



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE IXCÁN, QUICHÉ**

VICTOR MANUEL DE LEÓN CONTRERAS

ASESORADO POR: ING. CARLOS ANTONIO QUISQUINAY CONTRERAS

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE IXCÁN, QUICHÉ**

TRABAJO DE GRADUACIÓN PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

VICTOR MANUEL DE LEÓN CONTRERAS

ASESORADO POR: ING. CARLOS ANTONIO QUISQUINAY CONTRERAS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Jorge Fernando Álvarez Girón
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas

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:

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE IXCÁN, QUICHÉ,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 4 de julio de 2005. Ref. EIME 143.2005.

Víctor Manuel De León Contreras

Guatemala, 31 de Agosto del 2,005.

Ing. Enrique Edmundo Ruiz Carballo
Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Su despacho

Respetable Ing. Ruiz

Al saludarle, me dirijo a usted para informarle que ha sido concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE IXCÁN, QUICHE**, elaborado por el estudiante Víctor Manuel de León Contreras, tema para el cual fui asignado como asesor.

Considero que se han cumplido las metas propuestas al inicio del trabajo, por lo que recomiendo se apruebe en el entendido de que el autor y el suscrito son los responsables de lo tratado y de las conclusiones del mismo.

Atentamente,



Ing. Carlos Antonio Quisquinay Contreras
ASESOR

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 27 de octubre de 2005.

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:
**Estudio de factibilidad del sistema de Distribución de Energía
Eléctrica del Municipio de Ixcán, Quiché**, desarrollado por el estudiante
Victor Manuel de León Contreras, por considerar que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑANZA A TOROS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia



JGBB/110

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Victor Manuel de León Contreras titulado: Estudio de factibilidad del sistema de Distribución de Energía Eléctrica del Municipio de Ixcán, Quiché, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 28 DE OCTUBRE 2005.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.527.05

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: **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL MUNICIPIO DE IXCÁN, QUICHÉ**, presentado por el estudiante universitario **Víctor Manuel De León Contreras**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, Noviembre de 2005

/cdes

DEDICATORIA A:

DIOS

Mi Señor y Salvador, que me permitió la vida para concluir esta etapa.

MIS PADRES

Ninfa Lilian y Víctor Manuel

Con amor y respeto por su amor incondicional, ejemplo y apoyo, ya que sin ellos no hubiera sido posible este éxito.

MI AMADA ESPOSA

Lisbeth

Por su amor y constancia, que junto con nuestro bebe han sido fuente de inspiración para la conclusión de este trabajo.

MIS HERMANOS

Waldemar y Alejandro

Con amor, ya que han sido parte de esto logro.

MI ABUELA

Carmen

Con amor, por sus oraciones y cuidados

MI FAMILIA

A mi abuela Simona Escobar (Q.P.D), tíos, primos.

MIS AMIGOS Y

COMPAÑEROS

En especial a Hugo, Amilcar, Omar, Alvaro, Angelo, Boris, Rudy, Sheinner, Ricardo, Wilson, Tony, Estuardo, Ana Maria (Q.P.D), Miguel, Juan, Maynor, Marlon, Flor, Walter.

MI ALMA MATER

Universidad de San Carlos de Guatemala

LA IGLESIA

Especialmente a la Iglesia Cristiana Visión de Fe y sus pastores.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por su infinito amor y misericordia
Mis padres	Por su ejemplo de honestidad, optimismo y perseverancia
Mi esposa	Por su paciencia
Mis hermanos	Por su apoyo
Mi asesor	Ing. Carlos Quisquinay, gracias por su apoyo, asesoría y confianza.
Al Ing. Hugo Rodas	Gracias por sus ideas, tiempo y paciencia, ya que sin su participación no hubiera sido posible este trabajo.

A todas aquellas personas que colaboraron en la realización de este trabajo, en especial a Juan Santos, Miguel Meléndez, y a la empresa Soluziona.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1 GENERALIDADES.....	1
1.1 Área de estudio.....	1
1.2 Antecedentes históricos	3
1.3 Vías de Acceso.....	6
1.4 Descripción de la población	6
1.4.1 Organización Comunal	7
1.5 Actividades productivas actuales	7
1.5.1 Factores que afectan negativamente el proceso productivo	8
1.6 Tenencia de la tierra.....	8
1.7 Servicios comunitarios	9
1.8 Aspectos climáticos y topográficos.....	9
1.9 Consumo energético a nivel familiar	10
1.10 Usos potenciales de la energía	10

2	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA ACTUAL.....	13
2.1	Capacidad de generación	13
2.1.1	Generacion real.....	15
2.1.2	Demanda actual	18
2.2	Sistema de distribución actual	21
2.2.1	Condiciones Generales	21
2.2.2	Red proyectada sobre una red existente (red deficiente).....	23
3	PRONÓSTICO DE LA DEMANDA.....	25
3.1	El mercado actual	25
3.1.1	Comportamiento histórico de la demanda.....	25
3.1.2	Usuarios reales del proyecto.....	25
3.1.3	Usuarios potenciales	26
3.2	Pronostico de la demanda	26
3.2.1	Metodologia seguida para la proyección	26
3.2.2	El modelo elegido.....	28
4	ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PROYECTADO	33
4.1	Características generales	33
4.1.1	Línea de Alta Tensión.....	34
4.1.2	Subestacion de distribución.....	35
4.1.3	Sistema de distribución primario	37
4.1.3.1	Línea troncal o principal	37
4.1.3.2	Línea derivada y subderivada	38
4.1.3.3	Redes de distribución.....	38
4.1.4	Sistema secundario de una red de distribución.....	40
4.2	Sistema de distribución del municipio de Ixcán.....	40
4.3	Especificaciones para el diseño de sistemas de distribución.....	44
4.3.1	Normas... ..	44

4.3.2	Etapas.....	44
4.4	Definición de criterios básicos de diseño	53
4.4.1	Conductores.....	53
4.4.2	Neutro.....	58
4.4.3	Tierras.....	60
4.4.3.1	Cable de tierra	60
4.4.4	Retenidas.....	65
4.4.5	Aplicaciones de los postes	68
4.4.5.1	Clasificación de postes.....	68
4.4.5.2	Características resistentes y dimensiones.....	69
4.4.5.2.1	Postes de concreto reforzado	69
4.4.5.2.2	Postes de madera	70
4.4.6	Vanos entre estructuras	72
4.4.6.1	Cálculo mecánico	74
4.4.6.2	Condiciones iniciales de tendido.....	75
4.4.6.3	Límite estático	77
4.4.6.4	Límite dinámico.....	79
4.4.6.5	Tabla de tendido.....	80
4.4.6.6	Curva de localización.....	81
4.4.7	Transformadores.....	85
4.4.8	Protecciones.....	88
4.4.8.1	Seccionamiento de la línea principal	89
4.4.8.2	Protección de los circuitos ramales	89
4.4.8.3	Elementos de protección	90
4.4.8.3.1	Fusible... ..	90
4.4.8.3.1.1	Cortacircuito Fusible	91
4.4.8.3.1.2	Fusibles de expulsión	93
4.4.8.3.1.2.1	Fusible tipo K	93
4.4.8.3.1.2.2	Fusible tipo D	93

4.4.9	Aisladores.....	95
4.4.9.1	Aislador de espiga	97
4.4.9.2	Aislador de suspensión.....	98
4.4.9.3	Aislador de carrete	99
5	ESTUDIO ECONÓMICO – FINANCIERO	101
5.1	Costos.....	102
5.1.1	Costo de la inversión inicial	102
5.1.1.1	Evaluación del costo de la inversión inicial ...	103
5.1.2	Costos de operación y mantenimiento	105
5.1.2.1	Evaluación del costo de operación y mantenimiento.....	106
5.1.3	Costos de perdidas	106
5.1.3.1	Evaluación del costo de las perdidas	107
5.2	Ingresos.....	110
5.2.1	Ingreso tarifario	111
5.2.1.1	Evaluación del ingreso tarifario	111
5.2.2	Beneficios de la substitución de fuentes tradicionales por la electricidad.....	113
5.2.2.1	Ahorros en energía substitutiva.....	113
5.2.2.2	Ahorros por mejoras en la salud.....	114
5.3	Análisis de alternativas de inversión	114
5.4	Evaluación económica y financiera.....	116
5.4.1	Valor Actual Neto (VAN).....	117
5.4.2	Tasa Interna de Retorno (TIR)	118
5.4.3	Relación Beneficio /Costo (B/C)	119

5.5	Factibilidad.....	119
5.5.1	Factibilidad Financiera.....	119
5.5.2	Factibilidad Económica.....	120
5.5.3	Factibilidad Técnica.....	120
CONCLUSIONES.....		121
RECOMENDACIONES.....		123
BIBLIOGRAFÍA.....		125
APÉNDICES.....		127

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1	Mapa del municipio de Ixcán, Quiché	2
Figura 2	Mapa de localización de los centros de generación.....	13
Figura 3	Comparación modelo lineal - poblacional - exponencial	31
Figura 4	Sistema de distribución.	39
Figura 5	Diagrama unifilar del Sistema de Distribución.....	41
Figura 6	Diagrama esquématico del Sistema de Distribución.....	42
Figura 7	Trazo sobre el plano cartográfico,Laguna Lachuá,2063I.	47
Figura 8	Trazo sobre el plano cartográfico,Río Tzeja,2063 IV.	48
Figura 9	Trazo sobre el plano cartográfico,Río Xalbal,2064 III.	49
Figura 10	Trazo sobre el plano cartográfico,Río Xalbal,2064 III.	50
Figura 11	Trazo sobre el plano cartográfico,Río Chixoy o Negro,2064II.....	51
Figura 12	Trazo sobre el plano cartográfico,Río Tzeja,2063 IV.	52
Figura 13	Diagrama de un sistema de distribución y el anclaje.	67
Figura 14	Curva de localización.	83
Figura 15	Diagrama de flujo.	116

TABLAS

Tabla I	Fuentes de iluminación y fuerza.....	10
Tabla II	Capacidad de las plantas generadoras.....	14
Tabla III	Características principales de las plantas generadoras	15
Tabla IV	Perdidas económicas de las plantas generadoras.....	17
Tabla V	Capacidad útil de las plantas generadoras	19
Tabla VI	Consumo de energía durante el año 2001	20
Tabla VII	Tolerancia admisible en la caída de tensión	22
Tabla VIII	Crecimiento del consumo.....	25
Tabla IX	Modelos para la proyección de la demanda.....	30
Tabla X	Calculo de la potencia de la subestación en función de la demanda poblacional	32
Tabla XI	Tensiones nominales y de diseño	34
Tabla XII	Datos de la línea de 69 kV Chisec – Playa Grande	34
Tabla XIII	Listado de comunidades del proyecto.....	43
Tabla XIV	Características de los conductores	55
Tabla XV	Potencia de recibo en función de la longitud de la línea	56
Tabla XVI	Cálculo de la caída de tensión para el ramal trifásico	57
Tabla XVII	Cálculo de la caída de tensión para el ramal monofásico	57
Tabla XVIII	Porcentaje admisible de caída de tensión según NTSD	57
Tabla XIX	Características del conductor de tierra.....	60
Tabla XX	Características de los postes de concreto.....	69
Tabla XXI	Características de los postes de madera	71
Tabla XXII	Holguras Verticales	73
Tabla XXIII	Longitudes de Vanos a utilizar en diseño.....	74
Tabla XXIV	Condiciones Iniciales	77
Tabla XXV	Condiciones Finales.....	77

Tabla XXVI	Condiciones de carga.....	78
Tabla XXVII	Limites de tracción	79
Tabla XXVIII	Curva de localización	82
Tabla XXIX	Características mecánicas de los conductores.....	84
Tabla XXX	Características eléctricas de los transformadores	86
Tabla XXXI	Características eléctricas de los cortacircuitos	92
Tabla XXXII	Fusibles de expulsión	93
Tabla XXXIII	Cálculo del tipo de fusible para cada ramal	94
Tabla XXXIV	Tensiones mínimas de flameo en seco	96
Tabla XXXV	Características de los aisladores de espiga	97
Tabla XXXVI	Características de los aisladores de suspensión	98
Tabla XXXVII	Características de las cadenas de aisladores de suspensión	99
Tabla XXXVIII	Características de los aisladores de carrete	99
Tabla XXXIX	Costos por km de líneas de media tensión	103
Tabla XXXX	Costos por usuario	103
Tabla XXXXI	Valores de inversión	105
Tabla XXXXII	Costos de operación y mantenimiento	106
Tabla XXXXIII	Costos de pérdidas	110
Tabla XXXXIV	Tarifa	111
Tabla XXXXV	Ingreso por concepto de tarifas	112
Tabla XXXXVI	Ahorros en energía substitutiva	114
Tabla XXXXVII	Ahorros por mejoras en la salud.....	114

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Descripción
%	Porcentaje.
ACSR	Aluminium Conductor Steel Reinforced
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BT	Baja tensión
BTS	Tarifa sin recargo por demanda.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
DEOCSA	Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima.
FIU	Frecuencia de interrupción por usuario.
FMIK	Frecuencia media de interrupción por KVA promedio.
FONAPAZ	Fonda nacional por la paz
INAB	Instituto Nacional de Bosques
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
km	Kilómetro
kV	Kilovoltio.
kW	Kilowatt

KWh	Kilowatt – hora
MT	Media tensión.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones
NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución.
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de energía eléctrica
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
ONG	Organización no gubernamental
Q	Quetzal, moneda de la República de Guatemala.
TIU	Tiempo de interrupción por usuario.
TTIK	Tiempo medio de interrupción por KVA promedio.
US\$	Dólar, moneda de Estados Unidos de Norteamérica.

GLOSARIO

Acometida	Es la parte del sistema de distribución secundario que, partiendo de la red de distribución -punto de toma-, transporta la energía eléctrica hasta el punto de utilización del usuario -punto de entrega-.
Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios (60,000 V).
Baja tensión	Nivel de tensión menor o igual a mil voltios (1,000 V).
Carga	Medida eléctrica que se expresa generalmente en ampere, kilowatt (kW) o kilovolt-ampere(kVA).
Cooperativa	Modalidad de asociación con determinado fin (ahorro, crédito, etc), que se rige con estatutos de acuerdo al fin que se persigue.
Costos Unitarios	Costos utilizados para calcular los costos de inversión, son expresados en US\$/km.
Demanda	Es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo
Factor de potencia	Es el factor que se aplica a la demanda de potencia en kW para convertirla en potencia en kVA.
Factor de sinuosidad	Es el factor que deberá aplicarse a la distancia medida en línea recta. Considera el relieve de la región.
Flecha	Se la llama a la mayor distancia vertical entre la recta que une los puntos de amarre del conductor con los puntos de apoyo y el conductor.

