcto de flecha mínima y tensión máxima. Además se debe conservar la distancia de la línea a tierra requerida, por las normas para lo cual es de gran utilidad el cálculo de la flecha máxima bajo las condiciones atmosféricas extremas que se den en el lugar.

A continuación se describe brevemente el procedimiento a seguir para efectuar estos cálculos²³, no se profundizará en la deducción de las ecuaciones que aparecen en este documento ya que no es ese el objetivo; se limitará a la aplicación de las ecuaciones prácticas de la flecha y la ecuación de cambio de estado de los conductores, para encontrar las flechas y las tensiones.

Los procedimientos necesarios para el cálculo son:

Conocer la siguiente información:

²³ La teoría básica para la realización de estos cálculos fue tomada del libro "Líneas de Transporte de Energía". Autor Luís Maria Checa.

Las temperaturas máximas (θ_2) y mínimas (θ_1), la velocidad (v) o presión (p) del viento de la región.

Características del conductor:

- Diámetro (ϕ)
- Peso por kilómetro (W)
- Tensión de ruptura (T_{rp})
- Área (A)
- Modulo de elasticidad (E)
- Coeficiente de dilatación del material (α)
- La longitud del vano entre postes (a).
- Coeficientes de viento.

El cálculo de este coeficiente para carga de viento es:

$$m = \frac{P_d}{P} \text{ (Coeficiente de sobrecarga adimensional)}$$

P (peso del conductor en Kg/m); P_v (peso debido al viento Kg/m)

$$P = \frac{W}{1000}$$

$$P_v = p\phi$$

$$P_d = \sqrt{P^2 + P_v^2} \text{ (Peso aparente en Kg/m)}$$

Los subíndices 1 y 2 que pueden acompañar a "m" indican condición inicial (1) y condición final (2), (m_1 y m_2) respectivamente.

La tensión máxima según las normas de SIGET (T_{\max}) o (T_1) se obtiene a la temperatura mínima y para los conductores ACSR se considera del 33% y para los conductores a aluminio de 30%, de la tensión de ruptura.

$$\text{Para el ACSR: } T_1 = T_{\max} = 0.33T_{rp}$$

$$\text{Para el aluminio AAC: } T_1 = T_{\max} = 0.3T_{rp}$$

Para el cálculo de la flecha se utiliza la siguiente fórmula:

$$f = \frac{a w}{8t} m$$

Donde tanto "m" como "t" pueden tener subíndices 1 y 2 que indican condición inicial y final respectivamente.

$$w = \frac{W}{1000A} \text{ Peso por unidad de longitud y área del conductor}$$

$$t_{\max} = \frac{T_{\max}}{A} \text{ Tensión por unidad de área } (t_1 = t_{\max}).$$

Para encontrar la flecha mínima se utiliza la tensión máxima a la temperatura mínima de la zona de estudio.

Una vez encontrada la flecha mínima se procede a determinar la tensión mínima y la flecha máxima. Para ello se utiliza la forma práctica de la ecuación de cambio de condiciones, llamada así por relacionar el cambio de estado de un conductor al variar la temperatura partiendo de las condiciones de temperatura mínima y tensión máxima.

$$t_2^2 [t_2 - k + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)] = \frac{a^2 w^2 E m_2^2}{24}$$

Que es una ecuación de tercer grado de la forma.

$$Bx^2(x + C) + D = 0$$

Donde:

$$B = 1$$

$$C = -K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)$$

$$D = -\frac{a^2 w^2 E m_2^2}{24}$$

En donde el valor de K es:

$$K = t_1 - \frac{[a^2 m_1^2 w^2 E]}{24 t_1^2}$$

Al evaluar la ecuación se obtiene el valor de t_{\min} por unidad de área el cual se evalúa para determinar la T_{\max} así:

$$T_{\max} = t_{\min} A$$

Finalmente la flecha máxima se halla evaluando la ecuación de la flecha bajo las condiciones de temperatura y carga de viento del estado 2 según se requiera y usando la t_{\min} encontrada.

A continuación se detallará el cálculo de flechas y tensiones antes mencionado partiendo de la temperatura mínima hasta la temperatura ambiente para un vano de 51 metros que forma parte de el diseño, considerando que, cuando existe carga de viento la presión de viento sobre los conductores será: $p = 31 \text{ (Kg/m}^2\text{)}^{24}$.

4.2.3 Cálculo sin carga de viento en la condición 1 y condición 2.

Los datos necesarios con y sin carga de viento al inicio y al final son los siguientes.

ACSR 1/0 (%) = 0.33	$p_2 = 0 \text{ Kg/m}^2$
$a = 51 \text{ m}$	$p_1 = 0 \text{ Kg/m}^2$
$T_{rp} = 1987 \text{ Kg}$	$E = 8100 \text{ Kg/mm}^2$
$W = 215.9 \text{ Kg/Km}$	$\alpha = 0.0000191 \text{ (1/}^\circ\text{C)}$
$\phi = 10.112 \text{ mm}$	$\theta_1 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$
$A = 62.39 \text{ mm}^2$	$\theta_2 = 25 \text{ }^\circ\text{C}$

Debe destacarse que primero se calculará considerando que no existe carga de viento en la condición de temperatura mínima y de temperatura máxima. Es por eso que p_1 y p_2 tienen valores de cero en los datos.

$$T_1 = T_{\max} = 0.33T_{rp}$$

$$T_{\max} = 0.33(1987 \text{ Kg}) = 662.3 \text{ Kg}$$

$$w = \frac{W}{1000A}$$

²⁴ Dato obtenido de Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de Instalaciones de Distribución Eléctrica, Autor: SIGET.

$$w = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000(62.39 \text{ mm}^2)} = 0.003460 \text{ Kg/m} \cdot \text{mm}^2$$

$$t_{\max} = \frac{T_{\max}}{A}$$

$$t_{\max} = \frac{662.3 \text{ Kg}}{62.39 \text{ mm}^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2$$

La flecha en la condición inicial a la menor temperatura es la flecha mínima. Antes determinaremos el coeficiente de carga que para este caso es 1, pero a razón de que no siempre se darán condiciones en que no existe carga de viento como se vera mas adelante se detalla a continuación el cálculo del coeficiente de carga.

Para m_1 : condición inicial no existe viento $p_1 = 0 \text{ Kg/m}^2$

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v1} = p_1 \phi = (0)(0.010112 \text{ m}) = 0 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d1} = \sqrt{P^2 + P_{v1}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0^2} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$m_1 = \frac{P_{d1}}{P} = \frac{0.2159 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1$$

Para m_2 : condición final no existe viento, $p_2 = 0 \text{ Kg/m}^2$

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v2} = p_2 \phi = (0)(0.010112 \text{ m}) = 0 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d2} = \sqrt{P^2 + P_{v2}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0^2} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$m_2 = \frac{P_2}{P} = \frac{0.2159 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1$$

$$f_1 = f_{\min} = \frac{a^2 w}{8t_{\max}} m_1 = \frac{(51m)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(10.616 \text{ Kg/mm}^2)} (1) = 0.10598061 \text{ m}$$

$$K = t_1 - \frac{[a^2 m_1^2 w^2 E]}{24t_1^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2 - \left[\frac{(51m)^2 (1)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2)}{24(10.616 \text{ Kg/m} \text{ m}^2)^2} \right]$$

$$K = 10.52 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = 1$$

$$C = -K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)$$

$$C = -(10.52 \text{ Kg/mm}^2) + [(0.00001910 (1/^\circ\text{C})) (8100 \text{ Kg/mm}^2) (25^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C})] = -8.2021 \text{ Kg/mm}^2$$

$$D = \frac{a^2 w^2 E m_2^2}{24} = \frac{(51m)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2) (1)^2}{24} = -10.51 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6$$

$$Bx^2(x + C) + D = 0$$

$$t_{\min}^2 (t_{\min} - 8.2021 \text{ Kg} / \text{mm}^2) - 10.51 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

$$t_{\min}^3 - (8.2021 \text{ Kg} / \text{mm}^2) t_{\min}^2 - 10.51 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

Al resolver la ecuación resulta:

$$t_{\min} = 8.3527 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_{\max} = t_{\min} A = (8.3527 \text{ Kg/mm}^2) (62.39 \text{ mm}^2) = 521.124953 \text{ Kg}$$

$$f_2 = f_{\max} = \frac{a^2 w}{8t_{\min}} m_2 = \frac{(51m)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(8.3527 \text{ Kg/mm}^2)} (1) = 0.13469800 \text{ m}$$

4.2.4 Cálculo sin carga de viento en la condición 1 pero con carga de viento en la condición 2.

En este caso los datos son los mismos que para la condición sin carga de viento al inicio y al final a aceptación del valor de $p_2 = 31 \text{ Kg/m}^2$.

Existe carga de viento en la condición 2.

$$T_1 = T_{\max} = 0.33T_{rp}$$

$$T_{\max} = 0.33(1987 \text{ Kg}) = 662.3 \text{ Kg}$$

$$w = \frac{W}{1000A}$$

$$w = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000(62.39 \text{ mm}^2)} = 0.003460 \text{ Kg/m} \cdot \text{mm}^2$$

$$t_{\max} = \frac{T_{\max}}{A}$$

$$t_{\max} = \frac{662.3 \text{ Kg}}{62.39 \text{ mm}^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2$$

La flecha en la condición inicial a la menor temperatura es la flecha mínima. Antes determinaremos el coeficiente de carga (1) para la condición inicial y para la condición final (2) estos valores difieren porque existe carga de viento.

Para m_1 : condición inicial no hay viento

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v1} = p_1 \phi = (0)(0.010112 \text{ m}) = 0 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d1} = \sqrt{P^2 + P_{v1}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0^2} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$m_1 = \frac{P_{d1}}{P} = \frac{0.2159 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1$$

Para m_2 : condición final existe viento, $p_2 = 31 \text{ Kg/m}^2$.

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v2} = p_2 \phi = (31 \text{ Kg/m}^2)(0.010112 \text{ m}) = 0.313472 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d2} = \sqrt{P^2 + P_{v2}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0.313472^2} = 0.38062778 \text{ Kg/m}$$

$$m_2 = \frac{P_{d2}}{P} = \frac{0.38062778 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1.76$$

$$f_1 = f_{\min} = \frac{a^2 w}{8t_{\max}} m_1 = \frac{(51\text{m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(10.616 \text{ Kg/mm}^2)} (1) = 0.10598061 \text{ m}$$

$$K = t_1 - \frac{[a^2 m_1^2 w^2 E]}{24t_1^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2 - \left[\frac{(51\text{m})^2 (1)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2)}{24(10.616 \text{ Kg/mm}^2)^2} \right]$$

$$K = 10.52 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = 1$$

$$C = -K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)$$

$$C = -(10.52 \text{ Kg/mm}^2) + [(0.00001910 (1/^\circ\text{C})) (8100 \text{ Kg/mm}^2) (25^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C})] = -8.2021 \text{ Kg/mm}^2$$

$$D = \frac{a^2 w^2 E m_2^2}{24} = \frac{(51\text{m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2) (1.76)^2}{24} = -32.67 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6$$

$$Bx^2(x + C) + D = 0$$

$$t_{\min}^2 (t_{\min} - 8.2021 \text{ Kg} / \text{mm}^2) - 32.67 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

$$t_{\min}^3 - (8.2021 \text{ Kg} / \text{mm}^2) t_{\min}^2 - 32.67 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

Al resolver la ecuación resulta:

$$t_{\min} = 8.6397 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_{\max} = t_{\min} A = (8.639 \text{ Kg/mm}^2) (62.39 \text{ mm}^2) = 539.030883 \text{ Kg}$$

$$f_2 = f_{\max} = \frac{a^2 w}{8t_{\min}} m_2 = \frac{(51\text{m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(8.6397 \text{ Kg/mm}^2)} (1.76) = 0.22958166 \text{ m}$$

4.2.5 Cálculo con carga de en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2.

Los únicos cambios son $p_1 = 31 \text{ Kg/m}^2$.
 $p_2 = 0 \text{ Kg/m}^2$.

$$T_1 = T_{\max} = 0.33T_{rp}$$

$$T_{\max} = 0.33(1987 \text{ Kg}) = 662.3 \text{ Kg}$$

$$w = \frac{W}{1000A}$$

$$w = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000(62.39 \text{ mm}^2)} = 0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2$$

$$t_{\max} = \frac{T_{\max}}{A} \quad t_{\max} = \frac{662.3 \text{ Kg}}{62.39 \text{ mm}^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2$$

La flecha en la condición inicial a la menor temperatura es la flecha mínima. Antes determinaremos el coeficiente de carga 1 para la condición inicial, para la condición final no existe carga de viento.

Para m_1 : condición inicial $p_1 = 31 \text{ Kg/m}^2$

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v1} = p_1 \phi = (31 \text{ Kg/m}^2)(0.010112 \text{ m}) = 0.313472 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d1} = \sqrt{P^2 + P_{v1}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0.313472^2} = 0.38062778 \text{ Kg/m}$$

$$m_1 = \frac{P_{d1}}{P} = \frac{0.38062778 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1.76$$

Para m_2 : condición final no existe viento, $p_2 = 0 \text{ Kg/m}^2$.

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v2} = p_2 \phi = (0 \text{ Kg/m}^2)(0.010112 \text{ m}) = 0 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d2} = \sqrt{P^2 + P_{v2}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0^2} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$m_2 = \frac{P_{d2}}{P} = \frac{0.2159 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1$$

$$f_1 = f_{\min} = \frac{a^2 w}{8 t_{\max}} m_1 = \frac{(51 \text{ m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(10.616 \text{ Kg/mm}^2)} (1.76) = 0.18684188 \text{ m}$$

$$K = t_1 - \left[\frac{a^2 m_1^2 w^2 E}{24 t_1^2} \right] = 10.616 \text{ Kg/mm}^2 - \left[\frac{(51 \text{ m})^2 (1.76)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2)}{24(10.616 \text{ Kg/mm}^2)^2} \right]$$

$$K = 10.33 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = 1$$

$$C = -K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)$$

$$C = -(10.33 \text{ Kg/mm}^2) + [(0.00001910 (1/^\circ\text{C})) (8100 \text{ Kg/mm}^2) (25^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C})] = -8.0055 \text{ Kg/mm}^2$$

$$D = \frac{a^2 w^2 E m_2^2}{24} = \frac{(51 \text{ m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2) (1)^2}{24} = -10.51 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6$$

$$Bx^2(x + C) + D = 0$$

$$t_{\min}^2 (t_{\min} - 8.0055 \text{ Kg/mm}^2) - 10.51 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

$$t_{\min}^3 - (8.0055 \text{ Kg/mm}^2) t_{\min}^2 - 10.51 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

Al resolver la ecuación resulta:

$$t_{\min} = 8.1632 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_{\min} = t_{\min} A = (8.1632 \text{ Kg/mm}^2)(62.39 \text{ mm}^2) = 509.302048 \text{ Kg}$$

$$f_2 = f_{\max} = \frac{a^2 w}{8 t_{\min}} m_2 = \frac{(51 \text{ m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(8.1632 \text{ Kg/mm}^2)} (1) = 0.13782487 \text{ m}$$

4.2.6 Cálculo con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2.

Los cambios en los datos son $\rho_1 = 31 \text{ Kg/m}^2$
 $\rho_2 = 31 \text{ Kg/m}^2$.

$$T_1 = T_{\max} = 0.33T_{rp}$$

$$T_{\max} = 0.33(1987 \text{ Kg}) = 662.3 \text{ Kg}$$

$$w = \frac{W}{1000A}$$

$$w = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000(62.39 \text{ mm}^2)} = 0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2$$

$$t_{\max} = \frac{T_{\max}}{A}$$

$$t_{\max} = \frac{662.3 \text{ Kg}}{62.39 \text{ mm}^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2$$

La flecha en la condición inicial a la menor temperatura es la flecha mínima.
Las cargas de viento se determinan a continuación.

Para m_1 : condición inicial $\rho_1 = 31 \text{ Kg/m}^2$

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v1} = p_1 \phi = (31 \text{ Kg/m}^2)(0.010112 \text{ m}) = 0.313472 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d1} = \sqrt{P^2 + P_{v1}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0.313472^2} = 0.38062778 \text{ Kg/m}$$

$$m_1 = \frac{P_{d1}}{P} = \frac{0.38062778 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1.76$$

Para m_2 : $\rho_2 = 31 \text{ Kg/m}^2$.

$$P = \frac{W}{1000} = \frac{215.9 \text{ Kg/Km}}{1000} = 0.2159 \text{ Kg/m}$$

$$P_{v2} = p_2 \phi = (31 \text{ Kg/m}^2)(0.010112 \text{ m}) = 0.313472 \text{ Kg/m}$$

$$P_{d2} = \sqrt{P^2 + P_{v2}^2} = \sqrt{0.2159^2 + 0.313472^2} = 0.38062778 \text{ Kg/m}$$

$$m_2 = \frac{P_{d2}}{P} = \frac{0.38062778 \text{ Kg/m}}{0.2159 \text{ Kg/m}} = 1.76$$

$$f_1 = f_{\min} = \frac{a^2 w}{8 t_{\max}} m_1 = \frac{(51 \text{ m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(10.616 \text{ Kg/mm}^2)} (1.76) = 0.18684188 \text{ m}$$

$$K = t_1 - \frac{[a^2 m_1^2 w^2 E]}{24 t_1^2} = 10.616 \text{ Kg/mm}^2 - \left[\frac{(51 \text{ m})^2 (1.76)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2)}{24(10.616 \text{ Kg/mm}^2)^2} \right]$$

$$K = 10.33 \text{ Kg/mm}^2$$

$$B = 1$$

$$C = -K + \alpha E (\theta_2 - \theta_1)$$

$$C = -(10.33 \text{ Kg/mm}^2) + [(0.00001910 (1/^\circ\text{C})) (8100 \text{ Kg/mm}^2) (25^\circ\text{C} - 10^\circ\text{C})] = -8.0055 \text{ Kg/mm}^2$$

$$D = \frac{a^2 w^2 E m_2^2}{24} = \frac{(51 \text{ m})^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)^2 (8100 \text{ Kg/mm}^2) (1.76)^2}{24} = -32.67 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6$$

$$Bx^2(x + C) + D = 0$$

$$t_{\min}^2 (t_{\min} - 8.0055 \text{ Kg} / \text{mm}^2) - 32.67 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

$$t_{\min}^3 - (8.0055 \text{ Kg} / \text{mm}^2) t_{\min}^2 - 32.67 \text{ Kg}^3 / \text{mm}^6 = 0$$

Al resolver la ecuación resulta:

$$t_{\min} = 8.4618 \text{ Kg/mm}^2$$

$$T_{\min} = t_{\min} A = (8.4618 \text{ Kg/mm}^2)(62.39 \text{ mm}^2) = 527.931702 \text{ Kg}$$

$$f_2 = f_{\max} = \frac{a^2 w}{8t_{\min}} m_2 = \frac{(51m)^2 (0.003460 \text{ Kg/m} - \text{mm}^2)}{8(8.4618 \text{ Kg/mm}^2)} (1.76) = 0.23440836 \text{ m}$$

En las tablas siguientes se presentan un resumen de los cálculos de tensiones y flechas máximas y mínimas para distintos vanos, en los anexos 13, 14 y 15 se presentan con más detalle dichos cálculos.

Para el conductor ACSR No. 2

Tabla 4.5. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA				
Vanos(m)	Tmax (Kg)	fmin (m)	Tmin (Kg)	fmax (m)
20	431	0.01574246	249.8951	0.02715139
25	431	0.02459759	250.2874	0.04235756
30	431	0.03542053	251.072	0.06080427
35	431	0.04821128	251.8566	0.08250355
40	431	0.06296984	252.6412	0.10742508
45	431	0.0796962	253.8181	0.13532944
50	431	0.09839037	254.995	0.16630228

Tabla 4.7. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA				
Vanos(m)	Tmax (Kg)	fmin (m)	Tmin (Kg)	fmax (m)
20	431	0.01574246	254.6027	0.05560306
25	431	0.02459759	257.7411	0.08582189
30	431	0.03542053	261.6641	0.1217307
35	431	0.04821128	265.5871	0.1632416
40	431	0.06296984	269.9024	0.20980459
45	431	0.0796962	274.61	0.26098192
50	431	0.09839037	279.7099	0.31632529

Tabla 4.8. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA				
Vanos(m)	Tmax	f _{min} (m)	T _{min} (Kg)	f _{max} (m)
20	431	0.03284615	248.2224897	0.02733435
25	431	0.05132211	247.8293659	0.04277767
30	431	0.07390384	247.3609205	0.0617165
35	431	0.10059133	246.8288832	0.08418408
40	431	0.1313846	246.2152475	0.11022875
45	431	0.16628363	245.5444538	0.13988938
50	431	0.20528843	244.812932	0.17321899

Tabla 4.9. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA				
Vanos(m)	Tmax	f _{min} (m)	T _{min} (Kg)	f _{max} (m)
20	431	0.03284615	253.0335	0.05594789
25	431	0.05132211	255.3873	0.08661288
30	431	0.07390384	258.1334	0.12339571
35	431	0.04821128	260.8795	0.16618732
40	431	0.06296984	264.0179	0.21448077
45	431	0.0796962	267.5486	0.26787
50	431	0.20528843	270.687	0.32686946

Para el conductor ACSR 1/0

Tabla 4.10. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA				
Vanos(m)	Tmax (Kg)	fmin (m)	Tmin (Kg)	fmax (m)
20	662.333333	0.01629844	374.34	0.02883742
25	662.333333	0.02546631	375.5878	0.04490877
30	662.333333	0.03667149	376.8356	0.0644545
35	662.333333	0.04991397	378.0834	0.0874402
40	662.333333	0.06519376	379.9551	0.11364501
45	662.333333	0.08251085	381.8268	0.1431269
50	662.333333	0.10186525	383.6985	0.17583793

Tabla 4.11. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA				
Vanos(m)	Tmax (Kg)	f _{min} (m)	Tmin (Kg)	f _{max} (m)
20	662.333333	0.01629844	380.579	0.05000641
25	662.333333	0.02546631	384.3224	0.07737396
30	662.333333	0.03667149	388.6897	0.11016661
35	662.333333	0.04991397	394.3048	0.14781364
40	662.333333	0.06519376	399.9199	0.19035201
45	662.333333	0.08251085	405.535	0.23757852
50	662.333333	0.10186525	412.3979	0.28842577

Tabla 4.12. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA				
Vanos(m)	Tmax	f _{min} (m)	T _{min} (Kg)	f _{max} (m)
20	662.333333	0.02873385	372.809573	0.0289558
25	662.333333	0.04489665	372.839209	0.04523984
30	662.333333	0.06465117	372.86223	0.06514135
35	662.333333	0.08799743	372.89068	0.08865785
40	662.333333	0.11493541	372.934915	0.11578428
45	662.333333	0.14546513	372.961493	0.14652903
50	662.333333	0.17958658	373.008722	0.18087714

Tabla 4.13. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA				
Vanos(m)	Tmax	f _{min} (m)	T _{min} (Kg)	f _{max} (m)
20	662.333333	0.02873385	378.0834	0.05033648
25	662.333333	0.04489665	381.8268	0.07787967
30	662.333333	0.06465117	384.9463	0.11123792
35	662.333333	0.08799743	388.6897	0.14994899
40	662.333333	0.11493541	393.057	0.19367561
45	662.333333	0.14546513	397.4243	0.24242706
50	662.333333	0.17958658	402.4155	0.29558051

Para el conducto AL WP #2

Tabla 4.14. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, sin carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA				
Vanos(m)	Tmax (Kg)	fmin (m)	Tmin (Kg)	fmax (m)
20	173.7	0.0368768	51.4386	0.12452711
25	173.7	0.05762	56.8178	0.17615243
30	173.7	0.0829728	61.5246	0.23425386
35	173.7	0.1129352	65.8952	0.29769761
40	173.7	0.1475072	70.2658	0.36464397
45	173.7	0.1866888	74.3002	0.43644356
50	173.7	0.23047999	77.9984	0.51327175

Tabla 4.15. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA				
Vanos(m)	Tmax (Kg)	fmin (m)	Tmin (Kg)	fmax (m)
20	173.7	0.07580417	48.4128	0.13231005
25	173.7	0.11844402	52.111	0.19206298
30	173.7	0.17055938	55.473	0.25980883
35	173.7	0.23215027	58.4988	0.33533754
40	173.7	0.30321668	61.1884	0.4187395
45	173.7	0.38375861	63.2056	0.51305333
50	173.7	0.47377607	65.2228	0.61380951

Tabla 4.16. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas sin carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA				
Vanos(m)	Tmax	f _{min} (m)	T _{min} (Kg)	f _{max} (m)
20	173.7	0.07580417	48.4128	0.13231005
25	173.7	0.11844402	52.111	0.19206298
30	173.7	0.17055938	55.473	0.25980883
35	173.7	0.23215027	58.4988	0.33533754
40	173.7	0.30321668	61.1884	0.4187395
45	173.7	0.38375861	63.2056	0.51305333
50	173.7	0.47377607	65.2228	0.61380951

Tabla 4.17. Resumen de cálculos para conductor ACSR No. 2 a diferentes temperaturas con carga de viento en la condición 1, con carga de viento en la condición 2

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA				
Vanos(m)	Tmax	f_{min} (m)	T_{min} (Kg)	f_{max} (m)
20	173.7	0.07580417	71.2744	0.18473932
25	173.7	0.11844402	79.007	0.26040383
30	173.7	0.17055938	86.0672	0.34422132
35	173.7	0.23215027	92.455	0.43615275
40	173.7	0.30321668	98.5066	0.53467217
45	173.7	0.38375861	103.8858	0.64165527
50	173.7	0.47377607	108.5926	0.75783159

Las tablas anteriores demuestran que los conductores son capaces de soportar la tensiones a las cuales se verán sometidos en condiciones de temperatura tanto mínimas como máximas y además sobre carga de viento, por otra parte se puede apreciar que los valores de flecha minia y sobre todo flecha máxima oscilan en valores que no infringen la normativa de SIGET²⁵ de distancias mínimas con respecto al suelo.

4.2.7 Cálculo de Retenidas.

Las siguientes variables se definen para facilitar el cálculo de las tensiones a que serán sometidas las retenidas.

- T_{rp} : Tensión de ruptura del cable. F_{xA} : Componente de la fuerza A.
 T_R : Tensión de la retenida. F_{xB} : Componente de la fuerza B.
 F_R : Fuerza resultante de los cables. β : Angulo de la horizontal con la retenida.
 F_A : Fuerza del cable A. F_B : Fuerza del cable B.
 T_{RX} : componente en la dirección x de la T_R .

Retenidas primarias

A continuación se analiza el punto 33 que en el diseño, presenta ángulos de 10 ° y 28 ° con respecto a la vista de planta y colocando la dirección de la retenida en el eje "z" positivo ver figura 4.5, estos son los mayores ángulos en los circuitos

²⁵ Normativa de SIGET, subtítulo 3.9 Distancias Eléctricas, Capítulo 3

primarios en los que se requiere retenida para evitar el desplome del poste, para menores ángulos el valor de la tensión será un poco menor que el determinado en el cálculo. El objetivo principal de este cálculo es determinar si el cable de acero de 5/16" es capaz de soportar las tensiones a las cuales será sometido así como conocer de manera aproximada la tensión a la que serán ajustadas las retenidas. Para ello se necesita determinar la tensión a que estarán los conductores a temperatura ambiente, este valor se determina realizando el cálculo de la T_{min} partiendo de la temperatura de 10 °C mínima hasta la temperatura de 25 °C, como los vanos adyacentes al punto 33 son aproximadamente iguales ver plano eléctrico en el anexo 23, se considera un vano de 25 metros para efectos de facilitar el cálculo; en la tabla 4.18 se presenta el cálculo de la T_{min} del ACSR N° 2 según el procedimiento del cálculo de la tensión mínima. Luego este valor de T_{min} encontrado se toma como el valor de la T_{max} , utilizado para el cálculo de la retenida primaria así: $T_{max}=344.83$ Kg.

Tabla 4.18. Tensión del ACSR N° 2 a la temperatura 25 °C para un vano de 25 m.

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	25	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
φ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.02459759
a ₁ (°C)	10	K	10.97
a ₂ (°C)	25	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-8.6449E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-10.99
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09		
		t _{min} (Kg/mm ²)	8.79
		T _{min} (Kg)	344.8317
		f _{max} (m)	0.06414674

$$F_R = T_{xA} + T_{xB}$$

$$T_{Rx} = F_R$$

$$T_{xA} = T_{\max} \text{sen}(28^\circ)$$

$$T_{xA} = 344.83 \text{sen}(28^\circ) = 161.88 \text{Kg.}$$

$$T_{xB} = T_{\max} \text{sen}(10^\circ)$$

$$T_{xB} = 344.83 \text{sen}(10^\circ) = 59.87 \text{Kg.}$$

$$\sum F_x = T_{Rx} - F_R = 0$$

$$F_R = T_{xA} + T_{xB}$$

$$T_{Rx} - T_{xA} - T_{xB} = 0$$

$$T_{Rx} = T_{xA} + T_{xB}$$

$$T_{Rx} = 161.88 + 59.87$$

$$T_{Rx} = 221.77 \text{Kg.}$$

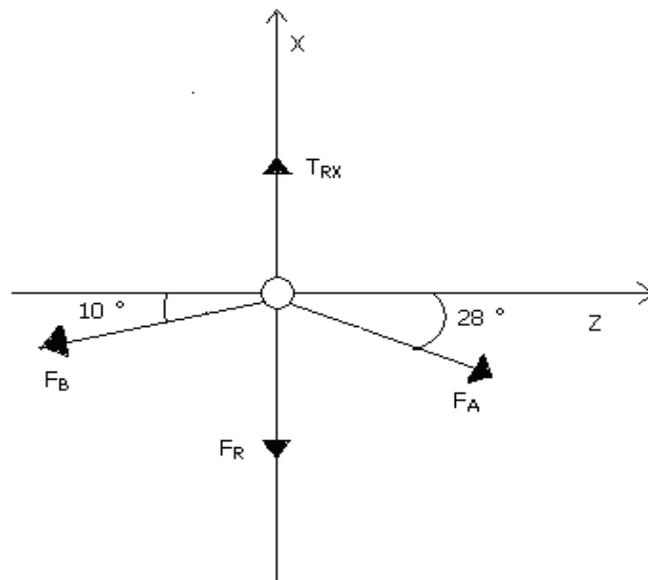


Figura 4.5. Retenida primaria con ángulos en los conductores

Cálculo de la tensión de la retenida: los valores que se conocen son T_{Rx} , se desconoce el ángulo β , pero se conoce la altura del poste y la distancia de la base a la retenida según la figura 4.6

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{8.9}{3}\right) = 71.37^\circ$$

$$\cos(\beta) = \frac{T_{Ry}}{T_R}$$

$$T_R = \frac{T_{Rx}}{\cos(\beta)}$$

$$T_R = \frac{221.76}{\cos(71.31^\circ)}$$

$$T_R = 692.1 \text{ Kg.}$$

$$T_R = 6786.73 \text{ N}$$

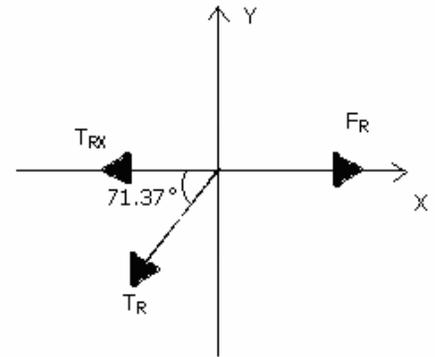
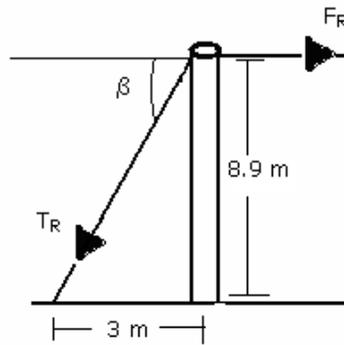


Figura 4.6. Vista lateral retenida primaria.

