



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN**

Cristian Iván Morales Fajardo

Asesorado por el Ing. José Rodrigo Almeda Ortiz

Guatemala, mayo de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

CRISTIAN IVÁN MORALES FAJARDO

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ RODRIGO ALMEDA ORTIZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez
EXAMINADOR	Ing. Gustazo Orozco
EXAMINADOR	Ing. Natanael Requena
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 22 de agosto de 2016.

Cristian Iván Morales Fajardo

Guatemala, 4 de febrero de 2019.

Ingeniero
Saúl Cabezas Durán
Coordinador del área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero:

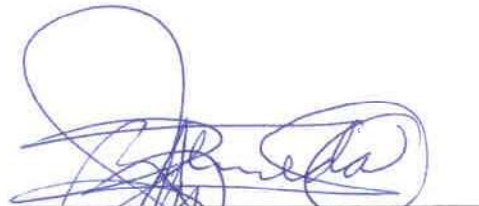
Reciba un cordial saludo deseándole éxitos en todas las actividades personales y académicas que realiza.

Por medio de la presente hago de su conocimiento que el estudiante Cristian Iván Morales Fajardo de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, quien se identifica con carné universitario 2006-17968, finalizó su Reporte Final de EPS el cual asesoré, titulado **“Diseño de Línea de Alimentación y Red de Distribución Eléctrica para la comunidad de La Reynita, Sayaxche, Peten”**, así como todas las actividades relacionadas con él de manera satisfactoria; cumpliendo con todos los objetivos que le fueron planteados.

En mi calidad de asesor externo, he dado el seguimiento correspondiente por lo que doy por aprobado para que continúe con los tramites que le conduzcan.

Agradeciendo de antemano su atención y consideración.

Atentamente,



Jose Rodrigo Almeda Ortiz
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 7794

Jose Rodrigo Almeda Ortiz
Ingeniero Electricista
Colegiado: 7794



Guatemala, 23 de octubre de 2019.
Ref.EPS.DOC.747.10.19.

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Argueta Hernández.

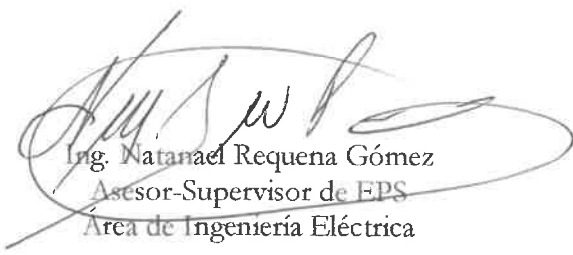
Por este medio atentamente le informo que como Asesor-Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Cristian Ivan Morales Fajardo** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Registro Académico No. **200617968** y CUI **1686 65131 0207**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN”**.

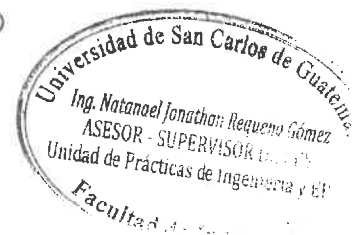
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Ing. Natanael Requena Gómez
Asesor-Supervisor de EPS
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo
NJRG/ra



Guatemala 23 de octubre de 2019.
Ref.EPS.D.381.10.19.

Ing. Armando Alonso Rivera Castillo
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Presente

Estimado Ingeniero Rivera Castillo:

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Cristian Ivan Morales Fajardo**, quien fue debidamente asesorado y supervisado por el Ing. Natanael Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor - Supervisor de EPS, en mi calidad de Director apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Oscar Argueta Hernández
Director Unidad de EPS

/ra

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

REF. EIME 82. 2019.
19 de noviembre 2019.


Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN**, del estudiante; **Cristian Iván Morales Fajardo**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing.  Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 82. 2019.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: CRISTIAN IVÁN MORALES FAJARDO titulado: DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN, procede a la autorización del mismo.

Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

GUATEMALA, 28 DE NOVIEMBRE



DTG. 294.2020.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN**, presentado por el estudiante universitario: **Cristian Iván Morales Fajardo**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, octubre de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por todas las bendiciones recibidas. Por brindarme vida, salud, sabiduría y fuerza para culminar mi carrera.
- Mis padres** Jorge Adalberto Morales Catalán y Dilia Marina Fajardo Aguilar, por guiarme en mi camino, sus consejos, los valores y esa motivación que me forjaron para alcanzar este sueño.
- Mi esposa** Guisela Rivas, por su apoyo y amor.
- Mis hermanos** Lady, Karina y Jorge Morales Fajardo, por su gran apoyo incondicional en todo momento.
- Mi abuela** Carmen Catalán (q.e.p.d.) por sus bendiciones.
- Mi familia** Tíos, primos, cuñados, por su apoyo en todo momento.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por permitir formarme profesionalmente.

Facultad de Ingeniería

Por otorgarme esas bases y conocimientos para ser un profesional.

**Ingeniero José
Rodrigo Almeda Ortiz**

Por ser mí asesor, darme apoyo en el desarrollo de mi trabajo de graduación.

**José Alfredo
Gudiel Morales (q.e.p.d.)**

Mi gran amigo y compañero en esta casa de estudios, por las convivencias, experiencias y amistad que tanto nos unió, saludos hasta el cielo.

Mis amigos

Por compartir esta casa de estudios, su amistad, apoyo, conocimiento y experiencias.

Energuate

Por permitirme desarrollar este proyecto en desarrollo de la sociedad

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN.....	XXIII
OBJETIVOS.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXVII
1. ELECTRIFICACIÓN RURAL EN GUATEMALA	1
1.1. Reseña histórica de los proyectos de electrificación rural	1
1.2. Contexto del sector eléctrico de Guatemala	1
1.3. Monografía de la comunidad de la Reinita, Sayaxché, Petén	4
2. LEYES Y NORMAS INSTITUCIONALES PARA EL DESARROLLO DE LA ELECTRICIDAD RURAL DE GUATEMALA.....	5
2.1. Marco Institucional sobre la electrificación y desarrollo rural.....	5
2.1.1. Ley General de Electricidad.....	5
2.1.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	6
2.1.3. Ministerio de Energía y Minas.....	7
2.1.4. Instituto Nacional de Electrificación	8
2.1.5. Administrador de Mercado Mayorista	8
2.1.6. Sustentación legal específica y directa para el desarrollo de la electrificación rural	10

3.	NORMA CARIBE, ARQUITECTURA Y NORMA NTDROID.....	11
3.1.	Arquitectura de red de media tensión.....	11
3.1.1.	Líneas de media tensión	11
3.1.1.1.	Línea derivada y subderivada	12
3.1.2.	Elementos de protección y maniobra	12
3.1.2.1.	Elementos de protección ante sobrecargas y cortocircuitos.....	12
3.1.3.	Elementos de protección ante sobretensiones.....	15
3.1.4.	Elementos de maniobra	15
3.1.5.	Otros Elementos.....	17
3.1.6.	Tipos de redes de media tensión	18
3.2.	Características generales de la red de media tensión (distribución).....	20
3.2.1.	Parámetros eléctricos de la red de media tensión...	20
3.2.2.	Calidad del producto técnico	21
3.2.3.	Ámbito de subestaciones	21
3.2.4.	Redes.....	22
3.2.5.	Líneas.....	23
3.2.6.	Estructuras de redes y conectividad.....	28
3.2.6.1.	Red aérea rural	28
3.2.6.2.	Red subterránea.....	30
3.2.6.3.	Red aérea urbana	31
3.3.	Estructuras de respaldo	33
3.3.1.	Estructuras elementales	34
3.3.2.	Estructuras interconectadas	37
3.3.3.	Estructuras derivadas subterráneas.....	38
3.3.4.	Estructuras derivadas aéreas.....	39
3.4.	Criterios de protección	41
3.4.1.	Protección contra sobrecargas y cortocircuito.....	41

3.4.2.	Protección contra sobretensiones.....	41
3.4.3.	Conexión de cargas.....	42
3.5.	Arquitectura de la red de baja tensión	43
3.5.1.	Red de BT aérea	44
3.5.2.	Caída de tensión admisible	45
3.5.3.	Red de BT subterránea trifásica	48
3.5.4.	Transformadores	51
3.5.5.	Red subterránea monofásica.....	52
3.6.	Aplicación de criterios de arquitectura de red.....	53
3.6.1.	Zona rural - alejado del núcleo de una población ...	53
3.6.2.	Zona urbana bajo consumo	55
3.6.2.1.	Línea de MT aérea	55
3.6.3.	Zona urbana alto consumo	56
3.6.3.1.	Línea de MT aérea para alto consumo	56
3.6.3.2.	Entronque aéreo - subterráneo.....	57
3.7.	Norma NTDROID	58
4.	CRITERIOS DE DISEÑO DE OBRAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN ...	61
4.1.	Planificación del diseño	61
4.2.	Elementos de entrada para el diseño	61
4.2.1.	Ejecución del diseño.....	62
4.2.2.	Estudio técnico	63
4.2.3.	Presupuesto del diseño	63
4.3.	Resultados del diseño	63
4.4.	Criterios para el diseño de obras de electrificación rural	64
4.4.1.	Objeto	64
4.4.2.	Configuración de media tensión	64
4.4.2.1.	Normalización de conductores.....	65

4.4.2.2.	Cálculos eléctricos	67
4.4.2.3.	Cálculo mecánico del conductor.....	68
4.4.2.4.	Límite estático	70
4.4.2.5.	Límite dinámico	70
4.4.2.6.	Tablas de cálculo mecánico	71
4.4.3.	Selección de apoyos para líneas de media tensión.....	73
4.4.3.1.	Clasificación de postes.....	73
4.4.3.2.	Postes de hormigón armado vibrado....	74
4.4.3.3.	Postes de hormigón pretensado centrifugado.....	74
4.4.3.4.	Postes metálicos de chapa.....	75
4.4.3.5.	Postes de madera	76
4.4.3.6.	Características de postes de hormigón armado vibrado.....	77
4.4.3.7.	Características de postes de hormigón pretensado centrifugado	78
4.4.3.8.	Características de postes metálicos	80
4.4.3.9.	Cimentaciones.....	82
4.4.3.10.	Cimentaciones cilíndricas.....	83
4.4.3.11.	Esfuerzos por viento.....	86
4.4.4.	Retenidas o vientos de media tensión.....	88
4.4.5.	Puestas a tierra para líneas de media tensión	90
4.4.6.	Selección de capacidad de centros de transformación.....	93
4.4.6.1.	Herrajes de aparamenta y del transformador	93
4.4.6.2.	Características de las instalaciones para el transformador	94

4.4.6.3.	Transformadores	94
4.4.7.	Normalización de transformadores de distribución.....	96
4.4.7.1.	Características de los transformadores de distribución.....	96
4.4.7.2.	Potencias y tensiones normalizadas....	96
4.4.7.3.	Protección de los transformadores	98
4.4.7.4.	Protección contra cortocircuito.....	100
4.4.7.5.	Montaje de transformadores en poste.....	101
4.4.8.	Optimización de líneas de baja tensión	105
4.4.9.	Retenidas o vientos para líneas de baja tensión ..	105
4.4.10.	Puestas a tierra en líneas de baja tensión.....	109
4.4.10.1.	Elementos Constructivos de la puesta a tierra.....	110
5.	DESARROLLO DE DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD DE LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN	111
5.1.	Experimentación realizada	111
5.1.1.	Información de la comunidad de La Reynita.....	111
5.1.2.	Ubicación de la comunidad de La Reynita.....	112
5.1.3.	Topografía	113
5.1.4.	Información técnica.....	113
5.1.4.1.	Tipo de red.....	114
5.1.4.2.	Conductores	114
5.2.	Ejecución del diseño para la comunidad de la Reynita, Sayaxché, Petén	116
5.2.1.	Croquis del diseño	116

5.2.2.	Tensores o retenidas.....	117
5.2.3.	Postes	117
5.2.4.	Misceláneos	118
5.3.	Diseño de línea y red aérea para la distribución eléctrica	119
5.3.1.	Ruta.....	119
5.3.2.	Tipos de configuración de estructuras.....	120
5.3.3.	Diseño mecánico.....	125
5.3.3.1.	Límites de esfuerzo del conductor.....	126
5.3.3.2.	Curva de equilibrio de un hilo	127
5.3.3.3.	Características de la catenaria	128
5.3.3.4.	Tablas de cálculo mecánico	131
5.3.3.5.	Vanos ideales de regulación	136
5.3.3.6.	Tablas de regulación	138
5.3.3.7.	Curvas de replanteo	139
5.3.4.	Estructuras	141
5.3.4.1.	Clasificación de estructuras.....	141
5.3.4.2.	Cálculo mecánico de las estructuras..	141
5.3.4.3.	Cargas de esfuerzos	142
5.3.4.4.	Cargas Verticales	144
5.3.4.4.1.	Vano peso	145
5.3.4.5.	Esfuerzos horizontales transversales.	148
5.3.4.5.1.	Vano viento	148
5.3.5.	Diseño eléctrico.....	150
5.3.5.1.	Densidad de máxima de corriente.....	150
5.3.5.2.	Resistencia.....	152
5.3.5.3.	Reactancia inductiva	153
5.3.5.4.	Potencia por transportar	157
5.3.5.5.	Pérdidas de potencia.....	159
5.3.6.	Niveles de aislamiento	162

5.3.7.	Cálculo de caída de tensión.....	165
5.3.8.	Protecciones en las líneas de MT	170
5.3.9.	Puestas a tierra.....	171
5.3.9.1.	Puesta a tierra	171
5.3.9.2.	Línea de tierra.....	172
5.3.9.3.	Electrodos de puesta a tierra	172
5.3.9.4.	Electrodos de difusión vertical	173
5.3.9.5.	Anillos cerrados	173
5.3.9.6.	Resistencia de puesta a tierra	174
5.4.	Redes aéreas de baja tensión y acometidas	174
5.4.1.	Conductores para baja tensión	175
5.4.2.	Armados o configuraciones para baja tensión	175
5.4.2.1.	Accesorios para el montaje de red de baja tensión	175
5.4.2.2.	Armados para red de baja tensión.....	180
5.4.3.	Acometidas blindadas red de baja tensión	184
5.4.3.1.	Principales condiciones que introduce las acometidas blindadas...	184
5.4.3.2.	Cable de acometida.....	185
5.4.3.3.	Derivación de acometidas concéntricas.....	185
5.4.3.4.	Conexión de acometida concéntrica 1F-2H red trenzada #2.....	186
5.4.3.5.	Contadores de energía	188
5.5.	Presupuesto y presentación de planos.....	189
5.5.1.	Unidades constructivas.....	189
5.5.1.1.	Presentación y presupuesto de unidades constructivas (poste a poste).....	189

5.5.2.	Simbología eléctrica y nomenclatura utilizada.....	192
5.5.3.	Perfiles del diseño	194
5.5.4.	Rotulado y escala	195
5.5.5.	VAN y TIR de diseño	196
CONCLUSIONES.....		199
RECOMENDACIONES		201
BIBLIOGRAFÍA.....		203
APÉNDICES.....		205
ANEXOS.....		255

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Configuración de unión de dos circuitos principales	34
2.	Red en huso normal múltiple.....	35
3.	Interruptores telecontrolados.....	36
4.	Estructuras de respaldo	36
5.	Circuitos principales apoyados.....	37
6.	Estructuras de respaldo apoyados	38
7.	Derivadas subterráneas	39
8.	Derivadas aéreas	40
9.	Conexión amovible.....	43
10.	Red BT monofásica CA 120/240 V.....	44
11.	Delta abierta corriente alterna 120/240 V	44
12.	Estrella trifásico corriente alterna 120/208 V	45
13.	Estrella trifásico corriente alterna 120/208 V	49
14.	Estrella trifásico corriente Alterna 277/480 V	49
15.	Monofásico corriente alterna 120/240 V	53
16.	Detalle de poste HAV	78
17.	Detalle de postes HPC sección circular	79
18.	Detalle de postes MCH sección circular.....	80
19.	Detalle postes de madera	81
20.	Cimentación cilíndrica directamente enterrada	83
21.	Cimentación cilíndrica con hormigón.....	84
22.	Cimentación cuadrada con hormigón.....	85
23.	Electrodo de puesta tierra simple	92

24.	Electrodos de puesta a tierra en anillo cerrado.....	93
25.	Tipos de transformadores tipo poste.....	97
26.	Pararrayo para distribución eléctrica.....	98
27.	Interruptor termomagnético para transformadores de distribución	98
28.	Cortacircuitos fusible.....	99
29.	Montaje de un transformador monofásico en poste	102
30.	Montaje de dos transformadores monofásicos en poste.....	102
31.	Montaje de tres transformadores monofásicos en poste	103
32.	Puente simple conexión transformador red de BT	103
33.	Puente doble conexión transformador red de BT	104
34.	Puente simple conexión transformador red de BT	104
35.	Ancla tipo disco.....	106
36.	Ancla expansiva.....	106
37.	Demostración de instalación de ancla tipo disco y expansiva	107
38.	Varillas de anclaje.....	107
39.	Guardacabo + remate preformado.....	108
40.	Retenida normal.....	108
41.	Retenida vertical	109
42.	Ubicación geográfica de la comunidad La Reynita	112
43.	Perfil topográfico	113
44.	Croquis de diseño comunidad La Reynita	117
45.	Armados monofásicos tipo I, II, III y IV.....	121
46.	Armados trifásicos tipo I, II, IV, V para 13,8 kv	122
47.	Armados trifásicos tipo I, II, III, IV, V y VI para 34,5 kv	124
48.	Curva de equilibrio	128
49.	Curva de la flecha máxima	131
50.	Vano Regulador.....	137
51.	Cálculo mecánico de las estructuras	141
52.	Mapa de vientos, Guatemala	143

53.	Mapa de temperatura, Guatemala	144
54.	Vano peso	145
55.	Esquema de caída de tensión.....	165
56.	Empalme plena tracción.....	176
57.	Empalme manguito a compresión.....	176
58.	Conectores de derivación por perforación.....	177
59.	Conjunto de anclaje y suspensión.....	178
60.	Grapas de suspensión	179
61.	Armado BT alineación y ángulo hasta 30° en poste BT (vista perfil)	180
62.	Armado B.T. Alineación y ángulo hasta 30° en poste B.T. (vista planta)	181
63.	Armado BT alineación y ángulo hasta 30° - 90° en poste BT (vista perfil)	181
64.	Armado BT alineación y ángulo hasta 30° - 90° en poste BT (vista planta)	182
65.	Armado BT fin de línea en poste BT (vista perfil).....	182
66.	Armado BT fin de línea en poste BT (vista planta).....	183
67.	Montaje de caja de derivación monofásica, fijación con tornillos	183
68.	Configuraciones especiales para blindaje de acometidas en baja tensión.....	184
69.	Concéntrico de aluminio 1f+N, 2X6 60A 600 V	185
70.	Conexión de acometida blindada a red de BT y materiales	186
71.	Conexión de caja de derivación y acometida blindada a red de BT y materiales.....	187
72.	Sujeción de la acometida concéntrica al poste	187
73.	Instalación de caja porta contador y accesorios de entrada.....	188
74.	Medidor y marchamo.....	189
75.	Ejemplo de perfil topográfico.....	195

TABLAS

I.	Caída de tensión para conductores de baja tensión	46
II.	Potencia máxima limitada por intensidad máxima (KW) conductores de acometida	48
III.	Potencia máxima limitada por intensidad máxima (KW) conductores de línea y acometida.....	48
IV.	Suministros > a 15 KVA y < a 50 KVA	50
V.	Suministros > a 50 KVA y < a 150 KVA	51
VI.	Conductores normalizados	66
VII.	Características principales de los conductores normalizados.....	66
VIII.	Criterios de utilización de los conductores ASCR normalizados.....	67
IX.	Resumen de hipótesis con las correspondientes sobrecargas por considerar	69
X.	Características mecánicas de los conductores	71
XI.	Postes de hormigón armado vibrado normalizados	74
XII.	Postes de hormigón pretensado centrifugado normalizados	75
XIII.	Postes metálicos normalizados	76
XIV.	Poste de madera normalizados	76
XV.	Características de postes HAV	77
XVI.	Características de postes HPC sección circular	79
XVII.	Características de postes MCH sección circular.....	80
XVIII.	Características de postes de madera	81
XIX.	Cimentación cilíndrica sin hormigón	84
XX.	Cimentación cilíndrica con hormigón	85
XXI.	Cimentación cuadrada	86
XXII.	Línea MT – viento 120 Km/h	87
XXIII.	Línea MT y otros servicios – viento 120 Km/h	87
XXIV.	Línea MT – viento 150 Km/h	88

XXV.	Línea MT y otros servicios – viento 150 Km/h.....	88
XXVI.	Vientos máximos para postes con retenidas en distintos armados.....	89
XXVII.	Vientos máximos para postes con retenidas en distintos armados de configuraciones fin de línea.....	90
XXVIII.	Características de transformadores para 13,8 kV	95
XXIX.	Características de transformadores para 34,5 KV	95
XXX.	Tensiones y potencias normalizadas	97
XXXI.	Características de los pararrayos o autoválvulas	99
XXXII.	Características del conductor ACSR 1/0	115
XXXIII.	Conductores para red de baja tensión normalizados	115
XXXIV.	Características conductor concéntrico de aluminio 2x#6 AWG	116
XXXV.	Clases de postes normalizados	118
XXXVI.	Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre suelo, agua y vías férreas	120
XXXVII.	Límites dinámicos de conductores	126
XXXVIII.	Peso aparente del cable.....	133
XXXIX.	Tensión máxima de conductor 1/0 ACSR	134
XL.	Hipótesis CHS - porcentaje de carga de rotura	135
XLI.	Hipótesis EDS - Porcentajes de carga de rotura.....	135
XLII.	Valor obtenido por unidad de longitud.....	150
XLIII.	Intensidad máxima admisible	151
XLIV.	Densidad máxima de corriente.....	151
XLV.	Resistencia del conductor con corriente alterna como continua para θ °C	153
XLVI.	Constante para conductores masivos	154
XLVII.	Distancia geométrica para conductores	156
XLVIII.	Reactancia Inductiva obtenida	156
XLIX.	Obtenidos potencia por trasportar	158
L.	Pérdida de potencia en sistema trifásico.....	161

LI.	Pérdida de potencia sistema monofásico	162
LII.	Niveles de aislamiento 13,2 Kv y 34,5 Kv	162
LIII.	Características mecánicas para 13,8 Kv y 34,5 Kv.....	164
LIV.	Características mecánicas aisladores tipo suspensión de porcelana	165
LV.	Caída de tensión línea trifásica ΔU (%)	169
LVI.	Caída de tensión en línea monofásica (ΔU %).....	169
LVII.	Características conductor trenzado tríplex 600 v #2 AAC.....	175
LVIII.	Número máximo de acometidas por poste	186
LIX.	UUCC por utilizar en presupuesto del diseño	190
LX.	Simbología normalizada para diseño.....	193
LXI.	Nomenclatura normalizada para diseño	194
LXII.	Costos de inversión, operación y mantenimiento.....	196
LXIII.	Resultados de indicadores VAN y TIR.....	198

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
AC	All Aluminium Conductor
A	Amperio
daN	Decanewton
US\$	Dólares de Estado Unidos de América
°C	Grados Celsius
Hz	Hertz
Km	Kilómetro
Km/h	Kilómetros por hora
Kw	Kilovatio
kV	Kilovoltio
Kva	Kilo volio-amper
L	Longitud
MW	Megavatio
Mts	Metros
Ω	Ohmio
Pa	Pascales
P	Potencia activa
V	Voltios

GLOSARIO

ACSR	Aluminium Conductors Steel Reinforced (Cables aluminio con alma de acero)
Admisible	Que puede ser admitido.
AMM	Administrador de mercado mayorista.
AT	Alta tensión.
AWG	American Wire Gauge (calibre de alambre estadounidense).
BDI	Base de datos de instalaciones.
Bifásica	Que tiene dos corrientes eléctricas alternas iguales.
Blindadas	Se refiere a la seguridad de alguna cosa, en este caso a las acometidas que sirven para el hurto de energía.
BT	Baja tensión.
Bucle	Curva que se forma por la unión de dos circuitos de MT.

CHS	Cold Hours Stress (Frío horas estrés).
CNEE	Comisión nacional de energía eléctrica.
Conectividad	Se refiere a la coordinación de fusibles en la red de distribución eléctrica.
Corriente alterna	Corriente eléctrica variable en la que las cargas eléctricas cambian el sentido del movimiento de una manera periódica.
COR	Centro de operaciones de red.
CT	Centro de transformación.
CT'S	Transformadores de corriente.
Deocsa	Distribuidora de electricidad de Occidente.
Deorsa	Distribuidora de electricidad de Oriente.
Derivada	Las derivadas son aquellas que parten de una línea principal a través de un elemento de manobra y /o protección y alimentan a la derivada.
Diseminada	Significa que esta esparcido o disperso, esto se refiere a comunidades que están fuera del núcleo de una población.

Diseño de red	Tiene como fin establecer las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red de distribución actual y las redes que se planifiquen en el futuro.
EDS	Everyday Stress (la tensión diaria)
ELSP	Energy limiting submersible parcial-range (Limitar la energía sumergible parcial).
Ferry	Es una embarcación que enlaza dos puntos llevando personas y a veces vehículos.
Fideicomiso	Relacionado con lo público sirven para las atribuciones del estado para impulsar las áreas prioritarias del desarrollo.
Hipótesis	Suposición hecha a partir de unos datos que sirve a base para iniciar una investigación o una argumentación.
IEEE	Instituto de ingeniería eléctrica y electrónica.
IES	Informe de evaluación económica.
INDE	Instituto de electrificación.
Quekchí	Es una lengua maya hablada en Guatemala por la etnia del mismo nombre.

LGE	Ley general de electricidad.
MCM	Thousand Circular Mils (medidas de cables y alambres).
MEM	Ministerio de energía y minas.
Microrregión	Son grupos de comunidades de una región que comparten un mismo funcionamiento.
MT	Media tensión.
Monografía	Estudio detallado sobre un aspecto concreto y particular de una materia acotada.
Monofásica	Que se compone de una fase.
NTDOID	Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.
Pad-mounted	Transformador de distribución de energía eléctrica montado en la tierra en un gabinete de acero bloqueado en una plataforma de hormigón.
PAT	Puesta a tierra.
PER	Los proyectos de electrificación rural se fundamentan en el artículo 47 de la Ley General de Electricidad que establece que el Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la

inversión de proyectos de electrificación que sean de beneficio social o de utilidad pública, desarrollados fuera de una zona territorial delimitada.

Racimos	Son agrupaciones de líneas y transformadores de distribución que comparten un mismo elemento de protección y maniobra. Pueden ser trifásicas, bifásicas, y monofásicas.
SE	Subestación eléctrica.
SGT	Sistema de gestión de trabajos.
SNI	Sistema nacional interconectado.
Spot	Mercado de oportunidad.
Subderivada	Las subderivadas son aquellas que parten de una derivada a través de un elemento de manobra y /o protección y alimentan a la subderivada.
Subsector	Ámbito de una determinada actividad económica integrado en otro más amplio.
Subsidio	Ayuda económica que una persona o entidad recibe de un organismo oficial para satisfacer una necesidad determinada.
TIR	Tasa interna de retorno.

Trifásica	Que tiene tres corrientes eléctricas alternas iguales procedentes de una subestación eléctrica.
UU.CC.	Unidades Constructivas.
VAN	Valor actual neto.
Visión	Es el objetivo que se tiene a futuro.

RESUMEN

Es posible diseñar una red de distribución eléctrica para la comunidad de La Reynita, Sayaxché, Petén; utilizando criterios técnicos y económicos usuales en este tipo de proyectos. Por eso ha sido posible diseñar una línea de alimentación y red de distribución eléctrica para la comunidad La Reynita en Sayaxché, Petén con base en las normativas de la distribuidora de electricidad de oriente (DEORSA) y de las de la CNEE. Se aplicaron criterios de arquitectura red que incluye estudio de carga a instalar como se comportará y qué tipo de protección, seccionamiento o maniobra se instalará con base en las condiciones que tendrá la línea de distribución. Se aplicaron métodos de diseño para cumplir con lo establecido en la norma con que se refiere a lo eléctrico y mecánico.

También se consideró la aplicación de las acometidas blindadas para evitar el hurto de energía. Se utilizará cable concéntrico y materiales especiales para protección de la misma acometida. Se realizó un estudio económico utilizando los indicadores económicos con VAN y TIR para establecer si es factible o no realizar el proyecto que se diseñó.

OBJETIVOS

General

El objetivo general de este trabajo es Diseñar la línea de alimentación y red de distribución eléctrica para la comunidad de La Reynita, Sayaxché – Petén.

Específicos

1. Contar con el conocimiento de los elementos de las líneas, sus maniobras, riesgos posibles, protecciones personales e impactos ambientales, que son indispensables para la fluidez de energía eléctrica.
2. Satisfacer la necesidad de distribución eléctrica, bajo leyes, parámetros y normas en el país, con la garantía y seguridad correspondiente en las instalaciones eléctricas.
3. Aumentar el conocimiento de los criterios para los proyectos de electrificación rural.

INTRODUCCIÓN

Las causas del avance limitado de la electrificación en Guatemala son económicas, sociales, culturales, topográficas y ambientales. Estas causas generales impiden que se dé cobertura a todo el país. Entre las causas específicas están que el crecimiento de la población es mayor que la cantidad de proyectos de electrificación y la distancia considerable a la que se encuentran las poblaciones de las líneas y redes eléctricas existentes. La comunidad La Reynita en Sayaxché, Petén es numerosa y carece de este servicio. Por ello, se diseñó la red de distribución eléctrica para que, posteriormente, se ejecute con un diseño acoplado a las necesidades de dicha comunidad.

La electrificación rural es importante para el desarrollo de las comunidades y las áreas más alejadas del país. Con ello se logra:

- Integración de los sectores rurales al desarrollo económico nacional.
- Aumentar las posibilidades de generación de ingresos al tener medios de producción más tecnificados sobre la base de la energía eléctrica.
- Mejorar nivel socio cultural de sus habitantes.

No obstante, los índices de electrificación rural en Guatemala han alcanzado a electrificar hasta el año 2014 a 241,8892 usuarios de 2,564 comunidades en todo el país. La dispersión de la población rural y las grandes distancias, encarecen la extensión de líneas de transmisión desde la red principal. Por eso, la energía eléctrica en el área rural es de origen térmico, vale

decir, grupos electrógenos de corta duración y con costos elevados de generación.

1. ELECTRIFICACIÓN RURAL EN GUATEMALA

1.1. Reseña histórica de los proyectos de electrificación rural

Durante los años 70, el gobierno, por medio del plan PER (Plan de electrificación rural), prometió a las comunidades llevarles la energía eléctrica. Sin embargo, el Instituto Nacional de Electrificación, INDE, inició la electrificación de los departamentos y sus cabeceras. En los años 90, se alcanzó el 50 % de la electrificación, en el año 1999 cuando nace el PER original ya como DEORSA Y DEOCSA en conjunto con el INDE se programó la electrificación de 280 629 usuarios de 2 633 comunidades con un desarrollo importante para el país con una inversión de US,\$333 millones, donde las comunidades ya electrificadas se entregaban al INDE y el área de distribución sería operada por las dos distribuidoras de energía eléctrica DEORSA Y DEOCSA. Las últimas comunidades electrificadas por el plan PER fueron en el año 2015 y pertenecen a Cubulco Baja Verapaz y Chicamán Quiché, que se encuentran alrededor de la cuenca del embalse de la hidroeléctrica Chixoy.

1.2. Contexto del sector eléctrico de Guatemala

El sector eléctrico, en Guatemala, se inició con la emisión de su Marco Legal establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996). Posteriormente, se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, AMM (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998).

A partir de esas fechas se han emitido Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y procedimientos técnicos que complementan el Marco Regulatorio. Los principios generales de la Ley General de electricidad establecen la libertad de la instalación de centrales generadoras, las cuales no requieren de autorizaciones del estado, salvo las establecidas en la Constitución de la República y las leyes del país, incluyendo las referidas a medio ambiente, protección a las personas, a sus derechos y sus bienes. Así mismo, el uso de bienes del Estado requerirá la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas (MEM) cuando la potencia de la hidroeléctrica sea mayor de 5 Mw.

El transporte y la distribución de electricidad son regulados y sujetos a autorización cuando utilizan bienes de dominio público. Con relación en las tarifas de peaje son reguladas cuando no hay acuerdo entre las partes y las tarifas de distribución final están sujetos a regulación y son calculadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. La Reforma redefinió y separó las funciones las funciones normativas, regulatorias, administrativas y empresariales del subsector eléctrico.

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes del Estado, programas indicativos relativos al Subsector Eléctrico y aplicar esta Ley y su Reglamento. Las funciones regulatorias y normativas son funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), el cual es un órgano técnico del MEM con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones. La CNEE, además, determina los precios y calidad de la prestación de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorizaciones, debe asegurar las condiciones de competencia en el mercado mayorista de electricidad.

La administración y operación del Sistema Nacional Interconectado está a cargo del Administrador del Mercado Mayorista de Electricidad (AMM), el cual es un ente de carácter privado y cuyas funciones son la coordinación de la coordinación y despacho del Sistema Eléctrico Interconectado, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo, llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los productos y servicios que se compran y se venden en el mercado mayorista son potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios para el buen funcionamiento y calidad del sistema eléctrico. Derivado de la Reforma se estableció una nueva estructura a partir de la segmentación de la industria eléctrica en cuatro actividades principales: generación, transmisión, comercialización y distribución. Con la Reforma se privatizó la mayoría de la distribución y en forma parcial la generación.

Por el lado de la oferta (producción) la apertura es total, mientras que por el lado de la demanda (consumidores) la apertura está limitada a los grandes usuarios. En consonancia con los cambios mencionados, se establece la apertura de las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, así como la conformación del mercado mayorista al cual concurren compradores y vendedores para realizar operaciones de corto plazo y conciliar las transacciones efectuadas.

El diseño y concepción del Mercado rige su intercambio mediante el mercado de contratos a término o de futuros y el mercado de oportunidad o *spot*. Los agentes tienen libertad de adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su producción) con todos los otros agentes. Las

distribuidoras deben garantizar en el mercado a término el suministro a sus usuarios regulados. La Reforma llevada a cabo y las estructura implementada en el subsector eléctrico tienen por objetivo promover la participación privada, fomentar la competencia y los mecanismos de mercado, estimular el incremento del sector eléctrico, aumentando la oferta, la demanda y la cobertura eléctrica, al tiempo que se reduce la participación del Estado en el subsector.

De esta forma, el mercado de electricidad ha evolucionado desde un sistema centralizado dominado por un monopolio estatal hacia un sistema de mercado mayorista abierto.

1.3. Monografía de la comunidad de la Reinita, Sayaxché, Petén

La comunidad de La Reinita está ubicada a dos horas del pueblo Sayaxché tomando en cuenta que la calle en su mayoría es terracería, su ingreso es por la comunidad de Santo Tomás, luego, se encuentra el río La Pasión el cual se cruza por medio de ferry.

Sus habitantes se dedican a al cultivo de maíz, crianza de ganado y cultivo de palma africana. La cantidad de habitantes no excede los 500. Esta comunidad es una de las más pobladas y pertenece a una microrregión de varias comunidades. En la Reinita se habla la lengua maya Quekchí, una de las más populares de la región norte.

2. LEYES Y NORMAS INSTITUCIONALES PARA EL DESARROLLO DE LA ELECTRICIDAD RURAL DE GUATEMALA

El desarrollo de la electricidad en Guatemala se basa en leyes constitucionales y normas de instituciones que conllevan una serie de cumplimiento que a continuación se mencionan.

2.1. Marco Institucional sobre la electrificación y desarrollo rural

En el año 1996 fue publicada la ley general de electricidad (LGE), por medio del decreto 93-96 del congreso de la República. Este cuerpo legal encuentra su fundamento en los artículos 129 y el 130 de la Constitución Política de República de Guatemala; el primero declara de urgencia nacional la electrificación del país y el segundo sirve de base para hacer realidad la desmonopolización del subsector eléctrico, con el objeto de aumentar la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica mediante la liberación del sector.

Según el acuerdo Gubernativo 68-2007, emitido por el presidente de la república da vida al marco jurídico que sustenta al sistema eléctrico nacional y dicho marco crea diversas figuras: a) La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, b) El Mercado Mayorista y c) Administrador de mercado mayorista.¹

2.1.1. Ley General de Electricidad

El Gobierno de la República de Guatemala, como coordinador y ente subsidiario del desarrollo nacional, considera de urgencia nacional, tal como se preceptúa en la Constitución Política de la República de Guatemala en su Artículo 129, y debido a que el Gobierno no cuenta con los recursos económico-financieros, para una empresa de tal envergadura, lo que hace necesaria la participación de inversionistas que apoyen la creación de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y optimicen el crecimiento del subsector eléctrico.

¹ Constitución Política de República de Guatemala. *Acuerdo Gubernativo 68-2007*. https://leyes.infile.com/index.php?id=182&id_publicacion=56872.

Que al desmonopolizarse el sistema de generación de energía eléctrica, cumpliendo con el mandato constitucional contenido en el Artículo 130 de la Constitución Política de la República de Guatemala, es urgente descentralizar y desmonopolizar los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica para agilizar el crecimiento de la oferta y satisfacer las necesidades sociales y productivas de los habitantes de la República, buscando mejorar el nivel de vida de todos los guatemaltecos, especialmente de los pobladores más pobres de las regiones del interior del país que actualmente no gozan de la energía eléctrica.²

2.1.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica

La comisión nacional de Energía Eléctrica también llamada CNEE- es un agente estatal del Gobierno de Guatemala, dedicado a regular y dirigir el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país. Fue creada en 1996. Algunas de las principales funciones reguladoras que cumple la CNEE en Guatemala son el establecimiento de las tarifas de distribución, el control de calidad de servicio y la correcta comunicación entre los clientes y las empresas de distribución eléctrica.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996 como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones.

Para el cumplimiento de sus funciones la Comisión emite resoluciones, las cuales son adoptadas por la mayoría de sus miembros, los que desempeñan sus funciones con absoluta independencia de criterio y bajo su exclusiva responsabilidad.

La misión de la CNEE es velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y su Reglamento, regulando a favor de la eficiencia, estabilidad y sostenibilidad del subsector eléctrico en Guatemala. Su visión es liderar el desarrollo del subsector eléctrico de Guatemala propiciando un ambiente de competencia, eficiencia e inversión bajo los más altos estándares de calidad mundial.³

² Constitución Política de la República de Guatemala. *Artículo 130*. <https://guatemala.justia.com/nacionales/constitucion-de-la-republica-de-guatemala/titulo-ii/capitulo-ii/seccion-decima/>.

³ Comisión General de Energía Eléctrica. *Marco Legal del Sub Sector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>.

2.1.3. Ministerio de Energía y Minas

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el Ministerio del Gobierno de Guatemala encargado de atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y de los hidrocarburos, y a la explotación de los recursos mineros.

El Ministerio de Energía y Minas es la institución encargada de emitir el Informe de Evaluación Socioeconómica para la ejecución de proyectos de electrificación rural y para el efecto se basa en el artículo 47 de la Ley General de Electricidad que indica que el Estado podrá otorgar recursos para costear total o parcialmente la inversión de proyectos de electrificación rural, de beneficio social o de utilidad pública, que se desarrollen fuera de una zona territorial delimitada.

La zona territorial delimitada a partir de los 200 metros permite que el Estado pueda hacer las inversiones necesarias para la ejecución de proyectos de electrificación rural y, generalmente, el Estado subsidia dichos proyectos empleando los recursos provenientes de fideicomisos, fondos propios, corrientes, préstamos, entre otros, que permitan beneficiar a los habitantes del país.

Los proyectos de introducción de energía eléctrica en el área rural del país se desarrollan entre otras instituciones, el ente ejecutor. Normalmente, es la institución que solicita al MEM la emisión del correspondiente informe de evaluación.

El Informe de Evaluación Socioeconómica-IES- es el documento que avala o faculta a INDE y otras instituciones del país como las Municipalidades, Concejos de Desarrollo y Fondos Sociales, a realizar los gastos o inversiones para los diferentes proyectos de electrificación rural.

Además, el Informe de Evaluación Socioeconómico, para proyectos de introducción de energía eléctrica debe considerar otros criterios como:

- Que la localidad se ubique en el área rural del país.
- Que la localidad se ubique fuera de los 200 metros de la zona obligatoria de las Distribuidoras.
- Que no haya aportaciones de otras entidades ni aportes en efectivo de la comunidad a la empresa distribuidora.
- Que no estén en ejecución (obra no contratada por DEORSA) o que no se hayan construido antes de la firma del Contrato de Fideicomiso del INDE (04/05/99).
- Que el beneficio no sea para particulares (fincas privadas) donde el suministro de energía eléctrica debe ser en condiciones libremente pactadas.

- Que los interesados no estén viviendo en colonias privadas (donde el propietario tiene el compromiso de suministrar el servicio).
- Las comunidades deben presentar bajos indicadores socioeconómicos.
- Se deberán considerar únicamente viviendas existentes y formales.⁴

2.1.4. Instituto Nacional de Electrificación

El Instituto Nacional de Electrificación (INDE) es una entidad pública autónoma descentralizada con personalidad jurídica, patrimonio propio, capaz de adquirir derechos y contraer obligaciones. Está adscrito al Ministerio de Energía y Minas. Este órgano se encarga de todo lo concerniente a la electrificación del país, tales como por ejemplo: mantener la energía eléctrica disponible, satisfacer la demanda de la misma.

Tiene como misión contribuir al desarrollo del mercado eléctrico nacional y regional, A través de la producción, transporte y comercialización de electricidad, permitiendo como Empresa Nacional cumplir con su función social, incrementar la electrificación rural, suministrar un servicio eficiente y de calidad para el progreso de Guatemala.

Uno de los fines es realizar todas las acciones orientadas a dar solución pronta y eficaz de la escasez de energía eléctrica en el país y procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal, para impulsar el desarrollo de nuevas industrias y el uso de electricidad en las regiones rurales, atendiendo las políticas que para ello defina el Estado.

Es el ente encargado de ejecutar los proyectos de electrificación rural que corresponde a lo que estipula la ley general de electricidad artículo 47 donde la zona territorial delimitada a partir de los 200 metros permite que el Estado pueda hacer las inversiones necesarias para la ejecución de proyectos de electrificación rural.⁵

2.1.5. Administrador de Mercado Mayorista

El Gobierno de la República de Guatemala en el año 1996 puso en marcha el ordenamiento de la industria eléctrica del país, emitiendo la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96 y su reglamento en el acuerdo gubernativo No. 256-97. En el artículo 44 de la Ley se crea el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), una entidad privada, sin fines de lucro, cuyas funciones son:

⁴ Comisión General de Energía Eléctrica. *Marco Legal del Sub Sector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos.* <http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/LEY%20GENERAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20Y%20REGLAMENTOS.pdf>.

⁵ *Ibíd.*

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

Además de las funciones anteriores, el AMM debe realizar las siguientes actividades:

- Garantizar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de energía eléctrica y el suministro, así como minimizar los costos mayoristas en el Mercado de Oportunidad.
- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del Mercado Mayorista y del SNI.
- Realizar la valorización de las transacciones, pagos y cobros a los Agentes de manera transparente.
- Operar en el Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Mayorista con objetividad y máxima transparencia dentro de las reglamentaciones del Mercado Mayorista.
- Velar por la obtención de la máxima eficiencia en el uso de los recursos.

Su misión es operar el SNI y Mercado Mayorista manteniendo la continuidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica del país. Velar por la garantía del cubrimiento de la demanda, contribuyendo a la expansión de la generación, transmisión y distribución del sistema de energía eléctrica y operaciones de mercado, buscando la eficiencia económica, con transparencia, independencia y apego al Marco Legal.

Su visión es ser uno de los motores en el desarrollo económico del país a través de la operación y administración eficiente del S.N.I., sus interconexiones internacionales y transacciones del Mercado Mayorista, manteniendo los valores que con autonomía administrativa coadyuven con el desarrollo de sus participantes.⁶

⁶ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. *Artículo 44.*
<http://www.cnee.gob.gt/pdf/marco-legal/ReglamentodelAMM2014.pdf>.

2.1.6. Sustentación legal específica y directa para el desarrollo de la electrificación rural

La sustentación legal específica y directa para el desarrollo de la electrificación rural está dada en la ley general de electricidad artículo 47 del Ministerio de Energía y Minas que está obligado, por medio de INDE a poder electrificar las comunidades remotas que estan fuera de la franja de los 200 metros ya que no es obligación de las distribuidoras de electricidad proveer el servicio. Por lo que ya sea con financiamiento del estado, prestamos, fideicomisos, entre otros, se pueda financiar los proyectos de beneficio a las comunidades. Por eso, entidades con la CNEE establece las normas de construcción, tarifas, precios de consumo de electricidad, entre otros. y entidad como el INDE que subsidia parte de la electricidad consumida conocido como la tarifa social.

3. NORMA CARIBE, ARQUITECTURA Y NORMA NTDROID

La norma Caribe fue implementada por Unión Fenosa internamente en el área de distribución en los años 90. Actualmente se utiliza en Energuate.

La arquitectura de la red tiene como fin establecer las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red de distribución actual y de las redes que se planifiquen en futuro.

De esta manera, se podrá diseñar y planificar una red ordenada, con capacidad de absorber el crecimiento de la demanda vegetativa, sencilla de operar, con una calidad de servicio acorde a las exigencias regulatorias y preparada para la incorporación de la tecnología de automatización y telecontrol.

3.1. Arquitectura de red de media tensión

La arquitectura de red de MT se compone, generalmente, por líneas principales o troncales, derivada y subderivadas. A continuación, se describe cada una de ellas.

3.1.1. Líneas de media tensión

Es una línea trifásica que tiene su origen en una salida de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución. De la línea principal parten las líneas derivadas, subderivadas o transformadores de distribución independiente. Se procurará que el número de racimos o CT'S

conectados directamente a la línea principal sea el menor posible. Para determinar cuál es la línea principal, dentro de la red asociada a una salida de la SE, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- La línea trifásica de MT que tiene la mayor carga.
- Las líneas trifásicas con conductor de mayor capacidad.
- Las líneas que sigue la carretera o tiene mejor acceso (en el caso de las líneas rurales).
- La línea que enlaza con otra proveniente de la misma o de otra SE.

3.1.1.1. Línea derivada y subderivada

Líneas derivadas son aquellas que parten de una línea principal a través de un elemento de maniobra y protección, y alimentan a subderivadas (racismos como se conoce en Energuate). Las líneas subderivadas tienen su origen en líneas derivadas, a través de un elemento de maniobra y protección y alimentan a subderivadas. Donde las derivadas y subderivadas podrán ser trifásicas, bifásicas o monofásicas.

3.1.2. Elementos de protección y maniobra

A continuación, se mencionan los elementos de protección ante sobrecarga y cortocircuito para las líneas de MT.

3.1.2.1. Elementos de protección ante sobrecargas y cortocircuitos

Son elementos que se utilizan ante una condición anormal o de riesgo para las personas o para los elementos de la red. Se desconecta parte de la

red, separando de la misma y dejando sin tensión la zona donde se encuentra la causa de la condición de riesgo.

- Interruptor automático de cabecera (Disyuntor): elemento de protección y maniobra capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito, que opera sobre la base de relés de apertura ajustables, que protegen la línea contra cortocircuitos y sobreintensidades, y que se sitúa en cabecera de línea. Tiene la función de reenganche automático y debe estar preparado para tener telecontrol

El reenganche automático permite despejar las fallas fugaces que afectan a la red (por ejemplo: ramas que tocan la línea) y evitar la innecesaria fusión de fusibles que puedan existir en derivadas y racimos. El primer disparo es con una curva rápida que permite despejar las fallas fugaces sin quemar el fusible. Si la falla no ha sido fugaz sino permanente, abre nuevamente el interruptor con una curva lenta que en este caso hace que se queme el fusible correspondiente a la derivada o racimo donde se produjo la falla, dejando el resto de las instalaciones en servicio. El reenganche no tiene utilidad en redes subterráneas, ya que en estas las fallas suelen ser permanentes, por lo que en este caso debe estar desactivado.

- Reconectador (*recloser*): elemento de protección y maniobra capaz de abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito equipado con relés de apertura ajustables, que protege la línea contra cortocircuitos y sobreintensidades, y que se sitúa en puntos intermedios de la línea. Debe actuar en coordinación con el interruptor de cabecera. Tiene la función de reenganche automático, con el mismo funcionamiento que el indicado para el interruptor de cabecera y puede tener telecontrol. En

algunos casos se encuentra en cabecera de las líneas, ejerciendo las mismas funciones de interruptor automático.

- Interruptor telecontrolado con lógica de autoseccionador: elemento de protección, con poder de corte de la intensidad nominal, y poder de cierre sobre cortocircuito; que tiene detección de paso de falta y lógica local de autoseccionador, (permitiendo seleccionar núm. de reenganches igual a 0) tiene telecontrol. Debe tener nivel de aislamiento con garantía de corte efectivo.
- Autoseccionador (seccionalizador): el autoseccionador es un aparato con poder de corte de la intensidad nominal y poder de cierre sobre cortocircuito. Equipado con detección de paso de falta y una lógica local, que coordinada con un interruptor automático dotado de reenganchador; o con un reconectador, situado aguas arriba, abre el circuito, cuando este está sin tensión, durante el intervalo entre los intentos del ciclo de reenganche lento del interruptor automático o reconectador.

El autoseccionador puede programarse para que efectúe la apertura desde núm. de reenganches = 0, hasta = 3.

Como elemento de maniobra tiene la consideración de interruptor. Debe tener nivel de aislamiento con garantía de corte efectivo. Su función es similar a la de los fusibles, pero con las siguientes particularidades:

- Es más confiable que el fusible.
- No requiere materiales de repuesto ante cada actuación del equipo, al no tener elementos fusibles.

- No coordina por tiempo con la curva de protección aguas arriba del reconectador como es el caso de los fusibles.
- Cortacircuitos fusibles de expulsión (*cut out* o XS): aparato mecánico de protección y seccionamiento capaz de abrir un circuito con corrientes despreciables que incluye un elemento fusible que al fundir provoca la apertura del seccionador. (Además los cortacircuitos según la especificación UF deben permitir su apertura en carga, mediante la utilización de pértigas especiales con cámara "Load-Booster" y cerrar sobre corrientes de cortocircuito).
- Fusible: elemento de protección que al fundirse aísla una parte de la red (por ejemplo: una subderivada).

3.1.3. Elementos de protección ante sobretensiones

Para la protección ante sobretensiones se tiene el pararrayos autoválvulas para protección de los elementos de la red (cables aislados, transformadores, capacitores, entre otros) que derivan a tierra las corrientes asociadas a las sobretensiones y se instalan en las proximidades de los equipos a proteger.

3.1.4. Elementos de maniobra

Además de los elementos ya descritos de protección y maniobra, se definen a continuación otros elementos de maniobra de la red empleados para conectar o desconectar partes de esta. Sirven para aislar las zonas donde se va a actuar, o se ha producido una falta, y segregar las mismas del resto de las instalaciones que han de quedar en servicio. Estos dispositivos se clasifican según su capacidad de corte.