Generación	Actividad que consiste en producir energía eléctrica.
Iluminación Fotovoltaica	Iluminación que se produce por energía solar a través de celdas fotovoltaicas.
Incidencia	Interrupción del suministro de energía eléctrica.
Indicador de calidad	Índices normados por la CNEE para determinar la calidad del servicio técnico de una distribuidora.
Latifundio	Sistema de explotación de la tierra en función de la extensión cultivada y de acuerdo al cultivo, con una área mayor de diez hectáreas
Mantenimiento	Conjunto de actividades que se realizan para mejorar la vida útil de las instalaciones por medio de reparaciones mínimas, limpieza, diagnóstico de tierras y otras que se planifican a realizarse periódicamente y que transforman en más eficiente y confiable, el proceso de transporte y distribución de energía eléctrica.
Media tensión	Nivel de tensión superior a mil voltios (1,000 V) y menor o igual a sesenta mil voltios (60,000 V).
Minifundio	Sistema de explotación de la tierra en función de la extensión del área cultivada, por lo general, con cultivos de subsistencia y menor de una hectárea
Patrón de Asentamiento	Describe la forma espacial en que las unidades habitacionales de una comunidad se han establecido
Penalización	Sanción que se aplica al distribuidor por haber sobrepasado los límites de los indicadores de calidad.

Seccionador	Aparato mecánico capaz de abrir y cerrar un circuito en condiciones de no carga.
Sistema de Distribución	Conjunto de instalaciones desde 120 volts hasta tensiones de 34.5 kV encargadas de entregar la energía eléctrica a los usuarios, tomándola de los transportistas.
Sistema de distribución aislado	Conjunto de líneas y redes de distribución las cuales no están conectadas al sistema nacional interconectado.
Transporte	Actividad que consiste en transportar en alta tensión la energía eléctrica desde el generador hasta los distribuidores.
Usuario	Persona individual o jurídica que recibe el servicio de energía eléctrica del distribuidor, en alta, media o baja tensión.

RESUMEN

El uso que se le ha dado a la electricidad, a través de sus distintas aplicaciones en diversas regiones del país, permite afirmar que cualquier actividad económica en la que se aplique, se desarrollará en una forma mucho más productiva. El área del Ixcán es una región, altamente, productiva, actualmente, por sus recursos agrícolas, por lo que al contar con energía eléctrica, en forma continúa y confiable, no solo se estará beneficiando a esa región sino al país.

Actualmente, en el municipio de Ixcán, existe un sistema de distribución aislado, el cual produce energía eléctrica para abastecer a 9 comunidades principales, a través de Plantas Generadoras Diesel, las cuales no son suficientes para satisfacer la demanda de toda la región. Además, aunque las comunidades cuentan con energía eléctrica, los costos de operación y mantenimiento, sumado a la inversión y las pérdidas técnicas y no técnicas, hacen de por sí que el sistema no sea atractivo desde el punto de vista financiero, también, debido al alto costo de la energía a base de derivados de petróleo. Esto puede subsanarse en gran medida interconectando todo el sistema al sistema nacional interconectado; cuya energía es mucho mas barata del orden del 45%. Esto hace necesario un rediseño de la red de media tensión y distribución con el fin de asignar óptimamente los recursos.

Al crecer la población y el consumo por usuario, también, crece la demanda de energía eléctrica con una dinámica similar. Este aumento esta relacionado con la necesidad socioeconómica y el desarrollo de la familia.

Como el crecimiento demográfico es del tipo exponencial en el tiempo, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica no es ajeno a este comportamiento, por lo cual el crecimiento del consumo se representa como una proyección de la demanda en forma exponencial.

Para el diseño del sistema de distribución, es necesario considerar que el objetivo principal es el de que este sea seguro, eficiente, confiable y económico. El objetivo se logrará si se consideran las reglas y criterios necesarios para el análisis y ordenamiento óptimo de la explotación del sistema que se diseña actualmente y del que se planifica en el futuro.

Luego de efectuarse el análisis técnico, seguirá la fase de estudio de la factibilidad o conveniencia económica de cada una de las opciones, que deberá incluir todos los gastos e inversiones que se necesitaran en cada uno de ellas a lo largo de la vida útil de la red.

Las evaluaciones financieras y económicas son los principales factores de un estudio de factibilidad. A lo largo de la vida del proyecto, habrán dos flujos financieros: uno es el flujo de costos y el otro es el flujo de ingresos. Habiendo establecido los flujos y la tasa de descuento es posible determinar si el proyecto es factible o no, a través del cálculo de El Valor Actual Neto(VAN) la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio-costos(B/C).

OBJETIVOS

General

- Planificar y desarrollar un sistema de distribución de energía eléctrica para la región de Playa Grande Ixcán del Departamento del Quiché.

Específicos

- Elaborar los procedimientos necesarios para el diseño y crecimiento óptimo del sistema de distribución de energía eléctrica.
- Presentar escenarios de crecimiento acorde a la topología de la región.
- Evaluarlo económica y socialmente, resaltando los posibles beneficios hacia las comunidades que conforman el proyecto global.

INTRODUCCIÓN

Un considerable porcentaje del costo de transmisión de la energía eléctrica, desde los generadores a los usuarios, corresponde a los sistemas de distribución de baja y media tensión. La confiabilidad de estos sistemas debe establecerse a través de planificar y proyectar con cuidado, tanto las nuevas redes como todas las ampliaciones que se necesite realizar.

El propósito de la planeación es definir la estructura más favorable de la red, su nivel de tensión, la localización de los puntos de alimentación, el dimensionamiento de las instalaciones, así como determinar tanto la cantidad como el tipo y calidad del equipo requerido para su construcción.

Un adecuado ordenamiento del sistema de distribución permite ofrecer una adecuada calidad del servicio, puesto que indica dónde están localizados los problemas, permitiendo, entonces, concentrar los recursos de mantenimiento y obras en estos sitios. Al definir un sistema sencillo y ordenado, se permitirá un crecimiento más fácil y ágil, apuntando a la mejora en la calidad del servicio. Asimismo, en un futuro, se podrán aplicar, fácilmente, las técnicas y tecnologías de automatización y telecontrol en estos sistemas ordenados.

Todos los sistemas eléctricos deben ser juzgados de acuerdo no sólo a su confiabilidad, sino, también, a su eficiencia económica o resultados financieros obtenidos, es decir, se debe suministrar un servicio eléctrico confiable al menor costo posible. Este objetivo sólo podrá ser alcanzado si el sistema se diseña de acuerdo a las condiciones de la región, en nuestro caso un área rural, definida dentro de un proyecto de electrificación, el cual contempla los beneficios sociales.

El sistema definido será evaluado, económicamente, según la metodología de coste-beneficio y de esa forma se le asociara índices económicos-financieros que permitirá definir si la obra es factible o no.

1 GENERALIDADES

1.1 Área de estudio

Se define como área de estudio la que se ubica al noroeste del municipio de Ixcán en el departamento de Quiché como se muestra en la figura 1.

La ubicación geográfica del área de estudio es la siguiente:

al norte: con la república de México

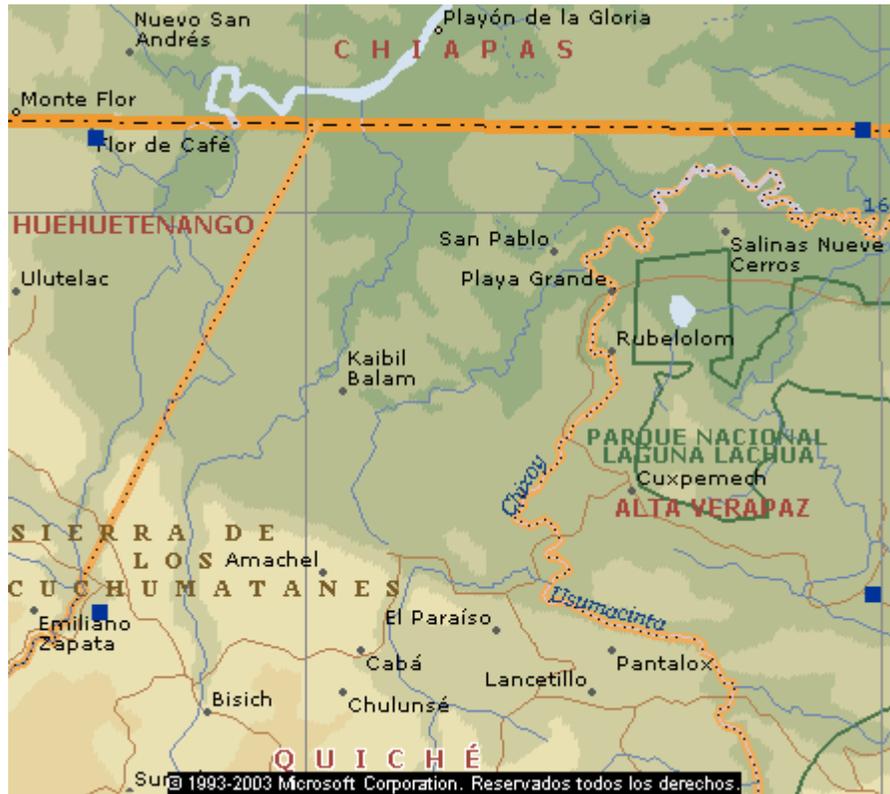
al sur: con los municipios de Soloma (Huehuetenango) y Chajul (Quiché)

al este: con el río Icbolay

al oeste: con el río Ixcán

El área se encuentra entre las coordenadas geográficas $15^{\circ} 40'$ a $16^{\circ} 03'$ Latitud Norte; y $90^{\circ} 30'$ a $91^{\circ} 10'$ Longitud oeste, con altitud máxima de 325 metros y mínima de 50 metros sobre el nivel del mar.

Figura 1 Mapa del Municipio de Ixcán, Quiché.



1.2 Antecedentes históricos

El uso que se le ha dado a la electricidad a través de sus distintas aplicaciones en diversas regiones del país permite afirmar que cualquier actividad económica en la que se aplique se desarrollara en una forma mucho más productiva, pero es necesario conocer un poco más de la historia de la región de Playa Grande, ya que está permitirá analizar la interacción entre la diversidad de relaciones tanto económicas como sociales del área, que pueda incidir en el proceso de electrificación que se propone en este trabajo.

Esta historia reciente, parte desde las actividades de colonización y habilitación de la tierra que, con el afán de proveer de tierra a campesinos provenientes del altiplano occidental principalmente de los municipios del departamento de Huehuetenango y San Marcos, es dirigido principalmente por algunos religiosos pertenecientes a la orden Maryknoll, conjuntamente con el desaparecido Instituto Nacional de Transformación Agraria (INTA); que se inicia en la década de los sesenta.

Para hacer mención del uso de la tierra en el Ixcán previo al periodo de colonización, hay que destacar que toda esta región pertenecía, al igual que gran parte de la selva petenera y del estado de Chiapas, México; a la región de ingerencia de las tribus lacandonas que allí existieron.

En esta región se podía encontrar una gran diversidad de flora y fauna silvestre, y de recursos forestales, además de chicle, tinte y cacao silvestre.

La colonización del Ixcán, encabezada por religiosos Maryknoll, inicia en un momento en que la problemática agraria del país, se caracteriza por el contraste latifundio-minifundio, y surge entonces como una alternativa viable para muchos campesinos que, sumidos en profunda pobreza, no tenían más recursos que su mano de obra y la de su familia, la cual tenían que vender a cambio de un pago que no era suficiente para cubrir o llenar las necesidades básicas. Además, fue motivada por experiencias similares de colonización que los religioso Maryknoll habían tenido en el departamento de Peten.

Como consecuencia de la intensa actividad agrícola que se daba ya en las tierras del Ixcán, se observó un crecimiento económico a nivel de cooperativa, y un mejor bienestar familiar de los socios. Cada socio tenía derecho a parcelas individuales (trabajaderos) y a un lote en el centro urbano, estando toda la tierra registrada a nombre de la cooperativa para impedir que, cuando la tierra estuviera completamente cultivada, otras personas pudieran comprarla a los socios en forma individual, lo cual desvirtuaría el objetivo fundamental de la colonización del Ixcán que era proveer de seguridad en cuanto a tenencia de la tierra a los campesinos.

Posterior a la colonización, los nuevos cooperativistas debían trabajar en forma intensiva con el afán de habilitar la tierra selvática para la construcción de viviendas, vías de acceso y terrenos agrícolas. Los socios empezaron a obtener resultados satisfactorios de la actividad agrícola que apenas había iniciado. Esto motivó la llegada de más campesinos sin tierra provenientes de otras partes del país.

En los poblados establecidos, para el año de 1976 ya se contaba con una infraestructura de asistencia social adecuada para el logro de una vida independiente y digna para los habitantes. En el aspecto económico y de uso de la tierra, la cooperativa contaba con mas de mil cabezas de ganado y producían anualmente ochenta mil quintales de maíz ,diez mil de fríjol, quinientos de café y doscientos de cardamomo. Este último fue un cultivo que en la tierra del Ixcán parecía ser el ideal y contaba en aquel tiempo con un buen precio en el mercado Q. 400.00 (equivalente a US\$ 400.00) o más por un quintal de cardamomo verde.

Aunque también se tuvo éxito en la producción de otros cultivos como granos básicos y café, se le puede atribuir al cultivo de cardamomo una gran responsabilidad en la prosperidad económica de la cooperativa en la década de los setenta. Se puede tener una idea de esta mejoría en la situación económica simplemente con saber que, hacia finales de los setenta (según testimonio de un socio de la cooperativa), campesinos de otras regiones del país tenían la disyuntiva entre vender su mano de obra en las fincas de la costa sur o en las cooperativas del Ixcán.

Actualmente la organización cooperativista sigue vigente en la mayoría de los poblados principales, la cual se encarga de promover mejoras en el nivel de vida de los pobladores, a través de distintos programas de desarrollo. Por lo que en este proyecto de electrificación rural es necesario de promover el uso de la energía eléctrica, a través de incentivar todas las actividades que puedan considerarse como productivas y que dependan de la electricidad, para que al ser administradas adecuadamente puedan coadyuvar al desarrollo sostenible de esa región.

1.3 Vías de acceso

El acceso a la región de Playa Grande, desde la capital de Guatemala, por vía terrestre se realiza a través de la carretera al Atlántico que se dirige a Coban, Alta Verapaz, con una distancia de 225km., asfaltada. Luego, se toma la carretera asfaltada de Coban hacia el norte pasando por la comunidad de Cubilhuitz; y la cabecera municipal de Chisec, hasta llegar a la carretera de terracería de la Franja Transversal del Norte (FTN), a través de la cual se llega a Cantabal (municipio de Ixcán).

