



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

**DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA
EL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS**

Carlos Guillermo Custodio Linares
Asesorado por el Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo

Guatemala, octubre de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA
EL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

CARLOS GUILLERMO CUSTODIO LINARES
ASESORADO POR EL ING. ENRIQUE EDMUNDO RUIZ CARBALLO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympos Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Inga. Alba Maritza Guerrero de López
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing. Saúl Cabezas Duran
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Hernández
EXAMINADOR	Ing. Luis Eduardo Duran Córdova
SECRETARIO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo 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 LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 11 de septiembre de 2006.



Carlos Guillermo Custodio Linares

AGRADECIMIENTO A:

DIOS	Por haberme dado la vida y disfrutar de la compañía de personas tan agradables.
MIS PADRES	Leonor Linares de Custodio, Carlos René Custodio de Leon, por el apoyo incondicional brindado en todo momento.
FAMILIARES	Diana Karina, Alejandro René, Henry William, Juan Guillermo, Gabriel Alessandro Leonel, Angie Diana Jazmín, Elena Concepción, Dora Soto, Tíos y primos, por estar conmigo a lo largo de mis estudios.
COMPAÑEROS Y AMIGOS	Maresa, Katy, Dulce, Susi, Yulisa, Jorge, Gustavo, Koky, Felipe, Fredy, Miguel, Merary, Baltazar, Helmunt, Jaime, José Fernando y Rubén Antonio por su amistad y colaboración.
FACULTAD DE INGENIERÍA	Por brindarme y guiar el conocimiento de esta carrera.
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA	Por darme la oportunidad de disfrutar estas experiencias tan gratas.

Guatemala, 10 de Julio de 2007

Señor coordinador del area de Potencia
Escuela de ingeniería mecánica eléctrica
Facultad de ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor coordinador

Atentamente le informo que he revisado completamente el trabajo de graduación titulado: "DISEÑO DE LA AMPLIACION DE LA RED DE ENERGIA ELECTRICA, PARA EL CASERIO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS", desarrollado por el señor Carlos Guillermo Custodio Linares; dicho trabajo cumple con los objetivos propuestos en el anteproyecto de tesis.

Por lo tanto, el autor de este trabajo y yo, como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Atentamente,



Ing. Enrique Fernando Ruiz Carballo
Asesor Nombrado
Colegiado 2225

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 9 de octubre 2007.

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CASERIO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS, desarrollado por el estudiante; Carlos Guillermo Custodio Linares, por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. José Guillermo Betoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; Carlos Guillermo Custodio Linares, titulado: **DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CASERIO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS,** procede a la autorización del mismo.


Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 11 DE OCTUBRE 2,007.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG. 387.2007

El Decano 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 Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS**, presentado por el estudiante universitario **Carlos Guillermo Custodio Linares**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.


Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
DECANO

Guatemala, octubre de 2007



/gdech

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
METODOLOGÍA	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. MONOGRAFÍA DEL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS.	1
1.1 Información de la comunidad	1
1.1.1 Ubicación y localización.	2
1.1.2 Límites y colindancias.	2
1.1.3 Topografías.	2
1.1.4 Condiciones atmosféricas promedio.	3
1.2 Aspectos Sociales	4
1.2.1 Demografía.	4
1.2.1 Religión.	4
1.2.3 Educación.	5
1.3 Diagnóstico de necesidades en infraestructura y servicios básicos.	5
1.3.1 Descripción de las necesidades.	5
1.3.2 Priorización de las necesidades.	6

2. GENERALIDADES	7
2.1 Qué es un sistema de distribución	7
2.2 Distancias mínimas de seguridad en la construcción de una línea de distribución	8
2.2.1 Distancia de seguridad vertical sobre el nivel del suelo	8
2.2.2 Distancia de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras	9
2.2.2.1 Distancia horizontal entre conductores	10
2.2.2.2 Distancia vertical entre conductores	10
2.2.3 Distancias de seguridad entre conductores soportados por la misma estructura	10
2.2.3.1 Distancia horizontal entre conductores	12
2.2.3.2 Distancia vertical entre conductores	13
2.3 Características generales de diseño de una línea de distribución de 13.2 kV	13
2.3.1 Selección de la trayectoria	13
2.3.2 Derecho de vía	15
2.3.2.1 Objetivos del derecho de vía	16
2.3.2.2 Requisitos que deben cumplirse para que el derecho de vía sea funcional	16
2.3.3 Localización de las estructuras	16
2.3.4 Condiciones meteorológicas	18
2.4 Sistemas de soporte	20
2.4.1 Tipos de estructura de soporte	20
2.4.2 Disposición y espaciamiento de los conductores	22
2.4.2.1 Disposición horizontal	22
2.4.2.2 Disposición vertical (compacta)	22
2.5 Fundamentos de diseño de una línea de distribución de 13.2 Kv	23

2.6	Características generales del tramo de línea en estudio para evaluación económica	24
2.7	Intensidad máxima de corriente	24
2.8	Resistencia	25
2.9	Reactancia	25
2.10	Susceptancia	26
2.12	Conductancia	27
2.12	Potencia a Transportar	28
3.	PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	29
3.1	Definición de líneas de distribución	29
3.2	Fallas permanentes y fallas temporales	30
3.3	Funciones del sistema de protección	30
3.4	Aspectos importantes para el diseño del sistema de protección y selección del equipo.	31
3.5	Cortacircuitos y fusibles	31
3.6	Restaurador (recloser) de subestación	35
3.7	Seccionalizadores	39
3.8	Coordinación de restaurador con fusibles de distribución	41
3.9	Pasos para elaborar un estudio de coordinación de restauradores y fusibles	44
3.10	Cálculo de cortocircuito	48
3.11	Ejemplo de cálculo de cortocircuito monofásico	51
3.12	Diagrama unifilar Subestacion Melendrez-La providencia	54

4. DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS.	57
4.1 Criterios de diseño para la selección de estructuras	57
4.1.1 Fuerzas mecánicas sobre las estructuras	59
4.1.1.1 Fuerzas transversales	60
4.1.1.2 Vano de viento	60
4.1.1.3 Fuerza debida al viento en los cables	62
4.1.1.4 Fuerza debida al viento en el poste	63
4.1.1.5 Fuerza debida a la deflexión de la línea	64
4.1.1.6 Fuerzas verticales	64
4.1.2.7 Vano de peso	64
4.1.1.8 Fuerzas longitudinales	65
4.1.2 Flecha y tensión mecánica del conductor	66
4.1.2.1 Planteamiento de la ecuación de la flecha	66
4.1.2.1.1 Comprobaciones entre la catenaria y la parábola	69
4.2 Principales normas aplicadas al diseño de la red	70
4.2.1 Distribución primaria	71
4.2.2 Distribución secundaria	72
4.2.2.1 Tipos de postes	74
4.2.2.2 Características de conductores	75
4.2.2.3 Selección de transformador de distribución	76
4.2.2.4 Tipos de acometidas	76
4.2.2.5 Sistema de tierras	78
4.2.2.6 Retenidas	81
4.2.2.7 Neutro	81

4.3 Levantamiento topográfico	82
4.3.1 Toma de puntos de ubicación mediante GPS	82
4.3.2 Diseño de mapa	82
Perfil del tramo	82
4.4. Ingeniería de la Red	83
4.4.1 Generalidades	83
4.4.2 Determinación de la carga en base a costumbres (entrevistas a usuarios de la red actual)	83
4.4.3 Carga estimada	83
4.4.4 Carga proyectada a 10 años	86
4.4.5 Densidad de carga	87
4.4.6 Selección del nivel de tensión de distribución	87
4.4.7 Selección de conductores.	90
4.4.8 Caídas de tensión	93
4.4.9 Calculo de protección de la red de distribución	93
4.5. Cronograma de elaboración del proyecto	94
4.5.1 Diagrama de Gantt	94
4.6. Presupuesto	94
4.6.1 Costos directos	94
4.6.2 Costos indirectos	95
4.6.3 Costos totales	95
CONCLUSIONES	97
RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	101
APÉNDICES	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Dirección de las zonas de viento	19
2	División de las zonas de temperatura	21
3	Ramales en un circuito de distribución	29
4	Listón de fusible	32
5	Corta circuito	32
6	Curvas de fusible tipo T	34
7	Curvas de fase de restauradores	37
8	Curvas de tierra de restauradores	38
9	Funcionamiento de un seccionalizador	40
10	Diagrama unifilar para analizar la coordinación de restauradores y fusibles	42
11	Curvas del restaurador montadas en las curvas de fusibles	42
12	Selección de fusible para un ramal	49
13	Diagrama unifilar y datos del ejemplo de corto circuito	51
14	Mallas de secuencia para falla de línea a tierra	53
15	Diagrama unifilar del circuito La Providencia	54
16	Vista en planta de la fuerza ejercida por el viento sobre las estructuras de una línea	59
17	Vanos de viento y de peso	61
18	Relación entre la flecha y tensión de un conductor	67

19	Representación de tensiones mecánicas en un cable conductor	69
20	Línea derivada y subderivada	73
21	Sistema monofásico de 3 hilos con tensión 120/240 voltios	88
22	Sistema trifásico a 4 hilos con tensión 120/240 voltios	89

TABLAS

I	Distancia de seguridad vertical de conductores al nivel suelo	9
II	Distancia vertical entre conductores soportador por diferentes estructuras	11
III	Distancia horizontal entre conductores soportados por la misma estructura	12
IV	Distancia vertical entre conductores del mismo circuito	14
V	Intensidad admisible de conductor	24
VI	Valores de resistencia para distintos conductores normalizados	25
VII	Valores de reactancia por unidad de longitud	26
VIII	Valores de susceptancia por unidad de longitud	27
IX	Potencia de transporte por intensidad máxima	28
X	Datos de curva tiempo-corriente, curva de fase	45
XI	Datos de curva tiempo-corriente, curva C	46
XII	Datos de Curva tiempo – corriente, curva 1	47
XIII	Datos de Curva tiempo – corriente, curva 3	47

XIV	Impedancia de secuencia positiva y secuencia negativa para conductores ACSR (ohm por mil metros)	50
XV	Impedancia de secuencia cero para conductores ACSR (ohm por mil metros)	50
XVI	Secuencia cero de circuito de 4 hilos y neutral con aterrizaje múltiple	51
XVII	Características mecánicas y dimensionales de postes de concreto	58
XVIII	Postes de madera según esfuerzo y clase	74
XIX	Los conductores y su código	75
XX	Coefficiente de simultaneidad en función de usuarios	85
XXI	Selección de conductores para distribución secundaria	90
XXII	Características de conductores para baja tensión	90
XXIII	Características de conductores de uso exclusivo de acometidas de abonado	91
XXIV	Características de conductores de uso en líneas y acometidas	92

GLOSARIO

Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios.
Amperio	Es la intensidad de corriente eléctrica.
ANSI	American National Standards Institute.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
Aterrizado	Conectado o en contacto con la tierra, o conectado a alguna extensión de un cuerpo conductor que sirve en lugar de la tierra.
Baja tensión	Nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios.
Estructura	Es la unidad principal de soporte, generalmente, se aplica al poste o adaptado para ser utilizado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.
Falla	Corresponde a una indisponibilidad forzada.
Frecuencia Nomina	Es la frecuencia nominal del Sistema Eléctrico Nacional, con un valor de 60 Hertz.
Línea	Es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución, de acuerdo a su función.

La calificación de líneas de transmisión o distribución corresponderá a la comisión en base a criterios técnicos proporcionados por el administrador del mercado mayorista.

- Peaje** Es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.
- Sistema de Tierra** Es un sistema de conductores, de los cuales uno de ellos o un punto de los mismos está, efectivamente, aterrizado, ya sea en forma sólida o a través de un dispositivo limitador de corrientes no interrumpibles.
- Tensión** Voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra. Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
- Transmisión** Es la actividad que tiene por objeto el transporte de energía eléctrica a través de sistema de transmisión.
- Vano** Distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas.

RESUMEN

En el caserío La Providencia, Pajapita San Marcos, la introducción de energía eléctrica fue realizada en el año de 1988. Contando esta con un transformador de 25 KVA, que en la actualidad abastece a 66 usuarios.

Como en cualquier lugar el crecimiento poblacional hace que los proyectos ejecutados no cumplan con el abastecimiento necesario a varios años de uso, en vista de esto se ha hecho necesario ampliar la red de energía ya que existen 68 usuarios contabilizados interesados en adquirir el servicio.

Este lugar está ubicado en una zona quebrada en donde existen barrancos, ríos y mucha vegetación, no se cuenta con un mapa preciso, entonces se hace necesario el uso de tecnología de punta para marcar la ubicación de la trayectoria a seguir y realizar el diseño propuesto.

El presente proyecto tiene por objeto la presentación de una base teórica con un estudio, análisis y diseño de una construcción de línea de 120/240 voltios tomando referencias y normas de construcción para ser viable económicamente este proyecto y que cumpla con las necesidades de la población

METODOLOGÍA

- Visita a la comunidad donde se realizará el proyecto.
- Recopilación general de información del proyecto.
- Levantamiento Topográfico.
- Investigación bibliográfica necesaria para desarrollar el proyecto.
- Diseño del proyecto.
- Elaboración de planos
- Elaboración de presupuesto.
- Elaboración de especificaciones técnicas.
- Elaboración de los cronogramas de trabajo.

INTRODUCCIÓN

La ampliación de la red de energía eléctrica en una comunidad es necesaria cuando ésta ha crecido, porque la energía eléctrica es el motor que mueve la economía, y es una necesidad primordial de las comunidades guatemaltecas. De acuerdo a una investigación realizada la comunidad del caserío la providencia, del municipio de Pajapita, San Marcos, es un ejemplo de lo mencionado. Es por ello necesario realizar el diseño de un proyecto que les suministre completamente este servicio.

Para realizar el diseño es importante realizar los cálculos necesarios para las libranzas eléctricas y mecánicas, considerar los efectos ambientales, tales como lluvia, viento, temperatura, así como la forma del terreno. Con estos cálculos será posible la elección adecuada de estructuras, conductores, transformadores, aisladores etc., los cuales deben cumplir con las normas y reglamentos de la ley general de electricidad y para el caso específico de DEOCSA.

El terreno donde se realizará el presente proyecto tiene una forma irregular con arboledas, llanos y hondonadas, será necesario considerar abrir la brecha necesaria para que las ramas no choquen con el tendido eléctrico.

Debido a que los abonados se encuentran a distancias lejanas y en pequeñas concentraciones, será necesario ubicar los transformadores lo más cercano posible a estos racimos.

Se realizara el esquema de la ubicación de estructuras, tendido de cables y localización de los abonados, así como el presupuesto general de materiales, mano de obra, costos directos e indirectos, los puntos de localización de estructuras, con un sistema de posicionamiento global, el perfil del tramo, así como el mapa de ubicación de la comunidad.

El proyecto será presentado a la municipalidad en turno para que su unidad técnica lo ejecute, de acuerdo a una programación de actividades desarrollada en el mismo.

Los fondos e insumos necesarios serán aportados por la municipalidad, gobierno en turno o entidad no gubernamental y vecinos interesados.

1. MONOGRAFÍA DEL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS

1.1 Información de la comunidad

El caserío La Providencia pertenece al municipio de Pajapita, en el departamento de San Marcos, en el sur occidente del país. La principal actividad de la comunidad es la agricultura, produciendo maíz; además de frutas variadas como naranja, mango, nance, y cacao. Lo que se cultiva en temporada de lluvias son para autoconsumo o son vendidos en mercados vecinos de manera directa o por medio de intermediarios, proporcionando un ingreso adicional, para el sostenimiento de sus familias.

Como complemento, se tiene la crianza de animales de corral, los cuales se utilizan para autoconsumo y venta de los excedentes, con lo cual obtienen recursos para suplir otras necesidades. En la comunidad funciona una Auxiliatura Municipal, representada por un Alcalde Auxiliar, el cual es nombrado por un año por parte de la Municipalidad, el mismo no es electo entre los vecinos. Existe en la comunidad 2 organizaciones, El Consejo Comunitario de Desarrollo (COCODE), y El comité pro-mejoramiento. Las reuniones son de acuerdo a las necesidades que se presenten, pero en casos de emergencia, la comunidad es convocada principalmente por el alcalde auxiliar, el presidente del COCODE o los maestros de la escuela.

1.1.1. Ubicación y localización

El caserío La Providencia se encuentra ubicado a cuatro kilómetros de la cabecera municipal de Pajapita. Su acceso es por la carretera asfaltada que comunica al municipio de Pajapita con el municipio de El Tumbador. Se encuentra a 244 kilómetros de la ciudad capital por la carretera CA-2.

1.1.2. Límites y colindancias

Esta comunidad se encuentra limitada en los 4 puntos cardinales con las poblaciones descritas a continuación:

Norte	Aldea Nahuatan
Sur	Pajapita
Este	Aldea Pajapa
Oeste	Aldea El fortín

1.1.3. Topografías

La topografía en general, es levemente ondulada. La comunidad está conformada por dos sectores: El Centro y La Loma. El centro se encuentra ubicado en una parte plana, en cambio la loma es una parte quebrada con dos afluencias de ríos, caminos peatonales con diferencias de altura entre ciento seis y ciento noventa y tres metros sobre el nivel del mar. El terreno es un tanto boscoso y el suelo arcilloso.

1.1.4. Condiciones atmosférica promedio

Las características climatológicas para el clima tropical en la comunidad son las siguientes:

- Soleamiento
- Temperatura
- Vientos
- Régimen pluviométrico
- Humedad

Por la temperatura que presenta, se coloca como una de las poblaciones mas calidas, en comparación con las otras comunidades cercanas, tiene su mayor temperatura en el mes de abril. En el año 2000 su temperatura más alta fue de 34.24° C y la más baja fue de 17.5° C con una oscilación de mínima de 11° C. La comunidad de la providencia tiene una precipitación pluvial bastante alta, comprendida en los meses de mayo a septiembre, siendo la medida para la precipitación dada en milímetros de lluvia al mes, en el rango más alto de 778.4 mm. y el mínimo 0 mm. Producido por sus situación geográfica.

El rumbo del viento dominante es Nor-oeste y Sur-sureste, con un viento calido y polvoriento, con una velocidad de 177 Km. /hora. y una mínima de 3.7 Km. /hora. En el mes de noviembre se presenta mayor velocidad en la región, su media es de 7.2 Km. /hora. La comunidad tiene una nubosidad muy alta, determinada en los meses de mayo, septiembre y noviembre, dicho fenómeno es visible por las mañanas. El porcentaje de humedad relativa es bastante alto, es por esta razón que la comunidad en los meses más calurosos, produce un microclima muy especial y variado, siendo éste el más alto en el año 2000 de 98% y el más bajo de 32%.

Los fenómenos naturales son las características más predominantes que le suceden a la comunidad de la providencia, estas varían según sea el lugar y la comunidad donde suceda, los tipos de fenómenos producidos en esta región son los siguientes: Roció, llovizna, lluvia, aguacero, poca visibilidad, tormenta eléctrica, sismos, crecientes de los ríos y fuertes vientos. El fenómeno más común de esta comunidad es el aguacero, el segundo son las lloviznas y por último las tormentas. Estos fenómenos dan la característica del tipo de suelo fértil que tiene la región.

1.2 Aspectos sociales

1.2.1 Demografía

El total de la población de la comunidad es de 847 personas, 438 hombres, 409 mujeres, con un total de 131 viviendas. Los habitantes de la comunidad se transportan en vehículos particulares pick ups, o pick ups que prestan su servicio para transportar a los habitantes de la comunidad. No cuenta con servicio de correo o telégrafo ni teléfono comunitario, pero con la facilidad que existe en la actualidad en la mayoría de hogares cuentan con un teléfono celular.

1.2.2 Religión

En la comunidad existen diferentes tendencias religiosas predominando la católica y la evangélica. Actualmente hay una iglesia católica y una evangélica en la localidad.

1.2.3 Educación

En la comunidad se cuenta con una escuela, que cubre de primero a sexto grados de primaria, además tiene párvulos. La escuela cuenta con 6 aulas, además de letrinas, no tiene dirección y cocina. Las aulas no cuentan con pupitres, el mobiliario existente es dado por la comunidad. Laboran en la escuela 6 maestros, asisten 180 alumnos. Al año la deserción, se atribuye a la falta de recursos económicos y porque los niños se dedican a actividades productivas que les absorben una buena parte de su tiempo desde temprana edad. Los estudiantes que quieren continuar con sus estudios posteriormente a primaria se trasladan al Instituto Básico de la cabecera municipal, a lugares aledaños, como Coatepeque. El promedio de escolaridad en la comunidad es de 6to primaria.

1.3 Diagnóstico de necesidades en infraestructura y servicios básicos

1.3.1. Descripción de las necesidades

La comunidad expone que las principales necesidades para ellos son:

- Construcción del sistema de agua potable
- Ampliación de la red de energía eléctrica
- Construcción de Salón Comunal
- Centro de Salud

1.3.1 Priorización de las necesidades

Entre las prioridades se encuentra el sistema de agua potable, aunque esto va de la mano con la ampliación de la red de energía eléctrica pues el proyecto de agua obtendría un mayor beneficio al colocar la bomba de agua en un punto ubicado en la loma, que aún no cuenta con el servicio de energía eléctrica. El 70% de la población posee servicio domiciliario de energía eléctrica. En general la comunidad considera que el servicio, a pesar de sus deficiencias (constantes apagones especialmente), es bueno.

2. GENERALIDADES

2.1 ¿Qué es un sistema de distribución?