El cable de 5/16" de acero tiene la capacidad de soporte de 49800 Newton.

Remate primario.

A continuación se efectúa el cálculo de retenidas en los remates primarios, los cuales son los que mas se utilizan en el diseño como se ve en la figura 4.7. Como el conductor es el ACSR N° 2, la T_{max} es la misma determinada en el cálculo anterior.

$$T_{Rx} = F_R = T_{max}$$

$$T_{max} = 344.83 \text{ Kg.}$$

$$\cos(\beta) = \frac{T_{Rx}}{T_R}$$

$$T_R = \frac{T_{Rx}}{\cos(\beta)}$$

$$T_R = \frac{344.83}{\cos(71.37)}$$

$$T_R = 1079.43 \text{ Kg.}$$

$$T_R = 10585.6 \text{ N.}$$

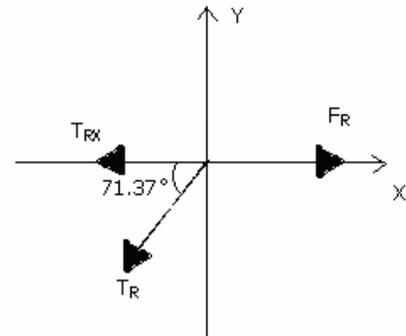
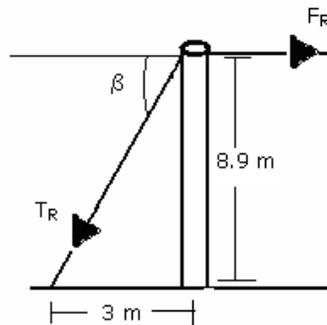


Figura 4.7. Retenida remate primario

El cable de 5/16" tiene la capacidad de soportar 49800 Newton.

Retenida del secundario.

Para el cálculo de las retenidas del secundario, se tiene la diferencia de que son tres conductores: el ACSR 1/0 del neutro y dos conductores WP N° 2 de las fases. Para facilitar del cálculo se suman las tres tensiones máximas de los conductores. El cálculo se realiza para el mayor ángulo de desvío que se da en el secundario en el punto 34 (ver plano eléctrico en anexo 23) donde los ángulos son de 20° y 27° grados de acuerdo a la figura 4, donde la retenida esta en la dirección positiva del eje "z". De esta manera las tablas 4.19 y 4.20 muestran el cálculo la T_{\min} ; como los vanos adyacentes del punto 34 que son cercanos a 45 metros el cálculo se hace con este valor para facilitar las operaciones y tener una buena aproximación así la T_{\min} pasa a ser la T_{\max} para el cálculo de las retenidas a la temperatura ambiente. De esta manera tenemos:

Para el ACSR 1/0

$$T_{\max}=534.68 \text{ Kg.}$$

$$F_A=F_B= 534.6823+ 148.2642+ 148.2642=831.2 \text{ Kg.}$$

Para el AL WP N° 2

$$T_{\max}=148.26 \text{ Kg.}$$

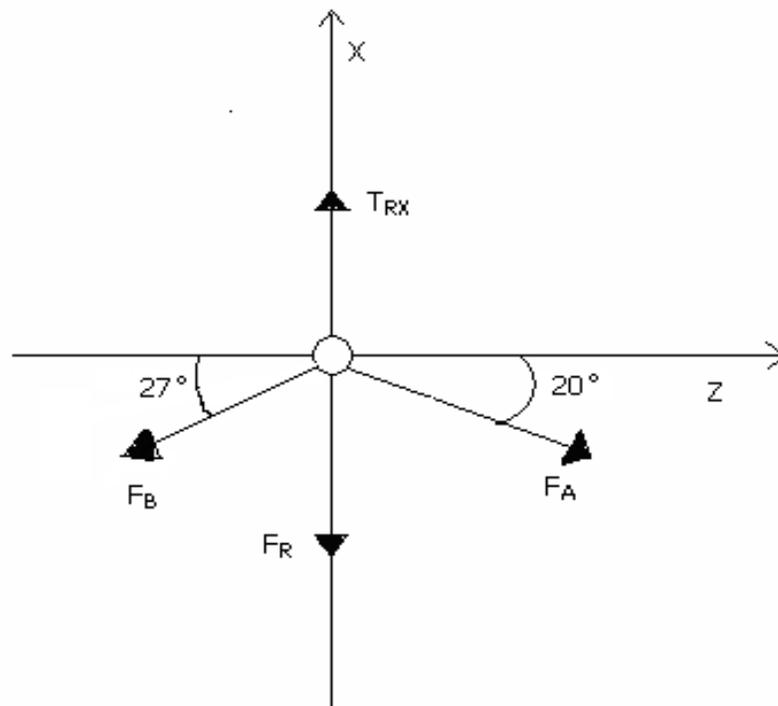


Figura 4.8. Vista planta retenida secundaria

Tabla 4.19. Tensión del 1/0 ACSR a la temperatura 25 °C para un vano de 45 m.

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	45	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
f (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.08251085
q ₁ (°C)	10	K	10.54
q ₂ (°C)	25	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-8.2227E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-25.44
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76		
		t _{min} (Kg/mm ²)	8.57
		T _{min} (Kg)	534.6823
		f _{max} (m)	0.18019375

Tabla 4.20. Tensión del WP N° 2 a la temperatura 25 °C para un vano de 45 m.

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	45	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	φ (m)	0.007422
φ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
α (1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.1866888
θ ₁ (°C)	10	K	4.89
θ ₂ (°C)	25	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-2.7880E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-31.50
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06		
		t _{min} (Kg/mm ²)	4.41
		T _{min} (Kg)	148.2642
		f _{max} (m)	0.44959519

$$F_R = T_{xA} + T_{xB}$$

$$T_{Rx} = F_R$$

$$T_{xA} = T_{\max} \text{sen}(20^\circ)$$

$$T_{xA} = 831.2 \text{sen}(20^\circ) = 348.08 \text{Kg.}$$

$$T_{xB} = T_{\max} \text{sen}(27^\circ)$$

$$T_{xB} = 831.2 \text{sen}(27^\circ) = 377.36 \text{Kg.}$$

$$\sum F_x = T_{Rx} - F_R = 0$$

$$F_R = T_{xA} + T_{xB}$$

$$T_{Rx} - T_{xA} - T_{xB} = 0$$

$$T_{Rx} = T_{xA} + T_{xB}$$

$$T_{Rx} = 284.28 + 377.36$$

$$T_{Rx} = 661.64 \text{Kg.}$$

Tensión de la retenida: los valores que se conocen son T_{Rx} , se desconoce el ángulo β , pero se conoce la altura del poste y la distancia de la base a la retenida según la figura 4.9

$$\beta = \tan^{-1}\left(\frac{6.5}{3}\right) = 65.22^\circ$$

$$\cos(\beta) = \frac{T_{Ry}}{T_R}$$

$$T_R = \frac{T_{Rx}}{\cos(\beta)}$$

$$T_R = \frac{661.64}{\cos(65.22^\circ)}$$

$$T_R = 1578.59 \text{Kg.}$$

$$T_R = 15480.71 \text{N}$$

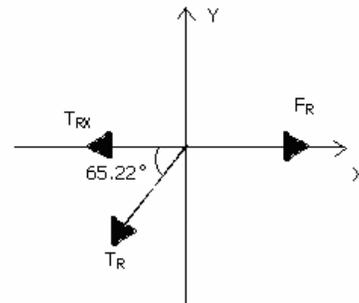
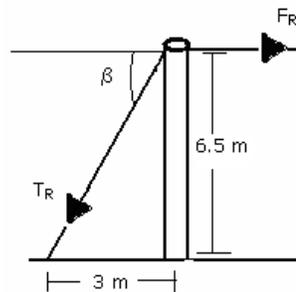


Figura 4.8. Vista frontal retenida secundaria

El cable de 5/16" tiene la capacidad de soporte de 49800 Newton.

Remates secundarios.

A continuación se efectúa el cálculo de retenidas en los remates secundarios, las cuales se utilizan en el diseño. Donde: recordando que son tres conductores como se en la figura 4.10. Tenemos lo siguiente:

$$F_R = T_{\max} = 534.6823 + 148.2642 + 148.2642 = 831.2 \text{ Kg.}$$

$$T_{Rx} = F_R = T_{\max}$$

$$T_{\max} = 831.2 \text{ Kg.}$$

$$\cos(\beta) = \frac{T_{Rx}}{T_R}$$

$$T_R = \frac{T_{Rx}}{\cos(\beta)}$$

$$T_R = \frac{831.2}{\cos(65.22)}$$

$$T_R = 1983.13 \text{ Kg.}$$

$$T_R = 19447.87 \text{ N.}$$

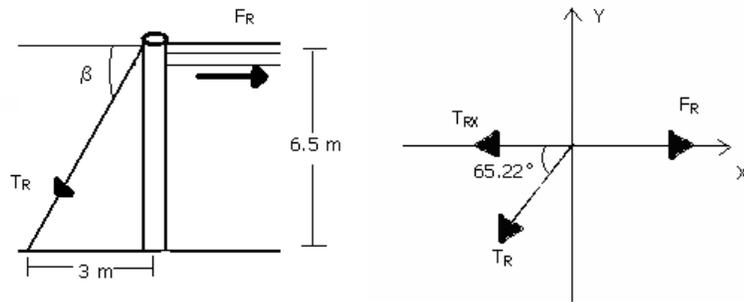


Figura 4.9. Remate secundario

El cable de 5/16" tiene la capacidad de soporte de 49800 Newton.

De los cálculos antes realizados se puede concluir que el cable de acero de 5/16" es capaz de soportar cualquier tensión a la cual pueda ser sometido durante bajo este diseño, durante su vida útil pues posee una tensión de ruptura de 49800 Newton lo que equivale a 5078.18 Kg. Los cuales no son excedidos por las tensiones máximas a las que pueden estar sometidos los conductores sugeridos a utilizar en el diseño. La tensión que se le debe aplicar a la retenida debe ser un poco menor a las antes determinadas, en todo caso la experiencia del constructor y supervisor de la obra debe de tomarse en cuenta a la hora del tensado de las retenidas.

4.3 Cálculos de Potencia de la Bomba

4.3.1 Bombas centrífugas o radiales

Son las más populares y a veces las únicas existentes en el mercado. Se caracterizan por hacer uso de la fuerza centrífuga para impulsar el agua; razón por la cual, el agua sale perpendicular al eje de rotación del álabe o rodete.

Este tipo de bomba proporciona un flujo de agua suave y uniforme. Se adapta a trabajos a velocidades altas, las que son normales en motores eléctricos. Son especialmente indicadas para elevar caudales pequeños a gran altura.

4.3.2 Cálculo de la manométrica o dinámica (H)

La presión de una bomba o energía mecánica transmitida al líquido debe ser tal, que permita al agua vencer los siguientes factores:

- La altura estática (diferencia de nivel entre la toma y entrega del agua).
- Las pérdidas de carga por fricción del fluido con la tubería (HF).
- Pérdidas por singularidades o accesorios (Hs).
- Los requerimientos de presión si, por ejemplo, se hace funcionar un equipo de riego presurizado (P).
- La altura representativa de velocidad ($V^2/2g$).

Altura estática

Se denomina altura estática a la diferencia de altura entre el punto de toma de agua y donde se entrega. Se divide en:

Pérdidas por fricción (HF)

Pérdida por fricción se define a la pérdida de energía producto de la resistencia que la cañería opone al paso del agua. Puede calcularse con la siguiente formula²⁶:

$$HF = \frac{(6.24) LV^{1.851}}{(C_{HW})^{1.851} d^{1.167}}$$

Donde:

V = Velocidad de circulación del agua (m/s).

L = Longitud de la cañería de conducción, en metros.

²⁶ Ecuación de Hazen y Williams

C_{HW} = Coeficiente de rugosidad de Hazen–Williams para un determinado material de la tubería.

d = Diámetro de la tubería.

Tabla 4.21. Coeficiente de rugosidad de Hazen–Williams para diferentes materiales

Descripción de los materiales	Coeficiente de Hazen □Williams
PVC	150
Acero	140
Asbesto Cemento	135
Hormigón Vibrado	130
Plástico Corrugado	125
Polietileno	120

Pérdidas Singulares (Hs)

Las pérdidas singulares o menores, son pérdidas de energía que se producen por la instalación de accesorios, tales como llaves, codos, válvulas, manómetros, etc., en el trazado de un sistema de presión.

Estas se calculan mediante la expresión:

$$H_s = \Sigma [K \cdot V^2 / 2 \cdot g]$$

Donde:

Hs = Pérdidas singulares o menores (m).

V = Velocidad de circulación del agua (m/s).

g = Aceleración de gravedad (9,8 m/s²).

K = Constante adimensional de coeficiente de resistencia que depende de los accesorios que se contemplan en el cálculo.

Tabla 4.22. Coeficientes de pérdida de carga K para singularidades

Accesorio	Coeficiente k
Codo 90°	0.90
Válvula de pie	2.50
Llave de compuerta abierta 25%	24.00
Llave de compuerta abierta 50%	5.60
Llave de compuerta abierta 75%	1.15
Llave de compuerta abierta 100%	0.19
Válvula de globo abierta	10.0
Válvula de no retorno	2.50
Contracción brusca	
$\left[\frac{\Phi_{in}}{\Phi_{out}} \right]$	0.42
$\Phi_{in} / \Phi_{out} 0.50$	0.32
$\Phi_{in} / \Phi_{out} 0.75$	0.19
Expansión brusca	
$\Phi_{in} / \Phi_{out} 0.25$	0.92
$\Phi_{in} / \Phi_{out} 0.50$	0.56
$\Phi_{in} / \Phi_{out} 0.75$	0.19
Tee	1.80
Codo 45°	0.42
Codo cuadrado	1.80

Altura teórica de succión

La altura teórica de succión varía con la altitud y latitud. Para condiciones generales se tiene la siguiente tabla:

Tabla 4.23. Altura de succión máxima teórica, en función de la altitud sobre el nivel del mar

Altitud sobre el nivel del mar (m)	Altura teórica de succión (mca)
0	10.0
1000	9.2
2000	8.1
3000	7.2
4000	6.3

Para los distintos tipos de bombas comerciales se recomiendan las siguientes alturas máximas de succión:

- Bombas centrífugas: entre 5 y 7 m
- Bombas tipo Jet o autocebantes: entre 8 y 9 m

Potencia de la bomba

La potencia en el eje de la bomba considerando su eficiencia, es aquella que corresponde cuando ésta trabaja para elevar una determinada masa de agua por unidad de tiempo, comunicándole una cierta presión al fluido para vencer la carga manométrica (H). De este modo, las expresiones para calcular la potencia de la bomba son:

$$kW = \frac{1}{\eta} \rho Q g H$$

Donde:

KW = Potencia consumida por la bomba (o potencia en el eje de la bomba), (KW)

Q = Caudal elevado (lt/s)

H = Carga total o dinámica (m)

η = Eficiencia de la bomba, $0 < \eta < 1$

ρ = Densidad del agua (kg/m^3)

g = Aceleración de gravedad ($9,8 \text{ m/s}^2$)

Observación: 1 HP = 745.70 Watts

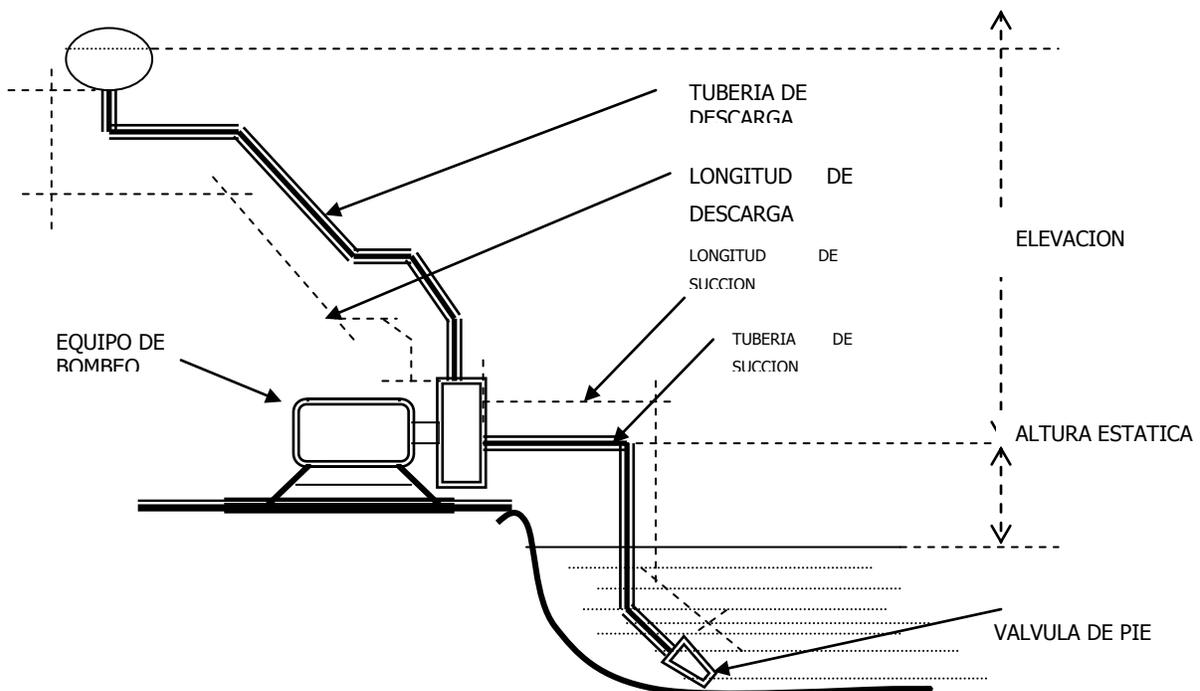


Figura 4.10. Diagrama Pictórico de sistema de bombeo

Para el caso de nuestra propuesta se consideran los siguientes parámetros de diseño.

El diámetro de la tubería de PVC a utilizar será de 2 pulgadas, la altura de elevación se pretende que sea de 35 metros con una longitud total de tubería de descarga de 100 metros, la eficiencia del sistema de bombeo según los datos de fabricantes son de 80%, la altura de succión o estática será de 4 m

$$d = 2'' \quad C_{HW} = 150 \quad Z = 35 \text{ m}$$

$$Q = 10 \text{ lt/s} \quad L = 100 \text{ m} \quad \eta = 0.8$$

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.1}{\frac{\pi}{4}(2 \cdot 0.0254)} = 0.250 \text{ m/s}$$

$$V = 0.250 \text{ m/s}$$

$$\sum Hm = \sum Km \left(\frac{V^2}{2g} \right) \Rightarrow \sum Km = (0.9)5 + (0.19)3 + (0.42)2 + (2.5) = 8.41$$

$$\sum Hm = \sum Km \left(\frac{V^2}{2g} \right) = 8.41 \frac{(0.250^2)}{2(9.8)} = 2.681 \times 10^{-2} \text{ m}$$

$$Hf = \frac{(6.824)(L)V^{1.851}}{(C_{HW})^{1.851} d^{1.167}} = \frac{(6.824)(100)(0.25)^{1.851}}{(150)^{1.851} (2 \cdot 0.0254)^{1.167}} = 0.18 \text{ m}$$

$$H = Hf + Hm + Z \Rightarrow H = 0.18 + 2.681 \times 10^{-2} + 35 = 35.21 \text{ m}$$

$$\text{kW} = \frac{1}{\eta} \rho Q g H \Rightarrow \frac{1}{0.8} 1000 \cdot 0.01 \cdot 9.8 \cdot 35.21 = 4.314 \text{ kW}$$

$$HP = 5.8 \text{ HP}$$

Como un factor de seguridad se le aplicara un 20 % extra al valor de potencia obtenido el siguiente resultado de potencia para el sistema de bombeo:

Potencia: 6.96HP, el valor comercial de un sistema de bombeo real es de **10 HP**. En el anexo 21 se detalla costos de suministro e instalación del equipo de bombeo.

Accesorios mínimos que se deben considerar en un sistema de impulsión

Sección de aspiración

- Chupador
- Válvula de pie

En el caso de utilizar PVC específicamente, se recomienda además de los ya mencionados:

- Codos
- Uniones americanas
- Terminales HE de la medida de la entrada a la bomba y válvula de pie

En el caso de utilizar plansa o polietileno (PE) o tubería corrugada específicamente, se recomienda además Uniones PE – PVC.

Sección de elevación

- Terminal HE a la salida de la bomba.
- Unión americana para poder desmontar la bomba, sin desarmar toda la estructura.
- Filtros (en el caso de sistemas de riego presurizados o de consumo humano).
- Válvula de retención.
- Codos.
- Otros.

En el caso de requerir la utilización de tuberías de acero, estas pueden ser unidas a las de PVC, utilizando conectores denominados bushings, que se compran de acuerdo a la medida de las tuberías a unir

Recomendaciones para el Mantenimiento de la Bomba.

Mantenimiento de Rutina

- Lubricación de los cojinetes.
- Monitoreo de los sellos.
- Análisis de vibración.

- Presión de descarga.
- Monitoreo de temperatura.

Inspecciones de Rutina

- Verifique el nivel y la condición del aceite a través del tubo indicador en el bastidor de los cojinetes.
- Preste atención a los ruidos o vibraciones inusuales y verifique la temperatura de los cojinetes.
- Inspeccione la bomba y las tuberías para verificar que no haya fugas.
- Inspeccione la cámara del sello / prensaestopas para verificar que no haya fugas:
 - ◆ Sello mecánico: No deben haber fugas.
 - ◆ Empaque: El empaque debe ajustarse o posiblemente reemplazarse si hay fugas excesivas.

Inspecciones Trimestrales

- Inspeccione el cimientado y los pernos de sujeción para verificar que estén apretados.
- Revise el empaque si la bomba ha estado inactiva. Reemplácelo si así se requiere.
- El aceite debe cambiarse al menos cada 3 meses (2000 horas) o más a menudo si existe cualquier condición atmosférica adversa u otras condiciones que pudiesen contaminar o degradar el aceite. Cámbielo de inmediato si al inspeccionarlo a través del tubo indicador está turbio o contaminado.
- Verifique el alineamiento del eje. Repita el alineamiento si así se requiere.

Inspecciones Anuales

Verifique la capacidad, presión y suministro eléctrico de la bomba. Si el rendimiento de la bomba no satisface los requerimientos de proceso, y dichos requerimientos no han cambiado, hay que desarmar e inspeccionar la bomba y reemplazar las partes dañadas. De lo contrario, debe realizarse una inspección del sistema.

Tabla 4.24. Identificación y Resolución de Problemas

Problema	Causa probable	Solución
No se entrega líquido.	La bomba no está cebada.	Cebe nuevamente la bomba, verifique que la bomba y la tubería de succión estén llenas de líquido.
	La tubería de succión está tapada.	Quite las obstrucciones.
	El impulsor está atascado con materias extrañas.	Purgue la bomba en sentido inverso para limpiar el impulsor.
	Dirección de rotación incorrecta.	Cambie la rotación para que concuerde con la dirección indicada por la flecha en la caja del cojinete o en la carcasa de la bomba.
	La válvula de aspiración o la tubería de succión no está sumergida lo suficiente.	Consulte con la fábrica con respecto a la profundidad apropiada. Utilice un deflector para eliminar los remolinos.
	La elevación de succión es demasiado alta.	Acorte la tubería de succión.
No se entrega líquido (3796)	La línea de venteo no está conectada.	Conecte la línea de venteo para expulsar el aire.
La bomba no está produciendo el flujo o la carga nominal.	Fuga de aire a través de la empaadura.	Reemplace la empaadura.
	Fuga de aire a través del prensaestopas	Reemplace o ajuste nuevamente el empaque/sello mecánico.
	El impulsor está parcialmente obstruido.	Purgue la bomba en sentido inverso para limpiar el impulsor.
	Espaciamiento excesivo entre el impulsor y la carcasa.	Ajuste el espaciamiento del impulsor.
	Carga de succión insuficiente.	Asegure que la válvula de cierre de la tubería de succión esté completamente abierta y que no esté obstruida.
	Impulsor gastado o roto.	Inspecciónelo y reemplácelo si es necesario.
La bomba arranca y luego deja de bombear.	Bomba cebada incorrectamente.	Cebe nuevamente la bomba.
	Bolsas de aire o vapor en la tubería de succión.	Cambie la posición de la tubería para eliminar las bolsas de aire.
	Hay una fuga de aire en la tubería de succión.	Repare (tape) la fuga.
Los cojinetes están demasiado calientes.	Alineamiento incorrecto.	Alinee nuevamente la bomba y la unidad de impulsión
	Lubricación inapropiada.	Verifique la adecuación y el nivel de lubricante.
	Enfriamiento del lubricante.	Inspeccione el sistema de enfriamiento.
La bomba hace ruido o vibra.	Alineamiento inapropiado de la bomba / unidad	Alinee los ejes.
	El impulsor está parcialmente obstruido y produce desbalance.	Purgue la bomba en sentido inverso para limpiar el impulsor.
	Impulsor o eje roto o doblado.	Reemplácelo si así se requiere.
	El cimientto no es rígido.	Apriete los pernos de sujeción de la bomba y del motor o ajuste los pilotes.
	Cojinetes gastados.	Reemplácelos.
	La tubería de succión o de descarga no está anclada o no está apoyada correctamente.	Sujétela de acuerdo con las recomendaciones del Manual de Normas del Instituto Hidráulico.
	La bomba está cavitando.	Localice y corrija el problema del sistema.
Fuga excesiva del prensaestopas.	El casquillo de empaque está ajustado incorrectamente.	Apriete las tuercas del casquillo.
	El prensaestopas está empacado incorrectamente.	Inspeccione el empaque y reempaque el prensaestopas.
	Partes del sello mecánico gastadas.	Reemplace las partes gastadas
	Calentamiento excesivo del sello mecánico.	Revise las líneas de enfriamiento y lubricación.
	La camisa del eje está rayada.	Frésela nuevamente o reemplácela, según corresponda.
El motor requiere demasiada potencia.	La carga es inferior que el valor nominal. Bombea demasiado líquido.	Consulte con la fábrica. Instale una válvula de estrangulación, reduzca el diámetro del impulsor.
	El líquido es más pesado que lo previsto.	Verifique la densidad y la viscosidad del líquido
	El empaque del prensaestopas está demasiado apretado.	Ajuste nuevamente el empaque. Reemplácelo si está gastado.
	Las partes rotativas están trabadas.	Inspeccione las partes de desgaste interno para verificar los espaciamentos apropiados.

El sistema de bombeo será capaz de bombear agua hacia un tanque de capacidad de almacenaje de 5 metros cúbicos colocado en la parte superior de la comunidad el cual proporcionará agua a cantareras colocadas en puntos estratégicos en los distintos pasajes la comunidad.

4.4 Costos del Proyecto

Antes de comenzar a hacer números que especifiquen la cantidad de dinero que se necesita para llevar acabo este proyecto, es necesario tomar en cuenta dos partes importantes: lista de materiales y mano de obra.

En el anexo 16 se presentan una serie de estructuras estandarizadas, en las cuales se describe la cantidad de materiales que cada una de ellas necesita para su correcta instalación. Luego conociendo el número y el tipo de estructuras a utilizar es relativamente sencillo conocer la cantidad de material que se necesitará.

La forma en la que se llena esta tabla en cada una de sus columnas es:

- PUNTO: aquí se coloca el nombre ó número que se le da a cada poste. En este proyecto se ha utilizado numeración para poste de acuerdo a su ubicación sin importar que ellos lleven sólo líneas primarias o líneas primarias con secundarias.
- PRIMARIA: aquí se menciona la estructura que sostendrán líneas primarias.
- TRANSFORMADOR: la ubicación del transformador en su respectivo punto.
- RETENIDA PRIMARIA: el lugar donde se necesitara retenida para línea primaria.
- SECUNDARIA: ubicación de estructuras con líneas secundarias.
- NEUTRO: ubicación del neutro en el diseño.
- RETENIDA SECUNDARIA: el lugar donde se necesitará retenida para estructuras secundarias.
- ALTURA DEL POSTE: de acuerdo a su ubicación y debido a la forma del terreno, en esta casilla se hace la aclaración de tipo de poste a utilizarse.
- DISTANCIA DEL VANO: esta distancia es del vano anterior al poste se puede ubicar en el plano.

- LUMINARIAS: puntos donde se colocarán las luminarias, los cuales se determinaron en base a los lugares donde existe mayor afluencia, concentración de personas y la topografía del terreno hace difícil y peligroso el acceso.

Para el diseño del sistema de iluminación pública se ha tomado en cuenta las siguientes consideraciones:

- Ubicación estratégica de cada una de las luminarias.
- Demanda de la Comunidad en estudio.
- Disminución de costos

Para el diseño propuesto se ha escogido la Lámpara de Vapor de Mercurio de 175 W por ser un equipo de alta eficiencia, con una vida útil muy larga y por su precio, que en el mercado es la más accesible. Se estudiaron las ubicaciones con más necesidad dentro del área de impacto del proyecto, a fin de implementar dicho diseño con una alta eficiencia. Se procedió a ubicar cada una de las luminarias en puntos estratégicos definidos a partir de: el grado de peligro que incide al transitarlos en horas nocturnas, en lugares donde el tránsito de habitantes es numeroso (ejemplo: entradas a pasajes).