1.4 Descripción de la población

La población de las aldeas que comprenden el área de estudio, pertenece a varias etnias, en las que sobresalen las Mam, Kanjobal, Quiche, Jacalteca, Cachiuel, Kekchi y ladinos, las personas utilizan dialectos para comunicarse entre ellos y en español con los visitantes o fuera de la comunidad.

La educación, ha sido organizada por medio de los promotores, quienes tienen a su cargo la capacitación de los niños, jóvenes y adultos.

Las viviendas en su mayoría están construidas con madera aserrada y algunas con paredes de block, la mayoría cuentan con techo de lámina de zinc, y el resto con techo de manaca. Cuando son temporales se construyen con materiales sencillos, fáciles de encontrar en el lugar (caña de carrizo y madera) nylon y lamina. El aspecto de salud de las familias es atendido por promotores, que han sido incluidos en programas de capacitación en salud rural, por parte de algunas organizaciones no gubernamentales.

1.4.1 Organización comunal

Las Aldeas se han organizado en comités, siendo estos:

- **Comité de Pro – Mejoramiento:** Es el comité encargado y responsable de velar por la ejecución de los proyectos de apoyo por parte de ONG's, Municipalidad y otros.
- **Comité de Energía Eléctrica:** Este comité se formo con la finalidad de apoyar a la Empresa Municipal Rural de Electricidad "EMRE" para gestionar ante las autoridades municipales, gubernamentales, embajadas, Organizaciones Nacionales e Internacionales, en la búsqueda de financiamiento para la ejecución del proyecto de introducción de energía eléctrica a sus aldeas. Cada comité esta conformado por los siguientes cargos: Presidente, Vice-Presidente, Secretario, Tesorero, Vocal I, Vocal II y Vocal III.

1.5 Actividades productivas actuales

La principal actividad económica, es la agricultura, siendo sus principales cultivos: El maíz, fríjol y arroz, otros en menor escala como: cítricos, marañon, jocote, cardamomo, café, cocos, etc. La segunda actividad en importancia es la ganadería, dedicándose a la crianza y engorde de ganado bovino. Así también dependen de la caza y la pesca como fuente alternativa de subsistencia.

Otras actividades, la constituye la mano de obra de servicio laboral, como albañiles, carpinteros, conductores de vehículos, etc.

Además, cuentan con apoyo económico por parte de instancias gubernamentales y no gubernamentales en el proceso de retorno de desplazados del conflicto armado.

1.5.1 Factores que afectan negativamente el proceso productivo

La Temperatura: Esta es muy elevada durante la mayor parte del año, la que tiene un máximo de 36° C.

Agua: las comunidades carecen de agua potable, únicamente cuentan con pozos mecánicos y manuales, así como nacimientos para abastecerse del vital líquido. Varios arroyos que atraviesan las comunidades se encuentran ubicadas al margen del río Chixoy, el que en la época de invierno, les provoca inundaciones que contribuyen a la fertilidad de sus playas o vegas.

Créditos: El acceso al crédito se ve limitado, por la poca rentabilidad que alcanzan sus productos en la actividad agrícola.

Mercadeo. El mal estado de las carreteras y las distancias que deben recorrer, es una limitante para el mercadeo y comercialización de sus productos.

1.6 Tenencia de la tierra

Todos los vecinos son propietarios del terreno donde están ubicadas las viviendas y de las áreas de cultivos. Cada familia posee alrededor de 14 manzanas de terreno (10 hectáreas).

1.7 Servicios comunitarios

- Escuela: En todas las aldeas existen escuelas primarias las cuales están ubicadas en el centro de las comunidades y cuentan con dos o tres maestros.
- Puesto de Salud: Las aldeas no cuentan con puestos de salud; para recibir atención médica, los habitantes viajan al centro de salud de Playa Grande, Ixcán.
- Letrinización: Las aldeas cuentan con letrinas de tipo abonera seca las que se construyeron con el apoyo brindado por FONAPAZ y de las gestiones realizadas por el Comité Pro – Mejoramiento.
- Agua: Únicamente cuentan con pozos artesanales, con bombas manuales y nacimientos, para abastecerse de este líquido.

1.8 Aspectos climáticos y topográficos

- Clima: El clima predominante en la región, es cálido – húmedo. La época crítica del verano es de marzo a mayo, mientras que el invierno inicia en el mes de junio a diciembre.
- Recursos Naturales: El viento en esta región es moderado, por lo que no puede considerarse como un recurso que pueda utilizarse para generación energética que beneficie a las comunidades. La iluminación solar es muy intensa y clara todo el año lo que podría ser una alternativa para la utilización de sistemas de iluminación fotovoltaica. En cuanto a los suelos, en esta región son de tipo arenosos y arcillosos.

La topografía es ondulada y ligeramente plana. El bosque es escaso por lo que INAB y ONG's están introduciendo medidas de control para evitar continuar con las talas inmoderadas y se están realizando programas de reforestación de beneficio comunal.

1.9 Consumo energético a nivel familiar

Las fuentes de iluminación y fuerza utilizadas por los habitantes de las aldeas son:

Tabla I. Fuentes de iluminación y fuerza

FUENTES DE ENERGIA	CANTIDAD MENSUAL	PRECIO UNITARIO (Q)	COSTO TOTAL (Q)	COSTO TOTAL (US\$)
Candelas	60 unidades	0.75	45.00	5.77
Pilas	3 pares	7.50	22.50	2.88
Combustible	1 galón	10.00	10.00	1.28
Otros(fósforos, ocote, etc)	Variable		5.00	0.64
		Total mensual	82.50	10.58

1.10 Usos productivos potenciales de la energía

- Artesanía: Para apoyar la actividad artesanal, implementando maquinaria para carpintería, cerámica, etc.
- Mecánica: Para utilizar herramienta y equipo eléctrico de media y alta potencia, tales como: motores, barrenos, soldaduras, compresores, etc.

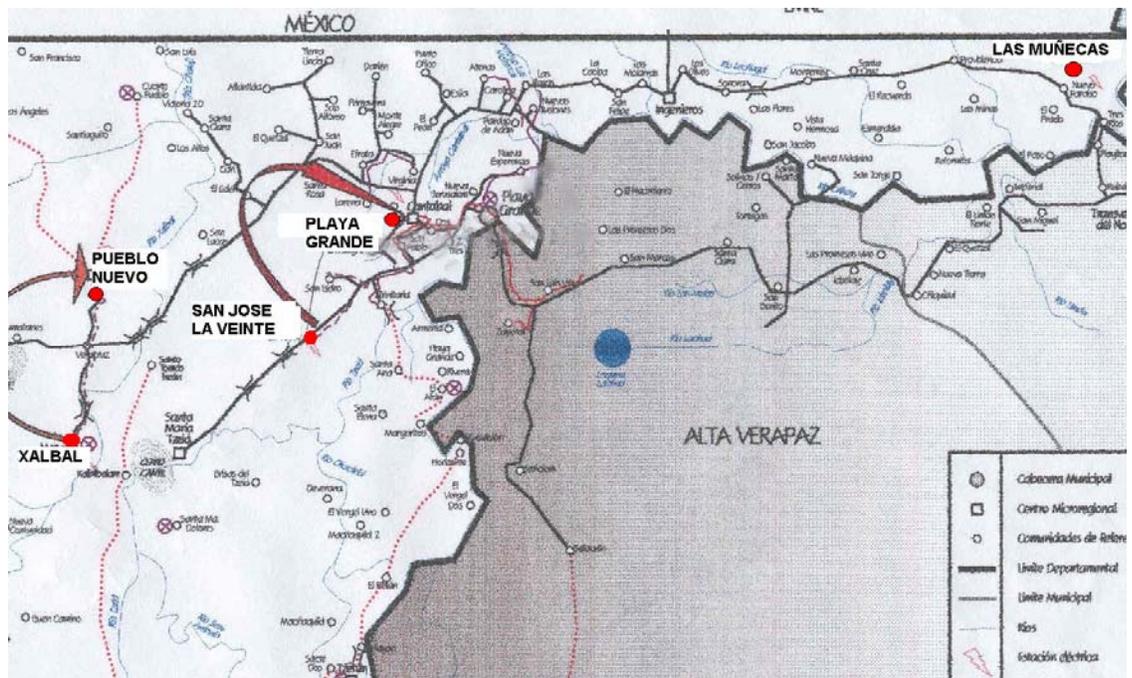
- Educación: Para apoyar programas de alfabetización y educación de adultos por la noche.
- Comercio : En el uso de refrigeradoras, para la conservación de alimentos, bebidas, etc
- Entretenimiento: Utilización de la iluminación para la realización de actividades socioculturales.

2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA ACTUAL

2.1 Capacidad instalada de Generación

En el municipio de Ixcán, existe actualmente un sistema de distribución aislado, el cual produce energía eléctrica a través de Plantas Generadoras Diesel de marca ONAN en cinco estaciones: Playa Grande, Xalbal, Pueblo Nuevo, San José la Veinte y Las Muñecas (figura 2). De estas estaciones se produce para abastecer a 15 comunidades principales descritas en la tabla II.

Figura 2 Mapa de localización de los centros de generación



La capacidad de estas plantas se muestra en la Tabla II.

Tabla II. Capacidad de las plantas generadoras.

ESTACION	CAPACIDAD INSTALADA kW	NUCLEO POBLADO	DEPARTAMENTO	NUMERO DE USUARIOS		HORAS SERVIDAS		DEMANDA MAXIMA kW		CONSUMO x USUARIO kWh/mes
				2000	2001	2000	2001	2000	2001	
PLAYA GRANDE	1000	ZONA 1	QUICHÉ	631	674	19	19	375	440	77
		ZONA 2	QUICHÉ	123	150	19	19			25
		ZONA 3	QUICHÉ	81	90	19	19			37
		ZONA 4	QUICHÉ	26	30	19	19			19
		SAN FRANCISCO	QUICHÉ	36	40	19	19			25
		LORENA	QUICHÉ	50	55	19	19			44
		SAN PABLO	QUICHÉ	86	100	19	19			19
		ZONA MILITAR	QUICHÉ	1	1	19	19			20900
		SAN FCO DEL RIO	ALTA VERAPAZ	34	40	19	19			32
		SAN LUIS V.H.	ALTA VERAPAZ	68	75	19	19			23
		ZAPOTAL 1	ALTA VERAPAZ	32	35	19	19			16
XALBAL	350	XALBAL	QUICHÉ	234	240	3	4	45	60	14
PUEBLO NUEVO	275	PUEBLO NUEVO	QUICHÉ	170	180	3	4	38	35	7
SAN JOSE LA 20	275	SAN JOSE LA 20	QUICHÉ	100	110	3	4	30	30	6
LAS MUÑECAS	150	LAS MUÑECAS	QUICHÉ	0	40	0	3	0	0	0
TOTAL	2050			1672	1860			488	565	

Fuente: EMRE

En la tabla III, se presentan las características de mayor importancia de las Plantas Generadoras y sus subestaciones elevadoras, las cuales están conformadas por bancos de transformadores monofásicos.

Tabla III. Características principales de las plantas generadoras

ESTACIÓN	VOLTAJE SALIDA (V)	FACTOR DE POTENCIA	CAPACIDAD SUBESTACIÓN (kVA)	RELACION DE TRANSFORMACION (V/kV)
PLAYA GRANDE	277/480	0.8	750	480/13.8
XALBAL	277/480	0.8	300	480/34.5
PUEBLO NUEVO	277/480	0.8	300	480/34.5
SAN JOSE LA 20	277/480	0.8	300	480/34.5
LAS MUÑECAS	277/480	0.8	150	480/34.5

Fuente: EMRE

2.1.1 Generación Real

La Empresa Municipal Rural de Electricidad “ EMRE”, del municipio de Playa Grande, Ixcán del departamento del El Quiché, fue creada en cumplimiento a lo requerido por el Gobierno Central en mayo de 1999, luego de haber proporcionado su apoyo al municipio de Playa Grande, el cual consistió en el fortalecimiento para la dotación de energía eléctrica, a través de 6 plantas estacionarias accionadas por combustible diesel tanto a la cabecera municipal y sus aldeas aledañas, como a las comunidades de Xalbal, Pueblo Nuevo, San José la Veinte, Las Muñecas y Nuevo Paraíso (actualmente no instalada), a través del Fondo Nacional para la Paz (FONAPAZ) , con la finalidad que la Empresa, tuviera como objeto la administración del sistema de generación y distribución de los servicios de electricidad en el municipio de Ixcán.

La empresa fue creada con un capital denominado semilla, para poder sufragar los gastos de generación y distribución al inicio de sus operaciones y lograr con ello su capitalización, lo que a la fecha no ha sido posible, ya que el mismo ha sido utilizado para subsidiar los gastos de generación que se han dado por el alza del combustible diesel y por la imposibilidad de continuar incrementando el valor del kilovatio- hora, el cual a la fecha es de un quetzal con sesenta y cinco centavos (\$ 0.206 a una tasa de cambio de Q. 8.00 por \$.1.00).

Las plantas instaladas no son suficientes para satisfacer la demanda de toda la región, que cuenta con un total de 8393 potenciales usuarios, ya que se atienden un total de 1860 usuarios los que significa un 22.16 % del consumo posible.

La forma de distribuir la energía eléctrica por horas es la siguiente: para la región de Playa Grande 19 horas diarias y para las comunidades de Xalbal, Pueblo Nuevo y San José la Veinte un total de 3 horas diarias. La Planta de la comunidad de las Muñecas se ha desinstalado debido a que la Empresa Municipal ha considerado de acuerdo a los resultados de la tabla IV, que la demanda no es suficiente para cubrir los costos de operación y mantenimiento y por ende no es rentable para la empresa, además de que el estado ha denegado continuar con el subsidio que se les había proporcionado en años anteriores. Además aunque las demás comunidades cuentan con energía eléctrica las perdidas son también considerables de tal forma que se tiene que absorber las perdidas a través de un subsidio estatal.

Tabla IV Pérdidas económicas de las plantas generadoras

ESTACIÓN	CONSUMO ANUAL		EGRESOS HISTORICOS	INGRESOS HISTORICOS	UTILIDAD O PERDIDA
	COMBUSTIBLE Gls				
	2000	2001	2001	2001	
PLAYA GRANDE	120,000	132,000	Q1,840,457.81	Q1,492,500.00	-Q347,957.81
XALBAL	6,700	8,640	Q172,139.99	Q69,000.00	-Q103,139.99
PUEBLO NUEVO	5,600	7,200	Q152,161.35	Q51,000.00	-Q101,161.35
SAN JOSE LA 20	5,600	7,200	Q152,161.35	Q30,000.00	-Q122,161.35
MUÑECAS	0	5,400	Q0.00	Q0.00	Q0.00
TOTAL	137,900	160,440	Q2,316,920.50	Q1,642,500.00	-Q674,420.50

Fuente: EMRE

Actualmente se piensa en la interconexión de las poblaciones Xalbal y Pueblo Nuevo (ambas con plantas generadoras de 350 y 275 kW respectivamente), favoreciendo a las comunidades de Chitalón y Veracruz que se ubicaran en el medio del trayecto, con la posibilidad de construir un ramal para beneficiar a Flor Todo Santera y Nuevo San Lorenzo, con un aproximado de 1200 familias e igual numero de usuarios.