- Interruptor: elemento que permite la apertura de la intensidad nominal y tiene capacidad de cierre sobre cortocircuito. Su operación puede ser mediante pértiga, palanca o con un control que accione un motor. Los interruptores normalizados por DEORSA deben tener nivel de aislamiento con garantía de corte efectivo. Debe estar preparado para instalar lógica local de autoseccionador y telecontrol.
- Interruptor telecontrolado: interruptor equipado con telecontrol. Por tanto, con poder de corte de la intensidad nominal, poder de cierre sobre cortocircuito y nivel de aislamiento. Debe estar preparado para instalar lógica local de autoseccionador con detector de paso de falta incorporado.
- Seccionador: aparato mecánico de accionamiento monofásico capaz de abrir un circuito sin carga y cerrar sobre corrientes de cortocircuito. Existen dos tipos de seccionadores: los de cuchillas y los basados en los seccionadores fusibles de expulsión, en los que se ha sustituido el tubo portafusible por una barra de cobre (SXS), en ambos casos su diseño permitirá la apertura en carga mediante pértiga *Load-Booster*. Debe garantizar nivel de aislamiento.
- Puente amovible: elemento mecánico de conexión a la red que permite la apertura y cierre en ausencia de tensión. Se utiliza para derivaciones por las que no circule mucha carga, generalmente transformadores individuales. Mediante la utilización de las pértigas adecuadas puede maniobrarse en tensión sin carga.
- Centro de seccionamiento: conjunto de protección y maniobra integrada en una envolvente común, utilizada en la red subterránea al que

convergen varias líneas. Puede incluir interruptores, interruptores automáticos con o sin telecontrol. Puede tener distintos esquemas de acuerdo a la configuración de la red.

- Centro de reflexión: centro de seccionamiento en el que convergen varias líneas subterráneas y una línea sin carga (línea cero) para dar alimentación de apoyo a cualquiera de las otras líneas.

3.1.5. Otros Elementos

A continuación, se mencionan otros elementos que no son de maniobra pero que sirven para mejorar los parámetros eléctricos de la línea y el servicio.

- Detector de paso de falta: es un elemento que se activa al paso de una corriente de defecto ocasionada por una falla (de suma utilidad para que la brigada de operación ubique rápidamente el punto por donde ha pasado la falla) La indicación puede ser del tipo luminoso o bandera reflectante, y del tipo teleseñalizable (que permite localizar el tramo con falla desde el COR) La reposición de la señal del detector a su estado normal se puede dar por presencia de tensión, corriente o tiempo.
- Banco de capacitores en MT: conjunto de capacitores que se instalan para la compensación de la potencia reactiva en la red de MT. Se instalan en puntos intermedios de circuitos de MT, estos pueden ser fijos o con conexión y desconexión automática.
- Regulador de tensión en MT: equipo con características comunes a los autotransformadores, con determinada capacidad de regulación

automática de la tensión de la red para la intensidad nominal especificada.

- Centro de transformación: agrupación de uno o varios transformadores de distribución ubicados en el mismo lugar y que alimentan una red de BT común. Los transformadores pueden ser del tipo poste (monofásico, bifásico y trifásico), del tipo padmounted (trifásicos o monofásicos), o estar dentro de una edificación exclusiva o en un recinto protegido dentro de un edificio dedicado a otros fines.

3.1.6. Tipos de redes de media tensión

Los criterios de diseño de redes se definen según las características de las redes que a su vez estarán asociados al mercado que atiendan. La segmentación del mercado la fijan normalmente las regulaciones vigentes del mercado eléctrico de cada país al establecer distintos índices de calidad del servicio y del producto técnico tomando en consideración las características del cliente.

- Según su construcción
 - Redes aéreas
 - Redes subterráneas
 - Redes mixtas aéreo-subterráneas
- Según su ámbito geográfico
 - Redes urbanas
 - Redes rurales

- Según el tipo de zona
 - Redes para zonas normales
 - Redes para zonas carenciadas o de difícil gestión

La siguiente clasificación, de tipo general, deberá adaptarse en cada país a las reglamentaciones de los entes reguladores:

- Zonas urbanas
 - Constituidas por núcleos de población importantes por su tamaño o por su categoría administrativa en edificación continua y densidades de carga elevadas.

Las zonas urbanas pueden a su vez subdividirse en dos tipos:

- Áreas de alto consumo, caracterizadas por tener edificación elevada, centros comerciales, zonas bancarias o administrativas.
 - Áreas de bajo consumo, con edificaciones de pocas plantas, pequeños locales comerciales, y zonas residenciales
- Zonas rurales
 - Constituidas por pequeños núcleos y áreas de edificación discontinua. En estas zonas existen grandes distancias entre núcleos de población y una baja densidad de carga.

3.2. Características generales de la red de media tensión (distribución)

A continuación, se mencionan las características generales de la red de media tensión (MT).

3.2.1. Parámetros eléctricos de la red de media tensión

- Frecuencia de la red
 - La frecuencia de la red es 60 Hz

- Tensiones de la red de MT
 - En la actualidad existen múltiples tensiones de distribución, producto de distintos criterios de desarrollo de redes.
 - Deben normalizarse dos niveles de tensión: 13,2 kV de uso prioritario en áreas urbanas y 34,5 kV de uso prioritario en áreas rurales.

- Sistema de neutro
 - La red será con neutro a tierra, normalmente con hilo neutro, que será continuo, multiaterado y podrá ser compartido con la red de baja tensión.
 - En la red subterránea el neutro lo constituirán las pantallas de los cables, cuya sección será al menos el 33 % de la sección de fases.
 - En las líneas aéreas existentes, con redes sin conductor neutro, se mantendrá el sistema actual, con neutro directamente a tierra en la subestación.

3.2.2. Calidad del producto técnico

Las variaciones de tensión, las distintas regulaciones de los países establecen límites admisibles máximos y mínimos de voltaje en las redes de distribución. Los estudios de la red se van a centrar sobre la red de media tensión. Hay que asegurar que las caídas de tensión máximas de diseño en la red de media tensión permitan que el cliente en baja tensión con tensión más baja esté siempre por encima de los límites establecidos. En cada caso se deben definir los límites de caída de tensión de diseño.

Como norma general, se establece como máxima caída de tensión de diseño la diferencia entre el valor nominal de la red y el valor mínimo admitido por la legislación, considerando la demanda real de la red y quedando como reserva para el crecimiento de la demanda el margen entre la tensión nominal y la máxima admitida por el regulador.

En el caso de que por aumento de las cargas no pueda mantenerse la tensión dentro de los valores fijados por la legislación, se admitirá la instalación de reguladores de voltaje intermedios, previo estudio técnico y económico de otras alternativas. Cuando la regulación de tensión de las barras de MT de las subestaciones no dependa de la propia empresa sino del transportista, se velará por que se cumpla con lo que establezca la normativa a este respecto.

3.2.3. Ámbito de subestaciones

Para cada subestación se debe establecer el área de influencia que queda definida por medio de la red de media tensión que parte de ella. Estas áreas deben estar perfectamente delimitadas en la explotación normal de la red para

que la medida de cargas, de energía y la contabilización de incidencias tengan una correspondencia biunívoca con la red asociada a la subestación.

Se define como explotación normal de la red de una subestación la que tienen sus líneas cuando reciben tensión desde la subestación en cuestión hasta los puntos fijados como frontera con otras subestaciones y además tiene abiertos los enlaces entre las líneas pertenecientes a la subestación en los lugares definidos por la arquitectura de la red. Si bien, es claro que esta explotación debe cambiarse cuando se producen fallas o sea necesario efectuar un descargo (interrupción programada), es preceptivo que el COR (centro de operaciones de red) de DEORSA, como norma de trabajo, devuelva la red a su estado normal una vez que se ha reparado la falla o finalizado el trabajo programado.

3.2.4. Redes

Al definir el ámbito de subestaciones se define también el área de influencia de cada línea de salida de la subestación, que debe estar claramente delimitada evitándose cruzamientos de líneas. Esta definición debe permitir que la operación de esta se haga sin problemas de caída de tensión, sin sobrecarga y que soporte el crecimiento vegetativo de la zona sin necesidad de realizar inversiones adicionales dentro del período comprendido entre el establecimiento de la explotación y el año horizonte considerado en el estudio.

La explotación de la red se realizará siempre en forma radial. No se admiten acoplamientos entre líneas. El modelo de red urbana debe diseñarse con el criterio de que las líneas tengan socorro.

Con el fin de reducir pérdidas técnicas, las caídas de tensión y regular la reactiva, se pueden instalar baterías fijas de capacitores en la red de MT en aquellos circuitos en los que se justifique técnica y económicamente.

3.2.5. Líneas

La carga máxima en el diseño de una línea principal no superará los 500 A, en 13,2 kV y 400 A en 34,5 kV, si bien podrá admitirse en explotación que por efecto del aumento de la demanda llegue hasta la carga nominal del conductor de la línea.

La sección de diseño de las líneas principales y de cada derivación será uniforme, y normalizada y será la adecuada para que la operación normal de la misma se haga sin caída de tensión por encima de los límites reglamentarios, considerando el crecimiento vegetativo de la demanda hasta el año horizonte del estudio.

Como norma general un circuito no debe alimentar simultáneamente a clientes de áreas rurales y clientes de áreas urbanas. Las líneas principales deben estar libres de fusibles. La sección de una derivación no podrá ser mayor que la de la línea principal o derivación de mayor rango. Por lo tanto, en conjunto la red podrá ser telescópica o cilíndrica. El número máximo de derivaciones en serie en el diseño no podrá ser mayor de dos: derivada y subderivada.

Para limitar el desbalance de cargas la potencia instalada en cada derivada monofásica o bifásica no podrá superar el 5 % de la potencia total instalada en el circuito completo.

Las limitaciones de la subderivada monofásica o bifásica serán las siguientes:

- Potencia máxima instalada: 200 kVA.
- Número máximo de transformadores: 8.
- Longitud máxima de línea (desde el elemento de corte al C.T. más alejado): 4 km.

Para una subderivada trifásica las limitaciones serán:

- Potencia máxima instalada: 600 kVA.
- Número máximo de centros de transformación: 8.
- Longitud máxima de línea (desde el elemento de corte al C.T. más alejado): 4 km.

Elementos de maniobra y protección

Puesto que las protecciones, en sí mismas, pueden ser en muchos casos las causantes de fallas, hay que utilizarlas con medida para que el hecho de estar sobreprotegido no lleve a un número mayor de incidencias.

El orden de instalación de los elementos de protección a lo largo de un camino eléctrico será siempre, empezando por la subestación:

- Interruptor automático de cabecera.
- Reconectores o interruptores telecontrolados.
- Interruptores con lógica de autoseccionador.
- Autoseccionadores.
- Cortacircuitos fusible de expulsión 1.
- Cortacircuitos fusible de expulsión 2.

No se instalarán en serie más de seis elementos de protección incluido el de cabecera. Igualmente, no se instalarán más de dos fusibles en serie. En líneas de mucha longitud, o en cuyo recorrido se encuentren obstáculos naturales como ríos, montañas, entre otros; podrán instalarse excepcionalmente seccionadores entre dos elementos de protección, a fin de minimizar la longitud de los tramos a recorrer y, por tanto, los tiempos de localización de las faltas y reposición del servicio.

- Cabecera de circuito: como norma general, se instalarán interruptores automáticos. En subestaciones rurales con baja carga y potencia de cortocircuito reducida, pueden instalarse como interruptor automático de cabecera, reconectores.
- Líneas principales: a lo largo de estas líneas se podrán instalar según criterios técnico-económicos:
 - Reconectores
 - Interruptores telecontrolados
 - Interruptores

En una línea principal no se instalarán autoseccionadores ni fusibles.

- Línea derivada: en el arranque se podrán instalar según criterios técnico-económicos:
 - Reconectores
 - Interruptores telecontrolados con o sin lógica de autoseccionador
 - Interruptores con o sin lógica de autoseccionador
 - Autoseccionadores

- Cortacircuitos fusible de expulsión

No se instalarán más elementos de protección a lo largo de la derivada.

- Líneas subderivadas: En el arranque se podrán instalar
 - Autoseccionadores
 - Seccionadores
 - Cortacircuitos fusible de expulsión

No se instalarán más elementos de corte a lo largo de la subderivada.

Los transformadores autoprotegidos normalizados de una subderivada se conectarán directamente a la red mediante puente amovible.

En los casos en que existan transformadores no autoprotegidos instalados, con su correspondiente cortocircuito fusible, se mantendrá éste como elemento de protección de este.

- Detectores de paso de falta: se instalarán en los casos en que se justifique económicamente asociados a los elementos de corte o protección de línea principal, derivadas, subderivadas.
- Banco de capacitores: se instalarán en los casos en que se justifiquen económicamente, para compensar la potencia reactiva o para disminuir pérdidas y caídas de tensión, después del correspondiente estudio para determinar la potencia a instalar, el número de bancos y la ubicación de estos.

- Reguladores de tensión: se instalarán en los casos en que no sea posible mantener en toda la línea una tensión por encima de los límites mínimos determinados por la regulación, y no sea posible o rentable mejorar la tensión por modificación o ampliación de la red. Los reguladores se instalarán en el punto de la red donde se alcance el límite admisible. También pueden colocarse en casos especiales de clientes que precisen una tensión constante, cuando se justifique económicamente.

- Transformadores MT/BT: los transformadores que se utilizar son los siguientes.
 - Los transformadores MT/BT tipo poste se conectarán a la red mediante puentes amovibles (conector cuña con estribo); serán autoprotegidos y contarán con las siguientes protecciones:
 - Contra sobrecargas y cortocircuitos en la red de BT y averías internas: llave térmica del lado de MT del transformador.
 - Contra sobretensiones: autoválvulas montada en la misma cuba del transformador y conectadas del lado de MT.
 - Protección común contra cortocircuitos en MT en la subderivada: cortocircuitos fusibles de expulsión instalados en el origen de este.

 - Los transformadores MT/BT tipo padmounted, estarán protegidos del siguiente modo:

- Contra sobrecargas y cortocircuitos de BT: llave térmica del lado de MT del transformador.
- Contra cortocircuitos internos en MT: fusibles internos de respaldo limitador de corriente de rango parcial.
- Si la red es subterránea, se conectarán a la misma a través de los interruptores de maniobra de la red integrados en el transformador.
- Si están conectados a la red aérea, se protegerán contra sobretensiones mediante autoválvulas montadas en el correspondiente entronque aéreo-subterráneo.

3.2.6. Estructuras de redes y conectividad

A continuación, se menciona los tipos de redes y estructuras para la conectividad de protecciones.

3.2.6.1. Red aérea rural

Es el modelo de red a aplicar en zonas típicamente rurales. Estas redes tienen una estructura ramificada y abierta, a partir de una línea troncal (principal) que parte de una subestación.

La línea principal puede ser abierta o finalizar en un punto frontera con otra línea principal de la misma o de otra subestación. En este punto frontera se instalará un elemento de maniobra que permita el respaldo parcial o total mutuo de ambas líneas. Dentro de los márgenes de caída de tensión fijados por las normas de calidad de servicio de cada país.

El esquema de la red presentado muestra la arquitectura que debe implementarse en las zonas rurales. Como criterio general, se instalará en la salida de la subestación un interruptor automático de cabecera con poder de corte sobre cortocircuito equipado con reenganche.

La línea principal será trifásica de sección uniforme. La línea principal se dividirá en varios tramos, instalando los correspondientes elementos de maniobra y protección 2 (interruptores telecontrolados y reconectador). La porción de línea principal enmarcada entre dos elementos de maniobra o entre el último elemento y el fin del circuito o punto frontera. Se llamará segmento.

En los segmentos se podrán instalar seccionadores, cuando se justifique en casos especiales de gran longitud, barreras naturales, entre otros. Nunca se instalarán fusibles. Se procurará que en cada segmento la carga de las tres fases esté equilibrada. En ningún caso el desequilibrio total excederá del 15 %.

Las líneas derivadas podrán ser trifásicas, bifásicas o monofásicas. Serán asimismo de sección uniforme e igual o menor a la troncal (línea principal). En nuevas derivadas monofásicas o bifásicas los apoyos se instalarán preparados para admitir las tres fases, excepto en las que no sea previsible aumento de la demanda. La potencia instalada de una derivada monofásica o bifásica no será superior al 5 % de la potencia total instalada en la salida.

Las líneas derivadas serán abiertas, es decir que no tendrán posibilidad de alimentación desde otra línea, excepto en casos de derivadas con consumos muy importantes o que alimenten a centros poblados con más de 3,000 habitantes, situación en la que se buscará un apoyo con otra derivada del mismo circuito.

También se permite el apoyo sobre el mismo circuito en el caso de derivadas subterráneas, tanto trifásicas como monofásicas, para potencias y longitudes de tendido importantes.

La conexión de la línea derivada a la línea principal se podrá efectuar por medio de:

- Reconectador
- Interruptor
- Autoseccionador
- Seccionador
- Cortacircuitos fusibles de expulsión

El elemento para instalar deberá cumplir el criterio técnico-económico. La conexión de la línea subderivada a la línea derivada se podrá efectuar por medio de:

- Autoseccionador
- Seccionador
- Cortacircuitos fusibles de expulsión

Adicionalmente podrán instalarse seccionadores en puntos intermedios de las derivadas o subderivadas cuando se justifique en casos especiales de gran longitud, barreras naturales, entre otros.

3.2.6.2. Red subterránea

Estas redes son urbanas y se caracterizan por tener cargas concentradas y menor extensión que las redes aéreas. Debido a las dificultades de

localización y reparación de incidencias debe procurarse que todos los centros de transformación tengan posibilidad de alimentación de socorro; por lo que deben eliminarse las derivaciones importantes en antena, y siempre deben tener estructuras de respaldo. Estas redes serán siempre trifásicas, con excepción de lo indicado en el apartado 3.2.6.1. para estructuras derivadas.

Los principios básicos que se deben considerar al definir la estructura de una red subterránea son:

- Las líneas troncales (principal) siempre deben tener respaldo. En el punto 3.3.1. se definen las estructuras de respaldo.
- La protección de salida tendrá desactivada la reconexión automática.
- Las derivadas deben tener apoyo preferentemente sobre la misma línea según se indica en el punto 3.3.1.

3.2.6.3. Red aérea urbana

Se trata de redes aéreas instaladas en grandes núcleos urbanos, a lo largo de las calles o avenidas que alimentan suministros importantes que exigen una elevada calidad de servicio.

En este tipo de red, los centros de transformación suelen ser: de tipo poste conectados directamente a la red troncal (principal) o derivada, centros de transformación tipo *padmounted* o centros en locales, conectados a la red aérea (principal o derivada) a través del correspondiente entronque aéreo subterráneo.

Su estructura deberá ser similar a la de la red subterránea. Sin embargo, la condición de red aérea no permite que todos los transformadores tengan alimentación de socorro individualmente, si bien se añaden puntos de corte intermedios en la línea principal mediante seccionadores o interruptores, que permitan la reposición total del servicio, con excepción del tramo que tiene la falta, mediante la operación de la red. De igual forma las derivadas importantes deben tener apoyo de otra derivada, alimentada de la misma u otra línea principal.

Nunca se apoyará una línea principal a través de una derivación. Las protecciones de las líneas principales y derivadas tendrán en cuenta las cargas previsibles en situación de explotación normal y en situación de apoyo. En el punto 3.3.1. se definen las estructuras de respaldo.

La red mixta subterráneo-aérea son redes normalmente aéreas, que tienen algunos tramos o derivaciones subterráneas cuando discurren por zonas urbanas. Se aplican los mismos principios descritos en el apartado anterior, y además, se tendrán en cuenta los siguientes puntos:

- Se instalarán autoválvulas en las transiciones aéreo- subterráneas.
- Las transiciones aéreo - subterráneas se conectarán rígidamente a la red aérea cuando se trate de un tramo subterráneo intercalado entre dos puntos de una red aérea.
- En otros casos se colocarán elementos de corte según criterios de arquitectura de red.

- La protección de salida de la línea en la Subestación AT/MT tendrá desactivado el reenganche automático cuando la proporción de la parte subterránea sea superior al 50 % de la línea.

3.3. Estructuras de respaldo

Son las estructuras formadas por dos o más líneas principales, con capacidad de respaldo total o parcial en caso de avería de una de ellas. Las líneas pueden estar alimentadas por el mismo transformador o por uno distinto.

Para facilitar la separación de la parte de línea principal con avería, la línea principal se divide en segmentos. En el caso de red subterránea estos segmentos están definidos por los tramos entre salida de CT y entrada al CT siguiente. En el caso de líneas aéreas los definen los interruptores telecontrolados, y los elementos de maniobra local. Toda línea aérea debe contar como mínimo con dos segmentos.

La capacidad de socorro de una línea principal se expresa como el tanto por ciento de la carga máxima de línea principal que se puede alimentar en condiciones aceptables de caída de tensión y sobrecarga de la línea que da el respaldo.

Los operadores de la red deben conocer esta capacidad operativa a fin de diseñar las maniobras requeridas por un corte programado o una avería en la línea principal. En particular debe tenerse en cuenta:

- Caída de tensión máxima
- Sobrecarga de tramos

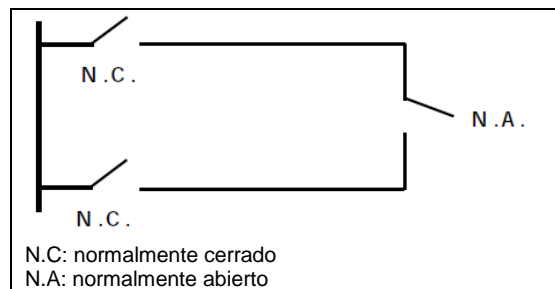
En explotación de emergencia se podrán admitir caídas de tensión en la línea de MT de hasta 1 % sobre la nominal.

Si el socorro (apoyo de una línea principal a otra) se da desde una línea alimentada desde otro transformador será necesario verificar la capacidad de carga tanto de la línea como del transformador. Además, si el transformador es de otra subestación se verificará que no hay sobrecarga en la alimentación en alta tensión de la subestación.

3.3.1. Estructuras elementales

El pétalo está formado por dos líneas de MT que, saliendo de una misma subestación, se cierran formando un bucle.

Figura 1. Configuración de unión de dos circuitos principales



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Las funciones que cumple esta estructura son:

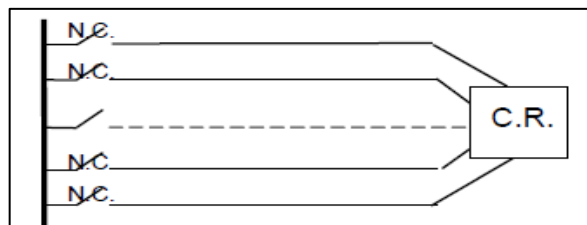
- Apoyo de una línea principal a otra ante fallo simple en un tramo.

- La ocupación máxima de la red es del 50 % de su capacidad nominal si se desea tener un efectivo apoyo. Puede admitirse un porcentaje mayor, en función de la duración anual de la punta y admitiendo un cierto coeficiente de riesgo.

El elemento de seccionamiento que permite el respaldo podrá disponer de telemando.

La línea llamada “cero” no debe llevar carga o bien una carga reducida en explotación normal. En caso de falla en un circuito, transporta toda la potencia de ese circuito desde la subestación hasta una barra donde convergen todas las líneas llamado “centro de reflexión” (C.R.). Dado que existe la línea “cero” que los auxilia las otras líneas pueden cargarse al 100 % de forma tal que se obtiene una mayor utilización de la capacidad de las líneas. Por ejemplo, si tenemos cuatro líneas y una cero, la ocupación de la red es del 80 %. Esta estructura permite el apoyo de los transformadores de distribución integrantes del huso normal y con mayor ocupación de la red que en los circuitos de apoyo. En la siguiente figura se presenta una estructura formada por cuatro circuitos y un cero.

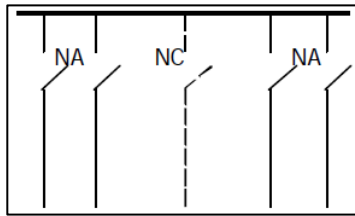
Figura 2. **Red en huso normal múltiple**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Seguidamente, se muestra un detalle de los interruptores del centro de reflexión. Los interruptores serán telecontrolados.

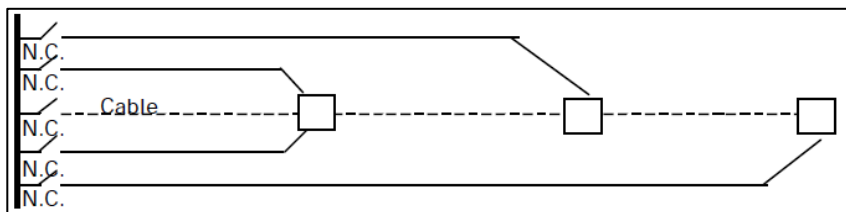
Figura 3. **Interruptores telecontrolados**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Estructura de respaldo: está formado por varias líneas que, saliendo de un mismo punto de alimentación, acuden a distintos puntos de apoyo. Igual que en la estructura anterior, se recurre al cable cero para asegurar los respaldos. Aquí el porcentaje de ocupación de la red para el caso del dibujo (cuatro salidas y un cero) es del 80 %.

Figura 4. **Estructuras de respaldo**

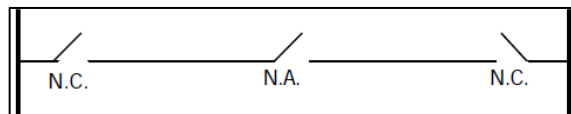


Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

3.3.2. Estructuras interconectadas

Los circuitos principales apoyados están formados por una línea que partiendo de una subestación tiene un punto de conexión (normalmente abierto) con una línea de otra subestación.

Figura 5. Circuitos principales apoyados

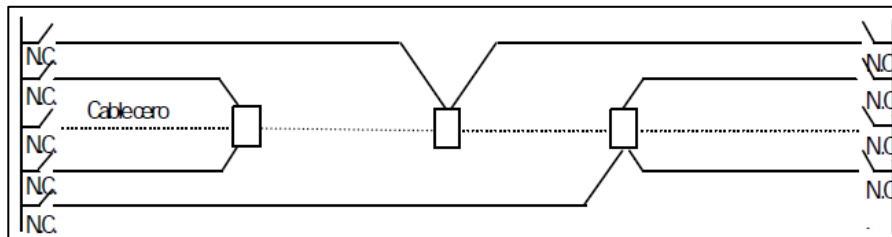


Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Igual que en las estructuras de respaldo, la ocupación máxima de la red es del 50 % de su capacidad nominal si se desea un efectivo socorro (apoyo). El elemento de seccionamiento que permite el respaldo estará telecontrolado.

Estructuras de respaldo apoyados en casos debidamente justificados podrá autorizarse la conexión, mediante cable cero, entre centros de reflexión de estructuras independientes para socorro (apoyo de interconexión) entre subestaciones.

Figura 6. **Estructuras de respaldo apoyados**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

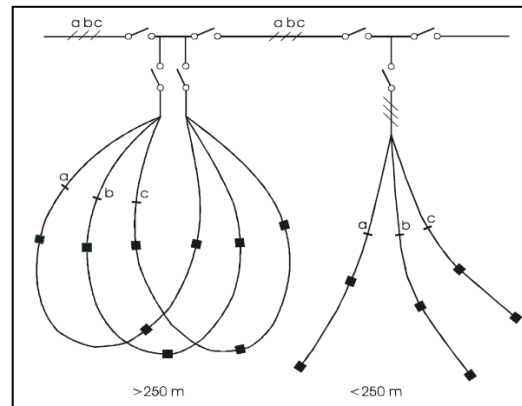
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

3.3.3. **Estructuras derivadas subterráneas**

Las derivaciones se harán en cable con elementos de la gama de terminaciones de enchufables de 200 A. Las derivaciones podrán hacerse desde la línea aérea o desde centros de seccionamiento.

En el caso de edificios de gran altura, zonas industriales, zonas francas, para la alimentación de urbanizaciones extensas y de baja densidad de carga, así como zonas comerciales, entre otros. y en general en zonas en que no sea posible hacer tendidos aéreos se podrán realizar estructuras subterráneas derivadas de la línea principal, ya sea aérea o subterránea. Estas derivaciones podrán quedar en puntas, si su longitud es menor de 250 metros, y en anillo para mayores distancias, montando transformadores monofásicos, según los esquemas siguientes:

Figura 7. **Derivadas subterráneas**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Las derivaciones se harán con cable con capacidad máxima para 200 A. Podrán hacerse desde la línea aérea o desde centros de seccionamiento, alimentados por cables subterráneos.

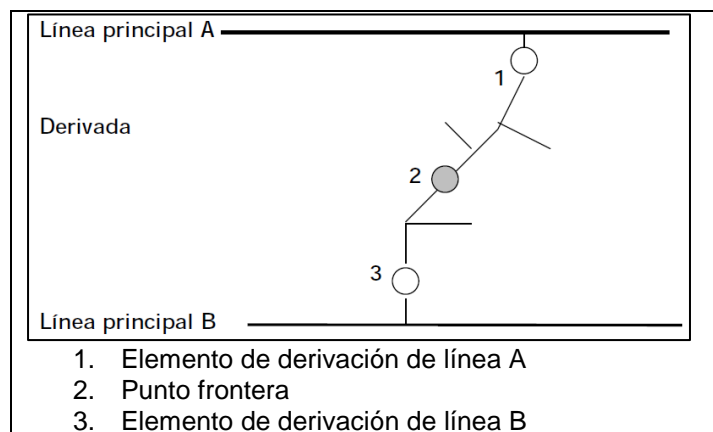
3.3.4. Estructuras derivadas aéreas

En caso de ciudades importantes con tendido totalmente aéreo, por necesidades de calidad de servicio se hace necesario apoyar las derivaciones importantes. Para ello se permite el cierre de estas derivaciones sobre otra línea principal en los casos en que se justifique económicamente, y con las siguientes condiciones:

Solo se aplicará a derivaciones trifásicas con potencia instalada superior a 2 500 kVA.

- La derivada tendrá en la conexión a cada una de las líneas un elemento de corte del mismo tipo: reconectores, interruptores, o seccionadores.
- El punto frontera entre dos líneas puede ser uno de estos elementos de corte, o bien uno intermedio en la línea derivada. En este caso, será un seccionador.
- El socorro (apoyo) solo se dará a la derivación, no debiéndose usar para apoyo entre líneas principales. Por tanto, los dos elementos de conexión a las líneas principales y el punto frontera, si existe, no podrán estar simultáneamente cerrados.
- La derivada deberá tener una sección uniforme.

Figura 8. **Derivadas aéreas**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

3.4. Criterios de protección

A continuación, se mencionan las protecciones tanto para sobretensiones como para sobrecarga y cortocircuito.

3.4.1. Protección contra sobrecargas y cortocircuito

La protección principal de las redes de media tensión estará confiada al interruptor automático de cabecera de línea.

- En redes aéreas urbanas y rurales, el interruptor de cabecera estará dotado de reenganche automático.
- En redes subterráneas no se utilizará reenganche. En redes mixtas se utilizará reenganche si la parte subterránea es inferior a un 50 %.
- En redes aéreas rurales o mixtas urbano- rurales se instalarán elementos de protección intermedios para segmentar el mercado si se justifica económicamente.
- En los puntos de la red en los que se prevea una potencia de cortocircuito superior a la capacidad de los fusibles de expulsión, estos se instalarán asociado con fusibles de alto poder de corte.

3.4.2. Protección contra sobretensiones

En los pasos aéreo- subterráneos se instalarán pararrayos autoválvulas de óxidos metálicos, al igual que en bancos de condensadores, reguladores de tensión, interruptores telecontrolados, autoseccionadores y reconectores.

Los transformadores sobre poste se protegerán contra sobretensiones mediante pararrayos autoválvulas de óxidos metálicos situados sobre el tanque, próximos al pasatapas (tipo autoprotegido).

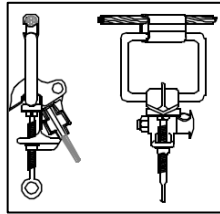
En los transformadores convencionales de poste, que se instalen de nuevo se situarán las autoválvulas de forma similar a los autoprotegidos. Si el seccionador de protección queda situado eléctricamente antes de la autoválvula se utilizarán fusibles de curva adecuada (tipo D, slow-fast o similar).

3.4.3. Conexión de cargas

El transformador de distribución instalado en el suelo derivado de línea aérea, se hace referencia tanto a los transformadores montados en plataforma (Pad Mounted) como a los instalados en caseta a pie de poste o en edificio, alimentados desde red aérea a través de cable aislado.

En ambos casos se instalará en el entronque aéreo-subterráneo un elemento que incorpore las funciones de conexión y desconexión a la red además de protección contra cortocircuitos del conjunto (seccionador fusible de expulsión). El seccionador fusible se podrá sustituir por una conexión amovible (conector cuña con estribo y *hot line*) cuando el transformador forme parte de una subderivada.

Figura 9. **Conexión amovible**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Para cliente sensible, son aquellos clientes que por el tipo de actividad que desarrollan o por el tipo de equipos que manejan se les deba garantizar el suministro se les podrá aplicar algunas de las siguientes soluciones:

- Si el cliente se encuentra en una línea principal apoyada y el CT (centro de transformación) lo permite, debe adoptarse un esquema de entrada y salida.
- Si el cliente necesita mayor seguridad, se deberá instalar una segunda alimentación y una conmutación entre las dos alimentaciones.

La maniobra podrá ser local, telecontrolada o automática, según sea la situación en la red y los requerimientos del cliente.

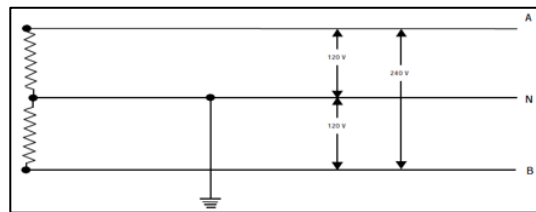
3.5. Arquitectura de la red de baja tensión

A continuación, se presenta la arquitectura de la red de baja tensión.

3.5.1. Red de BT aérea

Esta red será monofásica a tres hilos y con las tensiones de 120/240 V según el esquema siguiente. Este se aplicará a redes tanto urbanas como rurales.

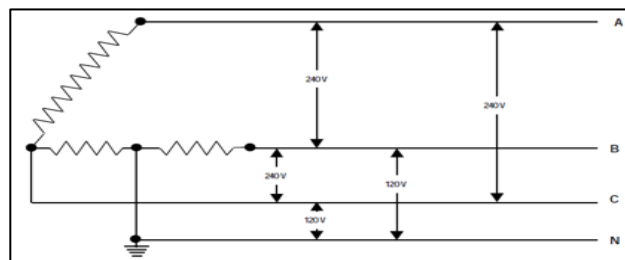
Figura 10. Red BT monofásica CA 120/240 V



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Conexión trifásica a cuatro hilos con las tensiones 120/240 V alimentada mediante un banco con dos transformadores en delta abierto, según el esquema siguiente.

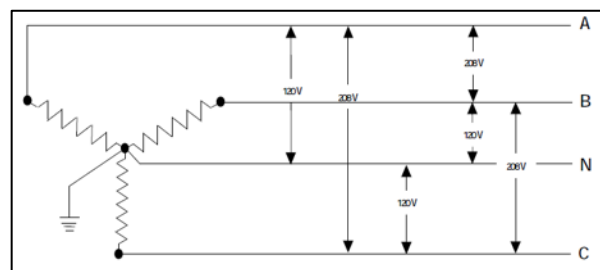
Figura 11. Delta abierta corriente alterna 120/240 V



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Para clientes que precisen suministro trifásico se podrán usar excepcionalmente bancos en poste con tres transformadores monofásicos, la red de distribución, que saliera de este centro de transformación, podría ser en conductor cuádruplex.

Figura 12. **Estrella trifásico corriente alterna 120/208 V**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

3.5.2. **Caída de tensión admisible**

Dada las características particulares de distribución, será necesario tomar en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia del conductor.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de cada tramo de línea.

En la siguiente tabla, se muestra los valores de caída de tensión para los diferentes conductores de tensiones, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea.

Tabla I. **Caída de tensión para conductores de baja tensión**

Conductor	Tensión	Caída de tensión Conductores de acometida (e%)(*)		
		Factor de potencia = 0,8	Factor de potencia = 0,9	Factor de potencia = 1
Circuitos monofásicos				
Dúplex #6	120 V	34,59*10 ⁻³ PL	34,22*10 ⁻³ PL	33,55*10 ⁻³ PL
	240 V	8,65-10 ⁻³ PL	8,56-10 ⁻³ PL	8,39-10 ⁻³ PL
Triplex #6	240 V			
Triplex #2	240 V	4,40 PL	4,31 PL	4,14 PL
Triplex #1/0		2,85 PL	2,76 PL	2,59 PL
Triplex #4/0		1,55 PL	1,46 PL	1,29 PL

* Los valores de la impedancia de línea (Z) utilizados en la realización de estas tablas se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor a 90°C. Donde P= Potencia activa (w) y L= Longitud de la línea (m).

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Dada la potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitado por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída máxima admisible, es decir 5 % en zona rural y un 2,5 % en zona urbana. En zona rural de nueva electrificación se podrá admitir hasta un 8 % de caída de tensión total, incluyendo la acometida, siempre que:

- El transformador tenga tomas de regulación de $\pm 5\%$ y $\pm 2,5\%$.

La máxima potencia de transporte de un circuito de una línea trifásica equilibrada, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos\varphi_m}{1\,000} \quad (\text{Kw})$$

Siendo:

P_{\max} : potencia máxima que puede transportar la línea (Kw)

U : tensión nominal entre fases de la línea (V)

I_{\max} : intensidad máxima admisible del conductor (A)

$\cos\varphi_m$: factor de potencia medio de las cargas receptoras

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{\max} = \frac{U \cdot I_{\max} \cdot \cos\varphi_m}{1\,000} \quad (\text{Kw})$$

Siendo:

P_{\max} : potencia máxima que puede transportar la línea (Kw)

U : tensión nominal entre fases de la línea (V)

I_{\max} : intensidad máxima admisible del conductor (A)

$\cos\varphi_m$: factor de potencia medio de las cargas receptoras

En las siguientes tablas aparecen los valores de potencia máxima para circuitos monofásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1.

Tabla II. **Potencia máxima limitada por intensidad máxima (KW)
conductores de acometida**

Conductor	Tensión	Factor de potencia 0.8	Factor de potencia 0.9	Factor de potencia 1
Cinrcuito Monofásico				
Duplex #6	120 V	5.28	5.94	6.6
	240 V	10.56	11.88	13.2
Triplex #6	240 V	8.448	9.504	10.56

Fuente: Viakon. *Cable Concéntrico AL8000, XLPE+HDPE, 600V, 90°C.*
file:///C:/Users/SERVIDOR/Downloads/Viakon%C2%AE%20Cables%20CCE%20ALS8000%20ENERGUATE%20Rev%2003-01-2017.pdf. Consulta: mayo de 2019.

Tabla III. **Potencia máxima limitada por intensidad máxima (KW)
conductores de línea y acometida**

Conductor	Tensión	Factor de potencia 0.8	Factor de potencia 0.9	Factor de potencia 1
Cinrcuito Monofásico				
Triplex #2	240 V	15.36	17.28	19.2
Triplex #1/0		20.736	23.328	25.92

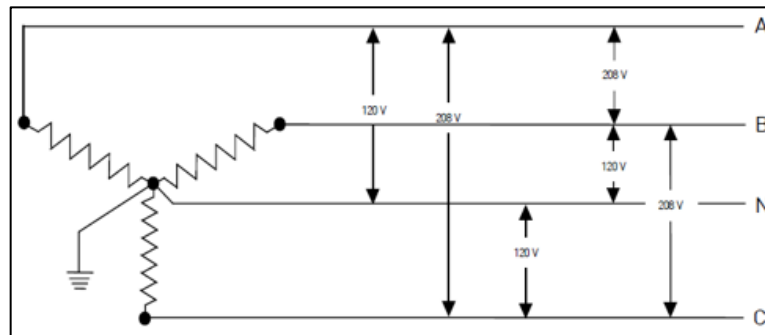
Fuente: Viakon. *Cable Concéntrico AL8000, XLPE+HDPE, 600V, 90°C.*
file:///C:/Users/SERVIDOR/Downloads/Viakon%C2%AE%20Cables%20CCE%20ALS8000%20ENERGUATE%20Rev%2003-01-2017.pdf. Consulta: mayo de 2019.

3.5.3. Red de BT subterránea trifásica

La tensión de servicio será de 120/208 V o 277/480 V si lo requiere el cliente y es tensión normalizada, tendrá su aplicación en suministros urbanos,

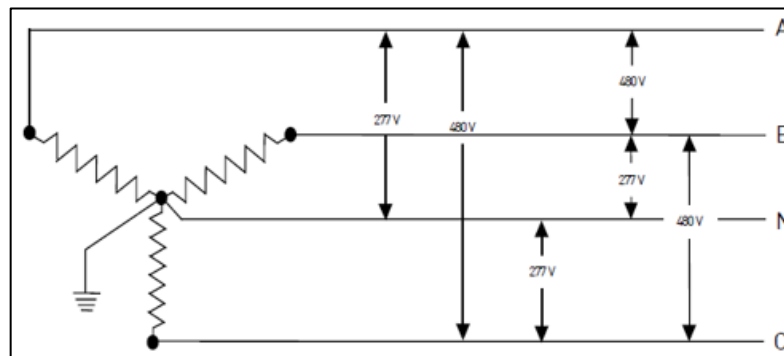
comerciales, industriales y residenciales con alta densidad de carga, de acuerdo con el esquema que se muestra a continuación.

Figura 13. **Estrella trifásico corriente alterna 120/208 V**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 14. **Estrella trifásico corriente Alterna 277/480 V**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Especificaciones de cargas para acometidas eléctricas

- **Servicios residenciales**
 - Los servicios residenciales contemplan los suministros monofásicos para cargas menores a 15 KVA para tensiones 120/240 v.

- **Servicios comerciales**
 - Los servicios comerciales contemplan los suministros monofásicos y trifásicos mayores 15 KVA y menores a 50 KVA con medición directa.

Tabla IV. Suministros > a 15 KVA y < a 50 KVA

Voltaje	Fases	Tipo de conexión	Conductores
120/240	Monofásico	2 S	3 cables
120/240	Trifásico	15S o 16S	4 cables
120/208	Trifásico	15S o 16S	4 cables
240/480	Trifásico	15S o 16S	4 cables
277/480	Trifásico	15S o 16S	4 cables

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- **Servicios industriales**
 - Los servicios industriales contemplan los suministros trifásicos mayores a 50 KVA y menores a 150 KVA con medición indirecta en baja tensión.

Tabla V. **Suministros > a 50 KVA y < a 150 KVA**

Voltaje	Fases	Tipo de conexión	Conductores
120/240	Monofasico	8A , 9A	3 cables
120/240	Trifásico	8A , 9A	4 cables
120/208	Trifásico	8A , 9A	4 cables
240/480	Trifásico	8A , 9A	4 cables
277/480	Trifásico	8A , 9A	4 cables

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- También están los suministros trifásicos mayores a 150 KVA con medición indirecta en media tensión.

3.5.4. Transformadores

Para el transformador tipo *pad-mounted* fin de línea deberá tener lo siguiente.

- Conexión cable- trafo
 - Terminal enchufable acodado en carga 200 A.
- Bornas trafo
 - Tipo pozo para borna insertable para terminal acodado enchufable en carga. Las separaciones entre bornas y la disposición de los

parkings han sido previstos para la utilización de borna insertable doble para el caso de varios transformadores en paralelo.

- Protección contra sobrecargas
 - Interruptor termomagnético tripolar.

- Protección contra cortocircuitos
 - Fusibles limitadores de alto poder de corte situados en el interior del transformador.

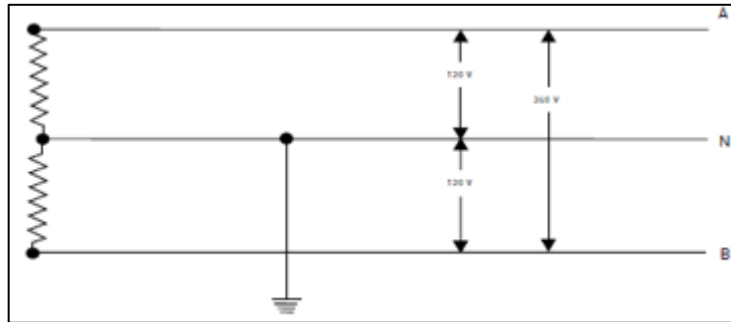
- Operación trafo
 - Mediante maniobra con pértiga del mando manual del interruptor termomagnético.

- Desconexión trafo
 - Apertura previa del trafo, mediante maniobra con pértiga del mando manual del interruptor termomagnético y posterior maniobra con pértiga de las bornas enchufables en carga.

3.5.5. Red subterránea monofásica

La tensión de suministro sera 120/240 V a tres hilos con el mismo esquema que el utilizado en la red aerea. Serán alimentados mediante transformadores pad mounted monofásicos, si la red de MT es subterránea, o tipo poste, si la red de MT es aérea.

Figura 15. **Monofásico corriente alterna 120/240 V**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

3.6. Aplicación de criterios de arquitectura de red

La aplicación de los criterios de arquitectura se describe a continuación.

3.6.1. Zona rural - alejado del núcleo de una población

Caracterizada por suministros de bajo consumo en edificaciones con normalidad unifamiliares, generalmente separadas unas de otras, en algún caso contiguas, con acometida individual. Este tipo de suministros se atenderán mediante red aérea de BT en conductor trenzado, y transformadores en poste. En este caso se aplicará estrictamente la norma de arquitectura de red, es decir:

- Transformadores agrupados en racimos monofásicos o trifásicos (esquema 1)
 - $P_{\text{máx}}$: 200 kVA (Por fase)

- Núm. Máximo CC.TT.: 8
- Distancia máxima: 4 km
- Protección del transformador contra sobretensiones
 - Autoválvulas en el tanque
- Protección contra sobrecargas
 - Interruptor termomagnético en el lado del primario
- Protección contra cortocircuitos
 - Fusible de expulsión en el seccionador fusible situado en el origen del racimo.
- Conexión trafo- red
 - Puente amovible (conector cuña con estribo y hot line) en cobre #2, grapa de conexión en caliente con cuerpo de bronce, conexión de cuña con estribo de cobre estañado. El puente amovible es entero desde la grapa de conexión a la borna del trafo pasando por el pararrayos.
- Operación trafo
 - Mediante accionamiento con pértiga del mando para operación manual del interruptor termomagnético.

- Desconexión trafo
 - Apertura previa del interruptor termomagnético y posterior apertura del puente amovible, con pértiga, en tensión, sin carga y sin posibilidad de tensión de retorno.

3.6.2. Zona urbana bajo consumo

Para la zona urbana de bajo consumo se tienen lo siguiente.

3.6.2.1. Línea de MT aérea

Caracterizada por atender suministros de bajo consumo, en edificaciones unifamiliares, generalmente contiguas, situadas a lo largo de carreteras o calles en las que se sitúa asimismo la línea de MT. Hay una mayor densidad que en el caso de la zona rural con acometidas individuales o comunes para dos o tres suministros. Este tipo de suministros se atenderán normalmente desde la red Aérea de BT tendida sobre los mismos apoyos de la red aérea de MT y transformadores en poste.

En este caso, es imposible conformar la red en racimos porque es necesario conectar gran parte de los transformadores a la línea general o derivaciones. La disposición y tipo de transformadores es la misma que en el caso anterior con excepción de la protección contra cortocircuitos, ya que no existe el seccionador fusible del racimo.

La protección contra cortocircuitos se hará mediante fusibles tipo ELSP situados entre la borna del transformador y la borna del pararrayos. Esta es la construcción más económica y presenta las siguientes ventajas:

- Válida cualquiera que sea la corriente de falta en la red.
- Un único calibre de fusible para todas las potencias de transformadores.
- Reducción del espacio necesario para disponer el montaje completo del transformador entre la línea de M.T. y la B.T. (se elimina el espacio necesario para el seccionador fusible).
- Menor coste del fusible ELSP que el seccionador fusible de expulsión.
- Las operaciones de operación y desconexión del trafo se hacen de la manera indicada en el caso anterior.

3.6.3. Zona urbana alto consumo

Para la zona urbana de alto consumo se tiene lo siguiente.

3.6.3.1. Línea de MT aérea para alto consumo

Los transformadores son de tipo *pad-mounted* y se alimentarán desde la red de MT aérea a través de un entronque aéreo subterráneo con protección, es decir equipado con seccionadores fusibles de expulsión, de acuerdo con la norma de arquitectura de red.

Para esta disposición (seccionadores fusibles, fusible máx. 80K), tanto si la bajada subterránea alimenta a un solo transformador o varios transformadores, la potencia máxima instalada será:

- 7,6 kV(Monofásico)500 kVA.
- 13,2 kV(Trifásico) 1 500 kVA.
- 19,9 kV (monofásico).....1 000 kVA.
- 34,5 kV (Trifásico).....3 000 kVA

Los transformadores monofásicos tendrán una potencia máxima de 167 kVA. Los transformadores trifásicos serán de esquema fin de línea, con una potencia máxima de 500 kVA (excepcionalmente 750 kVA) a fin de limitar la corriente de cortocircuito en el secundario. En caso de demandas de potencias superiores a 500 kVA, se instalarán varios trafos, sin acoplar en paralelo la baja tensión.

El seccionador fusible se sustituirá por un seccionador de cuchillas, autoseccionadores o interruptores telecontrolados según resulte de aplicar los criterios económicos de la Norma de Arquitectura de red.

3.6.3.2. Entronque aéreo - subterráneo

Tipo de cable: 1/0 con neutro 100 % líneas trifásicas o monofásicas con las potencias instaladas máximas indicadas en 3.6.3.1. y cables 4/0 con neutro 33 % para derivadas trifásicas con potencias superiores.

- Protección contra sobretensiones
 - Pararrayos paso aéreo-subterráneo

- Protección contra faltas en el cable
 - Fusibles de calibre único (80K) en el seccionador fusible de expulsión. Fusible de respaldo ELSP 80 A en caso de corrientes de defecto superiores al poder de corte del fusible de expulsión.

3.7. Norma NTDROID

Las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID) nos ayudan a cumplir con lo establecido en la ley general de electricidad, según que el Artículo 78, inciso a, del Acuerdo Gubernativo 256-97 Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que, corresponde a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la elaboración de dicha norma, las que incluirán todos los requerimientos necesarios para el diseño y la operación de las instalaciones de distribución, que permitan la protección de las personas y bienes, así como el régimen de inhabilitación y penalización cuando no se cumpla lo establecido en estas Normas.

Estas normas tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas y bienes y la calidad del servicio.

Estas normas se aplicarán obligatoriamente, en la República de Guatemala, para todas las personas individuales o jurídicas que tengan relación con el diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución de energía eléctrica, incluyendo sus mejoras, ampliaciones e instalaciones temporales. Todas aquellas personas individuales o jurídicas, que diseñen y construyan obras de infraestructura civil relacionados

con edificios, viviendas, condominios, alcantarillados, vías de tránsito, vías férreas, entre otros, deberán considerar el alcance y aplicación de estas Normas para el diseño y desarrollo de sus respectivos proyectos. Las entidades privadas y gubernamentales o municipales, encargadas de aprobar estos proyectos deberán velar por el cumplimiento de estas Normas. En el presente proyecto se estarán aplicando como tal esta norma.

4. CRITERIOS DE DISEÑO DE OBRAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

4.1. Planificación del diseño

Son las fases sucesivas de este, así como las unidades que intervendrán en cada fase para un rendimiento óptimo y garantizar la continuidad del suministro.

Fases de diseño

- Recopilación de datos
- Visita a campo
- Estudio técnico y elaboración del presupuesto
- Revisión del diseño
- Verificación del diseño
- Ajustes o cambios del diseño
- Aprobación del diseño
- Validación del diseño

4.2. Elementos de entrada para el diseño

Los elementos de entrada para el diseño se mencionan a continuación.

4.2.1. Ejecución del diseño

La recopilación de la información requerida para el diseño de la obra es realizada por la Unidad Ejecutora del Proyecto, que puede ser la propia Unidad de Proyectos MT/BT de Deocsa-Deorsa o un servicio contratado, dependiendo del grado de complejidad del proyecto. Las unidades de desarrollo - planificación de red suministran a la unidad ejecutora la información disponible que le servirá de punto de partida para la elaboración del proyecto (elementos de entrada).