Datos Técnicos para la Lámpara de Vapor de Mercurio

- Bombillo de Mercurio Sylvania 175 W
- Brazo para lámpara de Vapor de Mercurio 175 W
- Fotocelda Fisher Azul 105-285 V, 1800W - U.S.A
- Lámpara de Mercurio Philips 175w-220v

En el anexo 23 se observa con detalle el levantamiento eléctrico realizado con sus respectivas tablas de detalles técnicos además del perfil de la línea primaria

Tabla 4.25. Cuadro de estructuras

Punto	Primaria	Transformador	Retenida primaria	Secundaria	Neutro secundaria	Altura de poste	Distancia del vano	Luminaria
P1	23CH1-A		PS		CN	35'	20	
P2	23CH1-A		PS		CN	35'	42	
P3	23CR1-A	23T1C-A	PS, PS+CASP	CD2	CN / DN	40'	46	
P4			SS	CR2	CR	26'	13	x
P5			SS	TD2	TD	26'	32	x
P6				CE2	CN	26'	30	
P7			SS	CV2	CV	26'	43	x
P8				CE2	CN	26'	30	
P9			SS	RS2	RN	26'	29	x
P10				CE2	CN	26'	40	
P11				CE2	CN	26'	34	
P12			SS	RS2	RN	26'	35	x
P13	23TS1-A			TS2	TN	35'	47	
P14	23CH1-A		PS+CASP	CS2	TN	40'	51	x
P15	23CH1-A		PS+CASP	CV2	CV	35'	30	
P16	23CR1-A		PS	CE2	CN	35'	46	
P17	23CH1-A		PS+CASP	CE2	CN	35'	25	
P18	23CV1-A	23T1C-A	PS	CR2	CR	35'	10	

Punto	Primaria	Transformador	Retenida primaria	Secundaria	Neutro secundaria	Altura de poste	Distancia del vano	Luminaria
P19	23TS1-A		SS	CR2	TD	35'	35	x
P20			SS, SS	CE2	CN	26'	45	
P21				CE2	CN	26'	43	x
P22				CE2	CN	26'	43	
P23			SS	RS2	RN	26'	36	
P24	23TD1-A			CR2	TD	35'	36	x
P25			SS	CE2	CN	26'	22	
P26			SS	CE2	CN	26'	41	
P27				CE2	CN	26'	21	x
P28			SS	RS2	RN	26'	45	
P29	23CR1-A	23T1C-A		CR2	TD	35'	31	x
P30			SS	CE2	CN	26'	24	
P31				CE2	CN	26'	30	
P32			SS	RS2	RN	26'	35	x
P33	23TD1-A		PS		CV	35'	21	
P34	23CR1-A		PS, PS, SS	CR2	TD	35'	25	x
P35	23CH1-A			CE2	CN	35'	40	x
P36	23CH1-A			CE2	CN	35'	45	
P37	23RH1-A	23T1C-A	PS+CASP	RS2	RN	35'	35	x
P38			SS, SS	CR2	CN	26'	43	
P39			SS	RS2	RN	26'	40	x

Una vez resumidas las estructuras, en los formatos presentados en las páginas anteriores, se procede a detallar la cantidad de material utilizado en el proyecto.

Transformador de 25 KVA	4
Cortacircuitos	4
Pararrayos	4
Red de tierra	4

Postes de Metal

De 26'	22
De 35'	15
De 40'	2

Estructuras

Para primario

23CH1, Corte horizontal	7
23CR1, Cruce vertical doble remate	4
23TS1, Tangente sencilla	2
23TD1, Tangente doble	2
23CV1, Cruce vertical sencillo	1
23RH1, Remate Horizontal	1

Para secundario

CR2, Cruce doble remate secundario	8
CS2, Corte secundario	1
CE2, Corte secundario empuentado	16
CV2, Cruce vertical secundario	2
RS2, Remate secundario	7
TS2, Tangente secundaria	1
TD2, Tangente secundaria con derivación	1
CD2, Corte con derivación	1

Retenidas

PS, Retenida primaria	13
SS, Retenida sencilla	18
CASP Complemento de Ancla Secundaria en Ancla Primaria Existente	5

Luminarias

LM175, Luminarias de vapor de mercurio.....15

Ahora se procede a detallar los costos de cada uno de los elementos utilizados:

Partida 1: Suministro de Postes de Concreto y Postes de Metal Galvanizados

Partida 2: Suministro de Cables

Partida 3: Suministro de Anclaje Primario y Secundario

Partida 4: Suministro de Herraje Primario

Partida 5: Suministro de Herraje Secundario

Partida 6: Suministro de Equipo y Herraje para subestaciones

Partida 7: Suministro de Herraje para Neutro

Partida 8: Mano de Obra

Partida 9: Transporte

Partida 10: Pagos a Distribuidora

Partida 11: Rotulo

Tabla 4.26. Tabla de costos²⁷

HOJA DE PRESUPUESTO					
PROYECTO: INTRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA EN COMUNIDAD LOMA LINDA.					
MEMORIA DE CALCULO MATERIALES					HOJA
NO	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	SUB-TOTAL
1.00	Postes				
1.10	postes de metal 35'	12	c/u	\$299.00	\$3,588.00
1.20	postes de metal 40'	2	c/u	\$400.00	\$800.00
1.30	Postes de concreto centrifugado 35'	3	c/u	\$185.00	\$555.00
1.40	postes de metal 26'	21	c/u	\$192.64	\$4,045.44
SUB-TOTAL					\$8,988.44
2.00	Cables				
2.10	Cable de acero galvanizado 5/16"	366	ml	\$0.55	\$201.30
2.20	Cable ACSR No. 2	685	ml	\$0.42	\$287.70
2.30	Cable ACSR 1/0	1420	ml	\$0.70	\$994.00
2.40	Cable WP No. 2	2430	ml	\$0.44	\$1,069.20
2.50	Alambre para amarre Al No. 4	31	ml	\$0.27	\$8.29
2.60	Alambre de cobre No. 4, desnudo	60	ml	\$1.19	\$71.40
2.70	Solidó de cobre THHN #10	135	ml	\$0.27	\$36.72
SUB-TOTAL					\$2,668.61
3.00	Estructuras de Anclaje				
3.01	Abrazadera completa 6-6 5/8"	31	c/u	\$3.69	\$114.39
3.02	Almohadilla	31	c/u	\$2.00	\$62.00
3.03	Abrazadera completa 8-8 5/8" (203.2 - 219.1 mm)	0	c/u	\$4.46	\$0.00
3.04	Ancla de expansión	31	c/u	\$7.20	\$223.20
3.05	Barra para ancla 5/8" x 6 un ojo	31	c/u	\$7.25	\$224.75
3.06	Conector de compresión YP2U3	44	c/u	\$0.65	\$28.71
3.07	Perno máquina 5/8 x 2" (15.9 x 50.8 mm)	36	c/u	\$0.66	\$23.76
3.08	Remate preformado cable 5/16"	72	c/u	\$1.99	\$143.16
3.09	Soporte argolla para viento	36	c/u	\$3.03	\$109.15
SUB-TOTAL					\$929.12
4.00	Estructuras primarias				
4.01	Abrazadera completa 6-6 5/8"	32	c/u	\$3.69	\$118.08
4.02	Abrazadera completa 7-7 5/8" (177.8-193.7 mm)	0	c/u	\$4.00	\$0.00
4.03	Aislador de espiga 23 kV, clase ANSI 52-4	13	c/u	\$8.84	\$114.95
4.04	Aislador de suspensión 23 KV, clase ANSI 52-4	24	c/u	\$18.65	\$447.67
4.05	Almohadilla para espiga cabezote	22	c/u	\$2.30	\$50.58
4.06	Arandela redonda de 5/8" (15.9 mm)	8	c/u	\$0.18	\$1.43
4.07	Clevis de remate	23	c/u	\$2.50	\$57.50
4.08	Conector de compresión YP2U3	7	c/u	\$0.65	\$4.55
4.09	Espiga cabezote 24 kV	13	c/u	\$12.75	\$165.75
4.10	Grapa angular de aluminio	1	c/u	\$17.14	\$17.14
4.11	Perno máquina 5/8 x 6" (15.9 x152.4 mm)	4	c/u	\$1.15	\$4.60

²⁷ Los precios de los materiales no incluyen Impuesto al Valor Agregado (IVA).

4.12	Perno máquina 5/8 x 2" (15.9 x 50.8 mm)	39	c/u	\$0.66	\$25.74
4.13	Remate preformado ACSR #2	23	c/u	\$1.16	\$26.63
4.14	Tuerca argolla 5/8"	24	c/u	\$1.45	\$34.80
SUB-TOTAL					\$1,069.42
5.00	Estructuras secundarias				
5.01	Aislador tipo carrete clase ANSI 53-2	128	c/u	\$0.91	\$115.84
5.02	Alambre de amarre aluminio #4 para secundario	4	c/u		\$0.00
5.03	Arandela redonda de 5/8" (15.9 mm)	56	c/u	\$0.18	\$10.08
5.04	Conector de compresión YP26AU2	4	c/u	\$0.68	\$2.72
5.05	Estribo para carrete	128	c/u	\$2.43	\$311.04
5.06	Perno máquina 5/8 x 8" (15.9 x 203.2 mm)	92	c/u	\$1.00	\$92.00
5.07	Remate preformado para WP#2	122	c/u	\$2.12	\$258.64
SUB-TOTAL					\$790.32
6.00	Subestaciones				
6.01	Abrazadera completa 7-7 5/8"	12	c/u	\$4.00	\$48.05
6.02	Alambre de cobre #4, desnudo	60	ml	\$1.19	\$71.40
6.03	Almohadilla para crucero	8	c/u	\$2.00	\$16.00
6.04	Barra para polo tierra 5/8" x 8' (15.9 mm x 2.4 m)	4	c/u	\$5.89	\$23.58
6.05	Cable de cobre forro plástico THW #2/0	24	ml	\$3.95	\$141.47
6.06	Cinta metálica band-it 1/2" (12.7 mm)	16	ml	\$0.59	\$9.44
6.07	Conector de compresión YP26AU2	20	c/u	\$0.68	\$13.60
6.08	Pararrayos tipo distribución 21 KV	4	c/u	\$53.39	\$213.56
6.09	Cepo de cobre KSU23	8	c/u	\$1.40	\$401.65
6.10	Cortacircuito 25 KV, 100 A	4	c/u	\$48.51	\$194.02
6.11	Extensión para cortacircuito y pararrayos	4	c/u	\$7.31	\$29.22
6.12	Estribo para línea viva	4	c/u	\$5.02	\$20.08
6.13	Fusible tipo "T" , 3 A	4	c/u	\$1.57	\$6.27
6.14	Grapa para línea viva	4	c/u	\$8.57	\$34.28
6.15	Grapa para polo tierra	4	c/u	\$0.44	\$1.76
6.16	Hebilla band-it 1/2" (12.7 mm)	16	c/u	\$0.25	\$4.04
6.17	Perno máquina 5/8 x 2" (15.9 x 50.8 mm)	12	c/u	\$0.66	\$7.92
6.18	Perno máquina 1/2 x 1 1/2" (12.7 x 38.1 mm)	8	c/u	\$0.24	\$1.88
6.19	Tubo de acero galvanizado 1/2" (12.7 mm)	8	c/u	\$3.97	\$31.75
6.20	Transformador de distribución 25kVA 23kV/14.4kV	4	c/u	\$792.31	\$3,169.22
SUB-TOTAL					\$3,500.45
7.00	Estructuras para Neutro				
7.01	Aislador tipo carrete clase ANSI 53-2	3	c/u	\$0.91	\$2.72
7.02	Alambre de amarre aluminio #4	5	ml		\$0.00
7.03	Arandela redonda de 5/8" (15.9 mm)	73	c/u	\$0.18	\$13.14
7.04	Conector de compresión YP2U3	2	c/u	\$0.65	\$1.31
7.05	Estribo para carrete	3	c/u	\$2.43	\$7.29
7.06	Grapa un perno	3	c/u	\$1.18	\$3.54
7.07	Perno máquina 5/8 x 8" (15.9 x 203.2 mm)	21	c/u	\$1.00	\$21.00
7.08	Perno todo rosca 5/8 x 12" (15.9 x 304.8 mm)	27	c/u	\$1.63	\$44.05
7.09	Remate preformado para WP#2	63	c/u	\$2.11	\$132.63
7.10	Tuerca argolla 5/8" (15.9 mm) con canal	63	c/u	\$2.04	\$128.21

SUB-TOTAL					\$353.88
9.00	Luminara				
9.01	Abrazadera completa 7-7 5/8" (177.8-193.7 mm)	30	c/u	\$4.00	\$120.00
9.02	Alambre de cobre # 10 THHN	135	c/u	\$0.27	\$36.72
9.03	Conector de compresión YP26AU2	30	c/u	\$0.68	\$20.40
9.04	Bombillo de vapor de mercurio 175 W	15	c/u	\$5.82	\$87.30
9.05	Brazo para lámpara de vapor de mercurio 175 W	15	c/u	\$4.71	\$70.59
9.06	Foto celda para lámpara de 175 W	15	c/u	\$6.00	\$90.00
9.07	Lámpara de vapor de mercurio de 175 W	15	c/u	\$52.46	\$786.90
9.08	Perno Maquino 1/2 x 4 1/2"	60	c/u	\$0.27	\$16.32
SUB-TOTAL					\$1,228.23
10.00	Transporte				
10.01	Transporte de postes y materiales	3	c/u	\$182.86	\$548.58
11.00	Derecho de entronque				
11.01	Pago y tramites con distribuidora	1	S.G.	\$2,356.00	\$2,356.00
12.00	Rotulo				
12.01	Rotulo FODES-ISDEM				
		1	S.G.	\$102.95	\$102.95
SUB-TOTAL TRANSPORTE, DERECHO, ROTULO					\$3,007.53

Tabla 4.27. Tabla resumen de Mano de Obra

NO	DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	PRECIO UNITARIO	SUB-TOTAL
8.00	Mano de obra				
8.01	Ahoyado de poste	38	c/u	\$19.00	\$722.00
8.02	Ahoyado de ancla	31	c/u	\$15.00	\$465.00
8.03	Parado y plomeado de postes de 40'	2	c/u	\$52.00	\$104.00
8.04	Parado y plomeado de postes de 35' y 26'	38	c/u	\$45.00	\$1,710.00
8.05	Instalación de estructura primaria a una fase	17	c/u	\$22.00	\$374.00
8.06	Instalación de estructura secundaria dos fases + neutro	23	c/u	\$16.50	\$379.50
8.07	Instalación de anclaje sencillo	37	c/u	\$20.00	\$740.00
8.08	Instalación de transformador	4	c/u	\$300.00	\$1,200.00
8.09	Instalación Red de tierra	4	c/u	\$52.00	\$208.00
8.10	Tendido de cable primario	2022	ml	\$0.60	\$1,213.20
8.11	Tendido de cable secundario	2415	ml	\$0.55	\$1,328.25
8.12	Poda y brecha	1800	ml	\$0.20	\$360.00
8.13	Movilización de postes	38	c/u	\$15.00	\$570.00
SUB-TOTAL					\$9,373.95

Tabla 4.28. Tabla Resumen del Costos

COSTO DIRECTO	\$31,909.95
COSTOS INDIRECTOS	\$3,191.00
SUB-TOTAL	\$35,100.95
IVA	\$4,563.12
TOTAL DE COSTOS DE EJEUCION DEL PROYECTO	\$39,664.07

Los costos de materiales antes mencionados están vigentes por periodo de tres meses y variaran debido a las disposiciones del mercado.

4.5 Trámites ante la Distribuidora

En términos generales los trámites realizados con la compañía distribuidora consisten en solicitar la factibilidad a través de una carta y el pago respectivo por los servicios de factibilidad a la empresa distribuidora.

Toda solicitud de factibilidad debe acompañarse, por el nombre del proyecto, un diagrama de ubicación, un nombre y teléfono del propietario para comunicar los resultados de la solicitud de factibilidad.

Posteriormente es necesario efectuar el pago de \$235.83 para el procedimiento de aprobación de planos ante la distribuidora, para lo cual se presenta una carta solicitando la aprobación de planos; donde deben incluirse tres copias de planos, el tamaño de los planos puede ser: 1:500, 1:1000, 1:2000. El formato y forma de presentar el plano se puede apreciar en el plano eléctrico que se encuentra en el anexo 23 de este documento nótese que es necesario considerar el punto de entrega a 20 metros de la red eléctrica existente de la distribuidora.

En cuanto a las obras de mantenimiento de este proyecto una vez construido serán realizadas por la empresa distribuidora Del Sur, pues mediante el "Convenio de Asistencia Técnica y Mantenimiento de Proyectos de Electrificación" realizado en el año 2004 entre la distribuidora y la alcaldía se establece que la distribuidora dará mantenimiento a toda obra eléctrica de la alcaldía siempre y cuando las obras, se hallan realizado bajo las normas y estándares de SIGET, este convenio se encuentra en el anexo 19 de este documento, además en el anexo 20

se incluye la carta de factibilidad el recibo del cheque extendido por el banco Promerica para el pago de la factibilidad.

4.6 Impacto Ambiental

Las instalaciones de distribución deben diseñarse de tal forma que puedan coexistir con el ambiente en que se encuentren ubicados. Los siguientes aspectos deben tomarse en cuenta:

Trazo: el trazo de diseño para nuevas líneas deberá considerar afectar lo menos que sea posible zonas boscosas y/o árboles maduros que se encuentren en la ruta. En las instalaciones subterráneas se tratará de evitar daños en las raíces de los árboles.

Poda de árboles: la poda o tala de árboles que sea necesaria a lo largo del tendido de una línea aérea deberá realizarse de tal manera que sin descuidar las distancias de seguridad, permita que los árboles que solo sea necesario podar, no sean severamente afectados y mueran. Los cortes deberán hacerse con herramienta adecuada.

- En zonas cultivadas deberán seguirse las indicaciones de los dueños de las propiedades, quienes no podrán oponerse a la labor de despeje de las líneas.
- Las luminarias que se encuentren ubicadas en medio de ramas de árboles deberán despejarse, de tal forma que el cono de luz no sea interferido por el follaje.

Los tipos de poda y brecha que se pueden dar son los siguientes:

- Escasa: tala de árboles de 10 hasta 20 centímetros de diámetro y poda de maleza o matorrales.
- Media: tala de árboles de 11 hasta 20 centímetros de diámetro.
- Espesa: tala de árboles de 21 centímetros de diámetro en adelante y poda de árboles con ramas de 21 centímetros de diámetro en adelante.

Los tipos de poda y brecha pueden ser realizados en bosques y montañas o cafetales.

Disposición de desechos: las ramas que se obtengan como producto de la poda de árboles en la vía pública deberán retirarse de inmediato, de tal forma que no se deshojen e interfieran con los andenes, arriates o calles. Se dispondrá de los desechos en depósitos de basura autorizados.

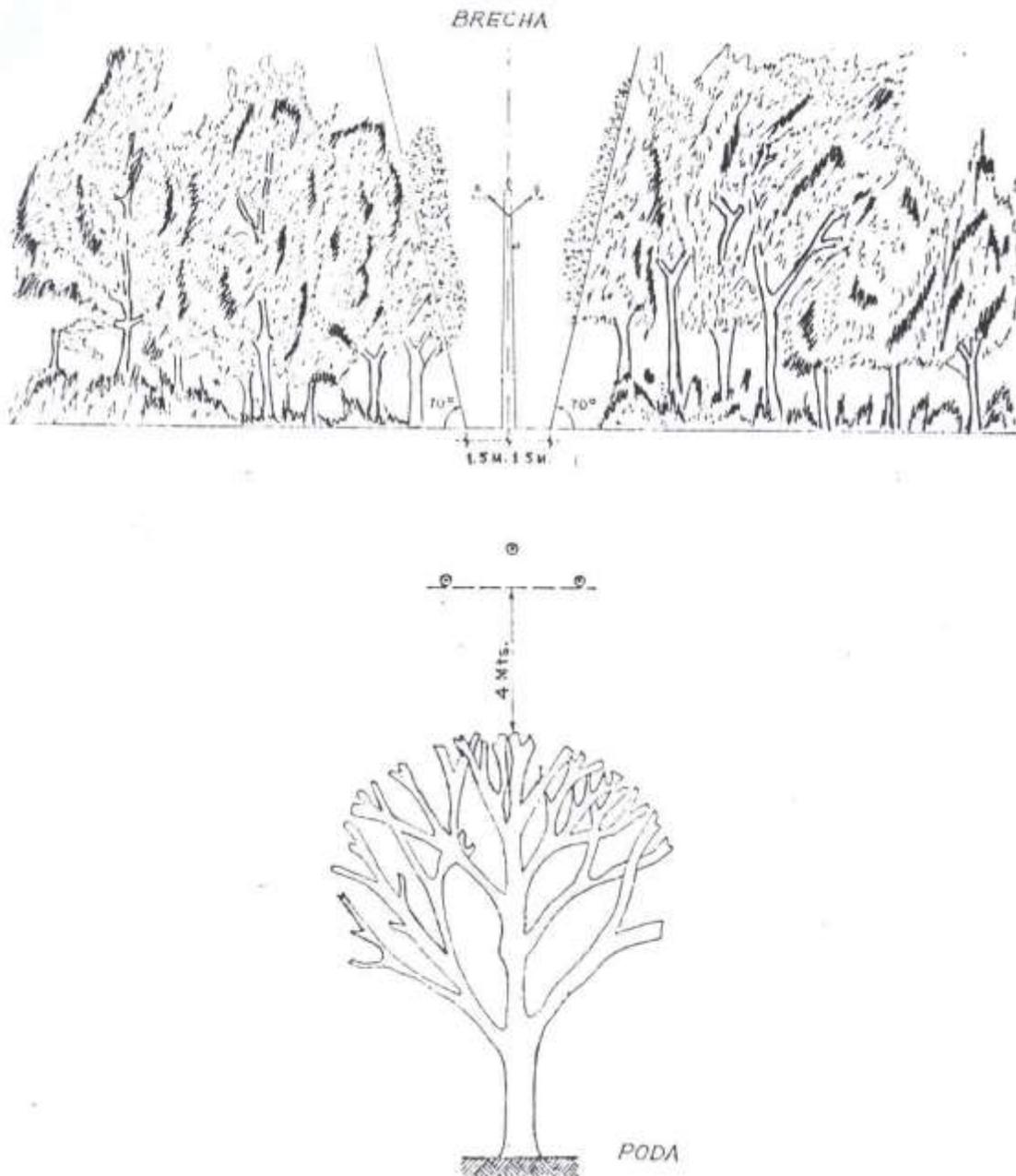


Figura 4.11. Diagrama Pictórico de Poda y Brecha.

Siendo las redes de distribución de una presencia inevitable en el paisaje de este país, se debe procurar que la infraestructura propia de este sistema tenga un impacto mínimo tanto en el ornato como en la seguridad y tránsito de las personas, para lo cual deberán seguirse las indicaciones siguientes:

En la Comunidad Loma Linda la ubicación de apoyos y retenidas localizados en las vías públicas se ubicaron de acuerdo al plano eléctrico, contiguo al bordillo de los pasajes peatonales, sin obstaculizar los accesos a las viviendas. En los lugares donde no existe construcción la ubicación del poste, se posiciono en el límite entre las, propiedades. Las retenidas se han ubicado en forma longitudinal al andén, para no obstaculizar el paso de peatones.

En las esquinas o bocacalles, deberá dejarse despejada el área de seguridad peatonal y las rampas para minusválidos.

Con el objeto de disminuir el número de postes en la vía pública, los tendidos eléctricos deben compartir apoyos con otras líneas, tales como teléfono, señal de cable, etcétera.

4.6.1 Medidas de manejo ambiental en proyectos de electrificación

Las medidas de prevención, mitigación, reparación y compensación de impacto ambiental originados por obras y actividades de electrificación corresponden al cumplimiento de normas y otras de "buenas prácticas ambientales".

A continuación se presentan una lista de medidas orientadas a disminuir el impacto ambiental de proyectos de electrificación como el que se esta planteando. En todo caso, deberán aplicarse obligatoriamente todas aquellas que corresponden al cumplimiento de normas legales o reglamentarias.

Control de emisiones a la atmósfera y calidad del aire.

Los efectos al aire y atmósfera en este proyecto serán mínimos o nulos porque no se dan emisiones a la atmósfera unas buenas prácticas ambientales consistirán en; verificar que los vehículos livianos y los camiones que se utilicen en

las actividades de transporte durante la construcción y operación de las obras e instalaciones tengan la revisión técnica al día la cual será efectuada por la persona encargada que supervisa la obra. Verificar que la maquinaria pesada sea mantenida de acuerdo a las especificaciones del fabricante en cuanto a emisiones de gases y partículas la cual será efectuada por la persona encargada de utilizar la maquinaria.

Control de ruidos molestos.

En cuanto a ruidos molestos para este proyecto se puede producir ruido cuando se estén armando las estructuras sobre todo los postes metálicos porque tienen que armarse por secciones y este ruido es inevitable, el ensamblaje debe hacerse de manera efectiva en el menor tiempo posible.

Una recomendación puede ser verificar que la maquinaria pesada sea mantenida de acuerdo a las especificaciones del fabricante, en cuanto a emisión Sonora si estas son utilizadas en el proyecto; en este proyecto se prevé que solo se podrá utilizar maquinaria pesada en los dos primeros puntos y vehículos pesados para el transporte de materiales al lugar del proyecto.

Manejo y disposición de residuos sólidos domésticos

Otro medida ambiental en el proyecto es almacenar los residuos sólidos domésticos producidos en los frentes de trabajo en bolsas plásticas por cada trabajador y llevarlos diariamente a las bases de operación del contratista. Estos residuos pueden provenir de la poda realizada para el paso de la línea, desechos provenientes de conductores y herrajes, envolturas de herrajes etcétera. Disponer periódicamente los residuos en la base de operaciones del contratista, para que sean retirados por el servicio local de recolección de desechos de origen domiciliario.

Transporte de materiales

Durante el transporte de los materiales, que se requieran para las obras o instalaciones, debe realizarse con la sección de carga de los camiones tapada con

lonas, de manera de impedir la dispersión de polvo y el escurrimiento o caída de materiales sólidos o líquidos.

Protección del paisaje

Las nuevas líneas de transporte de electricidad, en los tramos que sea posible, se construyen paralelas a otras líneas eléctricas y eviten el paso por lugares de alta visibilidad y valor escénico, a fin de disminuir el impacto en el paisaje. Este proyecto no afectara en gran medida el paisaje de la zona pues es un lugar aislado y no forma parte de un área protegida o destino turístico. En el diseño se considero colocar las estructuras y retenidas en lugares apropiados que no causen mal aspecto en la comunidad.

Protección de la flora y la vegetación.

El plan a seguir de manejo, corta y reforestación para ejecutar las obras instalaciones o actividades del proyecto requieran la poda y en menor escala la corta de árboles los cuales no pertenecen a una área o bosque protegido. De lo anterior debe de resaltarse que según la ley forestal de El Salvador en el artículo 17 se expresa: "quedan exentos del requerimiento de los planes de manejo forestal y de cualquier tipo de autorización: el corte y poda de frutales, así como otros cultivos agrícolas permanentes; y tala y poda de árboles aislados ubicados en suelos con vocación agrícola o ganadera siempre que no se encuentren entre las especies amenazadas o en peligro de extinción. Y la tala de árboles con capacidad de rebrote sin llegar a su eliminación total." En el anexo 17 se presenta una lista de las especies vegetales amenazadas y en peligro de extinción.

En caso de bosque nativo, se debe elaborar el plan de manejo forestal teniendo en consideración las restricciones de corta de cada tipo forestal involucrado y las especies vegetales protegidas en forma especial. Las actividades de corta se deben llevar a cabo de acuerdo a las condiciones que apruebe el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Agricultura y Ganadería en la resolución correspondiente. Solicitar el permiso de corta de árboles aislados. Mantener inalterada la vegetación aledaña a los cursos de agua que, al ubicarse en

quebradas y depresiones, no constituyan un impedimento mayor a la construcción y operación de la línea de transporte de electricidad.

Protección de la fauna

Prohibir al personal que trabaje para el proyecto cazar en los predios donde se realicen faenas, a fin de prevenir el daño a especies protegidas.

Protección del patrimonio cultural

Verificar previamente que en las zonas de emplazamiento de los proyectos no se hayan detectado elementos o lugares pertenecientes al patrimonio cultural, en este proyecto no se detectaron en el lugar este tipo de elementos.

Salud, higiene laboral y seguridad

A continuación se hacen algunas sugerencias:

Localizar las base de operación de los contratistas en lugares con conexión a la red de agua potable y servicios de recolección de residuos sólidos domiciliarios.

Potabilizar el agua obtenida en las fuentes cercanas a la base (análisis de calidad, cloración), si no es posible localizar las bases de operación en sitios con red local de agua potable, o transportar agua potable desde otra localidad cercana.

Mantener los lugares de trabajo limpio de residuos y libre de ruido u olores que afecten la salud o pongan en riesgo la seguridad de las personas, durante las etapas de construcción y de operación.

El diseño considera los cruzamientos de las líneas eléctricas con los ríos, los canales, los caminos, otras líneas de electricidad, las calles y las vías férreas de manera que no afecten la seguridad de las personas ni de las propiedades.

Proveer a los trabajadores de los elementos de seguridad necesarios. Los principales son el casco, ropa adecuada para realizar este trabajo, zapatos y lentes de seguridad.

Algunas Medidas de mitigación pueden ser:

Protección del paisaje: restablecer pantallas vegetales que disimulen las instalaciones. Pintar las estructuras (torres o postes) de colores similares a los del medio que las rodea, en aquellos sectores de importancia turística o altamente transitados, excepto en aquellos en que la mimetización de las estructuras pueda convertirse en un riesgo a la navegación aérea.

Protección de la flora y la vegetación: Cortar sólo la vegetación indispensable para que los conductores queden a una distancia prudente de las copas de los árboles. Sólo en los casos que sean estrictamente necesarios, proceder a la corta selectiva o a la poda de los ejemplares de mayor tamaño. En tal situación, procurar que dicha corta sea parcial y afecte al menor número de individuos posible. Durante la manutención de las fajas de seguridad de las líneas en el periodo de operación, cortar o podar sólo los individuos que pongan en riesgo el adecuado funcionamiento de la línea, evitando cortar vegetación de baja altura que protege el suelo contra la erosión, mitiga el efecto barrera a la fauna de micro mamíferos y reptiles y mitiga el impacto paisajístico.

Protección del patrimonio cultural: Paralizar las obras y dar aviso a las autoridades. Si durante las excavaciones o movimientos de tierra que requiera el proyecto se encontraren elementos o sitios pertenecientes al patrimonio cultural. Si las autoridades lo autorizan, realizar el rescate arqueológico correspondiente, bajo las condiciones técnicas que éste establezca.

Medidas de compensación

Protección de la flora y la vegetación: Reforestar con las mismas especies de los ejemplares cortados una superficie equivalente a lo cortado en otra zona que previamente carezca de ella. Las actividades de reforestación se llevarán a cabo de acuerdo a las condiciones que apruebe el ministerio de medio ambiente y el ministerio de agricultura y ganadería en la resolución que apruebe el Plan de Manejo Forestal correspondiente.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Para zonas rurales los circuitos secundarios no deben exceder de 250 metros en forma radial desde el transformador hasta el punto de remate de la línea secundaria, y para zonas urbanas, la longitud de las líneas secundarias no debe exceder los 100 metros desde el transformador hasta el punto de remate de la línea secundaria, aunque en realidad, el número de cargas a servir será el factor que determine las longitudes máximas a utilizar.
2. Los transformadores utilizados en el presente proyecto han sido sobredimensionados considerando las cargas actuales y futuras que van a surgir con el pasar de los años, debido a la existencia de muchos lotes vacíos.
3. En el proyecto, no se utilizarán postes de concreto, debido a que los caminos que conducen a la comunidad Loma Linda son inaccesibles en vehículo y, por lo tanto, los postes de metal son más convenientes debido a su liviano peso, fácil traslado y pronta instalación.
4. Los postes metálicos de acero galvanizado de factor de seguridad 2 brinda la misma resistencia mecánica que los postes de concreto clase 500; si bien el costo de los postes metálicos es superior en un 19% al poste de concreto, se compensa con la facilidad de transporte en terrenos de difícil acceso lo cual reduce los costos de movilización a los puntos de trabajo en un 45%.