Es el conjunto de instalaciones 34.5 KV hasta 120 V encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios ya sean estos residenciales, comerciales o industriales por medio de interconexiones apropiadas. Una línea de distribución no es más que una línea de transmisión que opera con valores de tensión menores de 34.5 KV.

El diseño de una línea de distribución comprende el cumplimiento de ciertas normas de seguridad para su construcción y mantenimiento, así como la selección del tipo de conductor, sistemas de soporte para el conductor seleccionado, trayectoria de la línea y el equipo necesario, que darán la calidad del servicio por el costo promedio global mas bajo durante toda la vida en servicio.

Por la magnitud del bloque de energía que se va a transportar con el fin de reducir perdidas en una línea de transmisión a una considerable distancia, que muchas veces separa a las plantas generadores de los centros de consumo; técnicamente conviene efectuar la trasmisión a altas tensiones, las cuales e nuestro país tienen valores que van de 69,000 hasta 230,000 voltios y próximamente de 400,000 voltios. En el caso de líneas de distribución las cuales poseen distancias cortas comparadas con las de transmisión, las tensiones más comunes de operación son, 120 V, 240 V, 13.2 KV y 34.5 KV.

2.2 Distancias mínimas de seguridad en la construcción de una línea de distribución.

Estas normas son tomadas del Artículo 18 de la NTDOID y tienen por objeto establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos que deben cumplir el diseño y la construcción de las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica y sus equipos asociados, con la finalidad de obtener la máxima seguridad y protección a personas y bienes.

2.2.1 Distancia de seguridad vertical sobre el nivel del suelo

Los requisitos de esta sección se refieren a la altura mínima que deben guardar los conductores, respecto al suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas. Las distancias verticales deben ser como mínimo las indicadas en la tabla I y se aplican bajo las siguientes condiciones:

- La condición que ocasione la mayor flecha final; temperatura en los conductores de 50°C, sin desplazamiento de viento.
- Flecha final sin carga en reposo.

Tabla I. Distancia de seguridad vertical de conductores al nivel del suelo

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores suministradores en línea abierta, arriba de 750 V a 22 KV (m).
Vías Férreas	8.1
Carreteras, calles, camino y otras áreas usadas para tránsito	5.6
Aceras o caminos accesibles sólo para peatones	4.4
Aguas donde no está permitida la navegación	5.2
Aguas navegables, que incluyen lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de:	6.2
a) Hasta 8 ha.	8.7
b) Mayor a 8 hasta 80 ha.	10.5
c) Mayor de 80 hasta 800 ha.	12.3
d) Arriba de 800 ha.	

Fuente: NTDOID. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tipografía Nacional. Página 7

2.2.2 Distancia de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras

Siempre que sea práctico, los cruces de conductores deben hacerse en una misma estructura. De tal manera que las distancias en cualquier dirección entre conductores que se crucen o sean adyacentes soportados en diferentes estructuras, no deberán ser menores que las indicadas a continuación.

2.2.2.1 Distancia horizontal entre conductores

La distancia horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes soportados por diferentes estructuras, deberá ser cuando menos de 1.50 m.

2.2.2.2 Distancia vertical entre conductores

La distancia vertical entre conductores que se crucen o sean adyacentes soportados por diferentes estructuras, deberá ser cuando menos la indicada en la tabla II aplicada bajo las siguientes condiciones:

- Flecha final, con una de las siguientes condiciones de carga; aquella que produzca la mayor flecha a 50°C sin desplazamiento de viento o a la temperatura máxima del conductor, para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50°C.
- La dirección supuesta de viento será aquella que produzca la distancia más crítica.

2.2.3 Distancia de seguridad entre conductores soportados por la misma estructura.

Los requisitos de esta sección se refieren a la distancia mínima entre los conductores de líneas aéreas, eléctricas, así como las que éstos deben guardar a sus soportes, retenidas, cables de guarda, etc., cuando están instalados en una misma estructura. Todas las tensiones son entre los conductores involucrados.

Tabla II. Distancia vertical entre conductores soportados por diferentes estructuras

NIVEL INFERIOR	NIVEL SUPERIOR			
	Conductores neutrales que cumplen con 18.1 E1, retenidas aéreas (m).	Cables y conductores mensajeros, retenidas de comunicación (m)	Conductores suministradores en línea abierta. De 0 – 750 V (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 - 22 KV (m)
Conductores neutrales que cumplen con 18.1 E1, retenidas aéreas (m).	0.6	0.6	0.6	0.6
Cables y conductores mensajeros, retenidas de comunicación	----	0.6	1.2	1.5
Conductores suministradores en línea abierta. De 0 – 750 V	----	----	0.6	0.6
Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 - 22 KV	----	----	----	0.6

Fuente: NTDOID. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tipografía Nacional. Página 10

2.2.3.1 Distancia horizontal entre conductores

La distancia horizontal entre soportes de conductores y cables, ya sean del mismo o de diferente circuito, no deben ser menor que la indicada en la tabla III.

Tabla III. Distancia horizontal entre conductores soportados por la misma estructura

Clase de circuito	Distancia mínima de seguridad (cm)
Conductores eléctricos del mismo circuito <ul style="list-style-type: none">• De 0 a 8.7 kV• De 8.7 a 50 kV• Mayor de 50 kV	30 30 mas 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. No hay valor especificado
Conductores eléctricos de diferentes circuitos <ul style="list-style-type: none">• De 0 a 8.7 kV• De 8.7 a 50 kV• De 50 a 814 kV	30 30 mas 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. 72.5 más 1.0 cm, por cada kV de exceso de 50 kV

Fuente: NTDOID, Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tipografía Nacional. Página 16

2.2.3.2. Distancia vertical entre conductores

La distancia vertical entre conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura, deben ser cuando menos la indicada en la tabla IV, la cuál aplica bajo las siguientes condiciones:

- Conductores con tensiones hasta 50 kV
- Para tensiones entre 50 y 814 kV, la distancia entre conductores de diferentes circuitos debe ser incrementada 0.01 m por cada kV en exceso de 50 kV. Los incrementos serán acumulados, a partir de la distancia mínima para 50 kV.
- Todas las distancias, para tensiones superiores a 50 kV, deben determinarse con base en la tensión máxima de operación.

2.3 Características generales del diseño de una línea de distribución de 13.2 kV.

2.3.1 Selección de la trayectoria

El estudio, la evaluación y la definición de la ruta es de suma importancia, ya que es la base de un buen diseño, de una económica construcción y por tanto, de un inicio de operación sin contratiempos. Si a esto se agrega la previsión de los problemas de tipo social, como el derecho de vía o daños a terceros así como la consideración de diversas medidas encaminadas a la minimización del impacto ambiental se puede concluir que de una adecuada selección de trayectoria sea económicamente factible, así como la operación confiable y el mínimo impacto ambiental de una línea de distribución.

Tabla IV. Distancia vertical entre conductores del mismo circuito

CONDUCTORES Y CABLES EN NIVELES INFERIORES	CONDUCTORES Y CABLES EN NIVELES SUPERIORES			
		CONDUCTORES DE SUMINISTRO ABIERTOS		
	CABLES DE SUMINISTRO QUE CUMPLEN CON 18.1C1,2 ÷ 3 CONDUCTORES NEUTRALES QUE CUMPLEN CON 18.1E1 (m)	De 0 A 8.7 KV (m)	MAS DE 8.7 A 50 KV (m)	
			MISMA EMPRESA (m)	DIFERENTE EMPRESA (m)
Eléctricos con tensiones entre conductores de:				1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
* Hasta 750 V	0.41	0.41	0.41 más 0.01 por kV de Exceso de 8.7 kV.	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
* Más de 750 V Hasta 8.7 kV		0.41	0.41 más 0.01 por kV de Exceso de 8.7 kV.	1.00 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV.
<ul style="list-style-type: none"> • Mas de 8.7 kV a 22 kV - Si se trabaja con línea energizada - Si no se trabaja con línea energizada 			0.41 más 0.01 por kV de Exceso de 8.7 kV.	0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV
				0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV

Fuente: NTDROID. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tipografía Nacional. Página 18

Para lograr una selección de trayectoria óptima, deberán considerarse los preceptos siguientes:

- La menor longitud posible, atendiendo el principio geométrico que dice que la distancia mas cercana entre dos puntos es la línea recta.
- El menor número de puntos de inflexión.
- Cercanía a carreteras y caminos de terracería para facilidad de construcción revisión y mantenimiento, evitando con esto la creación de nuevos accesos, que pudieran afectar la estabilidad de los ecosistemas.
- Evitar bosques, sembradíos de alto valor y preferentemente no cruzar por zonas selváticas y agrícolas.
- Evitar zonas turísticas, así como zonas arqueológicas o de valor histórico y áreas naturales protegidas.
- El menor numero de cruzamientos con líneas de transmisión o distribución, vías de ferrocarril, carreteras así como ríos, lagunas o zonas inundables.
- Considerar el uso de postes autosoportados, cuando la función propia de la línea de distribución tenga que pasar por poblaciones o zonas turísticas. Esto es con el fin de minimizar la contaminación visual y el derecho de vía respectivo.

2.3.2 Derecho de vía

El derecho de vía es una franja o área de terreno, que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el eje central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico.

2.3.2.1 Objetivos del derecho de vía

Los objetivos del derecho de vía son: disponer de área bajo los cables conductores, de tal manera que permitan su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del consumidor final. Facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias. Proporcionar la seguridad necesaria a los residentes, que se ubiquen en la vecindad de las líneas, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una descarga eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

2.3.2.2 Requisitos que deben cumplirse para que el derecho de vía sea funcional

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 32 inciso b de la ley general de electricidad, dentro del área que ocupa el derecho de vía no deben existir construcciones, siembras u otro obstáculo de ninguna naturaleza, exceptuando los cultivos, siembras y en general uso de la tierra que no afecten las libranzas eléctricas y especificaciones técnicas, las cuales se realizarán previa autorización técnica y jurídica de las autoridades correspondientes.

2.3.3 Localización de estructuras

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 9.2 de la NTDOID, una estructura se define como la unidad principal de soporte; generalmente se aplica al poste o torre adaptado para ser usado como medio de suspensión de líneas aéreas de energía eléctrica.

La ubicación eficiente de las estructuras en el perfil es una componente importante en el diseño de una línea de distribución. Deben situarse las estructuras de altura y resistencia apropiadas, de manera que permitan tener una distancia adecuada de los conductores al terreno y lograr eso al mínimo costo. En el pasado, la mayor parte de la colocación de estructuras se hacía manualmente, utilizando plantillas, pero desde hace varios años hay diversos programas de computadora para el mismo propósito.

Sobre el perfil de la línea, se pueden emplear cinco tipos de estructuras:

- Estructuras de suspensión
- Estructuras de deflexión
- Estructuras de anclaje
- Estructuras de fin de línea
- Estructuras especiales

Las de suspensión solo deberán diseñarse para resistir la acción del viento, el peso propio de la misma y de los cables, así como las fuerzas producidas por un leve desvío de trayectoria de la línea; las estructuras de deflexión se diseñan además tomando en consideración el factor de seguridad por la posible rotura de cable.

En las estructuras de anclaje, se deberá considerar la posible pérdida de fuerza en los cables de un lado de la estructura debida, por ejemplo, a la falla de una o varias estructuras, y de esta forma asegurar que su efecto no continúe dañando a otras estructuras adyacentes.

Las estructuras de fin de línea son las que en forma continua soportan en un solo tramo las cargas producidas por todos los cables, que es el caso donde se inicia o termina la línea; finalmente las estructuras especiales son aquellas que tienen una función diferente a las definidas anteriormente, ya que las situaciones en que resultan necesarias son poco frecuentes. Así será el caso de estructuras de altura superior a las normalizadas, la formación de pórticos con diferentes armados para salvar grandes vanos, crucetas especiales, que puedan ser necesarias para solventar alguna determinada circunstancia, estructuras de transposición, etc.

2.3.4 Condiciones meteorológicas

Para el caso del diseño de una línea de transmisión, se deben investigar y considerar las condiciones meteorológicas, como velocidad de viento y temperatura que prevalezcan en el área donde se localice la línea, con el propósito de establecer las fuerzas máximas, que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, con los factores de sobrecarga adecuados. Para este fin, el Artículo 19 título II de la NTDOID establece la división del país en 3 zonas de viento, en las cuáles se calculará la presión ejercida por el viento, así como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación:

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

La localización geográfica de las tres zonas se indica en la figura 1.

Figura 1. División de las zonas de viento



Fuente: NTDOID. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tipografía Nacional. Página 28

Como complemento de las condiciones meteorológicas, la NTDROID establece 4 zonas de temperatura, en las cuales se supondrá que los conductores están sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

- Zona 1 = Mínima 10°C, máxima 50°C
- Zona 2 = Mínima -5°C, máxima 40°C
- Zona 3 = Mínima 0°C, máxima 50°C
- Zona 4 = Mínima 0°C, máxima 40°C

La localización geográfica de las cuatro zonas se indica en la figura 2.

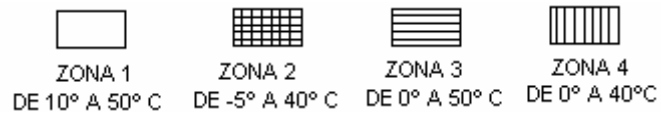
2.4 Sistemas de soporte

2.4.1 Tipos de estructuras de soporte

Existen en uso varios tipos de estructuras, para soportar los conductores de las líneas de transmisión, como por ejemplo: torres de acero autosoportadas, postes de concreto autosoportados, postes de concreto soportados por retenidas, postes metálicos autosoportados, postes de madera.

El tipo de estructura de soporte que se vaya a usar depende de factores como la ubicación de la línea, la importancia de la misma, la vida deseada para la línea, el dinero disponible para inversión inicial, el costo de mantenimiento y la disponibilidad del material.

Figura 2. División de las zonas de temperatura



Fuente: NTDOID, Autor Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Tipografía Nacional. Página 29

Dentro de esta clasificación se encuentran las estructuras tipo III y IV soportadas por retenidas, donde la distancia entre fases o conductor es de 4 m. La desventaja de este tipo de estructuras es que se necesita un amplio derecho de vía, que para este caso es de 12.5 m., desde el eje de la línea para ambos lados del mismo.

2.4.2 Disposición y espaciamento de los conductores

2.4.2.1 Disposición horizontal

La disposición horizontal de los conductores tiene la ventaja de proporcionar un espaciamento amplio entre los mismos, con óptima resistencia mecánica para la construcción de vanos largos soportados por aisladores de suspensión y puede usarse como estructura especial para vanos sumamente largos en casi cualquier tipo de terreno.

2.4.2.2 Disposición vertical (compacta)

La disposición vertical compacta considera la reducción de espaciamento entre conductores manteniendo una óptima resistencia mecánica para vanos cortos e intermedios, soportados por aisladores tipo poste, de suspensión o una combinación de los dos tipos.

La ventaja de este tipo de estructuras es que necesitan un menor ancho de vía respecto a las de disposición horizontal soportada por retenidas; para este caso, es de 3.50 mts., desde el eje de la línea para ambos lados del mismo.

Un aspecto importante que se debe tomar en cuenta es que este tipo de estructuras representan un costo mayor de inversión inicial sobre las estructuras de disposición horizontal tipo III y IV, pero que a la larga pueden resultar más económicas en el momento de contabilizar el costo de un kilómetro de línea de transmisión construido, debido a su reducido derecho de vía.

2.5. Fundamentos de diseño de una línea de distribución de 13.2 kV

El análisis para el diseño de una línea de distribución de 13.2 kV consta de varios conceptos. Con el objeto de establecer los coeficientes de seguridad y otros requisitos que las líneas aéreas deben cumplir en diferentes lugares y condiciones que representen peligro a las personas y bienes, como en cruzamientos, campo abierto, etc., las líneas aéreas se dividirán, en cuanto a su construcción, en dos clases que se denominan por las letras B y C. La clase B tiene mayor resistencia mecánica y llena los requisitos más exigentes, que se consideran necesarios en lugares de mayor riesgo. La clase C tiene menor resistencia mecánica que la B, pero llena los requisitos que se consideran necesarios en lugares de menor riesgo que los considerados para la clase B.

En el diseño de la línea debe considerarse el cálculo de fuerzas mecánicas, que afectaran las estructuras de la misma. Aplicar las distancias mínimas de seguridad entre líneas con potencial y líneas o partes no energizadas ya sean del mismo circuito o diferente circuito, sí las líneas pertenecen a la misma empresa o a una empresa diferente.

En estas líneas de distribución no tenemos el inconveniente del efecto corona puesto que el valor de tensión V no es muy grande como en el caso de líneas de 69 kV o más.

2.6 Características generales del tramo de línea en estudio para evaluación económica.

- Nombre: Línea ampliada la providencia, Pajapita
- Tensión nominal de diseño: 13.2/1.73 kV
- Frecuencia: 60 Hz.
- Fases: 1
- Longitud: 1.5 km.
- Viento máximo: 80 Km./h (ver figura 1)
- Rango de temperatura: 10° a 50° C. (ver figura 2)

2.7 Intensidad máxima de corriente

La intensidad máxima de corriente para cada conductor en régimen permanente de corriente alterna y frecuencia de 60 Hz se deducirán de el Art. 17° de las NTDOID apdo. 3 que establece los valores máximos de capacidad de conducción de corriente para los calibres de conductores de cobre y aluminio desnudos mas usuales en las líneas aéreas. Estas capacidades corresponden a 75°C de temperatura total en el conductor, operando a un régimen de carga constante.

Tabla V Intensidad admisible de conductor

CONDUCTOR	INTENSIDAD ADMISIBLE (A)
1/0 RAVEN	150

Fuente: Unión Fenosa. Estudio de factibilidad de construcción de línea, página 2

2.8 Resistencia

La resistencia del conductor, por unidad de longitud, en corriente alterna y a la temperatura θ , vendrá dada por la siguiente tabla:

R_{θ} : Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura θ °C (Ω/km).

R'_{20} : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C (Ω/km).

θ : Temperatura de servicio (°C).

Los valores de R , para los distintos conductores normalizados serán los siguientes:

Tabla VI. Valores de R para distintos conductores normalizados

	477 MCM Hawk
R'_{20} (Ω/km)	0.11696
R_{20} (Ω/km)	0.11982
R_{50} (Ω/km)	0.13157
R_{75} (Ω/km)	0.14326

Fuente: Unión Fenosa. Estudio de factibilidad de construcción de línea, página 2

2.9 Reactancia

La reactancia de la línea, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \pi f L \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

Donde el coeficiente de inducción mutua por unidad de longitud vendrá dado por la expresión:

$$L = \left(4,605 \log \frac{D_m}{r_{eq}} \right) 10^{-4} \quad (\text{H/km})$$

- donde :
- f : Frecuencia de la red (60 Hz).
- D_m : Distancia (mm).
- r_{eq} : Radio equivalente del conductor (mm).

En el cuadro siguiente del presente documento se indican los valores de reactancia por unidad de longitud para las distintas estructuras.

Tabla VII. Valores de reactancia por unidad de longitud

Tipo de Estructura	X (Ohms/km)
Tipo I	0.4791
Tipo II	0.4185
Tipo III	0.4788
Tipo IV	0.4788
Tipo V	0.4185
Tipo VA	0.4185

Fuente: Unión Fenosa. Estudio de factibilidad de construcción de línea, página 3

2.10 Susceptancia

La susceptancia de la línea, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas se determinará mediante la siguiente expresión:

$$B = 2 \pi f C \quad (\text{S/km})$$

Donde la capacidad por unidad de longitud vendrá dado por la expresión:

$$C = \frac{24,2}{\log \frac{D_m}{r_{eq}}} 10^{-9} \quad (\text{F/km})$$

siendo:

$r_{eq} = r$ (mm) para configuración de circuito simple

$D_m = \sqrt[3]{d_{12} d_{23} d_{31}}$ (mm) para configuración de circuito simple

donde:

f : Frecuencia de la red (60 Hz).

r : Radio del conductor (mm).

$d_{j,k}$: Distancia entre el conductor j y el k (mm).

D_m : Distancia media geométrica entre conductores (mm).

r_{eq} : Radio equivalente del haz de conductores (mm).

En el cuadro siguiente del presente documento se indican los valores de susceptancia por unidad de longitud para las distintas estructuras.

Tabla VIII. Valores de susceptancia por unidad de longitud

Tipo de Estructura	B(Siemens/km)
Tipo I	3.024x10 ⁻⁶
Tipo II	3.024x10 ⁻⁶
Tipo III	2.71x10 ⁻⁶
Tipo IV	2.71x10 ⁻⁶
Tipo V	3.024x10 ⁻⁶
Tipo VA	3.024x10 ⁻⁶

Fuente: Unión Fenosa. Estudio de factibilidad de construcción de línea, página 4

2.11 Conductancia

Por ser esta una línea de longitud corta, se puede considerar que la conductancia de la misma tiende a cero.

2.12 Potencia a 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 que no deberá exceder del 5%.

La máxima potencia de transporte de la línea, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{\max} = UI_{\max} \cos \varphi \quad (\text{kW})$$

siendo:

U : Tensión nominal de la fase (kV).

I_{\max} : Intensidad máxima de corriente admisible del conductor (A).

$\cos\varphi$: Factor de potencia de la carga receptora.

En las tablas aparecen los valores de máxima potencia de transporte, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor (tabla V), para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia admisibles 0,9 y 1.