La ampliación del estudio y construcción de la interconexión de la estación Playa Grande con la Aldea San José la Veinte, (ambas con plantas generadoras de 1000 y 275 kW respectivamente), favoreciendo a las aldeas de Trinitaria, El Milagro y San Isidro, beneficiando a 435 familias e igual numero de usuarios.

Las dos interconexiones anteriormente mencionadas permitirán ampliar el horario de servicio, utilizando dos plantas generadoras en cada caso, no existirá un sistema en donde las plantas se conecten las dos al mismo tiempo, ya que lo que se pretende es que funcionando una a la vez, funcione un promedio de seis horas sin interrupción en el primer caso y en el segundo un promedio de 23 horas de servicio.

Esto último es una solución posible, sin embargo, debido a que ya no tienen recursos para la compra de combustible (diesel) y a que las reservas de esta están por terminar, la Empresa Municipal Rural de Electricidad (EMRE), decidió suspender el servicio. Según EMRE las poblaciones que no se les suministrará el servicio de energía eléctrica son: Xalbal, San José la Veinte y Pueblo Nuevo. En tanto que a la cabecera municipal de Playa Grande se le reducirían las horas de servicio a un horario el cual no se ha determinado por las autoridades ediles. Esta medida es acorde a la importancia comercial que tiene la cabecera, ya que cuenta con la el 69.4% de los usuarios totales atendidos.

Por lo que para evitar la perdida del suministro de energía eléctrica, por la falta de adquisición del combustible y repuestos es necesario un subsidio que permita a corto plazo, complementar los costos de generación, en virtud de tener carácter de interés y beneficio social a la población, mejorando así su nivel de vida, hasta lograr su interconexión con el sistema de distribución nacional.

2.1.2 Demanda Actual

La demanda actual tiene dos componentes: La demanda servida, donde se incluyen a los usuarios que actualmente gozan del servicio (1860 usuarios); y la demanda restringida, dentro de la cual están las personas e instituciones que han solicitado formalmente el servicio al Plan de Electrificación Rural PER , es necesario considerar que este Plan debido a la forma en que distribuye sus recursos, para poder cumplir con el programa que se propuso para el 2003, no puede tomar en cuenta a la totalidad de los usuarios del municipio de Ixcán, sino que de acuerdo a la un estudio realizado por la empresa DEOCSA-DEORSA se tomaran en cuenta solamente 4774 usuarios, distribuidos en 44

comunidades tal como se muestra en el apéndice 1.

Debido a que el sistema actual no podrá ser utilizado, ya que los materiales como postes, aisladores, anclas, crucetas y herrajes ya ha cumplido su vida útil, al ser conectadas las comunidades al Sistema Nacional, se tomaran en cuenta los 1860 usuarios dentro de la demanda actual por estar considerados dentro del listado de comunidades a electrificar.

En la tabla VI puede verse el detalle del consumo de energía mensual y la producción de energía para cubrir la demanda.

Si se comparan los datos de producción de energía con los datos de consumo en la tabla V del año 2001, se evidencian cargas muy por debajo de los valores nominales, lo que se traduce en una inversión ineficiente, dando lugar a pérdidas financieras a lo largo de un año de operación, cuyo orden es de US\$ 86,464.10.

Tabla V Capacidad útil de las plantas generadoras

	Capacidad Instalada kW	Demanda máxima kW	Porcentaje utilizado %	CAPACIDAD EXCEDENTE kW	CAPACIDAD EXCEDENTE %
PLAYA GRANDE	1000	440	44,00	560	56.00
XALBAL	350	60	17,14	290	82.86
PUEBLO NUEVO	275	35	12,73	240	87.27
SAN JOSE LA 20	275	30	10,91	245	89.09
*LAS MUÑECAS	150	0	0,00	150	100.00
TOTAL	2050	565	27,56	1485	72,44

Fuente: EMRE

* Esta planta aún no esta en servicio

Partiendo de los datos de consumo durante el año 2001, se estima la demanda anual del sistema actual.

Tabla VI. Consumo de energía durante el año 2001

	CONSUMO	Consumo de Potencia real	Numero de usuarios	CONSUMO	CAPACIDAD
	DE ENERGIA			X USUARIO	X USUARIO
	kWh	kW		kWh	kW
ENERO	79,533.00	108,95	1,685.00	47.2	0,06
FEBRERO	85,564.00	117,21	1,732.00	49.4	0,07
MARZO	101,400.00	138,90	1,759.00	57.65	0,08
ABRIL	90,234.00	123,61	1,772.00	50.92	0,07
MAYO	108,949.00	149,25	1,785.00	61.04	0,08
JUNIO	106,628.00	146,07	1,805.00	59.07	0,08
JULIO	111,047.00	152,12	1,816.00	61.15	0,08
AGOSTO	96,377.00	132,02	1,832.00	52.61	0,07
SEPTIEMBRE	111,742.00	153,07	1,838.00	60.8	0,08
OCTUBRE	88,831.00	121,69	1,840.00	48.28	0,07
NOVIEMBRE	105,247.00	144,17	1,846.00	57.01	0,08
DICIEMBRE	101,959.00	139,67	1,860.00	54.82	0,08
TOTAL	1,187,511.00				

Fuente: EMRE

El consumo promedio mensual por usuario tiene un valor sumamente bajo comparativamente, pero comprensible debido a las condiciones descritas en el capítulo 1 como consumo energético a nivel familiar, en donde nos muestra la poca utilización que se hace de la energía eléctrica.

2.2 Sistema de distribución actual

2.2.1 Condiciones Generales

El sistema de distribución de energía eléctrica del municipio de Ixcán, entro en funcionamiento en el año 1985, con una subestación y una planta de 100 kW, prevista para alimentar aproximadamente a 120 viviendas de la cabecera municipal, utilizando para su diseño criterios como: Alimentar cargas residenciales a través de transformadores monofásicos, conductores de ACSR en distribución primaria en voltaje de 13.8 kV.

En 1998, el gobierno central, a través de FONAPAZ, amplio el sistema de la cabecera municipal a las zonas 2,3 y 4 , aldeas San Francisco, San Pablo, Lorena y además las comunidades de Xalbal, Pueblo Nuevo y Las Muñecas (fig. 2).

En mayo de 1999, se creo la Empresa Municipal Rural de Electricidad EMRE, con la finalidad de ordenar la administración del servicio eléctrico. Las zonas y las aldeas cercanas a la cabecera municipal, que fueron parte de la ampliación están alimentadas en 13.8 kV, con conductor ACSR no. 2 para fases y no. 2 para el neutro, mientras que las aldeas como Xalbal, Pueblo Nuevo y Las Muñecas son alimentadas en 34.5 kV y con conductor calibre AWG 1/0 ACSR para las fases y calibre AWG 2 ACSR para el neutro.

Actualmente, por la necesidad de extensión de servicios, pueden verse las excesivas longitudes de algunos ramales en la cabecera municipal.

Al inspeccionar el sistema de distribución existente, se pudo comprobar por mediciones realizadas directamente a los usuarios, tomando una muestra de su número y entre las horas de servicio, que el voltaje es el adecuado, ya que en estas poblaciones de tipo rural, por las cargas utilizadas, como lámparas incandescentes, lámparas fluorescentes, televisores, radios y aparatos de refrigeración para pequeños comercios, las fluctuaciones de voltaje oscilan en un 10% como se muestra en la Tabla VII,(artículo 24 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD), no afectando el rendimiento de los aparatos eléctricos.

Tabla VII. Tolerancia admisible en la caída de tensión.

TENSIÓN	TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %					
	ETAPA					
	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
BAJA	12	15	10	12	8	10
MEDIA	10	13	8	10	6	7
ALTA	TRANSICION		REGIMEN A partir del Mes 1 hasta el 12		REGIMEN A partir del Mes 13	
	7		6		5	

La evaluación de la infraestructura eléctrica existente, se realiza en dos partes: la primera es el sistema de distribución utilizado desde 1984 con un estimado de un 50% del sistema y que muestra postes de madera, aisladores y sus accesorios en mal estado ya que de acuerdo al calculo del coste anual de inversión que realiza las empresas distribuidoras en Guatemala, se determina una vida útil de las instalaciones de 30 años(considerando un promedio de la vida útil de los equipos y materiales que conforman el Sistema de Distribución) ya cuenta con 17 años en uso, esto es 45.95% de dicha vida útil.

La segunda parte del sistema existente en promedio tiene 10 años de uso, el cual se encuentra en buen estado, aunque existen ciertas condiciones de diseño como la longitud de vanos y la cantidad de usuarios por transformador que necesitan ser mejorados, tal como se menciona en el capítulo 4, secciones 4.4.6 y 4.4.7.

2.2.2 Red proyectada sobre una red existente (red deficiente)

Se puede tratar de un área que ha crecido sin planes, sin control, y para ella se desea una red nueva bien planteada y que prevea la expansión futura, siendo un área con servicio eléctrico su densidad de carga es conocida, la nueva red provocara un incremento inmediato de cargas inhibidas por el mal servicio que daba la vieja red, por otra parte la red deberá ser satisfactoria por muchos años en los que crecerá la carga individual y aparecerán nuevos usuarios, el proyecto debe tener un estado final que permita alimentar las cargas futuras, e inicialmente se harán parte de las obras para que en el estado inicial se tenga optimo servicio, y se dejen las provisiones para acompañar el desarrollo a medida que el consumo lo exija.

3 PRONÓSTICO DE LA DEMANDA

3.1 El mercado actual

3.1.1 Comportamiento histórico de la demanda

El consumo de las comunidades alimentadas por las plantas diesel se ha comportado en forma variable, ascendiendo y descendiendo en su valor mensual, tal como puede verse en la tabla VI del capítulo anterior.

El análisis del crecimiento en el consumo total se tabula para los años 1999 al 2001. Según la Empresa Municipal Rural de Electricidad EMRE estos son:

Tabla VIII. Crecimiento del consumo

AÑO	CONSUMO (kWh)	% DE CRECIMIENTO
1999	622,464.00	0%
2000	1,051,279.00	40.79%
2001	1,187,511.00	47.58%

3.1.2 Usuarios actuales del proyecto

Como usuarios actuales se consideran todas aquellas familias que cuentan con servicio de energía eléctrica y que según registros de la Empresa Eléctrica Municipal ascienden a 1860 usuarios a finales del 2001.

En sectores donde se pueden clasificar los usuarios, según el uso de la energía los usuarios se clasifican en residenciales, comerciales y sector público, en el estudio debido al poco consumo por usuario, es muy difícil separar al residencial del comercial.

3.1.3 Usuarios potenciales

Este rubro está compuesto de todas aquellas residencias que no cuentan con el servicio de energía eléctrica, porque no han tenido oportunidad de adquirirlo por falta de capacidad de oferta. Este mercado está compuesto por 44 comunidades para un primer plan de acción de comunidades cercanas a la subestación de Playa Grande, con una población total de 4774 familias.

Las 1860 familias conectadas al sistema aislado, fueron tomadas en cuenta en las 4774 familias, debido a que cuando la subestación de Playa Grande entre en funcionamiento, la red existente deberá ser desmontada, y los usuarios conectados a esta, deberán ser reubicados en la nueva red de distribución.

3.2 Pronóstico de la demanda

3.2.1 Metodología seguida para la proyección

Se realizaron varios análisis de regresión correlacionando consumo y año (tiempo), debido a que se puede observar que al graficar en un plano cartesiano las variables dependientes e independientes, se forma una serie de puntos que pueden ser representados por una recta o una curva exponencial. La variable dependiente investigada es el consumo anual, y la independiente la representa cada uno de los años.

Los modelos de regresión se construyeron relacionando la variable dependiente con la variable independiente.

Las funciones hipotéticas que muestran la supuesta relación entre las variables fueron linealizadas con el fin de aplicar mínimos cuadrados.

Los modelos de regresión simple se representan entonces en forma linealizada como sigue:

MODELO	FUNCIÓN
Lineal	$Y = a + bx$
Exponencial	$Y = AB^x$

Donde:

$Y =$ Variable dependiente (consumo)

$X =$ Variable independiente (año)

$a, b =$ Parámetros de regresión que resultan de la ecuación de mínimos cuadrados.

Los valores utilizados para verificar la validez de los modelos son los consumos anuales registrados en la Empresa Municipal Rural de Electricidad EMRE, de 1999 a 2001, que aparecen en la tabla VII.

Los resultados obtenidos de este análisis estadístico son:

<u>MODELO</u>	<u>FUNCIÓN</u>
Lineal	$Y = 388704.33 + 282523.5x$
Exponencial	$Y = 481910.7309 (1.381216253)^x$
Poblacional (exponencial)	$E = E_0 (1 + T_c)^n$

En donde x se toma como valor 1 en el año de 1999 y valor 2 en el año 2000 y así sucesivamente.

3.2.2 El modelo elegido

Al crecer la población, también crece la demanda de energía eléctrica con una dinámica similar. La demanda crece no solo con la población sino también con el aumento del consumo per capita. Este aumento esta relacionado con la necesidad socioeconómica y el desarrollo de la familia.

El consumo en cualquier año, no es más que el producto del número de usuarios por su respectivo consumo unitario.

Como el crecimiento demográfico es del tipo exponencial en el tiempo, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica no es ajeno a este comportamiento, por lo cual el crecimiento del consumo como ya se indicó, se puede expresar así:

$$E = E_0 (1 + T_c)^n$$

Donde:

E: Consumo en el año n

E₀: Consumo en el año inicial de diseño

T_c: La tasa anual de crecimiento del consumo.