5. La distribución primaria será monofásica monofilar a 23 kV y la distribución secundaria será monofásica 120/240 V trifilar.

6. La disponibilidad de energía eléctrica contiene ventajas inmediatas, entre las que sobresale el desarrollo de una red rural de comunicaciones. Una vez que las familias y grupos organizados tienen acceso a la comunicación se abren nuevas oportunidades. Por ejemplo, el acceso al mercado de pequeñas iniciativas locales de turismo ecológico, la distribución de información agrícola, emergencias médicas, información escolar, etcétera. Al diversificarse las fuentes de ingreso se transforman los usos del bosque y con la mejora de la calidad de vida y las nuevas oportunidades, la emigración a las congestionadas zonas urbanas tiende a disminuir.

7. Se tendrán impactos positivos en cuanto al medio ambiente porque se reducen los consumos de combustibles fósiles para iluminación y preparación de alimentos, y se reducen los índices de demografía y enfermedades respiratorias.

RECOMENDACIONES

1. Los sistemas trifilares (secundarios) deben ser exigidos por las distribuidoras para toda nueva construcción de líneas de distribución, ya que este sistema permite el balanceo de cargas y prevé el crecimiento futuro de las comunidades, por lo que la instalación es más confiable.
2. Para líneas de distribución secundarias y combinadas primarias y secundarias, se recomienda utilizar vanos no mayores a 50 metros, debido a que las acometidas no son radiales sino derivaciones, de lo contrario se podrían producir flechas mayores que pueden dañar los tendidos.
3. Se recomienda utilizar, para distribución primaria, postes no menores de 35', ya que en zonas rurales existe mayor riesgo de que la vegetación existente (árboles) provoque fallas, al hacer contacto con las líneas.
4. La ejecución del proyecto, en época lluviosa, no es recomendable, dado que algunos caminos se vuelven intransitables impidiendo el desarrollo normal de la obra.
5. Se recomienda que la compañía que va a realizar el proyecto se ponga en contacto con la directiva de la comunidad Loma Linda, para que de tal forma obtengan ayuda humana o cualquier otra posible colaboración.
6. La conexión estrella con neutro corrido multipolarizado, a pesar de requerir de mayor costo que los otros tipos de conexiones explicados en el Capítulo 3, es la más utilizada debido a que la referencia de tierra es respaldada por la conexión del neutro a cada una de las retenidas, proporcionando así una continua referencia de tierra. Razón por la cual la distribuidora lo exige,

para este tipo de proyectos, con el fin de asegurar que la línea tenga un retorno seguro.

7. Los conductores ACSR utilizados para este proyecto se han escogido porque ofrecen una buena resistencia mecánica que se acopla a la condiciones exigentes del terreno y además presenta una buena capacidad de conducción de corriente eléctrica como se observa en los cálculos de caída de voltaje.
8. Colocar las estructuras en abrazadera, contribuye a una mayor seguridad cuando se realizan maniobras de mantenimiento en la línea, porque proporciona una mayor visibilidad del deterioro de los herrajes.
9. Se sugiere que en un futuro próximo si se dispone de recursos económicos de parte de la alcaldía, se instalen luminarias en resto de los puntos que mas lo requieran a fin de mejorar la iluminación de la comunidad.
10. Se recomienda que tanto el contratista como el constructor de la obra tomen en consideración las medidas necesarias para la conservación del medio ambiente sugeridas en este documento y además otras medidas si las hubiese durante la construcción de la obra.
11. El contratista deberá al momento de ejecución de la obra, emplear las mejores practicas de ingeniería, y el apego a las normas para este tipo de proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

Normas Técnicas de Diseño y Seguridad y Operación de la Instalaciones de Distribución Eléctrica

Autor: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones. Gerencia de Electricidad Departamento de normas técnicas y concesiones 2002

Reglamento de Servicio Eléctrico

Autor: CAESS 2000

Electrificación y Propuesta de Desarrollo para el Cantón Santa Rita Cimarrón en el Dpto. de Chalatenango.

Tesis Universidad Don Bosco 2001

Autores: Matus Monterrosa, José Arturo; Rosa Hernández, Rafael Alcides; Torres Lemus, Fraser Lew

Estándares para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica

Autor: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones. Gerencia de Electricidad Departamento de normas técnicas y concesiones 2004

Normas o Requerimientos para Instalaciones en Proyectos de Electrificación.

Autor: CAESS. (Autor institucional) 1997

Hidráulica de Tuberías

Saldarriaga, Juan G. (Autor Principal) 1998

Líneas de Transporte de Energía

Autor principal Checa, Luís María 1988

Manual de Evaluación del Impacto Ambiental: Técnicas para la elaboración de los estudios de impacto

Canter, Larry. (Autor principal) 1998

Boletín Informativo de la Alcaldía de Zaragoza 2005

Manual de estructuras de soporte de distribución
NRECA 1996.

Manual de especificaciones técnicas.
Procedimientos generales para el estaqueo.
Ing. Myk Manon
NRECA 1996

Compendio Didáctico de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica
Dirección de Energía y Recursos Mineros 1980.

Sitios Web

www.siget.gob.sv

www.marn.gob.sv

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/soindice.htm> (Cálculos mecánicos de líneas aéreas)

http://www.gouldspumps.com/download_files/3196/iANSI_Family-Spanish.pdf#search='mantenimiento%20a%20una%20bomba%20centrifuga'

<http://tarwi.lamolina.edu.pe/~dsa/TBombas.htm>

www.abchace.com (utilizado en el capítulo 3 de Normas, Criterios y Conceptos Eléctricos Fundamentales).

<http://csociales.uchile.cl/publicaciones/mad/01/papaerr4.htm>,

<http://www.sodepaz.org/Cooperacion/>

(Utilizadas en el cuadro descriptivo de la comunidad Loma Linda.)

GLOSARIO

Acometida primaria: Es la conexión que va desde la línea de distribución primaria de la compañía distribuidora hasta la infraestructura eléctrica, normalmente al transformador o banco de transformadores del cliente o usuario.

Acometida secundaria: Es la conexión que va desde la línea de distribución secundaria de la compañía de distribución hasta el domicilio o punto de entrega del usuario. Generalmente, al final de esta acometida tiene que instalarse el medidor, en donde se harán las lecturas para el posterior proceso de facturación y cobro del servicio eléctrico por consumo del mismo.

Aislador: Dispositivos especialmente elaborados, capaces de soportar flexible o rígidamente a equipos y conductores eléctricos, aislándolos con respecto a tierra, otros conductores, herrajes, otros equipos, etc. Su fabricación es principalmente en porcelana, epóxicos y vidrio.

Carga Eléctrica: es aquella que demanda energía al sistema de distribución.

Censo de Carga: Es un levantamiento de cada uno de los aparatos eléctricos que cada vivienda tiene.

Conductor: Es un cuerpo que permite y facilita el paso de la electricidad; siendo los más comunes los cables fabricados en base a aluminio o cobre, y pueden estar forrados o desnudos; los cuales son usados para tendidos primarios y secundarios.

Cortacircuito: Equipo que incluye el porta fusible y el fusible.

Estructura: Es la unidad principal de soporte, generalmente se aplica a los herrajes y materiales, incluyendo al poste o torre adaptado para ser usado como medio de soporte de líneas aéreas de energía eléctrica y las retenidas.

Fusible: Elemento de protección de una línea a equipo cuya finalidad es, la de interrumpir el flujo de energía cuando por alguna razón o circunstancia anormal, hay sobrecorriente que puede ser dañina para equipos o líneas.

Herrajes: Todos aquellos materiales metálicos utilizados en la construcción de una línea, tal como cruceros, diagonales, abrazaderas, zapatas, pernos, tuercas, etc.

Línea Aérea: Es una adaptación de componentes, destinados al transporte de energía eléctrica. Esta constituida por conductores desnudos, forrados o aislados, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores.

Línea de Suministro Eléctrico: Son los conductores utilizados para transportar energía eléctrica a diferentes niveles de voltaje, incluyendo sus estructuras de soporte. Estas líneas pueden ser aéreas o subterráneas.

Pararrayo: Elemento de protección en todas las líneas y equipos de distribución. Su función es la de drenar a tierra el sobrevoltaje que pudiese ocurrir en las líneas.

Porta fusible: Dispositivo que contiene al elemento fusible y que esta diseñado para que al fundirse el elemento fusible, se abra e interrumpa la conexión eléctrica y pueda cambiarse por otro fusible nuevo.

Poste: Elemento mecánico que sirve para sostener a los conductores a un nivel superior del piso (dependiendo el nivel de voltaje), estos por su construcción pueden ser: Poste de concreto armado centrifugado, poste de madera y poste de hierro galvanizado.

Punto de Entrega: Es aquel lugar específico donde se hará la acometida primaria que no debe de estar retirada mas de 25 m del sistema de distribución de la Compañía que presta su servicio en el lugar.

Remate: se denota así a la configuración estructural de herrajes que están al final de una línea de distribución primaria o secundaria.

Retenida: Conocida como viento o sostén; sirve para reducir los desequilibrios en los esfuerzos en los postes, evitando que estos se dañen o inclinen debido a la Fuerza ejercida por los conductores.

Sistema de distribución primario: Suministra la energía eléctrica en la subestación de servicio a voltaje primario el cual en CEL es perfectamente sistema 13.2/7.6 KV estrella con neutro multiaterrizado; lo cual implica 7.6 KV voltaje línea-neutro.

Sistema de distribución secundario: Suministra energía eléctrica a voltaje secundario de consumo, preferentemente 120/ 240 voltios.

Subestación de Distribución de Energía Eléctrica o Subestación: Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, compuesta por equipos tales como: seccionadores, interruptores, barras, transformadores, etc., a través de la cual la energía eléctrica se transmite con el propósito de conmutarla o modificar sus características.

Transformador: Equipo cuya función es la de "transformar" o convertir el voltaje desde un línea primaria a un voltaje secundario o de servicio para el cliente. Normalmente dicha transformación se hace para el sistema de distribución de CEL conviniendo 13.2/7.6 KV a 120/240 voltios.

Vano: Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

Anexos

ANEXO 1

Tabla No 1 Clasificación de Suelo.

CLASE	DESCRIPCION COMUM DEL TIPO DE SUELO	VALOR DE LA PRUEBA DE SUELO (Lb-pulg)
0	Roca sólida dura, no deteriorada	No registrado
1	Arenas muy densas y/o encementadas;grava gruesa y peñas.	750-1600

2	Arena densa fina; arcillas y sedimentos sólidos (puede ser precargado)	600-750
3	Arenas arcillosas densas y gravas; arcillas y sedimentos endurecidos.	500-600
4	Grava arenosa semi-densa; de arcilla y sedimentos muy duros a arcillas y sedimentos endurecidos.	400-500
5	Arena gruesa semi-densa y grava arenosa; de arcilla y sedimentos duros a arcilla y sedimentos muy duros.	300-400
6	De arena fina suelta o semidensa a arena a arena gruesa de arcilla y sedimentos firmes a arcilla y sedimentos duros.	200-300
7	Arena fina suelta, aluvión, arcillas poco firmes, arcillas, rellenos.	100-200
8	Tierra suelta, sedimentos orgánicos; sedimentos depositados por inundaciones, cenizas.	Menos de 100

Tabla Nº 2 Factores de Sobrecarga Para Estructuras, Incluyendo Postes, Cruceros, Cimientos, Retenidas y Anclas

	CLASE B	CLASE C
Cargas Verticales	1.50 (2)	1.50 (2)
Cargas Transversales		
Viento	2.50	2.20 (3)
Tensión del conductor	1.65 (1)	1.30 (4)
Cargas Longitudinales		
<i>En los Cruces:</i>		
En general	1.10	No se requiere
En Remates	1.65 (1)	1.30 (4)
<i>En otras posiciones</i>		
En general	1.00	No se requiere
En remates	1.65 (1)	1.30 (4)

A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la Tabla anterior:

1. *Para retenidas y anclas asociadas con estructuras que únicamente soportan conductores y cables de comunicación, este factor puede reducirse a 1.33.*
2. *Donde las cargas verticales reducen significativamente la tensión en un miembro de la estructura, un factor de sobrecarga de 1.0 debe ser usado para el diseño de dicho miembro*
3. *Este factor puede ser reducido a 1.75 para estructuras de madera y concreto reforzado cuando no son estructuras de cruce.*
4. *Para estructuras de metal y concreto pretensado, cruceros, retenidas, fundaciones y anclas, use un valor de 1.10.*

ANEXO 2

Tabla N°3 Factores de Seguridad para ser usados con La Tabla N° 1

FACTORES DE SEGURIDAD	CLASE B	CLASE C
Estructuras de metal y concreto pretensado	1.0	1.0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0.65	0.85
Cable de retenida	0.9	0.9
FACTORES DE SEGURIDAD PARA ESTRUCTURAS CON ELEMENTOS MONTADOS A 1.80 mts. ó MAS SOBRE EL SUELO		
Estructuras de metal y concreto pretensado	1.0	1.0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0.75	0.75
Cable de retenida	0.9	0.9
Ancla y Cimientos	1.0	1.0

Tabla N° 4 Distancias Mínimas de Seguridad Verticales Sobre Vías Férreas, El Suelo o Agua

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores de comunicación aislados, retenidas aterrizadas, conductores neutros y cables eléctricos aislados Metros	Cables suministradores aislados de mas de 750 V y conductores suministradores en línea abierta de 0 a 750 V Metros	Conductores suministradores en línea abierta de 750 V a 22 kV Metros	Conductores suministradores en línea abierta de 22 a 230 kV Metros
Vías férreas	7.2	7.5	8.1	8.1 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito vehicular.	4.7	5.0	5.6	5.6 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Vías peatonales	2.9	3.8	4.4	4.4 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Aguas donde no es permitida la navegación	4.0	4.6	5.2	5.2 + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV
Aguas navegables, incluyendo lagos, ríos, embalses, canales, esteros, con un área de superficie sin obstrucción de: A) Hasta 8 Ha B) De 8 a 80 Ha C) De 80 a 800 Ha D) Mas de 800 Ha	5.3 7.8 9.6 11.4	5.6 8.1 9.9 11.7	6.2 8.7 10.5 12.3	6.2 / 8.7 / 10.5 / ó 12.3 metros + 0.01 m por cada kV por arriba de 22 kV

ANEXO 3

Tabla N° 5 Distancias Mínimas de Seguridad Verticales entre Conductores y Cables Soportados por Diferentes Estructuras

NIVEL INFERIOR	NIVEL SUPERIOR			
	Conductores de Neutro que cumplen con el Art. 16 numeral 16.5 literal A, retenidas aéreas (metros)	Cables y conductores, mensajeros, retenidas de comunicación (metros)	Conductores suministradores en línea abierta entre 0 y 750 V. (metros)	Conductores suministradores en línea abierta entre 750 V y 22 kV. (metros)
Conductores de Neutro que cumplen con Art. 16 Numeral 16.5 literal A, retenidas aéreas	0.60 (1)	0.60 (1)	0.60	0.60
Cables y conductores, mensajeros, retenidas de comunicación	-----	0.60 (1)	1.20	1.50
Conductores suministradores en línea abierta entre 0 y 750 V.	-----	-----	0.60	1.20
Conductores suministradores en línea abierta entre 750 V y 22 kV	-----	-----	-----	1.20

A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la Tabla anterior:

- (1) *La distancia puede ser reducida cuando ambas retenidas estén eléctricamente interconectadas.*
- (2) *Las Tensiones son de Fase a Tierra para circuitos efectivamente aterrizados*
- (3) *Las normas de la distribuidora a la que se conecte las líneas deberán tomarse en cuenta para los diseños particulares.*

ANEXO 4
TABLA N° 6 Distancias Mínimas de Seguridad de Conductores y
Cables A Edificios, Anuncios, Rótulos, Chimeneas, Antenas de
Radio y Televisión y otras Instalaciones

Conductor o cable	Distancia de seguridad horizontal requerida cuando es desplazada por el viento. (Metros)
Conductores de suministro en línea abierta de 0 a 750 V	1.1
Cables que cumplen con Art. 16, numeral 16.3.A, mayor de 750 V	1.7
Cable que cumple con Art. 16, numeral 16.3.C, mayor de 750 V	1.7
Conductores de suministro de línea abierta con tensiones superiores a 750 V y hasta 22 kV	2.3

NOTA: Los numerales 16.3 A y 16.3 C se refieren a los incisos A y C de este documento para cables de suministro

ANEXO 5

Tabla N° 7 Distancias Mínimas de Seguridad de Conductores a Edificios y Otras Instalaciones

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE		Conductores y cables de comunicación aislados, mensajeros, retenidas aterrizadas expuestas a tensiones de hasta 300 V, conductores de neutro que cumplen con Art.16 numeral 16.5.A, cables de suministro que cumplen con Art.16 numeral 16.3.A	Cables de suministro de 0 a 750 V, que cumplen con Art.16 numeral 16.3.B	Partes rígidas energizadas no protegidas, de 0 a 750 V, conductores de comunicación no aislados, carcazas de equipos no aterrizadas expuestas a conductores abiertos de suministro de entre 300 y 750 V	Cables de suministro de mas de 750 V, que cumplen con Art. 16 numeral 16.3.B ó 16.3.C, conductores de suministro en línea abierta de 0 a 750 V	Partes rígidas energizadas no protegidas de 750 V a 22 kV, carcazas de equipos no aterrizadas, retenidas no aterrizadas expuestas a tensiones de 750 V a 22 kV	Conductores de suministro en línea abierta de 750 V a 22 kV
		Metros	metros	Metros	Metros	metros	metros
EDIFICIOS	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.4 (1)(2)	1.5 (1)(2)	1.5 (1)(2)	1.7 (1)(4)	2.0 (1)(2)	2.3 (1)(5)(6)
	Vertical, arriba o debajo de techos y áreas no accesibles a personas	0.9	1.10	3.0	3.2	3.6	3.8
	Vertical, arriba o debajo de techos y áreas accesibles a personas, vehículos, pero no a vehículos pesados (3)	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical, arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados	4.7	4.9	4.9	5.0	5.5	5.6
OTRAS ESTRUCTURAS	Horizontal	0.9	1.07	1.5 (1)	1.7 (1)(4)	2.0 (1)	2.3 (1)(2)(5)(6)
	Vertical, arriba o debajo de cornisas y otras superficies con acceso a personas	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical, arriba o debajo de otras partes de estas instalaciones	0.9	1.07	1.7	1.8 (1)	2.3	2.45

A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la Tabla anterior:

- (1). En edificios, anuncios, chimeneas, antenas, tanques u otras instalaciones que no requieran paso continuo de personas entre los conductores y las edificaciones, la distancia mínima puede ser reducida a 0.60 m.
- (2). Cuando el espacio disponible no permita alcanzar este valor, la distancia mínima puede ser reducida en 0.6 m.
- (3). Vehículo pesado se define como aquel que excede los 2.45 m.
- (4). La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor dado en la tabla. Con desplazamiento por viento, la distancia no debe ser menor a 1.10 m. (Ver Art. 19 numeral 19.3.A.2))
- (5). La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor de la tabla, con desplazamiento por el viento, la distancia no puede ser menor de 1.40 m. (Ver Art. 19 numeral 19.3.A.2)
- (6). En lugares donde el espacio disponible no permite alcanzar este valor, la distancia puede ser reducida a 2.00 m para conductores con tensiones de hasta 8.7 kV a tierra.
- (7). Todas las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente aterrizados.

**Tabla Nº 8 Distancia Horizontal Mínima de Separación Entre
Conductores del Mismo o de Diferente Circuito en sus Soportes
Fijos**

CLASE DE CIRCUITO	DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD cm	NOTAS
Línea de comunicación	15 7.5	No aplica a transposiciones Permitido en casos donde la separación entre espigas es menor de 15 cm
Conductores eléctricos del mismo circuito: De 0 a 8.7 kV De 8.7 a 50 kV Mayores de 50 kV	30 30+1 cm por c/kV sobre 8.7 no hay valor especificado	
Conductores eléctricos de diferentes circuitos: De 0 a 8.7 kV De 8.7 a 50 kV De 50 a 814 kV	30 30+1.0 cm por cada kV sobre 8.7 kV 72.5 + 1.0 cm por cada kV de exceso de 50 kV	Para todas las tensiones mayores de 50 kV, la distancia de separación deberá incrementarse en 3% por cada 300 m en exceso sobre 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias para tensiones mayores de 50 kV deberán ser basadas en la máxima tensión de operación

ANEXO 6

Tabla N° 9 Distancias de Seguridad Vertical Entre Conductores en sus Soportes

CONDUCTORES Y CABLES EN NIVELES INFERIORES	CONDUCTORES Y CABLES EN NIVELES SUPERIORES			
	Cables de suministro que cumplen con el Art. 16 numeral 16.3 literales A, B y C conductores de neutro que cumplen con Art. 16 numeral 16.5.A (m)	CONDUCTORES DE SUMINISTRO ABIERTOS		
		De 0 A 8.7 kV (m)	Mas de 8.7 a 50 kV	
			MISMA EMPRESA (m)	DIFERENTE EMPRESA (m)
De comunicación, en general	1.00	1.00	1.00	1.00 + 0.01 por kV en exceso de 8.7 kV
Eléctricos con tensión entre conductores de:				
Hasta 750 V	0.41	0.41 (1)	0.41 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV	1.0 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV
Mas de 750 V a 8.7 kV		0.41 (1)	0.41 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV	1.0 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV
Mas de 8.7 kV a 22 kV Trabajos en línea viva			0.41 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV	1.0 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV
Trabajos en línea muerta				0.41 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV
Mas de 22 kV sin exceder 50 kV			0.41 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV	0.41 + 0.01 por kV sobre 8.7 kV

A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la Tabla anterior:

(1) Cuando los conductores son operados por empresas diferentes, una distancia vertical no menor de 1.00 m es recomendada

ANEXO 7

Tabla N° 10 Distancia Mínima en Cualquier Dirección de Conductores de Línea a: soportes, la estructura, otros conductores verticales o derivados y retenidas a la misma estructura.

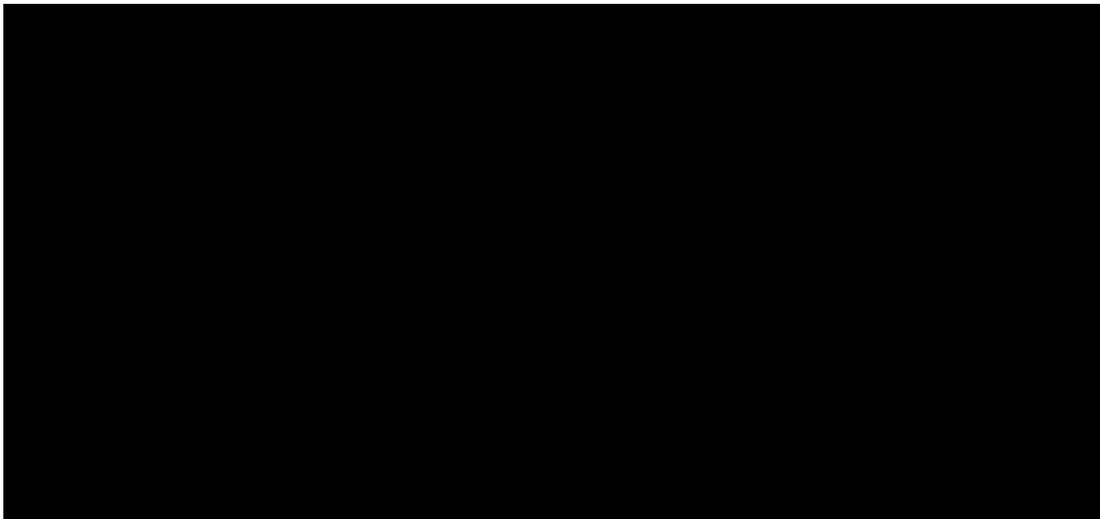
LINEA AEREA	LINEAS DE COMUNICACIÓN		LINEAS DE SUMINISTRO		
	EN ESTRUCTURAS DE SOPORTE		TENSION ENTRE FASES		
	SOLO LINEAS DE COMUNICACION	LINEAS DE COMUNICACION Y ELECTRICAS	0 A 8.7 Kv	8.7 A 50 Kv	50 A 814 Kv
	cm	Cm	cm	cm	cm
CONDUCTORES VERTICALES O DERIVADOS					
Del mismo circuito	7.5	7.5	7.5	7.5 + 0.65 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV	Valor no especificado
De diferente circuito	7.5	7.5	15 (5)	15 + 1 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV	58 + 1 cm por c/kV en exceso de 50 kV
RETENIDAS Y MENSAJEROS SUJETOS A UNA MISMA ESTRUCTURA					
Cuando están paralelos a la línea	7.5	15	30	30 + 1 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV	74 + 1 cm por c/kV en exceso de 50 kV
Retenidas	7.5	15 (1)	15	15 + 0.65 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV	41 + 0.65 cm por c/kV en exceso de 50 kV
Otros	7.5 (2)	7.5 (2)	15	15 + 1 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV	58 + 1 cm por c/kV en exceso de 50 kV
SUPERFICIES DE CRUCEROS					
			7.5 (6) (7)	7.5 + 0.50 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV (6) (7) (8)	28 + 0.50 cm por c/kV en exceso de 50 kV
SUPERFICIES DE ESTRUCTURAS					
Que soporten líneas de comunicación y eléctricas	---	12.5 (2)	12.5 (3) (6) (7)	12.5 + 0.50 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV (6) (7)	33 + 0.50 cm por c/kV en exceso de 50 kV
Otros	7.5 (2)	---	7.5	7.5 + 0.50 cm por c/kV en exceso de 8.7 kV (6) (7)	28 + 0.50 cm por c/kV en exceso de 50 kV

A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la tabla anterior:

- 1) *En estructuras que soporten líneas de comunicación y eléctricas, en las que sus retenidas pasen a 30 cm o menos de conductores eléctricos y de comunicación a la vez, dichas retenidas deben ser protegidas con una cubierta aislante adecuada en el tramo cercano al conductor eléctrico. Esto no es necesario si la retenida está efectivamente puesta a tierra, o tiene un aislador tipo retenida, localizado a un nivel inferior del conductor eléctrico más bajo y arriba del conductor de comunicación más alto.*
- 2) *Los conductores de comunicación pueden tener una menor distancia, cuando se sujeten con soportes colocados en la base o lados de los cruceros o en la superficie de postes.*

- 3) *Esta distancia solamente se aplica a conductores eléctricos soportados debajo de conductores de comunicación, en la misma estructura. Cuando los conductores eléctricos estén arriba de los de comunicación, esta distancia puede reducirse a 7.5 cm.*
- 4) *Para conductores de circuitos con tensión mayor de 50 kV, la distancia adicional se debe incrementar 3% por cada 300 m de altura en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.*
- 5) *Para circuitos de 750 V ó menos, esta distancia puede reducirse a 7.5 cm.*
- 6) *Un conductor neutro que esté efectivamente conectado a tierra a lo largo de la línea y asociado con circuitos de hasta 22 kV a tierra, puede sujetarse directamente a la estructura.*
- 7) *Para líneas eléctricas abiertas de 750 V ó menos y cables eléctricos de cualquier tensión, de los tipos descritos en el Art. 16 numeral 16.2, esta distancia puede reducirse a 2.5 cm.*
- 8) *En los circuitos con conductor neutro efectivamente conectado a tierra, que cumpla con lo indicado en el Art. 16 numeral 16.4, puede utilizarse la tensión de fase a neutro para determinar la distancia entre los conductores de fase y la superficie de los cruceros.*

TABLA N° 11 Distancias Mínimas De Seguridad Vertical Sobre El Suelo Para Equipo De Servicio Eléctrico Instalado En Estructuras



A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la tabla anterior:

Esta distancia puede ser reducida a 3.0 m para partes energizadas aisladas, con tensión máxima de 150 V a tierra.

ANEXO 8

Tabla Nº 12 Distancia Horizontal Mínima entre Conductores que Limitan El Espacio para Escalar

TIPO DE CONDUCTORES QUE LIMITAN EL ESPACIO PARA ESCALAR	TENSION DE LOS CONDUCTORES (1)	DISTANCIA HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES (3)		
		EN ESTRUCTURAS QUE SOPORTEN SOLO		EN ESTRUCTURAS QUE SOPORTEN CONDUCTORES ELECTRICOS ARRIBA DE CONDUCTORES DE COMUNICACION
		CONDUCTORES DE COMUNICACION	CONDUCTORES ELECTRICOS	
		(m)	(m)	(m)
Conductores de comunicación	De 0 a 150 V De más de 150 V	0.60		(2)
Cables eléctricos aislados	Todas las tensiones		0.60	0.60
Conductores en línea abierta	De 0 a 750 V		0.60	0.60
	750 V a 15 kV		0.75	0.75
	15 kV a 28 kV		0.90	0.90
	28 kV a 38 kV		1.00	1.00
	38 kV a 50 kV		1.17	1.17
	50 kV a 73 kV		1.40	1.40
	Mas de 73 kV		mas de 1.40	

A continuación se detallan notas que amplían el contenido de la Tabla anterior:

- (1). Todas las tensiones son entre los dos conductores que limitan el espacio para escalar, excepto para conductores de comunicación, en los que la tensión es a tierra. Cuando los conductores son de diferente circuito, la tensión entre ellos debe ser la suma aritmética de las tensiones de cada conductor a tierra, o de fase a fase si se trata de circuitos sin referencia a tierra.
- (2). El espacio para escalar debe ser el mismo que el requerido para los conductores eléctricos colocados inmediatamente arriba, con un máximo de 0.75 m.
- (3). Para la utilización de estas distancias, los trabajadores deben tener presentes las normas de operación y seguridad correspondientes a la tensión de línea de que se trate.