- Los elementos de entrada para el diseño de obra son:
 - El plan de inversiones en obras de extensión y mejora de la red MT/BT aprobado para Deorsa (Energuate).
 - El Plan de obras en la red MT/BT.
 - Los criterios de arquitectura y de construcción de red establecidos en la Norma Caribe.
 - Las unidades constructivas normalizadas, disponibles en el Módulo de Normalización del SGT.
 - Las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID) de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

- Croquis de arquitectura de red proyectada por planificación de red, en función de los análisis, simulaciones y estudios técnico – económicos realizados.

4.2.2. Estudio técnico

Una vez finalizada la visita en campo, la Unidad Ejecutora proyecta el informe técnico y económicamente (presupuesto) la obra en el Sistema de Gestión de Trabajos (SGT).

El estudio técnico consiste en la definición del trazo, considerando la topografía del terreno y otros factores como los permisos de paso requeridos, entre otros, y la definición de las características técnicas de la obra y la forma en que se va a realizar el montaje de la red, a partir de los criterios de construcción y las unidades constructivas establecidas en la Norma Caribe.

4.2.3. Presupuesto del diseño

La elaboración del presupuesto detallado de la obra en el SGT se realiza a partir de los costes de las Unidades Constructivas normalizadas (UU. CC.), que consideran tanto los materiales como la mano de obra requerida.

4.3. Resultados del diseño

- Los resultados del diseño incluyen:
 - Memoria de la obra.
 - Planos guía del proyecto o plano general.

- Presupuesto de obra, realizado en el SGT (se presenta por etapas).
- Planos detalle de la red proyectada.
- Estudio topográfico.

4.4. Criterios para el diseño de obras de electrificación rural

A continuación se menciona los criterios para el diseño de una obra.

4.4.1. Objeto

Para optimizar las instalaciones por construir, se diseñan las obras con las opciones adecuadas con la arquitectura de red definida en las normas técnicas de construcción que se acoplen más a la realidad y que hagan más rentables las inversiones sin sacrificar la calidad de estos.

De esta manera, se obtendrá una red ordenada, con capacidad de absorber el crecimiento vegetativo a la realidad del país.

Todo proyecto diseñado para ejecutarse, basará sus cálculos mecánicos y eléctricos tomando en cuenta las consideraciones de la arquitectura de red y norma NTDOID.

4.4.2. Configuración de media tensión

La configuración de media tensión o distribución será con base en la Norma Caribe. En los siguientes apartados se mencionará la normalización de los diferentes criterios de diseño.

4.4.2.1. Normalización de conductores

La normalización que se recomienda se aplica en redes aéreas desnudas de media tensión en las empresas eléctricas DEORSA y DEOCSA con base en la Norma Caribe.

Se emplearán conductores desnudos de aluminio con alma de acero ACSR (Aluminium Conductor Steel Reinforced) normalizados para las líneas eléctricas aéreas de 13,2 y 34,5 kV.

Para la aplicación en las redes aéreas desnudas de media tensión en las empresas eléctricas DEORSA y DEOCSA se han seleccionado cables ACSR, por su relación calidad-precio con respecto a otros, por ser la tecnología más extendida en el área y porque no se han identificado problemas que desaconsejen su uso. En los cables ACSR vienen combinadas las dos principales características del acero galvanizado y del aluminio. El primero usado como núcleo para proporcionar la mayor parte del esfuerzo a la rotura del cable y el segundo para proporcionar la conductividad.

Se ha reducido a cuatro el número de conductores normalizados, para mayor sencillez y economía tanto de desarrollo como de mantenimiento y explotación de la red.

Tabla VI. **Conductores normalizados**

Código	Material
330480	Conductor ACSR 477 MCM (Hawk)
	Conductor ACSR 266 MCM (Waxwing)
436990	Conductor ACSR 266 MCM (Partridge)
525748	Conductor ACSR MCM 4/0 (Penguin)
436978	Conductor ACSR AWG 1/0 (Raven)

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla VII. **Características principales de los conductores normalizados**

Code Word	Size (AWG or kcmil)	Stranding (Al/Stl)	Diameter (ins.)				Weight Per 1000 ft. (lbs.)			Content (%)		Rated Strength (lbs.)	Resistance OHMS/1000 ft.		Allowable Ampacity (Amps)
			Individual Wires		Steel Core	Complete Cable	Al	Stl	Total	Al	Stl		DC @ 20°C	AC @ 75°C	
			Al	Stl											
Raven	1/0	6/1	.1327	.1327	.1327	.398	99	47	145	67.89	32.11	4380	.159	.217	242
Penguin	4/0	6/1	.1878	.1878	.1878	.563	197	93	291	67.88	32.12	8350	.0795	.119	357
Waxwing	266.8	18/1	.1217	.1217	.1217	.609	250	39	289	86.43	13.57	6880	.0643	.0787	449
Partridge	266.8	26/7	.1013	.0788	.2363	.642	251	115	367	68.51	31.49	11300	.0637	.0779	475
Hawk	477	26/7	.1354	.1053	.316	.858	449	207	656	68.51	31.49	19500	.0356	.0436	659

Fuente: Southwire. *Entregamos poder ... responsablemente®.* <https://www.southwire.com/>.
 Consulta: mayo de 2019.

Tabla VIII. **Criterios de utilización de los conductores ASCR normalizados**

Tipo de red	Tramo	Tensión Nominal (KV)	
		13.8	34.5
Urbana	Linea Principal	Fase 477 MCM Neutro 266 MCM	Fase 266 MCM Neutro 1/0 MCM
		Fase 266 MCM Neutro 1/0 MCM	Fase 4/0 MCM Neutro 1/0 MCM
	Derivada	Fase 477 MCM Neutro 266 MCM	Fase 4/0 MCM Neutro 1/0 MCM
		Fase 266 MCM Neutro 1/0 MCM	Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM
	Subderivada	Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM	Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM
	Rural	Linea Principal	Fase 266 MCM Neutro 1/0 MCM
			Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM
Derivada		Fase 266 MCM Neutro 1/0 MCM	Fase 4/0 MCM Neutro 1/0 MCM
		Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM	Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM
Subderivada		Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM	Fase 1/0 MCM Neutro 1/0 MCM

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.2.2. Cálculos eléctricos

El cálculo de la sección de los conductores se realizará teniendo en cuenta los siguientes límites:

- Caída de tensión máxima
 - 8 %
- Demanda máxima de diseño, por salida subestación
 - 10 000 Kva

- Coeficientes de simultaneidad de diseño
 - Red urbana: 0,7 x potencia instalada
 - Red rural: 0,4 x potencia instalada

4.4.2.3. Cálculo mecánico del conductor

En este apartado se indican los cálculos mecánicos de conductores que se realizarán de acuerdo con las características meteorológicas y geográficas. Se han definido tres zonas donde variarán las condiciones en las que se realizan los cálculos mecánicos del conductor para las distintas hipótesis.

- Zona 1: se aplicará en las zonas de influencia de huracanes con altitudes inferiores a los 1 000 m.
- Zona 2: se aplicará cuando las líneas se instalen en zonas sin influencia de huracanes con altitudes inferiores a los 2 000 m.
- Zona 3: se aplicará en las zonas con altitudes superiores a los 2 000 m.

Una vez definidas las zonas, se precisarán las características de las hipótesis de cálculo mecánico que se aplicarán en cada una de ellas.

Tabla IX. **Resumen de hipótesis con las correspondientes sobrecargas por considerar**

CONDICIÓN		ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
		Zona de influencia de huracanes y altitud menor de 1000 m		Altitud menor de 2000 m		Altitud mayor de 2000 m	
		Tª	Sobrecarga	Tª	Sobrecarga	Tª	Sobrecarga
Tracción máxima	Hipótesis viento	10 °C	Presión de viento de 106,28 daN/m ² (1)	10 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (2)	- 5 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (2)
	Hipótesis temperatura	- 5 °C	Ninguna	- 5 °C	Ninguna	- 5 °C	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis viento	20 °C	Presión de viento de 106,28 daN/m ² (1)	20 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (2)	20 °C	Presión de viento de 68,02 daN/m ² (2)
	Hipótesis temperatura	60 °C	Ninguna	50 °C	Ninguna	50 °C	Ninguna
	Hipótesis temperatura excepcional	80 °C	Ninguna	75 °C	Ninguna	75 °C	Ninguna
Flecha mínima	Hipótesis temperatura	- 5 °C	Ninguna	- 5 °C	Ninguna	- 5 °C	Ninguna
CHS		10 °C	Ninguna	10 °C	Ninguna	5 °C	Ninguna
EDS		20 °C	Ninguna	20 °C	Ninguna	15 °C	Ninguna

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- La presión de viento de 106,28 daN/m² es la equivalente a la ejercida por un viento de 150 km/h.
- La presión de viento de 68,02 da N/m² equivale a la ejercida por un viento de 120 km/h.

Para realizar los cálculos mecánicos de conductores se tendrán en cuenta conjuntamente los límites estáticos y los límites dinámicos.

4.4.2.4. Límite estático

El tense máximo de los conductores no puede ser superior a 1/3 de la carga de rotura.

4.4.2.5. Límite dinámico

Los fenómenos vibratorios se tendrán presente en las siguientes hipótesis de carga:

- Hipótesis CHS
 - La hipótesis de carga CHS tiene en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable en las condiciones de tensión más elevada que es probable que ocurra periódicamente (10 °C en la zona 1 y 2 y 5 °C en la zona 3) sin viento, de modo que la tensión del cable nunca supere un porcentaje de la carga de rotura.

- Hipótesis EDS
 - La hipótesis de carga EDS tiene en cuenta el fenómeno de vibraciones eólicas del cable en condiciones de temperatura normales (20 °C en la zona 1 y 2 y 15 °C en la zona 3) sin viento, de modo que la tensión del cable nunca supere un porcentaje de la carga de rotura.

Los porcentajes de la carga de rotura que no se pueden superar en las condiciones citadas se indican en la siguiente tabla.

Tabla X. **Características mecánicas de los conductores**

Conductor	Carga de rotura / 3 (daN)	EDS (daN)	CHS(daN)
477 MCM (Hawk)	2892	347 (12 %)	405 (14 %)
266 MCM (Partridge)	1676	218 (13 %)	251 (15 %)
4/0 (Penguin)	1238	167 (13,5 %)	192 (15,5 %)
1/0 (Raven)	650	97 (15 %)	110 (17 %)

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.2.6. **Tablas de cálculo mecánico**

La ecuación del cambio de condiciones permite calcular la tensión a que estará sometido un cable en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente para unas condiciones iniciales. Estas serán las condiciones de partida.

Estas condiciones de partida se fijarán teniendo en cuenta conjuntamente los límites estáticos y dinámicos, de forma que la situación inicial será la que establezcan las condiciones más desfavorables.

Las tablas de cálculo mecánico de conductores se determinarán mediante la ecuación de cambio de condiciones para vano nivelado:

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \cdot \left[\alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_{01}^2} - T_{01} \right] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

Siendo:

- T_{02} : componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones finales (daN).
- T_{01} : componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones iniciales (daN).
- α : coeficiente de dilatación del conductor ($^{\circ}C^{-1}$).
- θ_1 : temperatura del conductor en las condiciones finales ($^{\circ}C$).
- θ_2 : temperatura del conductor en las condiciones iniciales ($^{\circ}C$).
- S : sección total del conductor (mm^2).
- E : módulo de elasticidad del conductor (daN/mm^2).
- a : longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).
- p_1 : peso aparente del conductor en las condiciones iniciales (daN/m).
- p_2 : peso aparente del conductor en las condiciones finales (daN/m).

En el peso aparente del cable se deben considerar las sobrecargas que están actuando sobre él, en ese momento.

En las tablas de tendido se indican las flechas y tensiones con las que debe ser instalado el cable en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna esto se verá en los anexos.

4.4.3. Selección de apoyos para líneas de media tensión

A continuación, se describe como se clasifican y seleccionan los postes.

4.4.3.1. Clasificación de postes

En este apartado se definen los diferentes tipos de postes por utilizar en el diseño de líneas eléctricas aéreas. Donde los postes se clasifican en:

- Postes de hormigón
 - Poste de hormigón pretensado centrifugado (HPC)
 - Poste de hormigón armado vibrado (HVA)
- Postes metálicos de chapa (MCH)
- Postes de madera

Se utilizarán postes de hormigón. Como alternativa se utilizarán los apoyos metálicos de chapa en puntos de difícil acceso, por la facilidad de acopio debido a su menor peso.

Los apoyos de madera se utilizarán solamente como alternativa a los de hormigón cuando no estén disponibles los metálicos, en la ejecución de líneas provisionales y para consumir existencias de almacenes.

4.4.3.2. Postes de hormigón armado vibrado

A continuación, se muestran en la siguiente tabla los postes de hormigón armado vibrado.

Tabla XI. **Postes de hormigón armado vibrado normalizados**

Código	Denominación	Descripción
441 251	HAV-300-6	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 300 daN - 6 m
441 252	HAV-300-9	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 300 daN - 9 m
441 253	HAV-300-10	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 300 daN - 10,5 m
531 665	HAV-500-9	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 500 daN - 9 m
441 254	HAV-500-10	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 500 daN - 10,5 m
441 255	HAV-500-12	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 500 daN - 12 m
441 256	HAV-500-14	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 500 daN - 14 m
441 257	HAV-800-12	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 800 daN - 12 m
441 258	HAV-800-14	Postes de Hormigón Armado Vibrado - 800 daN - 14 m

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.3. Postes de hormigón pretensado centrifugado

En la siguiente tabla se mencionan los postes de hormigón pretensado centrifugado.

Tabla XII. **Postes de hormigón pretensado centrifugado normalizados**

CÓDIGO	DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN
436 932	HPC-300-6	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado - 300 daN - 6 m
436 937	HPC-300-9	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado - 300 daN - 9 m
436 938	HPC-300-10	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado - 300 daN - 10,5 m
531 666	HPC-500-9	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado - 500 daN - 9 m
436 956	HPC-500-10	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado - 500 daN - 10,5 m
436 957	HPC-500-12	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado -500 daN - 12 m
436 958	HPC-500-14	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado -500 daN - 14 m
436 959	HPC-800-12	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado -800 daN - 12 m
436 960	HPC-800-14	Poste de Hormigón Pretensado Centrifugado -800 daN - 14 m

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.4. Postes metálicos de chapa

En la siguiente tabla se muestran los postes metálicos de chapa normalizados.

Tabla XIII. **Postes metálicos normalizados**

Denominación	Descripción
MCH-300-9	Poste de Metálico de Chapa - 300 daN - 9 m
MCH-300-10	Poste de Metálico de Chapa - 300 daN - 10,5 m
MCH-500-9	Poste de Metálico de Chapa - 500 daN - 9 m
MCH-500-10	Poste de Metálico de Chapa - 500 daN - 10,5 m
MCH-500-12	Poste de Metálico de Chapa - 500 daN - 12 m
MCH-500-14	Poste de Metálico de Chapa - 500 daN - 14 m
MCH-800-12	Poste de Metálico de Chapa - 800 daN - 12 m
MCH-800-14	Poste de Metálico de Chapa - 800 daN - 14 m

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.5. Postes de madera

Los postes de madera se clasifican según el esfuerzo que soportan por clases 1,3 y 5 (800, 500 y 300 daN aproximadamente), mostrados a continuación.

Tabla XIV. **Poste de madera normalizados**

Codigo	Designación	Poste
450 958	M-6- c5	Poste de madera de 6 m clase 5
450 959	M-9- c5	Poste de madera de 9 m clase 5
450 960	M-10- c5	Poste de madera de 10,5 m clase 5
450 961	M-10- c3	Poste de madera de 10,5 m clase 3
450 962	M-12- c3	Poste de madera de 12 m clase 3
450 963	M-12- c1	Poste de madera de 12 m clase 1
450 964	M-14- c3	Poste de madera de 14 m clase 3
450 965	M-14- c1	Poste de madera de 14 m clase 1

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.6. Características de postes de hormigón armado vibrado

Los postes HAV serán de sección cuadrada ajustándose a las dimensiones establecidas.

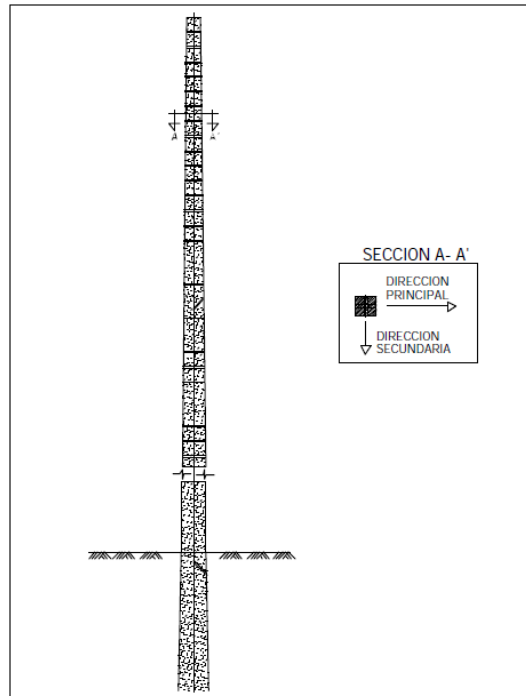
Tabla XV. Características de postes HAV

Denominación	Esfuerzo (daN)	Altura (m)	Lado (mm)		Pendiente (mm/m)
			Cúspide	Base	
HAV-300-6	300	6	165	255	15
HAV-300-9		9		300	
HAV-300-10		10,5		323	
HAV-500-10	500	9	195	330	
HAV-500-10		10,5		353	
HAV-500-12		12		375	
HAV-500-14		14		405	
HAV-800-12	800	12	195	375	
HAV-800-14		14		405	

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 16. **Detalle de poste HAV**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.7. Características de postes de hormigón pretensado centrifugado

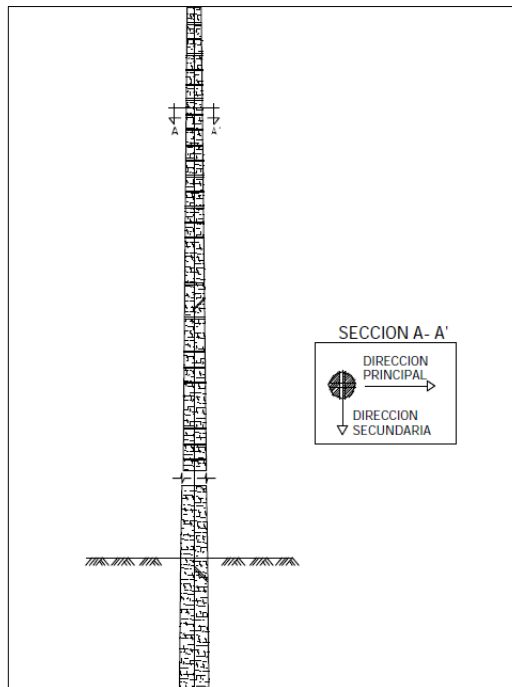
Los postes HPC serán de sección circular ajustándose a las dimensiones establecidas.

Tabla XVI. **Características de postes HPC sección circular**

Denominación	Esfuerzo (daN)	Altura (m)	Diámetro (mm)		Conicidad (mm/m)
			Cuspe	Base	
HPC-300-6	300	6	165	255	15
HPC-300-9		9		300	
HPC-300-10		10,5		323	
HPC-500-9	500	9	195	330	
HPC-500-10		10,5		353	
HPC-500-12		12		375	
HPC-500-14		14		405	
HPC-800-12	800	12	195	375	
HPC-800-14		14		405	

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 17. **Detalle de postes HPC sección circular**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.8. Características de postes metálicos

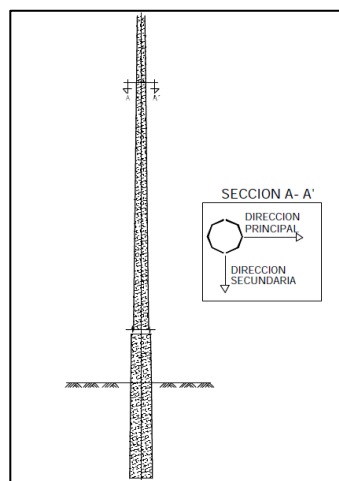
Los postes MCH serán de sección circular ajustándose a las dimensiones establecidas.

Tabla XVII. **Características de postes MCH sección circular**

Denominación	Esfuerzo (daN)	Conicidad (mm/m)	Espesor	Altura (m)	Diámetro cúspide (mm)	Esfuerzo Vertical Simultáneo (daN)
MCH-300-9	300	10 a 12	≥ 3	9	140-160	1200
MCH-300-10				10,5		
MCH-500-9	500	12 a 15		10,5		
MCH-500-10				9		
MCH-500-12				12		
MCH-500-14				14		
MCH-800-12	800	15 a 20		12	145-170	2000
MCH-800-14				14		

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 18. **Detalle de postes MCH sección circular**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Características de postes de madera

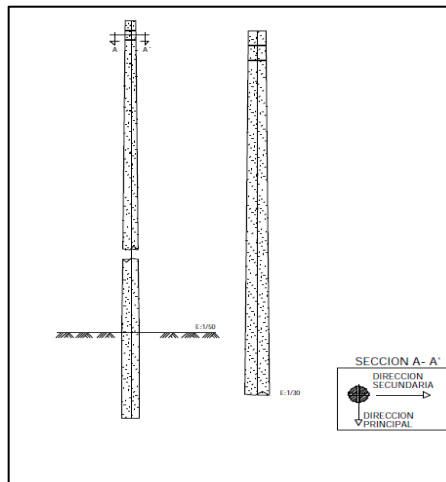
A continuación, se muestran las características de los postes de madera.

Tabla XVIII. **Características de postes de madera**

Designación	Esfuerzo Nominal (daN)	Coefficiente Seguridad	Esfuerzo de Rotura (daN) (1)
M-6-c5	300	2,3	860
M-9-c5	300	2,3	860
M-10,5-c5	300	2,3	860
M-10,5-c3	500	2,3	1 360
M-12-c3	500	2,3	1 360
M-12-c1	800	2,3	2 040
M-14-c3	500	2,3	1 360
M-14-c1	800	2,3	2 040

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 19. **Detalle postes de madera**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Criterios de selección de postes

Los criterios de selección y utilización de postes son los siguientes:

- Las líneas se diseñarán utilizando los postes de hormigón HAV y HPC con carácter prioritario en alineación, ángulos, anclajes y finales de línea.
- En último caso, se podrán utilizar los postes metálicos y de madera en sustitución de los de hormigón de esfuerzo y altura equivalentes, cuando no sea posible instalar estos últimos por razones de ubicación en lugares de difícil acceso, teniendo prioridad los metálicos ante los de madera. No se permitirán más de cuatro postes consecutivos de madera.

4.4.3.9. Cimentaciones

Las cimentaciones pueden ser:

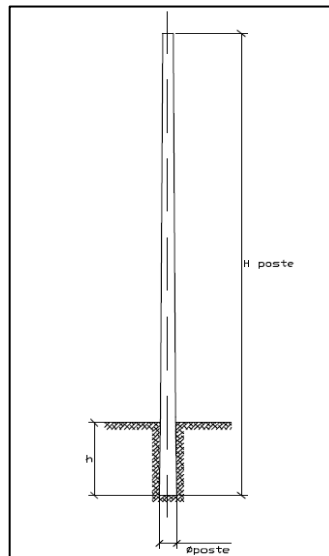
- Cilíndricas
 - Directamente enterradas
 - Hormigón (para terrenos normales o flojos)
- Monobloque
 - La elección de un tipo de cimentación u otro dependerá del tipo de terreno y de la maquinaria disponible. La tangente del ángulo de giro máximo permitido al alcanzar el equilibrio (inclinación del poste) no será superior a 0,01 ($\text{tg } \alpha = 0,01$).

4.4.3.10. Cimentaciones cilíndricas

Las cimentaciones cilíndricas directamente enterradas, la cimentación se realizará introduciendo el poste directamente en el terreno en un hoyo practicado para tal fin y, posteriormente, relleno del hueco restante mediante capas alternas de grava y tierra, que serán apisonadas para darle consistencia a la cimentación. Las cimentaciones cilíndricas con hormigón en terrenos normales o flojos las cimentaciones llevarán hormigón, ya que las fundaciones con el poste directamente enterrado obligan a perforaciones mayores, reduciéndose significativamente la altura útil del poste.

A continuación, se detallan las dimensiones correspondientes a los distintos postes para cada una de las cimentaciones para cada tipo de terreno.

Figura 20. **Cimentación cilíndrica directamente enterrada**



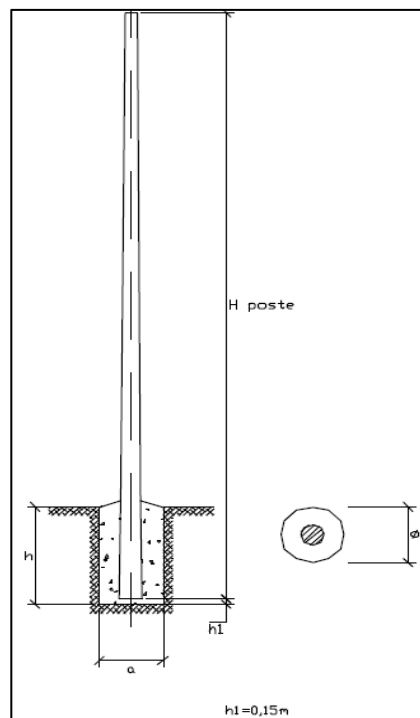
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XIX. **Cimentación cilíndrica sin hormigón**

Esfuerzo Util (daN)	Altura (m)	Tipo de Terreno											
		Terreno Normal (K=12)				Terreno Duro (K=16)				Terreno Muy Duro (K=20)			
		diam (m)	h (m)	C.S.	V (m3)	diam (m)	h (m)	C.S.	V (m3)	diam (m)	h (m)	C.S.	V (m3)
300	6	0.255	1.70	1.6	0.087	0.255	1.60	1.63	0.082	0.255	1.50	1.56	0.077
300	9	0.300	1.85	1.7	0.131	0.300	1.70	1.57	0.120	0.300	1.60	1.54	0.113
300	10.5	0.323	1.85	1.5	0.152	0.323	1.75	1.61	0.143	0.323	1.65	1.59	0.135
500	10.5	0.353	2.05	1.5	0.201	0.353	1.95	1.63	0.191	0.353	1.85	1.64	0.181
500	12	0.375	2.1	1.5	0.232	0.375	2.00	1.66	0.221	0.375	1.85	1.52	0.204
500	14	0.405	2.15	1.5	0.277	0.405	2.10	1.85	0.271	0.405	2.00	1.90	0.258
800	12	0.375	2.4	1.6	0.265	0.375	2.20	1.52	0.243	0.375	2.10	1.57	0.232
800	14	0.405	2.45	1.6	0.316	0.405	2.30	1.67	0.296	0.405	2.15	1.59	0.277

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 21. **Cimentación cilíndrica con hormigón**



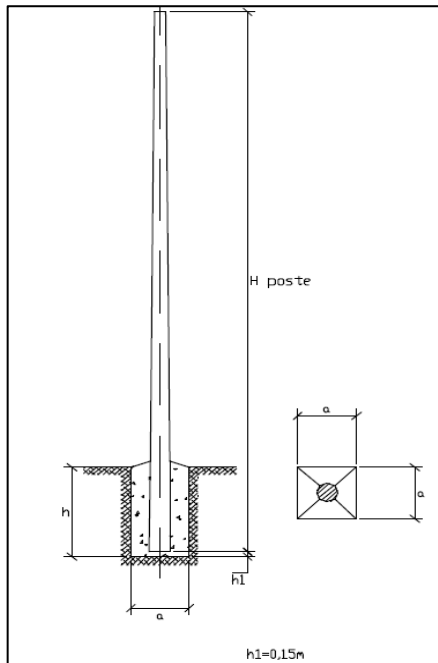
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XX. **Cimentación cilíndrica con hormigón**

Esfuerzo Util (daN)	Altura (m)	Tipo de Terreno							
		Terreno Flojo (K=8)				Terreno Normal (K=12)			
		diam (m)	h (m)	C.S.	V (m3)	diam (m)	h (m)	C.S.	V (m3)
300	6	0.550	1.55	1.69	0.368	0.550	1.40	1.66	0.333
300	9	0.550	1.70	1.55	0.404	0.550	1.55	1.59	0.368
300	10.5	0.550	1.80	1.63	0.428	0.550	1.70	1.91	0.404
500	10.5	0.700	1.90	1.57	0.731	0.700	1.75	1.67	0.673
500	12	0.700	1.95	1.51	0.75	0.700	1.85	1.8	0.712
500	14	0.700	2.05	1.56	0.789	0.700	2.05	2.27	0.789
800	12	0.900	2.05	1.51	1.304	0.700	2.00	1.52	0.77
800	14	0.900	2.15	1.54	1.368	0.700	2.10	1.56	0.808

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 22. **Cimentación cuadrada con hormigón**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXI. **Cimentación cuadrada**

Esfuerzo Util (daN)	Altura (m)	Tipo de Terreno															
		Terreno Flojo (K=8)				Terreno Normal (K=12)				Terreno Duro (K=16)				Terreno Muy Duro (K=20)			
		a (m)	h (m)	C.S.	V (m3)	a (m)	h (m)	C.S.	V (m3)	a (m)	h (m)	C.S.	V (m3)	a (m)	h (m)	C.S.	V (m3)
300	6	0.50	1.45	1.66	0.363	0.40	1.40	1.67	0.224	0.40	1.30	1.65	0.208	0.40	1.25	1.76	0.200
300	9	0.40	1.70	1.56	0.272	0.40	1.55	1.61	0.248	0.40	1.55	2.13	0.248	0.40	1.55	2.65	0.248
300	10.5	0.40	1.80	1.65	0.288	0.40	1.70	1.96	0.272	0.40	1.70	2.60	0.272	0.40	1.7	3.24	0.272
500	10.5	0.60	1.80	1.54	0.648	0.50	1.75	1.67	0.438	0.50	1.70	1.97	0.425	0.50	1.7	2.45	0.425
500	12	0.60	1.90	1.65	0.684	0.50	1.85	1.81	0.463	0.50	1.85	2.39	0.463	0.50	1.85	2.98	0.463
500	14	0.60	2.05	1.88	0.738	0.50	2.05	2.3	0.513	0.50	2.05	3.06	0.513	0.50	2.05	3.81	0.513
800	12	0.80	2.00	1.73	1.28	0.60	1.90	1.52	0.684	0.60	1.85	1.81	0.666	0.60	1.85	2.25	0.666
800	14	0.80	2.05	1.61	1.312	0.60	2.05	1.74	0.738	0.60	2.05	2.31	0.738	0.60	2.05	2.87	0.738

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.3.11. Esfuerzos por viento

En muchas ocasiones, los postes se verán sometidos a unos esfuerzos extra producidos por la acción del viento sobre los conductores de otros servicios (teléfono, televisión por cable, entre otros) que se sujetan en los postes ya instalados. En estas tablas se marcan los vanos máximos admisibles teniendo en cuenta que sobre la línea se instalarán con posterioridad otros conductores. A efectos del viento, se ha asimilado el esfuerzo realizado sobre el poste por los conductores considerados como otros servicios con el realizado por un conductor de 60 mm de diámetro instalado a la altura correspondiente.

Tabla XXII. Línea MT – viento 120 Km/h

Apoyo		Hawk (m)		Partrige (m)		Penguin (m)		Raven (m)	
Esfuerzo Nominal (daN)	Altura (m)	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv
		300	9	55.7	55.3	76.4	75.7	85.5	84.8
10.5	53.6		53.3	74	73.5	82.5	82.0	109.0	108.3
500	10.5	89.4	88.8	123.3	122.5	137.6	136.6	181.6	180.5
	12	89.5	89	123.5	122.8	137.7	136.9	181.6	180.6
	14	89.6	89.1	123.6	123	137.8	137.1	181.7	180.8
800	12	143.2	142.3	197.6	196.4	220.3	219.0	290.6	289
	14	143.3	142.6	197.8	196.8	220.5	219.4	290.6	289.3

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXIII. Línea MT y otros servicios – viento 120 Km/h

Apoyo		Hawk (m)		Partrige (m)		Penguin (m)		Raven (m)	
Esfuerzo Nominal (daN)	Altura (m)	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv
		300	10.5	35.9	35.8	44	43.8	46.9	46.7
500	10.5	59.9	59.6	73.4	73.1	78.2	77.9	90.7	90.4
	12	58.7	58.4	71.6	71.3	76.1	75.9	87.9	87.7
	14	60.9	60.7	75	74.8	80	79.8	93	92.8
800	12	93.8	93.5	114.5	114.1	121.8	121.4	140.6	140.2
	14	97.5	97.2	120	119.8	128	127.6	148.8	148.5

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXIV. Línea MT – viento 150 Km/h

Apoyo		Hawk (m)		Partrige (m)		Penguin (m)		Raven (m)	
Esfuerzo Nominal (daN)	Altura (m)	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv
300	9	35.7	35.4	48.9	48.5	54.7	54.3	73.2	72.7
	10.5	34.3	34.1	47.4	47.0	52.8	52.6	69.7	69.3
500	10.5	57.2	56.8	78.9	78.4	88.0	87.4	116.2	115.5
	12	57.3	56.9	79.0	78.6	88.1	87.6	116.2	115.6
800	14	57.3	57.0	79.1	78.7	88.2	87.8	116.3	115.7
	12	91.6	91.1	126.5	125.7	141.0	140.2	186.0	185.0
	14	91.7	91.3	126.6	126	141.1	140.4	186.0	185.2

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXV. Línea MT y otros servicios – viento 150 Km/h

Apoyo		Hawk (m)		Partrige (m)		Penguin (m)		Raven (m)	
Esfuerzo Nominal (daN)	Altura (m)	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv	13.8 Kv	34.5 Kv
300	10.5	23.0	22.9	28.2	28.1	30.0	29.9	34.8	34.7
500	10.5	38.3	38.1	47.0	46.8	50.0	49.8	58.0	57.9
	12	37.5	37.4	45.8	45.7	48.7	48.6	56.2	56.1
	14	39.0	38.9	48.0	47.8	51.2	51.0	59.5	59.4
800	12	60.1	59.8	73.3	73.0	78.0	77.7	90.0	89.8
	14	62.4	62.2	76.8	76.6	81.9	81.7	95.2	95.0

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.4. Retenidas o vientos de media tensión

Se instalarán vientos o retenidas en aquellos postes que estén sometidos a cargas mayores a las que pueden soportar manteniendo el coeficiente de seguridad permitido. Sin embargo, se recomienda reducir su número al mínimo posible.

Cuando otras empresas instalen otros conductores para diversos usos (telefonía, baja tensión, entre otros) en los postes de DEORSA añadirán, en el caso de ser necesario, las correspondientes retenidas para compensar las cargas extras producidas, tanto transversal como longitudinalmente con el fin de soportar los nuevos esfuerzos a los que se verán sometidos los postes.

Se utilizarán vientos anclados en los postes del tipo fin de línea, anclaje, ángulo, estrella, o en aquellos otros postes en los cuales se requieran, intentando reducir su uso al mínimo posible.

Seguidamente se muestra una tabla de los esfuerzos de viento máximos para postes con retenidas en los distintos armados.

Tabla XXVI. Vientos máximos para postes con retenidas en distintos armados

Conductor	Configuraciones de las retenidas										
	Configuraciones de la línea										
	Sim. C. Mon. de 5 a 30°	Sim. C. Mon. de 30 a 60°	Sim. C. Mon. de 60 a 90°	Sim. C. Trif. de 5 a 20/30°	Sim. C. Trif. de 20/30 a 60°	Sim. C. Trif. de 60 a 90°	Sim. C. Trif. de 5 a 60° (vert.)	Dob. C. Trif. de 5 a 20/30°	Dob. C. Trif. de 20/30 a 60°	Dob. C. Trif. de 60 a 90°	Dob. C. Trif.
Raven	1 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	Montaje Doble, 1 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	Montaje Doble, 1 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	Montaje Doble, 2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"				
Penguin	2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	Montaje Doble, 2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	Montaje Doble, 2 cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"			Montaje doble, 2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"					Montaje doble, 2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"
Partridge y waxwing					2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"	Montaje doble, 3 cable 3/8", 2 varilla y ancla 3/4"	2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"	2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"	3 cable 1/2", 2 varilla y ancla 1"		Montaje doble, 3 cable 3/8", 2 varilla y ancla 3/4"
Hawk (tense reducido)						Montaje doble, 2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"					Montaje doble, 2 cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"
Hawk					3 cable 1/2", 2 varilla y ancla 1" (ver nota 1)	Montaje doble, 3 cable 1/2", 2 varilla y ancla 1" (ver nota 2)	3 cable 1/2", 2 varilla y ancla 1" (ver nota 3)	3 cable 3/8", 1 varilla y ancla 1" (ver nota 4)	4 cable 1/2", 3 varilla y ancla 1"		Montaje doble, 3 cable 1/2", 2 varilla y ancla 1" (ver nota 5)

Nota 1: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura no superará los 6080 daN.
 Nota 2: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura no superará los 6090 daN.
 Nota 3: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura no superará los 6100 daN.
 Nota 4: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura no superará los 4125 daN.
 Nota 5: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura, en el apoyo en el cual se soporta el conductor neutro, no superará los 6090 daN.

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXVII. **Vientos máximos para postes con retenidas en distintos armados de configuraciones fin de línea**

Configuraciones de las retenidas (Configuraciones fin de línea)				
Conductor	Configuraciones de la línea			
	Sim. C. Mon.	Sim. C. Trif.	Sim. C. Trif. (Disp. Vertical)	Dob. C. Trif.
Raven	(2) cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"	(2) cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"		
Penguin	(2) cable 3/8", 1 varilla y ancla 3/4"			
Partridge y waxwing		(2) cable 1/2", 1 varilla y ancla 1"		(3) cable 1/2", (2) varilla y ancla 1"
Hawk (tense reducido)				
Hawk		(3) cable 1/2", (2) varilla y ancla 1" (ver nota 1)		(4) cable 1/2", (3) varilla y ancla 1" (ver nota 2)

Nota 1: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura no superará los 6260 daN.
 Nota 2: La tensión máxima en la retenida de línea situada a menor altura no superará los 7040 daN.

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.5. Puestas a tierra para líneas de media tensión

La puesta a tierra de los postes se realizará con electrodos de difusión vertical o con anillo cerrado alrededor del poste. Se conectarán a tierra el conductor neutro, todos los herrajes y los posibles equipos que se instalen tanto en los postes de hormigón como en los metálicos.

Cuando se utilicen postes de madera, se podrá prescindir de la puesta a tierra de los herrajes del poste, si no hay más de cuatro consecutivos entre los de hormigón conectado a tierra. En todo caso se garantizará la existencia de un

mínimo de tres conexiones del neutro a tierra cada kilómetro de línea sin tener en cuenta las conexiones a tierra de los usuarios.

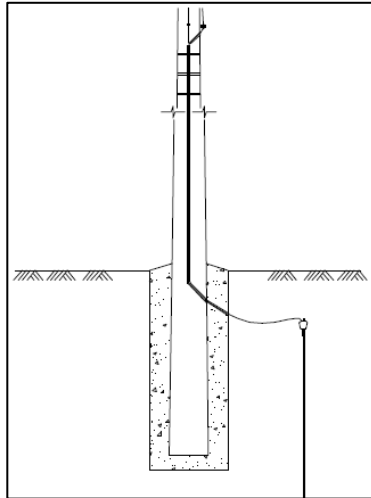
- Resistencia de puesta a tierra
 - Valor medido en cualquier poste de la línea $< 5 \Omega$
 - Puesta a tierra individual de cada poste $\leq 25 \Omega$

- Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra serán
 - Línea de tierra
 - Electrodo de puesta a tierra

Línea de tierra es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con los elementos conectados a tierra. Se usará como conductor de puesta a tierra un cable de cobre de sección AWG N° 2 ($33,62 \text{ mm}^2$), la unión entre la línea de tierra y los electrodos de puesta a tierra se realizará mediante conectores de cuña a presión.

Electrodos de puesta a tierra se utilizarán como electrodos de puesta a tierra las picas de puesta a tierra. Dicha pica será de acero recubierta de cobre, la profundidad mínima de enterramiento del electrodo será de 0,5 m. La puesta a tierra puede ser simple o en anillo cerrado como se muestra en la figura siguiente.

Figura 23. **Electrodo de puesta tierra simple**



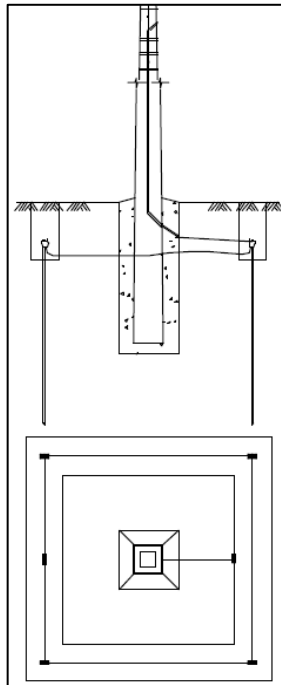
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

El anillo cerrado consiste en un conjunto de cuatro picas de puesta a tierra unidas mediante conductor de cobre de núm. 2, que formará un cuadrado dispuesto alrededor del poste. Todo el conjunto del anillo estará enterrado a 0,5 m de profundidad y se conectará a la línea de tierra en un punto del conductor mediante conector cuña a presión.

Es necesario usar el electrodo en anillo cerrado en postes ubicados en zonas de pública concurrencia, postes con acometida aéreo-subterránea, postes que soporten centros de transformación y pararrayos autovalvulares y en aquellos postes que soporten aparatos de maniobra.

Figura 24. **Electrodos de puesta a tierra en anillo cerrado**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.6. Selección de capacidad de centros de transformación

La selección de capacidad de los transformadores y sus características estarán de acuerdo con la especificación técnica correspondiente.

4.4.6.1. Herrajes de aparamenta y del transformador

Los herrajes son los elementos encargados de fijar el transformador y la aparamenta al apoyo. Sus características se adecuarán a lo indicado en la correspondiente especificación técnica.

4.4.6.2. Características de las instalaciones para el transformador

Los CT objeto del presente proyecto cumplen las siguientes características generales:

- La alimentación del CT en alta tensión se realiza por línea aérea con conductor desnudo o forrado.
- Los apoyos serán de hormigón de 10,5 m y 300 daN, de 10,5, 12 y 14 m de 500 daN y de 12 y 14 m de 800 daN.
- Todos los transformadores serán del tipo monofásico autoprotegido, es decir, llevarán incorporadas las protecciones de sobretensión y sobre intensidad.
- El transformador se fijará al apoyo mediante los soportes adecuados.

4.4.6.3. Transformadores

En las tablas adjuntas se recogen las dimensiones y pesos aproximados de los transformadores normalizados, a tener en cuenta en el diseño y cálculo de los centros de transformación.

Tabla XXVIII. **Características de transformadores para 13,8 kV**

Potencia transformador	10 kVA	25 kVA	50 kVA	75 kVA
Peso (kg)	90	150	260	375
Diámetro cuba (mm)	300	400	450	470
Altura total (mm) (1)	850	1 000	1 200	1 250
Superficie frontal (m ²) (2)	0,180	0,300	0,428	0,470
Superficie lateral (m ²) (2)				

Fuente: Cooper Power Systems. *Transformers & Components*.

http://www.cooperindustries.com/content/public/en/products/transformers_components.html.

Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXIX. **Características de transformadores para 34,5 KV**

Potencia transformador	10 kVA	25 kVA	50 kVA	75 kVA
Peso (kg)	135	190	330	450
Diámetro cuba (mm)	400	450	550	600
Altura total (mm) (1)	900	1 100	1 300	1 350
Superficie frontal (m ²) (2)	0,200	0,315	0,495	0,570
Superficie lateral (m ²) (2)				

Nota 1: La altura total incluye los elementos salientes de la cuba del trafo, tales como herrajes, bornas, pararrayos, etc.
 Nota 2: Para el cálculo de las superficies frontal y lateral se ha tomado que la altura de la borna pasatapas es de 250 mm para 13,2 kV y 400 mm para 34,5 kV.

Fuente: Cooper Power Systems. *Transformers & Components*.

http://www.cooperindustries.com/content/public/en/products/transformers_components.html.

Consulta: mayo de 2019.

Por lo tanto, el consumo promedio de un cliente en los proyectos de electrificación rural de 0,4 KVA y teniendo un factor de simultaneidad de 0,9 se concluye que se pueden tener más clientes por transformador instalado, mejorando el factor de pérdidas al vacío, quedando de la siguiente manera:

- Transformador de 10 KVA ----- 34 clientes
- Transformador de 25 KVA ----- 85 clientes

Para estos números de clientes en un transformador, se debe cuidar la caída de tensión en la distribución en baja tensión, por lo que a esta optimización se debe verificar los brazos de cada transformador para estar dentro del rango admisible de la legislación de Guatemala 8 % en área urbana y 10 % en área rural.

4.4.7. Normalización de transformadores de distribución

A continuación se describen las características de los transformadores normalizados.

4.4.7.1. Características de los transformadores de distribución

Las características más importantes son las siguientes.

- Tipo autoprotegido con 1 o 2 bornas, equipado con protección de sobretensión y sobreintensidad.
- Pararrayos sobre el tanque.
- Refrigeración aceite mineral.

4.4.7.2. Potencias y tensiones normalizadas

Las potencias y tensiones normalizadas por DEORSA se describen a continuación.

Tabla XXX. **Tensiones y potencias normalizadas**

Tensiones		Potencia
Entrada (KV)	Salida (V)	(KVA)
13,8	120 / 240	10, 25, 50 y 75
34,5	120 / 240	

Fuente: elaboración propia.

Únicamente se consideran transformadores autoprotegidos con protección magnetotérmica en MT (tipo Magnex), con 1 borna o 2 bornas (para conformar bancos trifásicos), pero en la realidad, en las redes existen muchísimos transformadores autoprotegidos sin Magnex o transformadores convencionales (ambos con 1 o 2 bornas), donde es necesario instalar la protección por separado.

Figura 25. **Tipos de transformadores tipo poste**

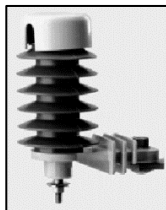


Fuente: elaboración propia.

4.4.7.3. Protección de los transformadores

Para las sobretensiones se utilizarán pararrayos de óxidos metálicos, envolvente polimérica y soporte aislante instalados sobre el tanque: incluido en los transformadores autoprotegidos.

Figura 26. **Pararrayo para distribución eléctrica**



Fuente: Hubbell Incorporated. *Productos*. <https://www.hubbell.com/>. Consulta: mayo de 2019.

Para las sobrecargas y desconexión eléctrica se utilizará el interruptor termomagnético, unipolar en el primario del transformador, con posibilidad de maniobra manual con pértiga: incluido en los transformadores autoprotegidos con Magnex.

Figura 27. **Interruptor termomagnético para transformadores de distribución**

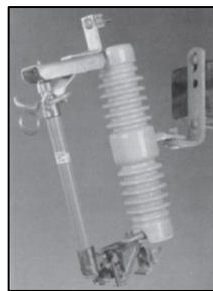


Fuente: Hubbell Incorporated. *Productos*. <https://www.hubbell.com/>. Consulta: mayo de 2019.

Se utilizarán los siguientes cortacircuitos.

- Zona rural: fusibles de expulsión en seccionador – fusible del racimo
- Zona urbana: fusible entre borna de MT y puente amovible

Figura 28. **Cortacircuitos fusible**



Fuente: Hubbell Incorporated. *Productos*. <https://www.hubbell.com/>. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXXI. **Características de los pararrayos o autoválvulas**

Parámetro	Tensiones Nominal (kV)	
	13.8	34.5
Tensión máxima de servicio (kV)	8.4	22
Corriente nominal de descarga (kA)	10	
Corriente soportada corta duración (kA)	100	
Corriente de larga duración (A)	250	
Frecuencia nominal (Hz)	60	

Fuente: Hubbell Incorporated. *Productos*. <https://www.hubbell.com/>. Consulta: mayo de 2019.

Estos permiten absorber importantes sobretensiones generadas por la caída de un rayo en las líneas de distribución. Deben estar perfectamente aterrizados. Para el interruptor termomagnético (Magnex) las características de montaje integral interior cuba y sus funciones son las siguientes.

- Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos en B.T.
- Sensible a temperatura del líquido refrigerante y corriente del bobinado primario.
- Bloqueo conexión ante bajada del nivel del fluido.
- Conexión y desconexión en primario del transformador.

El magnex desconecta automáticamente el transformador cuando la intensidad de BT es excesiva, evitando daños internos y sin que actúe el fusible de protección del seccionador. Una vez abierto, se ilumina una luz roja de información. El magnex funciona también como interruptor de maniobra del trafo, permitiendo su desconexión para trabajos de mantenimiento.

- Las ventajas del magnex serán las siguientes.
 - Protección térmica: Previene fallas en el transformador
 - Aparato de protección automática
 - Incrementa la seguridad por la discriminación de fallas
 - Fácilmente operable
 - No hay que cambiar fusibles

4.4.7.4. Protección contra cortocircuito

Las protecciones serán en las siguientes condiciones.

- Para red en racimos la protección será la siguiente:

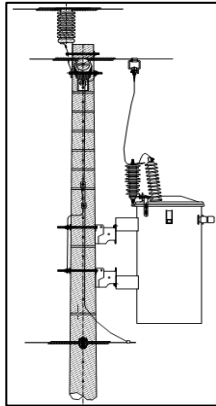
- Seccionador fusible en cabecera de racimo
- Tipo Intercambiable 200 A, según especificación técnica
- Para la zona urbana, trafos en derivadas o línea principal
 - Seccionador - Fusible individual entre trafo y línea hasta $I_{cc} \leq 10$ kA.
 - Fusibles limitadores de corriente entre borna MT y línea para $I_{cc} > 10$ kA.

Cuando el transformador no disponga de interruptor Magnex, o se requiera una protección adicional contra cortocircuito, es necesario instalar seccionadores fusible de expulsión, de acuerdo con los criterios de arquitectura de red.

4.4.7.5. Montaje de transformadores en poste

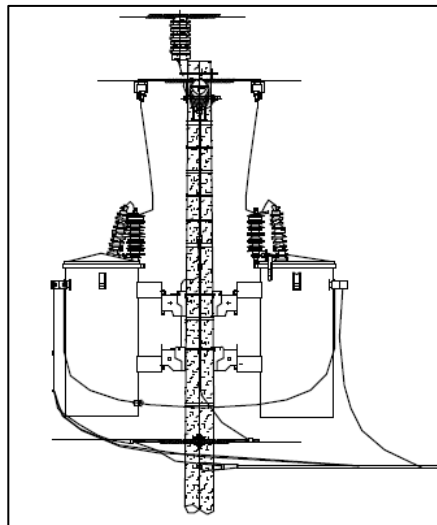
En las siguientes figuras se muestra las configuraciones de armados y montaje de los transformadores de distribución eléctrica.