Tabla IX. Potencia de transporte por intensidad máxima

POTENCIA DE TRANSPORTE POR INTENSIDAD MÁX. ADMISIBLE (kW)		
U (kV)	cos(φ)	Raven 1/0
7.2	0,9	972
	1	1080

Fuente: Unión Fenosa. Estudio de factibilidad de construcción de línea, página 5

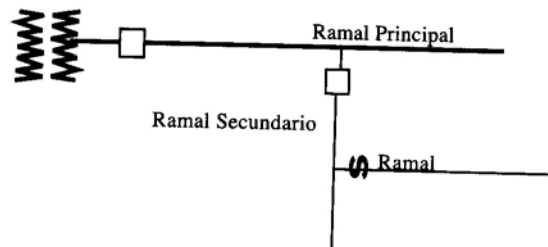
Como se puede observar, el cable utilizado tiene una capacidad de transporte 9 veces mayor de la necesaria, sin embargo se utiliza este conductor porque cumple con las condiciones mecánicas necesarias para el tendido aéreo.

3. PROTECCIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Definición de líneas de distribución

Son líneas de mediana tensión con voltajes mayores de 1 kV. y menores de 34.5 kV. Son líneas que, después de las de baja tensión, son las más abundantes y que en el caso de países pobres, son mayoritariamente aéreas. Por esa razón, se da énfasis a la protección de sistemas aéreos de media tensión. Para la operación, mantenimiento y protección, dependiendo de su ubicación en el sistema, las líneas pueden tomar los siguientes nombres.

Figura 3. Ramales en un circuito de distribución



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 61

Los ramales de distribución se clasifican así:

a) Ramal principal: Son las líneas que salen desde la subestación y están protegidas exclusivamente por el disyuntor o restaurador automático de la misma.

b) Ramal secundario: son líneas que se desprenden del ramal principal y están protegidas por un elemento adicional que puede ser: Un corta circuito con su fusible, un restaurador de línea o un seccionalizador.

c) Ramal: son líneas que a su vez se desprenden de un ramal secundario y están protegidas por un corta circuito y su fusible.

3.2 Fallas permanentes y temporales

Fallas permanentes: Cuando ocurren, necesitan la intervención de personal y/o equipo para eliminarlas. El caso de postes chocados, árboles sobre las líneas, líneas en el suelo, etc.

Fallas temporales: son fallas que se eliminan sin la intervención de personal y/o equipo. Por ejemplo las ocasionadas por tempestad, o ramas que con el aire tocan las líneas y se vuelven a retirar.

3.3. Funciones del sistema de protección

- Liberar fallas permanentes, aislando la parte con problemas del resto del sistema
- Minimizar el numero de fallas permanentes, desenergizando los circuitos con desperfecto temporal previendo que los mismos puedan desembocar en fallas permanentes.
- Prevenir daños en los equipos y líneas, liberando las fallas antes de que ocurran daños en los mismos.
- Minimizar la probabilidad de cristalización de conductores.

3.4. Aspectos importantes para el diseño del sistema de protección y selección del equipo

- Corrientes de carga máximas en cada punto donde se localizará un dispositivo de protección.
- Localización de cargas muy grandes o que requieren consideración especial
- Localización de puntos de interconexión con otros circuitos.

3.5. Corta circuitos y fusibles

Se utilizan para proteger ramales relativamente cortos o de poca importancia. Los parámetros necesarios a conocer para una correcta aplicación son:

- Capacidad nominal en amperios. Es la corriente máxima que puede llevar un cortacircuito sin sufrir daño ni alteración. Normalmente se utilizan corta circuitos de 100 A. y de 200 A.
- Capacidad de interrupción en Amperios. Es la máxima falla que puede interrumpir un dispositivo sin sufrir daños ni alteración. En el caso de los cortacircuitos, el de 100 A., puede interrumpir hasta 10,000 A., y el de 200 A., puede interrumpir hasta 16 mil A.

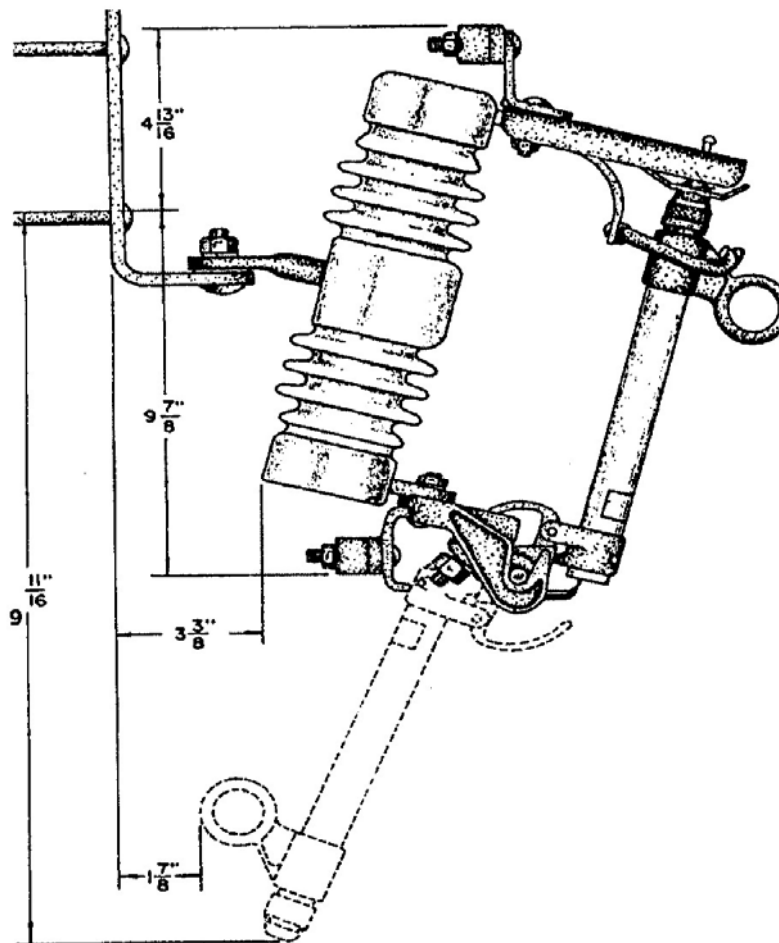
Su funcionamiento se puede comprender haciendo referencia a las figuras 4 y 5 que se muestran a continuación.

Figura 4. Listón de fusible



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 63

Figura 5. Corta circuito



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 63

El elemento fusible es el que se funde cuando la corriente que circula por el llega a un valor. El corta circuito se compone del tubo porta fusible que es donde se coloca el listón, el aislamiento y los herrajes que sirven para

conectarlos a las líneas y colocarlos en el poste correspondiente. El tubo porta fusible en su interior tiene un revestimiento de boro.

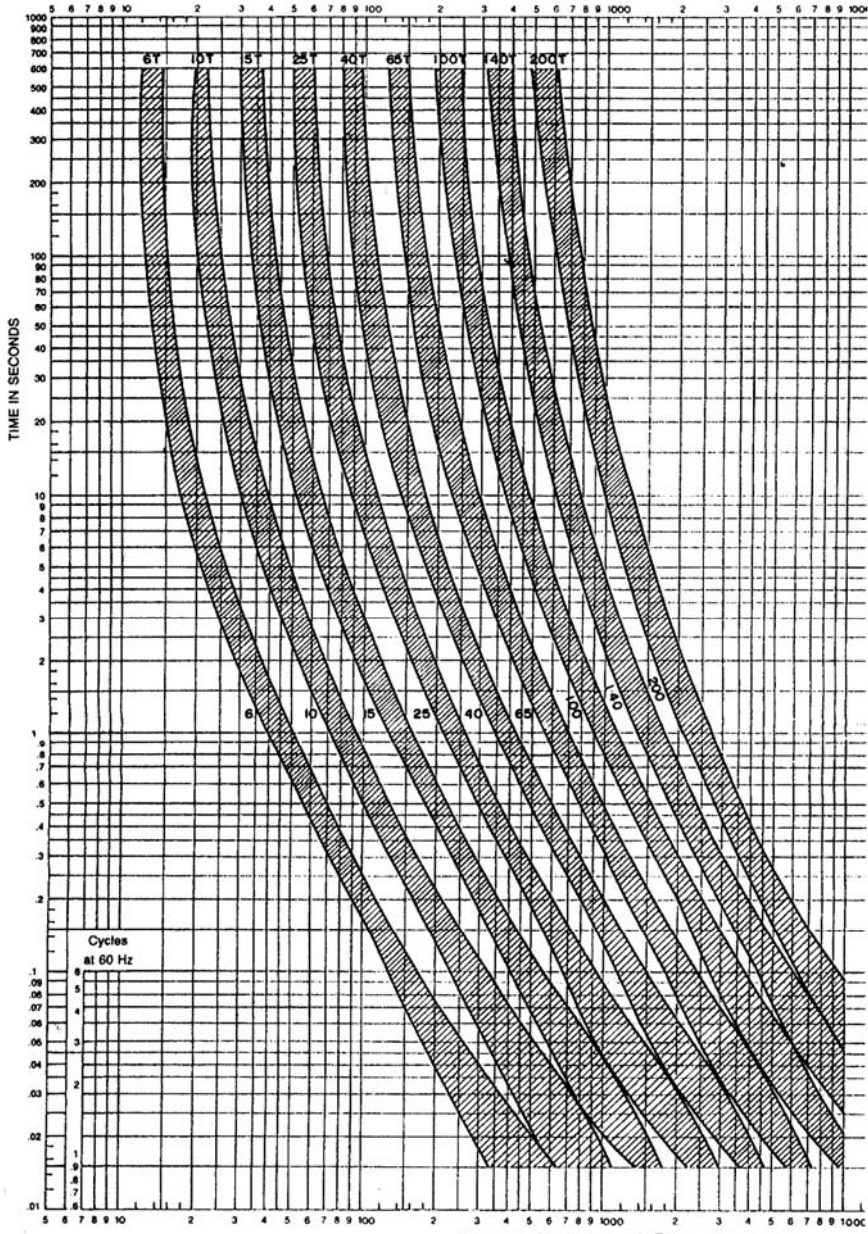
Cuando la corriente en el listón llega a valores iguales o superiores al valor con el cual este empieza a fundirse, se forma un arco que a su vez estimula la emisión de gases en el revestimiento del tubo, gases que ayudan a interrumpir el arco.

También tiene un resorte en la parte inferior que cuando se quema el listón fusible, hace que el tubo se suelte de la parte superior ayudando a alargar y a extinguir el arco.

Las curvas de tiempo-corriente de los listones se han normalizado en varios tipos que se diferencian únicamente por la pendiente de sus curvas. Entre otros, existen listones fusibles de tipo K, de tipo T y de tipo E, que por el hecho de tener curvas diferentes, se comportan también de forma diferente. Por ejemplo un fusible de 15 A., de tipo K, se funde en tiempos diferentes a la forma en que se funde un fusible de 15 A., de tipo T.

Para cada valor de fusible de un mismo tipo existen dos curvas. La curva mínima con la que el fusible comienza a fundirse y, la curva máxima de liberación de falla que indica para esa corriente, el tiempo máximo que toma extinguir el arco y liberar la falla. En la figura 6 se puede apreciar las curvas de los fusibles tipo T.

Figura 6 Curvas de fusibles tipo T



Fuente: Morales, Juan, Elementos de protección de sistemas de potencia, Pág. 65

Dentro de un mismo tipo de listones fusibles, existe una subdivisión para diferenciarlos en valores preferidos y valores no preferidos. Para que un sistema de distribución protegido con fusibles funcione adecuadamente, es necesario que se seleccione uno de estos subconjuntos y se rechace el otro.

3.6 Restaurador (Recloser) de subestación

El restaurador (recloser) es un dispositivo con la capacidad de interrupción de corrientes de falla y que tiene incorporada la inteligencia para poder detectar el nivel de corriente al que debe iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe de iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla (curva de tiempo – corriente), establecer la cantidad de reenganches que han sido programadas antes de efectuar una apertura definitiva y operar en curva rápida o en curva lenta dependiendo de la programación que se haya efectuado.

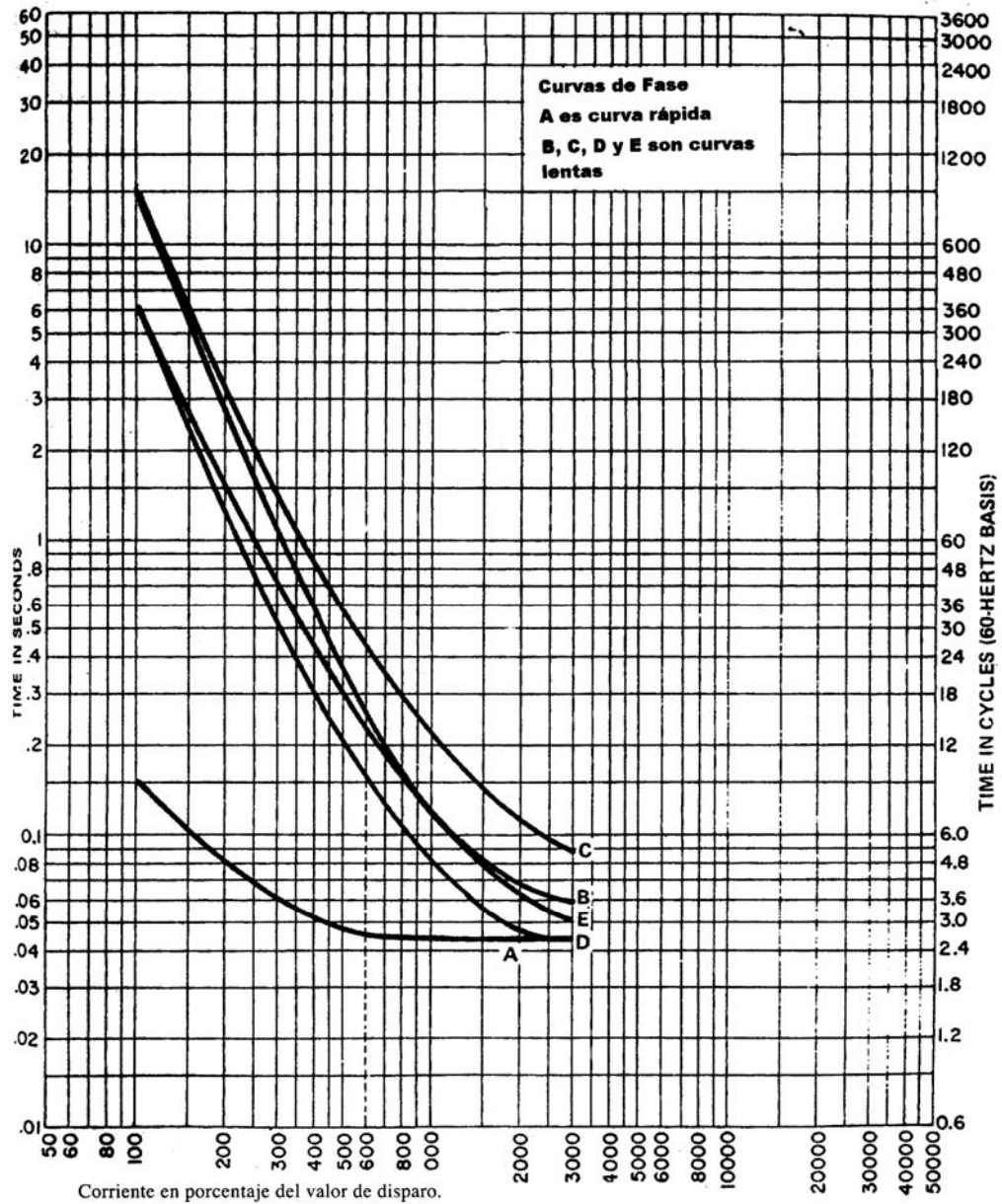
Normalmente estos equipos tienen capacidad de reenganchar automáticamente hasta tres veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que implica que puede efectuar hasta 4 operaciones de apertura. Dependiendo del tipo de control que tenga el restaurador, el valor en Amperios del nivel de disparo tanto para fase como para tierra, se pueden seleccionar de una serie de valores fijos si es un control antiguo, o introduciendo un valor durante la programación del control en los más modernos.

En los controles antiguos los valores de disparo para fase son normalmente 140, 200, 280, 400 y 560 A. Los valores de disparo para tierra se pueden seleccionar de 50, 100 y 200 A. En los controles más modernos la programación se hace conectando el control a una computadora programando desde el software correspondiente, los valores que se han seleccionado.

También se puede programar el número total de operaciones de apertura hasta un máximo de 4. El control de estos dispositivos permite que en condiciones de falla el restaurador realice sus operaciones de apertura temporizando en 2 curvas diferentes, para lo cual se programa para que realice una o dos operaciones de apertura en curva rápida y, normalmente dos o tres operaciones de apertura en curva lenta.

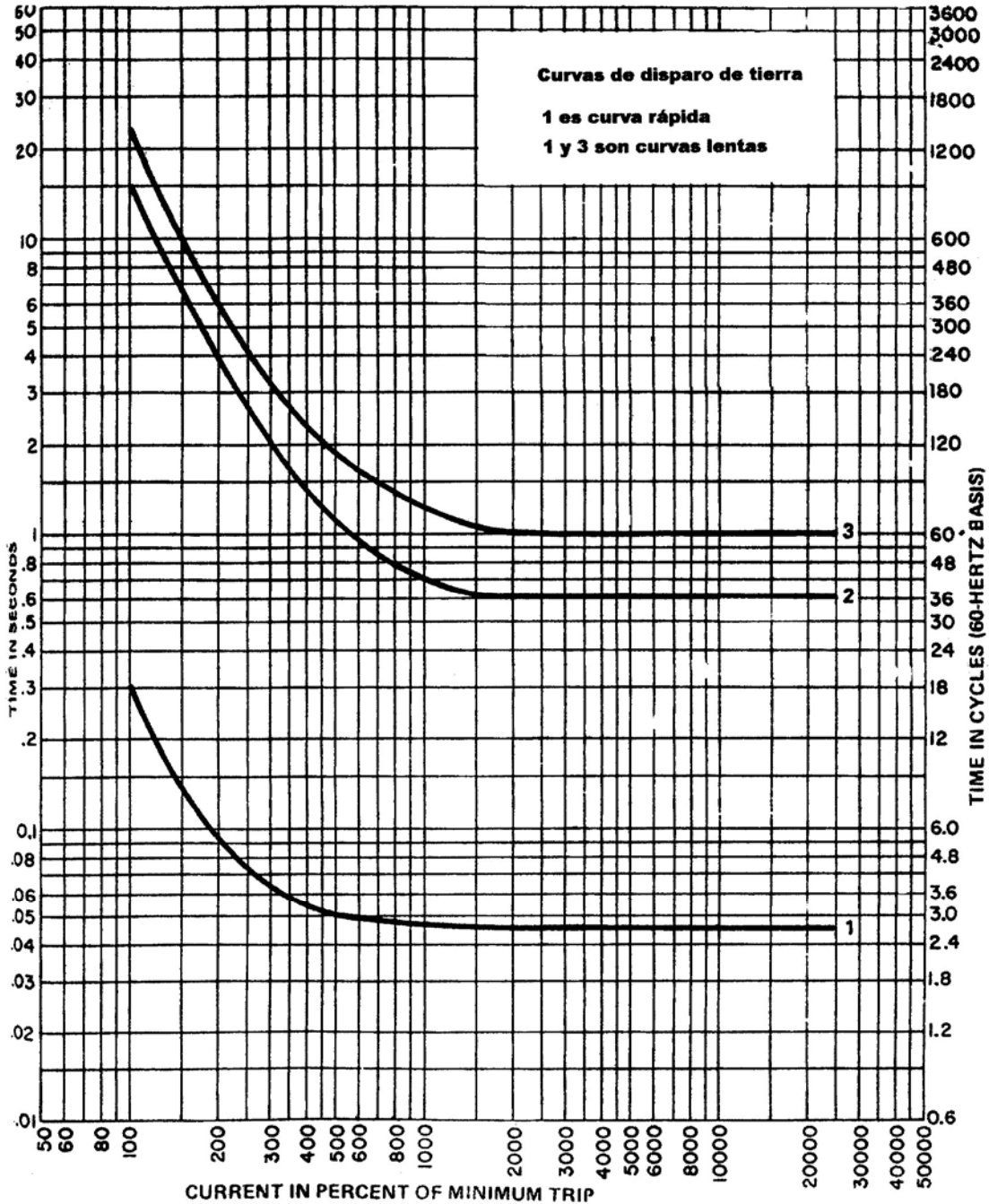
En la figura 7 se puede observar curvas rápidas y curvas lentas para fallas de fase y en la figura 8 se muestran curvas rápidas y curvas lentas para fallas de tierra.

Figura 7 Curvas de fase de restauradores



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 66

Figura 8. Curvas de tierra de restauradores



Fuente: Morales, Juan, Elementos de protección de sistemas de potencia, Pág. 66

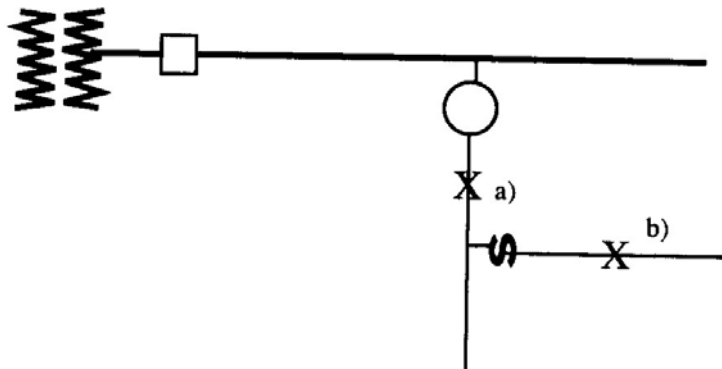
Un ejemplo permitirá mejor comprender mejor el funcionamiento del dispositivo. Asumir que el restaurador se programó para un total de 4 operaciones de apertura, dos operaciones en curva rápida y dos operaciones en curva lenta. En la figura 7 se han seleccionado la curva A como curva rápida y la C como lenta.