N: Número de años

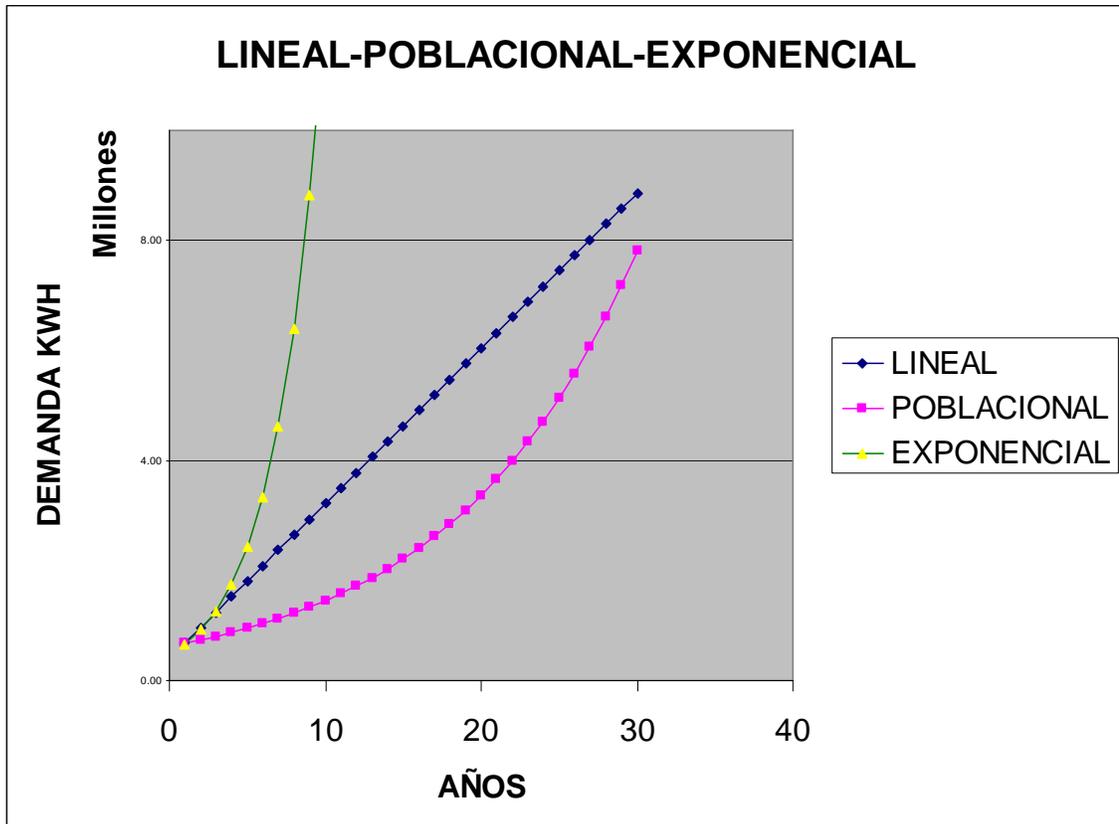
Determinando el consumo inicial E₀ en el año 1999 el cual es el año de referencia n =0, como 622464 kWh y la tasa de crecimiento T_c como 8.8% (acorde al informe poblacional del Instituto Nacional de Estadística INE, del departamento de Quiché) se obtienen la siguiente tabla, en donde se comparan los modelos lineal y exponencial con este modelo poblacional.

Tabla IX Modelos para la proyección de la demanda

AÑOS	LINEAL	POBLACIONAL	EXPONENCIAL
1	671,227.83	677,240.83	665,622.93
2	953,751.33	736,838.03	919,369.21
3	1,236,274.83	801,679.77	1,269,847.70
4	1,518,798.33	872,227.59	1,753,934.29
5	1,801,321.83	948,983.62	2,422,562.54
6	2,083,845.33	1,032,494.18	3,346,082.76
7	2,366,368.83	1,123,353.67	4,621,663.89
8	2,648,892.33	1,222,208.79	6,383,517.28
9	2,931,415.83	1,329,763.16	8,817,017.81
10	3,213,939.33	1,446,782.32	12,178,208.30
11	3,496,462.83	1,574,099.16	16,820,739.24
12	3,778,986.33	1,712,619.89	23,233,078.43
13	4,061,509.83	1,863,330.44	32,089,905.53
14	4,344,033.33	2,027,303.52	44,323,099.08
15	4,626,556.83	2,205,706.23	61,219,784.83
16	4,909,080.33	2,399,808.38	84,557,761.81
17	5,191,603.83	2,610,991.51	116,792,554.90
18	5,474,127.33	2,840,758.77	161,315,775.10
19	5,756,650.83	3,090,745.54	222,811,970.40
20	6,039,174.33	3,362,731.15	307,751,514.90
21	6,321,697.83	3,658,651.49	425,071,394.30
22	6,604,221.33	3,980,612.82	587,115,518.50
23	6,886,744.83	4,330,906.75	810,933,496.60
24	7,169,268.33	4,712,026.54	1,120,074,526.00
25	7,451,791.83	5,126,684.88	1,547,065,139.00
26	7,734,315.33	5,577,833.15	2,136,831,515.00
27	8,016,838.83	6,068,682.46	2,951,426,418.00
28	8,299,362.33	6,602,726.52	4,076,558,138.00
29	8,581,885.83	7,183,766.45	5,630,608,357.00
30	8,864,409.33	7,815,937.90	7,777,087,777.00

En la siguiente figura se realiza, con los datos obtenidos comparaciones entre el modelo poblacional y los otros dos modelos.

Figura 3 Comparación Modelo Lineal - Poblacional - Exponencial



A través de esta comparación, se puede determinar que el modelo que muestra mejor ajuste es el poblacional, por lo que se determina como el más adecuado para representar la proyección de la demanda.

Si se diseña el proyecto para un tiempo estimado de 30 años, se puede observar que de acuerdo al modelo poblacional se tiene estimado un consumo de 7,815,937.90 kWh en ese último año.

Calculando el valor en KVA de este consumo, tomando en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$Pr=E/t \quad \text{y} \quad Pa=Pr/FP$$

Donde:

Pr: Potencia real en Megawatts (MW).

E: Consumo en Megawattshora (kWh).

Pa: Potencia aparente en Megavoltsamperio (MVA).

FP: Factor de Potencia (0.95).

t: Valor en horas de 1 año (8640horas)

Tabla X Cálculo de la potencia de la subestación en función de la demanda poblacional.

E(kWh)	Pr(MW)	Pa(MVA)
7,815.937.90	0.90	0.95

El valor cuantificado es de 0.95MVA, proporcionando un indicador de que se necesitaría al menos para poder suministrar el servicio de energía eléctrica durante 30 años de acuerdo al crecimiento poblacional, una subestación de 1MVA.

Este calculo no es concluyente debido a que no se tomo en cuenta un valor para el consumo en el año inicial de diseño, que incluyera una demanda que aumenta no solo por el crecimiento poblacional, sino también por el mejor aprovechamiento de la energía eléctrica, a través de programas educativos de usos productivos de la energía eléctrica, que motiven a la población a utilizarla en pequeñas, medianas y porque no ser optimista en grandes industrias, lo cual creemos que es posible de acuerdo a la historia del municipio, en cuanto al desarrollo económico obtenido en la época anterior al conflicto armado.

4 ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PROYECTADO

La información presentada en el siguiente capítulo es el resultado de observaciones en la construcción de obras eléctricas en el interior de la República de Guatemala. Su finalidad es aplicar las reglas y criterios para el análisis y ordenamiento de la explotación del sistema que se diseña actualmente y del que se planifica en el futuro.

La estructura resultante de la aplicación de los criterios, deberá ser la solución de compromiso entre factores que en ciertas circunstancias aparentemente pueden parecer contradictorios, pero no lo son:

- Garantía de suministro.
- Adaptabilidad al crecimiento vegetativo.
- Ocupación máxima.
- Mínimas pérdidas.
- Mínima inversión.
- Máxima calidad de servicio y de producto.

4.1 Características Generales

Las características del sistema planificado, consisten en:

4.1.1 Línea de Alta Tensión

Es la línea del servicio de transporte de energía eléctrica, que conduce la energía de alta tensión hasta la subestación de distribución. De acuerdo a la Ley General de Electricidad en la sección de NTDOID, capítulo I artículo 11.4, se define que las tensiones máximas de operación actualmente utilizadas en Guatemala son:

Tabla XI Tensiones Nominales y de Diseño

TENSIÓN (kV)	
Nominal	Máxima de Diseño
69	72.5
138	145
230	242

La línea que alimentara a la subestación tiene las siguientes características:

Tabla XII Datos de la Línea de 69 kV Chisec- Playa Grande

Tensión nominal de diseño	69 kV
Tensión nominal de servicio	72.5 kV
Frecuencia	60 Hz
Tipo de conductor	477 MCM ACSR Hawk
Longitud	76.81 km
Origen de la Línea	Subestación Chisec
Final de la Línea	Subestación Playa Grande
SIL	30 MW

Para el cálculo del SIL refiérase al apéndice 3.

4.1.2 Subestación de Distribución

Es el conjunto de equipos electromecánicos instalados en un lugar determinado y las obras civiles en el mismo, para la transformación de energía eléctrica de alta tensión (69 kV) a la tensión media (34.5 kV). Para cada subestación se debe establecer el área de influencia que queda definida por medio de líneas de distribución de media tensión que parten de ella y por el consumo esperado. Estas áreas deben estar perfectamente delimitadas en la explotación normal del sistema, para que la medida de cargas, la energía y las incidencias de falla, tengan una correspondencia biunívoca con cada una de las líneas principales y derivadas de la subestación.

Las subestaciones de distribución generalmente están en el centro de la zona que atienden, en la que distribuyen energía. Al estar en el centro de una zona de carga, el espacio es valioso por lo que debe ser bien aprovechado, muchas veces este espacio es preexistente y ya no puede ser ampliado.

Las ciudades pequeñas pueden ser atendidas fácilmente con las subestaciones de distribución ubicadas en su periferia, lógicamente el crecimiento de la zona urbana lleva a que más tarde la subestación de distribución quede integrada en el área de la ciudad, en las ciudades grandes ya desde el principio las subestaciones de distribución se encuentran dentro de la zona urbana.

La subestación definida en el PER (Plan de Electrificación Rural) como subestación Playa Grande, es la que se determinó para el área del municipio de Ixcán y cuyo sistema de distribución colinda con los de las subestaciones de Chisec y Barillas. La subestación tendrá un radio de acción de 50 km, y una

potencia instalada de 10/14MVA (Mega Voltamperios), lo que permitirá atender en forma eficiente y con calidad a los usuarios proyectados.

La subestación considerada dentro del PER de acuerdo a los objetivos de electrificación, no solamente fue diseñada para la región de Playa Grande, Ixcán, sino se considero para su diseño a toda el área occidental que comprende los departamentos de: Huehuetenango, Quiché, San Marcos, Quetzaltenango, Totonicapán, Sololá, Chimaltenango, Retalhuleu y Suchitepéquez además de los municipios Tiquisate y Nueva Concepción del departamento de Escuintla.

Los objetivos principales en la red de transporte que se consideraron fueron los siguientes:

- Construir la línea Porvenir, San Marcos, Esperanza de 69kV para cerrar un lazo en la zona suroccidental.
- Construcción de nuevas subestaciones de 69kV en los departamentos de Huehuetenango y norte de San Marcos.
- Construir una subestación de 69kV en Quetzaltenango para atender la demanda de esta ciudad.
- Llegar con 69kV a la costa suroccidental.
- Instalar subestaciones de 69kV en el centro y sur del departamento del Quiché para atender el crecimiento de la demanda en esta zona.

Es de señalar que el análisis se realizo para obtener una red óptima que permita alimentar a todas las poblaciones del país, cubriendo las necesidades actuales y futuras de forma eficiente, es decir:

- Optimizando los costes de inversión y pérdidas
 - Respetando un condicionado de calidad en el suministro
- y aprovechando al máximo las instalaciones de distribución y transporte existentes.

4.1.3 Sistema de Distribución Primario

Es un complejo de estructuras, aparatos, dispositivos y conductores que tiene el fin de transportar, transformar y distribuir energía eléctrica. Esta formado por líneas y redes de distribución primaria, con sus equipos de protección. Se origina en la subestación de distribución y suministra energía a los transformadores de distribución.

La tensión normada para este sistema es de 34.5 Y Grd/19.9 kV, debido a que con esta tensión es posible no solamente reducir las perdidas (la otra tensión utilizada en Guatemala es de 13.8/7.6 kV), sino también el abarcar mas comunidades que con tensiones de valor menor al seleccionado, ya que es posible alargar mas las líneas troncales.

El Sistema de Distribución estaría formado por las siguientes partes:

4.1.3.1 Línea Troncal o Principal

Es la línea trifásica que parte desde un campo de una salida de la subestación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de distribución.

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 a fin de definir cuál es la línea principal o troncal son:

- La línea que tiene la mayor carga.
- La línea que circula paralela a la carretera (en el caso de líneas rurales).
- La línea que enlaza con otra proveniente de una subestación diferente.

En la línea principal no esta permitida la instalación de elementos de maniobra u operación manuales tales como seccionadores, a menos que se de el caso de zonas inaccesibles en las que se instalaran dos seccionadores para maniobras de mantenimiento.

4.1.3.2 Línea derivada y subderivada

Líneas derivadas son aquellas líneas que parten de una línea principal y alimentan a las líneas subderivadas y a su vez pueden alimentar redes de distribución. 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 su función primordial es alimentar a las redes de distribución.

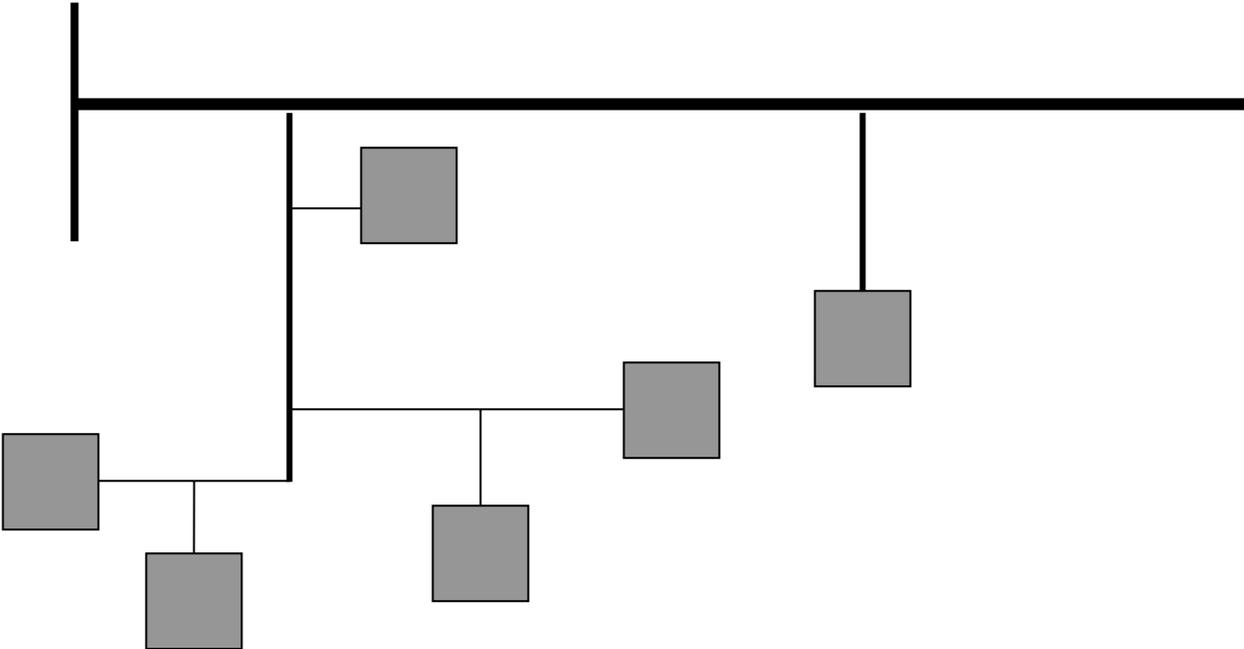
Las líneas derivadas y subderivadas pueden ser trifásicas o monofásicas, de acuerdo a la carga a instalar, véase figura 4.