Figura 29. **Montaje de un transformador monofásico en poste**



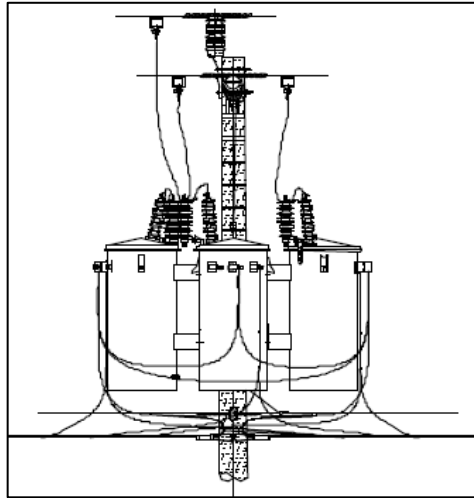
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 30. **Montaje de dos transformadores monofásicos en poste**



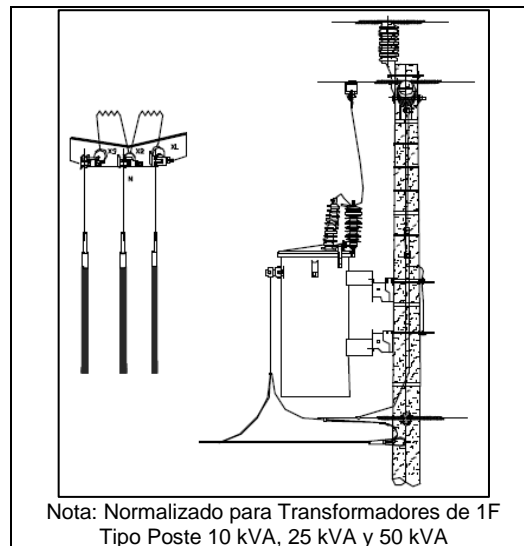
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 31. **Montaje de tres transformadores monofásicos en poste**



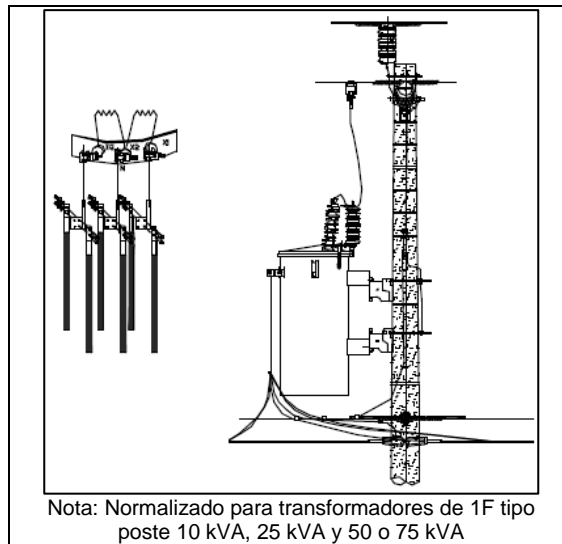
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 32. **Puente simple conexión transformador red de BT**



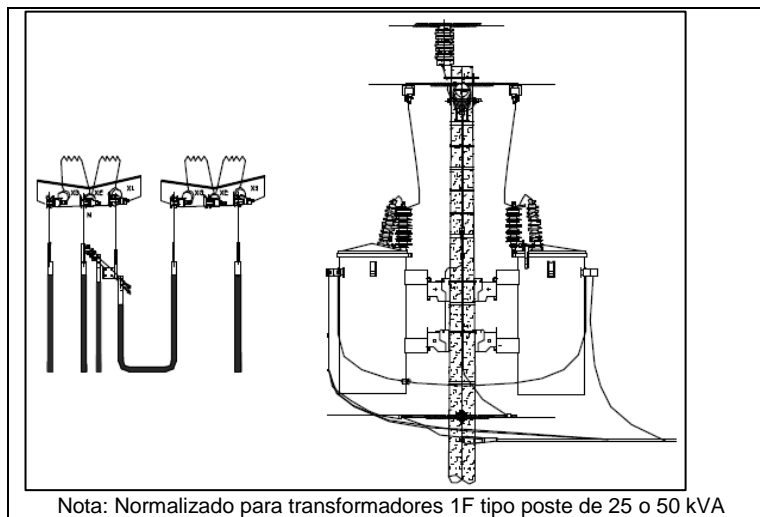
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 33. **Puente doble conexión transformador red de BT**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 34. **Puente simple conexión transformador red de BT**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.8. Optimización de líneas de baja tensión

Para optimizar la línea de distribución en un sector de baja tensión, se debe colocar el transformador en el centro de la carga, para distribuir de mejor manera sus brazos.

Se definirá la red forrada (Cable triplex) en la distribución en baja tensión pudiendo alcanzar vanos de hasta 65 m. Con esto, se debe aprovechar las condiciones del terreno, para poder extendernos más.

Se debe calcular la caída de tensión por brazo, identificando cuanta carga llevará cada tramo de red de baja tensión. Se define estar en un rango del 5 al 6 % para dejar margen al crecimiento vegetativo del mismo.

4.4.9. Retenidas o vientos para líneas de baja tensión

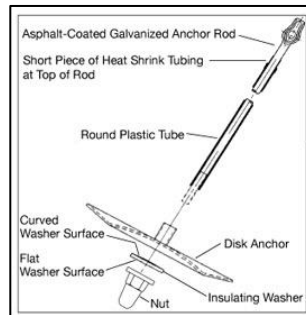
Se definirán los menos posibles a este nivel de tensión. Se deberán hacer los cálculos respectivos, como se indicó en las retenidas y vientos para línea MT, pero por las distancias bastante considerables que contienen estos vanos se planteará la mayoría de las soluciones con incrementar a un apoyo que resista mayor esfuerzo, en lugar de la retenida, cerrando a esta casuística hasta vanos de 60 m.

- Apoyos de alineación hasta 5 grados, postes de 300 daN sin retenidas
- Apoyos de 5 hasta 90 grados, postes de 500 daN sin retenidas
- Apoyos fin de línea, postes de 500 daN sin retenidas

- Donde los elementos que componen una retenida son:
 - Ancla de retenida.

- Varilla de anclaje 3/4" x 8'
- Remates o retenciones preformadas
- Cable de acero de 3/8"
- Perno de ojo
- Guardacabos

Figura 35. **Ancla tipo disco**



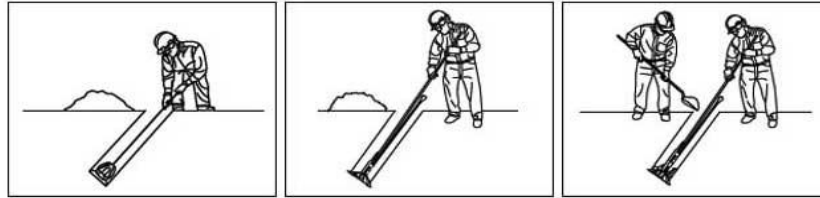
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 36. **Ancla expansiva**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 37. **Demostración de instalación de ancla tipo disco y expansiva**



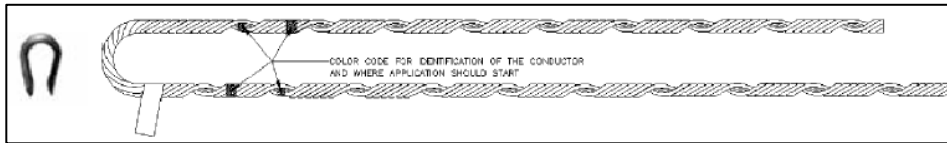
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 38. **Varillas de anclaje**



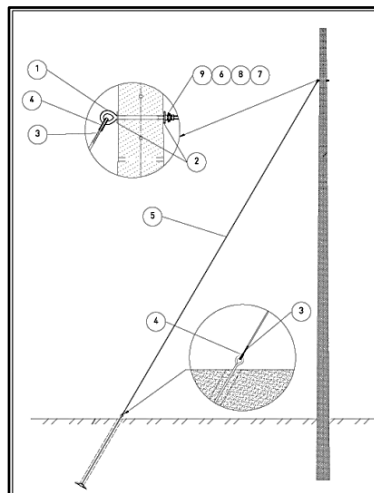
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 39. **Guardacabo + remate preformado**



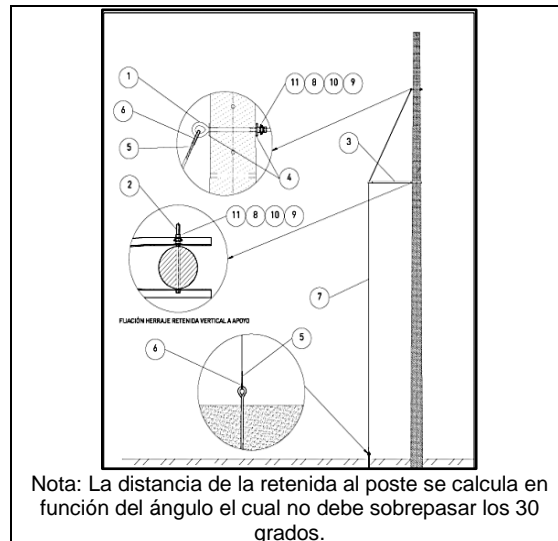
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 40. **Retenida normal**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 41. Retenida vertical



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

4.4.10. Puestas a tierra en líneas de baja tensión

Se colocarán puestas a tierra del conductor neutro con objeto de limitar las tensiones que puedan aparecer respecto a tierra. Para puesta a tierra del neutro se considerara los siguiente.

- El conductor neutro de la red de BT estará puesto a tierra en varios puntos, a saber:
 - En todos los postes que soporten un centro de transformación.
 - En todos los postes fin de línea.
 - En los postes desde los que arranque una derivación importante.
 - Se garantizará un mínimo de una puesta a tierra del conductor neutro cada 500 metros de longitud de la línea.

4.4.10.1. Elementos Constructivos de la puesta a tierra

Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra serán:

- Línea de tierra.
 - Como línea de tierra se empleará un conductor de cobre de sección #2 AWG en postes.
- Electrodo de puesta a tierra.
- En líneas de distribución los electrodos serán picas con alma de acero y recubrimiento de cobre, de una longitud de 8 pies.
- Las conexiones de la línea de tierra con los electrodos se efectuarán por medio de conectores de cuña a presión.
- La profundidad mínima de enterramiento tanto de las picas como de las líneas de tierra será de 0,5 m.

5. DESARROLLO DE DISEÑO DE LÍNEA DE ALIMENTACIÓN Y RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA PARA LA COMUNIDAD DE LA REYNITA, SAYAXCHÉ, PETÉN

A continuación se desarrolla el diseño de alimentación de MT y BT para la comunidad La Reynita utilizando los criterios de diseño antes mencionados tanto norma interna de Energuate como las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las instalaciones de Distribución de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala.

5.1. Experimentación realizada

A continuación, se menciona la información recabada de la comunidad La Reynita que pertenece al municipio de Sayaxché, Petén, su actividad laboral en general, su ubicación, entre otros. Se ha seleccionado esta comunidad ya que es una comunidad que necesita del servicio de energía eléctrica, por lo tanto se iniciara con tener un diseño.

5.1.1. Información de la comunidad de La Reynita

La comunidad La Reinita se encuentra a 80 minutos del municipio de Sayaxché, Petén. La comunidad cuenta con calle de terracería, para llegar a la comunidad La Reinita se debe cruzar el río La Pasión en ferry. La población se dedica en mayor porcentaje a actividades agrícolas y ganadería. La población actual cuenta con 264 viviendas todas fuera de la franja de los 200 metros. Los usuarios beneficiados con el servicio de energía eléctrica se presentarán en el anexo, la numeración de lista de usuarios están numerados por centro de

transformación o sea al transformador que estarán ligados, estos se pueden verificar en los planos de diseño.

5.1.2. Ubicación de la comunidad de La Reynita

Su ubicación se encuentra al sur del municipio de Sayaxché en el departamento de Petén y al nororiente de la aldea Las Pozas, siendo las coordenadas del centro de la comunidad 16 Q 180025, 1810562 como también las coordenadas de inicio del diseño 15 Q 808768, 1815291.

Figura 42. Ubicación geográfica de la comunidad La Reynita

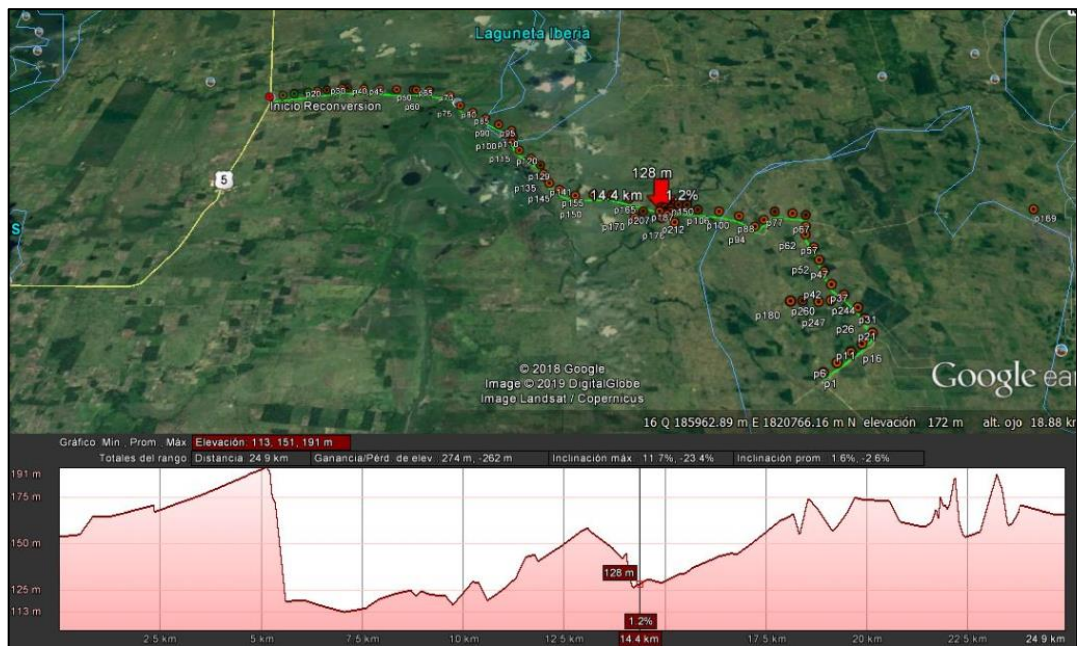


Fuente: Programa de google earth.

5.1.3. Topografía

La topografía del terreno y el perfil se ha obtenido del programa google earth donde la elevación inicial del diseño ronda los 155 M.S.N.M. conforme se avanza en la dirección del diseño sube el nivel hasta alcanzar los 192 M.S.N.M. hasta llegar al centro de la comunidad de La Reynita.

Figura 43. Perfil topográfico



Fuente: Google Earth

5.1.4. Información técnica

En el inicio del diseño se hará en la red eléctrica de distribución existente reconversión de monofásica a trifásica aproximadamente de 2,1 km que terminará en la comunidad Santo Tomás, seguidamente se construirá una red

aérea trifásica de 11,5 km en 34,5 kV conductor ACSR 1/0, y una red eléctrica aérea monofásica de 5,15 km en 34,5 kV conductor ACSR 1/0 para alimentar 16 transformadores de 10 kVA y 5 transformadores de 25 kVA. Los postes proyectados son de concreto 12,00 m, 10,5 m y 9,00 m en su mayoría de 12 m, también se proyectan postes de madera de 10,5 m y 9,00 m en sitios de difícil acceso. La distribución secundaria se realizará con conductor aislado tríplex #2, la cual alimentará a 295 usuarios. El conductor de acometida que se empleará será concéntrico de aluminio.

5.1.4.1. Tipo de red

Se considera una red rural por la topografía y un nivel de accesibilidad del terreno difícil, donde se construirá la red de distribución. La carga esta uniformemente distribuida.

5.1.4.2. Conductores

En cuanto a las características de los conductores por utilizar, ACSR 1/0 para la red de media tensión, tríplex # 2 para la red de baja tensión y conductor concéntrico 2X6 AWG para las acometidas, los cuales estarán a una temperatura máxima de 31 °C ambiente.

Tabla XXXII. **Características del conductor ACSR 1/0**

Tipo	ACSR Raven
Calibre	1/0 AWG
Corriente	242 amperios
Peso aproximado	0.48 lb/m
Carga de Rotura	4380 lb

Fuente: Viakon. *Cable Concéntrico AL8000, XLPE+HDPE, 600V, 90°C.*
file:///C:/Users/SERVIDOR/Downloads/Viakon%C2%AE%Cables%20CCE%20ALS8000%20E
NERGUATE%20Rev%2003-01-2017.pdf. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXXIII. **Conductores para red de baja tensión normalizados**

Conductores de uso en líneas y acometidas de BT	
Triplex #2	Trenzado; fases: #2 AAC - Neutro: #2 ACSR
Triplex 1/0	Trenzado; fases: 1/0 AAC - Neutro: 1/0 ACSR
Conductores de uso en líneas y acometidas de BT	
Triplex 4/0	Trenzado; fases: 4/0 AAC - Neutro: 4/0 ACSR
Conductores de uso exclusivo de acometidas	
Duplex #6	Trenzado: fases : #6 AAC - Neutro: #6 AAC
Triplex #6	Trenzado: fases : #6 AAC - Neutro: #6 AAC

Fuente: Viakon. *Cable Concéntrico AL8000, XLPE+HDPE, 600V, 90°C.*
file:///C:/Users/SERVIDOR/Downloads/Viakon%C2%AE%Cables%20CCE%20ALS8000%20E
NERGUATE%20Rev%2003-01-2017.pdf. Consulta: mayo de 2019.

Tabla XXXIV. **Características conductor concéntrico de aluminio 2x#6
AWG**

Fase	No. Hilos	7
	Diámetro hilo (mm)	1.5544
	Diámetro fase (mm)	4.66
	Sección fase (mm ²)	13.3
Espesor aislamiento (mm)		1.14
Diámetro sobre aislamiento (mm)		6.94
Neutro	Cobertura (%)	≥ 90
	No. Hilos	25
	Diámetro hilo (mm)	0.813
	AWG	20

Fuente: YANG, Jack. *Henan Huaxing Wires & Cables*.

<http://www.huaxingcablegroup.com/feedback/>. Consulta: mayo de 2019.

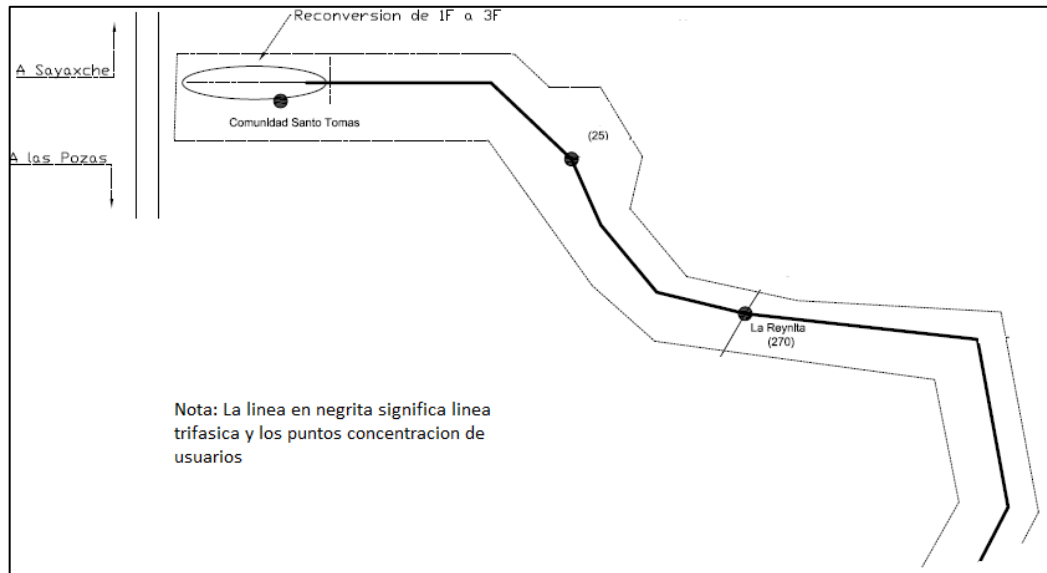
5.2. Ejecución del diseño para la comunidad de la Reynita, Sayaxché, Petén

A continuación se presenta el croquis del diseño y las diferentes etapas que conlleva a la elaboración del diseño.

5.2.1. Croquis del diseño

Este croquis nos da una idea para visualizar como es el trayecto de la línea de alimentación y una estimación de la longitud.

Figura 44. **Croquis de diseño comunidad La Reynita**



Fuente: elaboración propia.

5.2.2. **Tensores o retenidas**

Las retenidas han sido concebidas para instalarse en aquellos postes que estén sometidos a esfuerzos mayores que puedan soportar sin comprometer la seguridad de las instalaciones. Las retenidas se instalarán en todas las estructuras con ángulo y de fin de línea con el objeto de alcanzar vanos de una longitud adecuada.

5.2.3. **Postes**

Los postes por utilizar serán prioritariamente de hormigón pretensado centrifugado (HPC) de 9, 10,50 y 12,00 metros de longitud, con unas resistencias de 300, 500 y 800 dan. Cuando las condiciones del proyecto lo requiera, se podrán utilizarán postes de hormigón de longitudes y clases

mayores (14,00 metros clase 500 y 800 daN). También se utilizarán poste de chapa metálica o postes de madera por el difícil acceso a distintas calles de terracería dentro de la comunidad, los postes fueron mostrados en el apartado 4.4.3.

Tabla XXXV. **Clases de postes normalizados**

Postes	Clase (daN)		
	10.50 m	300	500
12.00 m	300	500	800
14.00 m		500	800

Nota: Los postes de clase 800 daN son especiales, y debe evaluarse las diferentes alternativas antes de su utilización.

Fuente: Cifa prefabricados.

En algunos casos donde los vanos sean largos se consideraran poste de mayor altura y que soporten mayores esfuerzos que los postes que están normalizados para distribución.

5.2.4. Misceláneos

También se instalaran postes de 21 metros de altura clase 3 000 seccionado y su cimentación será para suelo inundable, estos servirán para cruzar la línea de distribución eléctrica en el rio la pasión, ya que su caudal en tiempo de invierno crece de modo que pueda afectar la línea de distribución. En el primer tramo donde existe la línea monofásica existente, la misma será reconvertida a trifásica agregando conductores calibre 1/0 ACSR para las fases.

5.3. Diseño de línea y red aérea para la distribución eléctrica

A continuación, se describen y se mostrarán la ruta, las configuraciones de las estructuras por utilizar, diseño eléctrico, diseño mecánico, entre otros.

5.3.1. Ruta

En la ruta del diseño se buscará optimizar la trayectoria, sin menoscabo de la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad a la misma. Por lo cual cumplirá con los siguientes requisitos que indica la Norma NTDOID:

Tramos rectos: el diseño dará preferencia al trazado rectilíneo, alineación de postes. En población urbanizada, todos los postes quedaran alineados y en un solo lado de la calle para toda la red, en sentido longitudinal y transversal.

Cruce de vías, se minimizará el número de cruzamientos con otros derechos de vías tales como: carreteras, instalaciones telefónicas o de vídeo, vías férreas, canales navegables, entre otros. Cuando sea necesario realizar los cruces de vías, se evitarán riesgos de colisión con las estructuras.

Las estructuras se instalaran en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas, tomando en cuenta siempre la seguridad de las personas. Para el paso sobre vivienda existentes no se diseñará o construirse líneas aéreas de cualquier nivel de tensión sobre viviendas.

Accesos a inmuebles, se tomará en cuenta prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si al diseñar la red, los inmuebles afectados no

tuvieren definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde estos colindan.

Señalización de líneas, cuando por razones de la topografía del terreno los vanos de las líneas sean muy largos o queden a alturas considerables de la superficie del suelo, o cuando se construyan líneas aéreas en lugares de tránsito aéreo de baja altura (avionetas o helicópteros), los conductores tendrán señalizaciones adecuadas para hacerlos visibles.

Tabla XXXVI. **Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre suelo, agua y vías férreas**

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kv (m)
Vías férreas	8.1 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	5.6 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 KV.
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	4.4 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 KV.
Aguas donde no está permitida la navegación	5.2 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: a) Hasta 8 ha b) Mayor a 8 hasta 80 ha c) Mayor de 80 hasta 800 ha d) Arriba de 800 ha	6.2/8.7/10.5 ó 12.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV

Fuente: Norma NTDOID, CNEE. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/47-99.pdf>.

Consulta: mayo de 2019.

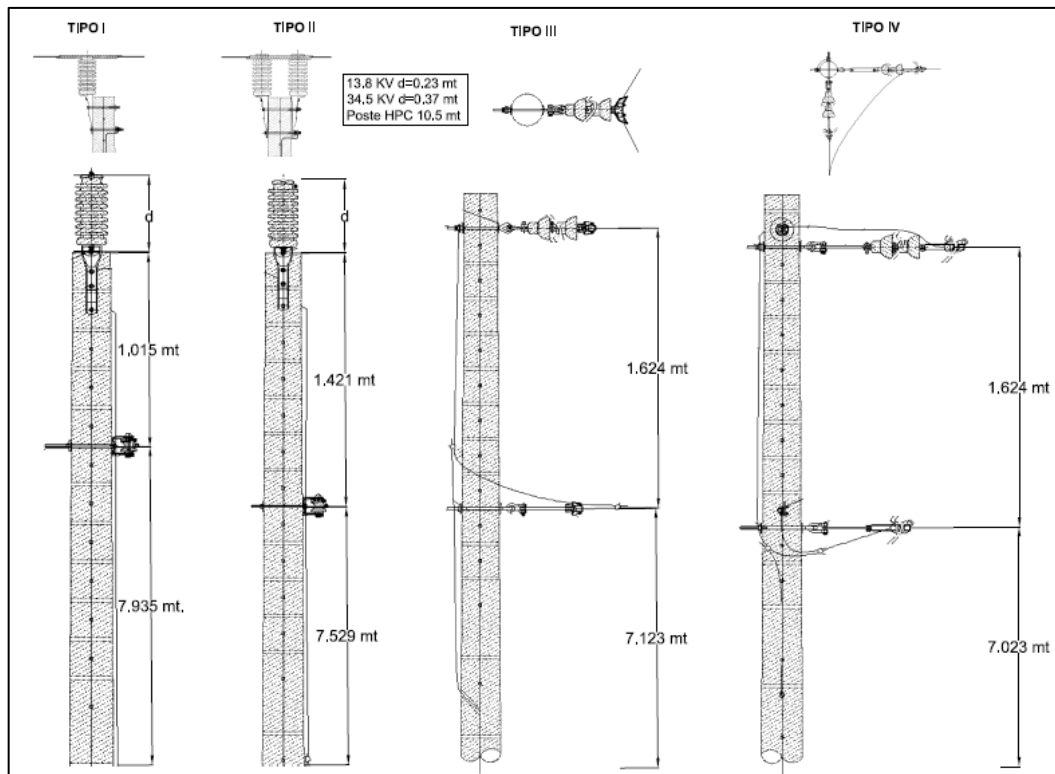
5.3.2. Tipos de configuración de estructuras

Las estructuras de media tensión que se utilizarán se clasifican principalmente en función de fases y el ángulo formado entre los conductores antes y después del apoyo.

Los más comunes son los siguientes.

- Armados monofásicos
 - Armados de alineación y ángulo $< 5^\circ$ (Tipo I)
 - Armados de ángulo 5° a 30° (Tipo II)
 - Armados de anclaje y ángulo 30° a 60° (Tipo V)
 - Armados de ángulo 30° a 60° (Tipo III)
 - Armados de ángulo 60° a 90° (Tipo IV)
 - Armados de fin de línea (Tipo VI)

Figura 45. Armados monofásicos tipo I, II, III y IV

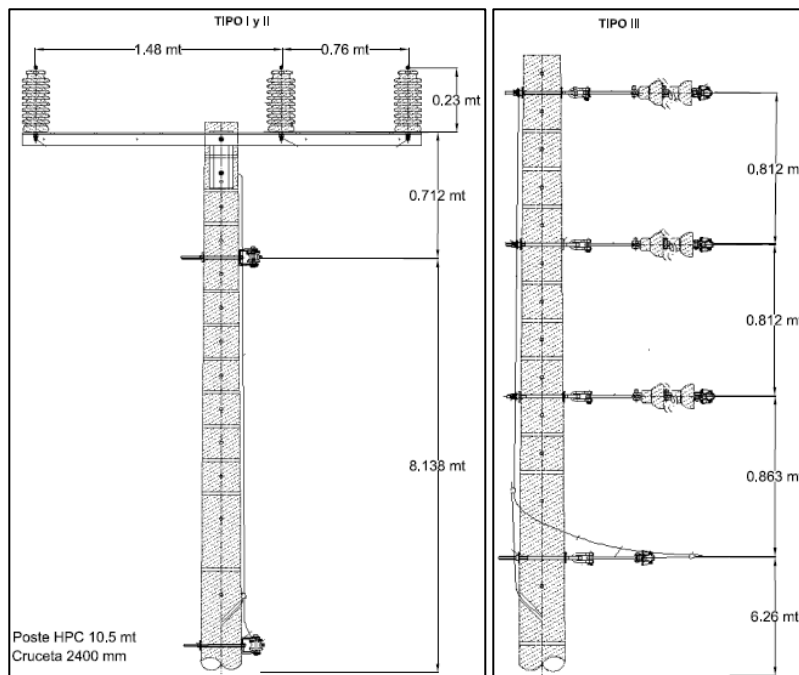


Fuente: Norma Caribe. Normas técnicas del servicio de distribución.

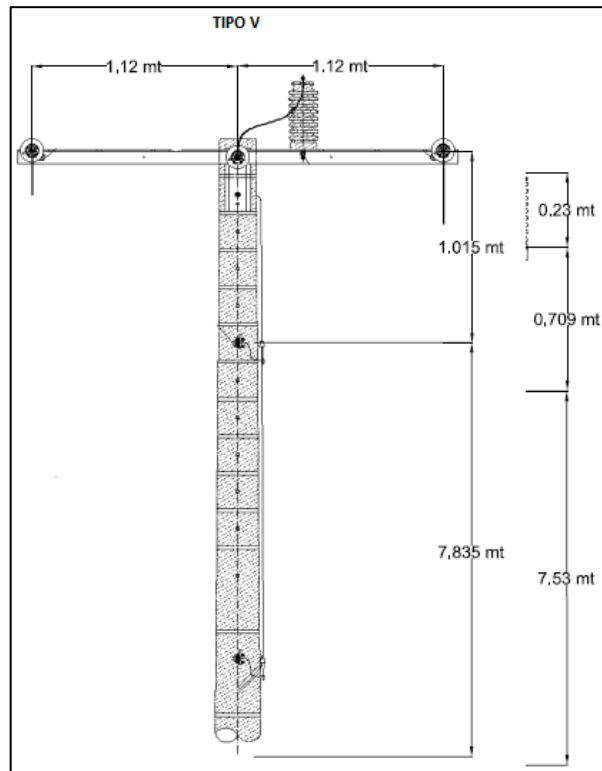
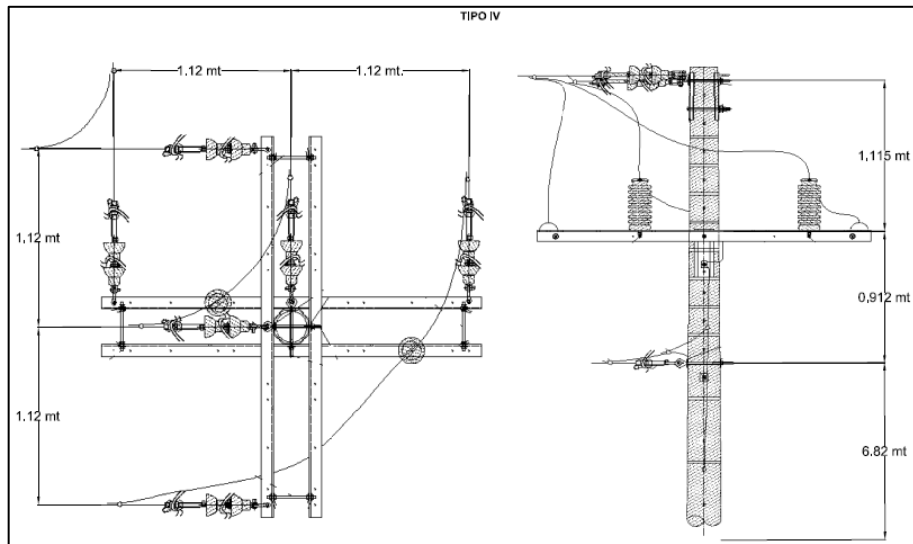
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Armados trifásicos
 - Armados de alineación y ángulo $< 5^\circ$ (Tipo I)
 - Armados de ángulo 5° a 20° (Tipo II)
 - Armados de anclaje y ángulo 20° a 60° (Tipo III)
 - Armados de ángulo 60° a 90° (Tipo IV)
 - Armados de fin de línea (Tipo VI)

Figura 46. Armados trifásicos tipo I, II, IV, V para 13,8 kv



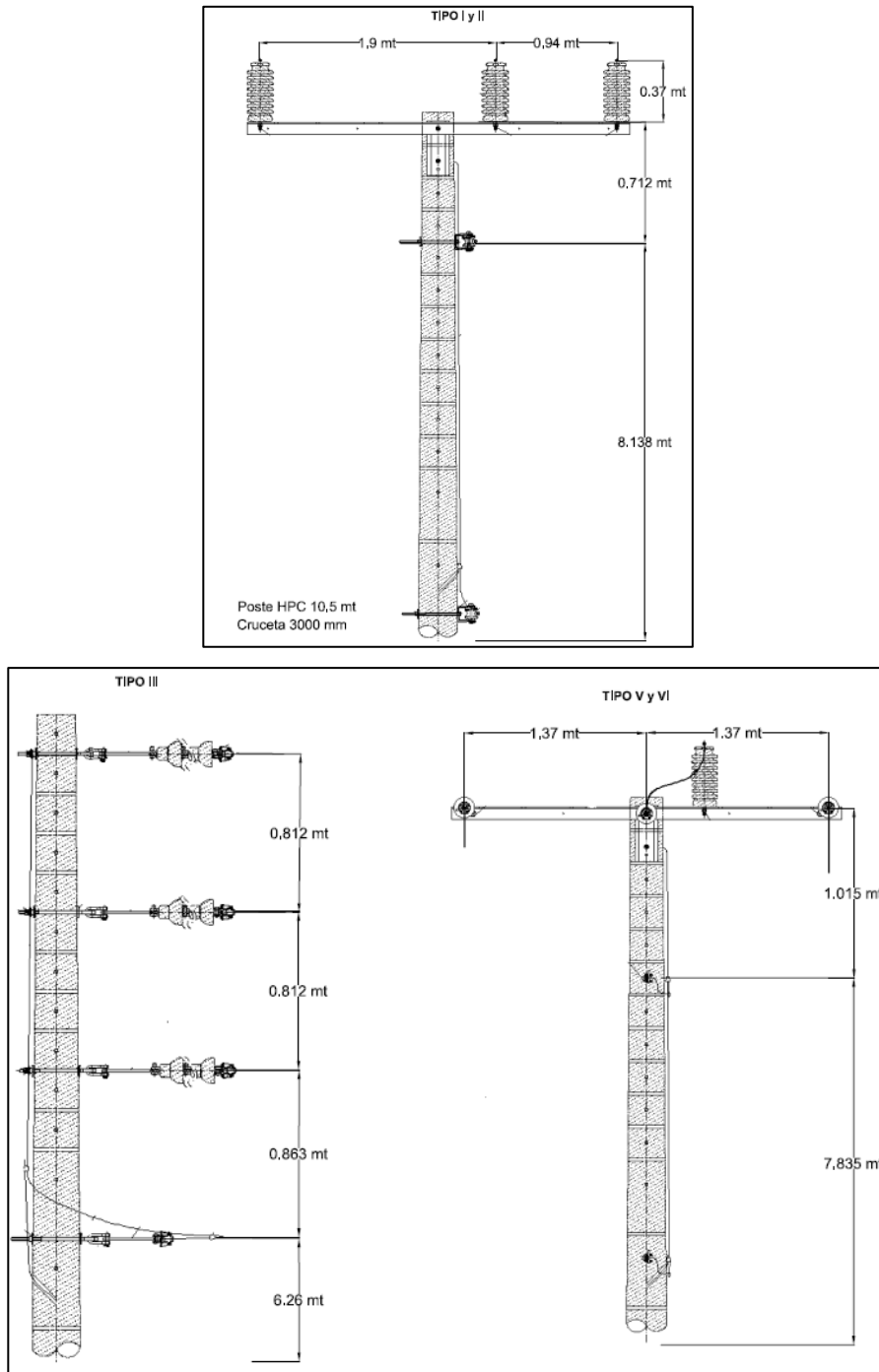
Continuación de la figura 46.



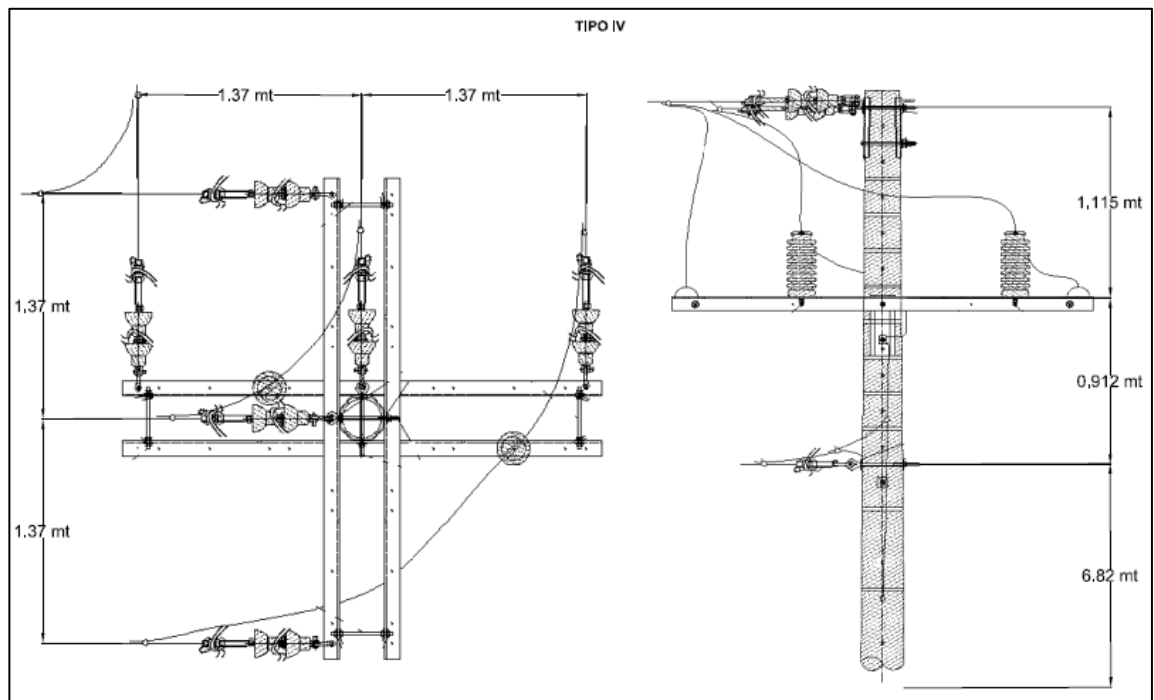
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 47. Armados trifásicos tipo I, II, III, IV, V y VI para 34,5 kv



Continuación de la figura 47.



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.3.3. Diseño mecánico

En esta sección se realizarán los cálculos mecánicos del conductor por utilizar en el presente diseño. Los conductores de líneas eléctricas que se utilizan en la actualidad son heterogéneos, es decir, están compuestos de dos materiales, normalmente aluminio y acero. Debido a esta condición de los conductores, el cálculo mecánico se hará en función del módulo de elasticidad y del coeficiente de dilatación correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio y el acero.

Además, los cálculos mecánicos de conductores dependerán de las características meteorológicas y geográficas de la zona en la que se instalen las líneas. La flecha que tomarán los conductores en los diferentes vanos y para las distintas hipótesis. Las características mecánicas de apoyos y crucetas utilizados. La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en las distintas hipótesis. Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones, al momento de establecer las condiciones del EDS y del CHS.

5.3.3.1. Límites de esfuerzo del conductor

Los límites estáticos surgen cuando la tensión máxima del conductor en cualquiera de las hipótesis anteriormente establecidas no superará en un tercio la carga de rotura. Los límites dinámicos se dan cuando las tensiones del conductor en las hipótesis EDS y CHS no superarán el valor porcentual respecto de la carga de rotura establecida en la siguiente tabla que se usará en el diseño:

Tabla XXXVII. Límites dinámicos de conductores

Denominación	Calibre	CHS	EDS
	(MCM)	%	%
RAVEN	1/0	17	15

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

El límite de 150 microdeformaciones establecido por la IEEE para conductores ASCR nunca se verá superado estableciendo estas restricciones.

Estos cálculos de valores de EDS y CHS se han realizado suponiendo que no se utilizarán amortiguadores ni armor-rod.

5.3.3.2. Curva de equilibrio de un hilo

Se define la catenaria como la línea de equilibrio de un hilo pesado homogéneo, totalmente flexible, imaginado suspendido entre dos puntos y sometido a una fuerza constante por unidad de longitud p .

La curva de equilibrio de este hilo vendrá dada por la ecuación de la catenaria.

$$y = H \cdot \cosh\left(\frac{x}{H}\right) \quad (m)$$

Donde:

$$H = \frac{T_0}{p} \quad (m)$$

Es el parámetro de la catenaria, siendo:

y : coordenada en el eje y del cable (m)

x : coordenada en el eje x del cable (m)

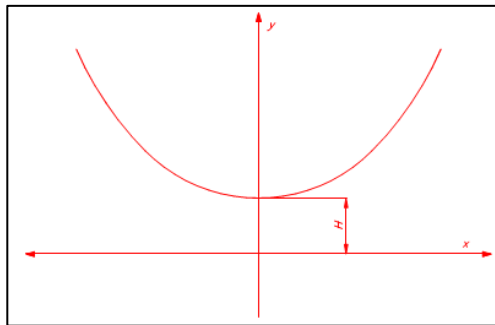
T_0 : tensión en el punto tangencial a la catenaria (daN)

p : fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable (daN/m)

La catenaria se encontrará contenida en un plano paralelo a la fuerza por unidad de longitud. La ecuación de la catenaria está referida a un sistema de

coordenadas cartesiano ortogonal donde el eje “y” es paralelo a la dirección de la fuerza por unidad de longitud p .

Figura 48. **Curva de equilibrio**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.3.3.3. **Características de la catenaria**

La componente horizontal de la tensión del cable es la proyección horizontal de la tensión T_h en cualquier punto de la curva es constante e igual a la tensión del punto de tangencia horizontal T_0 que denominamos vértice de la catenaria.

$$T \cdot \cos \alpha = cte = T_0 \text{ (daN)}$$

Siendo:

α : ángulo formado por la tensión del conductor T y su componente horizontal T_h .

La tensión del cable, es la tensión a que se ve sometido un cable en un punto determinado de la catenaria vendrá dada por la siguiente expresión:

$$T = T_{\circ} \cdot \cosh \left(\frac{x}{H} \right) \text{ (daN)}$$

Siendo:

T : tensión del cable (daN).

T_{\circ} : componente horizontal de la tensión del cable (daN).

H : parámetro de la catenaria (m).

x : coordenada en el eje x del cable (m).

La dirección de esta tensión en cualquier punto será tangente a la catenaria. La tensión en el punto medio de un vano no nivelado vendrá dado por la siguiente expresión:

$$T = T_{\circ} \cdot \cosh \frac{Xm}{H} \text{ (daN)}$$

Donde:

$$Xm = H \cdot \operatorname{argsenh} \left(\frac{\frac{b}{2 \cdot H}}{\operatorname{senh} \frac{a}{2 \cdot H}} \right) \text{ (m)}$$

Siendo:

Tm : tensión del cable en el punto medio del vano (daN)

T_{\circ} : componente horizontal de la tensión del cable (daN)

H : parámetro de la catenaria (m)

Xm : coordenada en el eje x del punto medio del vano (m)

a : longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m)

b : desnivel del vano medido en la dirección vertical (m)

La flecha máxima para un vano no nivelado vendrá dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{Tm}{p} \cdot \left[\operatorname{conh} \left(\frac{a}{2.H} \right) - 1 \right] \quad (m)$$

Donde:

f : flecha (m)

Tm : tensión del cable en el punto medio del vano (daN)

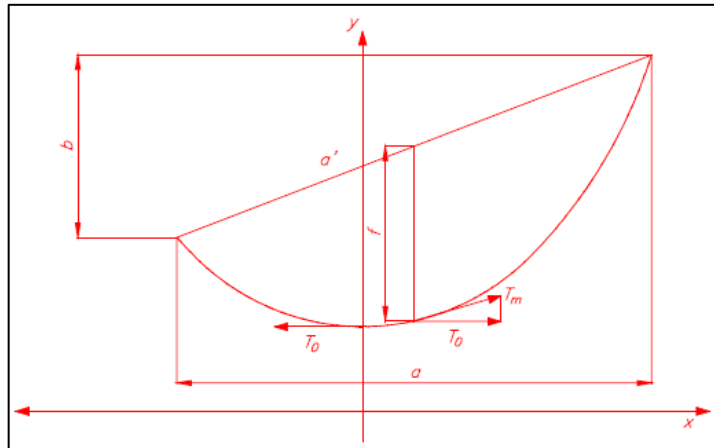
p : fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable (daN/m)

a : longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m)

H : parámetro de la catenaria (m)

b : desnivel del vano medido en la dirección vertical (m)

Figura 49. **Curva de la flecha máxima**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.3.3.4. **Tablas de cálculo mecánico**

La ecuación del cambio de condiciones permite calcular la tensión a que estará sometido un cable en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión hallada previamente para unas condiciones iniciales. Estas serán las condiciones de partida.

Estas condiciones de partida se fijarán teniendo en cuenta conjuntamente los límites estáticos y dinámicos, definidos en los apartados anteriores, de forma que la situación inicial será la que establezca las condiciones más desfavorables.

Las tablas de cálculo mecánico de conductores se determinarán mediante la ecuación de cambio de condiciones para vano nivelado:

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \cdot \left[\alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot T_{01}^2} - T_{01} \right] = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

El cálculo de la flecha para vanos nivelados se determinará mediante la siguiente expresión:

$$f_2 = \frac{T_{02}}{p_2} \cdot \left[\operatorname{conh} \left(\frac{a \cdot p_2}{2 \cdot T_{02}} \right) - 1 \right] \quad (m)$$

Siendo:

- T_{02} : componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones finales (daN).
- T_{01} : componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones iniciales (daN).
- α : coeficiente de dilatación del cable ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).
- θ_2 : temperatura del cable en las condiciones finales ($^{\circ}\text{C}$).
- θ_1 : temperatura del cable en las condiciones iniciales ($^{\circ}\text{C}$).
- S : sección total del cable (mm^2).
- E : módulo de elasticidad del cable (daN/mm^2).
- a : longitud del vano medido en la dirección longitudinal (m).
- p_1 : peso aparente del cable en las condiciones iniciales (daN/m).
- p_2 : peso aparente del cable en las condiciones finales (daN/m).
- f_2 : flecha del cable (m).

En el peso aparente del cable se deben tener en cuenta las sobrecargas que actúan sobre él en ese momento. Para eso se utilizarán las fórmulas indicadas en la siguiente tabla:

Tabla XXXVIII. **Peso aparente del cable**

Aereas	Sobrecarga viento (daN/m)
A (zona 1 y 2)	$p_v = 47.24 * d * 10^{-3}$
B (zona 1 y 2)	$p_v = 68.02 * d * 10^{-3}$
$p_a = \sqrt{p^2 + p_v^2}$	

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Siendo:

p_v : fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor o cable (daN/m).

d : diámetro del conductor (mm).

p_a : fuerza por unidad de longitud o peso aparente del cable con condiciones de sobrecarga (daN/m).

p : peso por unidad de longitud del cable (daN/m).

Sustituyendo los valores en las condiciones iniciales se llega a una ecuación de tercer grado en función de T_2 , θ_2 y p_2 . De esta forma, para cada temperatura final θ_2 y peso aparente final p_2 predeterminado, se obtienen los valores de tensión final T_2 y flecha final f_2 .

Los resultados de flechas y tensiones serán presentados en el anexo.

El límite elástico está dado por la tensión máxima de los conductores en función de la zona donde se encuentre la línea serán las indicadas en la siguiente tabla:

Tabla XXXIX. **Tensión máxima de conductor 1/0 ACSR**

Conductor	Carga rotura (daN)	Coef. Seguridad (C_G)	Tensión máxima (daN)
1/0 (Raven)	1 949	3,00	650

Fuente: Southwire. *Entregamos poder... responsablemente*®. <https://www.southwire.com/>.

Consulta: mayo de 2019.

Los límites dinámicos se refieren a los fenómenos vibratorios, se tendrán presentes en las siguientes hipótesis de carga: hipótesis CHS.

La hipótesis de carga CHS tiene en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable en las condiciones de tensión más elevada que es probable que ocurra periódicamente (10 °C en la zona 1 y 0 °C en la zona 2) sin sobrecarga, de modo que la tensión del cable nunca supere un porcentaje de la carga de rotura.

Los porcentajes de la carga de rotura que no se pueden superar en las condiciones anteriormente citadas serán los indicados en la siguiente tabla.

Tabla XL. **Hipótesis CHS - porcentaje de carga de rotura**

Conductor	Zona 1	Zona 2
1/0 (Raven)	17%	

Fuente: Southwire. *Entregamos poder... responsablemente*®. <https://www.southwire.com/>.
Consulta: mayo de 2019.

En los casos donde sea necesario se estudiará la colocación de amortiguadores adecuados para la reducción de los fenómenos vibratorios de los conductores con el consiguiente aumento de la seguridad mecánica.

La hipótesis de carga EDS tiene en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable en condiciones de temperatura normal (20 °C en la zona 1 y 15 °C en la zona 2) sin sobrecarga, de modo que la tensión del cable nunca supere un porcentaje de la carga de rotura. Los porcentajes de la carga de rotura que no se pueden superar en las condiciones anteriormente citadas serán los indicados en la siguiente tabla:

Tabla XLI. **Hipótesis EDS - Porcentajes de carga de rotura**

Conductor	Zona 1	Zona 2
1/0 (Raven)	15%	

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Teniendo en cuenta lo expuesto, en los anexos del presente documento se incluyen las tablas de cálculo mecánico y tendido del conductor.

5.3.3.5. Vanos ideales de regulación

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón, o conjunto de vanos comprendidos entre dos apoyos de anclaje de la línea semeja el comportamiento del mismo cable en un único vano tipo llamado vano ideal de regulación.

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^2}{a_i}}$$

$$a_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \text{ (m)}$$

Donde:

a_i : longitud del vano (i) medido en la dirección longitudinal (m).

b_i : desnivel del vano (i) medido en la dirección vertical (m).

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum \frac{a_i^2}{a_i}}} \text{ (m)}$$

La ecuación de cambio de condiciones se determinará mediante la siguiente expresión:

$$(k \cdot T_{02})^3 + (k \cdot T_{02})^2 \cdot \left[\alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) \cdot S \cdot E + \frac{a_r^2 \cdot p_1^2 \cdot S \cdot E}{24 \cdot (k \cdot T_{01})^2} - k \cdot T_{01} \right] = \frac{a_r^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24}$$

Siendo:

T_{02} : componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones finales (daN).

T_{01} : componente horizontal de la tensión del cable en las condiciones iniciales (daN).

α : coeficiente de dilatación del cable ($^{\circ}\text{C}^{-1}$).

θ_2 : temperatura del cable en las condiciones finales ($^{\circ}\text{C}$).

θ_1 : temperatura del cable en las condiciones iniciales ($^{\circ}\text{C}$).

S : sección total del cable (mm^2).

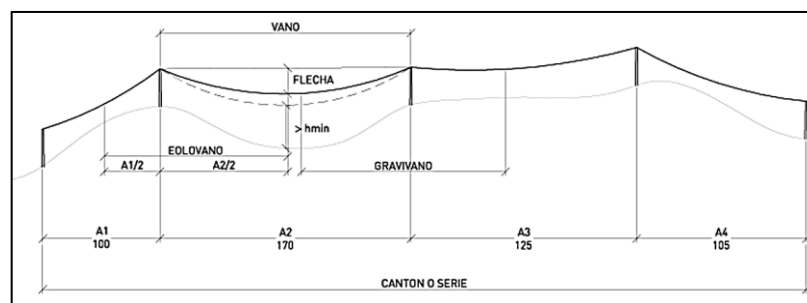
E : módulo de elasticidad del cable (daN/mm^2).

a_r : longitud del vano ideal de regulación (m).

p_1 : peso aparente del cable para las condiciones iniciales (daN/m).

p_2 : peso aparente del cable para las condiciones finales (daN/m).