ANEXO 9

Tabla N° 13 Aisladores Típicos a Utilizarse por Voltaje Típico de Aplicación Clase ANSI Correspondiente

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES kV	CLASE ANSI	TENSION DE FLAMEO EN SECO Kv	TIPO DE AISLADOR	NUMERO DE AISLADORES A UTILIZAR
4.16	52-1	60	Suspensión	1
4.16	55-1	35	Espiga	
13.2	52-1	60	Suspensión	2
13.2	55-4	70	Espiga	
24.9	52-4	80	Suspensión	2
24.9	56-1	95	Espiga	
24.9	57-1	80	Poste	
34.5	52-4	80	Suspensión	3
34.5	56-3	125	Espiga	
34.5	57-2	110	Poste	
46	52-4	80	Suspensión	4
46	56-4	140	Espiga	
46	57-3	125	Poste	

Tabla N° 14 Clasificación de Suelos

CLASE DE SUELO	DESCRIPCION
2	ROCA LAMINADA O SEDIMENTARIA
3	MEZCLAS DE ARCILLA Y PIEDRA
4	GRAVA COMPACTA CON ARCILLA
5	ARCILLA FIRME, GRAVA Y ARENA, TIERRA BLANCA
6	ARCILLA PLASTICA, ARENA GRUESA SUELTA
7	RELLENOS NO COMPACTADOS, ARENA, CENIZA

Tabla N° 15 Área del Ancla según Tipo de Suelo

AREA DEL ANCLA Cm ²	DIAMETRO DE AGUJERO Cm	DIAMETRO DE BARRA cm	RESISTENCIA A SOPORTAR Kg				
			Suelo clase 3	Suelo clase 4	Suelo clase 5	Suelo clase 6	Suelo clase 7
452	20	1.6 a 2.0	7257	6350	4990	3856	2268
742	25	1.6 a 2.0	11113	9299	7711	6350	4082
968	40	1.6 a 2.0	12000	10125	8325	6525	4275
1612	50	1.6 a 2.0	15300	13000	10800	8550	6300
2580	61	2.54	20250	16650	13500	10575	8100
2580	61	2.0	20250	16650	13500	10575	8100

ANEXO 10
Encuesta Para La Comunidad Loma Linda

1. Nombre: _____
2. Ocupación: _____
3. Numero de lotes que posee: _____
4. Área construida: _____
5. Numero de personas que viven en la casa: _____

Genero	Edad	Grado de estudios	Ocupación Y/O Centro de estudio

6. Tipo de casa MIXTA: _____ ADOBE: _____ ENTOLDADA: _____ OTRA: _____
7. Que tipo de aparatos eléctrico posee actualmente:

Radio _____

Televisor _____

lámparas _____

ventilador _____ otros _____

8. De que forma consigue el agua actualmente

Compra _____

Acarrea _____

9. ¿Si Posee batería, cada cuanto la carga?
Días: _____

- ¿Cuantos focos utilizará? _____
- ¿Cuantos tomas corrientes utilizará? _____

ANEXO 11
Inversión de acuerdo a instalación de Energía Eléctrica dentro de cada casa

Tomado de referencia la vivienda que de mas uso en la comunidad que se realizo por medio de la encuesta hecha en el lugar se ha obtenido que las viviendas de tipo 1 es la de mayor por los que se ha hecho el siguiente calculo de la inversión que se debe hacer para instalar Energía Eléctrica dentro de esta vivienda son:

CANTIDAD	UNIDAD	DESCRIPCION	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	lb.	alambre galvanizado # 16	0.4500	0.45
15	m	Poliducto de 1/2"	0.7800	11.70
25	m	Cable THHN # 14 color negro	0.2500	6.25
25	m	Cable THHN # 14 color Blanco	0.2500	6.25
2	c/u	Tomas sencillos 120 V	1.2500	2.50
2	c/u	Sockets de porcelana	1.0000	2.00
2	c/u	Caja rectangulares estándar	0.3000	0.60
2	c/u	Caja octogonal estándar	0.3000	0.60
2	c/u	Focos 60 W	1.5000	3.00
2	c/u	interruptores sencillos integrados	0.7300	1.46
1	c/u	Caja térmica de 2 circuitos 110 V 50 A	11.0000	11.00
1	c/u	Térmico de 15 A	4.5000	4.50
1	c/u	Térmico de 20 A	5.0000	5.00
4	c/u	Anclas plásticas de 3/8" x 1/2"	0.0500	0.20
2	c/u	Placas rectangulares para tomas	0.2300	0.46
1	c/u	Cinta aislante 33	0.7800	0.78
MATERIALES				\$56.75
MANO DE OBRA				\$40.00
SUBTOTAL				\$96.75
IVA				\$12.58
TOTAL				\$109.33

ANEXO 12
Tablas de Estaqueo

ANEXO 13. Cálculos de Flechas y Tensiones para Vanos desde 20 hasta 50 m de Conductor ACSR No.2 para una temperatura T1=10 °C y una T=40°C, con carga y sin carga de viento.

A.13.1 Cálculos de Flechas y Tensiones para Vano de 20 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-m ²)	0.003459
a (m)	20	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.01574246
q ₁ (°C)	10	K	10.97
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.3318E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-1.62
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
M ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.37
		T _{min} (Kg)	249.8951
		f _{max} (m)	0.02715139

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	20	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.015742459
q ₁ (°C)	10	K	10.97
q ₂ (°C)	40	B	1
			-
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	6.3318E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-7.03
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.49

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		VALORES DE CALCULO	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	20	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.03284615
q ₁ (°C)	g10	K	10.93
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.2869E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-1.62
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.32
		T _{min} (Kg)	247.9336
		f _{max} (m)	0.0273662

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		VALORES DE CALCULO	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	20	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.283133806
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.032846149
q ₁ (°C)	10	K	10.93
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.2869E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-7.03
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.45
		T _{min} (Kg)	253.0335
		f _{max} (m)	0.055947889

A13.2 Cálculos de flechas y tensiones para vano de 25 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
A (m)	25	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
P ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
A (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.02459759
Q ₁ (°C)	10	K	10.97
Q ₂ (°C)	40	B	1
P ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.3243E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-2.52
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
M ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.38
		T _{min} (Kg)	250.2874
		f _{max} (m)	0.04235756

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
A (m)	25	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
P ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
A (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.02459759
Q ₁ (°C)	10	K	10.97
Q ₂ (°C)	40	B	1
P ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.3243E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-10.99
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
M ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.57
		T _{min} (Kg)	257.7411
		f _{max} (m)	0.08582189

A.13.3 Cálculos de flechas y tensiones para vano de 30 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	30	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.03542053
q ₁ (°C)	10	K	10.96
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.3151E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-3.63
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.40
		T _{min} (Kg)	251.072
		f _{max} (m)	0.06080427

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	30	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.03542053
q ₁ (°C)	10	K	10.96
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.3151E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-15.82
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.67
		T _{min} (Kg)	261.6641
		f _{max} (m)	0.1217307

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		VALORES DE CALCULO	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	30	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.07390384
q ₁ (°C)	10	K	10.86
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.2141E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-3.63
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.31
		T _{min} (Kg)	247.5413
		f _{max} (m)	0.06167153

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		VALORES DE CALCULO	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	30	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.07390384
q ₁ (°C)	10	K	10.86
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.2141E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-15.82
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.58
		T _{min} (Kg)	258.1334
		f _{max} (m)	0.12339571

A.13.4 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 35 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	35	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.04821128
q ₁ (°C)	10	K	10.95
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.3042E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-4.95
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.42
		T _{min} (Kg)	251.8566
		f _{max} (m)	0.08250355

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	35	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.048211282
q ₁ (°C)	10	K	10.95
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.3042E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-21.54
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.77
		T _{min} (Kg)	265.5871
		f _{max} (m)	0.163241603

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	35	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.10059133
q ₁ (°C)	10	K	10.81
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.1668E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-4.95
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.29
		T _{min} (Kg)	246.7567
		f _{max} (m)	0.08420871

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	35	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.283133806
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.100591332
q ₁ (°C)	10	K	10.81
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.1668E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-21.54
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.65
		T _{min} (Kg)	260.8795
		f _{max} (m)	0.166187316

A.13.5 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 40 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	40	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.06296984
q ₁ (°C)	10	K	10.93
q ₂ (°C)	40	B	1
			-
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	6.2917E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-6.46
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00		
		t _{min} (Kg/mm ²)	6.44
		T _{min} (Kg)	252.6412
		f _{max} (m)	0.10742508

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
A (m)	40	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
P ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
A (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.06296984
Q ₁ (°C)	10	K	10.93
Q ₂ (°C)	40	B	1
P ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.2917E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-28.13
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
M ₂ (adi)	2.09		
		t _{min} (Kg/mm ²)	6.88
		T _{min} (Kg)	269.9024
		f _{max} (m)	0.20980459

A.13.6 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 45 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	45	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.0796962
q ₁ (°C)	10	K	10.92
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.2774E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-8.18
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.47
		T _{min} (Kg)	253.8181
		f _{max} (m)	0.13532944

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	45	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
∅ (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.0796962
q ₁ (°C)	10	K	10.92
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.2774E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-35.60
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	7.00
		T _{min} (Kg)	274.61
		f _{max} (m)	0.26098192

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
A (m)	45	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
P ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
A (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.16628363
Q ₁ (°C)	10	K	10.69
Q ₂ (°C)	40	B	1
P ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.0503E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-8.18
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
M ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.25
		T _{min} (Kg)	245.1875
		f _{max} (m)	0.14009304

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	45	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.16628363
q ₁ (°C)	10	K	10.69
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.0503E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-35.60
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.82
		T _{min} (Kg)	267.5486
		f _{max} (m)	0.26787

A.13.7 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 50 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	50	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.09839037
q ₁ (°C)	10	K	10.90
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.2615E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-10.10
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.50
		T _{min} (Kg)	254.995
		f _{max} (m)	0.16630228

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	50	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.1357
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.098390371
q ₁ (°C)	10	K	10.90
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.2615E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-43.95
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	7.13
		T _{min} (Kg)	279.7099
		f _{max} (m)	0.316325287

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	50	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.28313381
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.20528843
q ₁ (°C)	10	K	10.62
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9811E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-10.10
P _{d2} (Kg/m)	0.1357	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.24
		T _{min} (Kg)	244.7952
		f _{max} (m)	0.17323154

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 2 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003459
a (m)	50	Tmax	431.0
T _{rp} (Kg)	1293	t _{max}	10.986
W (Kg/Km)	135.7	f (m)	0.008016
Ø (mm)	8.016	P (Kg/m)	0.1357
A (mm ²)	39.23	P _{v1} (Kg/m)	0.248496
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.283133806
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	2.09
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.205288432
q ₁ (°C)	10	K	10.62
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9811E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.248496	D	-43.95
P _{d2} (Kg/m)	0.283133806	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.09	t _{min} (Kg/mm ²)	6.90
		T _{min} (Kg)	270.687
		f _{max} (m)	0.326869463

ANEXO 14. Cálculos de Flechas y Tensiones para Vanos desde 20 hasta 50 m de Conductor ACSR 1/0 para una temperatura T1=10 °C y una T=40°C, con carga y sin carga de viento.

A.14.1 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 20 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	20	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
Ø (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.01629844
q ₁ (°C)	10	K	10.60
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9604E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-1.62
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.00
		T _{min} (Kg)	374.34
		f _{max} (m)	0.028837421

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	20	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
Ø (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.01629844
q ₁ (°C)	10	K	10.60
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9604E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-5.02
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.10
		T _{min} (Kg)	380.579
		f _{max} (m)	0.050006408

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	20	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.028733853
q ₁ (°C)	10	K	10.57
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9301E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-1.62
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.97547
		T _{min} (Kg)	372.8095733
		f _{max} (m)	0.028955801

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	20	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.028733853
q ₁ (°C)	10	K	10.57
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9301E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-5.02
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.06
		T _{min} (Kg)	378.0834
		f _{max} (m)	0.050336484

A.14.2 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 25 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	25	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.025466312
q ₁ (°C)	10	K	10.59
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9523E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-2.53
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00		
		t _{min} (Kg/mm ²)	6.02
		T _{min} (Kg)	375.5878
		f _{max} (m)	0.044908774

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	25	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.025466312
q ₁ (°C)	10	K	10.59
q ₂ (°C)	40	B	1
			-
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	5.9523E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-7.85
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76		
		t _{min} (Kg/mm ²)	6.16
		T _{min} (Kg)	384.3224
		f _{max} (m)	0.077373958

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	25	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.044896646
q ₁ (°C)	10	K	10.55
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9051E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-2.53
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.975945
		T _{min} (Kg)	372.8392086
		f _{max} (m)	0.045239844

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	25	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.044896646
q ₁ (°C)	10	K	10.55
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9051E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-7.85
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.12
		T _{min} (Kg)	381.8268
		f _{max} (m)	0.07787967

A.14.3 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 30 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	30	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
Ø (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.03667149
q ₁ (°C)	10	K	10.58
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9424E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-3.64
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.04
		T _{min} (Kg)	376.8356
		f _{max} (m)	0.0644545

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	30	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
Ø (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.03667149
q ₁ (°C)	10	K	10.58
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9424E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-11.31
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.23
		T _{min} (Kg)	388.6897
		f _{max} (m)	0.110166606

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	30	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.06465117
q ₁ (°C)	10	K	10.52
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.8744E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-3.64
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.976314
		T _{min} (Kg)	372.8622305
		f _{max} (m)	0.065141353

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	30	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.06465117
q ₁ (°C)	10	K	10.52
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.8744E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-11.31
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.17
		T _{min} (Kg)	384.9463

A.14.4 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 35 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	35	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.049913972
q ₁ (°C)	10	K	10.57
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9308E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-4.95
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.06
		T _{min} (Kg)	378.0834
		f _{max} (m)	0.087440198

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	35	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.049913972
q ₁ (°C)	10	K	10.57
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9308E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-15.39
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.32
		T _{min} (Kg)	394.3048
		f _{max} (m)	0.147813642

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	35	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.087997426
q ₁ (°C)	10	K	10.48
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.8382E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-4.95
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.97677
		T _{min} (Kg)	372.8906803
		f _{max} (m)	0.088657854

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	35	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.087997426
q ₁ (°C)	10	K	10.48
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.8382E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-15.39
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.23
		T _{min} (Kg)	388.6897
		f _{max} (m)	0.149948991

A.14.5 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 40 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	40	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.065193759
q ₁ (°C)	10	K	10.56
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9173E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-6.47
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.09
		T _{min} (Kg)	379.9551
		f _{max} (m)	0.113645007

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	40	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.065193759
q ₁ (°C)	10	K	10.56
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9173E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-20.10
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.41
		T _{min} (Kg)	399.9199
		f _{max} (m)	0.190352007

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	40	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.114935413
q ₁ (°C)	10	K	10.44
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.7964E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-6.47
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.977479
		T _{min} (Kg)	372.9349148
		f _{max} (m)	0.115784278

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	40	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.114935413
q ₁ (°C)	10	K	10.44
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.7964E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-20.10
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.30
		T _{min} (Kg)	393.057
		f _{max} (m)	0.193675613

A.14.6 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 45 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	45	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.082510852
q ₁ (°C)	10	K	10.54
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.9021E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-8.18
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.12
		T _{min} (Kg)	381.8268
		f _{max} (m)	0.143126903

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	45	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.082510852
q ₁ (°C)	10	K	10.54
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.9021E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-25.44
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.50
		T _{min} (Kg)	405.535
		f _{max} (m)	0.237578522

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	45	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.145465133
q ₁ (°C)	10	K	10.39
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.7490E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-8.18
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.977905
		T _{min} (Kg)	372.961493
		f _{max} (m)	0.146529035

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	45	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.145465133
q ₁ (°C)	10	K	10.39
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.7490E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-25.44
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.37
		T _{min} (Kg)	397.4243
		f _{max} (m)	0.242427064

A.14.7 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 50 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	50	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.101865249
q ₁ (°C)	10	K	10.53
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.8851E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-10.10
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00		
		t _{min} (Kg/mm ²)	6.15
		T _{min} (Kg)	383.6985
		f _{max} (m)	0.17583793

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	50	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
∅ (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.2159
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.00
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.101865249
q ₁ (°C)	10	K	10.53
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.8851E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-31.40
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76		
		t _{min} (Kg/mm ²)	6.61
		T _{min} (Kg)	412.3979
		f _{max} (m)	0.288425766

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	50	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
Ø (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.179586583
q ₁ (°C)	10	K	10.34
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-5.6961E+00
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-10.10
P _{d2} (Kg/m)	0.2159	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	5.978662
		T _{min} (Kg)	373.0087222
		f _{max} (m)	0.180877138

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
ACSR 1/0 (%)	0.33	w (Kg/m-mm ²)	0.003460
a (m)	50	Tmax	662.3
T _{rp} (Kg)	1987	t _{max}	10.616
W (Kg/Km)	215.9	f (m)	0.010112
Ø (mm)	10.112	P (Kg/m)	0.2159
A (mm ²)	62.39	P _{v1} (Kg/m)	0.313472
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.380627777
E (Kg/mm ²)	8100	m ₁ (adi)	1.76
a (1/°C)	0.00001910	f _{min} (m)	0.179586583
q ₁ (°C)	10	K	10.34
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-5.6961E+00
P _{v2} (Kg/m)	0.313472	D	-31.40
P _{d2} (Kg/m)	0.380627777	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.76	t _{min} (Kg/mm ²)	6.45
		T _{min} (Kg)	402.4155
		f _{max} (m)	0.295580514

ANEXO 15. Cálculos de Flechas y Tensiones para Vanos desde 20 hasta 50 m de Conductor AL WP No.2 para una temperatura T1=10 °C y una T=40°C, con carga y sin carga de viento.

A.15.1 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 20m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	20	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f(m)-	0.007422
∅ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
A(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.036876799
q ₁ (°C)	10	K	5.11
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-9.1275E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-1.47
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	9.14
		T _{min} (Kg)	307.2868
		f _{max} (m)	0.020845347

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	20	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f(·m)-	0.007422
∅ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.036876799
q ₁ (°C)	10	K	5.11
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-9.1275E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-6.22
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	9.20
		T _{min} (Kg)	309.304
		f _{max} (m)	0.042570366

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	20	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f••m•	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.075804171
q ₁ (°C)	10	K	4.93
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-7.3481E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-1.47
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	7.37
		T _{min} (Kg)	247.7794
		f _{max} (m)	0.025851624

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	20	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f••m•	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.075804171
q ₁ (°C)	10	K	4.93
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-7.3481E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-6.22
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	7.46
		T _{min} (Kg)	250.8052
		f _{max} (m)	0.052499647

A.15.2 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 25 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	25	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.057619999
q ₁ (°C)	10	K	5.08
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-8.8172E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-2.30
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	1.69
		T _{min} (Kg)	56.8178
		f _{max} (m)	0.176152434

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	25	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.057619999
q ₁ (°C)	10	K	5.08
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-8.8172E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-9.72
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	2.47
		T _{min} (Kg)	83.0414
		f _{max} (m)	0.247752636

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	25	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.118444017
q ₁ (°C)	10	K	4.80
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.0369E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-2.30
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	1.55
		T _{min} (Kg)	52.111
		f _{max} (m)	0.192062976

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	25	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.118444017
q ₁ (°C)	10	K	4.80
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.0369E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-9.72
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	2.35
		T _{min} (Kg)	79.007
		f _{max} (m)	0.260403834

A.15.3 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 30 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	30	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
φ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.0829728
q ₁ (°C)	10	K	5.04
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-8.4379E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-3.31
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
M ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.37
		T _{min} (Kg)	214.1594
		f _{max} (m)	0.06729742

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	30	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
φ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.0829728
q ₁ (°C)	10	K	5.04
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-8.4379E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-14.00
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	2.72
		T _{min} (Kg)	91.4464
		f _{max} (m)	0.32397301

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	30	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.17055938
q ₁ (°C)	10	K	4.64
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-4.4343E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-3.31
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	1.65
		T _{min} (Kg)	55.473
		f _{max} (m)	0.25980883

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	30	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.17055938
q ₁ (°C)	10	K	4.64
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-4.4343E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-14.00
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	2.56
		T _{min} (Kg)	86.0672
		f _{max} (m)	0.34422132

A.15.4 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 35 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	35	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.112935197
q ₁ (°C)	10	K	5.00
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-7.9897E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-4.51
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	8.06
		T _{min} (Kg)	270.9772
		f _{max} (m)	0.072392968

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	35	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.112935197
q ₁ (°C)	10	K	5.00
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-7.9897E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-19.06
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	8.26
		T _{min} (Kg)	277.7012
		f _{max} (m)	0.14520824

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
A (m)	35	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
∅ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
P ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
A(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.232150273
Q ₁ (°C)	10	K	4.45
Q ₂ (°C)	40	B	1
P ₂ (Kg/m ²)	0	C	-2.5403E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-4.51
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	3.03
		T _{min} (Kg)	101.8686
		f _{max} (m)	0.192570073

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	35	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
∅ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.232150273
q ₁ (°C)	10	K	4.45
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-2.5403E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-19.06
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	3.83
		T _{min} (Kg)	128.7646
		f _{max} (m)	0.313164507

A.15.5 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 40 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	40	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.147507196
q ₁ (°C)	10	K	4.95
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-7.4725E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-5.89
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	2.09
		T _{min} (Kg)	70.2658
		f _{max} (m)	0.364643966

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	40	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.147507196
q ₁ (°C)	10	K	4.95
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-7.4725E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-24.89
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	3.19
		T _{min} (Kg)	107.2478
		f _{max} (m)	0.491093877

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	40	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.303216683
q ₁ (°C)	10	K	4.23
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-3.5489E-02
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-5.89
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	1.82
		T _{min} (Kg)	61.1884
		f _{max} (m)	0.4187395

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	40	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max} · m ₁	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.303216683
q ₁ (°C)	10	K	4.23
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-3.5489E-02
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-24.89
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	2.93
		T _{min} (Kg)	98.5066
		f _{max} (m)	0.534672173

A.15.6 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 45 m

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	45	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.1866888
q ₁ (°C)	10	K	4.89
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.8864E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-7.45
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	2.21
		T _{min} (Kg)	74.3002
		f _{max} (m)	0.43644356

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	45	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.1866888
q ₁ (°C)	10	K	4.89
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.8864E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-31.50
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	3.41
		T _{min} (Kg)	114.6442
		f _{max} (m)	0.58144129

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		VALORES DE CALCULO	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	45	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
φ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.38375861
q ₁ (°C)	10	K	3.99
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	2.1219E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-7.45
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	1.88
		T _{min} (Kg)	63.2056
		f _{max} (m)	0.51305333

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		VALORES DE CALCULO	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
AL WP #2	45	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{max}	0.007422
φ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.38375861
q ₁ (°C)	10	K	3.99
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	2.1219E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-31.50
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	3.09
		T _{min} (Kg)	103.8858
		f _{max} (m)	0.64165527

A.15.7 Cálculos de Flechas y Tensiones para vano de 50 m

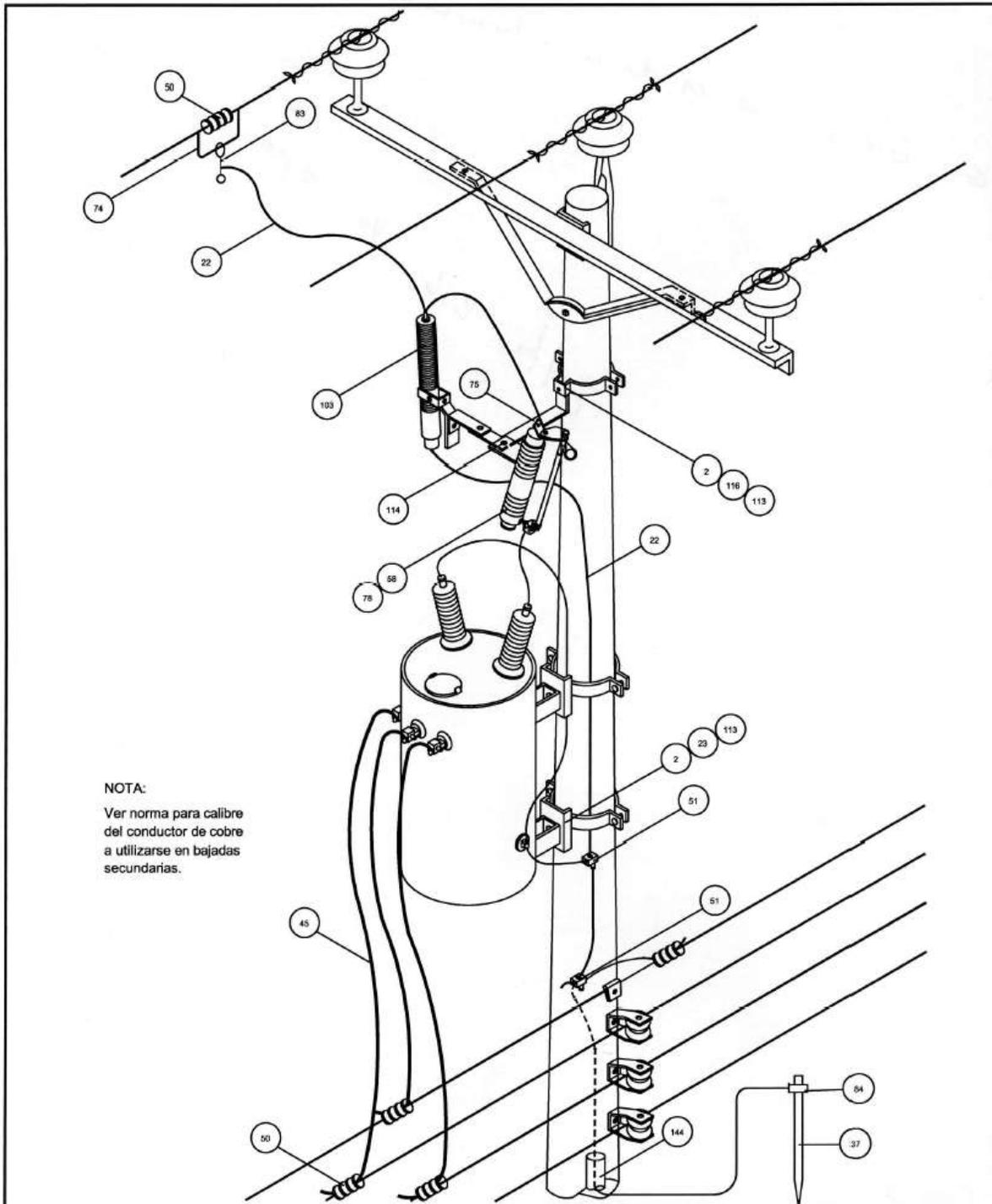
TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	50	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{··m·}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.230479994
q ₁ (°C)	10	K	4.82
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	-6.2313E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-9.20
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	6.45
		T _{min} (Kg)	216.849
		f _{max} (m)	0.184618675

TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA		TEMPERATURA 1 SIN CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA	
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	50	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _{··m·}	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0
p ₁ (Kg/m ²)	0	P _{d1} (Kg/m)	0.12811
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	1.00
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.230479994
q ₁ (°C)	10	K	4.82
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	-6.2313E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-38.89
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	7.02
		T _{min} (Kg)	236.0124
		f _{max} (m)	0.348688895

TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 SIN CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	50	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _• •m _•	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.473776068
q ₁ (°C)	10	K	3.71
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	0	C	4.8900E-01
P _{v2} (Kg/m)	0	D	-9.20
P _{d2} (Kg/m)	0.12811	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	1.00	t _{min} (Kg/mm ²)	1.94
		T _{min} (Kg)	65.2228
		f _{max} (m)	0.613809511

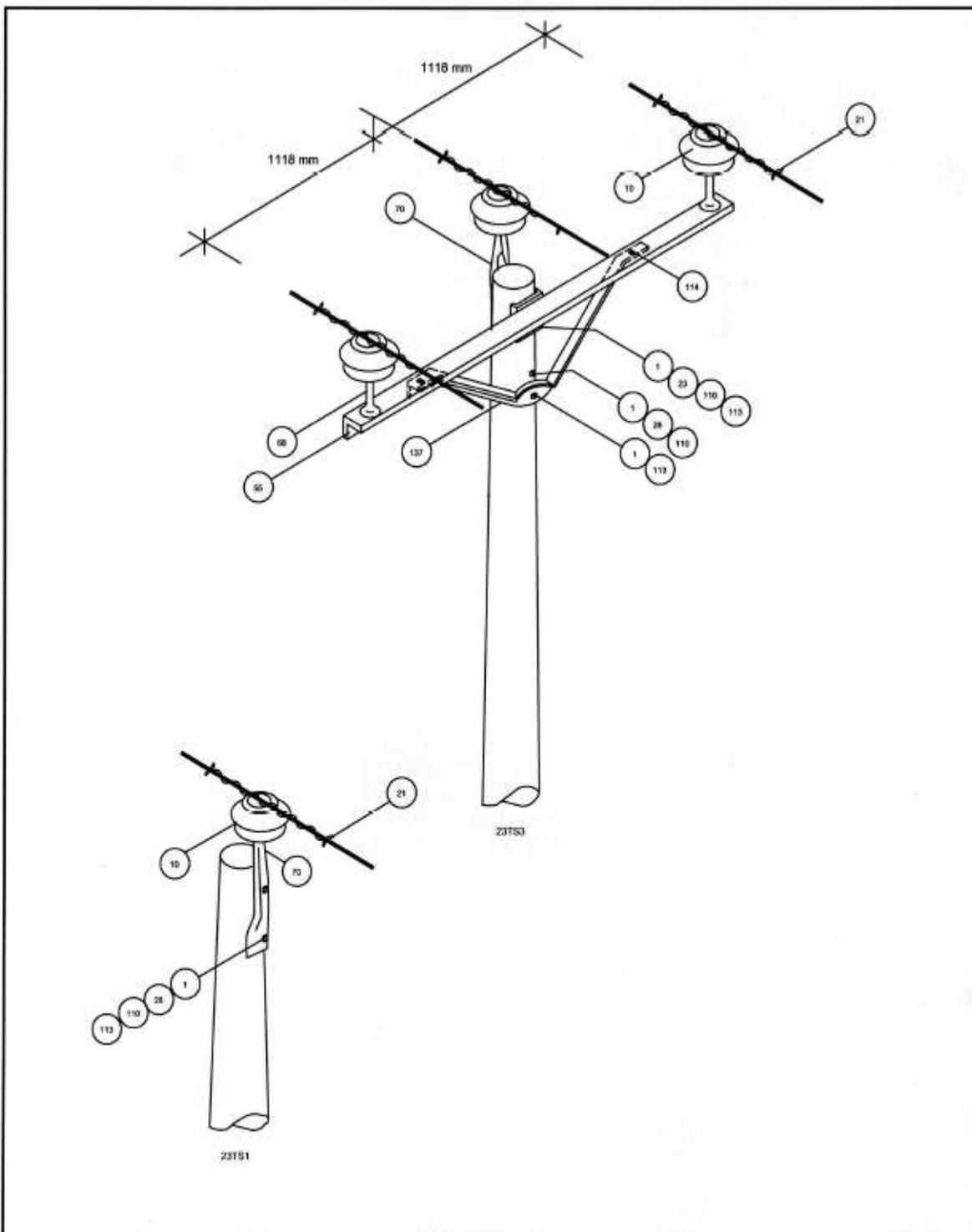
TEMPERATURA 1 CON CARGA Y TEMPERATURA 2 CON CARGA			
DATOS PARA CALCULO		VALORES DE CALCULO	
AL WP #2	0.30	w (Kg/m-mm ²)	0.003811
a (m)	50	Tmax	173.7
T _{rp} (Kg)	579	t _{max}	5.167
W (Kg/Km)	128.1	f _m •	0.007422
ϕ (mm)	7.422	P (Kg/m)	0.12811
A (mm ²)	33.62	P _{v1} (Kg/m)	0.230082
p ₁ (Kg/m ²)	31	P _{d1} (Kg/m)	0.26334369
E (Kg/mm ²)	6085	m ₁ (adi)	2.06
a(1/°C)	0.00002300	f _{min} (m)	0.473776068
q ₁ (°C)	10	K	3.71
q ₂ (°C)	40	B	1
p ₂ (Kg/m ²)	31	C	4.8900E-01
P _{v2} (Kg/m)	0.230082	D	-38.89
P _{d2} (Kg/m)	0.26334369	Bt ³ min + Ct ² min + D=0	
m ₂ (adi)	2.06	t _{min} (Kg/mm ²)	3.23
		T _{min} (Kg)	108.5926
		f _{max} (m)	0.757831592

**ANEXO 16 Estructuras utilizadas en el diseño
A.16.1. Transformador neutro común.**



CODIGO: 23T1C	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	INSTALACION DE UN TRANSFORMADOR NEUTRO COMUN
	APROBO: SIGET	

A.16.2. Tangente Sencilla



CODIGO: 23TS1 23TS2 23TS3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	TANGENTE SENCILLA
	APROBO: SIGET	

DESCRIPCION DE MATERIALES								
ESTRUCTURA: TANGENTE SENCILLA			COD: 23TS1, 23TS2, 23TS3					
No	CODIGO ALMACEN	DESCRIPCION	VOLTAJE NOMINAL: 24.9 KV					
			1 FASE		2 FASES		3 FASES	
			P	A	P	A	P	A
1		Abrazadera completa 6 - 6 5/8" (152.4 - 168.3 mm)		2	1	2	1	3
10		Aislador de espiga 23 kV, clase ANSI 56-1	1	1	2	2	3	3
21		Alambre para amarre S/R	2 m	2 m	4 m	4 m	6 m	6 m
23		Almohadilla para crucero			1	1	1	1
28		Arandela redonda 5/8" (15.9 mm)	2		1		1	
55		Crucero angular de hierro 94" (2388 mm)			1	1	1	1
68		Espiga para crucero Ho. 23 kV, 8" (203.2 mm)			2	2	2	2
70		Espiga cabezote 24" (609.6 mm)	1	1			1	1
110		Perno máquina 5/8 x 10" (15.9 x 254 mm)	2		1		2	
113		Perno máquina 5/8 x 2" (15.9 x 50.8 mm)		2	1	2	1	4
114		Perno máquina 1/2 x 1 1/2" (12.7 x 38.1 mm)			2	2	2	2
137		Tirante en "V" de 45" (1143 mm)			1	1	1	1

OBSERVACIONES:

1. P: Perno
2. A: Abrazadera
3. Abrazadera completa: incluye solamente pernos de los extremos 1/2 x 4 1/2" (12.7 x 114.3 mm)
4. S/R: según requisición.
5. m: metros.
6. La longitud de los vanos en zona urbana será de 40 a 60 metros.
7. El cable de retenida será de acero galvanizado 5/16" (7.9 mm), Extra High Strength (49800 N).
Para el material requerido en el anclaje, ver estándar respectivo.
8. Deberán utilizarse Varillas de Blindaje Preformadas para la protección de líneas con vanos entre postes mayores a 100 mts.