4.1.3.3 Redes de Distribución

Nacen del crecimiento natural o planificado de una población. Esto eléctricamente crea un enmallado en el cual el agrupamiento de transformadores monofásicos o trifásicos de distribución comparten un elemento de protección y maniobra, su función básica es proporcionar servicio eléctrico residencial, comercial y /o público.

Figura 4 Sistema de distribución

Barra de subestación



Línea troncal o principal



Línea derivada



Línea subderivada



Red de Distribución



Además la configuración del sistema atenderá las siguientes características:

- La sección de las líneas principales y de las derivaciones será uniforme.
- La sección de las derivaciones será menor que la de la línea principal.
- Las líneas principales deben estar libres de fusibles.

4.1.4 Sistema secundario de una red de distribución

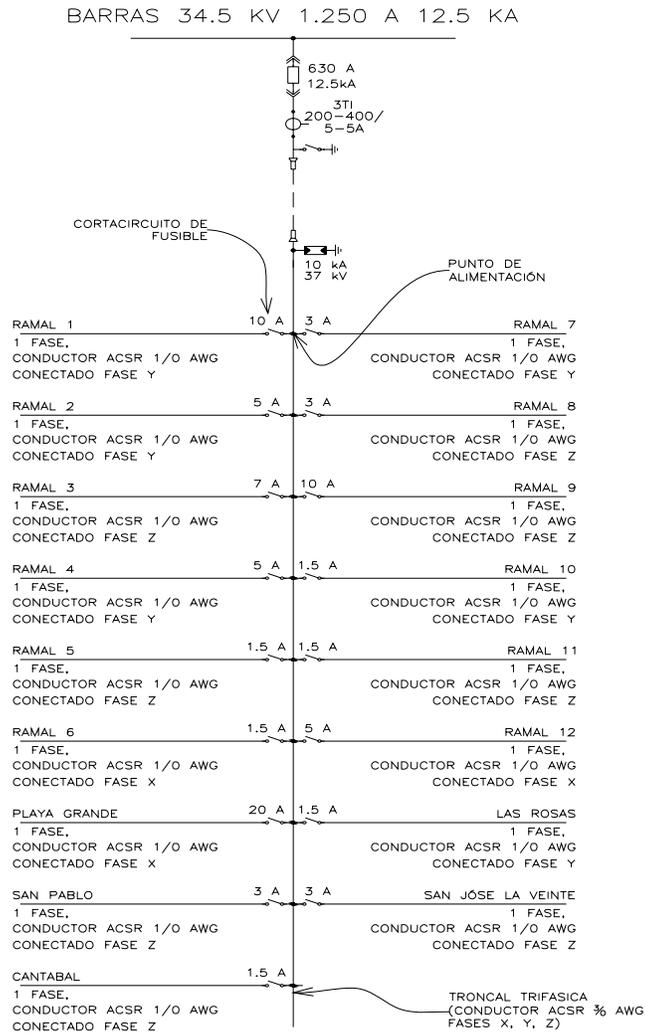
Es un complejo de estructuras, dispositivos y conductores que tiene el fin de distribuir energía eléctrica. Está formado por líneas de distribución secundaria, con sus equipos de protección, que se originan en el secundario del transformador, continúan por la red de distribución secundaria, alimenta la acometida en el punto de toma y suministran la energía eléctrica en el punto de entrega al consumidor. Las tensiones normadas para este sistema son 120 /240 V.

4.2 Sistema de Distribución en el Municipio de Ixcán

En la figura 4 se indica el diagrama unifilar y en la figura 5 se muestra el mapa del municipio de Ixcán, en el cual se señala el sistema de distribución proyectado. Las línea Troncal o Principal, es una línea trifásica que se origina de una salida de la subestación.

Las líneas derivadas son líneas monofásicas y se indican de la siguiente forma: Ramal 1, Ramal 3.....Ramal 12.

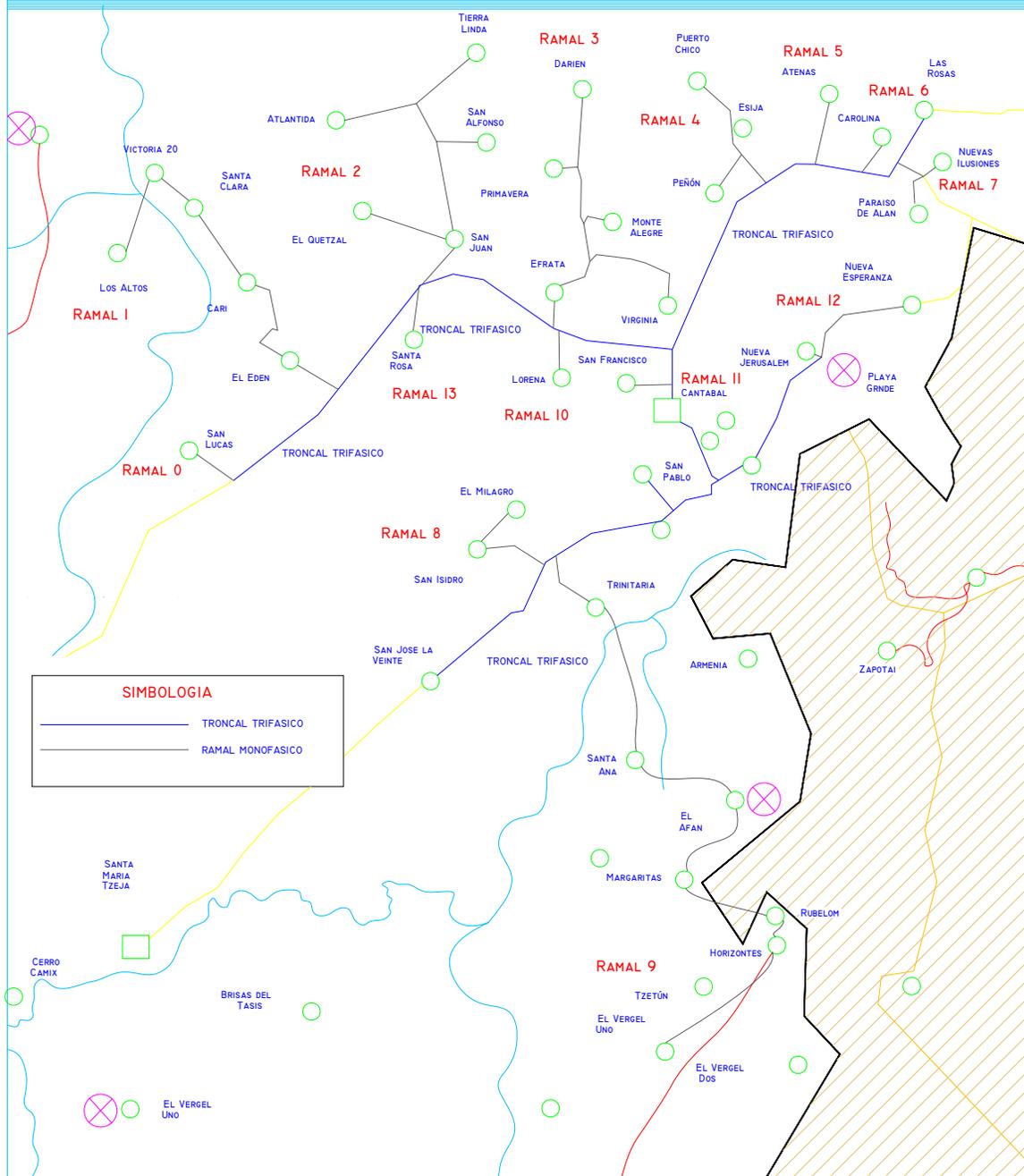
Figura 5. Diagrama unifilar del sistema de distribución



SIMBOLOGIA. —	
	AUTOVALVULAS POLIMERICAS
	INTERRUPTOR TRIPOLAR SECCIONABLE DE CORTE EN SF6, CON ACCIONAMIENTO DE RESORTES CARGADOS AL MOTOR DE 34.5 KV
	TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD
	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA ACCIONAMIENTO MANUAL
	TERMINAL FLEXIBLE P/CABLE DE AISLAMIENTO TIPO SECO
	SECCIONADOR FUSIBLE FIJACION EN POSTE 34.5 KV, AMPERAJE INDICADO

FIGURA 6 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PLAYA GRANDE, IXCÁN

MEXICO



Las Redes de distribución son las poblaciones las cuales se enumeran en la tabla XIII.

Tabla XIII Listado de comunidades del proyecto

No.	COMUNIDADES	USUARIOS
1	ARMENIA	32
2	ATENAS	96
3	ATLANTIDA	97
4	CANTABAL	59
5	CARI	27
6	CAROLINA	73
7	DARIEN	52
8	EDEN	95
9	EFRATA	82
10	EL AFAN	102
11	EL MILAGRO	43
12	EL QUETZAL	91
13	ESIJA	40
14	HORIZONTES	71
15	LAS ROSAS	55
16	LOS ALTOS	57
17	LORENA	58
18	MARGARITAS	67
19	MONTE ALEGRE	91
20	NUEVA ESPERANZA	160
21	NUEVA JERUSALEM	59
22	NUEVAS ILUSIONES	70
23	PARAÍSO DE ADAN	80
24	PEÑÓN	40
25	PLAYA GRANDE Z1...Z5	1300
26	PRIMAVERA	86
27	PUNTO CHICO	126
28	RUBELOM	30
29	SAN ALFONSO	39
30	SAN FRANCISCO	51
31	SAN ISIDRO	86
32	SAN JOSE LA VEINTE	150
33	SAN JUAN	44
34	SAN LUCAS	173
35	SAN PABLO	126
36	SANTA ANA	80
37	SANTA CLARA	110
38	SANTA ROSA	70
39	TIERRA LINDA	51
40	TRINITARIA	82
41	VERGEL I	80
42	VERGEL II	63
43	VICTORIA 20 DE ENERO	264
44	VIRGINIA	66
	TOTAL	4774

4.3 Especificaciones para el diseño de sistemas de distribución

La Línea de Distribución Primaria comprende el tendido de conductores de media tensión, cables, las estructuras para soporte de los mismos, así como los accesorios y herrajes necesarios para el montaje de los materiales y el equipo.

La Red de Distribución comprende el tendido de cables para tensión media y baja tensión (distribución primaria y secundaria), los postes para soporte de dichos cables, los transformadores de distribución, todos los accesorios y herrajes necesarios para el montaje de materiales y el equipo, así como las acometidas para llevar el servicio de energía eléctrica a todos los clientes.

4.3.1 Normas

El diseño del sistema de distribución, así como los procedimientos de cálculo de este proyecto, está basado en lo que preceptúan las NORMAS TECNICAS DE DISEÑO Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION –NTDOID-.

4.3.2 Etapas

En el diseño del sistema de distribución que se tendría que realizar de la propuesta de esta tesis están contenidas tres etapas que son:

- a) Levantamiento topográfico (trabajo de campo)
- b) Dibujo del Plano
- c) Diseño del sistema de distribución

Las que se describen a continuación:

a) Levantamiento Topográfico: La Empresa contratada realizará el levantamiento topográfico y el cálculo de libretas de topografía. Para realizar el trabajo de campo se debe tomar en cuenta todos los datos relacionados con la topografía del lugar, tales como propietarios de los terrenos a cruzar por la línea, accidente geográficos más importantes, los puntos críticos (curvas y bordes de caminos, árboles, cambios de pendiente y fondos de barrancos).

Además cuando se efectúa el levantamiento topográfico se debe de indicar el trazo de la línea, ubicando los puntos críticos en los que, a causa de las características topográficas obligadamente debe colocarse un poste.

b) Dibujo del plano: Después de elaborar el levantamiento topográfico, se procede a dibujar el plano del mismo, incluyendo toda la información que contenga la libreta topográfica. El dibujo se debe realizar a escala, para facilitar la interpretación del mismo y visualizar el proyecto en forma correcta.

c) Diseño del sistema de distribución: El diseño se encuentra apoyado en la consideración de aspectos fundamentalmente teóricos y prácticos, que definen la clase de línea y/o Red a ser construida y las reglas y guías generales que deben normar el diseño.