Figura 50. Vano Regulador



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Definiciones importantes

- Vano peso o gravivano
 - Longitud de línea soportada por un apoyo.

- Vano viento o eolovano
 - Semisuma de los dos vanos contiguos al apoyo.

- Vano
 - Longitud de línea entre dos apoyos contiguos.

- Flecha
 - Mayor distancia vertical entre recta que une los puntos de fijación del conductor en el apoyo hasta el propio conductor.

- Cantón o serie
 - Conjunto de vanos comprendidos entre dos amarres.

5.3.3.6. Tablas de regulación

Las tablas de regulación indican las flechas y tensiones con las que debe ser instalado el cable en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna.

A diferencia de la tabla de tendido, se tendrá en cuenta el desnivel existente entre los apoyos que constituyen cada vano.

La componente horizontal de la tensión de cada cantón se calculará mediante la ecuación de cambio de condiciones establecida en el apartado anterior, para el vano ideal de regulación correspondiente.

Las flechas de cada vano del cantón se determinarán mediante la siguiente expresión:

$$f = \frac{T_{mi}}{p} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a_i}{2.H}\right) - 1 \right] \quad (m)$$

Donde:

f : flecha (m)

T_{mi} : tensión del cable en el punto medio del vano (i) (daN)

p : fuerza por unidad de longitud o peso aparente (daN/m)

a_i : longitud del vano (i) medido en la dirección longitudinal (m)

H : parámetro de la catenaria (m)

Estos resultados serán presentados en el anexo.

5.3.3.7. Curvas de replanteo

El valor de la flecha en vanos nivelados vendrá dado por la siguiente expresión:

$$f = \frac{T_0}{p_a} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a \cdot p_a}{2.T_0}\right) - 1 \right] \quad (m)$$

Siendo:

T_0 : componente horizontal de la tensión del cable correspondiente al vano de regulación obtenido (daN).

p_a : peso aparente del cable (daN/m).

a : longitud del vano (m).

Con los valores de p_a y T_0 de cada vano de regulación obtenidos en las siguientes hipótesis:

- La flecha máxima f será aquella que resulte mayor de la comparación de las condiciones siguientes:
 - Hipótesis viento: $\theta_2 = +50$ °C y sobrecarga de viento de 120 km/h en la zona 3 y $\theta_2 = +20$ °C y sobrecarga de viento de 20 km/h en las zonas 3.
- Para la flecha mínima:
 - Temperatura $\theta_2 = 10$ °C en la zona 3

Se obtendrán los parámetros de la catenaria de las curvas de replanteo correspondientes a la flecha máxima y mínima respectivamente.

Teniendo en cuenta lo expuesto, también se incluirán los parámetros de la catenaria, correspondientes a las flechas máximas y mínimas, para distintos vanos de regulación, en las tablas de cálculo mecánico de conductores de los anexos.

5.3.4. Estructuras

A continuación, se describe la clasificación de las estructuras.

5.3.4.1. Clasificación de estructuras

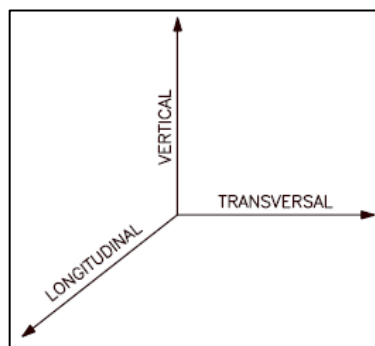
Las diferentes estructuras por utilizar en el diseño se mencionan las configuraciones presentadas en el apartado 5.3.2.

5.3.4.2. Cálculo mecánico de las estructuras

Las estructuras de apoyo deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas según el lugar en que se ubiquen, con los factores de las hipótesis de carga.

Los esfuerzos se referenciarán en un sistema de coordenadas cartesiano ortogonal a derechas (longitudinal, transversal, vertical).

Figura 51. Cálculo mecánico de las estructuras



Fuente: elaboración propia.

5.3.4.3. Cargas de esfuerzos

Teniendo en cuenta las características meteorológicas y geográficas, se han definido dos áreas con dos zonas cada una en las que variarán las condiciones en las que se realizan los cálculos mecánicos del conductor para las distintas hipótesis. Son las siguientes:

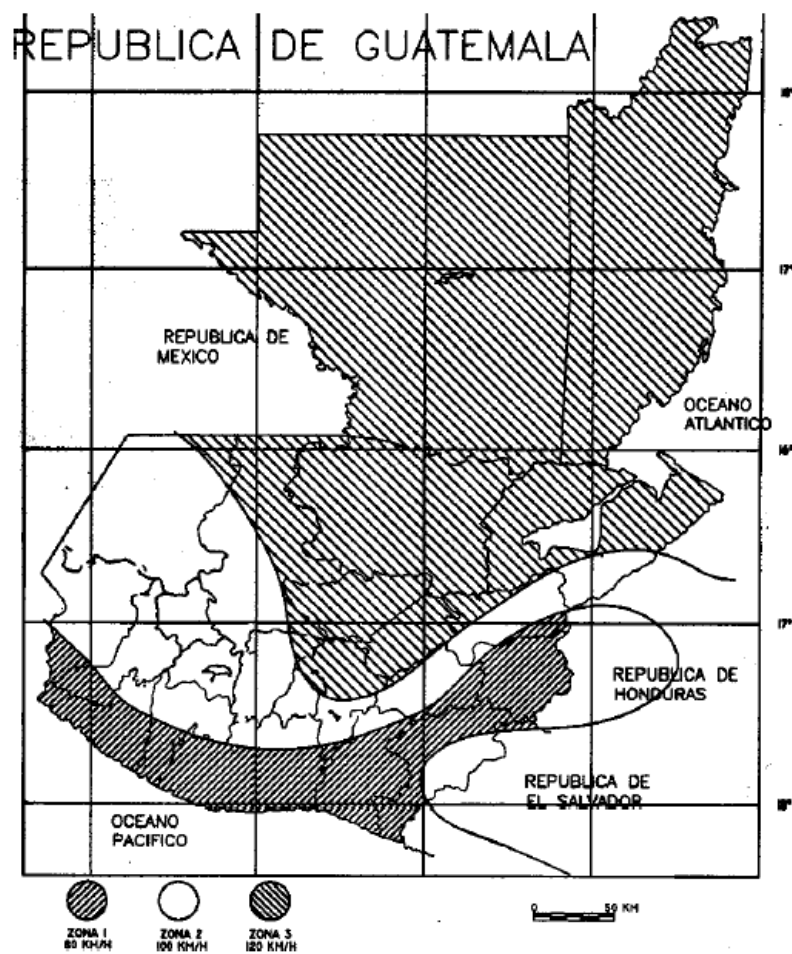
- Zonas de viento
 - Área Zona 1: se aplicará en las zonas con velocidades del viento de 80 km/h.
 - Área Zona 2: se aplicará cuando las líneas se instalen en zonas con velocidades del viento de 100 km/h.
 - Área Zona 3: se aplicará en las zonas con velocidades del viento de 120 km/h.

- Zonas de temperatura
 - Área Zona 1: se aplicará en las zonas con temperaturas mínima de 10 °C y máximas de 50 °C.
 - Área Zona 2: se aplicará en las zonas con temperaturas mínima de -5 °C y máximas de 40 °C.
 - Área Zona 3: se aplicará en las zonas con temperaturas mínima de 0 °C y máximas de 50 °C.
 - Área Zona 4: se aplicará en las zonas con temperaturas mínima de 0 °C y máximas de 40 °C.

Una vez definidas las zonas, se precisarán las características de las hipótesis de cálculo mecánico que se aplicarán en cada una de ellas. La

hipótesis que se ha considerado para el diseño es el área de zona 3 que corresponde a 120 km/h según el mapa de viento y la temperatura se ha considerado en la zona 1 mínima de 10 °C y máxima de 50 °C según el mapa de temperatura.

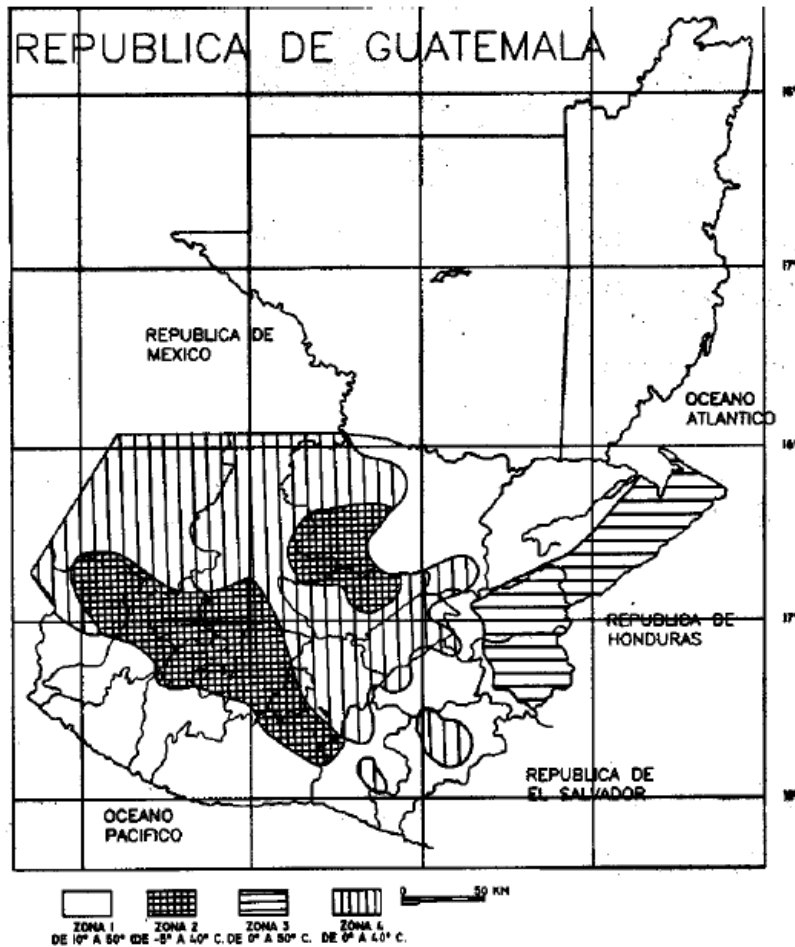
Figura 52. Mapa de vientos, Guatemala



Fuente: Norma NTDOID, CNEE. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/47-99.pdf>.

Consulta: mayo de 2019.

Figura 53. Mapa de temperatura, Guatemala



Fuente: Norma NTDROID, CNEE. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/47-99.pdf>.

Consulta: mayo de 2019.

5.3.4.4. Cargas Verticales

Las cargas verticales sobre cimientos, postes, torres, crucetas, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cables de guarda, se deberán considerar como el peso propio de estos más el de los conductores, cables de

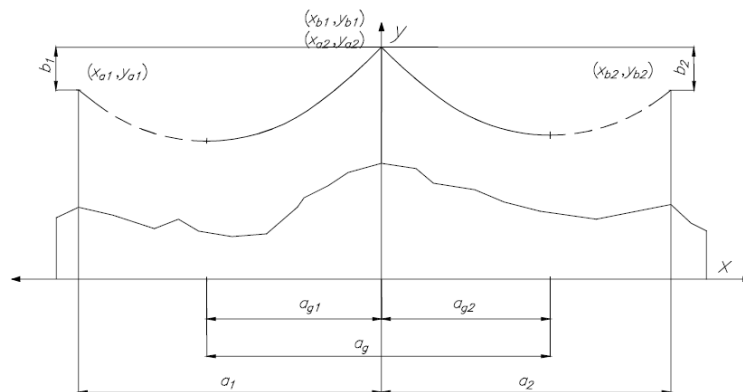
guarda y equipo que soporten teniendo en cuenta los efectos que puedan resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

5.3.4.4.1. Vano peso

El cálculo de las cargas verticales que los conductores transmiten a las estructuras se realizará mediante la teoría del vano peso.

Se denomina vano peso a la longitud de vano que hay que considerar para determinar las cargas verticales que debido a los pesos aparentes de conductores y cables transmiten a la estructura.

Figura 54. Vano peso



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Dicha longitud (a_g) viene determinada por la distancia horizontal que existe entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos al apoyo (a_{g1} y a_{g2}).

En el dibujo se pueden observar los tramos de la catenaria que intervienen en la determinación del vano peso de una estructura.

El vértice de la catenaria modifica su situación respecto de cada apoyo en función del parámetro de la catenaria, que varía con la temperatura, y con el coeficiente de sobrecarga del viento. Para cada estructura y condición de carga se determinará el valor de vano peso del conductor.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2} \quad (m)$$

$$a_{g1} = a_1 - H_1 \cdot \left[\operatorname{argtanh} \frac{\cosh\left(\frac{a_1}{H_1}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{a_1}{H_1}\right)} - \operatorname{argsenh} \frac{\frac{b_1}{H_1}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{a_1}{H_1}\right) - \left(\cosh\left(\frac{a_1}{H_1}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

$$a_{g2} = H_2 \cdot \left[\operatorname{argth} \frac{\cosh\left(\frac{a_2}{H_2}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{a_2}{H_2}\right)} - \operatorname{argsenh} \frac{\frac{b_2}{H_2}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{a_2}{H_2}\right) - \left(\cosh\left(\frac{a_2}{H_2}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

a_1 y a_2 : vano anterior y posterior (m).

H_1 y H_2 : parámetro de la catenaria anterior y posterior (m).

b_1 y b_2 : diferencia de alturas entre el apoyo considerado y el anterior o el posterior respectivamente (m).

Donde el criterio de signos para b_1 y b_2 es el siguiente:

$$b_1 > 0 \text{ si } y_{b1} - y_{a1} > 0$$

$$b_1 < 0 \text{ si } y_{b1} - y_{a1} < 0$$

$$b_2 > 0 \text{ si } y_{b2} - y_{a2} > 0$$

$$b_2 < 0 \text{ si } y_{b2} - y_{a2} < 0$$

Los resultados del vano peso serán presentados en el anexo.

Para conocer la carga vertical que se trasmite a la cruceta, se sumaran la carga vertical transmitido a la cruceta por lo elementos instalados en el vano anterior y posterior para cada conductor. Posteriormente conocido el vano peso, se aplicarán las siguientes expresiones para obtener las cargas verticales.

$$P = P_A + P_B \quad (daN)$$

$$P = p_a \cdot H_1 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g1}}{H_1}\right) \quad (daN)$$

$$P = p_a \cdot H_2 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g2}}{H_2}\right) \quad (daN)$$

$$P = p_a \cdot \left[H_1 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g1}}{H_1}\right) + H_2 \cdot \sinh\left(\frac{a_{g2}}{H_2}\right) \right] \quad (daN)$$

Donde:

P : esfuerzo vertical que el conductor transmite a la estructura (daN).

P_A : esfuerzo vertical que el conductor del vano anterior transmite a la estructura (daN).

P_B : esfuerzo vertical que el conductor del vano posterior transmite a la estructura (daN).

p_a : peso aparente del conductor (daN/m).

a_g : vano peso del conductor (m).

H_1 : parámetro de la catenaria del conductor del vano anterior a la estructura (m).

H_2 : parámetro de la catenaria del conductor del vano posterior a la estructura (m).

a_{g1} y a_{g2} : vano peso anterior y posterior del conductor (m).

5.3.4.5. Esfuerzos horizontales transversales

A continuación, se describen los esfuerzos horizontales transversales.

5.3.4.5.1. Vano viento

Para el cálculo de los esfuerzos horizontales transversales (F_t), que los conductores transmiten a las estructuras, se empleará la teoría del vano viento.

Se define el vano viento como la longitud de vano horizontal por considerar para la determinación del esfuerzo transversal que, debido a la acción del viento sobre conductores, estos transmiten al apoyo. Esta longitud queda determinada por la semisuma de los dos vanos contiguos a la estructura.

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (m)$$

Siendo:

- a_v : longitud del vano viento medido en la dirección longitudinal (m).
- a_1 : longitud del vano anterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m).
- a_2 : longitud del vano posterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m).

- Sobre cargas motivadas por el viento

Los conductores en determinadas condiciones se consideraran sometidos a una sobrecarga horizontal transversal debida al viento. Esta sobrecarga por unidad de longitud está relacionada con la velocidad del viento. Se determinará mediante la siguiente expresión según la NTDOID.

$$P = 0,00473 V^2 \quad (daN/m)$$

Siendo:

V : velocidad del viento del diseño (km/h)

P : presión del viento en el área proyectada (daN/m^2)

- Estructuras de alineación

El esfuerzo transversal horizontal debido a la acción del viento sobre cada conductor, en las estructuras de alineación, se determina mediante la siguiente expresión:

$$F_t = p_v \cdot a_v \quad (daN/m)$$

Siendo:

a_v : longitud del vano viento correspondiente a la estructura (m)

p_v : fuerza por unidad de longitud del viento sobre el conductor (daN/m)

Tabla XLII. **Valor obtenido por unidad de longitud**

Conductor	Carga mecánica (daN/m)		
Velocidad viento (km/h)	80	100	120
1/0 (Raven)	0,3056	0,4775	0,6876

Fuente: elaboración propia.

5.3.5. Diseño eléctrico

La sección de los conductores se elegirá de acuerdo con lo establecido en los criterios de arquitectura de la red, teniendo en cuenta las siguientes limitaciones.

- Caída de tensión máxima: 8 %
- Coeficientes de simultaneidad de diseño:
 - Red urbana: 0,7 x Potencia instalada
 - Red rural: 0,4 x Potencia instalada

5.3.5.1. Densidad de máxima de corriente

La densidad máxima de corriente para el conductor en régimen permanente de corriente alterna y frecuencia de operación de 60Hz se deducirán de las intensidades máximas de corriente permitidas, tal y como se muestra en la siguiente tabla con base en lo establecido en la norma NTDOID a una temperatura de 75 °C:

Tabla XLIII. **Intensidad máxima admisible**

Conductor	Intensidad máxima (A)
1/0 (Raven)	230

Fuente: Norma NTDOID, CNEE. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/resoluciones/1999/47-99.pdf>.

Consulta: mayo de 2019.

Las condiciones empleadas en el cálculo han sido las siguientes:

- Temperatura ambiente: 25 y 35 °C
- Temperatura de conductor: 75 °C
- Velocidad del viento: 0,61 m/s (2 pies/s)

Tabla XLIV. **Densidad máxima de corriente**

CONDUCTOR	Densidad máxima de corriente (A/mm ²)		Intensidad máxima (A)	
	25 °C	35 °C	25 °C	35 °C
1/0 AWG (Raven)	4,99	4,41	267	236

NOTA: Los valores de intensidad máxima del conductor han sido calculados despejando estos valores de la ecuación de balance térmico entre efecto Joule y radiación solar por un lado y la radiación emitida por el conductor y refrigeración por convección por otro.

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Cuando el conductor se instale en una situación y condiciones diferentes a las indicadas, se obtendrá la intensidad máxima admisible mediante el cálculo específico de esta.

5.3.5.2. Resistencia

El valor de la resistencia por unidad de longitud en corriente continua y a la temperatura θ , vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R'_{\theta} = R'_{20}[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)] \quad (\Omega/km)$$

Donde:

R'_{θ} : resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura θ °C (Ω/km).

R'_{20} : resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C (Ω/km).

α_{20} : coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura (°C-1).

θ : temperatura de servicio del conductor (°C).

La resistencia del conductor, por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura θ , vendrá dada por la siguiente expresión:

$$R_{\theta} = R'_{\theta}(1 + y_s) \quad (\Omega/km)$$

Donde:

R_{θ} : resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura θ °C (Ω/km).

R'_{θ} : resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura θ °C (Ω/km).

y_s : factor de efecto pelicular.

Los valores de R_{20} , R'_{20} , α_{20} y y_s para el conductor utilizado serán los siguientes:

Tabla XLV. **Resistencia del conductor con corriente alterna como continua para θ °C**

Conductor	1/O Raven
$R'_{20}(\Omega/km)$	0.5232
$R_{20}(\Omega/km)$	0.5281
$R_{50}(\Omega/km)$	0.6311
$R_{75}(\Omega/km)$	0.7169
$\alpha_{20}(^{\circ}C^{-1})$	6.50×10^{-3}
y_s	9.40×10^{-3}

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.3.5.3. Reactancia inductiva

La reactancia de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2. \pi. f. L \quad (\Omega / km)$$

Siendo:

f : frecuencia de la red (60 Hz)

L : coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud (H/km)

Además, el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud (L) vendrá dado por la expresión:

$$L = \left(k + 4,605 \cdot \log \frac{D_m}{r} \right) \cdot 10^{-4} \quad (H/km)$$

Donde:

k : constante que, para conductores masivos es igual a 0,5 y para conductores cableados toma los siguientes valores:

Tabla XLVI. **Constante para conductores masivos**

Constante en función del # de alambres		
No. de alambres	7	33
k	0.64	0.55

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

D_m : distancia media geométrica entre conductores (mm).

r : radio del conductor (mm).

El valor para la distancia media geométrica entre conductores dependerá de la configuración geométrica de la línea y será:

- Para simple circuito:

$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (mm)$$

- Para doble circuito:

$$D_m = \frac{D_1 \cdot D_2}{D_3} \quad (mm)$$

Siendo:

$$D_1 = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (mm)$$

$$D_2 = \sqrt[3]{d_{1b} \cdot d_{2c} \cdot d_{3a}} \quad (mm)$$

$$D_3 = \sqrt[3]{d_{1a} \cdot d_{2b} \cdot d_{3c}} \quad (mm)$$

Donde:

d_{12} , d_{23} y d_{31} : distancia entre los distintos conductores con la configuración de simple circuito (mm).

Una vez determinada la configuración de la línea, se calcula la distancia entre conductores.

En una línea monofásica, la reactancia inductiva de la línea se calculará mediante la siguiente expresión:

$$X_L = 12,567 \cdot 10^{-4} \cdot f \cdot \ln \frac{D_m}{D_s} \quad (\Omega / km)$$

Siendo:

f : frecuencia de la red (60 Hz)

D_m : distancia equivalente entre el conductor de línea y el neutro (mm)

D_g : distancia media geométrica del conductor (mm)

La distancia equivalente entre el conductor de línea y el neutro es la distancia que hay entre los centros de los dos conductores. La distancia media geométrica para los conductores objeto del presente proyecto de diseño, toma los valores que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XLVII. **Distancia geométrica para conductores**

Conductor	DC (mm)
1/0 Raven	1.36

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

En la tabla siguiente se indica el valor obtenido de la reactancia inductiva de una línea monofásica y trifásica en función de la distancia entre el conductor de línea y el conductor neutro, para el tipo de conductor empleado.

Tabla XLVIII. **Reactancia inductiva obtenida**

Reactancia Inductiva (Ω /Km) 1/0	
Trifásica	Monofásica
0,4587	0,5388

Fuente: elaboración propia.

5.3.5.4. Potencia por transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor y por la caída de tensión máxima admisible definida por planificación de red. La máxima potencia de transporte de una línea trifásica, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{max} = m \cdot \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{max} \cdot \cos\varphi_m \quad (kw)$$

Siendo:

P_{max} : potencia máxima que puede transportar la línea (kw).

m : núm de circuitos (1 o 2).

U : tensión nominal compuesta de la línea (kv).

I_{max} : intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos\varphi_m$: factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{max} = U \cdot I_{max} \cdot \cos\varphi_m \quad (kw)$$

Siendo:

P_{max} : potencia máxima que puede transportar la línea (kw)

U : tensión nominal de la línea (kv)

I_{max} : intensidad máxima admisible del conductor (A)

$\cos\varphi_m$: factor de potencia medio de las cargas receptoras

Se debe tener en cuenta que el punto crítico de la línea es el tramo situado antes de la primera carga, ya que después de esta, la intensidad que circulará por la línea siempre será menor. En el caso de ramificaciones sucederá lo mismo, el punto más crítico estará al inicio de la ramificación.

La potencia que podrá transportar la línea, tanto trifásica como monofásica, por carga dependiendo de la distancia entre cargas y de la caída de tensión máxima admisible será:

$$P = \frac{10 \cdot U^2}{\psi} \cdot \frac{\Delta U \%}{L} \quad (kw)$$

Operando para el nivel de tensión y conductor en función del factor de potencia cumpliendo con el 5 % de caída máxima.

Tabla XLIX. **Obtenidos potencia por trasportar**

Kv	F.P.	Potencia (KVA)
34,5	0,80	228,00
	0,90	256,50
	1,00	285,00

Fuente: elaboración propia.

En los anexos se indican los gráficos de la potencia máxima de transporte en función de la distancia media entre las cargas y de la caída de tensión requerida.

5.3.5.5. Pérdidas de potencia

Las pérdidas de potencia en una línea se deberán al efecto *Joule* causado por la resistencia de esta. Para una línea trifásica vendrán dadas por la siguiente expresión:

$$p = 3.R.L.I^2 \quad (w)$$

Donde:

R : Resistencia de la línea por kilómetro (Ω / Km)

L : Longitud de la línea (Km)

I : Intensidad de la línea (A)

Sin embargo, si la línea es monofásica:

$$p = (R_c + R_N).L.I^2 \quad (w)$$

Donde:

R_c : resistencia del conductor de línea por kilómetro (Ω / Km)

R_N : resistencia del conductor neutro por kilómetro (Ω / Km)

L : longitud de la línea (Km)

I : intensidad de la línea (A)

El porcentaje de pérdida de potencia depende de la potencia transportada por la línea que, para el caso de una línea trifásica, se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3}.U.I.\cos\varphi \quad (Kw)$$

Siendo:

U : Tensión compuesta de la línea (Kv)

I : Intensidad de la línea (A)

$\cos\varphi$: Factor de potencia de la línea

El porcentaje de potencia pérdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia pérdida y la potencia transportada. Ajustando unidades se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P(\%) = \frac{p}{P} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}.R.L.I}{10.U.\cos\varphi} \quad (\%)$$

Sustituyendo el valor de la intensidad se deduce la expresión final:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3}.U.\cos\varphi} \quad (A)$$

$$\Delta P(\%) = \frac{P.R.L.}{10.U^2.\cos^2\varphi} \quad (\%)$$

Siendo:

U : tensión compuesta de línea (Kv)

R : resistencia de la línea por kilómetro (Ω/Km)

L : longitud de la línea (Km)

$\cos\varphi$: factor de potencia de la línea

P : potencia consumida (Kw)

Con el mismo proceso para una línea monofásica se obtienen los siguientes resultados.

$$P = U.I.\cos\varphi \quad (\text{Kw})$$

$$\Delta P(\%) = \frac{p}{P} \cdot 100 = \frac{(R_N + R_c).L.I}{10.U.\cos\varphi} \quad (\%)$$

Sustituyendo el valor de la intensidad se llega a la expresión final:

$$I = \frac{P}{U.\cos\varphi} \quad (\text{A})$$

$$\Delta P(\%) = \frac{P.(R_N + R_c).L}{10.U^2.\cos^2\varphi} \quad (\%)$$

En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de pérdida de potencia en función de la potencia y de la distancia, para la tensión objeto de este proyecto y para varios valores del factor de potencia.

Tabla L. **Pérdida de potencia en sistema trifásico**

Conductor	Tensión (Kv)	Pérdida de potencia (%) (1)		
		$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,9$	$\cos \phi = 1$
1/0 (Raven)	34,5	0,49	0,43	0,39

(1) En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 50 °C (R_{50}).

Fuente: elaboración propia.

Tabla LI. **Pérdida de potencia sistema monofásico**

Co ductor	Tensión (Kv)	Pérdida de potencia (%) (1)		
		cos ϕ = 0,8	cos ϕ = 0,9	cos ϕ = 1
1/0 (Raven)	34,5	0,38	0,38	0,38

(1) En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 50 °C (R_{50}).

Fuente: elaboración propia.

Cuando se tienen cargas diferentes conectadas a diferentes intervalos, bastará con tomar la mayor potencia y la mayor distancia entre cargas para obtener una cota superior de las pérdidas de potencia.

En los anexos se indican de forma gráfica las pérdidas de potencia.

5.3.6. Niveles de aislamiento

De acuerdo con las tensiones normalizadas de 13,2 y 34,5 kV, los niveles de aislamiento mínimo requeridos serán los siguientes:

Tabla LII. **Niveles de aislamiento 13,2 Kv y 34,5 Kv**

Tensión Nominal (kV)	Tensión máxima (kV)	Tensión de contorneo en seco (kV)	Tensión a impulso tipo rayo (BIL) (kV)	Líneas de fuga(*) mm (") mínima
13,2	15,5	35	95	290 (11 1/2")
34,5	38,0	60	150	724 (28")

(*) Tensión nominal x 1,05 x 20 mm/kV, para zonas de alta contaminación, se aumentará este valor hasta 30 mm/ kV

Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

De acuerdo con estos niveles de aislamiento y considerando como valor preferente de diseño la mínima servidumbre posible, en especial en líneas urbanas, los aisladores seleccionados serán del tipo poste para alineaciones y pequeños ángulos, y de suspensión para ángulos fuertes, amarres y final de línea.

En consecuencia se definen los siguientes niveles de aislamiento:

- Normal: se aplicará en la mayor parte de las situaciones, siempre y cuando las características de la línea no demanden un grado de aislamiento mayor. Especificando son:
 - Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.
 - Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia.
 - Áreas agrícolas.
 - Áreas montañosas.
 - Todas las áreas situadas de 10 km o más del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.

- Reforzado: se aplicará cuando se den condiciones especiales en la línea que hagan recomendable su utilización, estas pueden ser:
 - Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes.

- Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedente del mar.
- Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.

El aislamiento que se utilizará será de 34,5 kV. Los aisladores deben poseer como mínimo las características indicadas en la siguiente tabla, que aseguren un adecuado comportamiento mecánico. Estas características son válidas para los aisladores compuestos por una sola pieza:

Tabla LIII. **Características mecánicas para 13,8 Kv y 34,5 Kv**

Carga de fallo a flexión (daN)	Tipo poste	Porcelana	≥ 1245
		Composite	
	Tipo suspensión	Composite	≥ 7000
Carga de rutina a flexión (daN)	Tipo poste	Porcelana	≥ 500
		Composite	≥ 500
	Tipo suspensión	Composite	≥ 3500

Fuente: Maclean power systems. *Connecting people for good*. <https://www.maclepower.com/>.

Consulta: mayo de 2019.

En la siguiente tabla se indican las características de los aisladores tipo suspensión de porcelana. Los valores son por elemento:

Tabla LIV. **Características mecánicas aisladores tipo suspensión de porcelana**

			ANSI 52-4	ANSI 52-9
Carga de fallo a flexión (daN)	Tipo suspensión	Porcelana	≥ 6673	≥ 4480

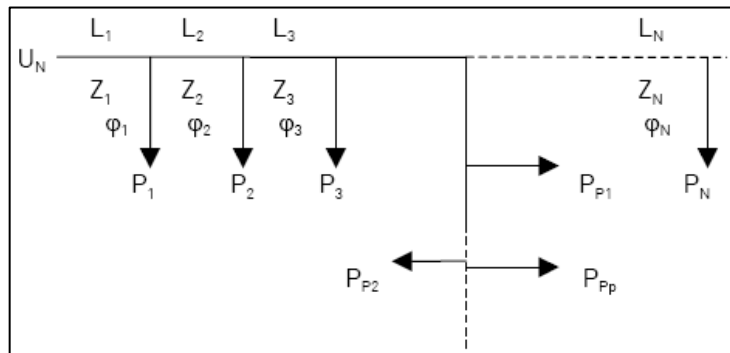
Fuente: Maclean power systems. *Connecting people for good*. <https://www.maclepower.com/>.
 Consulta: mayo de 2019.

5.3.7. Cálculo de caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución se tendrá en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a las cargas que estén conectadas a lo largo de esta.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

Figura 55. **Esquema de caída de tensión**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quieren tantear diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de la línea.

La caída de tensión en una línea trifásica se expresa como:

$$\Delta U = \sqrt{3}.I.Z.L \quad (V)$$

Siendo:

ΔU : caída de tensión compuesta (V)

I : intensidad (A)

Z : impedancia por fase y por kilómetro de línea (Ω / Km)

L : longitud del tramo de línea (Km)

Para una línea monofásica la caída de tensión se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = I.(Z_C.L + Z_N.L) = I.L.(Z_C + Z_N) \quad (V)$$

Siendo:

ΔU : caída de tensión compuesta (V)

I : intensidad (A)

Z_C : impedancia por kilómetro de conductor de línea (Ω / Km)

Z_N : impedancia por kilómetro de conductor neutro (Ω / Km)

L : longitud del tramo de línea (Km)

También se sabe que en una línea trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad (A)$$

Donde:

P : potencia consumida la final de la línea (Kw).

U : tensión en el punto receptor de la línea (Kv).

φ : ángulo de fase ($^\circ$).

Sustituyendo para una línea trifásica:

$$\Delta U = \frac{P \cdot Z \cdot L}{1\,000 \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{P \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sen\varphi) \cdot L}{10\,00 \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad (Kv)$$

Siendo:

R : resistencia de la línea por fase y por kilómetro (Ω / Km)

X : reactancia de la línea por fase y por kilómetro (Ω / Km)

Se simplifica la expresión definiendo la siguiente variable:

$$\psi = R + X \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (\Omega / Km)$$

Por lo tanto, la expresión resultante será la siguiente:

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot \psi}{1\,000 \cdot U} \quad (Kv)$$

Si se realiza el mismo proceso para las líneas monofásicas, se llega a la siguiente expresión:

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\varphi} \quad (A)$$

$$\Delta U = \frac{P \cdot (Z_C + Z_N) \cdot L}{1\,000 \cdot U \cdot \cos\varphi} = \frac{P \cdot [(R_C + R_N) \cdot \cos\varphi + (X_C + X_N) \cdot \text{sen}\varphi] \cdot L}{1\,000 \cdot U \cdot \cos\varphi} \quad (Kv)$$

Siendo:

P : potencia consumida la final de la línea (Kw)

U : tensión en el punto receptor de la línea (Kv)

φ : ángulo de fase (°)

R_C : resistencia del conductor de línea por fase y por kilómetro (Ω/Km)

R_N : resistencia del conductor neutro por fase y por kilómetro (Ω/Km)

X_C : reactancia del conductor de línea por fase y por kilómetro (Ω/Km)

X_N : reactancia del conductor neutro por fase y por kilómetro (Ω/Km)

Se simplifica la expresión definiendo la siguiente variable:

$$\psi = (R_C + R_N) + (X_C + X_N) \cdot \text{tg}\varphi \quad (\Omega/Km)$$

Por lo tanto, la expresión resultante será la siguiente:

$$\Delta U = \frac{P \cdot L \cdot \psi}{1\,000 \cdot U} \quad (Kw)$$

Finalmente, se calcula la caída de tensión en porcentaje:

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot L \cdot \psi}{10 \cdot U^2} \quad (\%)$$

Donde:

P: potencia activa total consumida por la/s carga/s conectada/s a la línea (Kw)

L: longitud del tramo de línea (Km)

ψ : impedancia del conductor entre el $\cos\phi$ de la línea (Ω/Km)

U: tensión compuesta de línea (Kv)

En las siguientes tablas se muestran los valores de caída de tensión obtenidos para el conductor y tensión utilizada, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea. Se ha supuesto que la impedancia de cada tramo de línea sólo depende de la longitud de dicho tramo.

Tabla LV. **Caída de tensión línea trifásica ΔU (%)**

Conductor	Tensión (Kv)	Caída de tensión (%) (1)		
		$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,9$	$\cos \phi = 1$
1/0 (Raven)	34,5	0,44	0,36	0,39

Fuente: elaboración propia.

Tabla LVI. **Caída de tensión en línea monofásica (ΔU %)**

Conductor	Tensión (Kv)	Caída de tensión (%) (1)		
		$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,9$	$\cos \phi = 1$
1/0 (Raven)	34,5	0,15	0,12	0,13

Fuente: elaboración propia.

Para los valores de esta tabla se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor en corriente alterna a 50 °C (R_{50}) y la reactancia inductiva (X) para la configuración estándar con aisladores tipo poste en una línea de 34,5 Kv.

5.3.8. Protecciones en las líneas de MT

Los dispositivos de protección y maniobra que se utilizarán para conectar o desconectar partes de la red eléctrica. A su vez, los dispositivos de protección ante condiciones indeseables, como sobrecargas, cortocircuitos, descargas atmosféricas, entre otros, desconectan automáticamente la menor parte posible de la red, evitando daños a las instalaciones “aguas arriba” de la falla o situación anormal además de evitar, en la medida de lo posible, interrupciones del servicio.

Los dispositivos de maniobra y protección serán los siguientes:

- Seccionador fusible de expulsión
- Fusible
- Seccionador mono-polar
- Re-conectador
- Pararrayos

En los dispositivos de maniobra, las partes en tensión de estos dispositivos de intemperie estarán siempre situados a una altura del suelo superior a cinco metros, que los haga inaccesibles en condiciones normales, y se montarán de tal forma que no puedan cerrarse por gravedad. Sus características serán las adecuadas a las del punto de la red donde hayan de instalarse.

Además de las protecciones existentes en cabecera de línea, se dispondrán las protecciones necesarias de acuerdo con los criterios de arquitectura de red. Estos de igual forma que los dispositivos de maniobra se montarán a modo de hacerlos inaccesibles en condiciones normales y deberán estar a una altura superior de cinco metros sobre el suelo.

5.3.9. Puestas a tierra

La puesta a tierra se realizará con electrodos de difusión vertical o con anillo cerrado alrededor del poste.

Los conductores utilizados como neutral estarán efectivamente conectados a tierra, esto se realizará mediante la instalación de cuatro electrodos de tierra por cada 1,6 km de longitud de la línea, distribuidos a lo largo de la línea de manera homogénea.

Las retenidas también deberán estar sólidamente aterrizadas a tierra mediante su conexión con el conductor neutral. Las estructuras metálicas, incluyendo postes de chapa metálica; las canalizaciones metálicas; los marcos, carcasas y soportes del equipo de líneas aéreas; las cubiertas metálicas de los cables aislados; las palancas metálicas para operación de equipo, así como cables mensajeros, estarán efectivamente conectados a tierra de tal manera que durante su operación no ofrezcan peligro a las personas.

5.3.9.1. Puesta a tierra

Se conectarán a tierra el conductor neutro, todos los herrajes y los posibles equipos que se instalen tanto en los postes de hormigón, metálicos o madera, siguiendo las indicaciones descritas en el presente apartado.

Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra serán:

- Línea de tierra (conductor coperweeld)
- Electrodo de puesta a tierra

El neutro deberá estar conectado a un electrodo de puesta a tierra en cada transformador de distribución y a un número 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.

5.3.9.2. Línea de tierra

Es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con el punto del poste que ha de conectarse a tierra.

Se usará como conductor de puesta a tierra un cable de acero-cobre equivalente al conductor de cobre de tamaño AWG N° 2.

Esta línea de tierra poseerá una resistencia mecánica adecuada para las condiciones a las que esté sometido. Además, la línea de tierra estará protegida adecuadamente en aquellos lugares donde están fácilmente accesibles al público o donde estén expuestos a daño mecánico.

La unión entre la línea de tierra y los electrodos de puesta a tierra se realizará mediante conectores de compresión.

5.3.9.3. Electrodo de puesta a tierra

Se utilizarán como electrodos de puesta a tierra los siguientes elementos:

- Electrodo de difusión vertical
- Anillo cerrado de acero-cobre

5.3.9.4. Electroodos de difusión vertical

Se utilizarán como electrodos de difusión vertical picas con alma de acero y recubrimiento de cobre de 2,4 mts de longitud y 240 micrones de recubrimiento de cobre.

El extremo superior de cada pica deberá penetrar tanto como sea posible por debajo de un nivel de humedad permanente con un mínimo de 0,50 m por debajo de la superficie del terreno. A esta profundidad irá también la línea de tierra que conecte las picas con el poste.

La puesta a tierra simple se realizará mediante una pica de puesta a tierra situada en la proximidad del apoyo.

5.3.9.5. Anillos cerrados

La puesta a tierra se realizará mediante un cuadrado cerrado de cable de acero-cobre de tamaño equivalente al AWG N° 2, enterrado a una profundidad mínima de 0,5 m y de forma que cada arista del cuadrado quede distanciado como mínimo 1 m del apoyo o del macizo de hormigón de la cimentación.

Se conectará a cada arista del anillo una pica de las características indicadas en el apartado anterior, mediante conectores de compresión.

La utilización del electrodo en anillo cerrado será necesaria en apoyos con centros de transformación y pararrayos. Siempre que no se pueda conseguir la resistencia de puesta a tierra necesaria con un sistema simple de electrodo.

5.3.9.6. Resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta 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, deberán usarse dos o más electrodos hasta un máximo de 4 electrodos mediante anillo cerrado, esto para alcanzar los 25 ohmios. Este valor citado es el máximo admisible medido en época seca.

5.4. Redes aéreas de baja tensión y acometidas

Para las redes de baja tensión por utilizar se tendrá en cuenta las siguientes características:

- Longitud, topología de la línea y potencia a distribuir a mediano plazo
- Características del terreno
- Máxima caída de tensión porcentual admisible hasta las distintas cargas
- Factores de potencia de las distintas cargas

Se tomará en cuenta la potencia considerada para el diseño, al menos a medio plazo, considerando los previsible aumentos de demanda. En cuanto a la longitud y la topología de la línea, también se tomará en cuenta la prevención o no prolongar la línea en el futuro, para poder atender a los nuevos puntos de suministro.

5.4.1. Conductores para baja tensión

Los conductores que se emplearan para la red de BT, serán trenzados de aluminio # 2. Estos se construirán con los conductores de fase de aluminio, mientras que el neutro será de aluminio-acero (ACSR). En la siguiente tabla se describe las características del conductor.

Tabla LVII. **Características conductor trenzado tríplex 600 v #2 AAC**

Tipo	Tríplex
Calibre	2 AWG
Corriente	150 amperios
Peso del haz (daN/m)	≈0.351
Carga de rotura del neutro (daN)	1063
Resistencia eléctrica con C.C. a 20	≤ 0.860

Fuente: ConduMex. *Conduciendo la energía de tus sueños*. <https://www.condumex.com.mx/>.

Consulta: mayo de 2019.

5.4.2. Armados o configuraciones para baja tensión

A continuación, se describen los materiales de conexión y accesorios para las configuraciones que se utilizarán para baja tensión.

5.4.2.1. Accesorios para el montaje de red de baja tensión

- Los materiales y accesorios de conexión para la red de baja tensión son los siguientes.

- Empalmes: se emplearán dos tipos de material para la realización de los empalmes en las líneas aisladas de BT en las cuales no se prevea la posibilidad de una posterior desconexión.
- Empalmes a plena tracción: se utilizarán preferentemente para conexiones de empalme bajo tensión mecánica del neutro fiador.

Figura 56. **Empalme plena tracción**

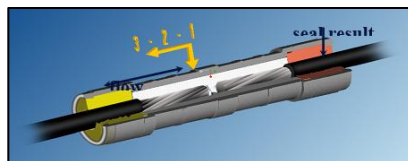


Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Empalme manguito a compresión: se utilizará para conexiones de empalme que no soporten tensiones mecánicas.

Figura 57. **Empalme manguito a compresión**

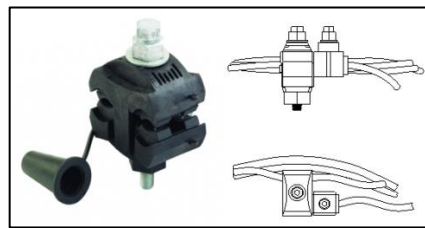


Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Conectores de derivación por perforación: se utilizará para la derivación de conductores de línea y acometida, permitiendo, con facilidad, el desmontaje independiente del conductor de línea y del conductor o conductores derivados. Su diseño será tal que, una vez instalados, no presenten accesible ningún elemento metálico bajo tensión eléctrica. La conexión se realizará mediante la perforación de los aislantes del conductor principal y derivado.

Figura 58. **Conectores de derivación por perforación**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Conectores de derivación múltiple: se emplearán cuando sea necesaria la conexión de más de cuatro conductores de acometida en una zona concreta de la línea principal.
- Para los conjuntos de anclaje y suspensión se tiene lo siguiente:
 - En todos los postes o puntos de amarre en fachadas, se instalarán los correspondientes conjuntos de anclaje o suspensión. En conductores con neutro fiador se dispondrán conjuntos de alineación en los ángulos de desviaciones inferiores a 20°. En el resto de los casos se instalarán conjuntos de amarre.

- Soportes de anclaje y suspensión: su diseño permitirá la instalación de preformados de amarre y grapas de suspensión. Serán en los postes tornillos pasantes de acero galvanizado con cabeza de ojo a similar. Todos los soportes, una vez instalados, deben soportar convenientemente los esfuerzos mecánicos a los que se vean sometidos.

Figura 59. **Conjunto de anclaje y suspensión**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Grapa de suspensión: la grapa sujetará el haz de conductores por el neutro. Todas deben permitir las oscilaciones transversales y longitudinales de los conductores. Estarán contruidos de material de alta resistencia a la intemperie y deberán soportar esfuerzos de tracción de acuerdo con la correspondiente especificación técnica.

Figura 60. **Grapas de suspensión**



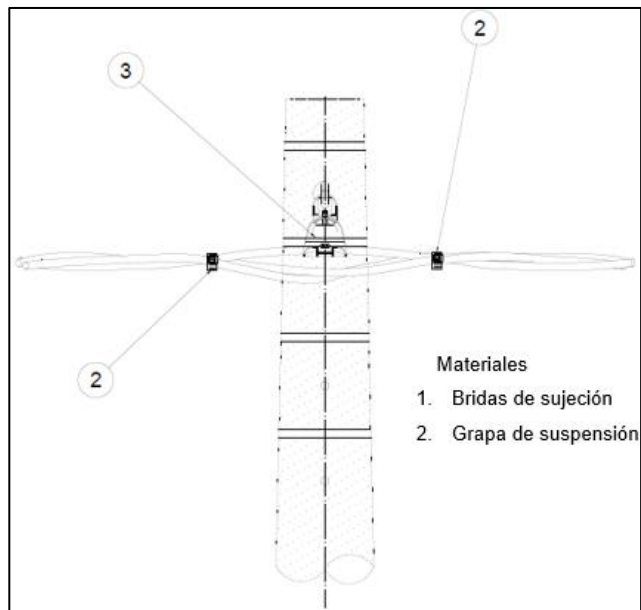
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

- Remates preformados: estos deberán soportar los esfuerzos mecánicos indicados en la correspondiente especificación de materiales. Estas se utilizarán en tramos con desviaciones superiores a 20° y para la sujeción de acometidas.
- También se mencionan materiales varios por utilizar
 - Abrazaderas: estarán fabricadas en material sintético de alta resistencia a la intemperie y sin aristas que puedan dañar al aislamiento de los conductores.
 - Se utilizarán para sujetar entre si los conductores del haz en los puntos donde se crea conveniente y en todos los amarres del neutro fiador.
 - Capuchones aislantes: los extremos del haz de conductores se protegerán mediante capuchones que aseguren su estanqueidad.

5.4.2.2. Armados para red de baja tensión

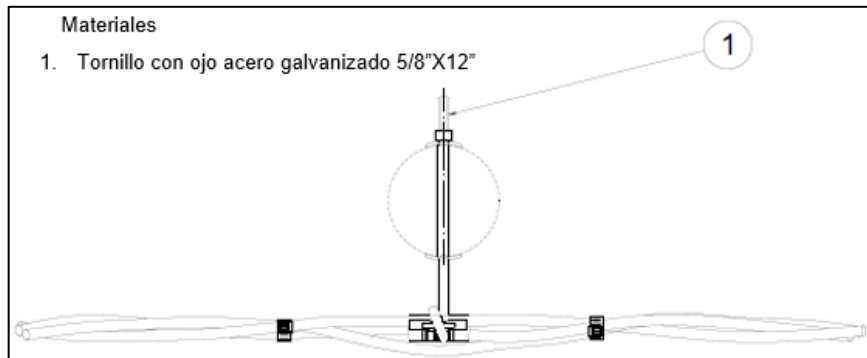
A continuación, se mostrarán las configuraciones de armados para baja tensión por utilizar en el diseño.