VANO (metros)	CALIBRE AWG o MCM	TENSION DEL CONDUCT. (N)	NUMERO DE RETENIDAS	ANGULO MAX.	
				*CR	*SR
40	750 AAC	17469.48	1	5°	0°
50	397.5 AAC	9481.5	1	14°	0°
60	40 AAC	5106.78	1	30°	5°
60	2 ACSR	4223.8	1	40°	5°
50 **	750 AAC	17469.48	1	5°	0°
65 **	397.5 AAC	9481.5	1	10°	0°
100 **	40 AAC	5106.78	1	25°	0°
130 **	2 ACSR	4223.8	1	35°	0°

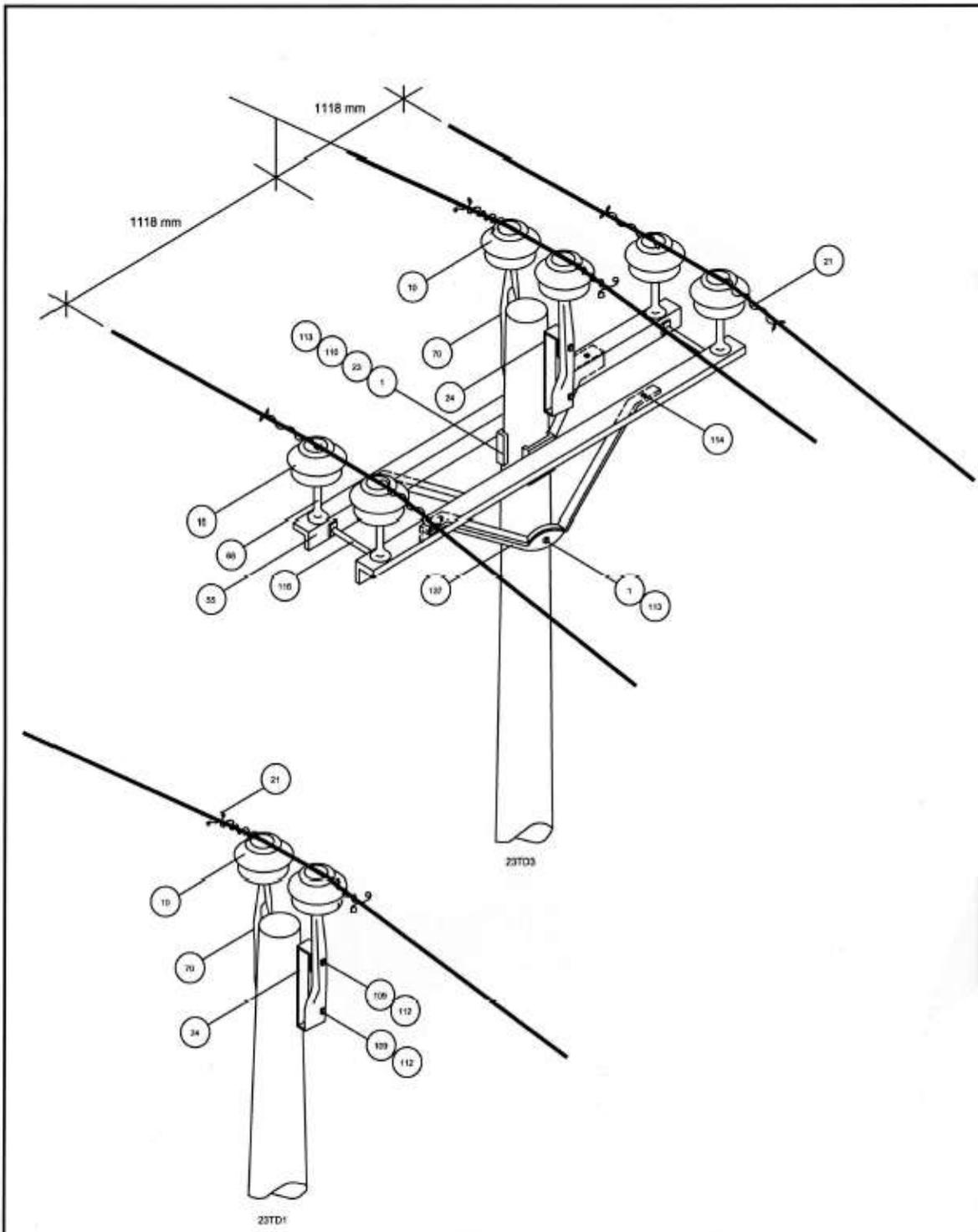
** Vano máximo

* SR: sin retenida

* CR: con retenida

CARGA TRANSVERSAL MAXIMA POR CONDUCTOR: 4225 NEWTON	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AERIAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELCTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	TANGENTE SENCILLA
	APROBO: SIGET	

A.16.3. Tangente Doble



CODIGO: 23TD1 23TD2 23TD3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	TANGENTE DOBLE
	APROBO: SIGET	

DESCRIPCION DE MATERIALES								
ESTRUCTURA: TANGENTE DOBLE			COD: 23TD1, 23TD2, 23TD3					
No	CODIGO ALMACEN	DESCRIPCION	VOLTAJE NOMINAL: 24.9 KV					
			1 FASE		2 FASES		3 FASES	
			P	A	P	A	P	A
1		Abrazadera completa 6 - 6 5/8" (152.4 - 168.3 mm)		2	1	2	1	2
10		Aislador de espiga 23 kV, clase ANSI 56-1	2	2	4	4	6	6
21		Alambre para amarre S/R	2 m	2 m	4 m	4 m	6 m	6 m
23		Almohadilla para crucero			2	2	2	2
24		Almohadilla para espiga cabezote	1	1				
55		Crucero angular de hierro 94" (2388 mm)			2	2	2	2
68		Espiga para crucero Ho. 23 kV, 8" (203.2 mm)			4	4	4	4
70		Espiga cabezote 24" (609.6 mm)	2	2			2	2
109		Perno máquina 5/8 x 12" (15.9 x 304.8 mm)	2					
110		Perno máquina 5/8 x 10" (15.9 x 254 mm)			1		1	
112		Perno máquina 5/8 x 6" (15.9 x 152.4 mm)		2				
113		Perno máquina 5/8 x 2" (15.9 x 50.8 mm)		2	2	4	2	4
114		Perno máquina 1/2 x 1 1/2" (12.7 x 38.1 mm)			4	4	4	4
116		Perno todo rosca 5/8 x 12" (15.9 x 304.8 mm)			2	2	2	2
137		Tirante en "V" de 45" (1143 mm)			2	2	2	2

OBSERVACIONES:

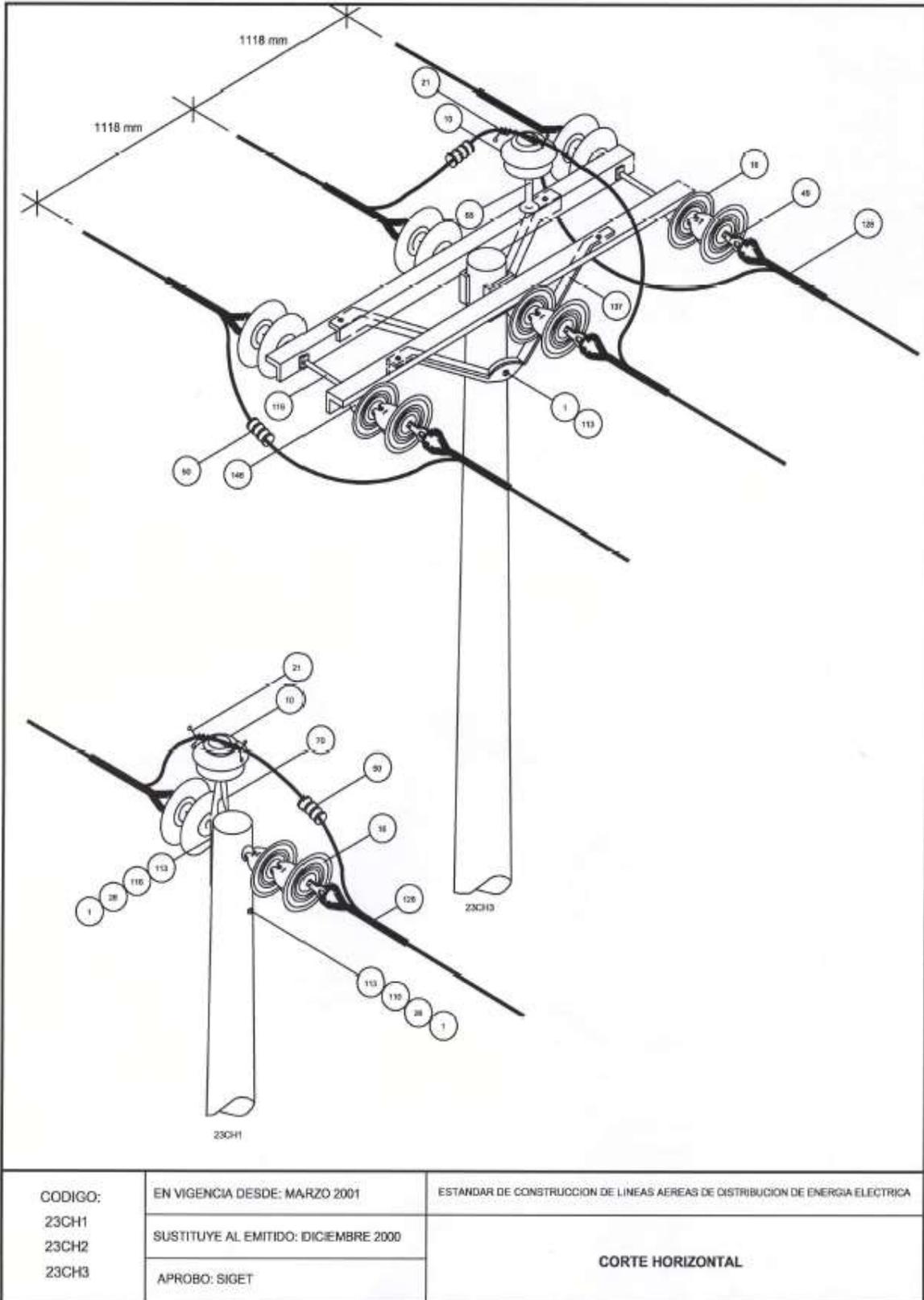
1. P: Perno
2. A: Abrazadera
3. Abrazadera completa: incluye solamente pernos de los extremos 3/4 x 4 1/2" (12.7 x 114.3 mm)
4. S/R: según requisición.
5. m: metros.
6. La longitud de los vanos en zona urbana será de 40 a 60 metros.
7. El cable de retenida será de acero galvanizado 5/16" (7.9 mm), Extra High Strength (49800 N).
Para el material requerido en el anclaje, ver estándar respectivo.
8. Deberán utilizarse Varillas de Blindaje Preformadas para la protección de líneas con vanos entre postes mayores a 100 mts.

VANO (metros)	CALIBRE AWG o MCM	TENSION POR CONDUCT. (N)	NUMERO DE RETENIDAS	ANGULOS MAX. (°CR)
40	750 AAC	17469.48	1	6° - 15°
50	397.5 AAC	9481.5	1	15° - 30°
60	4/0 AAC	5106.78	1	31° - 60°
60	2 ACSR	4223.8	1	40 - 60°
50 **	750 AAC	17469.48	1	6° - 15°
65 **	397.5 AAC	9481.5	1	13° - 30°
100 **	4/0 AAC	5106.78	1	26° - 50°
130 **	2 ACSR	4223.8	2	36° - 60°

** Vano máxi * Con retenida

CARGA TRANSVERSAL MAXIMA POR CONDUCTOR: 8450 NEWTON	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	TANGENTE DOBLE
	APROBO: SIGET	

A.16.4. Corte Horizontal



CODIGO: 23CH1 23CH2 23CH3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	CORTE HORIZONTAL
	APROBO: SIGET	

DESCRIPCION DE MATERIALES								
ESTRUCTURA: CORTE HORIZONTAL			COD: 23CH1, 23CH2, 23CH3					
No	CODIGO ALMACEN	DESCRIPCION	VOLTAJE NOMINAL: 24.9 kV					
			1 FASE		2 FASES		3 FASES	
			P	A	P	A	P	A
1		Abrazadera completa 6 - 6 5/8" (152.4 - 168.3 mm)		2	1	2	1	2
10		Aislador de espiga 23 kV, clase ANSI 56-1	1	1			1	1
16		Aislador de suspensión 23 kV, clase ANSI 52-4	4	4	8	8	12	12
21		Alambre para amarre S/R	2 m	2 m			2 m	2 m
23		Almohadilla para crucero			2	2	2	2
28		Arandela redonda 5/8" (15.9 mm)	3					
49		Clevis de remate S/R	2	2	4	4	6	6
50		Conector de compresión S/R	1	1	2	2	3	3
55		Crucero angular de hierro 94" (2388 mm)			2	2	2	2
68		Espiga para crucero Ho. 23 kV, 8" (203.2 mm)					1	1
70		Espiga cabezote 24 kV	1	1				
110		Perno máquina 5/8 x 10" (15.9 x 254 mm)	1					
113		Perno máquina 5/8 x 2" (15.9 x 50.8 mm)		3	2	4	2	4
114		Perno máquina 1/2 x 1 1/2" (12.7 x 38.1 mm)			4	4	4	4
116		Perno todo rosca 5/8 x 12" (15.9 x 304.8 mm)	1		3	2	3	2
128		Remate preformado S/R	2	2	4	4	6	6
137		Tirante en "V" de 45" (1143 mm)			2	2	2	2
146		Tuerca argolla 5/8" (1143 mm)	2	2	4	4	6	6

OBSERVACIONES:

1. P: Perno
2. A: Abrazadera
3. Abrazadera completa: incluye solamente pernos de los extremos 1/2 x 4 1/2" (12.7 x 114.3 mm)
4. S/R: según requisición.
5. m: metros.
6. La longitud de los vanos en zona urbana será de 40 a 60 metros.
7. El cable de retenida será de acero galvanizado 5/16" (7.9 mm), Extra High Strength (49800 N).
Para el material requerido en el anclaje, ver estándar respectivo.
8. Para conductores con calibres mayores o iguales que el #4/0, se utilizarán camisas no tensoras.

VANO (metros)	CALIBRE AWG o MCM	TENSION DEL CONDUC. (N)	NUMERO DE RETENIDAS	ANGULO MAX	
				*CR	*SR
40	750 AAC	17469.48	1	25°	0°
50	397.5 AAC	9481.5	2	50°	0°
60	4/0 AAC	5106.78	1	60°	5°
60	2 ACSR	4223.8	1	60°	5°
50 **	750 AAC	17469.48	1	25°	0°
65 **	397.5 AAC	9481.5	2	45°	0°
100 **	4/0 AAC	5106.78	2	60°	0°
130 **	2 ACSR	4223.8	2	60°	0°

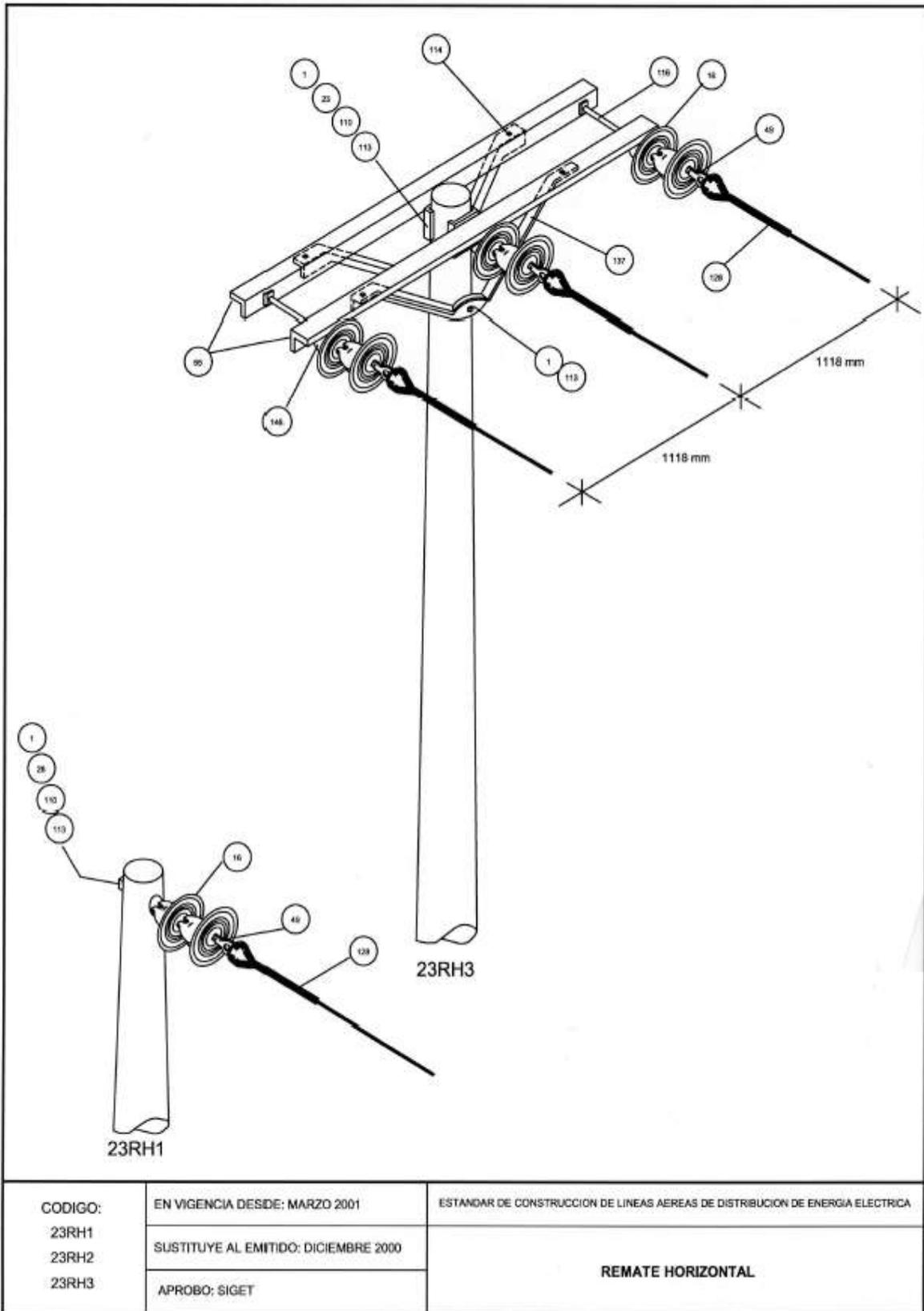
** Vano máxi

* CR: con retenida

* SR: sin retenida

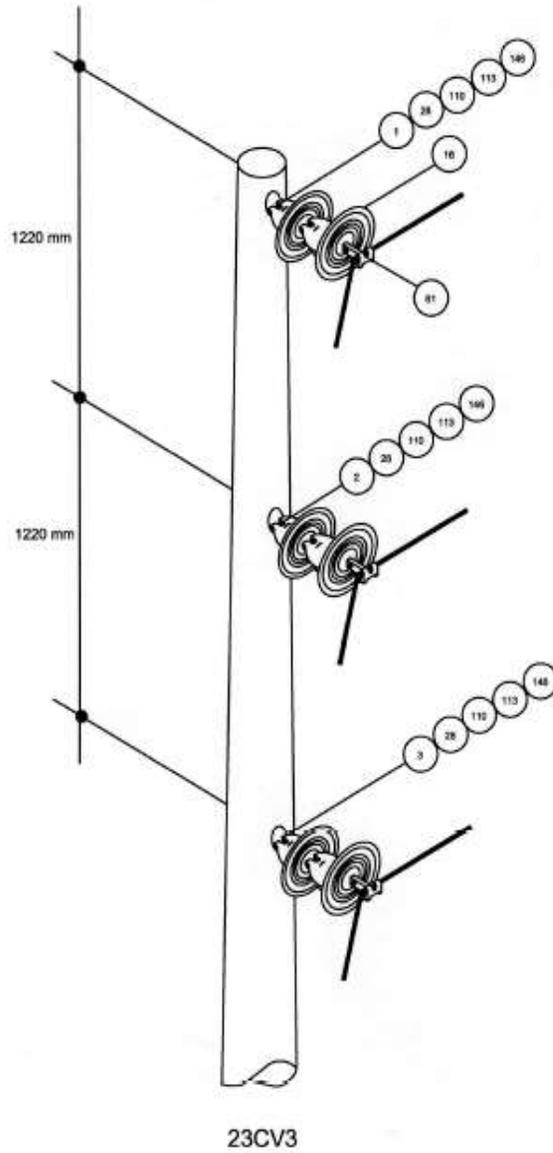
TENSION MAXIMA POR CONDUCTOR: 13750 NEWTON	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	
	APROBO: SIGET	CORTE HORIZONTAL

A.16.5. Remate Horizontal



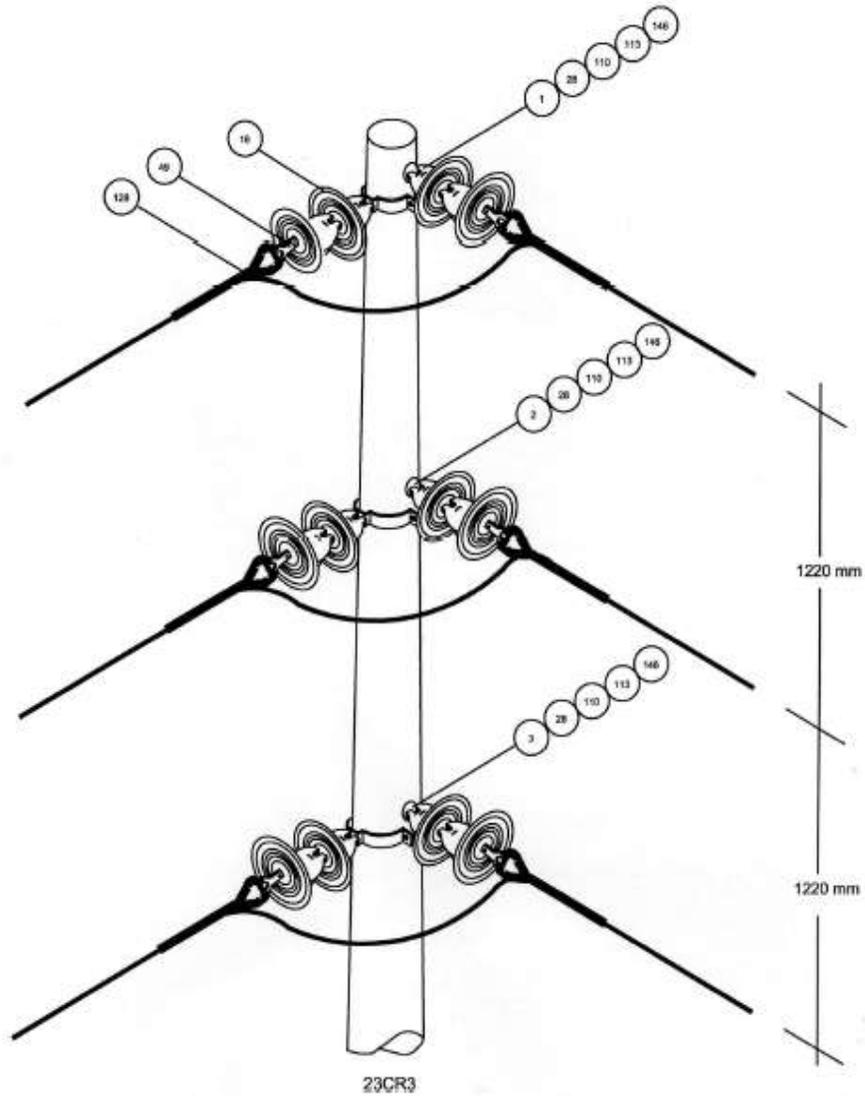
CODIGO: 23RH1 23RH2 23RH3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	REMATE HORIZONTAL
	APROBO: SIGET	

A.16.6. Cruce Vertical Sencillo



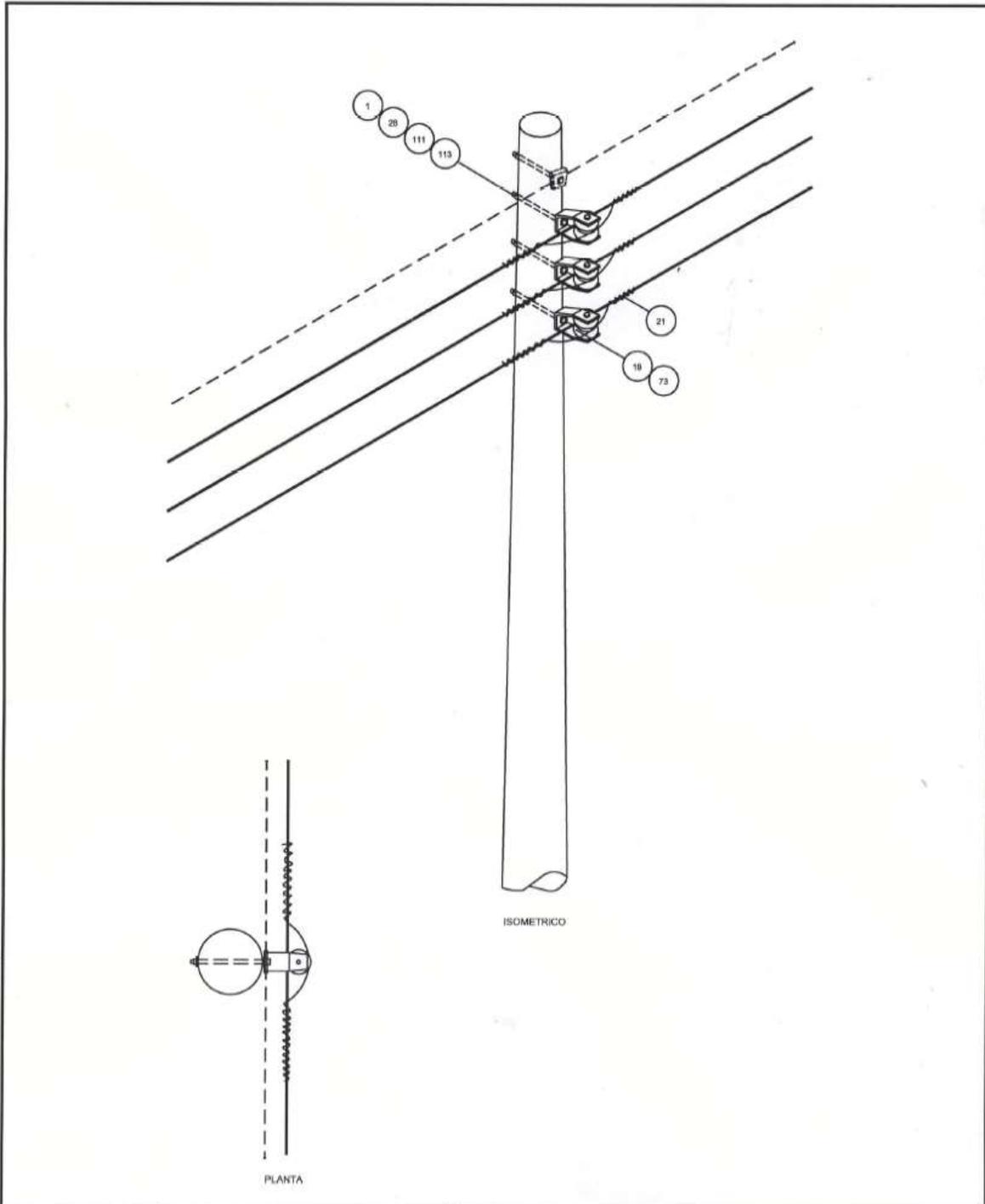
CODIGO: 23CV1 23CV2 23CV3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	CRUCE VERTICAL SENCILLO
	APROBO: SIGET	