Los pasos a seguir para el diseño son los siguientes:

- Diseño y dibujo de la planta perfil de la Línea de Distribución
- Localización de estructuras en el dibujo, planta y perfil a las escalas normales
- Diseño y dibujo de la Línea y/o Red
- Elaboración de la lista de materiales y presupuesto
- Presentación de los planos, cálculo, libretas de topografía

- Elaboración del plano final, para los efectos de la recepción del proyecto
- Revisión y aprobación de planos
- Elaboración de la lista de materiales y presupuesto
- Presentación de los planos, cálculo, libretas de topografía
- Elaboración del plano final, para los efectos de la recepción del proyecto
- Revisión y aprobación de planos

El trazo de la línea se realiza en las siguientes hojas cartográficas del Instituto Geográfico Nacional “Ingeniero Alfredo Obiols Gomez” (IGN) que se muestran en las figuras 6, 7, 8, 9,10 y 11:

Figura 8 Trazo sobre el plano cartográfico: Río Tzeja, 2063 IV

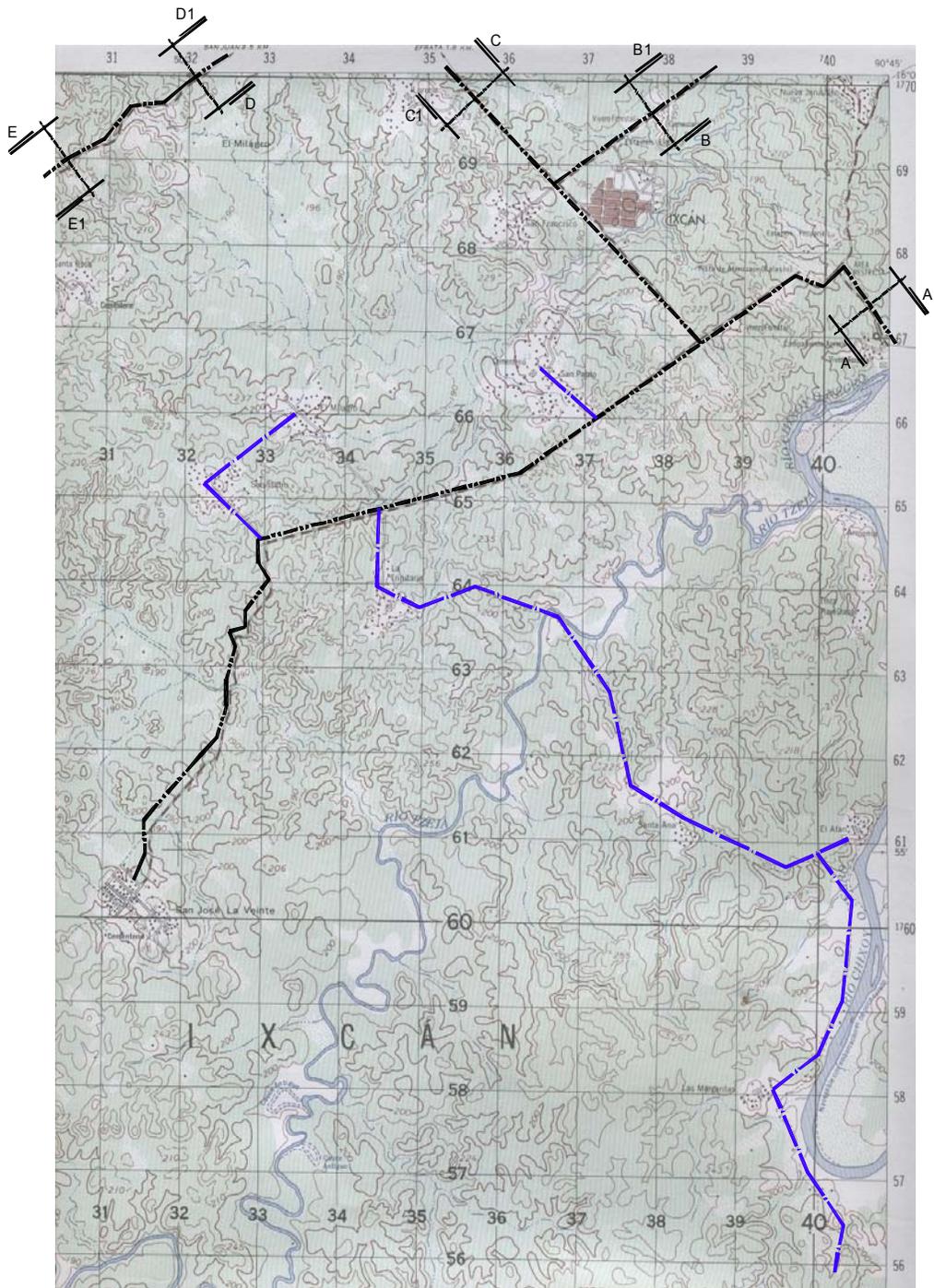


Figura 9. Trazo sobre el plano cartográfico: Río Xalbal, Guatemala 2064 III

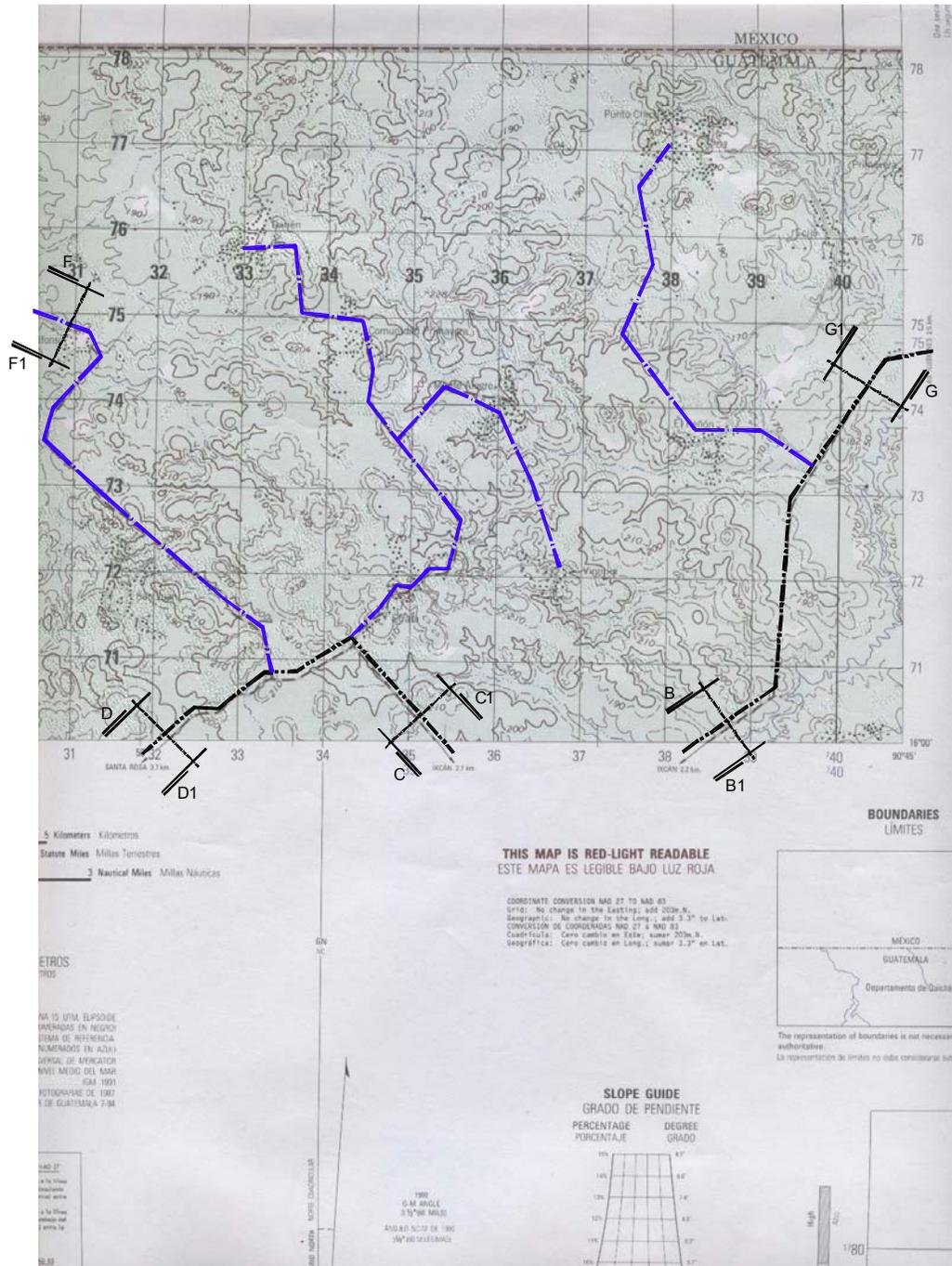


Figura 11 Trazo sobre el plano cartográfico: Río Chixoy o Negro, 2064 II

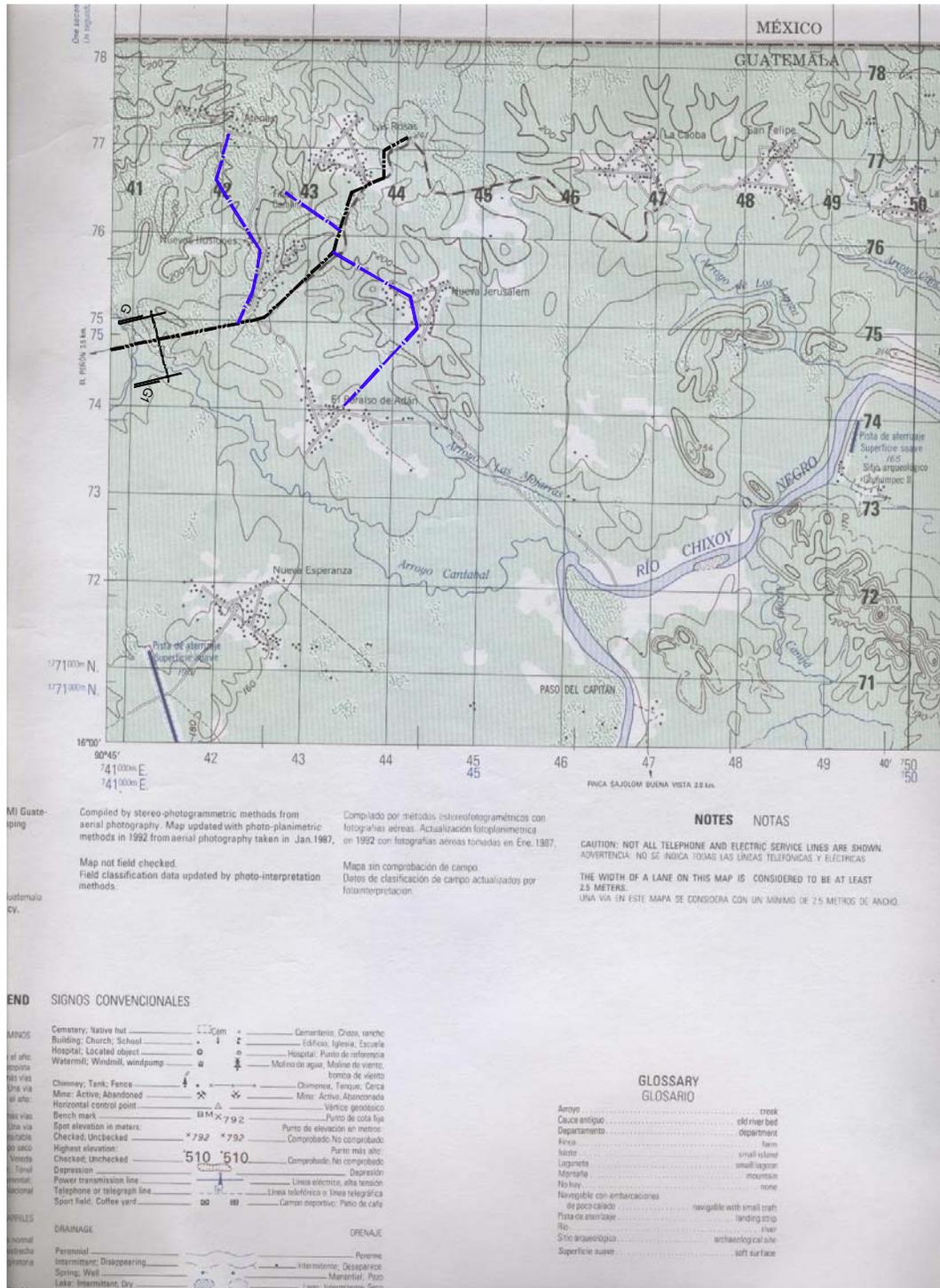
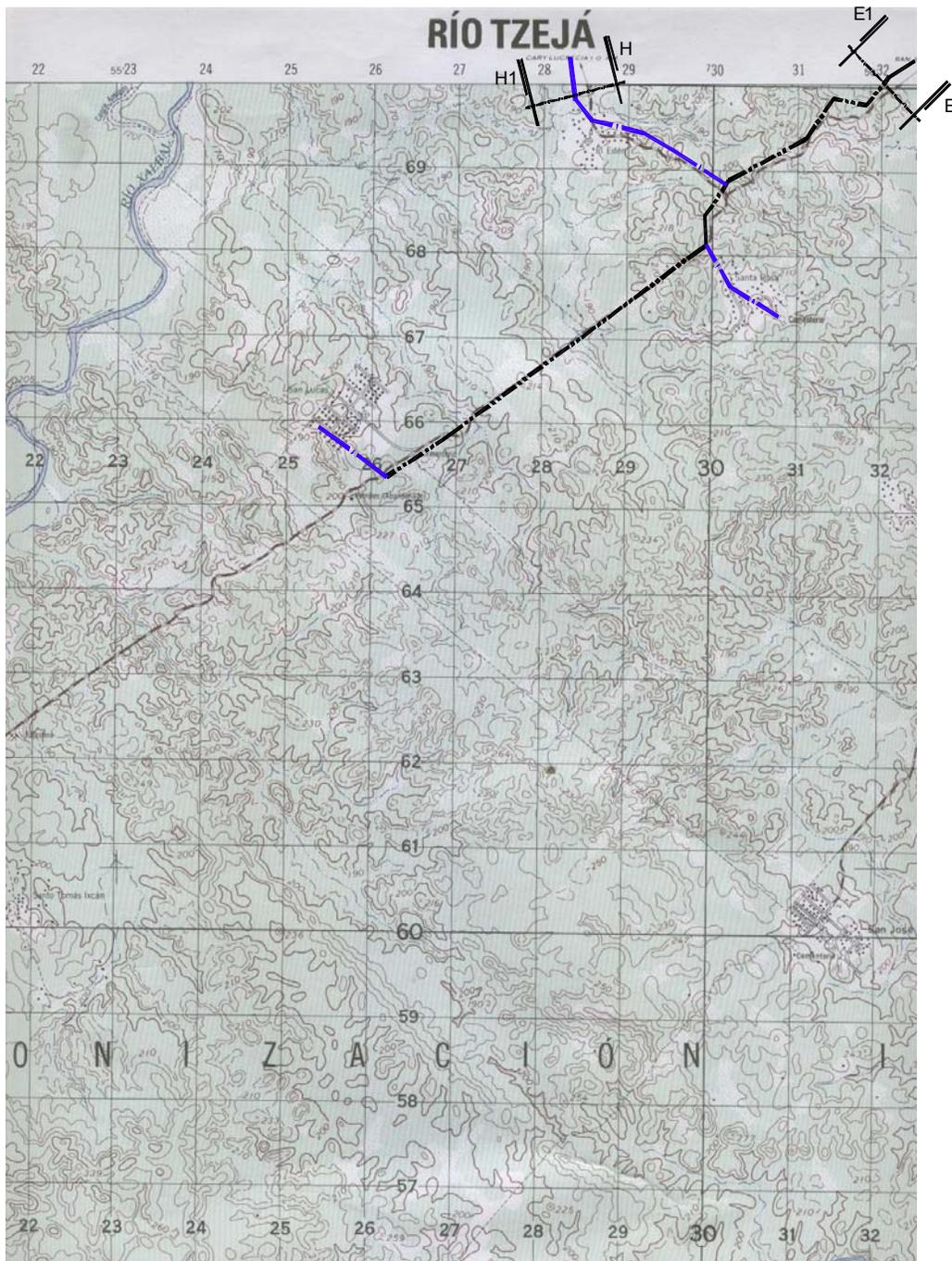


Figura 12 Trazo sobre el plano cartográfico: Río Tzeja, 2063 IV



4.4 Definición de Criterios básicos de diseño

La definición de los criterios de diseño, consiste básicamente en seleccionar los diferentes parámetros que pueden influenciar la ingeniería a aplicar en el diseño del sistema. Los parámetros a considerar son los siguientes:

4.4.1 Conductores

Se consideraron conductores desnudos de ACSR por su relación prestación precio con respecto a otros (AAC o AAAC), por ser la tecnología más extendida en el área y porque no se han identificado problemas que no recomienden su uso.