Figura 61. **Armado BT alineación y ángulo hasta 30° en poste BT (vista perfil)**



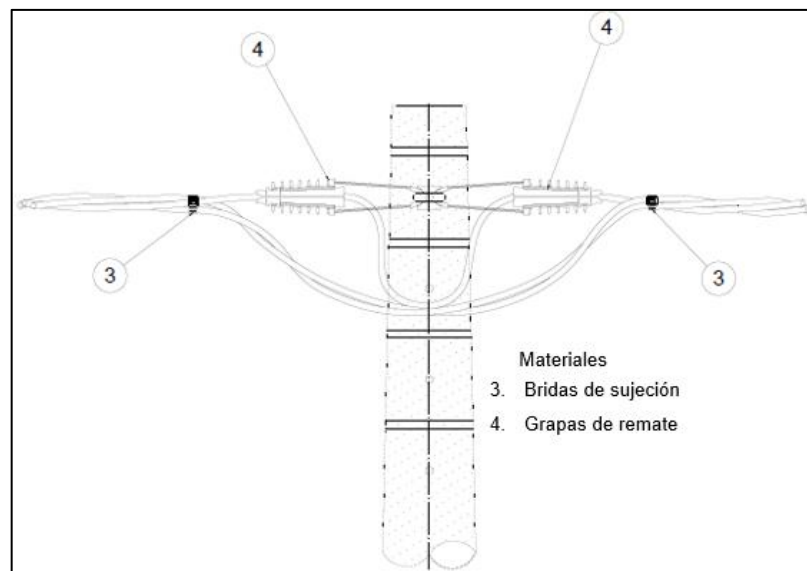
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 62. **Armado B.T. Alineación y ángulo hasta 30° en poste B.T.**
(vista planta)



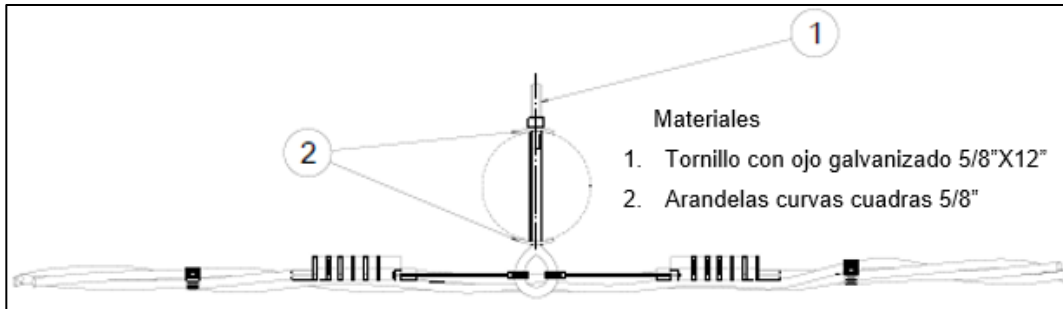
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 63. **Armado BT alineación y ángulo hasta 30° - 90° en poste BT**
(vista perfil)



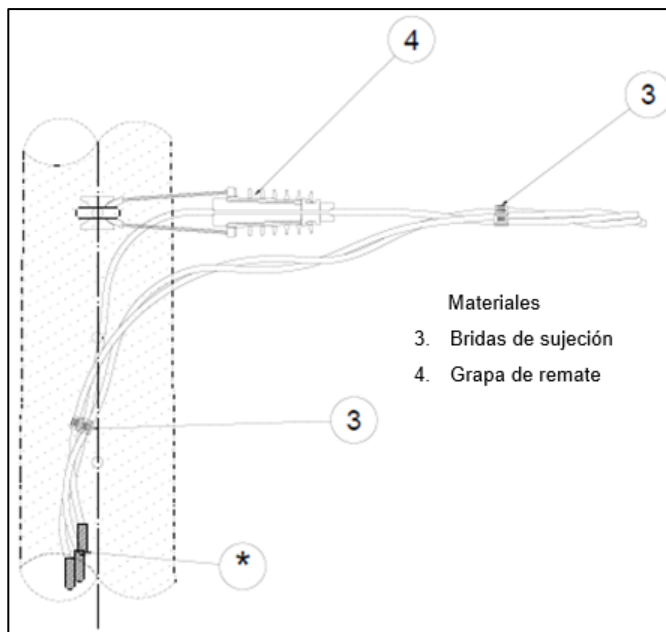
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 64. **Armado BT alineación y ángulo hasta 30° - 90° en poste BT (vista planta)**



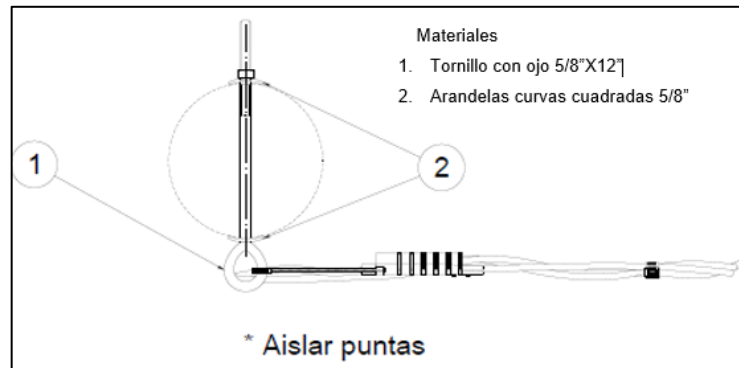
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 65. **Armado BT fin de línea en poste BT (vista perfil)**



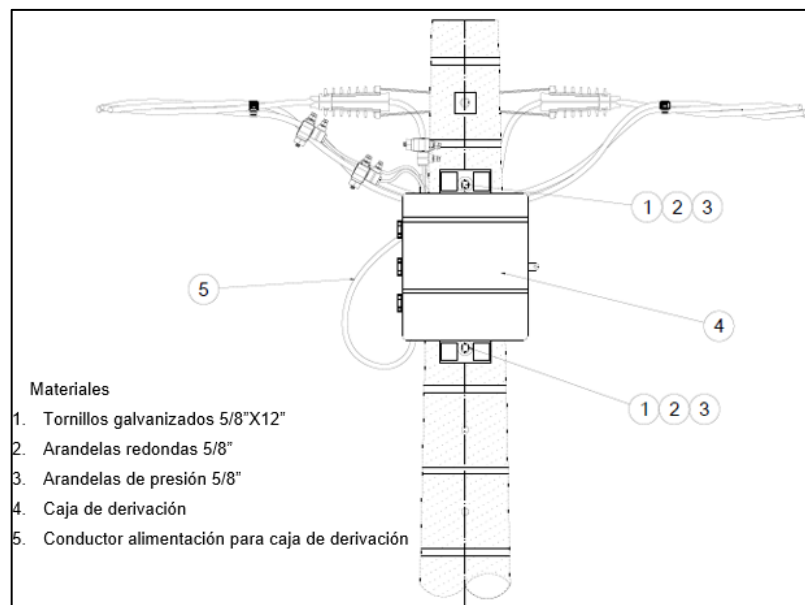
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 66. **Armado BT fin de línea en poste BT (vista planta)**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 67. **Montaje de caja de derivación monofásica, fijación con tornillos**

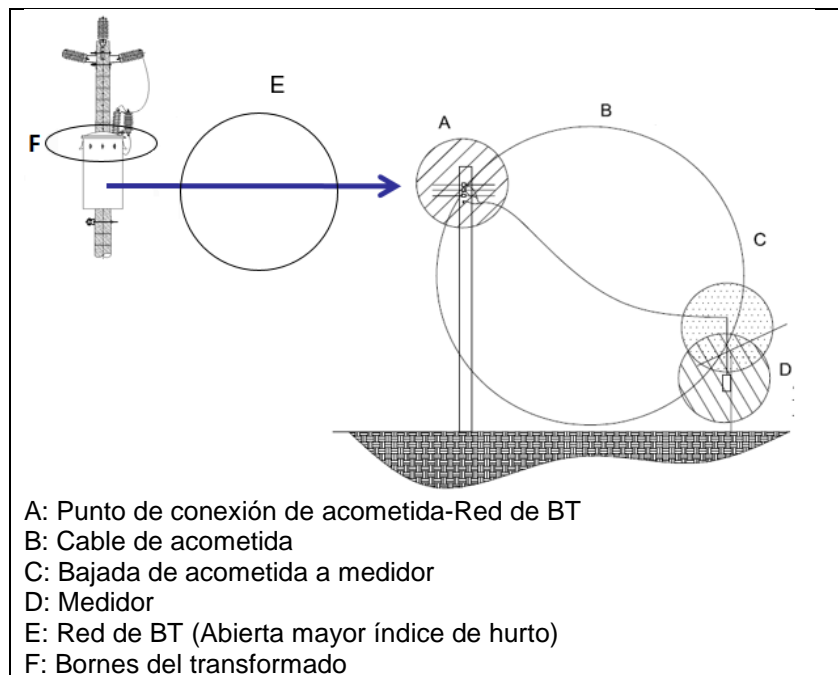


Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.4.3. Acometidas blindadas red de baja tensión

Las acometidas por utilizar serán blindadas y estas se crearon para una solución para la red de baja tensión que la misma sea un blindaje para evitar el hurto de energía.

Figura 68. **Configuraciones especiales para blindaje de acometidas en baja tensión**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.4.3.1. Principales condiciones que introduce las acometidas blindadas

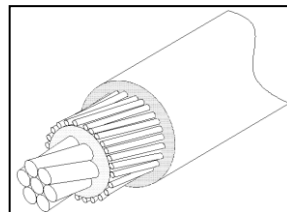
Las condiciones principales que se introducen con las acometidas blindadas son el tendido de red concéntrica, las acometidas concéntricas, lo

que forma parte de una centralización de medidores en poste. Una de las formas innovadoras que es la derivación a medio vano y cajas derivadoras distanciadas del poste que darán una flexibilidad a las acometidas y serán protegidas por una cinta protectora de puntos expuestos.

5.4.3.2. Cable de acometida

El cable está en todo el trayecto red-medidor sujeto mediante pinzas de anclaje. Estará autoportado, tendrá conexión directa hacia la red mediante conectores perforación-derivador concéntrico-fusible, además tiene conexión indirecta mediante caja de derivación.

Figura 69. **Concéntrico de aluminio 1f+N, 2X6 60A 600 V**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.4.3.3. Derivación de acometidas concéntricas

La derivación de acometidas blindadas concéntricas se ha normalizado según la tabla siguiente.

Tabla LVIII. **Número máximo de acometidas por poste**

Punto de distribución de acometidas		
Tipo de acometida	Del poste sin caja	Mediante caja monofasica
120 V 2 hilos	4	8
120/240 V 3 hilos	4	4

Nota. Únicamente se podrá instalar 1 caja de derivación por poste

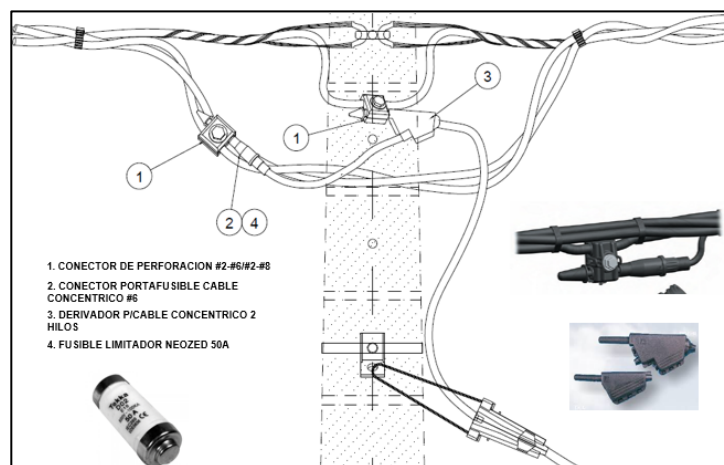
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.4.3.4. **Conexión de acometida concéntrica 1F-2H red trenzada #2**

La conexión de acometidas blindadas concéntricas se da como se indica en las siguientes figuras.

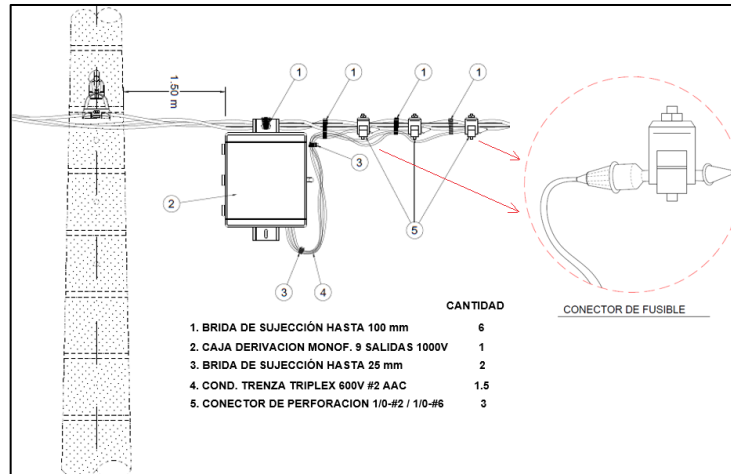
Figura 70. **Conexión de acometida blindada a red de BT y materiales**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

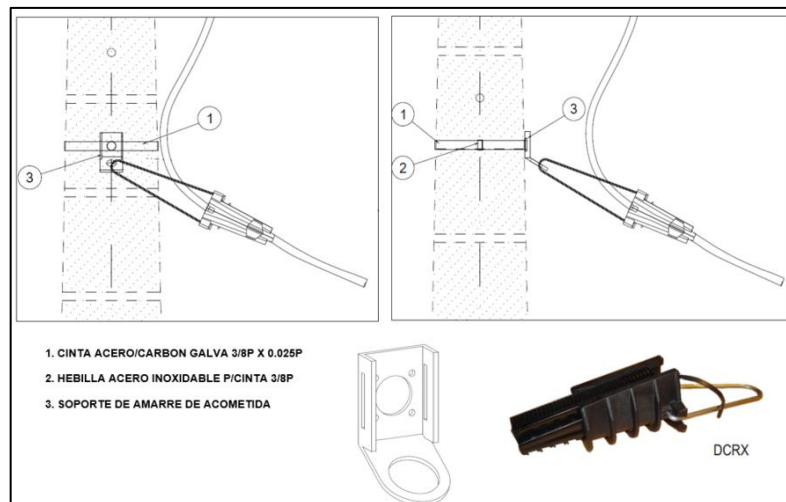
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 71. **Conexión de caja de derivación y acometida blindada a red de BT y materiales**



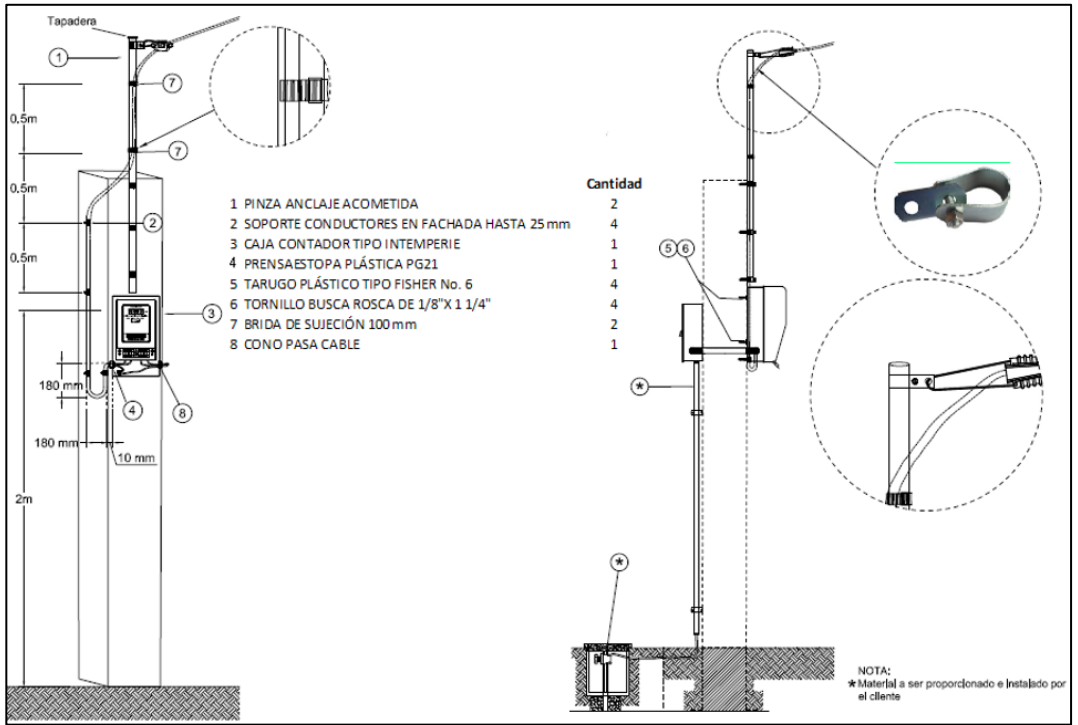
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 72. **Sujeción de la acometida concéntrica al poste**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Figura 73. **Instalación de caja porta contador y accesorios de entrada**



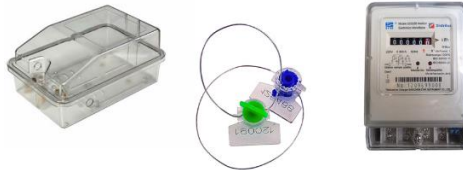
Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.4.3.5. **Contadores de energía**

Esta nueva normativa contará con la eliminación del cable de tierra hacia la caja, queda como requerimiento en la caja principal de protección del cliente. Se colocará marchamo en el medidor y la caja. Los medidores y los marchamos serán proporcionados por la distribuidora.

Figura 74. **Medidor y marchamo**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución*.
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

5.5. Presupuesto y presentación de planos

A continuación, se presenta el presupuesto del diseño en cuanto a unidades constructivas, el contenido que presentan los planos como también el estudio económico del diseño, por último, los planos serán presentados en el anexo.

5.5.1. Unidades constructivas

Son materiales definidos que incluyen la mano de obra para trabajos de obras nuevas y mantenimiento ya sea para izado de postes, vestidos de estructuras, tendido de conductores, entre tros. tanto media y baja tensión. En este caso se utilizaron unidades constructivas para obras nuevas.

5.5.1.1. Presentación y presupuesto de unidades constructivas (poste a poste)

Se presenta la lista de unidades constructivas utilizadas en el diseño.

Tabla LIX. UCC por utilizar en presupuesto del diseño

UCC	Descripción UCC	Unidad	Cantidad
201304000	POSTE MADERA 10,5 M - CLASE 5	Unidad	22
202304000	POSTE HPC O VIBRADO 300 daN 10,5 M	Unidad	53
202307000	POSTE HPC O VIBRADO 500 daN 12 M	Unidad	5
202309000	POSTE HPC O VIBRADO 300 daN 12 M	Unidad	280
202392000	HORMIGONADO PARA APOYO 800 daN	Unidad	3
204315700	SIMP C/3F AL-ÁNG<5º HOR 24,9-34,5KV-1/0 ACSR	Unidad	140
204316700	SIMP C/3F ÁNG 5-30º HORZ 24,9-34,5KV, 1/0 ACSR	Unidad	86
204317700	SIMP 3F ANC-ÁNG 30-60º HOR 24,9-34,5KV 1/0 ACSR	Unidad	57
204318700	SIMP C/3F ÁNG 60-90º HOR 24,9-34,5KV 1/0 ACSR	Unidad	5
204321200	SIMP. C/MONOF. AL. Y ÁNG.< 5º, 1/0 ACSR	Unidad	28
204322200	SIMPLE C/MONOF. ÁNGULO 5 a 30º, 1/0 ACSR	Unidad	19
204323200	SIMPLE C/MONOF. ANCL. Y ÁNG. 30 a 60º, 1/0 ACSR	Unidad	8
204324200	SIMPLE C/MONOF. ÁNGULO 60 a 90º, 1/0 ACSR	Unidad	4
204319500	SIMP C/3F F/LINEA HOR 24,9-34,5KV, 266,4/0,1/0ACSR	Unidad	1
204325100	SIMPLE CIRC. MONOFÁSICO FIN DE LÍNEA	Unidad	34
205301300	MT. LÍNEA 3F/SIMPLE CIRC. 1/0 Y NEUT. 1/0 ACSR	Metro	23950
205311200	MT. DE LÍNEA MONOF. 1/0 Y NEUT. 1/0 ACSR	Metro	5347
207351200	PARARRAYOS AUTOVALVULAS 34,5 kV	Unidad	76
207352000	MONTAJE PARARRAYOS CIRCUITO TRIFÁSICO	Unidad	25
207352100	MONTAJE PARARRAYOS CIRCUITO MONOFÁSICO	Unidad	1
208303100	CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 4/0-ACSR 1/0	Unidad	3
208304000	CONEXIÓN CONDUCTOR ACSR 1/0-ACSR 1/0	Unidad	114
209310100	ANCLAJE RET. 3/8" CON ANCLA EXPANSION	Unidad	295
210301100	AISLADOR PORCELANA TIPO POSTE 34,5 KV	Unidad	1023
210312800	CADENA AMARRE COMPOSITE 34,5KV ACSR 1/0 AWG	Unidad	417
405301200	TENDIDO ML. CONDUCTOR 1/0 (FASE MT)	Metro	4174
407301100	FUSIBLE TIPO K 10 AMPERIOS	Unidad	3
407301000	FUSIBLE TIPO K 6 AMPERIOS	Unidad	17
407321300	MONTAJE BASE SECC FUSIBLE CRUCETA METAL 34.5 KV	Unidad	20
409301200	MONTAJE CONJ. RETENIDA 3/8" (C/FIJADOR DE ANGULO)	Unidad	272
409301300	RET. 3/8" EN TORNILLO EXISTENTE (C/FIJADOR ANGULO)	Unidad	308
410301400	AISLADOR 34.5 KV PASO FASE SOBRE CRUCETA METAL	Unidad	35
431301000	PAT COPPERWELD HASTA 10M P/HORMIGÓN	Unidad	2
431301100	PAT COPPERWELD HASTA 14M P/HORMIGÓN	Unidad	25
431301200	PAT COPPERWELD HASTA 10M ANILLO CERRADO P/HORM.	Unidad	1
431301300	PAT COPPERWELD HASTA 14M ANILLO CERRADO P/HORM.	Unidad	25
502301100	DESM POSTE CONCRETO 10.5 METROS	Unidad	28
504301400	DESM CONJUNTO DOBLE CRUCETA METAL 2400-3000MM	Unidad	1
507301200	DESM CONJ BASE CORTACIRC FUSIBLE POSTE 34.5KV	Unidad	1
509301100	DESM CONJ RETENIDA DOBLE	Unidad	1
705301200	RETENDIDO ML CONDUCTOR 1F ACSR 1/0-4/0	Unidad	4774

Continuación de la tabla LIX.

705501400	SOLTAR CADENA Y VOLVER AMARRAR 1F #2-4/0	Unidad	13
705501600	SOLTAR VANO Y VOLVER AMARRAR 1F #2-4/0	Unidad	49
709501000	RETENSADO DE RETENIDA	Unidad	20
710301300	REUBIC CONJ AISL PORC POSTE/PIN 34.5 CRUCETA	Unidad	33
710301700	REUBIC CONJ CADENA ANCLAJE COMPOSITE 34.5	Unidad	12
738501000	DIA BRIGADA PODA Y TALA	Unidad	10
738501100	DIA BRIGADA DE RECOLECCION PODA Y TALA	Unidad	5
23201437707	RETENCION PREFORMADA "Z" AISL.57/1-3 ACSR 1/0	Unidad	16
740301100	UNIDAD MANIOBRA MT ó CCTT	Unidad	1
2903503300	H. GUARDA TIPO VA (PC 3000/4000)	Unidad	2
2905501600	POSTE 21M DE CONCRETO CLASE 3000 SECCIONADO	Unidad	2
2908600410	SISTEMA DE TIERRA ALTURA 21000 MM	Unidad	2
2910501400	CIMEN. P 21M CL-3000(SUELO INUNDABLE)	Unidad	2
23201437707	RETENCION PREFORMADA "Z" AISL.57/1-3 ACSR 1/0	Unidad	17
23201437713	RETENC PREFOR "OMEGA" DOBLE AISL.57/1-3 ACSR 1/0	Unidad	2
2.10215E+11	ABRAZADERA DE CUATRO VIAS 10" A 14", ANCHO 4" X 1/4"	Unidad	2
201302000	POSTE MADERA 9 M - CLASE 5	Unidad	13
202302000	POSTE HPC O VIBRADO 300 daN 9 M	Unidad	66
209310100	ANCLAJE RET. 3/8" CON ANCLA EXPANSION	Unidad	67
214301000	B.T. ALIN.-ÁNG. 0-30º NEUTRO POSTE B.T.	Unidad	29
214301100	B.T. ALIN.-ÁNG. 0-30º NEUTRO POSTE M.T.	Unidad	32
215301200	METRO DE LÍNEA TENSADA TRÍPLEX #2	Metro	7928
218301600	DERIV. B.T. CONECTOR 1/0-#2/ 1/0-#6 PERFORACIÓN	Unidad	66
218301700	DERIV. B.T. CONECTOR #2-#6 / #2-#6 PERFORACIÓN	Unidad	29
409301300	RET. 3/8" EN TORNILLO EXISTENTE (C/FIJADOR ANGULO)	Unidad	67
414301050	BT ANCL-ÁNG 30-90 NEUTRO #2 POST BT PREF. AP	Unidad	14
414301110	BT ANC ÁNG 30-90 NEUTRO #2 POST MT PREF. AP	Unidad	31
414331050	BT FIN LÍNEA NEUTRO #2 POSTE BT PREF. AP	Unidad	37
414331150	BT FIN LÍNEA NEUTRO #2 POSTE MT PREF. AP	Unidad	16
414361050	BT FIN LÍNEA CON TUERCA NUETRO #2 PREF. AP	Unidad	4
414361250	BT FIN LÍNEA C/TORN. EXIST. NUETRO #2 PREF. AP	Unidad	17
414512000	TORNILLO PARA ACOMETIDA EN POSTE	Unidad	6
418201000	AISLAMIENTO CONEXIÓN CONDUCT DESNUDO-FORRADO	Unidad	45
431301000	PAT COPPERWELD HASTA 10M P/HORMIGÓN	Unidad	30
502301000	DESM POSTE CONCRETO 6-9 METROS	Unidad	6
509301000	DESM CONJ RETENIDA SIMPLE	Unidad	1
709501000	RETENSADO DE RETENIDA	Unidad	8
715301100	RETENDIDO ML CONDUCTOR TRIPLEX 2	Unidad	1236
715501300	SOLTAR VANO Y VOLVER AMARRAR BT (1F DESN 3F TRIX)	Unidad	26
718301100	DESCONEX Y CONEX ACOMETIDA C/CONECTOR PERF.	Unidad	15
1001301100	INSTAL DE CAJA PORTA-CONTADOR Y ACCESORIOS DE ENTRADA EN FACHADA	Unidad	295
1001301200	INSTAL MEDIDOR 1F-2H-120 BASE A EN CAJA PORTA-CONTADOR	Unidad	293

Continuación de la tabla LIX.

1002301100	CONEX ACOM CONCENTRICA 1F-2H RED TRENZADA #2	Unidad	221
1002501100	CONEX ACOM CONCENTRICA 1F-2H/3H EN CAJA DERIV 1.5 M DE POSTE	Unidad	72
1002701100	ANCLAJE SOBRE POSTE PARA ACOMETIDA	Unidad	295
1002701200	ANCLAJE SOBRE FACHADA PARA ACOMETIDA	Unidad	295
1003301200	INSTAL DE CAJA EN DERIV. MONOF. RED TRENZADA #2 Y 1/0 A 1.5 M DE POSTE	Unidad	13
1004301100	MT DE LINEA PARA ACOMETIDA CONCENTRICA #2X6	Metro	7010
1002301200	CONEX ACOM CONCENTRICA 1F-3H RED TRENZADA #2	Unidad	2
1001301300	INST. MEDIDOR 1F-3H 240 V BASE A EN CAJA PORTA-CONTADOR	Unidad	2
206302000	TRAFO MONOF. 10KVA, 34,5KV/120-240V, AUTOPROTEGIDO	Unidad	16
206302200	TRAFO MONOF. 25KVA, 34,5KV/120-240V, AUTOPROTEGIDO	Unidad	5
208322300	CONEXIÓN AMOVIBLE COMPLETA ACSR 1/0 AWG	Unidad	21
211301300	PUENTE SIMPLE BT TRAFO 10-25 KVA	Unidad	12
211302310	PUENTE DOBLE BT TRAFO 10-25 KVA	Unidad	9
431301200	PAT COPPERWELD HASTA 10M ANILLO CERRADO P/HORM.	Unidad	21
433301100	MATRICULACIÓN CCTT	Unidad	21
706301300	REUBIC CCTT MONO 10-25 KVA, 34.5 KV	Unidad	3
708301100	REINSTALACIÓN CONECTOR CUÑA #2-4/0	Unidad	3
711301300	DESCONEX Y CONEX PUENTE DOBLE CONEX 1 TRAFO	Unidad	3
731301500	CONEXIÓN PAT EQUIPOS MT	Unidad	3

Fuente: elaboración propia.

5.5.2. Simbología eléctrica y nomenclatura utilizada

La simbología eléctrica de los elementos y la nomenclatura utilizados en el diseño, normaliza la representación de los elementos que constituyen las redes de distribución eléctrica, cuya finalidad es simplificar el diseño de los sistemas eléctricos para su construcción.

Tabla LXI. Nomenclatura normalizada para diseño

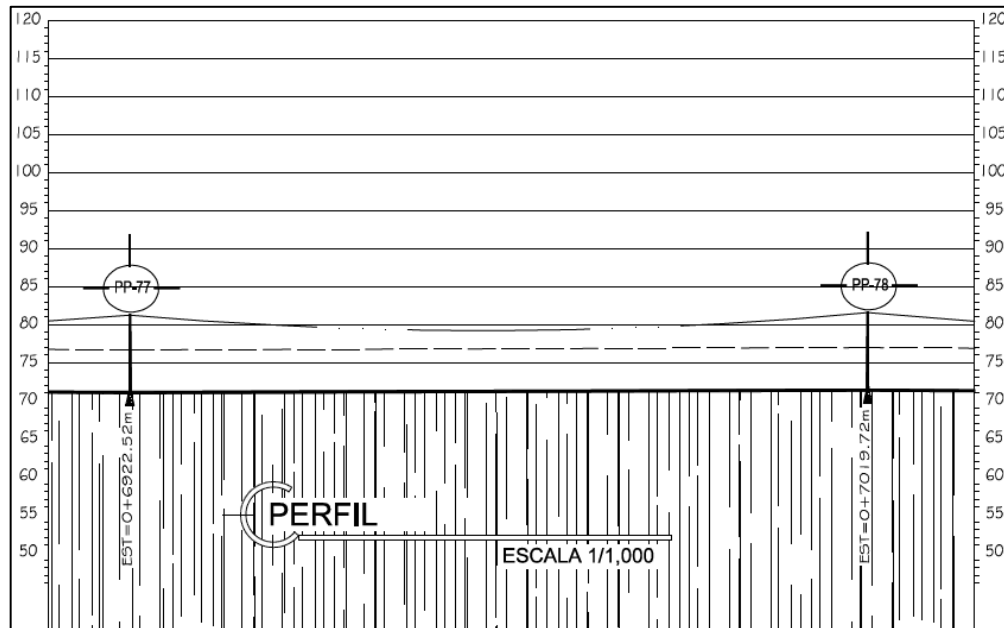
NOMENCLATURA		NOMENCLATURA	
SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION
PMME	POSTE MADERA MAL ESTADO	TRBT	TANGENTE REMATE BAJA TENSION
PMBE	POSTE MADERA BUEN ESTADO	RBT	REMATE BAJA TENSION
PCME	POSTE CONCRETO MAL ESTADO	DTBT	DOBLE TANGENTE BAJA TENSION
PCBE	POSTE CONCRETO BUEN ESTADO	DRBT	DOBLE REMATE BAJA TENSION
PCME	POSTE CONCRETO MAL ESTADO	E	ESTRIJBOS
PDDC	POSTE DENTRO DE CASA	110A	ACOMETIDAS 110 VOLTIOS
PDDV	POSTE DENTRO DE VOLADIZO	220A	ACOMETIDAS 220 VOLTIOS
PDDT	POSTE DENTRO DE TERRENO	S-MAT	SIN NUMERO DE MATRICULA
PCB	POSTE CON BAYONTEA	Im	ESTRUCTURA MONOFASICA PASO <5°
PD	POSTE DESPLOMADO	IIIm	ESTRUCTURA MONOFASICA PASO 5 A 30°
CNMRE	CRUCERO NORMAL DE MADERA BUEN ESTADO	IIIm	ESTRUCTURA MONOFASICA ANG. 30 A 60°
CNMME	CRUCERO NORMAL DE MADERA MAL ESTADO	IVm	ESTRUCTURA MONOF. ANCL. Y ANGU. 60 A 90°
CNMme	CRUCERO NORMAL DE METAL MAL ESTADO	Vm	ESTRUCTURA MONOF ANCL Y ANGU 30 A 60°
CNMmeBE	CRUCERO NORMAL DE METAL BUEN ESTADO	VImpl	ESTRUCTURA MONOFASICA PROLONGACION DE LINEA
CN	CRUCETA NORMAL	VImf	ESTRUCTURA MONOFASICA FINAL DE LINEA
CV	CRUCETA VOLADA	Ib	ESTRUCTURA BIFASICA PASO <5°
CCC	COLOCAR CORTACIRCUITOS	Ib	ESTRUCTURA BIFASICA PASO 5 A 20°
CCV	COLOCAR CRUCETA VOLADA	IIb	ESTRUCTURA BIFASICA ANGULO 30 A 60°
HG	HILO DE GUARDA	IVb	ESTRUCTURA BIFASICA ANCL Y ANGU 60 - 90°
BME	BAYONETA MAL ESTADO	Vb	ESTRUCTURA BIFASICA ANCL Y ANGU 30 - 60°
BBE	BAYONETA BUEN ESTADO	Vbpl	ESTRUCTURA BIFASICA PROLONGACION DE LINEA
ABE	AISLAMIENTO BUEN ESTADO	Vbfl	ESTRUCTURA BIFASICA FINAL DE LINEA
AME	AISLAMIENTO MAL ESTADO	It	ESTRUCTURA TRIFASICA PASO <5°
CC	CORTACIRCUITOS	III	ESTRUCTURA TRIFASICA PASO 5 - 20°
P	PARARRAYOS	III	ESTRUCTURA TRIFASICA ANGULO 20 - 60°
C.S.	CORTE SECUNDARIO	IVI	ESTRUCTURA TRIFASICA ANCL Y ANGU 60-90°
LBE	LUMINARIA BUEN ESTADO	Vt	ESTRUCTURA TRIFASICA ANCL Y ANGU 30-60°
LME	LUMINARIA MAL ESTADO	Vtpl	ESTRUCTURA TRIFASICA PROLONGACION DE LINEA
TT	TANGENTE TRIPLEX	VIII	ESTRUCTURA TRIFASICA FINAL DE LINEA
RT	REMATE TRIPLEX		
TRT	TANGENTE REMATE TRIPLEX		
TBT	TANGENTE BAJA TENSION		
TR	TANGENTE REMATE		

Fuente: Planos de diseño.

5.5.3. Perfiles del diseño

Los perfiles utilizados no sirven para verificar los niveles que existen entre estructuras, por el cual se han obtenido las coordenadas y alturas sobre el nivel del mar de cada estructura. A continuación, se presenta un ejemplo del perfil utilizado.

Figura 75. Ejemplo de perfil topográfico



Fuente: planos de diseño.

5.5.4. Rotulado y escala

La rotulación y escala se especifica a continuación manera en el plano de planta de la línea a escala 1:2500 o 1:5000 en formato A1 o A2 se figura la distribución de postes, límites de parcelas, límites de provincias, términos municipales, y servicios interesados. Se especifican las coordenadas UTM del punto de conexión y de cada uno de los transformadores proyectados. Para el plano de perfil se indica a escala 1:2500 en horizontal y 1:1000 en vertical.

Se indicarán las longitudes de los vanos, tipo de estructura, numeración y cotas de emplazamiento de los postes.

5.5.5. VAN y TIR de diseño

Para el cálculo de rentabilidad económica del diseño se evaluarán los indicadores de valor actual neto (VAN) y Tasa interna de retorno (TIR) considerando una tasa de descuento del 12 %. La aplicación de recursos de inversión se realiza en dos periodos.

- Periodo de costo de inversión
- Periodo de costos de operación y mantenimiento

Los costos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla LXII. **Costos de inversión, operación y mantenimiento**

Costos estimados	
Inversión	Operación y mantenimiento
Q 5 266 592,49	Q 206 136,74

Fuente: elaboración propia.

Dentro de este costo de inversión se incluye el estudio de impacto ambiental, licencias, permisos, supervisión, entre otros. En los costos de operación y mantenimiento se incluyen costos fijos (personal, equipos, material, entre otros) y variables (energía, combustible, insumos, entre otros).

La empresa obtendrá un beneficio estimado de Q 748 672,4288. El índice de incremento será de 1 %. Por lo que para calcular el VAN se utilizará la siguiente fórmula.

$$VAN = -I + \frac{R[(1 - (1 + g)^n * (1 + i)^{-n})]}{(i - g)}$$

Donde:

R : flujo de caja de primer periodo

i : coste de oportunidad mínima exigente

g : índice de incremento

n : número de periodos

I : inversión inicial

La TIR (tasa interna de retorno) es utilizada para definir la aceptación o no de un proyecto de inversión.

Fórmula para calcular la TIR

$$O = I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n}$$

$$O = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{F_j}{(1 + TIR)^j}$$

Donde:

F_j : flujo neto en el periodo j

I_0 : inversión inicial

n : horizonte de evaluación

Ingresando los datos a las fórmulas establecidas se obtienen los siguientes resultados, se realizó a una proyección a 20 años.

Tabla LXIII. **Resultados de indicadores VAN y TIR**

VAN	TIR
Q 53 818 596,83	14 %

Fuente: elaboración propia.

Dados los resultados de los indicadores financieros VAN y TIR, se observa que los resultados son positivos, por lo tanto la inversión es aceptable.

CONCLUSIONES

1. Se ha realizado el diseño con toda calidad apegado a las normas y requerimiento tanto de CNEE como la norma Caribe y conforme a las leyes del país.
2. Se han tomado en cuenta todas las medidas de seguridad según las normativas en cuanto al tipo de estructuras para afectar lo menor posible el impacto ambiental.
3. Se siguieron los criterio necesarios para obtener la información y de forma ordenada para que pueda llegar la cobertura de la electricidad a cada usuario.
4. Con datos económicos estimados se ha tenido una evaluación de inversión y determinar la factibilidad del proyecto de electrificación.

RECOMENDACIONES

1. Se sugiere complementar mejoras al diseño que garantice la ejecución de la mejor calidad posible.
2. Se sugiere que al momento de llevarse a cabo el proyecto de construcción para la instalación de postes dentro de propiedades privadas se debe tener permisos con los vecinos y dueños de parcelas y fincas.
3. Identificar adecuadamente la demanda a satisfacer a los usuarios, ya que al momento de realizar el conteo de usuario sean más de lo cuantificado al inicio del estudio del diseño.
4. Solicitar apoyo a los Cocodes de las comunidades para promover el uso de la energía eléctrica y cuáles son sus beneficios para el desarrollo social.

BIBLIOGRAFÍA

1. DEORSA. *Criterios de arquitectura de red área Caribe: Versión 6, 2004*. [en línea]. <<https://instalacioneselectricasmdmr.wordpress.com/2014/06/10/arquitectura-de-red-area-caribe-eca-union-fenosa-2/>>. [Consulta: mayo de 2019].
2. _____. *Criterios de diseño de líneas, área de media tensión 13.2 y 34.5 kV: Versión 2, 2000*. [en línea]. <<http://www.energuate.com/sites/default/files/Normas%20T%C3%A9cnicas%20CNEE%20-NTDOID.pdf>>. [Consulta: mayo de 2019].
3. _____. *Metodología de diseño de obras media tensión y baja tensión*. [en línea]. <file:///C:/Users/casa/Downloads/DR_Informe%20Etapa%20C%20-%20Modulo%20C1.pdf>. [Consulta: mayo de 2019].
4. LÓPEZ FERNÁNDEZ, Rodrigo. *Logística comercial*. México: Paraninfo, Thompson, 2004. 304 p.
5. Normas NTDOID de la comisión nacional de energía eléctrica de Guatemala. *Normas técnicas*. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/wp/?page_id=555/>. [Consulta: mayo de 2019].

APÉNDICES

Apéndice 1. Tablas de cálculo mecánico

En las siguientes tablas se indica los resultados de cálculo mecánico para conductor de media tensión y baja tensión. Vano regulador, fechas y parámetros a EDS= 15 %, temperaturas máxima 50 °C y mínima -5 °C.

- Media tensión

# Cantón	Punto Inicial	Punto final	Vano de regulación (m)	Longitud cantón (m)	T 50 (°C)	T -5 (°C)	T 50 (°C)	T -5 (°C)
					Tense f _{máx} (daN)	Tense f _{min} (daN)	Parámetro f _{máx} (mm)	Parámetro f _{min} (mm)
1	1	6	96,99	525,87	154,74	362,61	1,71	0,73
2	6	12	83,54	439,37	140,61	374,64	1,36	0,51
3	12	20	68,93	507,88	124,33	386,53	1,04	0,34
4	20	26	81,82	398,31	140,61	374,64	1,36	0,51
5	26	34	83,22	511,18	140,61	374,64	1,36	0,51
6	34	35	52,35	52,35	105,47	397,46	0,76	0,20
7	35	39	98,75	392,15	154,74	362,61	1,71	0,73
8	39	44	107,51	534,9	162,67	352,94	1,97	0,91
9	44	49	103,81	518,86	159,03	358,70	1,84	0,81
10	49	53	101,29	405,11	159,03	358,70	1,84	0,81
11	53	58	105,01	524,65	331,70	755,90	1,80	0,79
12	58	61	103,88	310,64	159,03	358,70	1,84	0,81
13	61	64	99,53	297,93	154,74	362,61	1,71	0,73
14	64	65	141,05	141,05	181,93	313,81	3,06	1,78
15	65	68	104,20	311,96	159,03	358,70	1,84	0,81
16	68	69	73,92	73,92	130,02	382,63	1,15	0,39
17	69	72	114,12	332,26	165,78	346,02	2,11	1,01
18	72	73	96,56	96,56	154,74	362,61	1,71	0,73
19	73	74	283,25	283,25	343,00	383,70	11,96	10,69
20	74	75	46,83	46,83	98,52	400,74	0,67	0,17
21	75	80	104,07	516,63	159,03	358,70	1,84	0,81
22	80	85	102,13	510,48	159,03	358,70	1,84	0,81
23	85	90	101,21	505,64	159,03	358,70	1,84	0,81
24	90	94	102,30	409,18	159,03	358,70	1,84	0,81
25	94	106	61,96	406,33	118,35	390,32	0,95	0,29
26	95	96	53,57	53,57	105,47	397,46	0,76	0,20
27	106	109	84,91	162,65	140,61	374,64	1,36	0,51
28	107	108	58,67	58,67	112,07	393,97	0,85	0,24
29	109	114	91,00	413,157	150,25	366,59	1,59	0,65
30	114	119	102,27	510,09	159,03	358,70	1,84	0,81

Continuación del apéndice 1.

31	119	124	101,01	504,85	159,03	358,70	1,84	0,81
32	124	125	16,53	16,53	47,71	862,64	0,22	0,03
33	124	129	93,70	371,48	150,25	366,59	1,59	0,65
34	129	130	64,52	64,52	118,35	390,32	0,95	0,29
35	129	142	80,61	481,64	282,80	794,00	1,23	0,44
36	142	147	101,19	505,78	159,03	358,70	1,84	0,81
37	147	150	101,59	304,51	159,03	358,70	1,84	0,81
38	150	155	102,47	505,78	159,03	358,70	1,84	0,81
39	155	160	105,79	525,29	331,70	755,90	1,80	0,79
40	160	165	101,61	506,09	159,03	358,70	1,84	0,81
41	165	170	107,47	531,47	162,67	352,94	1,97	0,91
42	1	5	94,95	474,44	150,25	366,59	1,59	0,65
43	5	10	99,48	497,29	154,74	362,61	1,71	0,73
44	10	16	101,49	503,84	159,03	358,70	1,84	0,81
45	12	13	17,88	17,88	47,71	862,64	0,22	0,03
46	16	20	99,33	397,13	154,74	362,61	1,71	0,73
47	20	25	94,76	469,98	150,25	366,59	1,59	0,65
48	25	32	87,72	506,41	145,54	370,61	1,48	0,58
49	26	27	20,06	20,06	101,20	861,00	0,21	0,03
50	32	37	90,38	435,52	303,70	778,70	1,44	0,56
51	37	43	94,68	531,3	150,25	366,59	1,59	0,65
52	43	48	94,00	460,45	150,25	366,59	1,59	0,65
53	48	49	22,27	22,27	57,50	860,42	0,29	0,04
54	48	54	101,86	497,33	159,03	358,70	1,84	0,81
55	54	59	94,90	470,28	150,25	366,59	1,59	0,65
56	59	66	90,29	503,96	303,70	778,70	1,44	0,56
57	64	65	58,44	58,44	112,07	393,97	0,85	0,24
58	66	72	94,16	534,69	150,25	366,59	1,59	0,65
59	72	78	92,91	452,88	150,25	366,59	1,59	0,65
60	74	75	26,72	26,72	66,68	411,39	0,36	0,06
61	78	83	96,23	481,11	154,74	362,61	1,71	0,73
62	83	89	93,24	547,53	150,25	366,59	1,59	0,65
63	89	92	97,90	293,24	154,74	362,61	1,71	0,73
64	92	98	97,10	581,93	154,74	362,61	1,71	0,73
65	98	103	97,49	482,53	154,74	362,61	1,71	0,73
66	103	108	97,78	488,08	154,74	362,61	1,71	0,73
67	108	113	96,67	483,2	154,74	362,61	1,71	0,73
68	113	115	80,33	145,85	282,80	794,00	1,23	0,44
69	115	116	89,35	89,35	145,54	370,61	1,48	0,58
70	116	118	60,62	120,65	234,40	822,50	0,83	0,24
71	116	146	63,05	709,95	118,35	390,32	0,95	0,29
72	146	217	66,68	133,31	124,33	386,53	1,04	0,34
73	146	148	56,64	443,61	112,07	393,97	0,85	0,24
74	146	174	50,31	100,52	206,50	835,00	0,66	0,16
75	169	187	60,73	121,41	234,40	822,50	0,83	0,24
76	187	192	63,20	184,6	118,35	390,32	0,95	0,29
77	192	212	57,89	230,28	112,07	393,97	0,85	0,24
78	212	216	67,47	67,47	124,33	386,53	1,04	0,34
79	203	204	79,12	458,76	135,44	378,66	1,25	0,45
80	217	225	51,66	51,66	105,47	397,46	0,76	0,20
81	222	272	70,84	428,44	259,80	808,70	1,02	0,33
82	225	233	118,66	562,64	168,74	339,47	2,26	1,12
83	233	238	89,54	431,37	145,54	370,61	1,48	0,58
84	238	244	100,25	488,8	322,80	763,50	1,68	0,71

Continuación del apéndice 1.

85	244	252	103,85	206,91	159,03	358,70	1,84	0,81
86	247	249	101,61	101,61	159,03	358,70	1,84	0,81
87	252	253	73,43	458,09	130,02	382,63	1,15	0,39
88	253	260	97,08	194,15	154,74	362,61	1,71	0,73
89	260	262	99,05	395,84	154,74	362,61	1,71	0,73
90	262	270	91,72	261,89	150,25	366,59	1,59	0,65

- Baja tensión

# Cantón	Punto inicial	Punto final	Vano de regulación (m)	Longitud cantón (m)	T 50 (°C)		T -5 (°C)	
					Tense f _{máx} (daN)	Tense f _{mín} (daN)	Parámetro f _{máx} (mm)	Parámetro f _{mín} (mm)
1	1	2	53,59	107,14	91,3	137,1	1,46	0,97
2	6	10	80,00	343,06	87,1	102,3	3,23	2,75
3	13	18	70,50	379,77	88,3	110,2	2,44	1,95
4	19	24	54,95	319,43	91,3	137,1	1,46	0,97
5	30	34	46,53	209,74	92,9	155,5	1,18	0,71
6	95	96	53,57	53,57	91,3	137,1	1,46	0,97
7	96	100	51,52	205,42	91,3	137,1	1,46	0,97
8	95	105	54,10	265,99	91,3	137,1	1,46	0,97
9	107	108	58,67	58,67	90	124,7	1,76	1,27
10	107	109	67,23	67,23	88,3	110,2	2,44	1,95
11	109	111	58,44	112,00	90	124,7	1,76	1,27
12	129	130	64,52	64,52	89	116,2	2,08	1,6
13	130	131	51,73	51,73	91,3	137,1	1,46	0,97
14	131	132	54,51	54,51	91,3	137,1	1,46	0,97
15	133	138	54,97	328,80	91,3	137,1	1,46	0,97
16	138	140	58,74	116,44	90	124,7	1,76	1,27
17	63	64	57,07	112,89	90	124,7	1,76	1,27
18	64	65	58,44	58,44	90	124,7	1,76	1,27
19	116	118	74,22	210,00	87,6	105,7	2,82	2,34
20	118	127	52,99	52,99	91,3	137,1	1,46	0,97
21	127	129	41,15	80,62	95,2	182,2	0,93	0,49
22	127	131	39,80	75,82	98,3	217,2	0,71	0,32
23	131	132	51,61	51,61	91,3	137,1	1,46	0,97
24	131	135	46,60	136,55	92,9	155,5	1,18	0,71
25	135	136	51,29	51,29	91,3	137,1	1,46	0,97
26	118	122	58,38	232,67	90	124,7	1,76	1,27
27	122	123	57,42	57,42	90	124,7	1,76	1,27
28	122	126	48,43	144,59	92,9	155,5	1,18	0,71
29	137	140	53,47	53,47	91,3	137,1	1,46	0,97
30	140	141	55,73	164,89	91,3	137,1	1,46	0,97
31	142	143	58,05	58,05	90	124,7	1,76	1,27
32	143	144	59,65	117,97	90	124,7	1,76	1,27
33	143	146	53,68	53,68	91,3	137,1	1,46	0,97
34	146	148	53,68	105,85	91,3	137,1	1,46	0,97
35	148	160	66,68	133,31	88,3	110,2	2,44	1,95
36	160	161	50,13	99,79	92,9	155,5	1,18	0,71
37	160	163	54,17	54,17	91,3	137,1	1,46	0,97
38	160	162	59,90	59,90	90	124,7	1,76	1,27
39	148	150	60,96	119,10	90	124,7	1,76	1,27
40	150	151	62,02	62,02	89	116,2	2,08	1,6
41	150	152	57,34	170,90	90	124,7	1,76	1,27

Continuación del apéndice 1.

42	148	154	53,75	107,44	91,3	137,1	1,46	0,97
43	154	155	63,02	63,02	89	116,2	2,08	1,6
44	154	158	58,96	58,96	90	124,7	1,76	1,27
45	146	198	49,20	49,20	92,9	155,5	1,18	0,71
46	199	203	51,22	51,22	91,3	137,1	1,46	0,97
47	203	204	57,77	57,77	90	124,7	1,76	1,27
48	199	201	67,47	67,47	88,3	110,2	2,44	1,95
49	201	202	64,55	64,55	89	116,2	2,08	1,6
50	204	207	49,78	49,78	92,9	155,5	1,18	0,71
51	207	208	47,47	94,94	92,9	155,5	1,18	0,71
52	207	211	44,24	88,43	95,2	182,2	0,93	0,49
53	164	165	51,66	51,66	91,3	137,1	1,46	0,97
54	165	166	63,04	124,43	89	116,2	2,08	1,6
55	165	167	57,27	57,27	90	124,7	1,76	1,27
56	165	169	54,47	54,47	91,3	137,1	1,46	0,97
57	169	172	44,26	44,26	95,2	182,2	0,93	0,49
58	172	173	61,40	61,40	89	116,2	2,08	1,6
59	172	174	56,97	113,92	90	124,7	1,76	1,27
60	174	176	51,02	148,96	91,3	137,1	1,46	0,97
61	174	178	55,28	55,28	91,3	137,1	1,46	0,97
62	178	179	64,36	64,36	89	116,2	2,08	1,6
63	178	185	58,93	117,13	90	124,7	1,76	1,27
64	178	181	54,79	109,32	91,3	137,1	1,46	0,97
65	181	182	53,73	53,73	91,3	137,1	1,46	0,97
66	181	183	56,92	110,50	90	124,7	1,76	1,27
67	186	187	49,19	49,19	92,9	155,5	1,18	0,71
68	187	192	60,39	60,39	90	124,7	1,76	1,27
69	192	195	51,68	51,68	91,3	137,1	1,46	0,97
70	192	212	52,98	52,98	91,3	137,1	1,46	0,97
71	212	216	51,53	51,53	91,3	137,1	1,46	0,97
72	187	189	54,44	108,47	91,3	137,1	1,46	0,97
73	189	190	66,93	66,93	88,3	110,2	2,44	1,95
74	217	218	60,73	121,41	90	124,7	1,76	1,27
75	217	220	55,52	165,80	91,3	137,1	1,46	0,97
76	220	222	63,20	184,60	89	116,2	2,08	1,6
77	222	272	57,89	230,28	90	124,7	1,76	1,27
78	226	228	51,92	153,70	91,3	137,1	1,46	0,97
79	228	231	53,86	53,86	91,3	137,1	1,46	0,97
80	231	232	61,56	183,28	89	116,2	2,08	1,6
81	238	239	49,46	98,92	92,9	155,5	1,18	0,71
82	249	250	49,59	148,74	92,9	155,5	1,18	0,71
83	254	256	44,85	44,85	95,2	182,2	0,93	0,49
84	256	259	43,91	43,91	95,2	182,2	0,93	0,49
85	262	263	49,60	49,60	92,9	155,5	1,18	0,71
86	270	271	63,05	125,73	89	116,2	2,08	1,6
87			49,58	147,32	92,9	155,5	1,18	0,71
88			70,38	70,38	88,3	110,2	2,44	1,95
89			67,78	67,78	88,3	110,2	2,44	1,95

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Tablas de tendido de conductor

En las siguientes tablas se presentan el tendido de conductor para media tensión y baja tensión, se ha utilizado EDS= 15 %.