Suponer una falla permanente en el ramal con un valor igual al de la línea punteada en la figura 7, equivalente a 600% del valor de disparo. El restaurador opera en curva A y abre en 0.043 segundos y hace su primer reenganche automático. Como la falla persiste y está programado para operar 2 veces en curva rápida, nuevamente abre y se tarda 0.043 segundos para abrir y hace su segundo reenganche. Al permanecer la falla y haber ejecutado las dos operaciones en curva rápida que tiene programadas, inicia la 3ª. operación de apertura pero temporiza en curva C, o sea se tarda 0.45 segundos, haciendo su tercer y último reenganche automático. Al permanecer la falla hace su 4ª, (y última) operación en curva C, tardándose 0.45, segundos, posterior a lo cuál se queda abierto.

3.7 Seccionalizadores

Son dispositivos que no tienen capacidad de interrupción de corrientes de corto circuito que se colocan en ramales y su funcionamiento se basa en contar el número de veces que se interrumpe la corriente de falla y cuando se ha interrumpido el número ajustado en el seccionalizador, en el preciso momento en que el restaurador está abierto, se abren. Su funcionamiento se describe con la ayuda de la figura 9.

Figura 9. Funcionamiento de un seccionalizador



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 68

Ejemplo: Asumir que el restaurador está programado para un total de 4 operaciones de apertura, 1 operación en curva rápida y 3 en curva lenta, y que además el seccionalizador está programado para contar 3 operaciones. Asumir falla permanente en el punto a). El restaurador hace su primera operación de apertura en curva rápida, el seccionalizador cuenta "1" posterior a la cual el restaurador hace su primer reenganche.

Siendo la falla permanente, el restaurador hace su "2" operación de apertura en curva lenta, el seccionalizador cuenta "2" y el restaurador hace su segundo reenganche. Como la falla permanece, el restaurador hace su 3ª, operación de apertura en curva lenta, el seccionalizador cuenta "3" y en el momento en que el restaurador está abierto, el seccionalizador se abre. El restaurador hace su tercer y último reenganche y como la línea con falla ya ha sido aislada por los seccionalizadores, el restaurador permanece cerrado, manteniendo la continuidad del servicio.

Por una falla ene. Punto b y con la misma programación en el restaurador y en el seccionalizador la secuencia es como sigue: el restaurador libera la falla operando en su curva rápida y hace su primer reenganche, por lo cual el seccionalizador cuenta “1”, y antes de que opere en curva lenta, el fusible libera la falla por lo que el seccionalizador cuenta “2”.

Como el seccionalizador está programado para abrir cuando se libera una falla 3 veces, el seccionalizador se queda cerrado y solamente se aísla la parte de la red que se protege con el fusible.

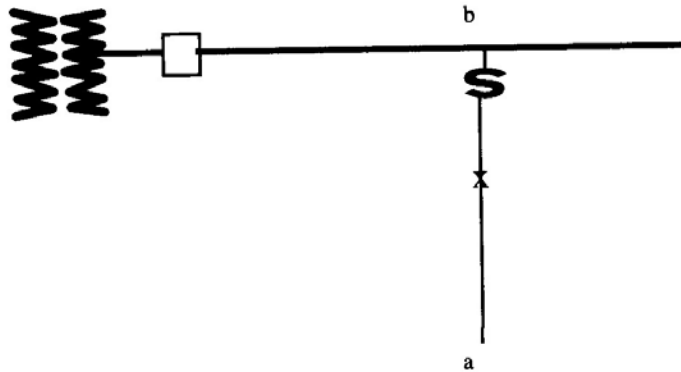
Cuando se tiene que coordinar en secuencia, restaurador-seccionalizador-fusible, la única secuencia que permite el funcionamiento correcto del esquema es la descrita anteriormente de programar 1 operación rápida y 3 operaciones lentas en el restaurador y programar el seccionalizador para que cuente 3 interrupciones de corriente de falla.

Cualquier otra programación del restaurador o del seccionalizador, hará que fallas que se deben liberar con el fusible, hagan operar también el seccionalizador.

3.8 Coordinación de restaurador con fusibles de distribución

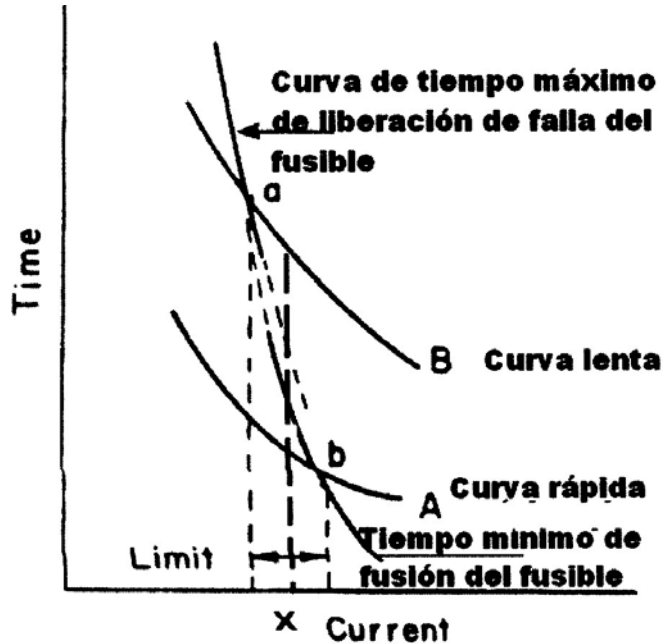
En la figura 10, se muestra el diagrama unifilar eléctrico del fusible para analizar la coordinación de restauradores y fusibles y en la figura 11 se muestran las curvas del restaurador montadas en las curvas del fusible.

Figura 10. Diagrama unifilar para analizar la coordinación de restauradores y fusibles



Fuente: Morales, Juan, Elementos de protección de sistemas de potencia, Pág. 70

Figura 11. Curvas del restaurador montadas en las curvas de fusibles



Fuente: Morales, Juan, Elementos de protección de sistemas de potencia, Pág. 70

Suponer que el restaurador está programado para hacer una operación de apertura en curva rápida y dos en curva lenta. Asumir que el valor máximo de corto circuito ocurre en el punto “b” y el valor mínimo ocurre en el punto “a”. Si fuera posible obtener un fusible cuya curva quede en medio de la curva lenta y de la curva rápida del restaurador para todos los valores de corriente de falla que ocurren entre el punto “b” y el punto “a” (rango de coordinación), se puede concluir que el fusible y el restaurador coordinan adecuadamente.

Para una falla en el punto “x” el sistema funcionará de la siguiente forma:

- a) Falla temporal: el restaurador detecta la corriente de cortocircuito y abre utilizando su curva rápida, con lo que se libera la misma antes de que el fusible comience a fundirse. Cuando el restaurador hace su primera operación de reenganche, la avería ya se ha liberado (falla temporal) y por lo tanto, el restaurador permanece cerrado manteniendo la continuidad del servicio.
- b) Falla permanente: El restaurador detecta la corriente de corto circuito y abre utilizando su curva rápida antes de que el fusible comience a fundirse, posterior a lo cuál hace su primer reenganche. Siendo la falla permanente, cuando el restaurado hace su reenganche, la falla permanece, por lo que el restaurador inicia su segunda operación de apertura temporizando en curva lente, sin embargo, antes de que el restaurador opere, el fusible se quema aislando el área con falla.

3.9. Pasos para elaborar un estudio de coordinación de restauradores y fusibles

- Hacer un diagrama unifilar del circuito y de los ramales donde se pretende colocar fusibles o seccionadores.
- Hacer los cálculos de corriente de cortocircuito, obteniendo los valores de máximo y mínimo en el ramal (obtener el rango de coordinación).
- Definir el valor de disparo de fase para el restaurador de la subestación, asegurándose que no va a disparar con carga. Normalmente se utilizan valores que permitan llevar el circuito a toda la capacidad que puede llevar el conductor sin sobrecargarse, o sin sobrecargar el transformador de la subestación, (En caso de restauradores con controles antiguos las posibilidades de selección son: 100, 140, 200, 280, 400 y 560 A.). Para transformadores de 10/14 MVA (OA/FA) y de 15/22.5/28 MVA (OA/FA/FA) en voltaje de 13.8 kV, generalmente se han utilizado niveles de disparo en fase de 560 A.
- Definir el valor del disparo de tierra para el restaurador de la subestación, asegurándose de disparar con valores de desbalance que se consideren “razonables”. Se ha considerado que 100 A, para el disparo de tierra es una buena selección. Sin embargo, este valor se selecciona de acuerdo al valor de desbalance que se considera “aceptable” antes de que comience a operar el restaurador.
- Seleccionar las curvas que se utilizarán en el restaurador de la subestación. Asumir que mientras no se indique lo contrario, se utilizarán las curvas A y C en fase, y las curvas 1 y 3 en tierra (para aplicaciones normales, estas curvas permiten la mejor coordinación de fusibles y restauradores).
- Montar las curvas del restaurador en una hoja log-log que ya tenga las curvas de fusibles.

- Hacer líneas verticales en los puntos de corriente máxima y corriente mínima para cada ramal (poner los rangos de coordinación de cada ramal).
- Seleccionar el fusible. Ejemplo: En la figura 10, seleccionar el fusible, si la corriente de corto circuito máximo en “b” es de 1500 Amperios y la falla mínima en “a” es de 950 Amperios. Asumir transformador de 10/14 MVA (OA/FA) y conductor 336.4 AAC (All Aluminum Conductor). El nivel de voltaje es de 13.8 KV.
 - Selección del nivel de disparo de Fase: $14,000/(\sqrt{3} \times 13.8) = 585.7 \text{ A}$. Seleccionar nivel de disparo de 560 A.
 - Nivel de disparo de tierra = 100 A.
 - Curva rápida de fase = A; Curva Lenta de fase = C
 - Curva rápida de tierra = 1 ; Curva lenta de tierra = 3
 - Hacer las tablas de tiempo – corriente que corresponden a los valores y curvas seleccionados.
 - Dibujar las curvas de tiempo-corriente en papel log-log, utilizando para el efecto las tablas elaboradas en el punto anterior y seleccionar el fusible según se muestra en la figura 12, en la que se muestra que el fusible que coordina para este caso es el 65T.

Tabla X. Datos de Curva tiempo – corriente, curva de fase

Curvas de fase		
Curva A, 560 A.		
%	Amperios	Tiempo
100	560	0.15
200	1,120	0.08
450	2,520	0.05
1,000	5,600	0.045
1,500	8,400	0.045

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 72

Tabla XI. Datos de Curva tiempo – corriente, Curva C

Curva C. 560 A.		
%	Amperios	Tiempo
100	560	15
450	2,520	0.70
800	4,480	0.3
1,000	5,600	0.22
1,500	8,400	0.15

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 72

Tabla XII. Datos de Curva tiempo – corriente, Curva 1

Curva 1		
Curva 1, 100 A.		
%	Amperios	Tiempo
100	100	0.3
200	200	0.092
450	450	0.052
1,000	1,000	0.047

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 72

Tabla XIII. Datos de Curva tiempo – corriente, Curva 3

Curva 3. 100 A.		
%	Amperios	Tiempo
100	100	23
450	450	2
800	800	1.4
2,000	2,000	1.00

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 72

Como se puede observar en el ejemplo anterior, los fusibles de un sistema de distribución de media tensión se seleccionan en función de los niveles de corto circuito de los ramales que tienen que proteger. En ese sentido, poco o nada tiene que ver la carga que lleva el ramal.

3.10. Cálculos de corto circuito

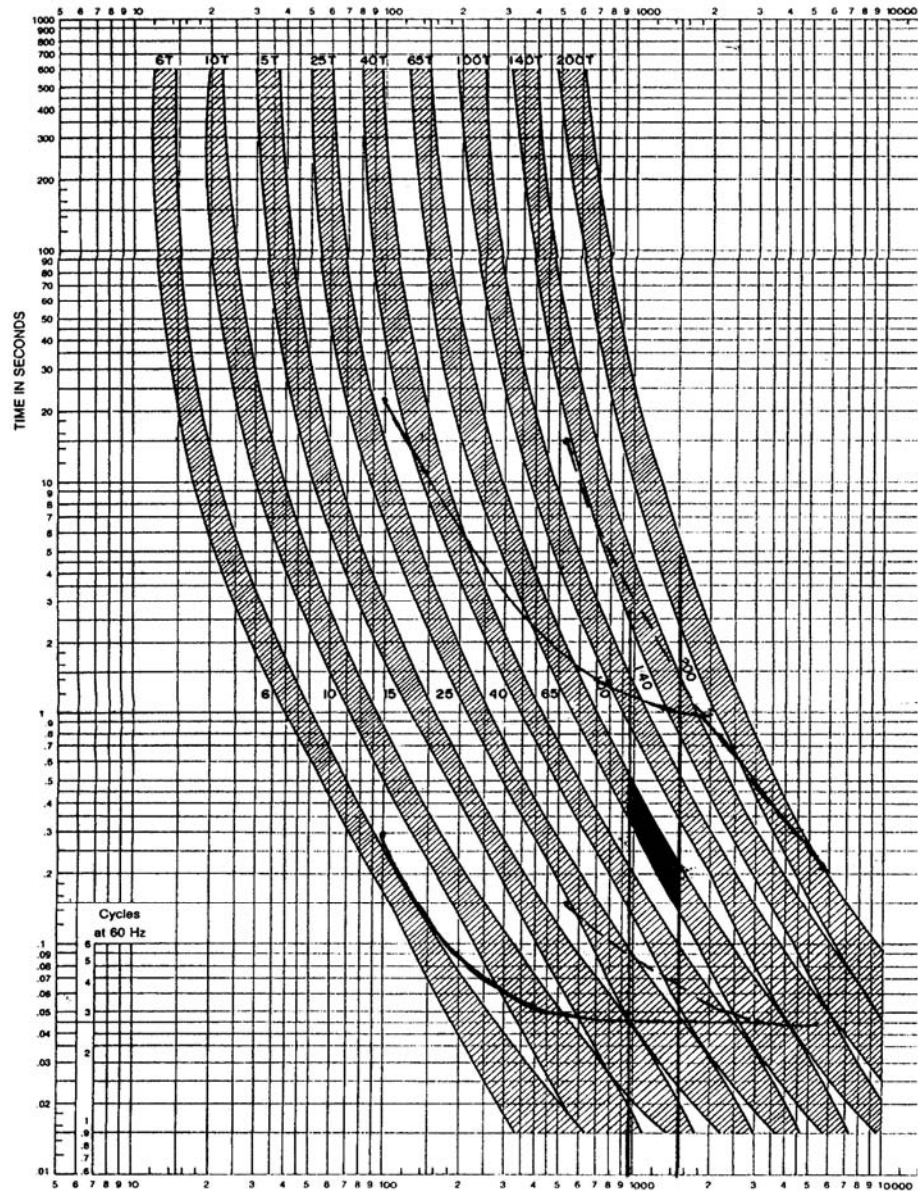
En esta sección se hará un cálculo de cortocircuito monofásico en sistemas de distribución de mediana tensión.

La Impedancia de las líneas para el cálculo de líneas de distribución de media tensión de varias instituciones y empresas, tales como la *Rural Electrification Administration (REA)* y *McGraw Edison* (Absorbida por *Cooper Industries*) entre otras.

Estas han desarrollado tablas que, aprovechando el nivel de estandarización que tiene la construcción de este tipo de líneas aéreas, permiten utilizar las mencionadas tablas para el cálculo de impedancias, introduciendo un nivel de error bastante pequeño comparado con el valor que se obtendrá utilizando métodos más sofisticados.

En las tablas siguientes se resume una parte de una tabla publicada por *McGraw Edison*, en la que se incluyen únicamente los conductores más utilizados.

Figura 12. Selección de fusible para un ramal.



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 73

Tabla XIV Impedancia de secuencia positiva y secuencia negativa para conductores ACSR (Ohm por mil metros)

Calibre Conductor	Hilos	Impedancia de secuencia positiva y negativa		
		R1 = R2	X1 = X2	Z1 = Z2
556,500	26	0.1155	0.3739	0.3946
477,000	26	0.1342	0.3828	0.4064
336,400	26	0.1902	0.3956	0.4398
4/0	6	0.3677	0.4766	0.6012
2/0	6	0.5560	0.5136	0.7580
1/0	6	0.6957	0.5232	0.8741

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 73

Tabla XV Impedancia de secuencia cero para conductores ACSR (Ohm por mil metros)

Calibre Conductor	Hilos	Secuencia cero para circuitos de 3 hilos		
		Ro	Xo	Zo
556,500	26	0.2932	1.9338	1.9598
477,000	26	0.3119	1.9450	1.9693
336,400	26	0.3677	1.9582	1.9880
4/0	6	0.5455	2.0388	2.1058
2/0	6	0.7337	2.0762	2.1992
1/0	6	0.8735	2.0854	2.2612

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 74

Tabla XVI. Secuencia cero de circuitos de 4 hilos y neutral con aterrizaje múltiple.

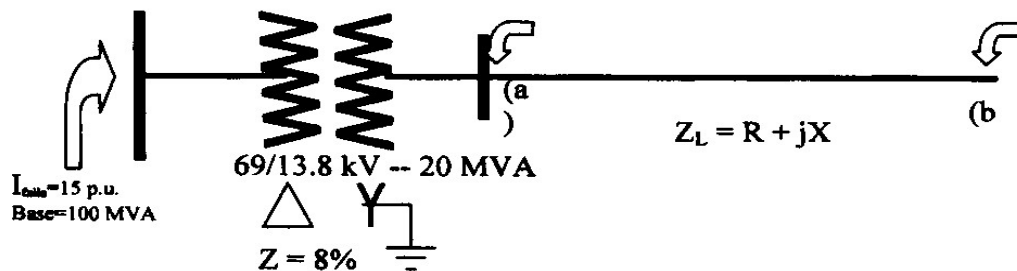
Conductor de fase	Neutral	Secuencia cero para circuitos de 4 hilos y neutral con aterrizaje múltiple		
		R _o	X _o	Z _o
556,500	4/0	0.4107	1.1592	1.2300
556,500	2/0	0.4740	1.2467	1.3356
447,000	2/0	0.4933	1.2530	1.2920
447,000	1/0	0.5402	1.3140	1.4163
336,400	2/0	0.5484	1.2661	1.3763
336,400	1/0	0.5852	1.3274	1.4524
4/0	1/0	0.7623	1.4084	1.6003
1/0	2	1.1306	1.5724	1.9382

Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 74

3.11. Ejemplo de cálculo de corto circuito monofásico

La figura 13 muestra un diagrama unifilar con datos de un circuito para su análisis.

Figura 13. Diagrama unifilar y datos del ejemplo de corto circuito



Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 74

a) Diagrama Unifilar y datos

b) Cálculos y fórmulas

- $Z_{th} = 1/15 = 0.066$ p.u. (La impedancia equivalente de Thevenin)
- La impedancia de 8% del transformador está dada por una base de 20 MVA por lo que para ponerla en base de 100 MVA se hace la siguiente operación.

$Z_{base\ nueva} = Z_{base\ original} \times (MVA_{base\ nueva} / MVA_{base\ original})$

$Z_{transf} = 0.08 \times (100/20)$

- La impedancia de las líneas de distribución se puede encontrar en las tablas respectivas y se convierten a p.u. utilizando la siguiente fórmula.

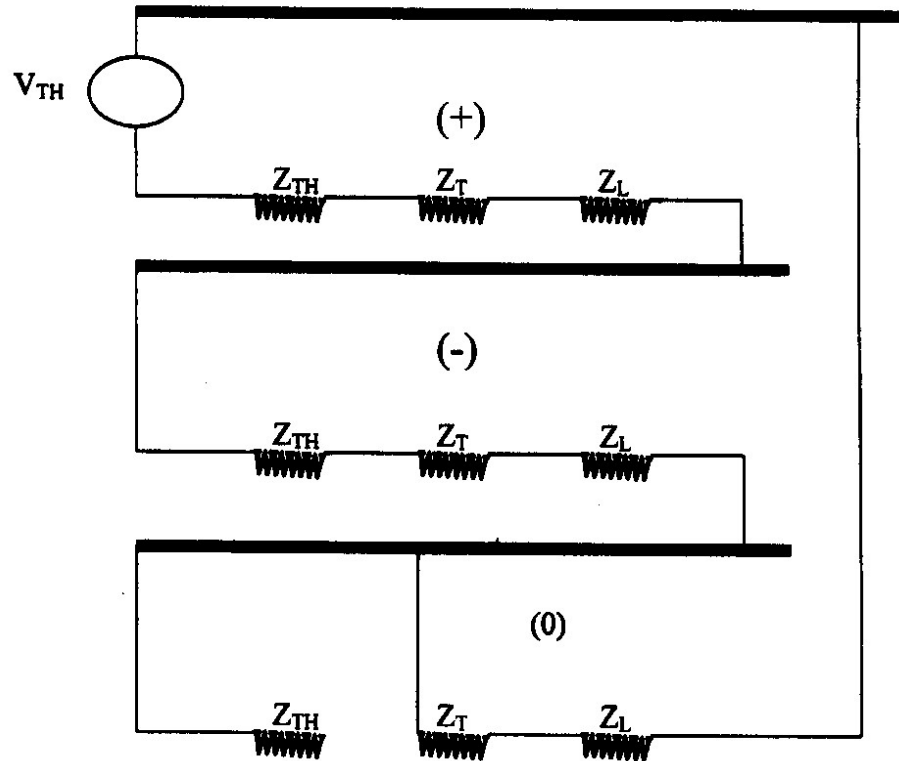
$$Z_{p.u.} = \frac{A_{ohms}}{Z_{base}} \quad Z_{base} = \frac{(kV)^2}{MVA_{base}}$$

Para el ejemplo: $Z_{base} = \frac{(13.8)^2}{100}$

a) Mallas de secuencia para el cálculo de corriente de corto circuito de una línea a tierra

En la figura 14 se muestran las mallas de secuencia para una falla de línea a tierra de un circuito de distribución con neutral multiaterrizado por un transformador delta primario-estrella aterrizada en el secundario (como el del diagrama unifilar).