A.16.7. Cruce Vertical Doble Remate



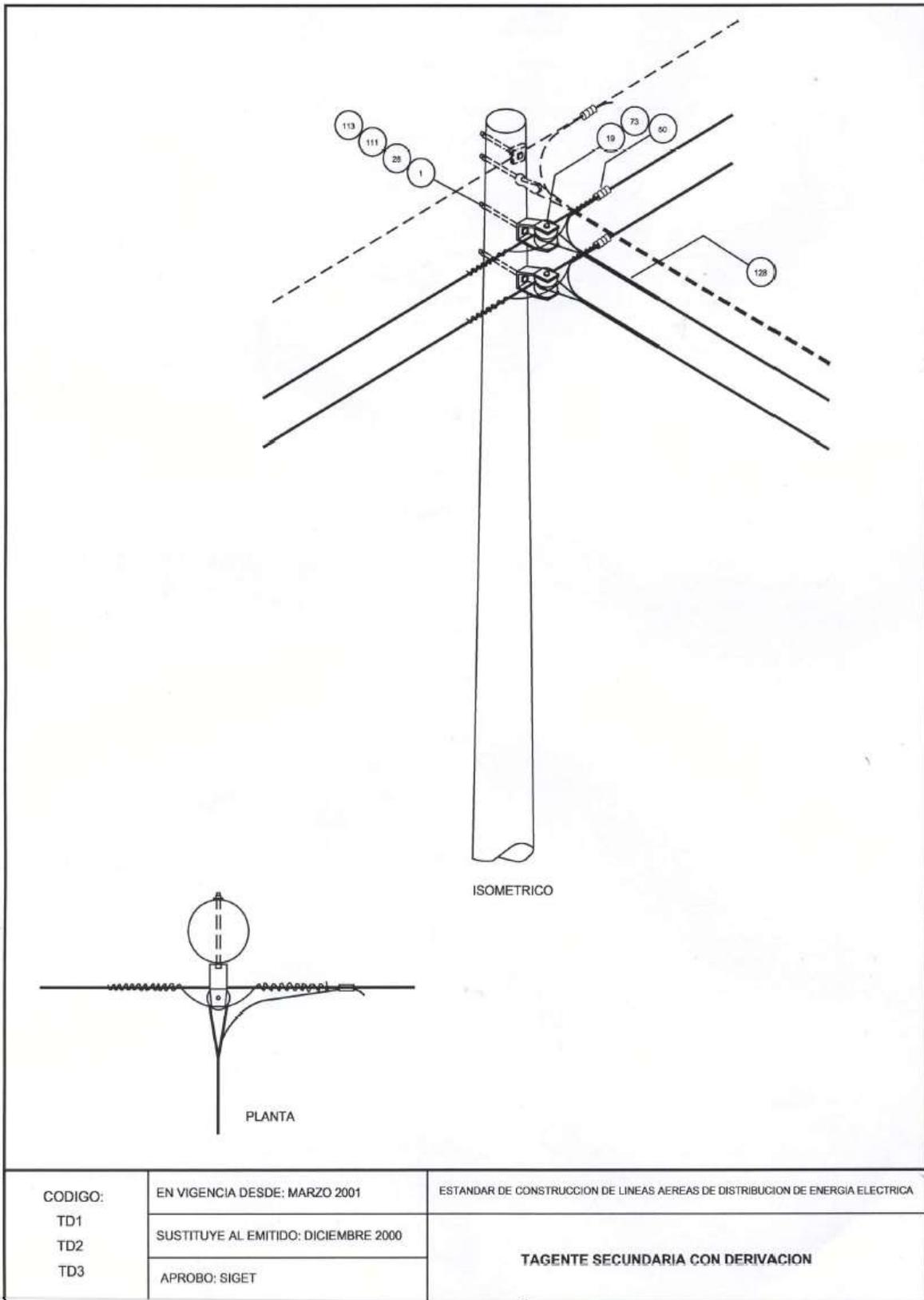
CODIGO: 23CR1 23CR2 23CR3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	CRUCE VERTICAL DOBLE REMATE
	APROBO: SIGET	

A.16.8. Tangente Sencilla Secundario

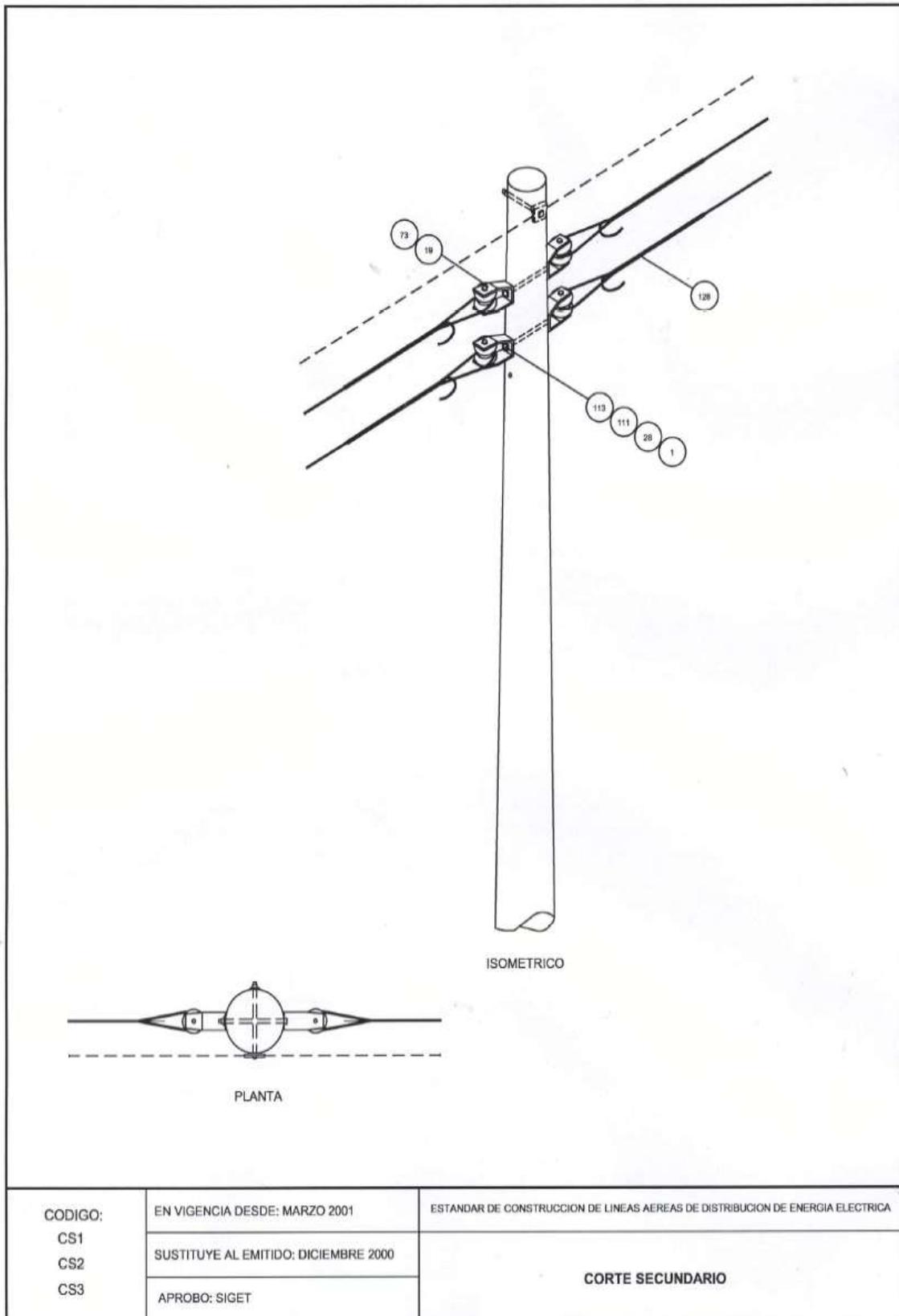


CODIGO: TS1 TS2 TS3	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	TANGENTE SECUNDARIA
	APROBO: SIGET	

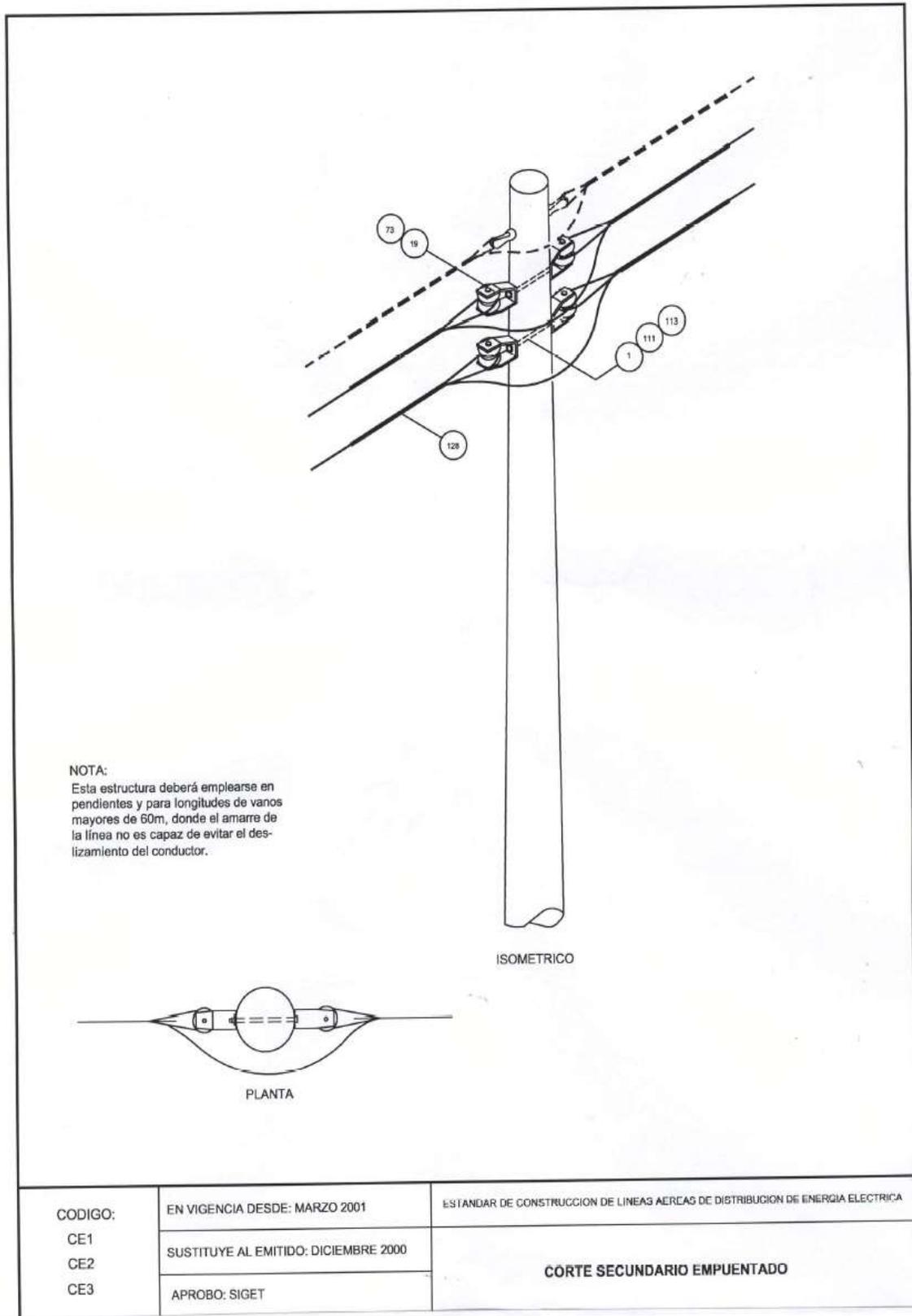
A.16.9. Tangente con Derivación Secundario



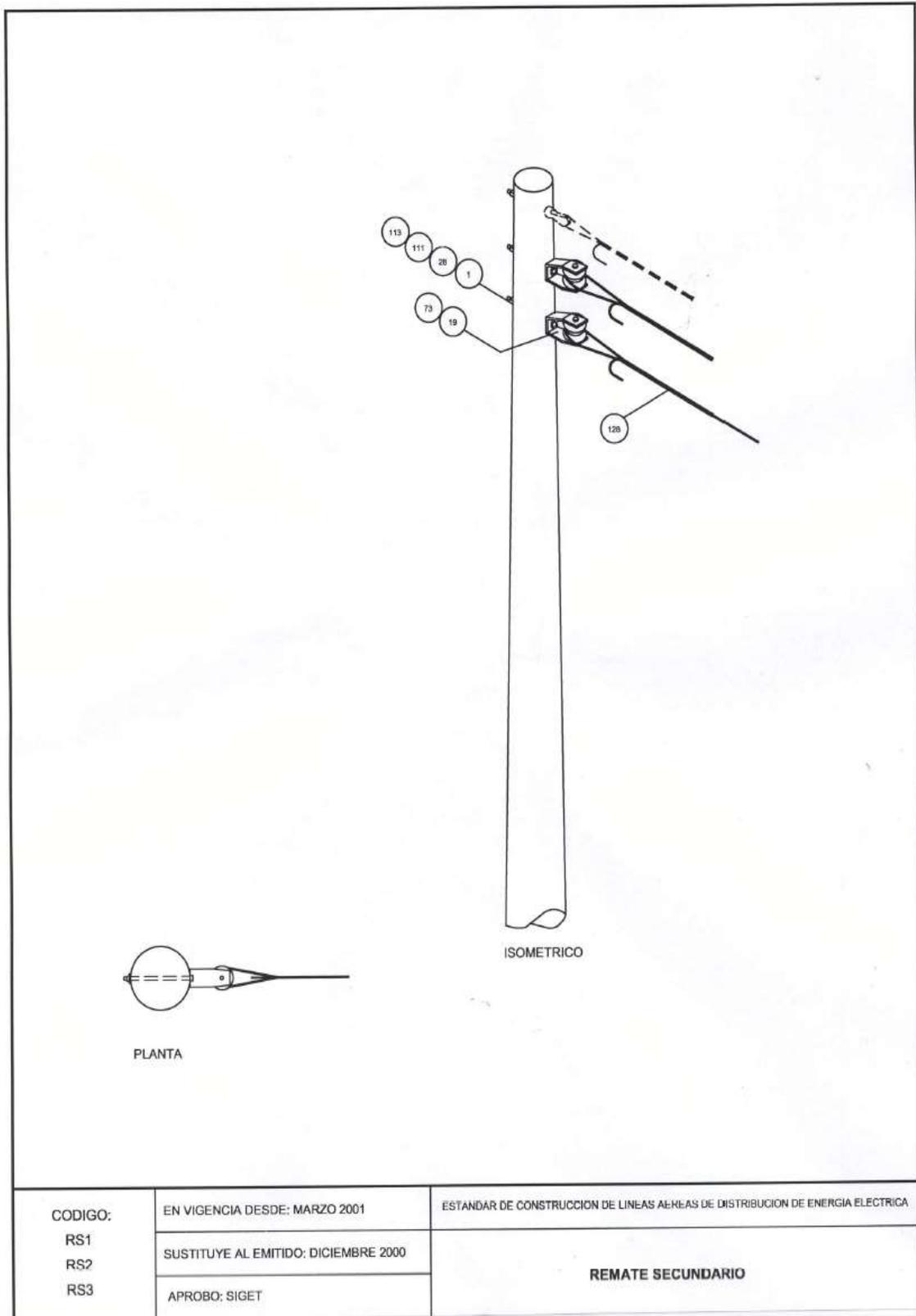
A.16.10. Corte Secundario



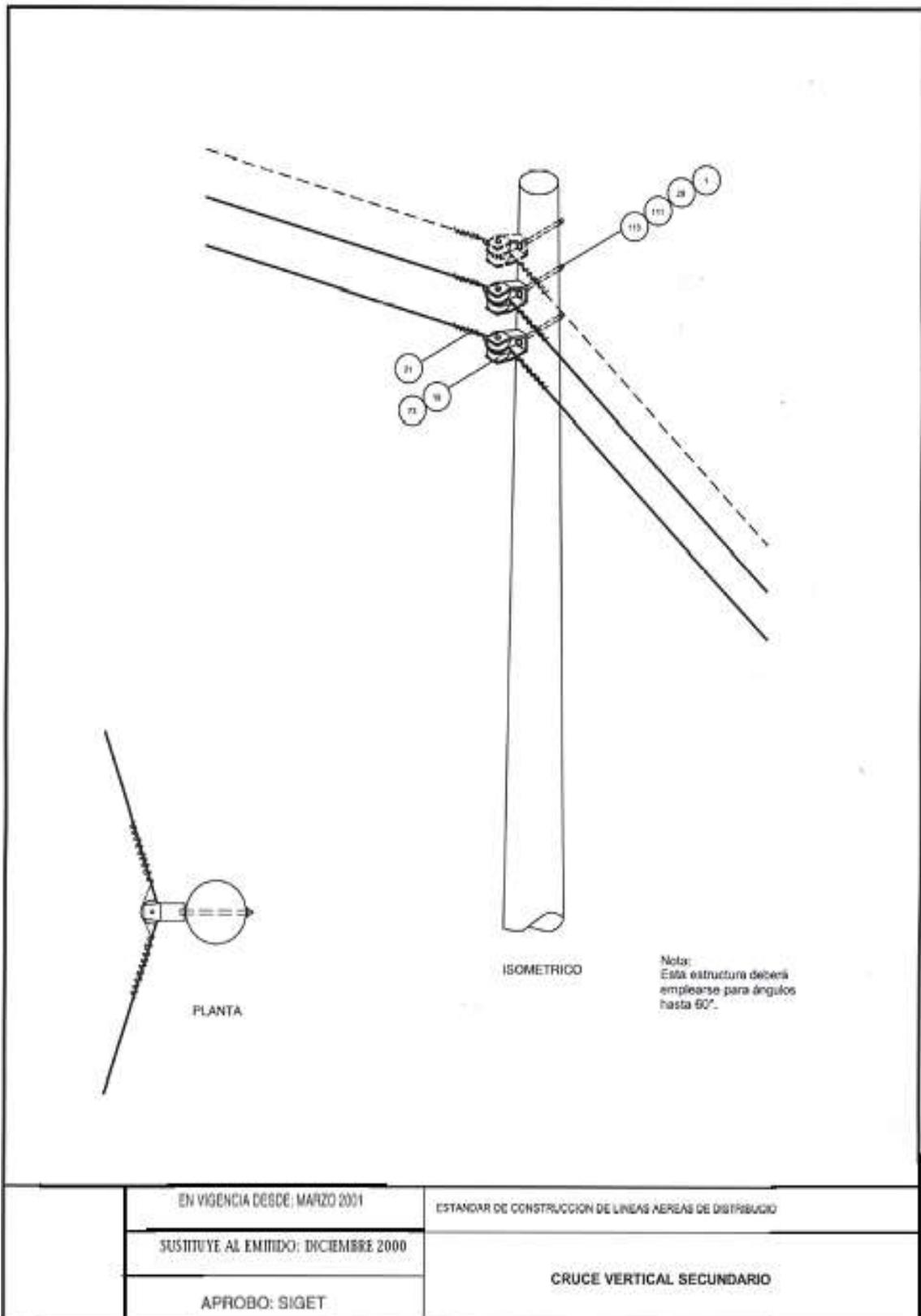
A.16.11. Corte Secundario Empuentado



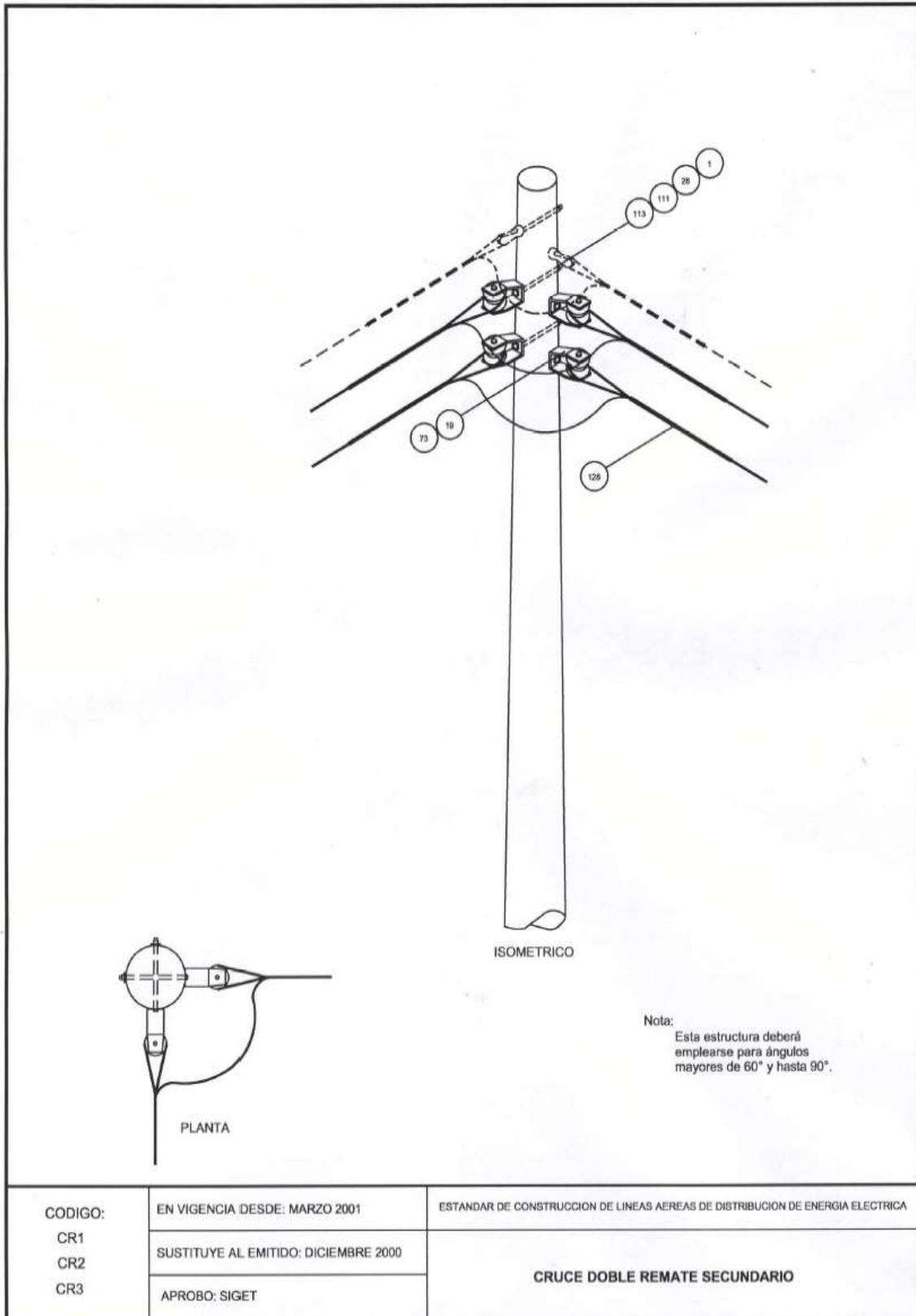
A.16.12. Remate Secundario



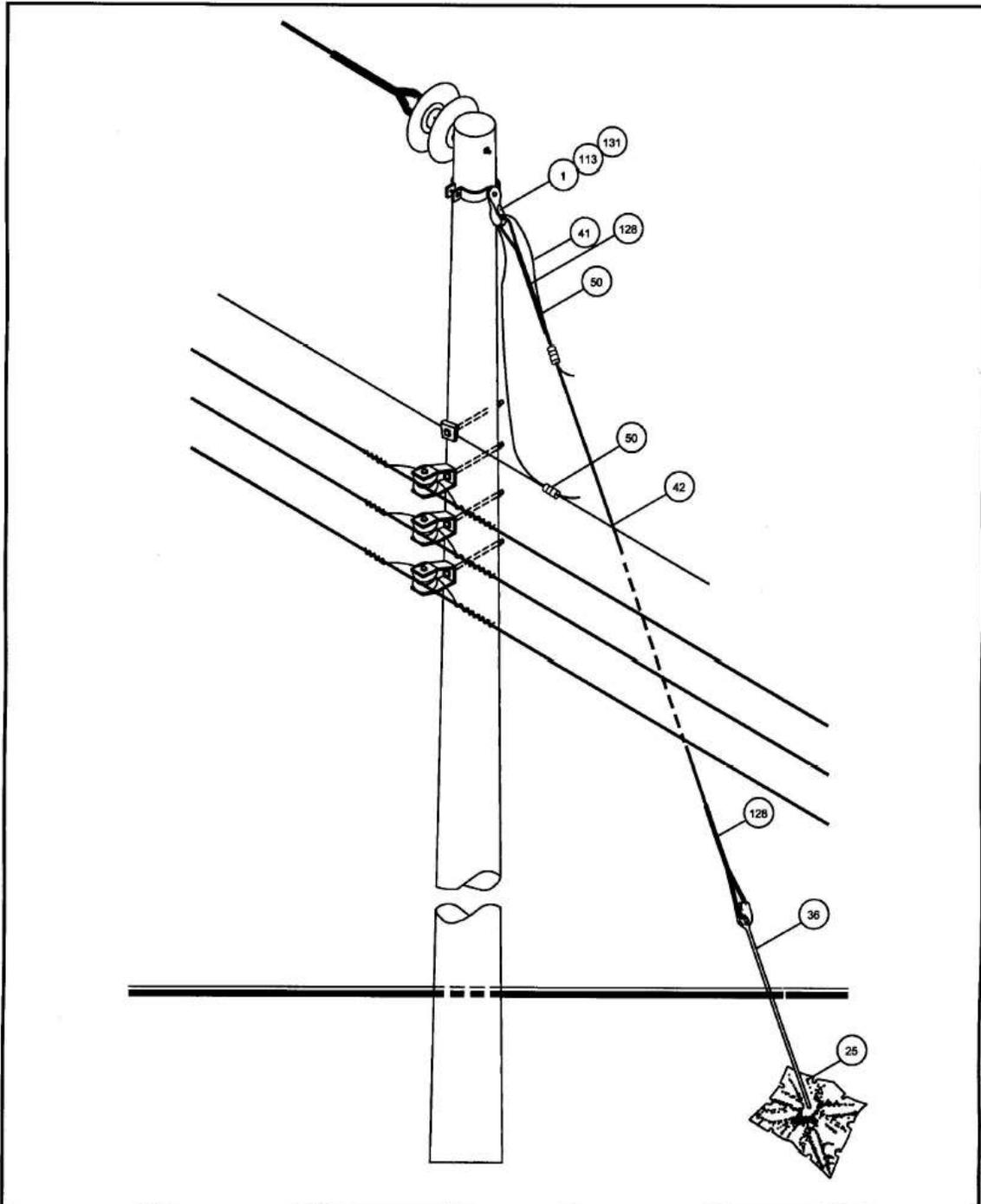
A.16.13. Cruce Vertical Secundario



A.16.14. Cruce Doble Remate Secundario

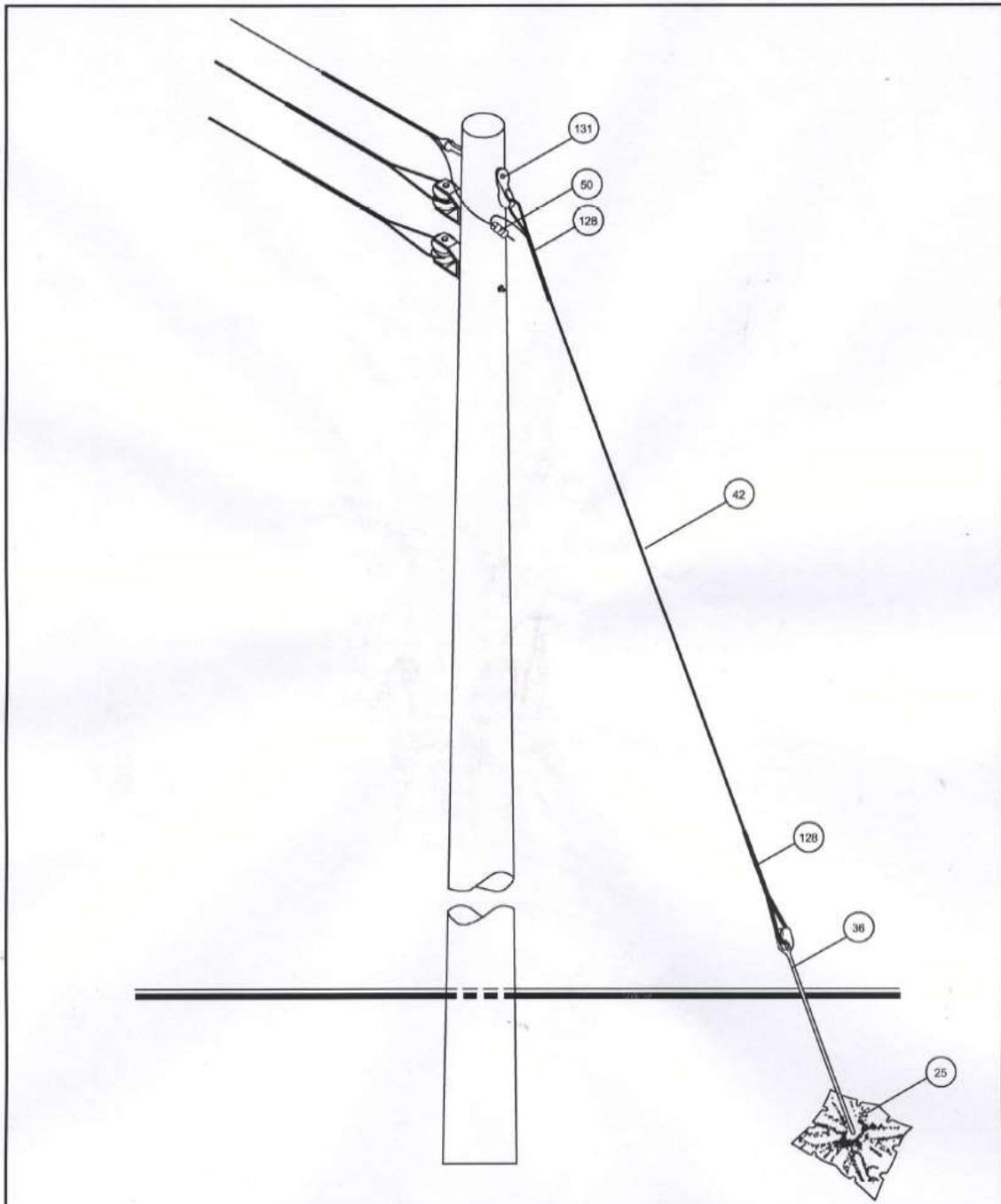


A.16.15. Ancla Primaria Sencilla



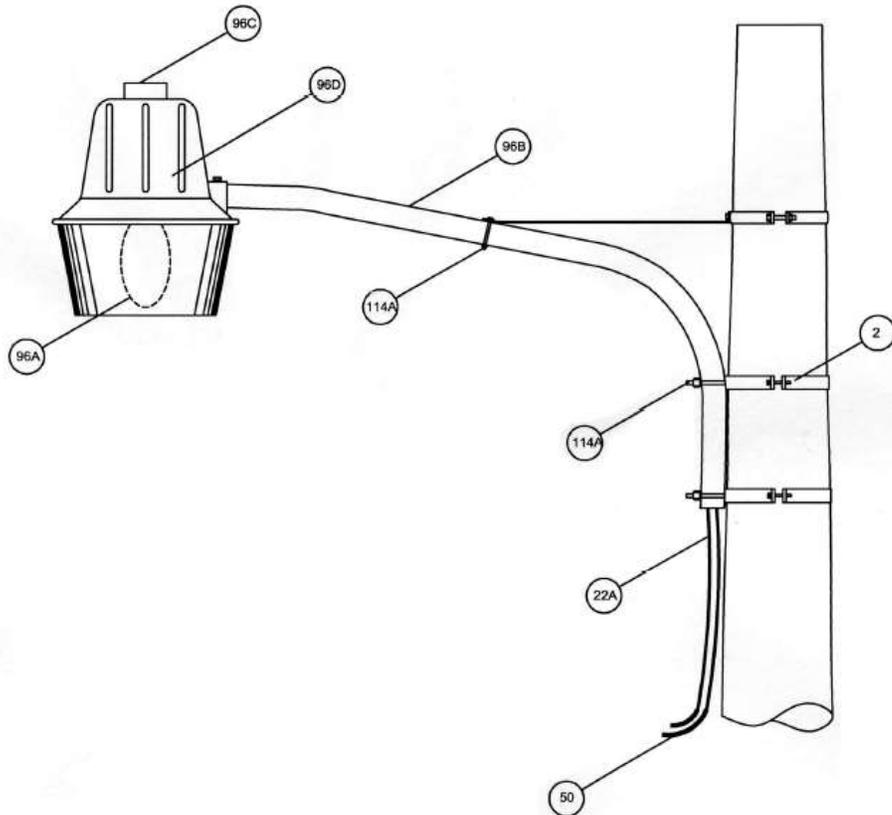
CODIGO:	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
PS	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	ANCLA PRIMARIA SENCILLA
	APROBO: SIGET	

A.16.16. Ancla Secundaria Sencilla



CODIGO: SS	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	ANCLA SECUNDARIA SENCILLA
	APROBO: SIGET	

A.16.18. Lámpara de Alumbrado Público



NOTA:
 Altura mínima para la instalación de luminaria de 175 Vatios
 vapor de Hg. es de 20' (6 m).