- Media tensión

# Cantón o serie	Punto inicial	Punto final	Longitud cantón (m)	Vano de regulación (m)	T 0 (°C)		T 5 (°C)		T 10 (°C)	
					Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)
1	1	6	525,87	96,99	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
2	6	12	439,37	83,54	337,61	0,57	303,53	0,63	576,00	0,70
3	12	20	507,88	68,93	345,93	0,38	307,82	0,42	576,00	0,48
4	20	26	398,31	81,82	337,61	0,57	303,53	0,63	576,00	0,70
5	26	34	511,18	83,22	337,61	0,57	303,53	0,63	576,00	0,70
6	34	35	52,35	52,35	353,88	0,23	312,10	0,26	576,00	0,29
7	35	39	392,15	98,75	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
8	39	44	534,9	107,51	322,69	0,99	295,54	1,09	576,00	1,18
9	44	49	518,86	103,81	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
10	49	53	405,11	101,29	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
11	53	58	524,65	105,01	689,80	0,87	629,70	0,95	576,00	1,04
12	58	61	310,64	103,88	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
13	61	64	297,93	99,53	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
14	64	65	141,05	141,05	293,87	1,90	276,14	2,02	260,39	2,14
15	65	68	311,96	104,20	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
16	68	69	73,92	73,92	343,17	0,43	306,37	0,49	576,00	0,55
17	69	72	332,26	114,12	317,42	1,10	291,85	1,20	576,00	1,30
18	72	73	96,56	96,56	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
19	73	74	283,25	283,25	379,40	10,81	375,30	10,93	371,20	11,05
20	74	75	46,83	46,83	356,26	0,19	313,47	0,21	576,00	0,24
21	75	80	516,63	104,07	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
22	80	85	510,48	102,13	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
23	85	90	505,64	101,21	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
24	90	94	409,18	102,30	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
25	94	106	406,33	61,96	348,66	0,32	309,26	0,36	576,00	0,41
26	95	96	53,57	53,57	353,88	0,23	312,10	0,26	576,00	0,29
27	106	109	162,65	84,91	337,61	0,57	303,53	0,63	576,00	0,70
28	107	108	58,67	58,67	351,32	0,27	310,70	0,31	576,00	0,35
29	109	114	413,157	91,00	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
30	114	119	510,09	102,27	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
31	119	124	504,85	101,01	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
32	124	125	16,53	16,53	367,21	0,03	319,79	0,03	576,00	0,04
33	124	129	371,48	93,70	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
34	129	130	64,52	64,52	348,66	0,32	309,26	0,36	576,00	0,41
35	129	142	481,64	80,61	715,70	0,48	642,70	0,54	576,00	0,60
36	142	147	505,78	101,19	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
37	147	150	304,51	101,59	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
38	150	155	505,78	102,47	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
39	155	160	525,29	105,79	689,80	0,87	629,70	0,95	576,00	1,04
40	160	165	506,09	101,61	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
41	165	170	531,47	107,47	322,69	0,99	295,54	1,09	576,00	1,18
42	1	5	474,44	94,95	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88

Continuación del apéndice 2.

43	5	10	497,29	99,48	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
44	10	16	503,84	101,49	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
45	12	13	17,88	17,88	367,21	0,03	319,79	0,03	576,00	0,04
46	16	20	397,13	99,33	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
47	20	25	469,98	94,76	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
48	25	32	506,41	87,72	334,86	0,64	302,16	0,71	576,00	0,79
49	26	27	20,06	20,06	765,40	0,03	670,20	0,03	576,00	0,04
50	32	37	435,52	90,38	705,20	0,62	637,30	0,69	576,00	0,76
51	37	43	531,3	94,68	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
52	43	48	460,45	94,00	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
53	48	49	22,27	22,27	365,96	0,05	319,04	0,05	576,00	0,06
54	48	54	497,33	101,86	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
55	54	59	470,28	94,90	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
56	59	66	503,96	90,29	705,20	0,62	637,30	0,69	576,00	0,76
57	64	65	58,44	58,44	351,32	0,27	310,70	0,31	576,00	0,35
58	66	72	534,69	94,16	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
59	72	78	452,88	92,91	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
60	74	75	26,72	26,72	364,46	0,07	318,15	0,07	576,00	0,09
61	78	83	481,11	96,23	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
62	83	89	547,53	93,24	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88
63	89	92	293,24	97,90	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
64	92	98	581,93	97,10	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
65	98	103	482,53	97,49	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
66	103	108	488,08	97,78	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
67	108	113	483,2	96,67	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
68	113	115	145,85	80,33	715,70	0,48	642,70	0,54	576,00	0,60
69	115	116	89,35	89,35	334,86	0,64	302,16	0,71	576,00	0,79
70	116	118	120,65	60,62	736,20	0,26	653,60	0,30	576,00	0,34
71	116	146	709,95	63,05	348,66	0,32	309,26	0,36	576,00	0,41
72	146	217	133,31	66,68	345,93	0,38	307,82	0,42	576,00	0,48
73	146	148	443,61	56,64	351,32	0,27	310,70	0,31	576,00	0,35
74	146	174	100,52	50,31	745,50	0,18	658,70	0,21	576,00	0,23
75	169	187	121,41	60,73	736,20	0,26	653,60	0,30	576,00	0,34
76	187	192	184,6	63,20	348,66	0,32	309,26	0,36	576,00	0,41
77	192	212	230,28	57,89	351,32	0,27	310,70	0,31	576,00	0,35
78	212	216	67,47	67,47	345,93	0,38	307,82	0,42	576,00	0,48
79	203	204	458,76	79,12	340,38	0,50	304,94	0,56	576,00	0,62
80	217	225	51,66	51,66	353,88	0,23	312,10	0,26	576,00	0,29
81	222	272	428,44	70,84	726,20	0,37	648,20	0,41	576,00	0,46
82	225	233	562,64	118,66	312,48	1,22	288,43	1,32	576,00	1,43
83	233	238	431,37	89,54	334,86	0,64	302,16	0,71	576,00	0,79
84	238	244	488,8	100,25	694,90	0,78	632,20	0,86	576,00	0,94
85	244	252	206,91	103,85	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
86	247	249	101,61	101,61	326,93	0,89	298,28	0,98	576,00	1,07
87	252	253	458,09	73,43	343,17	0,43	306,37	0,49	576,00	0,55
88	253	260	194,15	97,08	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
89	260	262	395,84	99,05	329,50	0,80	299,53	0,88	576,00	0,97
90	262	270	261,89	91,72	332,15	0,72	300,82	0,80	576,00	0,88

Continuación del apéndice 2.

T 15 (°C)		T 20 (°C)		T 25 (°C)		T 30 (°C)		T 35 (°C)		T 40 (°C)	
Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
245,85	0,78	222,53	0,86	202,65	0,94	185,85	1,03	171,65	1,12	159,64	1,20
241,67	0,54	214,64	0,61	191,78	0,68	172,77	0,75	157,08	0,83	144,12	0,90
245,85	0,78	222,53	0,86	202,65	0,94	185,85	1,03	171,65	1,12	159,64	1,20
245,85	0,78	222,53	0,86	202,65	0,94	185,85	1,03	171,65	1,12	159,64	1,20
237,05	0,34	205,56	0,39	178,93	0,45	157,15	0,51	139,68	0,57	125,74	0,64
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
250,44	1,28	232,11	1,38	216,22	1,48	202,44	1,58	190,45	1,68	179,98	1,78
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
528,60	1,13	487,10	1,23	451,20	1,32	420,20	1,42	393,30	1,52	370,00	1,61
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
246,39	2,26	233,94	2,38	222,83	2,50	212,88	2,62	203,94	2,73	195,88	2,85
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
243,12	0,61	217,40	0,69	195,61	0,76	177,39	0,84	162,22	0,92	149,58	1,00
249,46	1,41	232,19	1,51	217,16	1,61	204,06	1,72	192,61	1,82	182,54	1,92
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
367,30	11,17	363,50	11,28	359,90	11,40	356,30	11,51	352,80	11,63	349,40	11,74
235,45	0,28	202,29	0,33	174,17	0,38	151,28	0,44	133,12	0,50	118,85	0,56
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
240,17	0,47	448,10	0,53	187,73	0,60	167,87	0,67	151,63	0,74	138,34	0,81
237,05	0,34	205,56	0,39	178,93	0,45	157,15	0,51	139,68	0,57	125,74	0,64
245,85	0,78	222,53	0,86	202,65	0,94	185,85	1,03	171,65	1,12	159,64	1,20
238,63	0,40	208,71	0,46	183,45	0,52	162,67	0,59	145,84	0,65	132,23	0,72
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
226,82	0,05	182,51	0,06	141,70	0,07	107,38	0,10	82,23	0,13	65,69	0,15
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
240,17	0,47	448,10	0,53	187,73	0,60	167,87	0,67	151,63	0,74	138,34	0,81
516,40	0,67	464,50	0,75	420,10	0,82	382,60	0,91	350,90	0,99	324,30	1,07
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
528,60	1,13	487,10	1,23	451,20	1,32	420,20	1,42	393,30	1,52	370,00	1,61
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,44	1,28	232,11	1,38	216,22	1,48	202,44	1,58	190,45	1,68	179,98	1,78
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
226,82	0,05	182,51	0,06	141,70	0,07	107,38	0,10	82,23	0,13	65,69	0,15
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
247,13	0,87	224,89	0,95	205,88	1,04	189,72	1,13	175,99	1,22	164,27	1,31
483,20	0,04	393,40	0,06	309,20	0,07	236,10	0,09	180,10	0,12	142,30	0,15
521,60	0,84	474,20	0,92	433,50	1,01	398,80	1,10	369,20	1,19	344,00	1,27
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
227,98	0,07	185,49	0,09	147,26	0,11	115,80	0,14	92,51	0,18	76,42	0,21

Continuación del apéndice 2.

250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
521,60	0,84	474,20	0,92	433,50	1,01	398,80	1,10	369,20	1,19	344,00	1,27
238,63	0,40	208,71	0,46	183,45	0,52	162,67	0,59	145,84	0,65	132,23	0,72
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
229,31	0,10	188,72	0,13	152,92	0,16	123,79	0,19	101,92	0,23	86,22	0,28
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
516,40	0,67	464,50	0,75	420,10	0,82	382,60	0,91	350,90	0,99	324,30	1,07
247,13	0,87	224,89	0,95	205,88	1,04	189,72	1,13	175,99	1,22	164,27	1,31
505,00	0,39	442,30	0,44	388,50	0,50	343,90	0,57	307,50	0,63	278,10	0,70
240,17	0,47	448,10	0,53	187,73	0,60	167,87	0,67	151,63	0,74	138,34	0,81
241,67	0,54	214,64	0,61	191,78	0,68	172,77	0,75	157,08	0,83	144,12	0,90
238,63	0,40	208,71	0,46	183,45	0,52	162,67	0,59	145,84	0,65	132,23	0,72
499,00	0,27	429,90	0,31	370,30	0,37	321,10	0,42	281,80	0,48	250,70	0,54
505,00	0,39	442,30	0,44	388,50	0,50	343,90	0,57	307,50	0,63	278,10	0,70
240,17	0,47	448,10	0,53	187,73	0,60	167,87	0,67	151,63	0,74	138,34	0,81
238,63	0,40	208,71	0,46	183,45	0,52	162,67	0,59	145,84	0,65	132,23	0,72
241,67	0,54	214,64	0,61	191,78	0,68	172,77	0,75	157,08	0,83	144,12	0,90
244,52	0,69	220,03	0,77	199,23	0,85	181,74	0,93	167,07	1,02	154,74	1,10
237,05	0,34	205,56	0,39	178,93	0,45	157,15	0,51	139,68	0,57	125,74	0,64
510,90	0,52	453,80	0,58	405,10	0,65	364,30	0,73	330,40	0,80	302,50	0,88
248,59	1,54	232,31	1,64	218,07	1,75	205,60	1,86	194,65	1,96	184,97	2,06
247,13	0,87	224,89	0,95	205,88	1,04	189,72	1,13	175,99	1,22	164,27	1,31
526,30	1,03	483,10	1,12	445,60	1,21	413,40	1,31	385,70	1,40	361,70	1,50
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
250,59	1,17	231,25	1,26	214,54	1,36	200,12	1,46	187,64	1,56	176,81	1,65
243,12	0,61	217,40	0,69	195,61	0,76	177,39	0,84	162,22	0,92	149,58	1,00
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
249,49	1,06	229,25	1,16	211,82	1,25	196,85	1,35	183,97	1,44	172,84	1,53
248,34	0,96	227,13	1,05	208,94	1,14	193,39	1,24	180,09	1,33	168,67	1,42

Continuación del apéndice 2.

T 45 (°C)		T 50 (°C)	
Tense (daN)	Flecha máxima (m)	Tense (daN)	Flecha máxima (m)
163,18	1,62	154,74	1,71
149,40	1,28	140,61	1,36
133,35	0,97	124,33	1,04
149,40	1,28	140,61	1,36
149,40	1,28	140,61	1,36
114,55	0,70	105,47	0,76
163,18	1,62	154,74	1,71
170,79	1,88	162,67	1,97
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
349,60	1,71	331,70	1,80
167,35	1,75	159,03	1,84
163,18	1,62	154,74	1,71
188,57	2,96	181,93	3,06
167,35	1,75	159,03	1,84
138,98	1,07	130,02	1,15
173,66	2,02	165,78	2,11
163,18	1,62	154,74	1,71
346,20	11,85	343,00	11,96
107,56	0,62	98,52	0,67
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
127,42	0,88	118,35	0,95
114,55	0,70	105,47	0,76
149,40	1,28	140,61	1,36
121,16	0,79	112,07	0,85
158,81	1,51	150,25	1,59
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
54,97	0,19	47,71	0,22
158,81	1,51	150,25	1,59
127,42	0,88	118,35	0,95
301,90	1,15	282,80	1,23
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
349,60	1,71	331,70	1,80
167,35	1,75	159,03	1,84
170,79	1,88	162,67	1,97
158,81	1,51	150,25	1,59
163,18	1,62	154,74	1,71
167,35	1,75	159,03	1,84
54,97	0,19	47,71	0,22
163,18	1,62	154,74	1,71
158,81	1,51	150,25	1,59
154,22	1,39	145,54	1,48
117,70	0,18	101,20	0,21
322,40	1,36	303,70	1,44
158,81	1,51	150,25	1,59
158,81	1,51	150,25	1,59
65,35	0,25	57,50	0,29

Continuación del apéndice 2.

167,35	1,75	159,03	1,84
158,81	1,51	150,25	1,59
322,40	1,36	303,70	1,44
121,16	0,79	112,07	0,85
158,81	1,51	150,25	1,59
158,81	1,51	150,25	1,59
74,96	0,32	66,68	0,36
163,18	1,62	154,74	1,71
158,81	1,51	150,25	1,59
163,18	1,62	154,74	1,71
163,18	1,62	154,74	1,71
163,18	1,62	154,74	1,71
163,18	1,62	154,74	1,71
163,18	1,62	154,74	1,71
301,90	1,15	282,80	1,23
154,22	1,39	145,54	1,48
254,10	0,77	234,40	0,83
127,42	0,88	118,35	0,95
133,35	0,97	124,33	1,04
121,16	0,79	112,07	0,85
226,10	0,60	206,50	0,66
254,10	0,77	234,40	0,83
127,42	0,88	118,35	0,95
121,16	0,79	112,07	0,85
133,35	0,97	124,33	1,04
144,32	1,18	135,44	1,25
114,55	0,70	105,47	0,76
279,20	0,95	259,80	1,02
176,39	2,16	168,74	2,26
154,22	1,39	145,54	1,48
341,00	1,59	322,80	1,68
167,35	1,75	159,03	1,84
167,35	1,75	159,03	1,84
138,98	1,07	130,02	1,15
163,18	1,62	154,74	1,71
163,18	1,62	154,74	1,71
158,81	1,51	150,25	1,59

Continuación del apéndice 2.

- Baja tensión

# Cantón o serie	Punto inicial	Punto Final	Longitud cantón (m)	Vano de regulación (m)	T 0 (°C)		T 5 (°C)		T 10 (°C)	
					Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)
1	1	2	107,14	53,59	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
2	6	10	343,06	80,00	100,6	2,79	99,00	2,84	97,47	2,89
3	13	18	379,77	70,50	107,6	2,00	105,10	2,05	102,79	2,09
4	19	24	319,43	54,95	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
5	30	34	209,74	46,53	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
6	95	96	53,57	53,57	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
7	96	100	205,42	51,52	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
8	95	105	265,99	54,10	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
9	107	108	58,67	58,67	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
10	107	109	67,23	67,23	107,6	2,00	105,10	2,05	102,79	2,09
11	109	111	112,00	58,44	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
12	129	130	64,52	64,52	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
13	130	131	51,73	51,73	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
14	131	132	54,51	54,51	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
15	133	138	328,80	54,97	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
16	138	140	116,44	58,74	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
17	63	64	112,89	57,07	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
18	64	65	58,44	58,44	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
19	116	118	210,00	74,22	103,6	2,38	101,70	2,43	99,80	2,48
20	118	127	52,99	52,99	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
21	127	129	80,62	41,15	169,1	0,53	157,30	0,56	146,75	0,61
22	127	131	75,82	39,80	200,2	0,35	184,40	0,38	169,89	0,41
23	131	132	51,61	51,61	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
24	131	135	136,55	46,60	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
25	135	136	51,29	51,29	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
26	118	122	232,67	58,38	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
27	122	123	57,42	57,42	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
28	122	126	144,59	48,43	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
29	137	140	53,47	53,47	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
30	140	141	164,89	55,73	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
31	142	143	58,05	58,05	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
32	143	144	117,97	59,65	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
33	143	146	53,68	53,68	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
34	146	148	105,85	53,68	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
35	148	160	133,31	66,68	107,6	2,00	105,10	2,05	102,79	2,09
36	160	161	99,79	50,13	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
37	160	163	54,17	54,17	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
38	160	162	59,90	59,90	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
39	148	150	119,10	60,96	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
40	150	151	62,02	62,02	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
41	150	152	170,90	57,34	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
42	148	154	107,44	53,75	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
43	154	155	63,02	63,02	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
44	154	158	58,96	58,96	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
45	146	198	49,20	49,20	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
46	199	203	51,22	51,22	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
47	203	204	57,77	57,77	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
48	199	201	67,47	67,47	107,6	2,00	105,10	2,05	102,79	2,09
49	201	202	64,55	64,55	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74

Continuación del apéndice 2.

50	204	207	49,78	49,78	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
51	207	208	94,94	47,47	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
52	207	211	88,43	44,24	169,1	0,53	157,30	0,56	146,75	0,61
53	164	165	51,66	51,66	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
54	165	166	124,43	63,04	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
55	165	167	57,27	57,27	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
56	165	169	54,47	54,47	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
57	169	172	44,26	44,26	169,1	0,53	157,30	0,56	146,75	0,61
58	172	173	61,40	61,40	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
59	172	174	113,92	56,97	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
60	174	176	148,96	51,02	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
61	174	178	55,28	55,28	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
62	178	179	64,36	64,36	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
63	178	185	117,13	58,93	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
64	178	181	109,32	54,79	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
65	181	182	53,73	53,73	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
66	181	183	110,50	56,92	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
67	186	187	49,19	49,19	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
68	187	192	60,39	60,39	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
69	192	195	51,68	51,68	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
70	192	212	52,98	52,98	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
71	212	216	51,53	51,53	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
72	187	189	108,47	54,44	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
73	189	190	66,93	66,93	107,6	2,00	105,10	2,05	102,79	2,09
74	217	218	121,41	60,73	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
75	217	220	165,80	55,52	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
76	220	222	184,60	63,20	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
77	222	272	230,28	57,89	120,2	1,32	116,00	1,36	112,12	1,41
78	226	228	153,70	51,92	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
79	228	231	53,86	53,86	130,7	1,02	124,90	1,06	119,67	1,11
80	231	232	183,28	61,56	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74
81	238	239	98,92	49,46	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
82	249	250	148,74	49,59	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
83	254	256	44,85	44,85	169,1	0,53	157,30	0,56	146,75	0,61
84	256	259	43,91	43,91	169,1	0,53	157,30	0,56	146,75	0,61
85	262	263	49,60	49,60	146,3	0,75	138,00	0,80	130,62	0,84
86	270	271	125,73	63,05	112,8	1,64	109,70	1,69	106,75	1,74

Continuación del apéndice 2.

T 15 (°C)		T 20 (°C)		T 25 (°C)		T 30 (°C)		T 35 (°C)	
Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
95,99	2,93	94,57	2,97	93,21	3,02	91,90	3,06	90,64	3,10
100,62	2,14	98,56	2,18	96,61	2,23	94,77	2,27	93,02	2,31
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
100,62	2,14	98,56	2,18	96,61	2,23	94,77	2,27	93,02	2,31
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
98,02	2,52	96,33	2,57	94,71	2,61	93,17	2,65	91,70	2,70
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
137,35	0,65	129,00	0,69	121,60	0,73	115,04	0,77	109,21	0,81
156,73	0,45	144,95	0,48	134,49	0,52	128,27	0,56	117,17	0,60
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
100,62	2,14	98,56	2,18	96,61	2,23	94,77	2,27	93,02	2,31
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
100,62	2,14	98,56	2,18	96,61	2,23	94,77	2,27	93,02	2,31
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
137,35	0,65	129,00	0,69	121,60	0,73	115,04	0,77	109,21	0,81
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33

Continuación del apéndice 2.

104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
137,35	0,65	129,00	0,69	121,60	0,73	115,04	0,77	109,21	0,81
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
100,62	2,14	98,56	2,18	96,61	2,23	94,77	2,27	93,02	2,31
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
108,58	1,46	105,31	1,50	102,29	1,55	99,48	1,59	96,87	1,63
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
114,92	1,16	110,60	1,20	106,67	1,25	103,06	1,29	99,75	1,33
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
137,35	0,65	129,00	0,69	121,60	0,73	115,04	0,77	109,21	0,81
137,35	0,65	129,00	0,69	121,60	0,73	115,04	0,77	109,21	0,81
124,01	0,88	118,10	0,93	112,79	0,97	108,01	1,02	103,69	1,06
104,01	1,78	101,45	1,83	99,06	1,87	96,81	1,92	94,70	1,96

Continuación del apéndice 2.

T 40 (°C)		T 45 (°C)		T 50 (°C)	
Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)	Tense (daN)	Flecha máx (m)
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
89,43	3,15	88,3	3,19	87,1	3,23
91,36	2,36	89,8	2,40	88,3	2,44
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
91,36	2,36	89,8	2,40	88,3	2,44
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
90,29	2,74	88,9	2,78	87,6	2,82
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
104,02	0,85	99,4	0,89	95,2	0,93
110,06	0,64	103,8	0,68	98,3	0,71
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
91,36	2,36	89,8	2,40	88,3	2,44
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46

Continuación del apéndice 2.

92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
91,36	2,36	89,8	2,40	88,3	2,44
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
104,02	0,85	99,4	0,89	95,2	0,93
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
104,02	0,85	99,4	0,89	95,2	0,93
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
91,36	2,36	89,8	2,40	88,3	2,44
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
94,43	1,67	92,2	1,72	90,0	1,76
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
96,71	1,37	93,9	1,41	91,3	1,46
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
104,02	0,85	99,4	0,89	95,2	0,93
104,02	0,85	99,4	0,89	95,2	0,93
99,77	1,10	96,2	1,14	92,9	1,18
92,70	2,00	90,8	2,04	89,0	2,08

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Tabla de vano peso y vano viento

En la siguiente tabla se presenta los resultados de vano peso y viento para una presión de viento de $1,10 \text{ daN/m}^2$ y un tense máximo de conductor de 650 daN .

Poste	Distancia (m)	Vano anterior (m)	Vano posterior (m)	Vano Viento (m)	Vano Peso (m)	Flecha mínima (- 5 °C)	Resultado Tense (daN)
1	54,38	54,38	52,76	53,57	101,63	0,17	70,75
2	52,76	52,76	96,39	74,58	112,32	0,34	82,70
3	96,39	96,39	100,87	98,63	124,74	0,65	109,38
4	100,87	100,87	109,06	104,97	129,52	0,73	116,41
5	109,06	109,06	112,41	110,74	133,92	0,91	134,14
6	112,41	112,41	60,75	86,58	119,15	0,51	107,35
7	60,75	60,75	60,96	60,86	103,15	0,24	67,49
8	60,96	60,96	56,34	58,65	102,60	0,20	76,38
9	56,34	56,34	52,60	54,47	101,78	0,17	60,41
10	52,60	52,60	98,99	75,80	113,26	0,39	84,06
11	98,99	98,99	109,73	104,36	129,08	0,73	115,74
12	109,73	109,73	99,67	104,70	129,34	0,73	116,11
13	99,67	99,67	64,92	82,30	115,03	0,45	91,27
14	64,92	64,92	51,99	58,46	103,03	0,20	76,17
15	51,99	51,99	53,60	52,80	101,56	0,17	58,55
16	53,60	53,60	55,14	54,37	101,72	0,17	60,30
17	55,14	55,14	54,45	54,80	101,77	0,17	60,77
18	54,45	54,45	64,26	59,36	103,02	0,20	65,82
19	64,26	64,26	63,85	64,06	104,24	0,24	82,38
20	63,85	63,85	49,41	56,63	102,83	0,20	74,14
21	49,41	49,41	48,94	49,18	101,52	0,13	54,54
22	48,94	48,94	46,84	47,89	101,66	0,13	53,11
23	46,84	46,84	46,13	46,49	101,86	0,13	51,55
24	46,13	46,13	99,38	72,76	113,60	0,34	80,69
25	99,38	99,38	107,61	103,50	128,40	0,73	114,78
26	107,61	107,61	96,81	102,21	127,46	0,73	158,58
27	96,81	96,81	110,05	103,43	128,35	0,73	114,70
28	110,05	110,05	94,58	102,32	127,55	0,73	124,80
29	94,58	94,58	63,51	79,05	112,91	0,39	87,66
30	63,51	63,51	34,07	48,79	106,82	0,13	54,11
31	34,07	34,07	40,36	37,22	106,87	0,08	41,27
32	40,36	40,36	35,13	37,75	106,26	0,08	41,86
33	35,13	35,13	36,67	35,90	107,62	0,08	39,81
34	36,67	36,67	52,35	44,51	104,19	0,10	778,77
35	52,35	52,35	94,59	73,47	111,66	0,34	616,33
36	94,59	94,59	88,78	91,69	119,78	0,58	158,19
37	88,78	88,78	102,35	95,57	122,63	0,65	117,32
38	102,35	102,35	106,43	104,39	129,05	0,73	115,77
39	106,43	106,43	118,84	112,64	135,41	0,91	147,56
40	118,84	118,84	105,10	111,97	134,90	0,91	135,51
41	105,10	105,10	104,71	104,91	129,44	0,73	116,34
42	104,71	104,71	101,37	103,04	128,02	0,73	114,27
43	101,37	101,37	104,88	103,13	128,09	0,73	114,37
44	104,88	104,88	100,74	102,81	127,85	0,73	125,35
45	100,74	100,74	105,72	103,23	128,17	0,73	114,48

Continuación del apéndice 3.

46	105,72	105,72	103,61	104,67	129,25	0,73	116,07
47	103,61	103,61	104,23	103,92	128,68	0,73	126,58
48	104,23	104,23	104,56	104,40	129,05	0,73	115,77
49	104,56	104,56	102,00	103,28	128,20	0,73	114,54
50	102,00	102,00	101,88	101,94	127,18	0,73	113,05
51	101,88	101,88	99,50	100,69	126,25	0,73	111,67
52	99,50	99,50	101,73	100,62	126,20	0,73	111,58
53	101,73	101,73	103,03	102,38	127,52	0,73	113,54
54	103,03	103,03	107,10	105,07	129,57	0,81	116,52
55	107,10	107,10	104,40	105,75	130,09	0,81	128,61
56	104,40	104,40	101,93	103,17	128,11	0,73	125,75
57	101,93	101,93	108,19	105,06	129,58	0,81	127,85
58	108,19	108,19	99,35	103,77	128,61	0,73	115,08
59	99,35	99,35	110,26	104,81	129,37	0,73	116,23
60	110,26	110,26	101,03	105,65	129,99	0,81	117,16
61	101,03	101,03	99,92	100,48	126,09	0,73	901,01
62	99,92	99,92	103,6	101,76	127,06	0,73	158,08
63	103,6	103,6	94,41	99,01	125,05	0,65	277,61
64	94,41	94,41	141,05	117,73	140,11	1,01	984,52
65	141,05	141,05	98,65	119,85	141,64	1,01	511,81
66	98,65	98,65	107,61	103,13	128,13	0,73	271,10
67	107,61	107,61	105,7	106,66	130,78	0,81	274,95
68	105,7	105,7	73,92	89,81	119,39	0,51	969,04
69	73,92	73,92	132,82	103,37	130,13	0,73	336,92
70	132,82	132,82	100,69	116,76	138,89	1,01	318,80
71	100,69	100,69	98,75	99,72	125,53	0,65	121,93
72	98,75	98,75	96,56	97,66	124,01	0,65	220,78
73	96,56	96,56	283,25	189,91	206,83	3,19	322,31
74	283,25	283,25	46,83	165,04	196,12	2,43	194,36
75	46,83	46,83	116,92	81,88	120,21	0,45	313,80
76	116,92	116,92	99,37	108,15	131,95	0,81	119,93
77	99,37	99,37	97,2	98,29	124,47	0,65	109,00
78	97,2	97,2	103,16	100,18	125,89	0,73	111,10
79	103,16	103,16	99,98	101,57	126,91	0,73	112,64
80	99,98	99,98	100,69	100,34	125,98	0,73	111,27
81	100,69	100,69	100,65	100,67	126,23	0,73	111,64
82	100,65	100,65	102,73	101,69	127,00	0,73	124,11
83	102,73	102,73	104,58	103,66	128,48	0,73	148,90
84	104,58	104,58	101,83	103,21	128,14	0,73	125,79
85	101,83	101,83	100,8	101,32	126,72	0,73	135,01
86	100,8	100,8	100,74	100,77	126,31	0,73	179,48
87	100,74	100,74	102,05	101,40	126,78	0,73	112,45
88	102,05	102,05	104,73	103,39	128,28	0,73	171,15
89	104,73	104,73	97,32	101,03	126,53	0,73	134,69
90	97,32	97,32	103,16	100,24	125,93	0,73	133,82
91	103,16	103,16	102,36	102,76	127,80	0,73	159,19
92	102,36	102,36	102,49	102,43	127,55	0,73	136,24
93	102,49	102,49	101,17	101,83	127,10	0,73	112,93
94	101,17	101,17	84,84	93,01	120,89	0,58	432,70
95	84,84	84,84	53,57	69,21	108,40	0,29	354,52
96	53,57	53,57	54,2	53,89	101,65	0,17	59,76
97	54,2	54,2	47,84	51,02	101,66	0,17	67,92
98	47,84	47,84	50,74	49,29	101,55	0,13	111,26
99	50,74	50,74	52,64	51,69	101,50	0,17	79,99
100	52,64	52,64	63,59	58,12	102,80	0,20	64,45
101	63,59	63,59	48,95	56,27	102,80	0,20	96,39
102	48,95	48,95	52,35	50,65	101,52	0,17	56,17

Continuación del apéndice 3.

103	52,35	52,35	47,9	50,13	101,57	0,17	66,93
104	47,9	47,9	53,2	50,55	101,61	0,17	67,40
105	53,2	53,2	55,5	54,35	101,73	0,17	71,61
106	55,5	55,5	95,42	75,46	112,13	0,39	403,93
107	95,42	95,42	58,67	77,05	112,46	0,39	153,25
108	58,67	58,67	67,23	62,95	104,03	0,24	69,81
109	67,23	67,23	46,35	56,79	103,70	0,20	416,52
110	46,35	46,35	0	56,00	103,37	0,20	48,38
111	0	0	100,8	83,23	115,59	0,45	67,23
112	100,8	100,8	102,757	101,78	127,07	0,73	203,01
113	102,757	102,757	97,6	100,18	125,88	0,73	122,43
114	97,6	97,6	109,72	103,66	128,57	0,73	495,48
115	109,72	109,72	97,74	103,73	128,62	0,73	148,99
116	97,74	97,74	101,43	99,59	125,44	0,65	121,78
117	101,43	101,43	99,33	100,38	126,02	0,73	179,05
118	99,33	99,33	101,87	100,60	126,19	0,73	145,52
119	101,87	101,87	100,05	100,96	126,45	0,73	168,46
120	100,05	100,05	102,78	101,42	126,79	0,73	123,81
121	102,78	102,78	99,46	101,12	126,58	0,73	134,80
122	99,46	99,46	103,27	101,37	126,76	0,73	123,75
123	103,27	103,27	99,29	101,28	126,70	0,73	123,66
124	99,29	99,29	16,53	57,91	148,68	0,20	374,96
125	16,53	16,53	85,81	51,17	143,98	0,17	56,75
126	85,81	85,81	86,02	85,92	115,87	0,51	95,28
127	86,02	86,02	102,32	94,17	121,70	0,58	115,77
128	102,32	102,32	97,33	99,83	125,62	0,65	144,66
129	97,33	97,33	64,52	80,93	114,09	0,45	312,78
130	64,52	64,52	51,73	58,13	102,95	0,20	64,46
131	51,73	51,73	54,51	53,12	101,61	0,17	260,83
132	54,51	54,51	57,33	55,92	101,98	0,20	62,02
133	57,33	57,33	54,79	56,06	102,00	0,20	175,00
134	54,79	54,79	55,7	55,25	101,84	0,20	162,89
135	55,7	55,7	55,51	55,61	101,89	0,20	73,01
136	55,51	55,51	49,37	52,44	101,69	0,17	69,50
137	49,37	49,37	56,1	52,74	101,74	0,17	148,88
138	56,1	56,1	62,72	59,41	102,87	0,20	178,69
139	62,72	62,72	53,72	58,22	102,69	0,20	98,55
140	53,72	53,72	107,39	80,56	116,49	0,45	89,34
141	107,39	107,39	102,78	105,09	129,59	0,81	173,02
142	102,78	102,78	99,08	100,93	126,44	0,73	334,30
143	99,08	99,08	100,66	99,87	125,64	0,65	133,41
144	100,66	100,66	102,53	101,60	126,93	0,73	180,40
145	102,53	102,53	100,38	101,46	126,82	0,73	191,46
146	100,38	100,38	103,13	101,76	127,05	0,73	180,57
147	103,13	103,13	98,11	100,62	126,21	0,73	179,32
148	98,11	98,11	102,99	100,55	126,16	0,73	134,16
149	102,99	102,99	103,41	103,20	128,14	0,73	159,68
150	103,41	103,41	101,21	102,31	127,47	0,73	574,67
151	101,21	101,21	102,76	101,99	127,22	0,73	225,54
152	102,76	102,76	100,14	101,45	126,82	0,73	213,81
153	100,14	100,14	101,47	100,81	126,34	0,73	201,93
154	101,47	101,47	106,41	103,94	128,71	0,73	126,61
155	106,41	106,41	103,68	105,05	129,55	0,81	116,49
156	103,68	103,68	100,02	101,85	127,13	0,73	112,95
157	100,02	100,02	98,96	99,49	125,36	0,65	110,33
158	98,96	98,96	103,94	101,45	126,83	0,73	280,28
159	103,94	103,94	118,69	111,32	134,39	0,91	345,47

Continuación del apéndice 3.

160	118,69	118,69	105,64	112,17	135,04	0,91	180,86
161	105,64	105,64	100,82	103,23	128,17	0,73	137,14
162	100,82	100,82	106,13	103,48	128,36	0,73	126,09
163	106,13	106,13	91,73	98,93	125,08	0,65	121,05
164	91,73	91,73	101,77	96,75	123,42	0,65	129,95
165	101,77	101,77	102,47	102,12	127,32	0,73	225,69
166	102,47	102,47	100,72	101,60	126,93	0,73	202,80
167	100,72	100,72	103,07	101,90	127,15	0,73	441,90
168	103,07	103,07	101,09	102,08	127,29	0,73	410,52
169	101,09	101,09	124,12	112,61	135,48	0,91	158,82
170	124,12	124,12	124,15	124,14	144,43	1,12	205,33
1	94,08	94,08	96,74	95,41	122,39	0,65	117,15
2	96,74	96,74	97,03	96,89	123,45	0,65	130,10
3	97,03	97,03	91,76	94,40	121,68	0,58	116,02
4	91,76	91,76	94,83	93,30	120,89	0,58	171,22
5	94,83	94,83	101,36	98,10	124,36	0,65	120,12
6	101,36	101,36	97,43	99,40	125,30	0,65	110,23
7	97,43	97,43	99,84	98,64	124,73	0,65	132,04
8	99,84	99,84	98,91	99,38	125,27	0,65	121,54
9	98,91	98,91	99,75	99,33	125,24	0,65	132,81
10	99,75	99,75	97,86	98,81	124,85	0,65	109,57
11	97,86	97,86	93,04	95,45	122,43	0,65	117,19
12	93,04	93,04	17,88	55,46	141,24	0,20	95,49
13	17,88	17,88	113,37	65,63	148,86	0,29	72,78
14	113,37	113,37	101,77	107,57	131,51	0,81	119,30
15	101,77	101,77	97,8	99,79	125,59	0,65	110,66
16	97,8	97,8	98,12	97,96	124,23	0,65	119,97
17	98,12	98,12	98,57	98,35	124,51	0,65	276,89
18	98,57	98,57	98,03	98,30	124,48	0,65	243,71
19	98,03	98,03	102,41	100,22	125,91	0,73	387,31
20	102,41	102,41	92,36	97,39	123,88	0,65	437,23
21	92,36	92,36	86,85	89,61	118,35	0,51	376,09
22	86,85	86,85	89,35	88,10	117,32	0,51	131,67
23	89,35	89,35	106,56	97,96	124,43	0,65	276,47
24	106,56	106,56	94,86	100,71	126,35	0,73	312,32
25	94,86	94,86	72,87	83,87	115,09	0,45	315,94
26	72,87	72,87	20,06	46,47	128,26	0,13	74,20
27	20,06	20,06	97,29	58,68	136,03	0,20	65,07
28	97,29	97,29	90,7	94,00	121,41	0,58	104,24
29	90,7	90,7	95,52	93,11	120,77	0,58	315,01
30	95,52	95,52	91,83	93,68	121,16	0,58	149,13
31	91,83	91,83	58,2	75,02	111,14	0,39	195,86
32	58,2	58,2	95,42	76,81	112,41	0,39	308,36
33	95,42	95,42	93,47	94,45	121,70	0,58	138,70
34	93,47	93,47	96,68	95,08	122,15	0,65	251,25
35	96,68	96,68	91,68	94,18	121,52	0,58	305,25
36	91,68	91,68	58,27	74,98	111,10	0,34	414,04
37	58,27	58,27	42,1	50,19	102,84	0,17	279,72
38	42,1	42,1	100,17	71,14	114,55	0,34	213,91
39	100,17	100,17	99,05	99,61	125,45	0,65	110,47
40	99,05	99,05	98,04	98,55	124,66	0,65	232,88
41	98,04	98,04	94,77	96,41	123,11	0,65	329,43
42	94,77	94,77	97,17	95,97	122,79	0,65	350,61
43	97,17	97,17	100,86	99,02	125,01	0,65	177,54
44	100,86	100,86	94,74	97,80	124,14	0,65	341,76
45	94,74	94,74	70,02	82,38	114,34	0,45	91,36
46	70,02	70,02	96,71	83,37	115,05	0,45	315,41

Continuación del apéndice 3.

47	96,71	96,71	98,12	97,42	123,83	0,65	308,75
48	98,12	98,12	22,27	60,20	131,08	0,24	123,33
49	22,27	22,27	84,54	53,41	126,40	0,17	59,23
50	84,54	84,54	122,18	103,36	128,89	0,73	369,25
51	122,18	122,18	97,71	109,95	133,43	0,81	256,48
52	97,71	97,71	93,71	95,71	122,61	0,65	382,54
53	93,71	93,71	99,19	96,45	123,15	0,65	436,26
54	99,19	99,19	90,86	95,03	122,16	0,65	486,77
55	90,86	90,86	97,84	94,35	121,66	0,58	327,22
56	97,84	97,84	81,27	89,56	118,54	0,51	189,52
57	81,27	81,27	102,09	91,68	120,12	0,58	269,62
58	102,09	102,09	98,22	100,16	125,86	0,73	333,47
59	98,22	98,22	99,96	99,09	125,06	0,65	121,23
60	99,96	99,96	96,69	98,33	124,51	0,65	199,20
61	96,69	96,69	98,2	97,45	123,86	0,65	198,22
62	98,2	98,2	61,3	79,75	113,85	0,39	201,07
63	61,3	61,3	51,59	56,45	102,38	0,20	62,60
64	51,59	51,59	58,44	55,02	101,98	0,20	83,68
65	58,44	58,44	96,22	77,33	112,72	0,39	85,76
66	96,22	96,22	98,81	97,52	123,91	0,65	119,48
67	98,81	98,81	100,24	99,53	125,38	0,65	110,37
68	100,24	100,24	99,71	99,98	125,72	0,65	110,87
69	99,71	99,71	97,09	98,40	124,56	0,65	109,13
70	97,09	97,09	90,94	94,02	121,42	0,58	115,60
71	90,94	90,94	47,9	69,42	110,44	0,29	88,33
72	47,9	47,9	83,78	65,84	108,07	0,29	955,75
73	83,78	83,78	69,83	76,81	110,59	0,39	85,18
74	69,83	69,83	26,72	48,28	114,86	0,13	53,54
75	26,72	26,72	97,45	62,09	123,45	0,24	68,85
76	97,45	97,45	100,91	99,18	125,14	0,65	109,99
77	100,91	100,91	100,91	100,91	126,41	0,73	111,91
78	100,91	100,91	96,24	98,58	124,70	0,65	120,66
79	96,24	96,24	96,05	96,15	122,91	0,65	106,62
80	96,05	96,05	97,8	96,93	123,48	0,65	219,98
81	97,8	97,8	95,63	96,72	123,33	0,65	118,59
82	95,63	95,63	95,39	95,51	122,46	0,65	218,42
83	95,39	95,39	103,37	99,38	125,32	0,65	222,68
84	103,37	103,37	101,01	102,19	127,38	0,73	313,92
85	101,01	101,01	88,55	94,78	122,05	0,58	327,68
86	88,55	88,55	68,79	78,67	111,91	0,39	143,78
87	68,79	68,79	94,19	81,49	113,86	0,45	420,78
88	94,19	94,19	91,62	92,91	120,61	0,58	379,58
89	91,62	91,62	98,53	95,08	122,18	0,65	587,49
90	98,53	98,53	93,56	96,05	122,86	0,65	106,51
91	93,56	93,56	101,15	97,36	123,83	0,65	437,20
92	101,15	101,15	96,23	98,69	124,78	0,65	952,45
93	96,23	96,23	99,43	97,83	124,14	0,65	276,33
94	99,43	99,43	94,62	97,03	123,57	0,65	242,31
95	94,62	94,62	101,8	98,21	124,45	0,65	265,73
96	101,8	101,8	94,45	98,13	124,39	0,65	298,60
97	94,45	94,45	95,4	94,93	122,04	0,58	284,16
98	95,4	95,4	97,14	96,27	123,00	0,65	329,29
99	97,14	97,14	104,52	100,83	126,39	0,73	387,95
100	104,52	104,52	100,14	102,33	127,49	0,73	124,82
101	100,14	100,14	80,97	90,56	119,30	0,58	212,97
102	80,97	80,97	99,76	90,37	119,16	0,58	387,58
103	99,76	99,76	93,53	96,65	123,30	0,65	163,68

Continuación del apéndice 3.

104	93,53	93,53	98,85	96,19	122,96	0,65	106,67
105	98,85	98,85	94,88	96,87	123,44	0,65	107,42
106	94,88	94,88	97,99	96,44	123,13	0,65	129,60
107	97,99	97,99	102,83	100,41	126,05	0,73	122,69
108	102,83	102,83	93,81	98,32	124,55	0,65	142,99
109	93,81	93,81	97,82	95,82	122,69	0,65	263,11
110	97,82	97,82	97,67	97,75	124,07	0,65	119,74
111	97,67	97,67	96,63	97,15	123,64	0,65	107,74
112	96,63	96,63	97,27	96,95	123,49	0,65	130,17
113	97,27	97,27	92,38	94,83	121,98	0,58	217,66
114	92,38	92,38	53,47	72,93	110,92	0,34	193,56
115	53,47	53,47	89,35	71,41	109,88	0,34	565,08
116	89,35	89,35	56,88	73,12	110,14	0,34	566,70
117	56,88	56,88	63,77	60,33	103,13	0,24	66,90
118	63,77	63,77	54,22	59,00	102,91	0,20	65,43
119	54,22	54,22	56,7	55,46	101,89	0,20	106,80
120	56,7	56,7	60,81	58,76	102,61	0,20	65,16
121	60,81	60,81	60,94	60,88	103,16	0,24	124,09
122	60,94	60,94	57,42	59,18	102,71	0,20	952,05
123	57,42	57,42	48,15	52,79	101,92	0,17	58,54
124	48,15	48,15	51,57	49,86	101,54	0,13	100,60
125	51,57	51,57	44,87	48,22	101,86	0,13	53,48
126	44,87	44,87	52,99	48,93	101,90	0,13	54,26
127	52,99	52,99	45,08	49,04	101,87	0,13	167,27
128	45,08	45,08	35,54	40,31	105,07	0,10	44,70
129	35,54	35,54	44,91	40,23	105,09	0,10	44,61
130	44,91	44,91	30,91	37,91	108,20	0,08	64,72
131	30,91	30,91	51,61	41,26	107,83	0,10	113,67
132	51,61	51,61	49,3	50,46	101,49	0,17	55,95
133	49,3	49,3	50,01	49,66	101,49	0,13	55,07
134	50,01	50,01	37,24	43,63	103,91	0,10	48,38
135	37,24	37,24	51,29	44,27	103,91	0,10	943,78
136	51,29	51,29	53,47	52,38	101,54	0,17	58,09
137	53,47	53,47	49,26	51,37	101,56	0,17	335,67
138	49,26	49,26	53,64	51,45	101,57	0,17	68,40
139	53,64	53,64	61,99	57,82	102,57	0,20	86,79
140	61,99	61,99	58,05	60,02	102,95	0,24	179,36
141	58,05	58,05	53,84	55,95	102,02	0,20	62,04
142	53,84	53,84	64,13	58,99	102,95	0,20	76,75
143	64,13	64,13	53,68	58,91	102,95	0,20	144,45
144	53,68	53,68	47,74	50,71	101,64	0,17	56,24
145	47,74	47,74	58,11	52,93	102,03	0,17	227,38
146	58,11	58,11	65,64	61,88	103,63	0,24	270,30
147	65,64	65,64	67,67	66,66	105,28	0,29	297,43
148	67,67	67,67	47,07	57,37	103,73	0,20	63,62
149	47,07	47,07	52,72	49,90	101,65	0,13	55,33
150	52,72	52,72	54,17	53,45	101,61	0,17	948,87
151	54,17	54,17	59,9	57,04	102,28	0,20	63,25
152	59,9	59,9	52,03	55,97	102,18	0,20	62,07
153	52,03	52,03	67,07	59,55	103,47	0,20	66,04
154	67,07	67,07	62,02	64,55	104,48	0,24	955,03
155	62,02	62,02	52,82	57,42	102,53	0,20	63,68
156	52,82	52,82	61,93	57,38	102,52	0,20	176,45
157	61,93	61,93	56,15	59,04	102,74	0,20	122,06
158	56,15	56,15	54,67	55,41	101,87	0,20	61,45
159	54,67	54,67	52,77	53,72	101,65	0,17	161,21
160	52,77	52,77	63,02	57,90	102,70	0,20	951,34

Continuación del apéndice 3.

161	63,02	63,02	58,96	60,99	103,24	0,24	67,64
162	58,96	58,96	49,2	54,08	102,06	0,17	59,97
163	49,2	49,2	61,9	55,55	102,50	0,20	61,60
164	61,9	61,9	54,47	58,19	102,60	0,20	75,87
165	54,47	54,47	44,26	49,37	102,07	0,13	66,09
166	44,26	44,26	61,4	52,83	102,87	0,17	58,59
167	61,4	61,4	56,28	58,84	102,67	0,20	65,25
168	56,28	56,28	57,64	56,96	102,15	0,20	231,78
169	57,64	57,64	58,43	58,04	102,39	0,20	255,11
170	58,43	58,43	48,46	53,45	102,03	0,17	115,86
171	48,46	48,46	42,07	45,27	102,41	0,13	163,12
172	42,07	42,07	55,28	48,68	102,54	0,13	166,87
173	55,28	55,28	64,36	59,82	103,09	0,20	66,34
174	64,36	64,36	54,81	59,59	103,06	0,20	66,08
175	54,81	54,81	62,32	58,57	102,69	0,20	155,32
176	62,32	62,32	52,51	57,42	102,57	0,20	63,67
177	52,51	52,51	56,81	54,66	101,82	0,17	184,66
178	56,81	56,81	53,73	55,27	101,87	0,20	949,89
179	53,73	53,73	47,34	50,54	101,67	0,17	56,04
180	47,34	47,34	63,16	55,25	102,81	0,20	117,86
181	63,16	63,16	49,19	56,18	102,71	0,20	950,39
182	49,19	49,19	60,39	54,79	102,26	0,17	60,76
183	60,39	60,39	51,68	56,04	102,25	0,20	62,14
184	51,68	51,68	52,98	52,33	101,52	0,17	784,59
185	52,98	52,98	48,99	50,99	101,54	0,17	56,54
186	48,99	48,99	51,53	50,26	101,50	0,17	257,74
187	51,53	51,53	51,52	51,53	101,48	0,17	947,81
188	51,52	51,52	56,95	54,24	101,81	0,17	116,74
189	56,95	56,95	66,93	61,94	103,76	0,24	953,58
190	66,93	66,93	61,71	64,32	104,40	0,24	71,33
191	61,71	61,71	59,7	60,71	103,12	0,24	67,32
192	59,7	59,7	57,23	58,47	102,51	0,20	64,84
193	57,23	57,23	57,69	57,46	102,25	0,20	287,54
194	57,69	57,69	50,88	54,29	101,89	0,17	228,86
195	50,88	50,88	59,77	55,33	102,15	0,20	61,36
196	59,77	59,77	52,42	56,10	102,18	0,20	62,21
197	52,42	52,42	51,22	51,82	101,50	0,17	57,47
198	51,22	51,22	64,55	57,89	102,95	0,20	265,99
199	64,55	64,55	56,36	60,46	103,22	0,24	290,77
200	56,36	56,36	68,07	62,22	103,95	0,24	237,50
201	68,07	68,07	57,27	62,67	104,05	0,24	953,99
202	57,27	57,27	57,77	57,52	102,27	0,20	63,79
203	57,77	57,77	67,47	62,62	103,97	0,24	237,95
204	67,47	67,47	57,84	62,66	103,98	0,24	69,48
205	57,84	57,84	49,45	53,65	101,92	0,17	283,44
206	49,45	49,45	46,41	47,93	101,68	0,13	255,22
207	46,41	46,41	53,86	50,14	101,76	0,17	908,49
208	53,86	53,86	64,98	59,42	103,12	0,20	65,90
209	64,98	64,98	63,35	64,17	104,28	0,24	82,50
210	63,35	63,35	54,95	59,15	102,88	0,20	76,94
211	54,95	54,95	72,41	63,68	104,87	0,24	70,62
212	72,41	72,41	62,37	67,39	105,80	0,29	918,89
213	62,37	62,37	58,32	60,35	103,04	0,24	213,23
214	58,32	58,32	52,55	55,44	101,99	0,20	84,15
215	52,55	52,55	57,04	54,80	101,85	0,17	229,42
216	57,04	57,04	94,23	75,64	111,85	0,39	252,13
217	94,23	94,23	49,78	72,01	111,51	0,34	192,55

Continuación del apéndice 3.