Figura 14. Mallas de secuencia para falla de línea a tierra

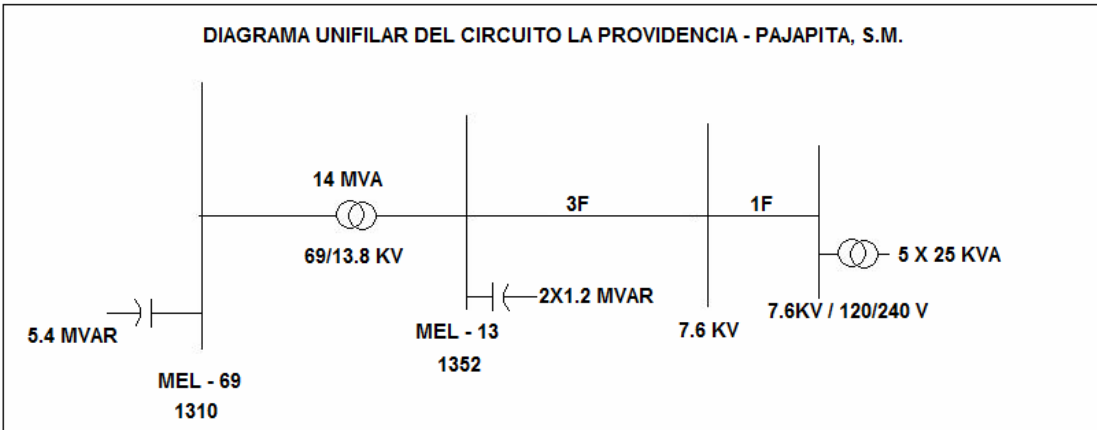


Fuente: Morales, Juan, **Elementos de protección de sistemas de potencia**, Pág. 75

En la siguiente gráfica (figura 15) se puede apreciar el circuito unifilar de la distribución hacia el caserío La Providencia, desde la subestación Melendrez. Parte desde un transformador a la barra de 13.8 Kv, seguidamente sale una línea trifásica hacia Pajapita, a una distancia de 7 km, seguidamente desde Pajapita, sale una línea monofásica 7.2 Kv línea a tierra, hacia Nahuatan a 3 km, donde sale el ramal de La Providencia a un km. de distancia. Desde aquí sale el ramal proyectado.

3.12 Diagrama unifilar de la Subestación Melendrez-La Providencia

Figura 15. Diagrama unifilar del circuito La Providencia



Fuente: CNEE, Comisión nacional de energía eléctrica

Para este proyecto y tomando en cuenta los siguientes valores, se calculara la intensidad de cortocircuito de la siguiente manera:

* utilizando la siguiente formula se conocerá la corriente de cortocircuito:

$$I_{cc} = \sqrt{\frac{P}{Z}}$$

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito

P = potencia del transformador

Z = La impedancia del conductor que se compone de una resistencia y una reactancia, $Z = R + jX$. Tomando en cuenta que en el caso de un cortocircuito la impedancia es compuesta por la resistencia del conductor; la siguiente formula servirá para hallar el valor de R.

$$R = \frac{\rho * L}{S}$$

Donde:

- ρ = Resistividad del conductor ($\Omega \cdot \text{m/mm}^2$)

- L= Longitud del conductor (m).
- S = Sección del conductor (mm²)

Utilizando las tabla XVIII y XIX, del capítulo 4, encontramos los datos de resistencia de conductores por km, al pasarlos a ohmios por metro y tomando en cuenta una distancia de conductor secundario de 300 metros y una distancia de poste a contador igual a 40 metros, utilizando conductor calibre 1/0 en línea y neutro para el cable secundario y conductor calibre 6 triplex para el cable de acometida y asumiendo un cortocircuito en el tablero de distribución entre línea y neutro, obtenemos un valor de corriente de cortocircuito igual a: 14.78 amps. Los datos aplicados son los siguientes:

- Potencia: Se aplicará la potencia del transformador, 25 Kva.
- R conductor No. 1/0 fase = 0.604 Ω/Km
- R conductor No. 1/0 neutro = 0.702 Ω/Km
- Distancia de conductor secundario (6 postes distanciados a 60 metros) = 300 metros.
- Distancia de poste a contador residencial = 40 metros.
- Fórmula de Icc: $I_{cc} = \sqrt{\frac{P}{Z}}$

De acuerdo con el dato obtenido, para la protección del circuito y principalmente del transformador, es necesario colocar un corta circuito que abra el circuito para liberar la falla de línea a tierra: este no deberá tener un valor mayor que 14.78 amperios.

4 DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PARA EL CASERÍO LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, SAN MARCOS.

4.1 Criterios de diseño para la selección de estructuras

Las estructuras como los postes de concreto, que soportan los conductores tienen gran importancia, a pesar que solo sirven para apoyo. Tienen la particularidad de ser repetitivas, lo que significa, que el número de estructuras en la línea representan iguales características, por lo que pequeños aciertos o deficiencias en su diseño, repercuten, en la construcción/operación económica de la línea de transmisión de energía eléctrica.

Las características de los postes de concreto pretensados, centrifugados que actualmente tienen mayor aplicación se encuentran en el mercado nacional se indican en la siguiente tabla.

Tabla XVII. Características mecánicas y dimensionales de postes de concreto

Longitud de poste (mts)	Clase (Lbs)	Diámetro en punta (mm).	Diámetro en base (mm)	Diámetro en base a nivel del terreno (mm).	Empotramiento (mts)	Altura útil (mts)
18.00	1000	165	435	400.5	2.30	15.60
18.00	2000	210	480	445.5	2.30	15.60
18.00	3000	255	525	490.5	2.30	15.60
18.00	4000	300	570	535.5	2.30	15.60
18.00	6000	390	660	625.5	2.30	15.60
21.00	2000	255	570	529.5	2.70	18.30
21.00	3000	255	570	529.5	2.70	18.30
21.00	4000	300	615	574.5	2.70	18.30
21.00	6000	435	750	709.5	2.70	18.30
24.00	2000	255	615	570	3.00	21.00
24.00	3000	300	660	615	3.00	21.00
24.00	4000	300	660	615	3.00	21.00
24.00	6000	390	750	705	3.00	21.00

Fuente: Catálogo de ventas productos atlas

Los criterios de diseño para la selección óptima del uso de las estructuras son los siguientes:

- Fuerzas mecánicas sobre las estructuras
- Flecha del conductor y tensión de diseño
- Factores de sobrecarga
- Altura útil de las estructuras conforme a una flecha final.

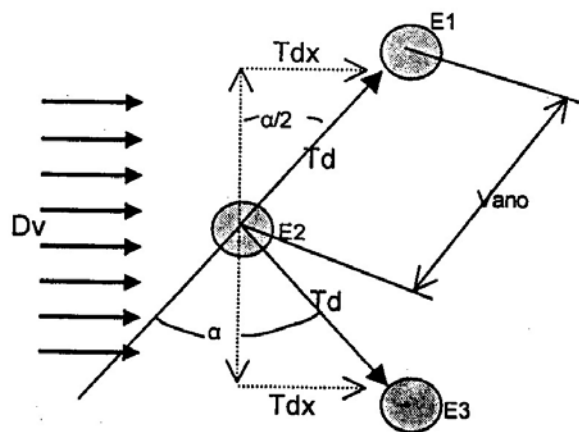
4.1.1. Fuerzas mecánicas sobre las estructuras

Las estructuras de soporte de las líneas deberán tener suficiente resistencia mecánica, para soportar las fuerzas propias (peso de la estructura y herrajes) y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubiquen, con los factores de sobrecarga adecuados. Las fuerzas mecánicas que deben soportar las estructuras son las siguientes.

- Fuerzas transversales
- Fuerzas verticales
- Fuerzas longitudinales

Para el análisis de las aplicaciones de las fuerzas sobre las estructuras, nos apoyaremos en la siguiente figura.

Figura 16. Vista en planta de la fuerza ejercida por el viento sobre las estructuras de una línea.



Fuente: Boj de León, Edgar Ubaldo Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 KV utilizando estructuras compactas, Tesis, Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería Página 60

Donde:

T_d = Tensión de diseño del conductor o hilo de guarda (kg)

α = Deflexión de la línea (grados)

Dv = Dirección del viento

E = Vista en planta de poste de concreto

Para lograr establecer las fuerzas mínimas en el cálculo mecánico de estructuras tomaremos los siguientes datos, los cuales se obtienen de las figuras 1 y 2, capítulo 2.

- Velocidad del viento = 80 Km/h
- Rango de temperatura = 10° a 50 ° C.

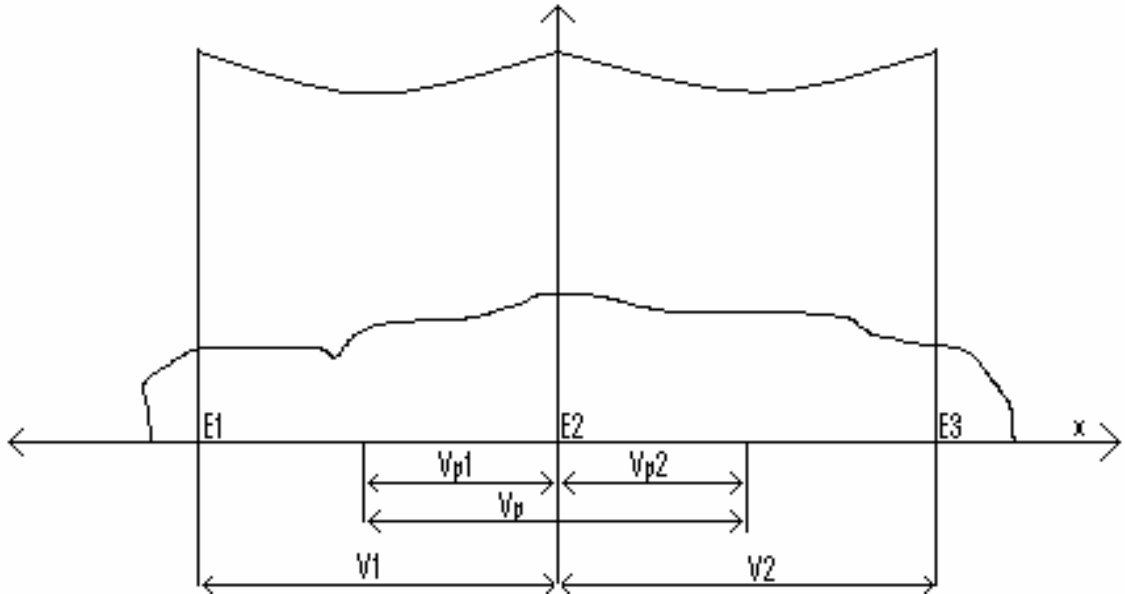
4.1.1.1 Fuerzas transversales

La fuerza transversal es la debida al viento, que sopla horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea sobre la estructura conductores y cables de guarda.

4.1.1.2 Vano de viento

El vano de viento se define como la longitud de vano horizontal que se va considerar para la determinación del esfuerzo transversal que, debido a la acción del viento sobre los conductores y cables, que transmiten éstos a la estructura. Esta longitud queda determinada por la semisuma de los dos vanos contiguos a la estructura. Ver figura 17

Figura 17. Vanos de viento y de peso



Fuente: Boj de León, Edgar Ubaldo Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 KV utilizando estructuras compactas Tesis, Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería Página 61

$$V_v = \frac{V_1 + V_2}{2} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

- V_v = Longitud del vano de viento medio en la dirección longitudinal (m)
- V_1 = Longitud del vano anterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m)
- V_2 = Longitud del vano posterior a la estructura medido en la dirección longitudinal (m)
- V_p = Longitud del vano de peso de la estructura (m)
- V_{p1} = Longitud del vértice de la catenaria anterior a la estructura (m)
- V_{p2} = Longitud del vértice de la catenaria posterior a la estructura (m)

4.1.1.3 Fuerza debida al viento en los cables

Primero se debe calcular la presión del viento ejercida sobre superficies de alambre y cables, por medio de la siguiente fórmula:

$$P_{vc} = 0.00482V^2 \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

P_{vc} = Presión del viento (kg/m^2) sobre los cables o alambres

V = Velocidad del viento de diseño (km/h)

La fuerza transversal sobre la estructura, que se debe al viento que actúa sobre los conductores y cable de guarda, es igual al producto del vano de viento por la carga unitaria debida al viento entendiéndose por carga unitaria, el producto de la presión del viento por el área unitaria proyectada del conductor o cable de guarda.

$$F_{tc} = V_v * P_v * \varnothing_c \quad (\text{Ec. 4.3})$$

Donde:

F_{tc} = Fuerza transversal debida al viento sobre los conductores o cable de guarda. (Kg)

V_v = Vano de viento (m)

P_v = Presión del viento (kg/m^2) sobre cables o alambres

\varnothing_c = Diámetro del conductor o hilo de guarda (m)

4.1.1.4 Fuerza debida al viento en el poste

Se debe considerar que la ráfaga de viento cubre totalmente la altura útil del poste, aplicando un factor de 1.3 a la velocidad de diseño. Con base en lo anterior, la ecuación aplicable para la presión del viento es:

$$P_{ve} = 0.00815 V^2 \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

P_{ve} = Presión del viento sobre la altura útil del poste (kg/m^2)

V = Velocidad del viento de diseño (km/h)

La fuerza transversal sobre el poste de concreto, que se debe al viento que actúa sobre el propio poste debe calcularse considerando su área proyectada, perpendicular a la dirección del viento.

Para el cálculo del área proyectada se considera el poste como una superficie trapezoidal.

$$F_{te} = 0.5(\varnothing_{pp} + \varnothing_{bntn}) * H_{up} * P_{ve} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Donde:

F_{te} = Fuerza transversal debida al viento sobre el poste de concreto (kg)

\varnothing_{pp} = Diámetro de la punta del poste (m)

\varnothing_{bntn} = Diámetro de la base del poste a la altura del nivel del terreno (m)

H_{up} = altura útil del poste (m)

P_{ve} = Presión del viento sobre el poste (kg/m^2)

4.1.1.5 Fuerza debida a la deflexión de la línea

Cuando la línea cambia de dirección, la carga transversal resultante sobre la estructura, se debe considerar igual al vector suma de: la resultante de las componentes transversales de las tensiones mecánicas máximas en los conductores y cables de guarda, originada por el cambio de dirección de la línea. Refiriéndose a la figura 16, se tiene:

$$F_{ff} = 2 * Td * \text{sen}(\alpha / 2) \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

F_{ff} = Fuerza transversal debido a la deflexión de la línea (kg)

T_d = Tensión de diseño aplicada al conductor o hilo de guarda (kg)

Esta tensión es un porcentaje de la tensión de ruptura del conductor

α = Deflexión de la línea (grados)

4.1.1.6 Fuerzas verticales

La carga vertical sobre cimientos, postes, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores y cable de guarda, está constituida por el peso propio de la estructura soportadora, más el de los conductores, cables de guarda y accesorios que soporten, teniendo en cuenta los efectos que pueden resultar por diferencias de nivel entre los soportes de los mismos.

4.1.1.7 Vano de peso

El cálculo de las fuerzas verticales que cuyos conductores e hilos de guarda transmiten a las estructuras se realiza mediante la teoría del vano de peso. Se define el vano de peso, como la distancia horizontal entre los puntos más bajos de las catenarias adyacentes a la estructura considerada (ver figura 17)

$$V_p = V_{p1} + V_{p2} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

V_p = Longitud del vano

V_{p1} = Longitud, del vértice de la catenaria anterior a la estructura

V_{p2} = Longitud del vértice de la catenaria posterior a la estructura

De este modo, la carga vertical por conductor o cable de guarda, es igual al vano de peso, multiplicado por el peso por unidad de longitud del cable correspondiente. Para el caso de la línea en diseño, en la cuál se considera una distribución de estructuras de igual altura, situadas a la misma separación, la longitud del vano de peso será igual a la del vano de viento para la misma estructura.

4.1.1.8 Fuerzas longitudinales

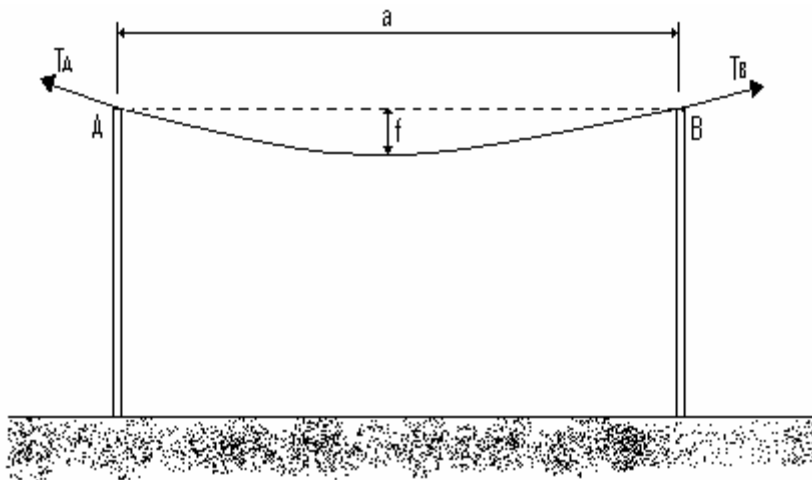
Estas se deben a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionados por el desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de conductores. En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes, excepto en el caso de estructuras de remata en tangente. La fuerza longitudinal, que se debe a la supuesta ruptura de los conductores o cables de guarda en las estructuras de remate o deflexión, será considerada con base en la tensión de diseño aplicada a los conductores o cables.

4.1.2 Flecha y tensión mecánica del conductor

4.1.2.1 Planteamiento de la ecuación de la flecha

Un conductor de peso uniforme, sujeto entre dos apoyos por los puntos A y B situados a la misma altura, forma una curva llamada catenaria. La distancia f entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta AB, que une los apoyos, recibe el nombre de flecha. Se llama vano a la distancia "a" entre los dos puntos de amarre A y B. (ver figura 17).

Figura 17. Flecha de un conductor sostenido por dos Estructuras



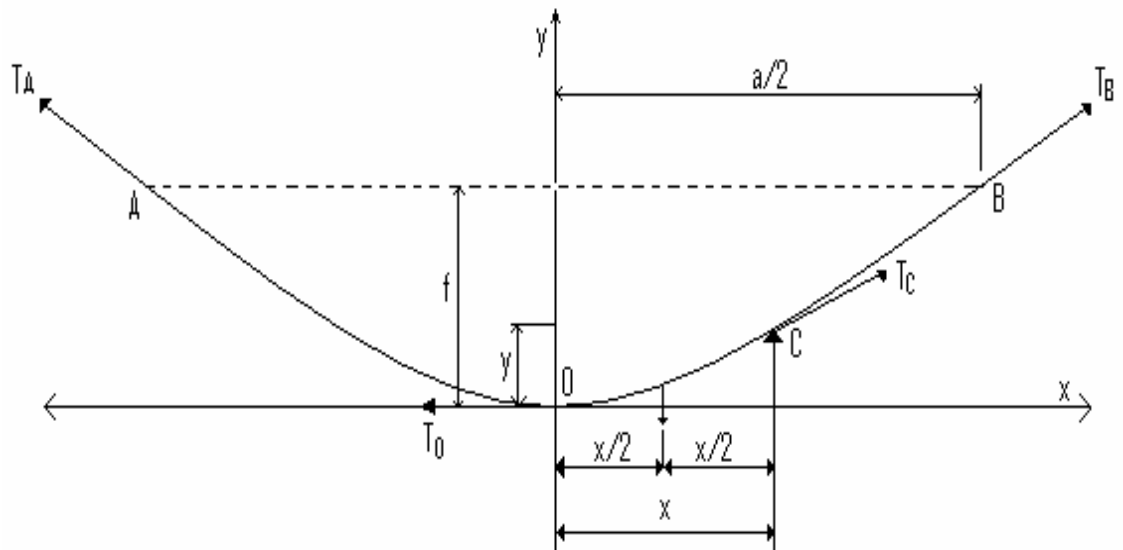
Fuente: Boj de León, Edgar Ubaldo Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 KV utilizando estructuras compactas Tesis, Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería Página 67

Los postes deberán soportar las tensiones T_A y T_B que ejerce el conductor en los puntos de amarre. La magnitud de la tensión $T = T_A = T_B$ dependerá de la longitud del vano, del peso del conductor, de la temperatura y de las condiciones atmosféricas.