CODIGO: LM175	EN VIGENCIA DESDE: MARZO 2001	ESTANDAR DE CONSTRUCCION DE LINEAS AEREAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
	SUSTITUYE AL EMITIDO: DICIEMBRE 2000	INSTALACION DE LUMINARIAS DE VAPOR DE MERCURIO DE 175 VATIOS
	APROBO: SIGET	

ANEXO 17. Flora Protegida

Listado Oficial de Especies de Flora Silvestre Amenazada o en Peligro de Extinción en El Salvador			
Familia	Nombre Científico	Nombre Común	Categoría
Cyatheaceae	<i>Alsophila salvinii</i>	helecho azul	Amenazada
	<i>Cyathea divergens</i> var. <i>divergens</i>	helecho arborescente	Amenazada
	<i>Cyathea divergens</i> var. <i>tuerckheimii</i>	helecho arborescente	Amenazada
	<i>Alsophila mexicana</i>	helecho arborescente	Amenazada
	<i>Alsophila tryoniana</i>	helecho arborescente	Amenazada
	<i>Schaeropteris horrida</i>	helecho arborescente	En Peligro
	<i>Cyathea bicrenata</i>	helecho arborescente	En Peligro
	<i>Cyathea costaricensis</i>	helecho arborescente	Amenazada
	<i>Cyathea schiedeana</i>	helecho arborescente	Amenazada
Dicksoniaceae	<i>Cibotium regale</i>	helecho arborescente	En Peligro
	<i>Culcita conifolia</i>	helecho arborescente	En Peligro
	<i>Dicksonia sellowiana</i>	helecho arborescente	En Peligro
Lophosoriaceae	<i>Lophosoria quadripinnata</i>	helecho arborescente	Amenazada
Pinaceae	<i>Pinus ayacahuite</i>	pino	Amenazada
	<i>Pinus maximinoi</i>	pino	Amenazada
	<i>Pinus oocarpa</i> var. <i>oocarpa</i>	pino	Amenazada
Podocarpaceae	<i>Podocarpus oleifolius</i>		En peligro
Zamiaceae	<i>Zamia herrerae</i>	zamia	En Peligro
Actinidiaceae	<i>Saurauia waldheimii</i>	llorón	En Peligro
Annonaceae	<i>Annona holosericea</i>	anona de costa	Amenazada
Araliaceae	<i>Oreopanax germinatus</i>	mano de leon de papayo	Amenazada
Boraginaceae	<i>Cordia collococca</i>	manune	En Peligro
Bromeliaceae	<i>Aechmea magdalenae</i>	gallo de costa	Amenazada
	<i>Billbergia pallidiflora</i>	gallito	En Peligro
	<i>Tillandsia ionantha</i>	gallito	Amenazada
	<i>Tillandsia usneoides</i>	barba de viejo	Amenazada
	<i>Pitcairnia calderonii</i>	gallito	En Peligro

Burseraaceae	<i>Bursera graveolens</i>	copal santo	En Peligro
	<i>Bursera schlechtendalii</i>	jjote de roca	Amenazada
Capparaceae	<i>Capparis discolor</i>	palo de pólvora	En Peligro
Celastraceae	<i>Wimmeria cyclocarpa</i>		Amenazada
	<i>Quetzalia reynae</i>	pata de paloma	Amenazada
Convolvulaceae	<i>Ipomoea ophioides</i>	campanilla	En Peligro
Cunoniaceae	<i>Weinmannia balbisiana</i>		Amenazada
Dioscoreaceae	<i>Dioscorea salvadorensis</i>	cuculmecca	En Peligro
Fagaceae	<i>Quercus elliptica</i>	roble	Amenazada
	<i>Quercus esesmilensis</i>	encino	En Peligro
	<i>Quercus lancifolia</i>	roble	Amenazada
	<i>Quercus peduncularis</i>	roble	Amenazada
Heliconiaceae	<i>Heliconia collinsiana</i> var. <i>velutina</i>	platanillo de montaña	En Peligro
Hamamelidaceae	<i>Matudaea trinervia</i>	ujusthe de montaña	Amenazada
Lauraceae	<i>Beilschmiedia mexicana</i>	aguacate de macho	Amenazada
Leguminosae/ Fabaceae	<i>Acacia centralis</i>		Amenazada
	<i>Albizia guachapele</i>	membre	Amenazada
	<i>Cyathea schiedeana</i>	helecho arborescente	Amenazada
Dicksoniaceae	<i>Cibotium regale</i>	helecho arborescente	En Peligro
	<i>Culcita conifolia</i>	helecho arborescente	En Peligro
	<i>Dicksonia sellowiana</i>	helecho arborescente	En Peligro
Lophosoriaceae	<i>Lophosoria quadripinnata</i>	helecho arborescente	Amenazada
Pinaceae	<i>Pinus ayacahulte</i>	pino	Amenazada
	<i>Pinus maximinoi</i>	pino	Amenazada
	<i>Pinus oocarpa</i> var. <i>oocarpa</i>	pino	Amenazada
Podocarpaceae	<i>Podocarpus oleifolius</i>		En peligro
Zamiaceae	<i>Zamia herrerae</i>	zamia	En Peligro
Actinidiaceae	<i>Sauraula waldhelmii</i>	llorón	En Peligro
Annonaceae	<i>Annona holosericea</i>	anona de costa	Amenazada
Araliaceae	<i>Oreopanax germinatus</i>	mano de leon de papayo	Amenazada
Boraginaceae	<i>Cordia collococca</i>	manune	En Peligro

Bromeliaceae	<i>Aechmea magdalenae</i>	galo de costa	Amenazada
	<i>Billbergia pallidiflora</i>	gallito	En Peligro
	<i>Tillandsia ionantha</i>	gallito	Amenazada
	<i>Tillandsia usneoides</i>	barba de viejo	Amenazada
	<i>Pitcairnia calderonii</i>	gallito	En Peligro
Burseraceae	<i>Bursera graveolens</i>	copal santo	En Peligro
	<i>Bursera schlechtendalii</i>	jote de roca	Amenazada
Capparaceae	<i>Capparis discolor</i>	palo de pólvora	En Peligro
Celastraceae	<i>Wimmeria cyclocarpa</i>		Amenazada
	<i>Quetzalia reynae</i>	pata de paloma	Amenazada
Convolvulaceae	<i>Ipomoea ophioides</i>	campanilla	En Peligro
Cunoniaceae	<i>Weinmannia balbisiana</i>		Amenazada
Dioscoreaceae	<i>Dioscorea salvadorensis</i>	cuculmeca	En Peligro
Fagaceae	<i>Quercus elliptica</i>	roble	Amenazada
	<i>Quercus esesmilensis</i>	encino	En Peligro
	<i>Quercus lancifolia</i>	roble	Amenazada
	<i>Quercus peduncularis</i>	roble	Amenazada
Heliconiaceae	<i>Heliconia collinsiana</i> var. <i>velutina</i>	platanillo de montaña	En Peligro
Hamamelidaceae	<i>Matudaea trinervia</i>	ujuste de montaña	Amenazada
Lauraceae	<i>Beilschmiedia mexicana</i>	aguacate de macho	Amenazada
Leguminosae/ Fabaceae	<i>Acacia centralis</i>		Amenazada
	<i>Albizia guachapele</i>	membre	Amenazada
	<i>Dalbergia calderonii</i>	funera	En Peligro
	<i>Eysenhardtia adenostylis</i>	taray	Amenazada
	<i>Leucaena shannonii</i>	guaje	Amenazada
	<i>Lonchocarpus michelianus</i>	sangre de perro	Amenazada
	<i>Lonchocarpus santarosanus</i>	chaperno	Amenazada
	<i>Mimosa platycarpa</i>		En Peligro
	<i>Platymiscium parviflorum</i>	hormigullo	Amenazada
	<i>Ormosia macrocalyx</i>		Amenazada
Malvaceae	<i>Hampea stipitata</i>	majagua	Amenazada
	<i>Hampea reynae</i>	majagua	Amenazada
	<i>Robinsonella densiflora</i>	calagua	Amenazada
Melastomataceae	<i>Conostegia icosandra</i>		En Peligro
Meliaceae	<i>Cedrela odorata</i>	cedro, cedro de olor	Amenazada
	<i>Cedrela salvadorensis</i>	cedro blanco	Amenazada
	<i>Cedrela tonduzii</i>	cedro de montaña	Amenazada
	<i>Swietenia humilis</i>	caoba	En Peligro
	<i>Swietenia macrophylla</i>	caoba	En Peligro
Opiliaceae	<i>Agonandra racemosa</i>	cipresillo	Amenazada
Myrsinaceae	<i>Synardisia venosa</i>		Amenazada

Orchidaceae	<i>Amparoa beloglossa</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Arpophyllum giganteum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Arpophyllum alpinum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Arpophyllum medium</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Aspasia epidendroides</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Barkeria chinensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Barkeria lindleyana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Barkeria spectabilis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Beadlea elata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Beadlea miradorensis</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Beloglottis costaricensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Beloglottis hameri</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Beloglottis mexicana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Beloglottis ecallosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Bletia campanulata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Bletia roezlii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Bothriochilus densiflorus</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Bothriochilus guatemalensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Bothriochilus macrostachyus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brachystele guayanensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brassavola cucullata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brassavola grandiflora</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brassavola nodosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brassavola venosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brassia maculata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Brassia verrucosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Bulbophyllum aristatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Bulbophyllum pachyrhachis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Calanthe calanthoides</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Campylocentrum porrectum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Campylocentrum schledel</i>	orquídea	Amenazada

Orchidaceae	<i>Dichaea neglecta</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Dichaea squarrosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Dimerandra emarginata</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Dryadella sororcula</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Elleanthus cynarcephalus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Eltroplectris roseoalba</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Encyclia cordigera</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Encyclia dickinsoniana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Encyclia trachycarpa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum chacaoense</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum adenocarpon</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum alatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum arbuscula</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum aromaticum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum boothii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum brassavolae</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum cardiochilum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum carollii</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Epidendrum ceratistes</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum chloe</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum chondylobulbon</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum ciliare</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum clowesii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum cnemidophorum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum cochleatum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Epidendrum comayaguense</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum diotum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum eximium</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum ibaguense</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum latifolium</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum ledifolium</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Epidendrum limbatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum lividum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum luteoroseum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum microcharis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum mixtum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum mooreanum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Epidendrum nagellii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum nocturnum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum ochraceum</i>	orquídea	Amenazada

Orchidaceae	<i>Epidendrum parkinsonianum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum pentotis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum polyanthum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum polybulbon</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum polychromum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum propinquum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum pseudopygmaeum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum pseudoramosum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum radiatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum ramosum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum repens</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum rhynchophorum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum santaclarensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum scriptum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum selligerum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum stamfordianum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum trachycarpum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum trachythece</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Epidendrum urostachyum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum vagans</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum varicosum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum viejii</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Epidendrum virgatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Epidendrum vitellinum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Eurystylis auriculata</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Goodyera major</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Goodyera striata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia capitata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia ciliilabia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia lagenophora</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia liliaceae</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia mutica</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia superba</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Govenia utriculata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria strictissima</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria alata</i>	orquídea	Amenazada
<i>Habenaria clypeata</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Habenaria crassicornis</i>	orquídea	En Peligro	
<i>Habenaria distans</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Habenaria entomantha</i>	orquídea	Amenazada	

Orchidaceae	<i>Habenaria eustachya</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria floribunda</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria hondurensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria jaliscana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria monorhiza</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria novemfida</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria quinqueseta</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria repens</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Habenaria trifida</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Hellerella nicaraguensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Hexadesmia crurigera</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Hexadesmia hondurensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Hexadesmia micrantha</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Homalopetalum pumilo</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Isochilus alatus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Isochilus amparoanus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Isochilus aurantiacus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Isochilus carnosiflorus</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Isochilus latibracteatus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Isochilus linearis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Isochilus major</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Isochilus pitalensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Jacquiniella cobanensis</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Jacquiniella equitantifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Jacquiniella teres</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Kreodanthus secundus</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Lacaena bicolor</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lacaena spectabilis</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Laelia costaricensis</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Laelia rubescens</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Leochilus johnstonii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Leochilus labiatus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Leochilus scriptus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lepanthes acuminata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lepanthes ancylopetala</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Lepanthes appendiculata</i>	orquídea	Amenazada
<i>Lepanthes costaricensis</i>	orquídea	En Peligro	
<i>Lepanthes gibberosa</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Lepanthes guatemalensis</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Lepanthes inaequalis</i>	orquídea	Amenazada	

Orchidaceae	<i>Maxillaria variabilis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria crassifolia</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Maxillaria rhombea</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria tenuifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Meiracyllium trinasatum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Mesadenella tonduzii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Mormodes aromatica</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Mormodes salvadorensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Mormodes warscewiczii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Mormolyca ringens</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Nageliella augustifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Nageliella purpurea</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Neolehmannia difformis</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Notylia tridachne</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Notylia trisepala</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Odontoglossum stenoglossum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Odontoglossum bictoniense</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Odontoglossum cordatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Odontoglossum rosii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Odontoglossum stellatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oerstedella verrucosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oerstedella centropetala</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oerstedella myriantha</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oerstedella schweinfurthiana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium ornithorhynchum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Oncidium ampliatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium ascendens</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Oncidium aurisasinorum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium bicallosum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Oncidium carthagenense</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium cavendishianum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium cebolleta</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium cerebriferum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Oncidium cheiroporum</i> var. <i>exauriculatum</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Oncidium crista-galli</i>	orquídea	Amenazada
<i>Oncidium endocharis</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Oncidium graminifolium</i>	orquídea	En Peligro	
<i>Oncidium liebmannii</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Oncidium maculatum</i>	orquídea	Amenazada	

Orchidaceae	<i>Lepanthes papillipetala</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lepanthes samacensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lepanthes turialvae</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Lepanthes yunckeri</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lepanthopsis floripecten</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Liparis arnoglossophylla</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Liparis cordiformis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Liparis nervosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Liparis vexillifera</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Lycaste balsamea</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste cochleata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste cruenta</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste deppei</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste lasioglossa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste skinnerii</i> var. <i>alba</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Lycaste suaveolens</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste sulfurea</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Lycaste virginalis</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Malaxis aurea</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis brachyrhynchos</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis carnososa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis corymbosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis histionantha</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Malaxis lepanthiflora</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis majanthemifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis parthonii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis soulei</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis steyermarkii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis unifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Malaxis wendlandii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Masdevallia guatemalensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Masdevallia linearifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Masdevallia platyrachis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Masdevallia simula</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria atrata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria cucullata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria densa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria friedrichsthali</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Maxillaria nagelii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Maxillaria praestans</i>	orquídea	Amenazada

Orchidaceae	<i>Oncidium microchilum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium oblongatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium oliganthum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium reflexum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium sawyeri</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium sphacelatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium stenoglossum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Oncidium wentworthianum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Osmoglossum pulchellum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pelexia funckiana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pelexia hameri</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pelexia schaffneri</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Peristeria elata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Physosiphon obliquipetalus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Physosiphon ochraceus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Platistele ovalifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Platystele lancilabris</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Platythelys vaginata</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Pleurothallis segoviensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis circumplexa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis blaisdellii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis cardiothallis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis cedralensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis correllii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis dolichopus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis exasperata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis foliata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis fuegii</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis gelida</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis glandulosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis grobyi</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis hirsuta</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis homolantha</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis microphylla</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis pansamalae</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis platystylis</i>	orquídea	Amenazada
<i>Pleurothallis pringlei</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Pleurothallis quadrifida</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Pleurothallis segregatifolia</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Pleurothallis tuerckheimii</i>	orquídea	En Peligro	

Orchidaceae	<i>Pleurothallis violacea</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Pleurothallis endotrachys</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Polystachya foliosa</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Ponera alata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Ponera glomerata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Ponera graminifolia</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Ponera pellita</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Ponera striata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Ponthieva maculata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Ponthieva racemosa</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Ponthieva triloba</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Restrepia xanthophthalma</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Sarcoglottis pauciflora</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Sarcoglottis acaulis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Sarcoglottis sceptrodes</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Sobralia decora</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Sobralia macra</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Sobralia macrantha</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Sobralia macrantha</i> var. <i>kienastiana</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Sobralia wercklei</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Sobralia xantholeuca</i>	orquídea	En Peligro
	<i>Spirathes cerina</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stanhopea costaricensis</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stanhopea graveolens</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stanhopea oculata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis aprica</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis barbata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis bidentata</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis cleistogama</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis despectans</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis ovatilabia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis purpurascens</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stelis vestita</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stenorrhynchos aurantiacus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stenorrhynchos lanceolatus</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Stenorrhynchos speciosus</i>	orquídea	Amenazada
<i>Trichocentrum candidum</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Trichopilia maculata</i>	orquídea	Amenazada	
<i>Trichopilia tortillis</i>	orquídea	En Peligro	
<i>Trichosalpinx blaisdellii</i>	orquídea	Amenazada	

Orchidaceae	<i>Trichosalpinx pringlei</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Trigonidium egertonianum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Triphora gentianoides</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Triphora mexicana</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Vanilla phaeantha</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Vanilla planifolia</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Xylobium elongatum</i>	orquídea	Amenazada
	<i>Xylobium tuerckheimii</i>	orquídea	Amenazada
Palmae/Arecaceae	<i>Acrocomia mexicana</i>	palma corozo	En Peligro
	<i>Brahea salvadorensis</i>	palma de sombrero	En Peligro
Passifloraceae	<i>Passiflora platyloba</i>	granadilla	En Peligro
Polygonaceae	<i>Ruprechtia costata</i>	gallito	En Peligro
Rubiaceae	<i>Cosmibuena matudae</i>	hoja de cohete	En Peligro
	<i>Psychotria minarum</i>		En Peligro
	<i>Simira calderoniana</i>	brasil, palo colorado	En Peligro
	<i>Simira salvadorensis</i>	brasil	En Peligro
Rutaceae	<i>Amyris elemifera</i>		Amenazada
	<i>Casimiroa edulis</i>	matasano	Amenazada
Sapotaceae	<i>Sideroxylon celastrinum</i>		En Peligro
Theaceae	<i>Laplacea coriacea</i>	cajeto	Amenazada
Ulmaceae	<i>Ulmus mexicana</i>	mezcal	En Peligro
Zygophyllaceae	<i>Guaiacum sanctum</i>	guayacán	En Peligro

ANEXO 18. Carpeta Técnica

**ANEXO 19. Convenio de Asistencia Técnica y Mantenimiento de
Proyectos de Electrificación**

**ANEXO 20. Carta de Factibilidad y Respuesta de la Compañía
Distribuidora**

ANEXO 21. Suministro e Instalación de Equipo de Bombeo, Hoja Técnica de Bomba y Tubería, Diagrama de Control y Potencia para Motor

Suministro e Instalación de Bomba

Cantidad	Descripción
1.00	BOMBA CENTRIFUGA MARCA JACUZZI, MODELO 6SS751500, MOTOR FRANKLIN ELECTRIC, 10HP, 230V/60Hz/1PH. USA
1.00	PANEL DE CONTROL PARA 10 HP, 230V, MONOFASIO, CON PROTECCIONES
65.00	PPIS DE CABLE THNN # 6
2.00	CAÑOS GALVANIZADOS DE 3"
1.00	VALVULA CHEK BCE DE 3"JUEGO DE CINTAS PARA EMPALME 3M
50.00	METROS DE CABLE SAE # 16
1.00	ACCESORIOS DE CONEXIÓN
1.00	SERVICIO POR INSTALACION DE BOMBA ENTRIFUGA DE 10 HP, 230V, MONOFASICA CON PANEL DE CONTROL.

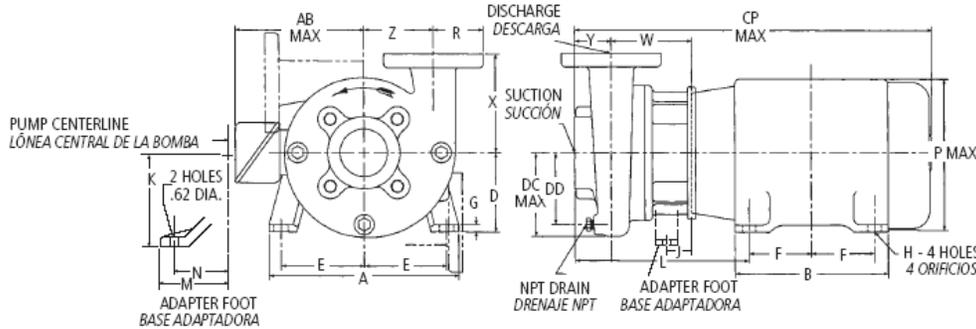
Subtotal	US\$	4,978.52
IVA:		647.2076
Total del Presupuesto:	US\$	5,625.73

Nota: precios en conglomerado proporcionados por la compañía Hidro Sagarra la cual oferto costo más bajo

Hoja Técnica de Bomba

3656 M & L-Group Dimensions and Weights
Grupo M y L, modelo 3656 - Peso y dimensiones

Packed Box
Caja prensaetapas



Pump Dimensions and Weights, Peso y dimensiones de la bomba

Pump Bomba	Succión Succión	Discharge Descarga	CP Max.	DC Max.	DD	J	K	M	N	R	NPT Drain Drenaje NPT	W	X	Y	Z	Wt. (lbs.) Pesos (libras)	Motor Frame, Bastidor del motor				
																	210	250/280	320	360	400
1½ x 2-10	2"	1½"	34%	6¼	5½	—	—	—	—	1¼	7/8	6	3	5½	105	16½	12¼	—	—	—	
2½ x 3-8	3"	2½"	34%	6¼	5¼	—	—	—	—	1½	¾	8	3½	5	90	16½	13¼	—	—	—	
2½ x 3-9	3	2½	37%	7½	6	—	—	—	—	3½	¾	7½	2¼	5½	95	16½	12½	15½	16½	—	
2½ x 3-10			34%	8½	7½	—	—	—	—	—	¾	9	3	7½	155	16½	12¼	—	—	—	
2½ x 3-13	4	3	34½%	6¼	5½	—	—	—	—	—	¾	8½	7	5½	90	16½	13¼	16½	—	—	
3 x 4-8			34½%	7½	6½	—	—	—	—	—	¾	8	7½	3	5½	110	16½	12¼	—	—	
3 x 4-10	4	3	37%	9½	8½	—	—	—	—	—	¾	7½	9	7½	170	16½	12¼	—	—	—	
3 x 4-13			37%	9½	8½	—	—	—	—	—	¾	8	8	5	110	16½	13¼	16½	17¼	—	
4 x 5-8	5	4	38%	6¼	5¼	—	—	—	—	—	¾	8½	8	7	145	17	13¾	—	—	—	
4 x 6-10			34%	8½	7½	—	—	—	—	—	¾	8½	8½	3½	7	145	17	13¾	—	—	—
4 x 6-13	6	4	35%	9¼	8½	—	—	—	—	—	¾	8½	9	3	7½	185	16½	12¼	16½	—	
4 x 6-16			47%	12¼	11	1½	9¼	8	7	—	¾	8	12	4	10½	390	16½	17¾	17½	18½	19¼
6 x 8-13	8	6	45%	12¼	10½	2½	7½	6½	5½	5½	¾	8	11	3	8¼	290	16¼	17¼	17¾	18½	19¼
8 x 10-13			10	8	48%	14¼	13	2½	7½	6½	5½	6¼	¾	8	12¼	4	10	520	17½	17½	18½

*Denotes NPT connection. All other connections are for use with ANSI class 150 mating flanges.

*Indica conexión NPT Las demás conexiones deben usarse con bridas de contacto ANSI clase 150.

■ Indicates "L" Group pump (dimensions valid for packed box or mechanical seal). ■ Indica una bomba Grupo "L" (dimensiones válidas para caja empacada o sella mecánico).

Motor Dimensions and Weights (may vary with manufacturer)*, Peso y dimensiones del motor (pueden variar de acuerdo al fabricante) *

Motor Frame Bastidor del motor	A	AB Max.	B	D	E	F	G	H	P Max.	Horsepower						Wt. Max.		
										3500 RPM			1750 RPM					
										1 Phase		3 Phase		1 Phase			3 Phase	
213JP	9½	7½	8	5¼	4¼	2¼	¾	1½	9½	7½	—	10	—	5	—	7½	7½	125
215JP										10	—	15	10 & 15	7½ & 10	—	10	10	155
254JP	11¼	9	11¼	6¼	5	4½	¾	1½	11½	—	—	20	—	—	—	15	15	255
256JP										—	—	25	20	—	—	20	20	280
284JP	12¼	12¼	12¼	7	5½	4¼	¾	1½	13¼	—	—	30	25	—	—	25	25	410
286JP										—	—	40	30	—	—	30	30	425
324JP	13¼	13¼	13½	8	6¼	5¼	5/16	2½	15½	—	—	50	40	—	—	40	40	560
326JP										—	—	60	50	—	—	50	50	590
364TCZ	17½	14%	15½	9	7	5%	1	1½	18%	—	—	75	60 & 75	—	—	60	60	775
365TCZ										—	—	—	—	—	—	75	75	1005
404TCZ	19½	17½	16%	10	8	6%	1	1½	20%	—	—	—	—	—	—	100	100	1110
405TCZ										—	—	—	—	—	—	125	—	1163
444TCZ	21½	19½	19½	11	9	7¼	1	1½	22½	—	—	—	—	—	—	150	125	1600
445TCZ										—	—	—	—	—	—	150	1708	

NOTE:

- All pumps shipped in vertical discharge position. For other orientations, remove casing bolts, rotate to desired position, and tighten ¾ - 16 casing bolts to 37 ft./

- lbs. torque., ½ - 13 casing bolts to 90 ft./lbs. torque.
- Dimensions in inches, weight in pounds.
- Not to be used for construction purposes.

NOTA:

- Todas las bombas se embarcan con la descarga en posición vertical. Para otras orientaciones, retire los pernos de la carcasa, haga rotar la descarga hasta la posición deseada y ajuste los 16 pernos

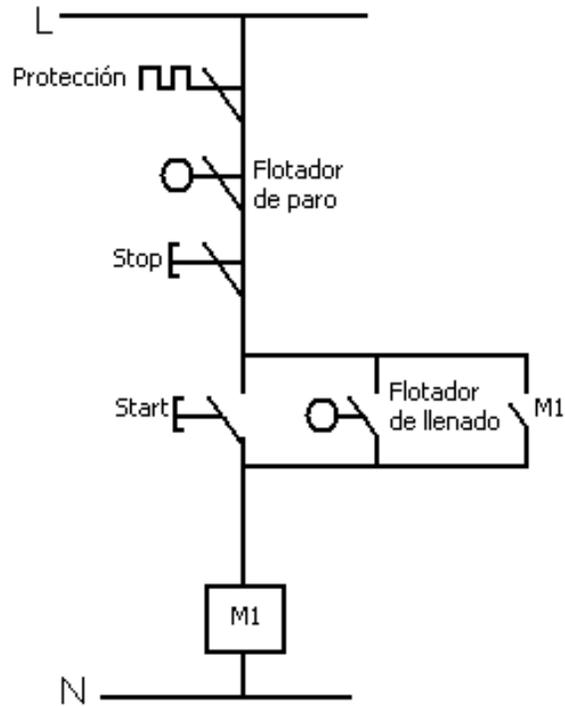
- de ¾ de pulgada a una torsión de 37 pies-libra, y los 13 pernos de ½ pulgada a 90 pies-libra.
- Dimensiones en pulgadas, peso en libras.
- No utilizar con fines de construcción.



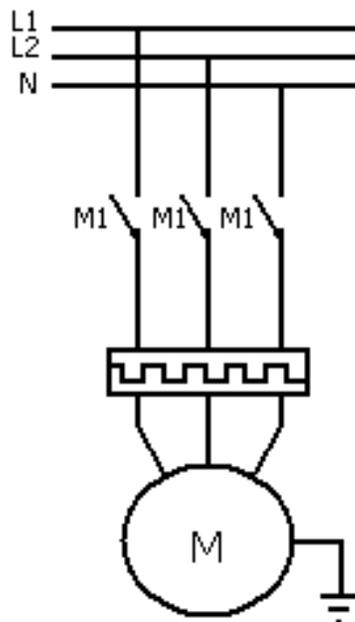
Hoja Técnica Tuberías

Diagrama de Control y de Potencia para la Bomba

Circuito de Control



Circuito de potencia



ANEXO 22. Datos Técnicos de postes metálicos galvanizados

POSTES METALICOS

Aplicaciones: puede ser utilizado para la suspensión de cables aéreos en el campo de la transmisión de energía, alumbrado y planta externa, así como también para la instalación de luminarias con cables interior.

Características: galvanizado en caliente, alta resistencia a la tracción y esfuerzo prolongado, diseño de sección poligonal y peso liviano.

BENEFICIOS:

Galvanizado en caliente, alta resistencia a la corrosión, larga vida útil

Larga vida útil: 5 veces mas vida de trabajo que los tradicionales

Bajos costos

Peso liviano y fácil manejo: 1/5 del peso del poste concreto, 1/3 del peso del poste madera

Transporte económico: por su peso y volumen

Fácil Instalación: no requiere demasiados accesorios, bajando los costos de instalación (dos personas instalan un poste)

Menor ornamento: bajo impacto visual con el ambiente

Su costo de reposición en caso de daño es mínimo, pues s mas económico reemplazar la sección dañada, que todo el poste

DESCRIPCION		26'/500	30'/500	35'/500	40'/500	45'/500	50'/500
Longitud (HT)	Pies	26	30	35	40	45	50
Capacidad de Carga	Libas	500	500	500	500	500	500
Diámetro Superior (DT)	cms.	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5
Diámetro Inferior (DB)	cms.	De acuerdo a la altura y capacidad de carga					
Peso	libras	167	209	251	302	370	451
No. de Secciones (ht)		3	3	4	4	5	6
Material	Acero de Alta Resistencia (ASTM A-570 Grado 36)						
Recubrimiento	Galvanizado en Caliente (ASTM A-123)						

ANEXO 23. Perfil y Plano Eléctrico