218	49,78	49,78	47,29	48,54	101,60	0,13	53,83
219	47,29	47,29	47,65	47,47	101,69	0,13	165,55
220	47,65	47,65	45	46,33	101,93	0,13	275,57
221	45	45	43,43	44,22	102,44	0,10	262,26
222	43,43	43,43	99,14	71,29	113,90	0,34	135,61
223	99,14	99,14	104,49	101,82	127,11	0,73	124,25
224	104,49	104,49	71,76	88,13	118,37	0,51	320,53
225	71,76	71,76	79,4	75,58	109,72	0,39	931,43
226	79,4	79,4	49,32	64,36	106,66	0,24	71,38
227	49,32	49,32	49,6	49,46	101,50	0,13	111,45
228	49,6	49,6	50,18	49,89	101,48	0,13	257,34
229	50,18	50,18	49,8	49,99	101,48	0,13	55,44
230	49,8	49,8	48,76	49,28	101,51	0,13	278,75
231	48,76	48,76	44,85	46,81	101,89	0,13	51,91
232	44,85	44,85	101,38	73,12	114,50	0,34	81,08
233	101,38	101,38	100,42	100,90	126,41	0,73	543,43
234	100,42	100,42	148,33	124,38	145,46	1,12	149,27
235	148,33	148,33	124,37	136,35	154,76	1,50	318,32
236	124,37	124,37	100,76	112,57	135,47	0,91	170,05
237	100,76	100,76	88,76	94,76	122,03	0,58	116,43
238	88,76	88,76	43,91	66,34	110,14	0,29	73,57
239	43,91	43,91	95,35	69,63	112,43	0,29	77,22
240	95,35	95,35	59,44	77,40	112,54	0,39	97,17
241	59,44	59,44	91,2	75,32	111,08	0,39	106,19
242	91,2	91,2	85,42	88,31	117,48	0,51	320,73
243	85,42	85,42	99,96	92,69	120,63	0,58	102,79
244	99,96	99,96	114,68	107,32	131,36	0,81	175,50
245	114,68	114,68	101,82	108,25	132,05	0,81	131,38
246	101,82	101,82	101,93	101,88	127,14	0,73	124,32
247	101,93	101,93	98,24	100,09	125,81	0,73	122,33
248	98,24	98,24	108,67	103,46	128,39	0,73	249,37
249	108,67	108,67	49,6	79,14	116,92	0,39	87,76
250	49,6	49,6	95,36	72,48	111,92	0,34	80,38
251	95,36	95,36	75,01	85,19	115,83	0,51	207,06
252	75,01	75,01	101,61	88,31	118,13	0,51	531,11
253	101,61	101,61	85,98	93,80	121,42	0,58	586,27
254	85,98	85,98	60,07	73,03	109,41	0,34	271,37
255	60,07	60,07	65,66	62,87	103,89	0,24	293,36
256	65,66	65,66	46,33	56,00	103,37	0,20	307,89
257	46,33	46,33	46,33	46,33	101,88	0,13	62,72
258	46,33	46,33	54,66	50,50	101,82	0,17	56,00
259	54,66	54,66	99,06	76,86	113,39	0,39	85,24
260	99,06	99,06	96,29	97,68	124,03	0,65	937,15
261	96,29	96,29	97,86	97,08	123,59	0,65	164,16
262	97,86	97,86	70,38	84,12	115,55	0,45	764,85
263	70,38	70,38	99,07	84,73	116,00	0,45	93,96
264	99,07	99,07	99,83	99,45	125,33	0,65	233,88
265	99,83	99,83	101,75	100,79	126,33	0,73	123,11
266	101,75	101,75	95,19	98,47	124,63	0,65	165,70
267	95,19	95,19	103,24	99,22	125,20	0,65	343,28
268	103,24	103,24	94,13	98,69	124,82	0,65	120,78
269	94,13	94,13	64,52	79,33	112,94	0,39	121,94
270	64,52	64,52	67,78	66,15	105,08	0,29	73,36
271	67,78	67,78	51,66	59,72	103,62	0,20	66,23
272	51,66	51,66	0	25,83	#N/A	0,04	28,65

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. Cálculos de VAN y TIR

VAN
$-5,266,592.49 + \frac{1,738,140.00 [(1-(1+0.01)^1(1+1.2)^{-1})] + \dots + 1,738,140.00 [(1-(1+0.01)^{20}(1+1.2)^{-20})]}{(1.2-0.01)}$
= Q53,818,596.83
TIR
$0 = -5,266,592.00 + (748,672.43/(1+TIR)^1) + \dots + (904,477.86/(1+TIR)^{20})$
TIR= 14%

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. Inicio de reconversión de 1F a 3F



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. **Tramo por reconvertir de 1F a 3F por la comunidad Santo Tomás**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 7. **Camino de terracería donde pasará la línea de MT**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 8. **Camino de terracería llegando al río La Pasión**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 9. **Paso en ferry para la comunidad La Reynita**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10. **Llegando a la comunidad La Reynita**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 11. **Verificando puntos de diseño**



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 12. **Centro de la comunidad La Reynita**



Continuación de apéndice 12.

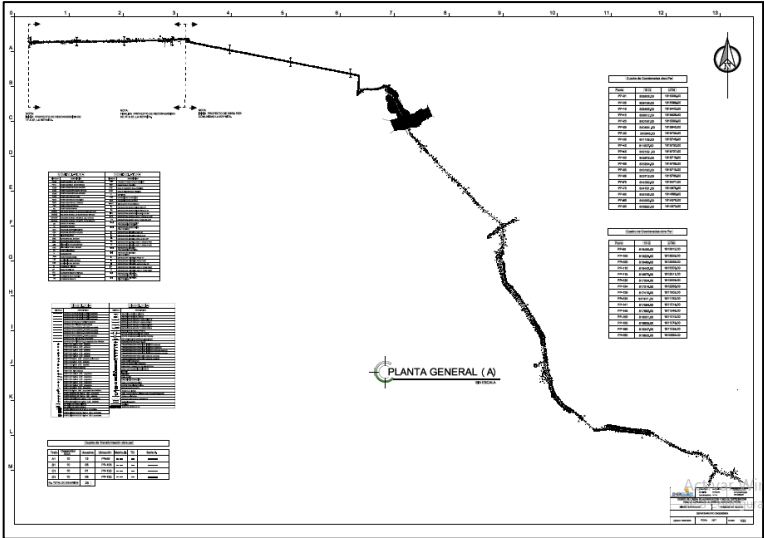


Continuación de apéndice 12.

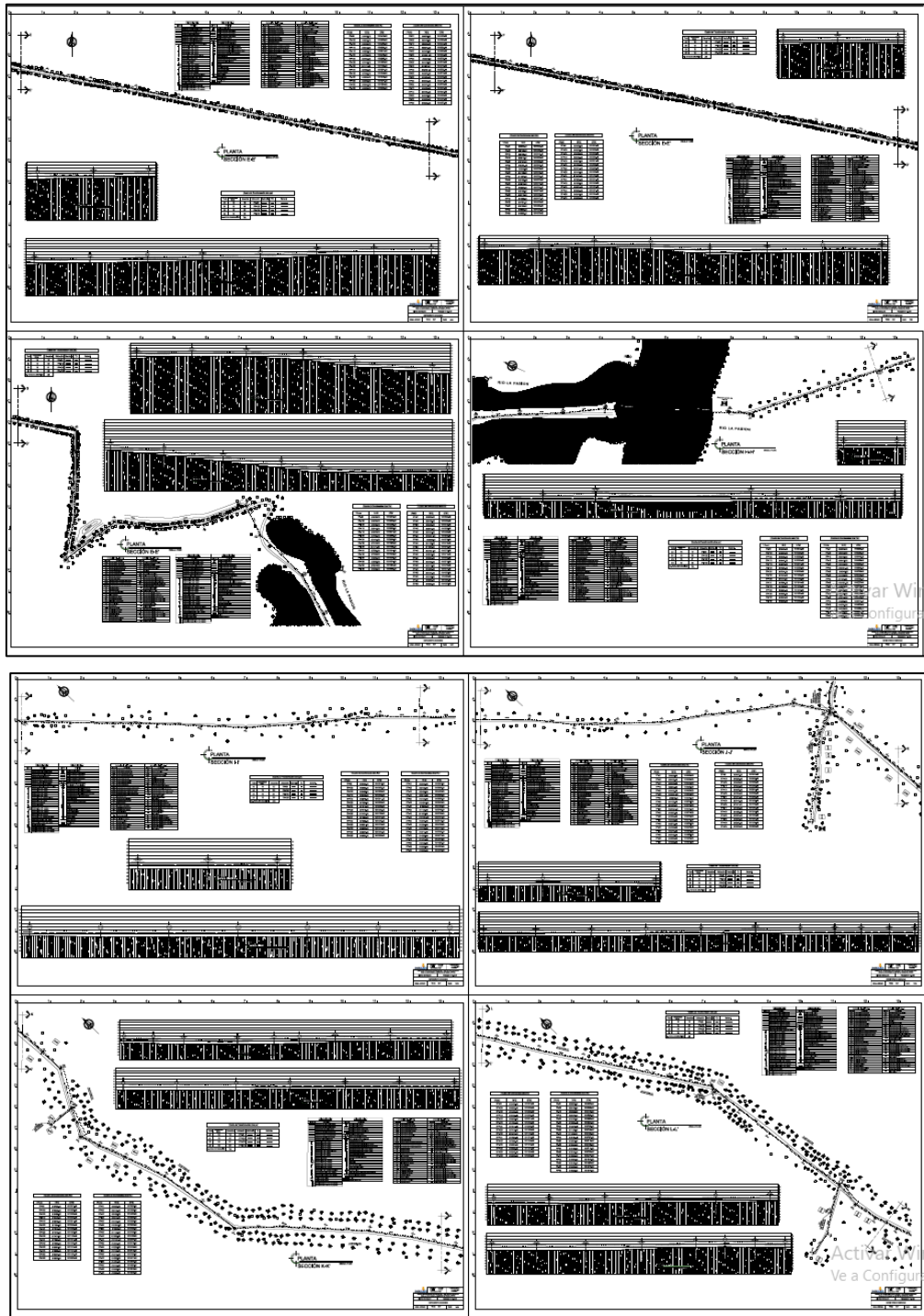


Fuente: elaboración propia.

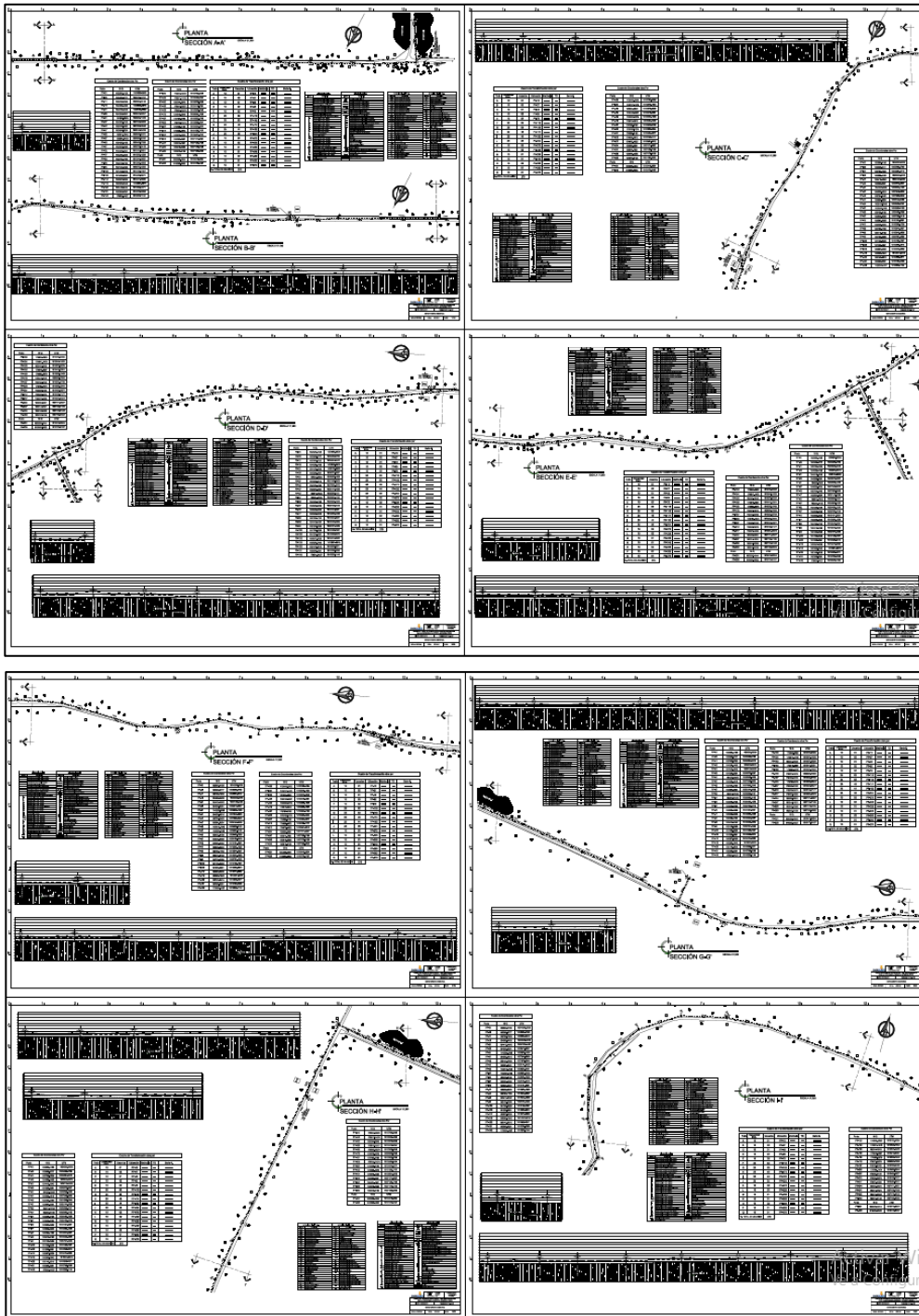
Apéndice 13. Planos red de distribución eléctrica comunidad La Reynita



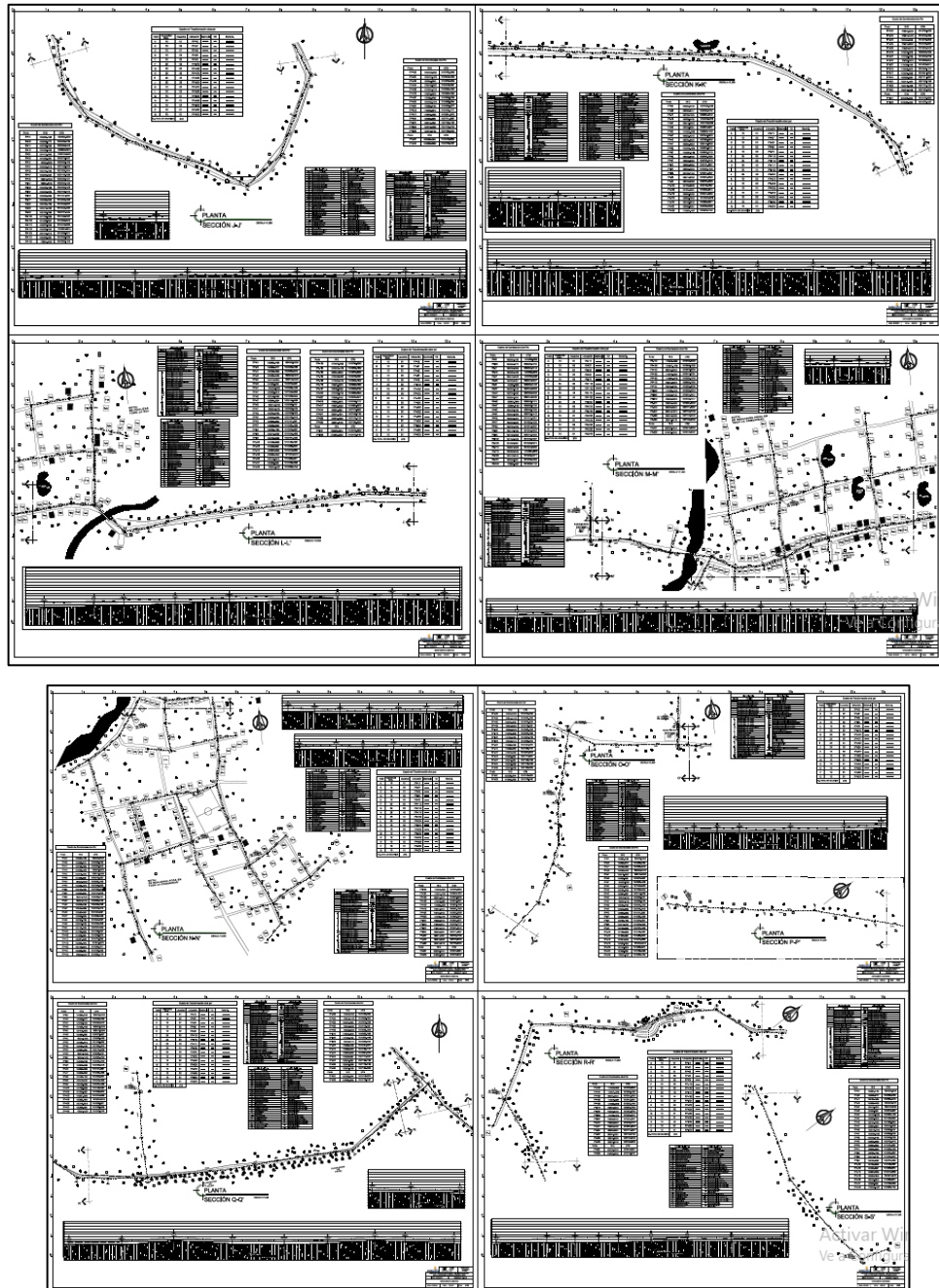
Continuación de apéndice 13.



Continuación de apéndice 13.



Continuación de apéndice 13.



Fuente: elaboración propia.

Apéndice 14. Cálculo de centros de transformación

FU: Factor de Utilización

FC: Factor de Carga

FP: Factor de Potencia

	Usuarios	Potencia (watt/usuario)	FC	FP	Potencia necesaria (KVA)	FU	Potencia proyectada (KVA)
Transformador A1	12	500	0.65	0.9	4.33	44.33%	10
Transformador B1	6	500	0.65	0.9	2.17	21.67%	10
Transformador C1	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Transformador D1	6	500	0.65	0.9	2.17	21.67%	10
Transformador A	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Transformador B	2	500	0.65	0.9	0.72	7.22%	10
Transformador C	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Transformador D	2	500	0.65	0.9	0.72	7.22%	10
Transformador E	2	500	0.65	0.9	0.72	7.22%	10
Transformador F	62	500	0.65	0.9	22.39	89.56%	25
Transformador G	63	500	0.65	0.9	22.75	91.00%	25
Transformador H	48	500	0.65	0.9	17.33	69.33%	25
Transformador I	44	500	0.65	0.9	15.89	63.56%	25
Transformador J	35	500	0.65	0.9	12.64	50.56%	25
Transformador K	2	500	0.65	0.9	0.72	7.22%	10
Transformador L	2	500	0.65	0.9	0.72	7.22%	10
Transformador M	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Transformador N	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Transformador O	2	500	0.65	0.9	0.72	7.22%	10
Transformador P	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Transformador Q	1	500	0.65	0.9	0.36	3.61%	10
Total de Usuarios	295					Total	285

Transformadores	4.00	U
Voltaje Primario	34.5	kV
Demanda Maxima	115.92	kva
Porencia Proyectada	285	kva
Corriente max real	5.82	A
Factor de utilizacion del conjunto	40.67	%
Fusible recomendado	6	A
Tipo fusible	K	Tipo

R 0.00086 (ohm/m)
 FP 0.9
 Voltaje usu. 120 v
 Cond. Triplex 2 AWG

Transformador A1

Ramal 1 P1 del P26	P101	P102	P104	P105
Potencia (watt)	2500	1500	1000	500
Corriente (A)	23.1481	13.8889	9.2593	4.6296
Distancia (metros)	117.0000	49.0000	100.0000	53.0000
Caida tension (v)	2.0963	0.5268	0.7167	0.1899
% regulacion	1.75%	2.19%	2.78%	2.94%

Resultados
 Caída de tension Max. (V) 3.53
 Voltaje (V) 116.47

Continuación de apéndice 14.

Transformador A1

Ramal 2 del P96	P97	P98	P100	Resultados	
Potencia (watt)	2000	1000	500	Caida de tension Max. (V)	1.49
Corriente (A)	18.5185	9.2593	4.6296	Voltaje (V)	118.51
Distancia (metros)	54.0000	48.0000	104.0000		
Caida tension (v)	0.774	0.344	0.3727		
% regulacion	0.65%	0.93%	1.24%		

Transformador B1

Ramal 1 del P108	P110	P111	Resultados	
Potencia (watt)	1500	1000	Caida de tension Max. (V)	2.32
Corriente (A)	13.8889	9.2593	Voltaje (V)	117.68
Distancia (metros)	172.0000	66.0000		
Caida tension (v)	1.849	0.473		
% regulacion	1.54%	1.94%		

Transformador D1

Ramal 1 del P130	P133	P134	P139	P140	Resultados	
Potencia (watt)	2000	1500	1000	500	Caida de tension Max. (V)	4.54
Corriente (A)	18.5185	13.8889	9.2593	4.6296	Voltaje (V)	115.46
Distancia (metros)	122.0000	55.0000	280.0000	54.0000		
Caida tension (v)	1.7487	0.5913	2.0067	0.1935		
% regulacion	1.46%	1.95%	3.62%	3.78%		

Transformador D1

Ramal 2 del P130	P132	Resultados	
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.38
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.62
Distancia (metros)	106.0000		
Caida tension (v)	0.3798		
% regulacion	0.32%		

Transformador D

Ramal 1 del P65	P63	Resultados	
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.39
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.61
Distancia (metros)	110.0000		
Caida tension (v)	0.3942		
% regulacion	0.33%		

Transformador F

Ramal 1 del P118	P127	P130	P131	P134	P135	P136	Resultados	
Potencia (watt)	6000	3500	2500	2000	1500	1000	Caida de tension Max. (V)	6.13
Corriente (A)	55.5556	32.4074	23.1481	18.5185	13.8889	9.2593	Voltaje (V)	113.87
Distancia (metros)	53.0000	45.0000	30.0000	99.0000	37.0000	51.0000		
Caida tension (v)	2.279	1.1288	0.5375	1.419	0.3978	0.3655		
% regulacion	1.91%	2.84%	3.29%	4.47%	4.80%	5.11%		

Continuación de apéndice 14.

Transformador F

Ramal 1 del P118	P119	P120	P121	P122	P125	P126	Resultados	
Potencia (watt)	4000	3000	2500	2000	1000	500	Caida de tension Max. (V)	5.62
Corriente (A)	37.037	27.7778	23.1481	18.5185	9.2583	4.6296	Voltaje (V)	114.38
Distancia (metros)	54.0000	57.0000	61.0000	61.0000	100.0000	45.0000		
Caida tension (v)	1.548	1.2255	1.0929	0.8743	0.7165	0.1613		
% regulacion	1.29%	2.31%	3.22%	3.95%	4.55%	4.68%		

Transformador F

Ramal 3 del P118	P117	P116	P137	P138	P139	P140	P141	Resultados	
Potencia (watt)	5500	5000	4500	3500	2500	2000	500	Caida de tension Max. (V)	9.57
Corriente (A)	50.9259	46.2963	41.6667	32.4074	23.1481	18.5185	4.6296	Voltaje (V)	110.43
Distancia (metros)	64.0000	57.0000	53.0000	49.0000	54.0000	62.0000	58.0000		
Caida tension (v)	2.5227	2.0425	1.7093	1.2291	0.9675	0.8887	0.2078		
% regulacion	2.10%	3.80%	5.23%	6.25%	7.06%	7.80%	7.97%		

Transformador G

Ramal 3 del P118	P147	P146	P145	P143	P144	Resultados	
Potencia (watt)	5500	5000	3000	1500	500	Caida de tension Max. (V)	7
Corriente (A)	50.9259	46.2963	27.7778	13.8889	4.6296	Voltaje (V)	113
Distancia (metros)	68.0000	66.0000	58.0000	48.0000	56.0000		
Caida tension (v)	2.6803	2.365	1.247	0.516	0.1935		
% regulacion	2.23%	4.20%	5.24%	5.67%	5.83%		

Transformador G

Ramal 2 del P148	P153	P154	P156	P157	P158	Resultados	
Potencia (watt)	4500	4000	2500	1500	1000	Caida de tension Max. (V)	5.62
Corriente (A)	41.6667	37.037	23.1481	13.8889	9.2593	Voltaje (V)	114.38
Distancia (metros)	52.0000	67.0000	53.0000	62.0000	56.0000		
Caida tension (v)	1.677	1.9207	0.9496	0.6665	0.4013		
% regulacion	1.40%	3.00%	3.79%	4.34%	4.68%		

Transformador G

Ramal 3 del P148	P159	P160	P163	Resultados	
Potencia (watt)	2500	2000	500	Caida de tension Max. (V)	1.92
Corriente (A)	23.1481	18.5185	4.6296	Voltaje (V)	118.08
Distancia (metros)	55.0000	53.0000	49.0000		
Caida tension (v)	0.9854	0.7597	0.1756		
% regulacion	0.82%	1.45%	1.60%		

Transformador G

Ramal 3 del P148	P159	P160	P163	Resultados	
Potencia (watt)	3500	3000	1000	Caida de tension Max. (V)	2.71
Corriente (A)	32.4074	27.7778	9.2593	Voltaje (V)	117.29
Distancia (metros)	47.0000	53.0000	54.0000		
Caida tension (v)	1.1789	1.1395	0.387		
% regulacion	0.98%	1.93%	2.25%		

Transformador H

Ramal 1 del P174	P177	P178	P180	Resultados	
Potencia (watt)	6000	5000	3000	Caida de tension Max. (V)	6.89
Corriente (A)	55.5556	46.2963	27.7778	Voltaje (V)	113.11
Distancia (metros)	53.0000	57.0000	47.0000		
Caida tension (v)	2.2790	2.0425	1.0105		
% regulacion	1.90%	3.60%	4.44%		

Continuación de apéndice 14.

Transformador H

Ramal 1 del P174	P177	P178	P180	P181	P183	Resultados	
Potencia (watt)	6000	5000	3000	2500	1000	Caida de tension Max. (V)	6.89
Corriente (A)	55.5556	46.2963	27.7778	23.1481	9.2593	Voltaje (V)	113.11
Distancia (metros)	53.0000	57.0000	47.0000	63.0000	60.0000		
Caida tension (v)	2.2790	2.0425	1.0105	1.1288	0.4300		
% regulacion	1.90%	3.60%	4.44%	5.38%	5.74%		

Transformador H

Ramal 2 del P174	P172	P171	P168	P165	P164	Resultados	
Potencia (watt)	5000	4000	3500	2500	1000	Caida de tension Max. (V)	9
Corriente (A)	46.2963	37.0370	32.4074	23.1481	9.2593	Voltaje (V)	111
Distancia (metros)	64.0000	42.0000	164.0000	56.0000	54.0000		
Caida tension (v)	2.2933	1.204	4.1137	1.0033	0.3870		
% regulacion	1.91%	2.91%	6.34%	7.18%	7.50%		

Transformador H

Ramal 3 del P174	P175	P176	Resultados	
Potencia (watt)	2000	1000	Caida de tension Max. (V)	1.23
Corriente (A)	18.5185	9.2593	Voltaje (V)	118.77
Distancia (metros)	55.0000	62.0000		
Caida tension (v)	0.7883	0.4443		
% regulacion	0.66%	1.03%		

Transformador I

Ramal 1 del P192	P191	P187	P188	P189	P190	Resultados	
Potencia (watt)	5500	4000	2500	2000	1000	Caida de tension Max. (V)	6.37
Corriente (A)	50.9259	37.0370	23.1481	18.5185	9.2593	Voltaje (V)	113.63
Distancia (metros)	60.0000	62.0000	52.0000	57.0000	67.0000		
Caida tension (v)	2.3650	1.7773	0.9317	0.8170	0.4802		
% regulacion	1.97%	3.45%	4.23%	4.91%	5.31%		

Transformador I

Ramal 2 del P192	P196	P197	P212	P216	Resultados	
Potencia (watt)	2500	2000	1000	500	Caida de tension Max. (V)	3.16
Corriente (A)	23.1481	18.5185	9.9523	4.6296	Voltaje (V)	116.84
Distancia (metros)	60.0000	52.0000	72.0000	230.0000		
Caida tension (v)	1.0750	0.7453	0.5160	0.8242		
% regulacion	0.90%	1.52%	1.95%	2.63%		

Transformador I

Ramal 3 del P192	P193	P194	P195	Resultados	
Potencia (watt)	2500	1500	1000	Caida de tension Max. (V)	2.01
Corriente (A)	23.1481	13.8889	9.2593	Voltaje (V)	117.99
Distancia (metros)	57.0000	58.0000	51.0000		
Caida tension (v)	1.0213	0.6235	0.3655		
% regulacion	0.85%	1.37%	1.68%		

Transformador J

Ramal 1 del P204	P205	P206	P207	P209	P210	P211	Resultados	
Potencia (watt)	4000	3500	3000	2000	1500	500	Caida de tension Max. (V)	5.69
Corriente (A)	37.0370	32.4074	27.7778	18.5185	13.8889	4.6296	Voltaje (V)	114.31
Distancia (metros)	58.0000	49.0000	46.0000	65.0000	63.0000	55.0000		
Caida tension (v)	1.6627	1.2291	0.9890	0.9317	0.6773	0.1971		
% regulacion	1.39%	2.41%	3.23%	4.01%	4.57%	4.74%		

Transformador J

Ramal 2 del P204	P203	P199	P201	P202	Resultados	
Potencia (watt)	5000	4000	2000	1000	Caida de tension Max. (V)	6.25
Corriente (A)	46.2963	37.0370	18.5185	9.2593	Voltaje (V)	113.75
Distancia (metros)	67.0000	58.0000	124.0000	57.0000		
Caida tension (v)	2.4008	1.6627	1.7773	0.4085		
% regulacion	2.00%	3.39%	4.87%	5.21%		

Continuación de apéndice 14.

Transformador K		Resultados	
Ramal 1 del P272	P218		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	1.01
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	118.99
Distancia (metros)	283.0000		
Caida tension (v)	1.0141		
% regulacion	0.85%		

Transformador L		Resultados	
Ramal 1 del P228	P226		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.35
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.65
Distancia (metros)	99.0000		
Caida tension (v)	0.3548		
% regulacion	0.30%		

Transformador L		Resultados	
Ramal 2 del P228	P232		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.7
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.3
Distancia (metros)	194.0000		
Caida tension (v)	0.6952		
% regulacion	0.58%		

Transformador M		Resultados	
Ramal 1 del P238	P239		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.16
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.84
Distancia (metros)	44.0000		
Caida tension (v)	0.1577		
% regulacion	0.13%		

Transformador N		Resultados	
Ramal 1 del P249	P250		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.18
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.82
Distancia (metros)	49.0000		
Caida tension (v)	0.1756		
% regulacion	0.15%		

Transformador O		Resultados	
Ramal 1 del P256	P254		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.45
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.55
Distancia (metros)	126.0000		
Caida tension (v)	0.4515		
% regulacion	0.38%		

Transformador O		Resultados	
Ramal 2 del P256	P259		
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.53
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.47
Distancia (metros)	147.0000		
Caida tension (v)	0.5268		
% regulacion	0.44%		

Continuación de apéndice 14.

Transformador P

Ramal 1 del P262	P263	Resultados	
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.25
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.75
Distancia (metros)	70.0000		
Caida tension (v)	0.2508		
% regulacion	0.21%		

Transformador Q

Ramal 1 del P270	P271	Resultados	
Potencia (watt)	500	Caida de tension Max. (V)	0.24
Corriente (A)	4.6296	Voltaje (V)	119.76
Distancia (metros)	68.0000		
Caida tension (v)	0.2437		
% regulacion	0.20%		

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 15. **Lista de usuarios beneficiados**

No.	Ct	Asignación
1	D1	D-1
2		D-2
3		D-3
4		D-4
5		D-5
6		D-6
7	C1	C-1
8	B1	B-1
9		B-2
10		B-3
11		B-4
12		B-5
13		B-6
14	A1	A-1
15		A-2
16		A-3
17		A-4

Continuación del apéndice 15.

18		A-5
19		A-6
20		A-7
21		A-8
22		A-9
23		A-10
24		A-11
25		A-12
1	A	A-1
2	B	B-1
3		B-2
4	C	C-1
5	D	D-1
6		D-2
7	E	E-1
8		E-2
9	F	F-1
10		F-2
11		F-3
12		F-4
13		F-5
14		F-6
15		F-7
16		F-8
17		F-9
18		F-10
19		F-11
54		F-12
55		F-13
53		F-14
52		F-15
51		F-16
50		F-17
61		F-18
62		F-19

Continuación del apéndice 15.

63	F-20
64	F-21
65	F-22
66	F-23
20	F-24
21	F-25
22	F-26
23	F-27
24	F-28
25	F-29
26	F-30
27	F-31
28	F-32
29	F-33
30	F-34
147	F-35
148	F-36
31	F-37
32	F-38
33	F-39
34	F-40
56	F-41
57	F-42
58	F-43
59	F-44
60	F-45
35	F-46
36	F-47
37	F-48
38	F-49
39	F-50
40	F-51
41	F-52
42	F-53
43	F-54

Continuación del apéndice 15.

44		F-55
45		F-56
46		F-57
47		F-58
48		F-59
49		F-60
68		F-61
67		F-62
69		G-1
70		G-2
71		G-3
72		G-4
73		G-5
74		G-6
75		G-7
76		G-8
85		G-9
86		G-10
93		G-11
88		G-12
89		G-13
90	G	G-14
91		G-15
92		G-16
94		G-17
95		G-18
96		G-19
97		G-20
98		G-21
99		G-22
100		G-23
121		G-24
122		G-25
123		G-26
124		G-27

Continuación del apéndice 15.

125	G-28
126	G-29
127	G-30
128	G-31
129	G-32
130	G-33
131	G-34
133	G-35
134	G-36
135	G-37
101	G-38
102	G-39
103	G-40
132	G-41
104	G-42
105	G-43
106	G-44
107	G-45
108	G-46
265	G-47
109	G-48
110	G-49
111	G-50
112	G-51
113	G-52
114	G-53
117	G-54
77	G-55
78	G-56
79	G-57
80	G-58
81	G-59
82	G-60
83	G-61
84	G-62

Continuación del apéndice 15.

87		G-63
212	H	H-1
213		H-2
214		H-3
215		H-4
225		H-5
226		H-6
227		H-7
228		H-8
229		H-9
230		H-10
231		H-11
242		H-12
243		H-13
244		H-14
245		H-15
246		H-16
247		H-17
248		H-18
241		H-19
240		H-20
239		H-21
232		H-22
233		H-23
234		H-24
235		H-25
236		H-26
237		H-27
238		H-28
249		H-29
250		H-30
251		H-31
252		H-32
253		H-33
254		H-34
149		H-35

Continuación del apéndice 15.

150		H-36
151		H-37
152		H-38
153		H-39
154		H-40
155		H-41
156		H-42
164		H-43
166		H-44
165		H-45
167		H-46
168		H-47
157		H-48
169		I-1
170		I-2
171		I-3
172		I-4
173		I-5
174		I-6
175		I-7
176		I-8
177		I-9
178		I-10
179	I	I-11
199		I-12
200		I-13
201		I-14
202		I-15
203		I-16
204		I-17
188		I-18
189		I-19
190		I-20
191		I-21
192		I-22

Continuación del apéndice 15.

193		I-23
194		I-24
211		I-25
216		I-26
217		I-27
218		I-28
219		I-29
220		I-30
221		I-31
222		I-32
223		I-33
224		I-34
195		I-35
196		I-36
197		I-37
198		I-38
205		I-39
206		I-40
207		I-41
208		I-42
209		I-43
210		I-44
115	J	J-1
116		J-2
118		J-3
119		J-4
120		J-5
159		J-6
160		J-7
161		J-8
162		J-9
163		J-10
136		J-11
137		J-12
138		J-13
139		J-14

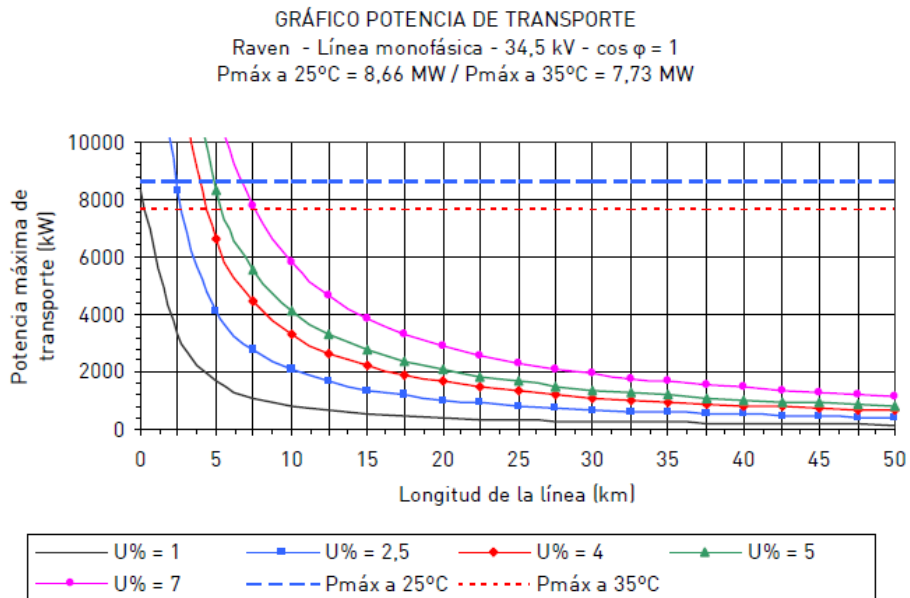
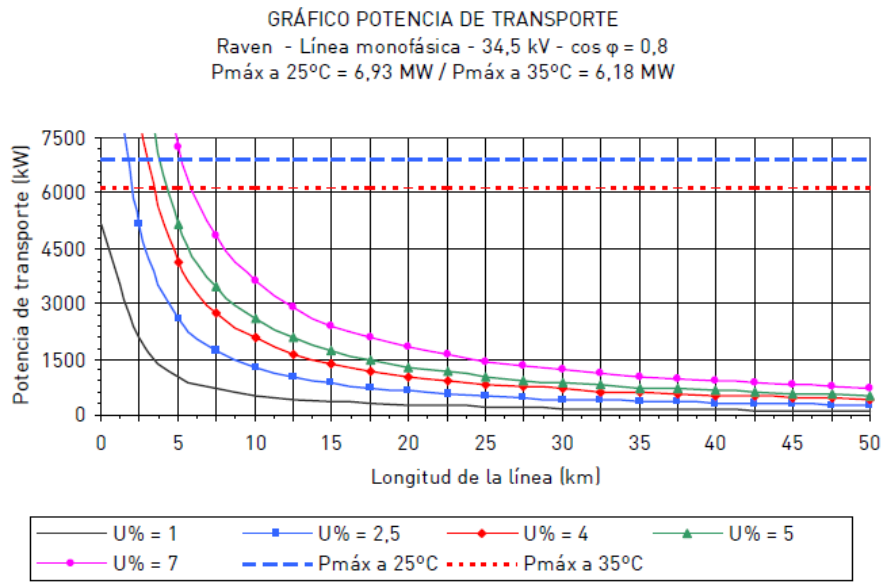
Continuación del apéndice 15.

140		J-15
141		J-16
142		J-17
143		J-18
259		J-19
255		J-20
256		J-21
257		J-22
258		J-23
158		J-24
144		J-25
145		J-26
146		J-27
180		J-28
181		J-29
182		J-30
183		J-31
184		J-32
185		J-33
186		J-34
187		J-35
260	K	K-1
261		K-2
262	L	L-1
263		L-2
264	M	M-1
266	N	N-1
267	O	O-1
268		O-2
269	P	P-1
270	Q	Q-1

Fuente: elaboración propia.

ANEXOS

Anexo 1. Pérdidas máximas de transporte en función de la longitud



Continuación del anexo 1.

GRÁFICO POTENCIA DE TRANSPORTE
 Raven - Línea trifásica - 34,5 kV - $\cos \varphi = 0,8$
 $P_{\text{máx}} \text{ a } 25^{\circ}\text{C} = 12,00 \text{ MW} / P_{\text{máx}} \text{ a } 35^{\circ}\text{C} = 10,71 \text{ MW}$

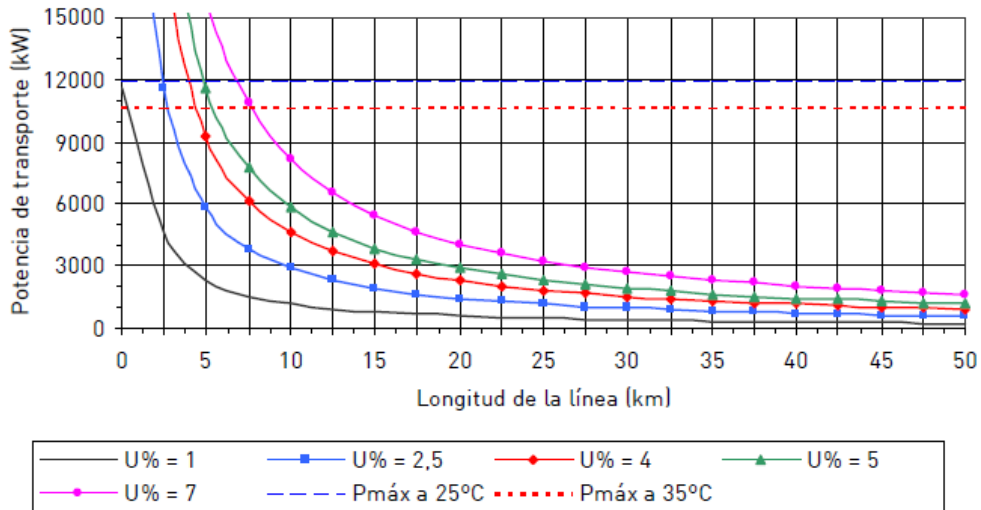
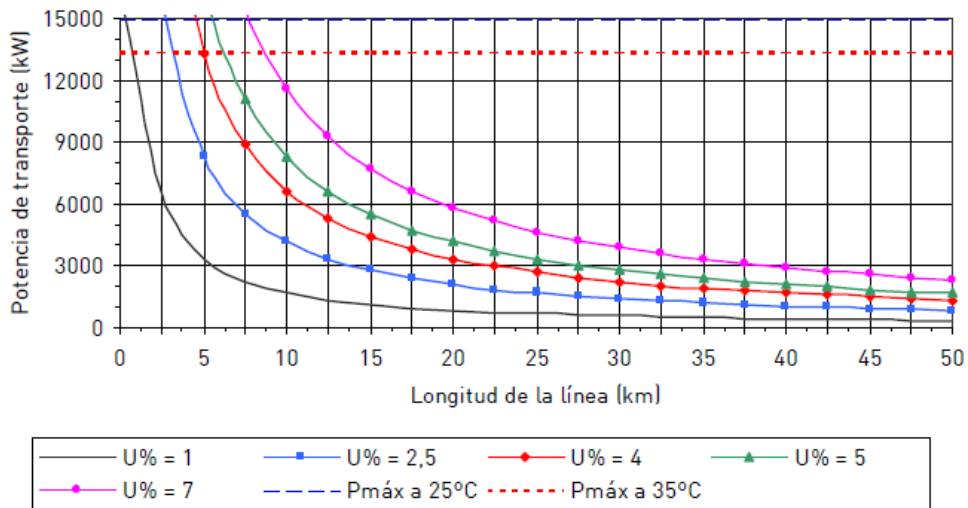


GRÁFICO POTENCIA DE TRANSPORTE
 Raven - Línea trifásica - 34,5 kV - $\cos \varphi = 1$
 $P_{\text{máx}} \text{ a } 25^{\circ}\text{C} = 15,00 \text{ MW} / P_{\text{máx}} \text{ a } 35^{\circ}\text{C} = 13,39 \text{ MW}$



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Anexo 2. **Graficas de pérdida de potencia conductor 1/0**

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
Raven - Línea monofásica - 34,5 kV

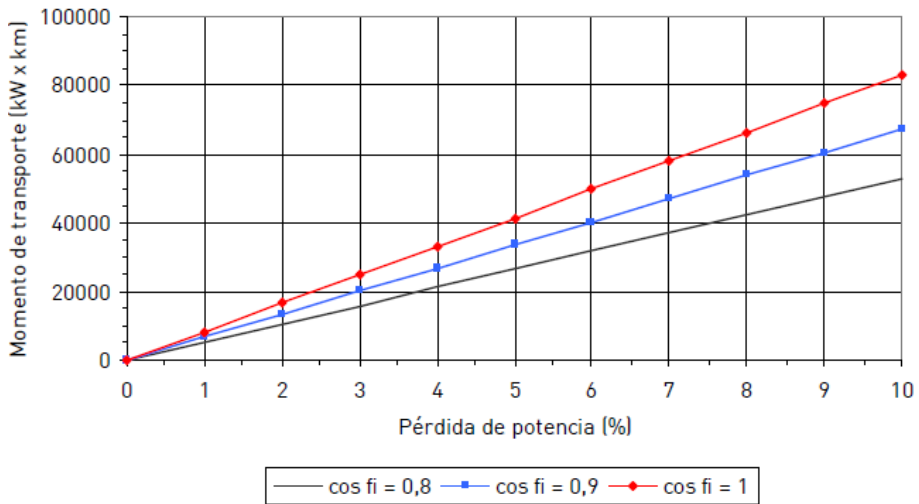
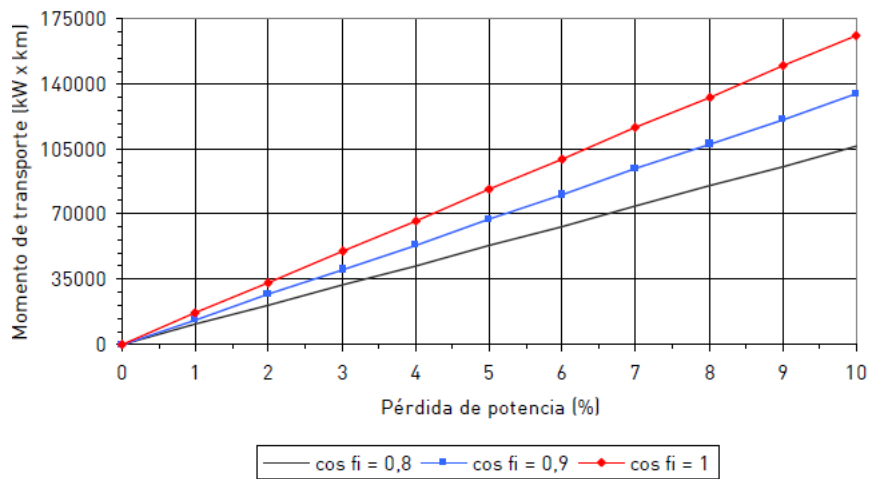


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA
Raven - Línea trifásica - 34,5 kV

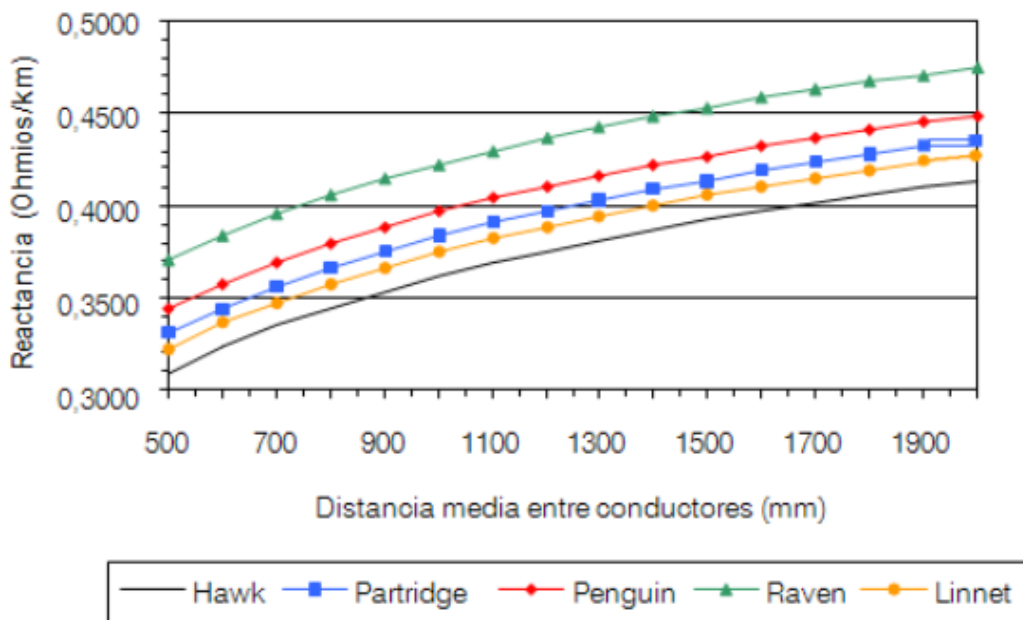


Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*
<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

Anexo 3. Reactancia inductiva 1/0 (Raven)

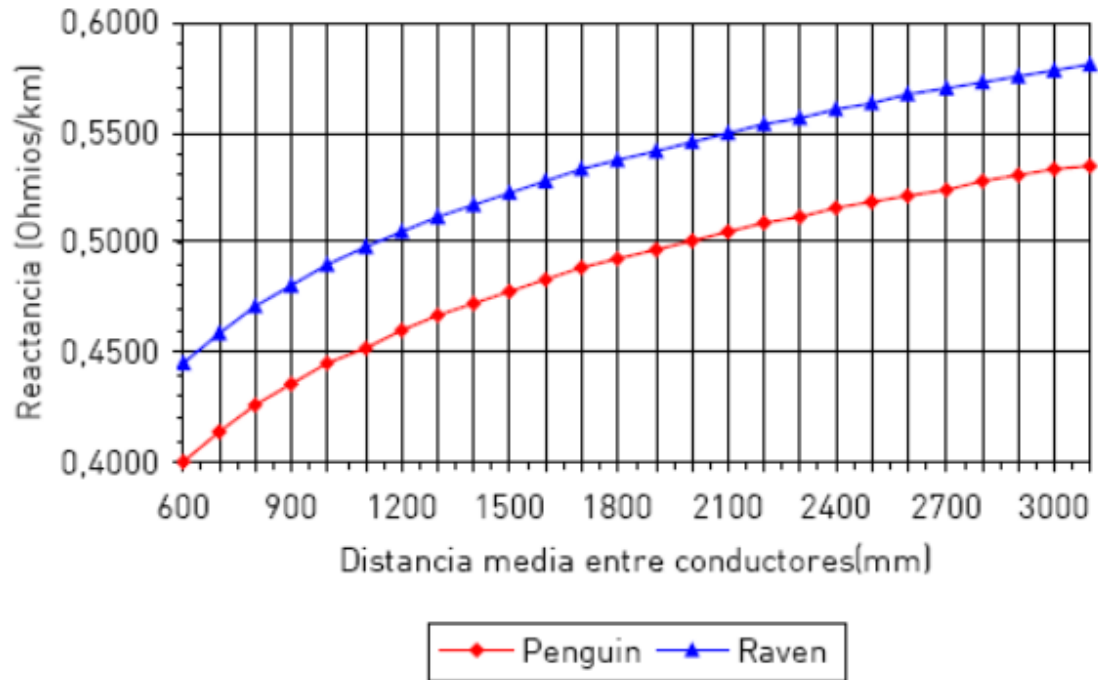
En el siguiente gráfico se indican los valores de la reactancia para la línea trifásica en función de la separación media geométrica entre los conductores.

Figura A. Trifásica



Continuación del anexo 3.

Figura B. **Monofásica**



Fuente: Norma Caribe. *Normas técnicas del servicio de distribución.*

<http://www.energuate.com/normativa>. Consulta: mayo de 2019.