Para vanos de hasta 500 metros, se puede equiparar la forma de la catenaria a la de una parábola, que ahorra complejos cálculos matemáticos, y se obtiene, sin embargo, una exactitud más que suficiente.

Se calcula a continuación la relación que existe entre la flecha y la tensión. Para esto, se representa el conductor de un vano centrado en unos ejes de coordenadas:

Figura 18. Relación entre la flecha y tensión de un conductor



Fuente: Boj de León, Edgar Ubaldo Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 KV utilizando estructuras compactas Tesis, Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería Página 68

Se considerará un trozo de cable OC, que tendrá un peso propio PL aplicado en el punto medio y estará sometido a las tensiones T_0 y T_c aplicadas en sus extremos.

Tomando momentos, respecto al punto C, se tendrá:

$$P_L \frac{x}{2} = T_o y$$

Por lo tanto el valor de y será:

$$y = \frac{x P_L}{2 T_o} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Si llamamos P al peso por unidad de longitud del conductor, el peso total del conductor en el tramo OC, que hemos llamado P_L , será igual al peso por unidad de longitud por la longitud del conductor, que cometiendo un pequeño error denominaremos x.

Por lo tanto, admitiendo que:

$$P_L = P * x$$

y sustituyendo esta expresión en la formula anterior el valor de “y” resulta

$$y = \frac{x^2 P}{2 T_o} \quad (\text{Ec. 4.9})$$

Si ahora consideramos el punto A, correspondiente al amarre del cable en vez del punto C, se tendrá:

$$f = \frac{P a^2}{8 T_o} \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Se puede despejar el valor de la tensión T_o y se tendrá que:

$$T_o = \frac{P a^2}{8 f} \quad (\text{Ec. 4.11})$$

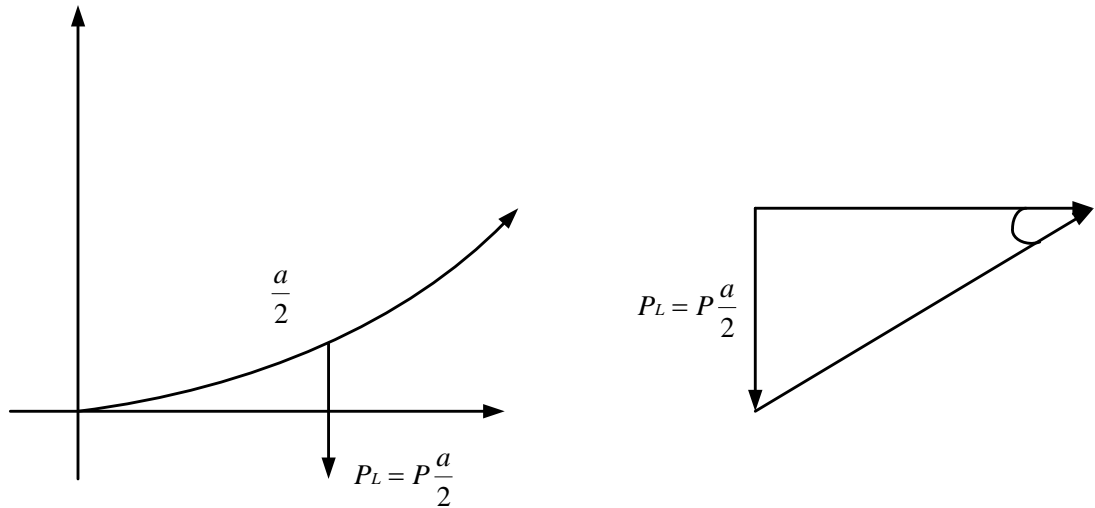
La ecuación (4.10) relaciona la flecha en función de la tensión T_o , del peso unitario P y de la longitud del vano a.

Si se compara esta ecuación de la parábola con la de la catenaria:

$$f = \frac{T_o}{P} * \left(\cosh \frac{aP}{2 T_o} - 1 \right) \quad (\text{Ec.4.12})$$

Se podrá observar la complejidad de ésta, y como se demostrará mas adelante, los resultados serán prácticamente iguales. Interesa trabajar con la tensión T_A , en lugar de la empleada hasta ahora T_0 . Se observa el triángulo de fuerzas compuesto por T_0 , T_A y P_L (ver la figura 19)

Figura 19. Representación de tensiones mecánicas en un cable conductor



Fuente: Boj de León, Edgar Ubaldo Evaluación técnico económica del diseño de líneas de transmisión de 69 KV utilizando estructuras compactas Tesis, Guatemala, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería Página 70

4.1.2.1.1 Comprobación entre la catenaria y la parábola

Para nuestro este caso donde el vano se encuentra entre los rangos de 0 a 200m la demostración entre la parábola y la catenaria se muestra en la tabla X para dos vanos que son 100, y 150m y con una tensión en el conductor según características del proyecto eléctrico en construcción

f

A

4.2 Principales normas aplicadas al diseño de la red

Las normas aplicadas en nuestro proyecto y tomando la base que esta en el área rural, nos basaremos en las normas Caribe propuestas por la empresa Unión Fenosa Deocsa/Deorsa. Como antecedentes se tomarán los siguientes documentos:

Normalización de conductores para redes de distribución aérea (versión 3. Enero 2000).

Criterios de arquitectura de red (versión 1. Marzo 2000).

En la redacción del presente proyecto se han tenido en cuenta en lo aplicable la siguiente documentación técnica.

Criterios de arquitectura de red – área caribe

1. Normas técnicas del diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID) – Guatemala. Edición del 27-10-1999.
2. Normas técnicas del servicio de distribución (NTSD) - Guatemala. Edición de junio de 1998.
3. Manual de construcción del sistema de distribución de energía eléctrica (volumen) – Panamá.
4. Normas de construcción aérea. Conductores 1/0 AWG, AAC y ACSR 13.2 y 34.5 KV (volumen 2) – Panamá. edición de noviembre de 1994.
5. Normas para proyectos de electrificación rural 34.5 KV (volumen 5) – Panamá. Revisión 1998.
6. Normas de distribución (volumen II de IV) Republica Dominicana. – edición 15/03/97.
7. Normas de sistemas aéreos de distribución. – Republica Dominicana.
8. Nacional *Electrical Safety Code* (NESC) - Estados Unidos.
9. Normas ANSI.
10. Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas. Subestaciones y centros de transformación.

11. Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión (RTLAAT)
12. Reglamento electrotécnico para baja tensión (España).

4.2.1 Distribución primaria

Denominamos así a la línea trifásica que parte desde una salida de la subestación que constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución. En algunos casos se cierra con otra línea eje de otra subestación próxima o con otra línea eje de la misma subestación.

De la línea principal parten las líneas derivadas y el mínimo número posible de derivaciones hacia transformadores de distribución independientes. Los elementos a tener en cuenta con el objeto de definir cuál es la línea principal o troncal son los siguientes:

- 1) la línea que tiene mayor carga
- 2) la línea que circula paralela a la carretera
- 3) la línea que enlaza con otra proveniente de la misma o de otra subestación.

La carga máxima de diseño de una línea principal no superará los 400. Y la carga máxima de diseño de una salida de subestación no superará los 10,000 KVA. Para este proyecto utilizaremos una línea con voltaje primario de 13.2/7.6 KVA

4.2.2 Distribución secundaria

Líneas derivadas son aquellas líneas que parten de una línea principal y alimentan a subderivadas y/o racimos. Serán siempre abiertas, no teniendo ninguna otra posibilidad de alimentación desde otras líneas secundarias o principales. Las líneas subderivadas tienen su origen en líneas derivadas y alimentan a racimos.

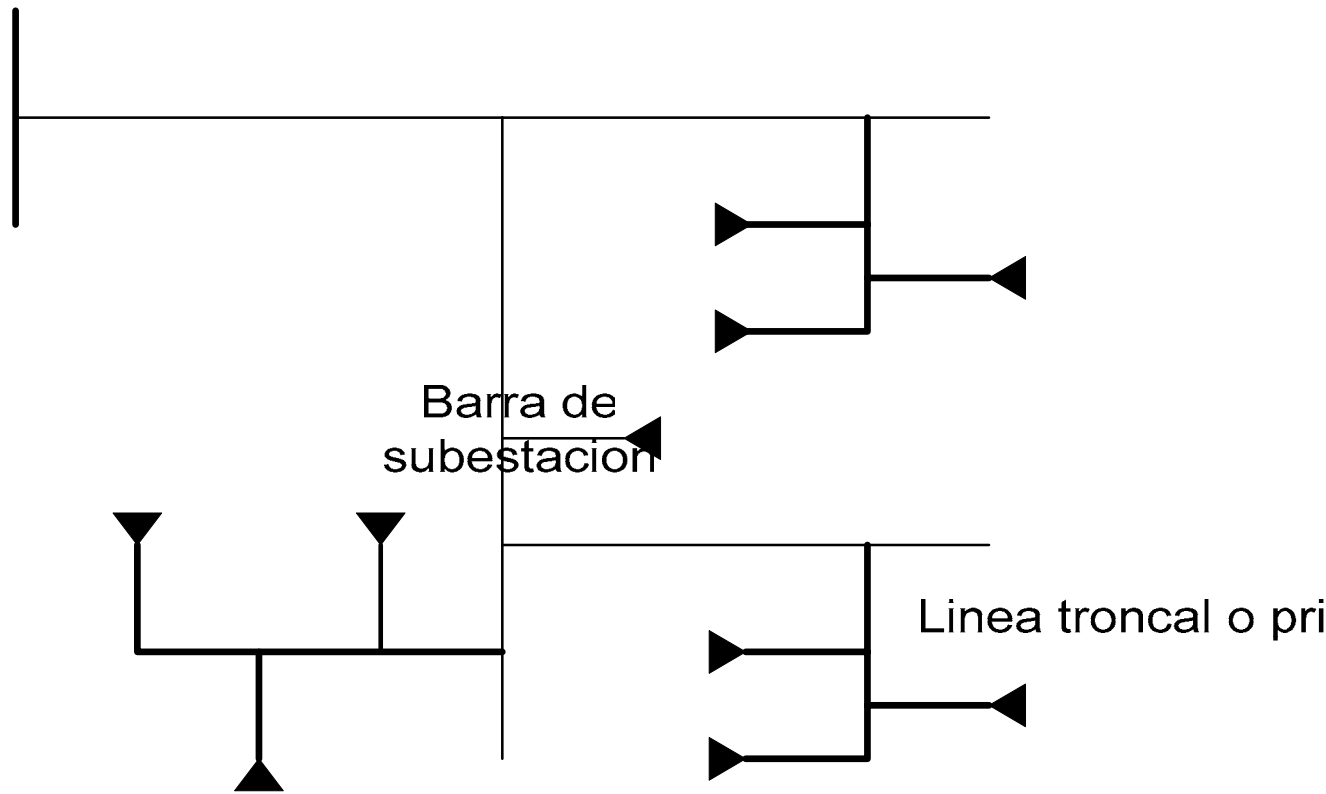
Estas líneas pueden ser trifásicas o monofásicas. Y la potencia instalada por fase en las derivadas monofásicas no podrá superar el 5% de la potencia total instalada en el circuito completo.

Y los racimos son agrupamientos de transformadores monofásicos de distribución que comparten un elemento de protección y maniobra.

Las limitaciones del racimo serán las siguientes:

- 1) Potencia máxima instalada 800KVA
- 2) Número máximo de transformadores 8
- 3) Longitud máxima de línea monofásica (desde el elemento de corte a C.T. mas alejado) 4 Km. En la siguiente figura podemos ver la arquitectura de la red.

Figura 20. Línea derivada y subderivada



Fuente: Unión Fenosa Internacional S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales**, Página 7

Línea derivada o ramal

4.2.2.1 Tipos de postes

Los diferentes tipos de postes a utilizar en el diseño de líneas eléctricas aéreas son según el tipo de proyecto. Los postes se clasifican en:

- a) Postes de hormigón pretensado y centrifugado (HPC); y poste de hormigón armado vibrado (HVA).
- b) Postes metálicos de chapa (MCH)
- c) Postes de madera.

Con carácter prioritario se usan postes de hormigón. Como alternativa se utilizan los apoyos metálicos de chapa en puntos de difícil acceso. Los de madera se utilizan como alternativa a los de hormigón cuando no están disponibles los metálicos. Para el proyecto en estudio utilizaremos los de madera según especificaciones mostradas en la siguiente tabla.

Tabla XVIII. Postes de madera según esfuerzo y clase.

Código	Designación	Postes
450958	M - 6 - c5	Poste de madera de 6m clase 5
450959	M - 9 - c5	Poste de madera de 9m clase 5
450960	M - 10 - c5	Poste de madera de 10.5m clase 5
450961	M - 10- c3	Poste de madera de 10.5m clase 3
450962	M - 12 – c3	Poste de madera de 12m clase 3
450963	M - 12 – c1	Poste de madera de 12m clase 1
450964	M - 14 – c3	Poste de madera de 14m clase 3
450965	M - 14 – c1	Poste de madera de 14m clase 1

Fuente: Unión Fenosa Internacional S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales**, Página 6

4.2.2.2 Características de conductores

Los conductores a emplear serán desnudos de aluminio con alma de acero ACSR (*Aluminium Conductor Steel Reinforced*) normalizados para las líneas eléctricas aéreas de 13.2, 24.9, y 34.5 KVA de Unión fenosa.

Para la aplicación en las redes aéreas desnudas de media tensión en las empresas eléctricas del área Centroamericana y del Caribe se han seleccionado cables ACSR, por costos y calidad. En dicho conductor vienen combinadas las dos principales características del acero galvanizado y del aluminio.

El primero para proporcionar la mayor parte del esfuerzo a la rotura del cable y el segundo para proporcionar la conductividad. Se han normalizado a cuatro el número de conductores para mayor sencillez y economía tanto de desarrollo como de mantenimiento y explotación de la red. A continuación la tabla XXI y los conductores con el código correspondiente.

Tabla XIX. Los conductores y su código

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

Fuente: Unión fenosa Internacional S.A, **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales**, Página 4

4.2.2.3 Selección de transformadores de distribución

La selección del transformador se hace con base al número de abonados, voltaje en la línea primaria, condiciones ambientales y niveles isoceraunicos del lugar. Para el presente proyecto utilizaremos transformadores de 25 KVA, autoprotegidos.

4.2.2.4 Tipos de acometida

El proyecto tipo Unión Fenosa de líneas eléctricas aéreas de baja tensión se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de líneas eléctricas aéreas de baja tensión con conductores trenzados de aluminio, aleación de aluminio o aluminio acero, o concéntricos de cobre, frecuencia nominal de 60 Hz y tensiones nominales de 120, 208 y 240 V.

Para su aplicación al proyectar una obra concreta deberán tenerse en cuenta las siguientes características:

- a) Longitud, topología de la línea y potencia a distribuir a medio plazo.
- b) Características del terreno.
- c) Máxima caída de tensión porcentual admisible hasta las distintas cargas.
- d) Factores de potencia de las distintas cargas.
- e) Accesibilidad media al trazado de la línea para el acopio de los apoyos.
- f) Emplazamientos de posibles Centros de Transformación.
- g) Características de la red existente a la que ha de ser conectada.
- h) Consideraciones económicas.

Los puntos a) y c) están íntimamente ligados y conducen a distintos valores de “momento eléctrico”, que dependerán de la caída de tensión admisible y del factor de potencia de la instalación. La optimización de estas variables conducirá a una elección adecuada de los conductores a emplear así como de los vanos y apoyos necesarios.

Ha de tenerse en cuenta que la potencia considerada para el diseño debe ser aquella que se prevea ha de transportar la línea, al menos a medio plazo, determinada por un anteproyecto general o considerando los previsibles aumentos de demanda. En cuanto a la longitud y la topología de la línea, también se deberá tener en cuenta si se prevé o no prolongar la línea en el futuro, para poder atender a los nuevos puntos de suministro.

Respecto al punto e) y como norma general, se realizará el diseño de la línea atendiendo a las directrices mostradas en el presente Proyecto Tipo cuando la accesibilidad al trazado de la línea no presente especiales dificultades. También puede ser aconsejable en algunos casos, y a esto se refiere al punto g), que cuando se construyan ramales que deriven de líneas ya existentes y que se consideren definitivas, se debe seleccionar la clase de apoyos y el tipo de aislamiento con las mismas características de la red existente, con el objeto de mantener cierta uniformidad.

Si la red existente posee apoyos de madera no implica que en la línea o ramal nuevo se deban utilizar este tipo de apoyos.

El presente proyecto podrá utilizarse, realizando y justificando los cambios necesarios, para aquellas líneas que, por las características de la zona, tengan que funcionar a tensiones diferentes de las indicadas. Estas líneas se explotarán durante una primera etapa a la tensión de la red a la que hayan de conectarse, pero se tendrá en cuenta que las tensiones normalizadas son 120, 208 y 240 V. Por lo tanto, se evitará la expansión y crecimiento de instalaciones a tensiones diferentes a las normalizadas.

4.2.2.5 Sistemas de tierras

El CT estará provisto de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que se pueden originar en la propia instalación. Esta instalación deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad del rayo o cortocircuito contribuyendo de esta manera, a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas de paso y de contacto con las masas eventualmente en tensión.

Además, para el correcto funcionamiento de un transformador monofásico con una única borna de M.T. es fundamental que exista una conexión segura y confiable del transformador al conductor neutro y al potencial de la tierra. Todos los elementos instalados llevarán su correspondiente conexión a tierra.

Esta conexión se realizará mediante un cable de cobre de sección AWG #2. Sus características están definidas en la correspondiente especificación técnica. Este conductor 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 sea fácilmente accesible al público o donde esté expuesta a daño mecánico.

El valor de la resistencia de puesta a tierra, medido en cualquiera de los apoyos de la línea, será inferior en todo caso a 5Ω . Este valor se obtendrá teniendo en cuenta el funcionamiento en paralelo de todas las puestas a tierra individuales de la línea. La lectura de resistencia de puesta a tierra individual de cada punto no debe ser mayor de 50Ω .

En todo caso, los valores de puesta a tierra garantizarán que las tensiones de paso y contacto no superarán los valores máximos indicados en la publicación IEEE “Guía para la seguridad en la puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna”, es decir:

$$V_p = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad (V)$$

$$V_c = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \cdot \left(1 + \frac{15 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad (V)$$

siendo:

V_p : Tensión de paso máxima admisible (V).

V_c : Tensión de contacto máxima admisible (V).

t_s : Duración de la corriente de cortocircuito (s).

ρ_s : Resistividad superficial del terreno ($\Omega \cdot m$).

La densidad de corriente disipada, que es igual al cociente entre la intensidad de defecto y la superficie total del electrodo en contacto con tierra, será inferior al valor dado por la expresión:

$$\delta = \frac{11600}{\sqrt{\rho \cdot t}} \quad (\text{A/m}^2)$$

en la que:

δ : Densidad de corriente disipada (A/m^2).

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot \text{m}$).

t: Tiempo de duración del defecto (s).

En la instalación de puesta a tierra de masas y elementos a ella conectados se cumplirán las siguientes condiciones:

- a) Será accesible en un punto para la medida de la resistencia de tierra.
- b) Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra, estarán protegidos adecuadamente contra deterioro por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.
- c) Los elementos conectados a tierra, no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.
- d) Para asegurar el correcto contacto eléctrico de todas las masas y la línea de tierra, se verificará que la resistencia eléctrica entre cualquier punto de la masa o cualquier elemento metálico unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de penetración en el terreno, será tal que el producto de la misma por la intensidad de defecto máxima prevista sea igual o inferior a 50 V.

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.

4.2.2.6 Retenidas

Estarán diseñados de modo que permitan la instalación de pinzas de anclaje y grapas de suspensión. En las fachadas se utilizarán pletinas de acero galvanizado, que se sujetarán directamente a la pared mediante tornillos con sus correspondientes tacos. Dichos tacos serán los adecuados al tipo de fachada en que se vayan a instalar.

En el caso de anclaje de acometida en fachada, se podrá emplear tornillos con ojo u otro medio de fijación similar, que posean un sistema de sujeción adecuado para las pinzas de anclaje. En los postes se utilizarán tornillos pasantes de acero galvanizado con cabeza de ojo o algún material similar. Cuando por determinadas circunstancias existen retenidas o mensajeros que discurren paralelas a la línea y estén sujetos a la misma estructura, las distancias de seguridad que se han de respetar son las siguientes:

- a) a vientos o retenidas paralelas a la línea 0.30m
- b) otros 0.15m

4.2.2.7 Neutro

Sistema tetrafilario de distribución con neutro común y múltiple conexión a tierra. Son las que se emplean en la actualidad este tipo de sistema debido a las ventajas económicas y de operación que ofrece. Por lo general, los devanados de los transformadores de la subestación que dan servicio al primario están conectados en Y y el punto neutro está conectado con firmeza a tierra. En ocasiones se conecta una pequeña impedancia entre el neutro del transformador y tierra para limitar las corrientes de cortocircuito línea a tierra, en el sistema primario.

El circuito neutro debe ser una trayectoria metálica continua a lo largo de las rutas primarias del alimentador y hacia cada ubicación de los usuarios. En donde se tienen tanto sistemas primarios como secundarios se usa el mismo conductor como el neutro común para los dos sistemas.

El neutro se conecta a tierra en cada transformador de distribución, a intervalos frecuentes. El neutro lleva una parte de las corrientes de carga desbalanceadas o residuales, tanto para los sistemas primarios como secundarios. El resto de esta corriente fluye a tierra por los conductores y electrodos aterrados a tierra. En condiciones típicas se estima que la mitad de la corriente de retorno fluye en el conductor neutro, aun cuando la división puede variar mucho, dependiendo de la resistividad del suelo.

4.3 Levantamiento topográfico

4.3.1 Toma de puntos de ubicación mediante GPS

En visita de campo se realizaron la toma de puntos con equipo GPS y se estacó para su mejor control. Véase tabla en apéndice.

4.3.2 Diseño de mapa

Véase apéndice

4.3.3 Perfil del tramo

Véase apéndice

4.4 Ingeniería de la red

4.4.1 Generalidades

El objeto del presente proyecto es establecer y justificar las condiciones comunes que debe cumplir cualquier obra que corresponda al tipo de instalación definido en el mismo, sin más que aportar en cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo, tales como plano de situación, potencia, cálculo de tierras y presupuesto.

Por otra parte, el presente documento servirá de base genérica para la tramitación oficial de cada obra, así como norma particular de la empresa para la realización de las instalaciones por parte de terceros.

4.4.2 Determinación de la carga en base a costumbres (entrevista a usuarios de la red actual)

Para la ejecución del proyecto tipo se realizó un levantamiento de campo para la determinación de las necesidades de los usuarios en el uso de la energía eléctrica. Ver apéndice hoja de datos. Entrevista a 20 hogares de la parte que cuenta con energía eléctrica de este caserío.

4.4.3 Carga estimada

La carga a estimar en nuestro proyecto se determinará con base al consumo de los usuarios de la red actual y tomando en cuenta los parámetros siguientes:

Márgenes de tolerancia de caída de tensión

1. Red urbana baja tensión más acometida 2.5%
2. Solo acometida (red urbana y rural) 0.8%
3. Red rural baja tensión más acometida **5%**

En zona rural de nueva electrificación se podrá admitir hasta un 10% de caída de tensión total, incluyendo la acometida y un 1.6% de caída de tensión en acometida, siempre que:

1. El transformador tenga tomas de regulación de +5% y -2.5%
2. La caída de tensión máxima admisible sea menor o igual que la diferencia entre la tensión nominal del transformador y la tensión mínima admitida en el punto de entrega de energía al usuario.
3. Niveles de potencia en la red rural
4. Nivel de electrificación
 - a) Bajo 0.9 Kw
 - b) Medio 1.6 kw
 - c) Alto 2.4 Kw

En caso de existir un abonado con un grado de electrificación clasificado como cliente singular (mayor de 6 Kw) para el cálculo se considera las potencias reales. Así mismo las áreas suburbanas de nivel bajo se consideraran como rurales. Para calcular la previsión de potencia a demandar en un tramo de red eléctrica de baja tensión se aplicará un coeficiente de simultaneidad a la potencia máxima prevista por usuario según el grado de electrificación correspondiente.

La siguiente tabla muestra los valores de este coeficiente de simultaneidad en función del número de suministros.

Tabla XX. Coeficiente de simultaneidad en función de usuarios

Coeficiente de simultaneidad				
Numero de. suministros	1	2 a 4	5 a 15	>15
Ns	1	0.8	0.6	0.4

Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales.** Página 50

Para el cálculo de la potencia de un número de abonados se realizará de la siguiente manera:

1. Se agruparán las potencias de los suministros según la cantidad de suministros que indica la tabla previa
2. Cada agrupación estará afectada del producto del coeficiente de simultaneidad que le corresponda en dicho tramo
3. Se sumarán las resultantes de todas agrupaciones de suministros

La siguiente ecuación de cálculo será para abonados mayores de 15.

$$P_n = P_{15} + (n-15) \cdot P_1 \cdot 0.4$$

Para este proyecto de 65 suministros el cálculo es el siguiente:

Con una potencia de demanda de 1.6Kw

$$P_n = P_{65} + (65 - 15) \cdot 1.6 \cdot 0.4$$

$$P_n = 65 + 50 \cdot 1.6 \cdot 0.4$$

$$P_n = 97 \text{ Kw}$$

4.4.4 Carga proyectada a 10 años

La evaluación de un proyecto de inversión, tiene por objeto conocer su rentabilidad económica financiera y social, de manera que resuelva una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable, asignando los recursos económicos con que se cuenta, a la mejor alternativa. Lo anterior se explica, entre otras cosas, por el hecho de que para definir todos los egresos se deberá previamente proyectar la situación contable sobre la cual se calcularán éstos.

Se hace necesario señalar que el costo de oportunidad externo a las alternativas es imprescindible para tomar la decisión adecuada. Todos los costos deben considerarse en términos reales y para ello debe considerarse el factor tiempo en el análisis. Dependiendo del tipo de proyecto que se evalúa, deberá trabajarse con costos totales o diferenciales esperados a futuro.

La carga que se considera será la que se encuentre dentro de 10 años después de entrar en funcionamiento el presente proyecto será:

$$97 \text{ Kw} (1.06^{10}) = 173.71 \text{ kw.}$$

En base al cálculo anterior se prevé un crecimiento del 80%.

4.4.5 Densidad de carga

La densidad de carga se determina como una relación de la carga demandada por los abonados con el área en Km² o m², de la siguiente manera:

Para el presente caso en el cual se encuentran 65 usuarios que conforman una carga de 108 KVA en una extensión territorial de 65 por 50 m² que da un área igual a 3,250 m², tendremos una densidad de carga de $108 \text{ KVA} / 3250 = 0.03323 \text{ KVA/m}^2 = 33.23 \text{ VA/m}^2$

4.4.6 Selección del nivel de tensión de distribución

Los criterios de diseño tienen como fin establecer las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación de la red de baja tensión (BT) actual y de las redes que se planifiquen en el futuro. Los criterios de diseño de redes de BT aquí descritos se aplicarán a todas las instalaciones comprendidas entre las bornas de BT de los transformadores de la red de distribución general y la protección de la acometida.

Están incluidos los elementos frontera con las redes de MT (transformadores de la red general de distribución) y excluidos los elementos frontera con las instalaciones del cliente (los medidores de energía de los clientes).

Los siguientes elementos forman parte de la red de baja tensión:

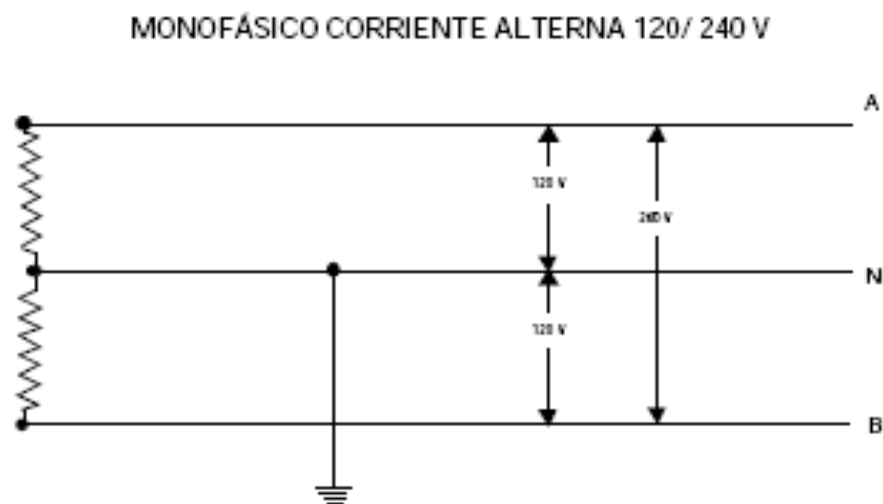
- Transformadores de distribución.
- Red de distribución de BT.
- Acometidas a clientes.

Este apartado se refiere a la red secundaria de Baja Tensión destinada principalmente al suministro de clientes residenciales de todo tipo y comerciales.

Esta red podrá ser:

- Monofásica a tres hilos y con las tensiones de 120/240 voltios, según el esquema siguiente:

Figura 21. Sistema monofásico de 3 hilos con tensión 120/240 voltios

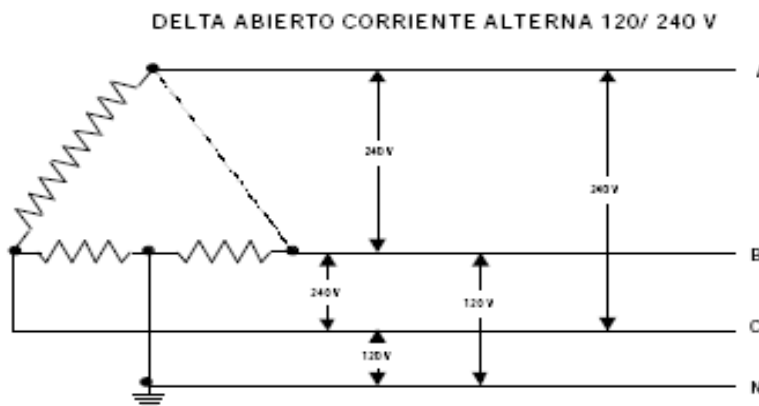


Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales.** Página 32

Las redes de este tipo se alimentarán mediante un solo transformador monofásico tipo poste. La red de distribución alimentada por el citado transformador puede conectarse mediante un puente simple o un puente doble, dependiendo de si la red está a ambos lados del transformador a un lado de éste. Se aplicará a redes tanto urbanas como rurales.

Trifásica a cuatro hilos con las tensiones 120/240 voltios alimentada mediante un banco con dos transformadores en triángulo (delta) abierto, según el esquema siguiente.

Figura 22. Sistema trifásico a 4 hilos con tensión 120/240 voltios



Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales.** Página 33.

La red de distribución de B.T. alimentada por este banco de transformadores puede conectarse mediante un puente simple o un puente doble, dependiendo de las necesidades de la red.

4.4.7 Selección de conductores

Los conductores a utilizar en el presente proyecto serán triplex # 4/0, con aislante de cloruro de polivinilo PVC en sus dos fases y neutral, utilizando el sistema monofásico 120/240 voltios, trenzado.

Tabla XXI. Selección de conductores para distribución secundaria

Conductor	Descripción
Conductores de uso exclusivo en acometidas	
Concéntrico 2 x #8	Concéntrico; Fase y Neutro: #8 Cu
Concéntrico 3 x #8	Concéntrico; Fases y Neutro: #8 Cu
Concéntrico 2 x #6	Concéntrico; Fase y Neutro: #6 Cu
Concéntrico 3 x #6	Concéntrico; Fases y Neutro: #6 Cu
Concéntrico 3 x #4	Concéntrico; Fases y Neutro: #4 Cu
Concéntrico 4 x #4	Concéntrico; Fases y Neutro: #4 Cu

Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales, características de conductores para baja tensión.** Página 6

Tabla XXII. Características de conductores para baja tensión

Conductores de uso en líneas y acometidas	
Triplex #2	Trenzado; Fases: #2 AAC – Neutro: #2 AAAC
Triplex 1/0	Trenzado; Fases: 1/0 AAC – Neutro: 1/0 AAAC
Triplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC
Cuádruplex 4/0	Trenzado; Fases: 4/0 AAC – Neutro: 4/0 AAAC
Cuádruplex 336,4	Trenzado; Fases: 336,4 AAC – Neutro: 4/0 AAAC

Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales, características de conductores para baja tensión.** Página 7

Tabla XXIII. Características de conductores de uso exclusivo en acometidas de abonado

Características de los conductores de uso exclusivo en acometidas						
Conductor	Conc. 2 x #8	Conc. 3 x #8	Conc. 2 x #6	Conc. 3 x #6	Conc. 3 x #4	Conc. 4 x #4
Sección de la fase (mm ²)	8,37	8,37	13,30	13,30	21,15	21,15
Sección del neutro (mm ²)	8,32	8,32	13,21	13,21	21,12	21,12
Composición fase (n° alam. x ϕ en mm)	7 x 1,23	7 x 1,23	7 x 1,55	7 x 1,55	7 x 1,96	7 x 1,96
Aislamiento	Polietileno reticulado y PVC					
Diámetro del haz (mm) (1)	≈ 9,6	≈ 10,0 x 16,0	≈ 11,6	≈ 11,3 x 18,2	≈ 12,8 x 21,1	≈ 22,0
Peso del haz (daN/m)	≤ 0,225	≤ 0,350	≤ 0,325	≤ 0,475	≤ 0,700	≤ 0,900
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)	≤ 2,275	≤ 2,275	≤ 1,431	≤ 1,431	≤ 0,900	≤ 0,900
Resistencia eléctrica en C.C. a 50 °C (Ω/km)	≤ 2,543	≤ 2,543	≤ 1,600	≤ 1,600	≤ 1,006	≤ 1,006
Intensidad máxima admisible (A)	55	55	75	75	95	95

(1) En el caso de conductores que no posean una sección circular, se indican las dimensiones que definen la sección del conductor.

Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales, características de conductores para baja tensión.** Página 7

Las principales características de los conductores utilizados en líneas y acometidas aparecen reflejadas en las siguientes tablas.

Tabla XXIV. Características de conductores de uso en líneas y acometidas

Conductores de uso en líneas y acometidas					
Conductor	Triplex #2	Triplex 1/0	Triplex 4/0	Cuadriplex 4/0	Cuadriplex 336,4
Sección de la fase (mm ²)	33,62	53,51	107,20	107,20	170,45
Sección del neutro (mm ²)	33,62	53,51	107,20	107,20	107,20
Composición fase (n° x φ en mm)	7 x 2,47	7 x 3,12	13 x 2,9 + 6 x 2,12	13x2,9 + 6x2,12	13x3,66 + 6x2,68
Composición neutro (n° x φ en mm)	7 x 2,47	7 x 3,12	7 x 4,42	7 x 4,42	7 x 4,42
Aislamiento	Polietileno reticulado				
Diámetro aprox. del haz (mm)	21,0	27,0	35,0	40,0	49,0
Peso del haz (daN/m)	≤ 0,351	≤ 0,631	≤ 1,189	≤ 1,570	≤ 2,257
Carga de rotura por conductor (daN) (1)	1 063	1 700	3 264	3 264	3 264
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)	F: ≤ 0,860 N: ≤ 0,999	F: ≤ 0,539 N: ≤ 0,626	F: ≤ 0,269 N: ≤ 0,312	F: ≤ 0,269 N: ≤ 0,312	F: ≤ 0,169 N: ≤ 0,312
Resistencia eléctrica en C.C. a 50 °C (Ω/km)	F: ≤ 0,964 N: ≤ 1,120	F: ≤ 0,604 N: ≤ 0,702	F: ≤ 0,302 N: ≤ 0,350	F: ≤ 0,302 N: ≤ 0,350	F: ≤ 0,189 N: ≤ 0,350
Intensidad máxima admisible (A) (2)	150	205	300	275	370

(1) Cuando se cita la carga de rotura por conductor, se indica la carga de rotura del neutro de AAAC.

(2) (2) Valores calculados en las siguientes condiciones: T. Ambiente: 25 °C, T. Conductor: 75 °C, velocidad del viento: 0,6 m/s y sin radiación solar.

Fuente: Unión Fenosa Internacional, S.A. **Curso de ejecución de obras y consideraciones generales, características de conductores para baja tensión.** Página 7

4.4.8 Caídas de tensión

En el reparto de caídas de tensión a lo largo de las redes primaria y secundaria, con el fin de garantizar que todos los clientes conectados a las mismas estén incluidos dentro de los márgenes de tolerancia, se asignan las siguientes:

- Red urbana baja tensión más acometida: 2,5 %.
- Sólo acometida (red urbana y rural): 0,8 %.
- Red rural baja tensión más acometida: 5 %.

En zona rural de nueva electrificación se podrá admitir hasta un 10 % de caída de tensión total, incluyendo la acometida.

4.4.9 Cálculo de protección de la red de distribución

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 con posibilidad de ciclo (R+2L).

En redes subterráneas en ningún caso se instalará reenganche. En redes aéreas rurales o mixtas podrán instalarse reconectores intermedios en aquellos casos en que bien por segmentación de mercado, bien por longitud de línea se justifique.

En los puntos de la red en los que se prevea una potencia de cortocircuito superior a la capacidad del fusible de expulsión, se instalará asociado con fusibles de alto poder de corte. La protección contra sobretensiones se empleará autoválvulas de óxidos metálicos en los siguientes elementos:

- Transformadores
- Pasos aéreo-subterráneos.
- Conductores forrados

4.5 Cronograma de elaboración del proyecto

4.5.1 Diagrama de Gantt

Ver apéndice

4.6 Presupuesto

4.6.1 Costos directos

Estos son gastos de materiales eléctricos que se utilizaran en la construcción de este proyecto, tomando en cuenta que el valor de la moneda en dólares no exista una fluctuación variable, es decir que se mantenga estable el dólar por un tiempo. La lista de materiales se agrega al apéndice y la estimación en moneda nacional es de Q 173,722.05

4.6.2 Costos indirectos

Estos costos son llamados así ya que no representan gastos en materiales, pero si en la mano de obra, transporte, viáticos para la supervisión, y un gasto general. Este renglón Q. 80,441.00

4.6.3 Costos totales

Suma de costos directos más costos indirectos: Q 254,163.05

CONCLUSIONES

1. Con el presente proyecto, la población del caserío La Providencia de Pajapita San Marcos, tendrá acceso a la energía eléctrica en el área conocida como la loma, pues solo la población del centro cuenta con ella. De esta forma será factible la introducción de un sistema de agua potable hasta la parte superior de la misma
2. El proyecto cumple con las normas técnicas de diseño y operación de instalaciones de distribución (NTDOID), Normas técnicas del servicios de distribución (NTSD), de la ley general de electricidad, Normas Caribe, unión Fenosa, DEOCSA/DEORSA
3. Se presenta en el apéndice las ubicaciones de las estructuras, con el plano vista en planta, el perfil del proyecto, el listado de materiales e insumos necesarios, así como los valores de materiales y mano de obra
4. El crecimiento poblacional en esta comunidad será del 80% en un tiempo de 10 años por lo que se necesitara suplir de 173 Kw, cantidad de potencia que puede transportar sin dificultad la línea proyectada.

RECOMENDACIONES

1. Durante la ejecución del proyecto es importante tomar en cuenta que el sistema de agua potable deberá contar con una bomba sumergible MONOFASICA 240 voltios, y 30 HP, con un transformador exclusivo para este servicio.
2. Cumplir con las normas tanto de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como las de la compañía que distribuye en esa zona, para garantizar la continuidad del servicio con los valores mínimos admisibles de caída de tensión
3. En época de invierno será necesario la poda de ramas de los árboles, con el fin de minimizar el riesgo de falla por rameo puesto que la línea pasará por caminos donde hay mucha vegetación, árboles de mas de 10 metros de altura
4. Será necesario revisar el sistema eléctrico al menos a cinco años de la puesta en marcha, con el fin de realizar una proyección para mantener el suministro eléctrico sin inconvenientes como caídas de tensión, salidas por rameo, y por el crecimiento demográfico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Enríquez, Gilberto Líneas de transmisión y redes de distribución de energía eléctrica. 2da. Edición, México: Editorial Limusa Noriega editores. 1990. 245 Págs.
2. Resolución CNEE No. 49-99. Normas Técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica. NTDOST
3. Fink Donald y Beaty Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13ava Edición. México: Editorial Mc Graw-Hill, 1996. 325 Págs.
4. NESC. National electrical safety code. ANSI. Estados Unidos, 1992.
5. Morales Mazariegos, Juan Fernando, Elementos de Protección de potencia, Guatemala. Editorial Sergráfica, S.A. 2005, 169 pp.

APÉNDICE

COORDENADAS UTM DE POSTEADO, LA PROVIDENCIA, PAJAPITA, S.M.						
No.GPS		COORDENADAS		ALTURA	DISTANCIA (m)	
		15 P	UTM			
85	1	604949	1631421	131	INICIO	Observaciones
86	2	604921	1631469	132	60	subiendo
87	3	604891	1631516	136	60	subiendo
88	4	604870	1631543	139	60	subiendo
89	5	604820	1631614	159	60	subiendo
90	6	604794	1631669	167	60	Casas
91	7	604787	1631726	174	60	Casas
92	8	604779	1631783	181	60	Casas
93	9	604772	1631816	180	43	punto alto antes de bajar al río
94	10	604772	1631823	179	90	punto alto después de pasar el río
95	11	604772	1631823	190	60	
96	12	604772	1631823	188	40	punto alto antes del otro río
97	13	604772	1631823	181	60	punto alto pasando el río
98	14	604772	1631823	191	60	
99	15	604583	1632153	196	70	punto mas alto de la loma esquina
100	16	604536	1632106	191	60	plan
101	17	604490	1632015	187	60	plan
102	18	604498	1632063	187	60	plan
103	19	604413	1631974	192	65	Esquina de retorno
104	20	604437	1631940	192	60	recta del corral
105	21	604471	1631886	193	60	recta del corral
106	22	604472	1631876	193	60	milpa (casa dentro de la milpa)
107	23	604536	1631771	186	60	esquina, sigue al barranco
108	24	604504	1631726	184	60	termina la milpa
109	25	604549	1631685	176	60	bosque
110	26	604550	1631695	171	60	bosque
111	27	604588	1631591	158	60	claro saliendo del bosquecito
112	28	604623	1631581	140	60	claro saliendo del bosquecito

113		604676	1631538	129	-	último poste de red existente
114		604753	1631465	135	-	penúltimo poste
115		604795	1631392	135	-	antepenúltimo poste
116		604833	1631310	132	-	poste en terreno de don Pablo
117		604852	1631336	126	-	Poste del transformador de 25 kva
118		604909	1631388	121	-	viendo para nahuatan
119		604970	1631429	126	-	viendo para nahuatan
120		604708	1631283	117	-	punto de la escuela

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA

ENCUESTA

PARA DETERMINAR LA CARGA POR CONSUMIDOR EN EL CASERIO LA PROVIDENCIA.

Nota: Esta encuesta tiene como finalidad recabar información para saber cuál será el consumo aproximado para los nuevos consumidores del caserío la providencia. El encuestador es ajeno a la empresa de suministro de energía eléctrica.

1. ¿Cuántas luminarias utiliza en casa? _____
 ¿Cuántos son focos? _____ Potencia
 _____W
 ¿Cuántas son lámparas fluorescentes (candelas)? _____ Potencia
 _____W

2. ¿Cuáles de los siguientes aparatos utiliza en casa? ¿Cuántos?

EQUIPO	MARCAR CON "X"	CANTIDAD
TELEVISOR		
EQUIPO DE SONIDO		
GRABADORA		
MICROONDAS		
LICUADORA		
PLANCHA		
REFRIGERADOR		
ESTUFA ELECTRICA		
CAFETERA		
CONGELADOR		
BOMBA DE AGUA		
CALENTADOR DE DUCHA		
SECADORA DE CABELLO		
EQUIPO DE COMPUTO		
OTROS		

3. ¿Cuál es el valor de su último recibo de energía eléctrica?
 Consumo: _____Kwh-mes Valor Q. _____

4. ¿A que hora enciende la luz y a que hora la apaga?

Encendido: _____hrs

Apagado: _____hrs

5. ¿Cuántas personas viven en la casa?

_____personas

Muchas Gracias

Este es el modelo utilizado para determinar la carga de los nuevos usuarios de la red en el caserío la providencia, en función de las costumbres de uso de energía de los pobladores más cercanos al lugar del proyecto.

Un 90% de los entrevistados utiliza 3 bombillas de 100 watts en casa, iniciando el uso de la energía lumínica aproximadamente a las 6 de la tarde y finalizando a las 10 de la noche. Un 80% de las personas utilizan televisor, un 90% utiliza un equipo de sonido. Un 40% utiliza plancha eléctrica un 5% posee bomba de agua, de ½ HP (373 watts). En el 60% de los hogares cuentan con un refrigerador. El costo de energía que pagan al mes en promedio es de 50 quetzales. En base a lo anterior se eligió asignar una carga de 1.6 Kw por usuario para este proyecto.

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

PROYECTO - LA PROVIDENCIA

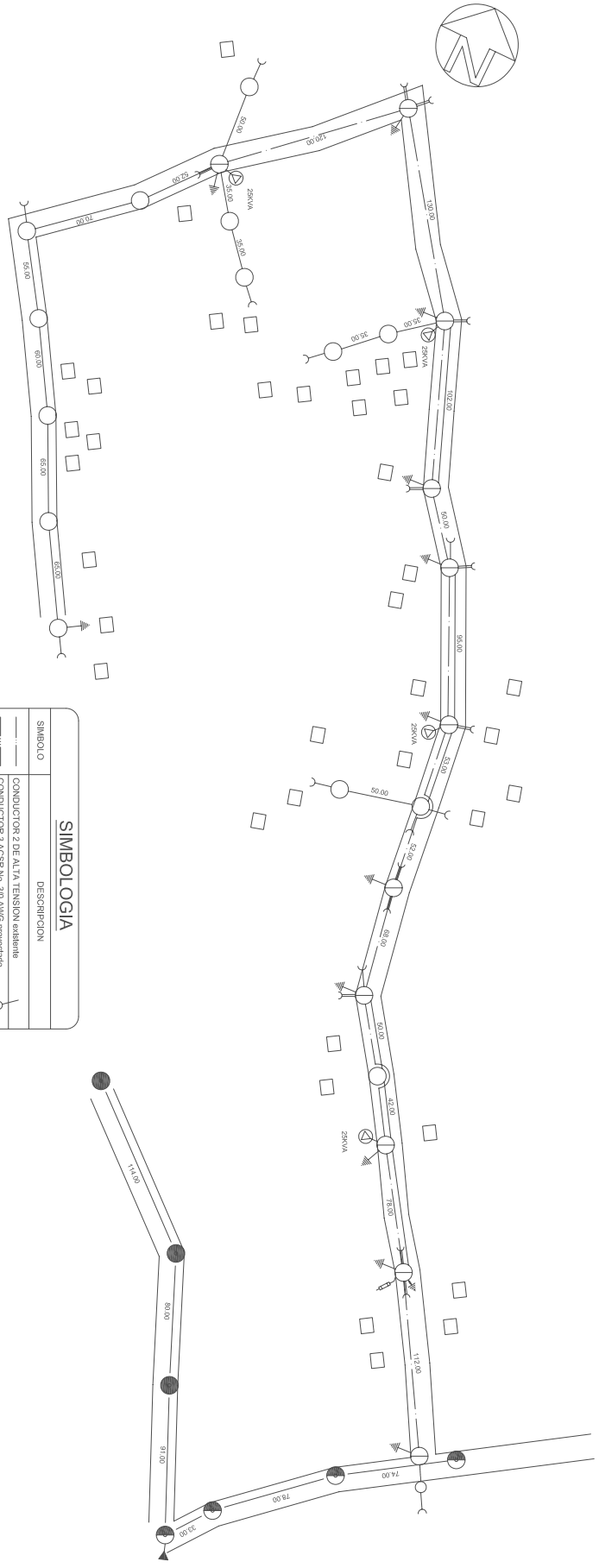
UBICACIÓN – PAJAPITA – SAN MARCOS

No.	ACTIVIDADES	DIAS DE TRABAJO EN OBRA																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	Firma de contrato	■																								
2	Chapeo		■	■	■																					
3	Levantamiento topográfico				■	■	■																			
4	Diseño de construcción de Linea						■																			
5	Brecha, trazo y replanteo							■	■	■	■															
6	Ahoyado de postes										■	■	■	■												
7	Ahoyado de anclas											■	■	■	■											
8	Distribución y colocación de postes													■	■	■	■									
9	Colocación de anclas retenidas.															■	■	■								
10	Vestido de estructuras																	■	■	■						
11	Tendido de cable primario																			■	■	■				
12	Tendido de cable secundario																				■	■	■			
13	Colocación de trafo de 15 y 25 Kva.																					■				
14	Puestas y bajadas de tierras																						■			
15	Colocación de cajas de acometidas																							■		
16	Energización y pruebas																								■	

Lista de materiales y gastos directos en la construcción de una extensión de línea para el proyecto de introducción de energía eléctrica.

DESCRIPCIÓN	Ctd. Un	VALOR	TOTAL
Aislador sintético de Remate para 15kv	30	117.60	3528.00
Aislador de Porcel. Tipo pin 13.2kv	26	24.25	630.50
Arandela Cuadrada Galvanizada 11/16	100	1.90	190.00
Argolla Sin Rosca 5/8	58	23.24	1347.92
Abrazadera Doble Vía 6 a 8	10	69.70	697.00
Amarrador Preformado 1/0 AWG	12	15.68	188.16
Brace de 28" de Hierro Galvanizado	12	26.80	321.60
Brace de 7' de Hierro Galva. p/bandera	04	285.60	1142.40
Bandera de 1mts Ancla Recta	26	228.30	5935.80
Cable de Aluminio Triple 1/0 C/Forro	750 M	26.82	20115.00
Cable de Aluminio 1/0 ACSR C/Forro	463 M	9.30	4305.90
Cable de Aluminio 1/0 ACSR RAVEN	1100 M	6.83	7513.00
Cable de Cobre 4/0 Forrado p/600 voltios	60 M	94.64	5678.40
Cable de Cobre No. 4 Desnudo	200 M	19.71	3942.00
Cable de Acero Galvanizado 5/16	360 M	4.50	1620.00
Corta circuitos 100 Amp. Para 15kv	8	387.86	3102.88
Crucero de Madera de 96"	20	130.76	2615.20
Conector de Compresión de 1/0 a 1/0	20	5.29	105.80
Conector de Compresión 1/0 a 2-6 AWG	10	3.70	37.00
Conector de Compresión de 4/0 a 4/0 AWG	18	7.34	132.12
Cubierta Plástica C-7	18	8.39	151.02
Cincho Plástico p/cablear 280mm	20	0.95	19.00
Disco Expansivo de Hierro 135"	23	91.11	2095.53
Dedal Galvanizado p/tirante 1/4	23	5.77	132.71
Empalme de Aluminio PRE-aislado 1/0	06	39.65	237.90
Empalme de Aluminio comp./ Aislado 1/0	06	28.84	173.04
Estribo Universal p/cable 1/0 AWG	16	85.79	1372.64
Grapa Universal de Rosca 1/0	16	69.72	1115.52
Grapa de Remate Aluminio 1/0	30	69.05	2071.50
Grapa Plástica de Remate de 1/0	30	42.06	1261.80
Grapa Plástica de Suspensión 1/0	15	11.93	178.95
Gancho Pasador 5/8	10	25.01	750.30
Gancho p/tirante 5/8	32	36.34	1162.88
Montura de Aluminio p/3 Traf de 50kva	01	926.60	926.60
Protector Plástico Punta p/cable 1/0	20	2.20	44.00
Regla de Madera c/canal prot/Baj.tierra	10	18.94	189.40
Poste de Concreto de 10.60 M (35') C750	03	1624.25	4992.75

Poste de Madera de 10.70 M (35') CL-4	13	1652.00	21476.00
Poste de Madera de 9.20 M (30') CL-5	14	1068.93	14965.02
Plancha p/poste concreto	18	21.84	393.12
Prensa Triple p/tirante 5/16"	32	33.04	1057.28
Remate Preformado p/tirante 5/16"	32	11.91	381.12
DESCRIPCION	Ctd.Un	VALOR	TOTAL
Remate Preformado p/tirante 7/16"	32	22.40	716.80
Soporte Recto 5/8 p/crucero de Madera	12	41.22	494.64
Soporte de Extensión Primario 24"	14	85.96	1203.44
Tornillo de Carruaje 3/8 * 5	24	6.81	163.44
Tornillo de Carruaje 5/8 * 6	12	8.68	104.16
Tornillo de Carruaje de 1/2 * 6	06	8.08	48.49
Tornillo de Maquina 5/8 * 10	30	7.84	235.20
Tornillo de Maquina 5/8 * 12	30	8.90	267.00
Tornillo de Maquina 5/8 * 18	20	13.41	268.20
Tornillo de Rosca Corrida 5/8 * 18	10	20.50	205.00
Trafo Mon 25kva Cap. 120/240v	04	12572.00	50288.00
Varilla de Cobre 5/8 * 8	20	67.70	1354.00
Varilla de Ancla dos Ojos 3/4 * 8	24	113.96	3076.92
TOTAL			173,722.05



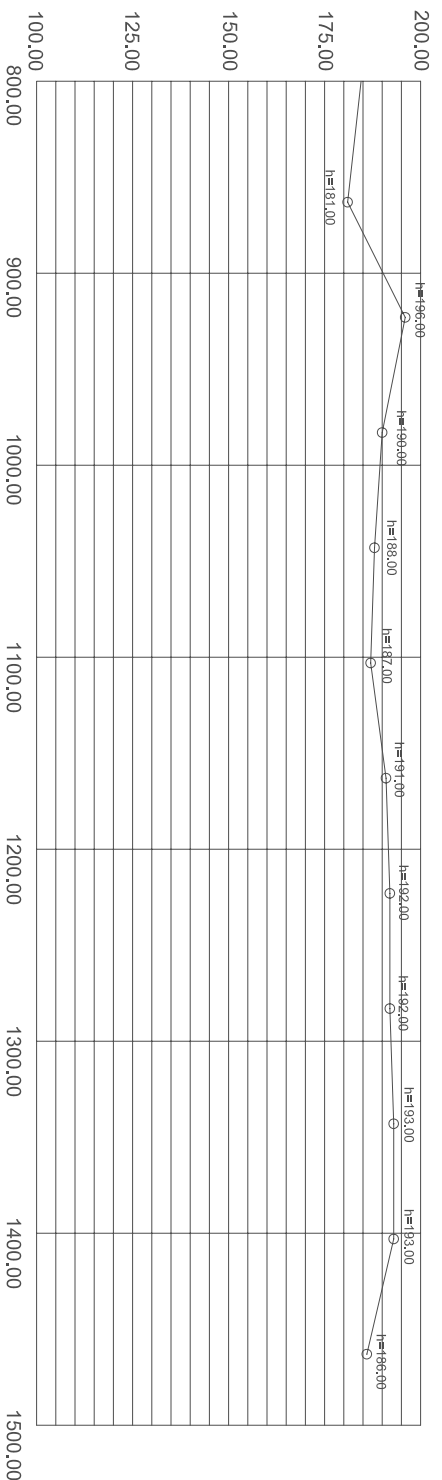
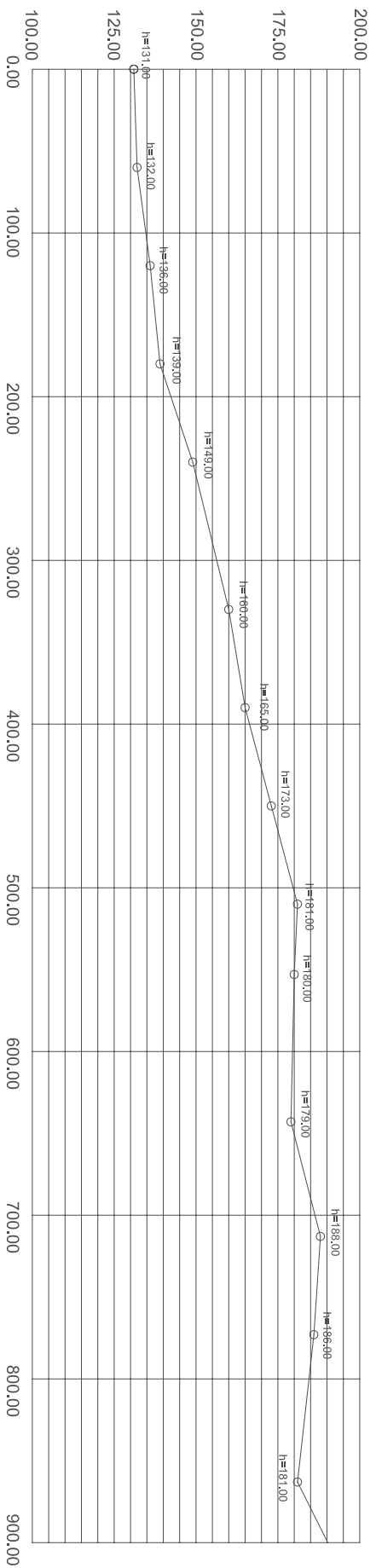
SIMBOLOGIA	
SIMBOLO	DESCRIPCION
—	CONDUCTOR 2 DE ALTA TENSION existente
—	CONDUCTOR 3 ACSRN No. 300 AVMG proyectado
—	CONDUCTOR 2 ACSRN No. 300 AVMG proyectado
—	CONDUCTOR 1 ACSRN No. 100 AVMG proyectado
—	CONDUCTOR TRIPLEX AISLADO No. 100 AVMG proyectado
⊕	POSTE DE 12.00 m (40') proyectado
⊕	POSTE DE 10.50 m (35') proyectado
⊕	POSTE DE 10.00 m (33') existente
⊕	POSTE DE 9.00 m (30') proyectado
⊕	POSTE DE 9.00 m (30') existente
⊕	TIKANTE SIMPLE CON BANDERA
⊕	TIKANTE DOBLE CON BANDERA
⊕	TIKANTE SIMPLE DE ACERA
⊕	TIKANTE DOBLE DE ACERA
⊕	RETENIDA DE POSTE A POSTE
⊕	CORTE SECUNDARIO EN POSTE
⊕	CORTACIRCUITOS AMPERAJE INDICADO
⊕	PARARRAYOS VOLTAJE 7.62 KV
⊕	TRANSFORMADOR CAPACIDAD INDICADA existente
⊕	TRANSFORMADOR CAPACIDAD INDICADA proyectado
⊕	CASAS
⊕	PUERTA A TIERRA
⊕	CAMINO
⊕	COLOCAR CORTACIRCUITOS
⊕	MATRICULA POSTE EXISTENTE
⊕	NUMERO DE PLANO PARA TIPO DE ESTRUCTURA

MA.T. 15b-2
771048

Perfil

DISEÑO DEL REPO DE DISTRIBUCION
INTRODUCCION LA PROVIDENCIA PALMPTA S.M.

REVISION	AMBIENTE	ESTADO	LABOR	FECHA
1	1	1	1	1
ELABORADO	REVISADO	COMPROBADO	APROBADO	FECHA
1	1	1	1	1
ENCARGADO	ENCARGADO	ENCARGADO	ENCARGADO	FECHA
1	1	1	1	1
ENCARGADO	ENCARGADO	ENCARGADO	ENCARGADO	FECHA
1	1	1	1	1

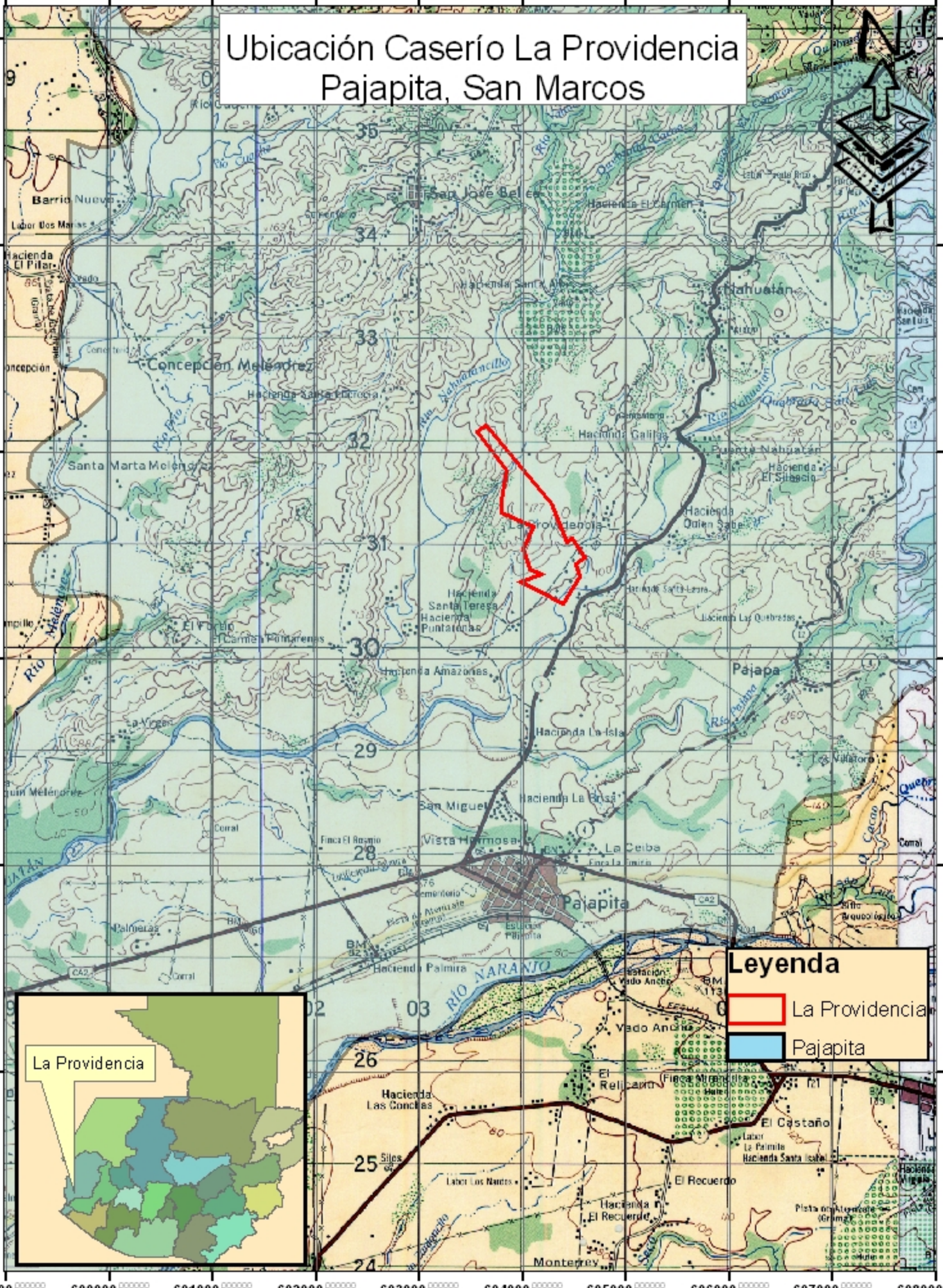


Perfil



INTRODUCCION LA PROVIDENCIA PAUAPITA S.M.

DISEÑO DEL REPO DE DISTRIBUCION	
REVISION	AMPLIACION
ELABORADO	ENCARGADO
REVISADO	REVISOR
APROBADO	APROBADO
FECHA	FECHA

Ubicación Caserío La Providencia Pajapita, San Marcos



Legenda

-  La Providencia
-  Pajapita