En el proyecto se tomaron los costes de tendido de los calibres 3/0, 1/0 y #2 (tanto trifásico como monofásico) que han sido los normalizados para el plan de Electrificación Rural actualmente en ejecución.

En la selección del conductor para las troncales trifásicas y para las líneas derivadas monofásicas se tomaron en cuenta dos criterios:

- La capacidad de corriente a demandar por los usuarios
- Los planes de expansión del sistema.

Al considerar la capacidad de corriente a demandar por los usuarios se determinó para cada ramal monofásico las corrientes mostradas en el apéndice 6, de acuerdo al número de usuarios, asignándole a los mismos un promedio de 0.300 kVA (apéndice 2), dato que fue seleccionado para el PER en el Instituto Nacional de Electrificación INDE en la mayoría de proyectos como valor promedio y utilizando la siguiente ecuación:

- $I = U \times 0.3 \times FP / V$

Donde:

I = Corriente en el ramal (amperios)

U = Número de usuarios

V = Voltaje de Línea (19.9 kV)

FP = Factor de Potencia (0.9)

La corriente máxima obtenida, en la troncal trifásica y en los ramales monofásicos, que será tomada como parámetro de comparación, es la de la línea derivada de tipo monofásica señalada en la figura 4 y 5 como Ramal 9 (8.92 amperios) y para la troncal trifásica al balancear la carga, como se muestra en el apéndice 6 la corriente máxima es de 23.4 (aprox.) amperios.

Si observamos la Tabla XIV se puede determinar que la selección del conductor de acuerdo a la propuesta de utilizar en los proyectos de electrificación rural conductores como los descritos anteriormente, no se basara en el criterio de capacidad de corriente máxima, ya que la capacidad de conducción de corriente de estos conductores es superior a la necesitada en este proyecto.

Tabla XIV Características de los conductores

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS				CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS		
Denominación	Material	Calibre AWG o MCM	Aislamiento	Intensidad (Amperios)	Potencia trifásica máxima en MVA para distintos voltajes	
					Voltaje (kV)	Voltaje (kV)
PIGEON	ACSR	3/0	Desnudo	252,1	6,0	15,0
RAVEN	ACSR	1/0	Desnudo	191,4	4,6	11,4
SPARATE	ACSR	# 2	Desnudo	153,2	3,7	9,1

El tamaño del conductor utilizado en este proyecto obedece principalmente a los planes de expansión, en donde se toma en cuenta que el sistema se incrementara en la demanda, ya sea por aumento en el consumo o por aumento en el número de usuarios y en el incremento de la longitud de las líneas.

La tabla XV establece la relación entre la potencia de recibo, tipos y calibres de los conductores que serán empleados en la construcción de líneas de distribución en el Manual Para el Diseño de Líneas y Redes de Distribución de Unión Fenosa.

Tabla XV Potencia de recibo en función de la longitud de la línea

	34.5 kV			
	MONOFASICO		TRIFÁSICO	
	No 1/0	No 3/0	No 1/0	No 3/0
kVA	Km	km	km	Km
200	80	100		
300	55	70		
400	42	53		
500	33	42		
600	27	35		
700	24	30		
800	21	26		
900	18	24		
1000	16	21	70	95
2000		11	35	45
3000			23	31
4000			17	23
500			14	18

5% de regulación, conductor ACSR, AWG

Al considerar que el sistema contempla 4774 usuarios y que a cada usuario se le asigna un promedio de 0.3 kVA (apéndice 2), obtendríamos como resultado una carga total en el sistema de 1432.2 kVA. La longitud de línea troncal de tipo trifásico es de 42 km, la cual corresponde a lo que se indica en la tabla XIV para una línea trifásica con calibre de conductor 3/0, 2000 kVA y 45km.

En la selección del conductor de la línea monofásica se tomo en cuenta la trayectoria de la línea R9, de mayor longitud y carga, cuya distancia es de 16 km con una carga de 197.28 kVA, se seleccionó el conductor 1/0 para una longitud también de 16 km según la tabla y una carga de 1000 kVA, lo que permite tener un amplio margen de crecimiento en cuanto a la demanda.

Para corroborar las selecciones anteriormente mencionadas, se ha realizado un análisis de caída de tensión para cada circuito el cual muestra una caída de tensión del 3.41% para el circuito trifásico y 0.81% para el circuito monofásico (apéndice 4).

Tabla XVI Cálculo de la caída de tensión para el ramal trifásico

Potencia kVA	Cos Θ	Sin Θ	Resistencia del conductor Ohms/km	Reactancia Inductiva Ohms /km	Longitud km	Voltaje Kv	% CV
2000	0.9	0.4358	0.3387	0.3332	45	34.5	3.41

Tabla XVII Cálculo de la caída de tensión para el ramal monofásico

Potencia kVA	Cos Θ	Sin Θ	Resistencia del conductor Ohms/km	Reactancia Inductiva Ohms /km	Longitud km	Voltaje kV	% CV
197.28	0.9	0.4358	0.8757	0.675	45	34.5	0.81

Las tablas anteriores nos muestran una caída de tensión admisible de acuerdo a lo normado por la CNEE en las NORMAS TECNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION –NTSD-RESOLUCION CNEE No.- 09-99 en el CAPITULO II REGULACION DE TENSION, capitulo del cual se extrajo la siguiente tabla:

Tabla XVIII Porcentaje admisible de caída de tensión según NTSD

TENSION	SERVICIO URBANO	SERVICIO RURAL
	% CV	% CV
BAJA	8	10
MEDIA	6	7
ALTA	5	

Es necesario indicar que actualmente en el diseño de líneas y redes de distribución en el área rural, es política general de las empresas de distribución en Guatemala, seleccionar para las líneas troncales el conductor ACSR Pigeon AWG 3/0 y para las líneas derivadas y subderivadas el conductor ACSR Raven AWG 1/0, debido a las condiciones variables del área rural y considerando la validez de los diseños existentes para las condiciones locales, de la experiencia real con la operación de las líneas construidas, bajo condiciones similares en otras áreas del país.

4.4.2 Neutro

El sistema a utilizar es el Tetrafilar de distribución con neutro común y múltiple conexión a tierra. Los devanados de los transformadores de la subestación que da servicio al primario está conectado en estrella y el punto neutro está conectado con firmeza a tierra. Si es necesario se conecta una pequeña cantidad de impedancia entre el neutro del transformador y tierra para limitar las corrientes de cortocircuito línea a tierra, en el sistema primario, a un valor predeterminado.

El circuito neutro se formara como una trayectoria continua de un conductor a lo largo de las rutas primarias del alimentador y hacia cada ubicación de los usuarios.

El neutro se conecta a tierra en cada transformador de distribución, a intervalos frecuentes en donde no están conectados transformadores y a varillas de puesta a tierra en cada entrada de servicio de los usuarios. 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 en el sistema de puesta a tierra enterrado en el suelo.

En condiciones típicas, se estima que alrededor de la mitad de la corriente de retorno fluye en el conductor neutro, aún cuando la división puede variar mucho dependiendo de la resistividad del suelo y de las rutas relativas que siguen el sistema eléctrico. No se debe de instalar dispositivos de desconexión en el neutro común.

En los circuitos primarios monofásicos (fase y neutro), el conductor del neutro debe tener el tamaño suficiente como para conducir casi tanta corriente como el conductor de fase. Es frecuente que se utilice para ambos el mismo tamaño del conductor del neutro o que el neutro tenga una conductividad del 100%.

En los circuitos primarios trifásicos que lleven una carga razonablemente balanceada, el conductor neutro puede ser de un tamaño bastante menor que el de los conductores de fase.

La práctica, considerando que las redes de distribución presentan desequilibrios, ha sido que el conductor neutro sea de la sección siguiente menor al de la fase o con capacidad de llevar al menos el 50% de la corriente que la fase.

En la actualidad el problema de los armónicos conduce a que en diferentes estudios publicados se recomiende igualar la sección del neutro con el de la fase e incluso a superarla.

Considerando lo anterior y la existencia de una norma de calidad del producto técnico que regula los niveles de armónicos máximos que un cliente puede aportar a la red, no se considera necesario modificar la práctica actual.

En el sistema diseñado para la región de Playa Grande, Ixcán el neutro se considerara en el sistema trifásico el conductor ACSR Raven AWG 1/0 y en los ramales monofásicos el conductor ACSR Sparate AWG # 2.

4.4.3 Tierras

4.4.3.1 Cable de tierra

Se trata de un cable para la protección de la línea ante sobretensiones atmosféricas.

Los cables de tierra serán de cobre desnudo, formado por un alambre central rodeado por una o más capas de alambres cableados helicoidalmente.

Según norma: ICONTEC 1817 – ICONTEC 1865 – ASTM B-172, ASTM B-174.

Las características principales se indican en la siguiente tabla:

Tabla IXX Características del conductor de tierra

DENOMINACIÓN		Cal. 2 AWG
CLASE DE CABLEADO		A,B
CONSTRUCCIÓN	No. HILOS	7
	DIAM. C/HILO nom(mm)	2.47
DIÁMETRO EXTERIOR (mm)		7.42
ÁREA (mm ²)		33.63
RESISTENCIA c.d NOMINAL A 20°C	DURO(Ohm/km)	0.544
	BLANDO(Ohm/km)	0.523
PESO NOMINAL (kg/km)		304.9

Generalmente los cables AA y A en temple duro, se utilizan para líneas aéreas de distribución y puesta a tierra. Las clases B y C recubiertos con material aislante se utilizan en circuitos de baja tensión.

La puesta a tierra de circuitos, estructuras y equipo se indican a continuación:

1) Conductor Neutral. Todos los conductores utilizados como neutral en circuitos primarios, secundarios y líneas de servicio deben estar efectivamente conectados a tierra. Esto no aplica para aquellos circuitos diseñados para dispositivos de detección de fallas a tierra y con impedancia limitadora de corriente.

2) Partes no portadoras de corriente. Las estructuras metálicas, incluyendo poste de alumbrado; las canalizaciones metálicas; los marcos, carcazas y soportes del equipo de líneas aéreas; las cubiertas metálicas de los cables aislados; las palancas metálicas para operación de equipo, así como cables mensajeros, estarán efectivamente conectados a tierra de tal manera que durante su operación no ofrezcan peligro a las personas. Puede omitirse esta puesta a tierra en casos especiales, cuando así lo requiera la operación del equipo, siempre que existan protectores o tengan otra clase de aislamiento que impidan el contacto de personas o animales con dichas partes metálicas, cuando estas queden fuera de su alcance, a una altura mayor de 2.5 m.

3) Retenidas. Las retenidas también deberán cumplir con lo indicado en el párrafo anterior, cuando formen parte de estructuras que soporten circuitos de más de 300 V. o estén expuestas a contacto con dichos circuitos. Esta disposición no es aplicable en los siguientes casos:

- a) Cuando las retenidas tengan uno o más aisladores.
- b) Cuando la estructura soporte exclusivamente cables aislados.

Los elementos que constituyen la puesta a tierra son:

- Línea de tierra
- Electrodo de puesta a tierra.

Línea de tierra: Es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con el punto de apoyo que ha de conectarse a tierra.

En todos los casos, los conductores de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista. De ser posible, no deberán tener empalmes; si los empalmes son inevitables, deberán estar fabricados y conformados de tal forma que no se incremente notablemente la resistencia del conductor y también deberán tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión.

La estructura metálica de un edificio o de otra construcción, puede servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo a tierra.

La capacidad de corriente y la resistencia mecánica se definen de la siguiente forma:

- a) Para sistemas conectados a tierra en un solo punto.

El conductor de puesta a tierra para un sistema conectado a tierra en un solo punto por medio de un electrodo o grupo de electrodos deberá tener una capacidad de corriente de corto tiempo adecuada para la corriente de falla, que puede circular en los electrodos, deberá tener una capacidad de corriente de corto tiempo adecuada para la corriente de falla, que puede circular por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema.

Si este valor no puede ser por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si este valor no puede ser fácilmente determinado, la capacidad de corriente permanente del conductor de puesta a tierra no deberá ser menor que la corriente a plena carga del transformador u otra fuente de alimentación.

b) Para sistemas de corriente alterna con múltiples conexiones a tierra.

El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente alterna con tierras en mas de un lugar, excluyendo las tierras en los servicios a usuarios, deberá tener una capacidad de corriente continua en cada localización, cuando menos igual a un quinto de la capacidad de los conductores del sistema al que este unido.

c) Para pararrayos.

El conductor de puesta a tierra deberá tener una adecuada capacidad de corriente de corto tiempo bajo las condiciones de corriente excesiva causada por una onda. En ningún caso, el conductor de puesta a tierra de un pararrayos individual debe ser de área de sección transversal menor de 13.30 mm² (No. 6 AWG) de cobre o 21.15 mm² (No 4 AWG) de aluminio.

- d) Para equipo, mensajeros y retenidas.

El conductor de puesta a tierra para equipo, canalizaciones, mensajeros, retenidas, cubiertas metálicas de cables y otras envolventes metálicas de conductores, deberá tener la capacidad de corriente de corto tiempo adecuada para la corriente de falla disponible y el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si no se provee protección contra sobrecorriente o falla, la capacidad de corriente del conductor de puesta a tierra deberá determinarse con base en las condiciones de diseño y operación del circuito, pero no deberá ser de área de sección transversal menor de 8.37 mm. (No. 8 AWG) de cobre.

- e) Limite de la capacidad de corriente.

El conductor de puesta a tierra no necesita tener mayor capacidad de corriente que cualquiera de las siguientes:

1) La de los conductores de fase que suministrarían la corriente de falla a tierra.

2) La corriente máxima que puede circular por el conductor, hacia el electrodo a que este unido. Para un conductor simple de puesta a tierra, esta corriente seria igual a la tensión de suministro dividida entre la resistencia del electrodo (aproximadamente).

Electrodos de puesta a tierra: Cuando se utilicen electrodos artificiales, estos deberán penetrar, tanto como sea posible por debajo de un nivel de humedad permanente.

El electrodo de puesta a tierra deberá ser permanente y adecuado para el sistema eléctrico de que se trate. En todos los casos, los electrodos de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil, los electrodos de puesta a tierra deberán ser de cobre u otros metales o aleaciones que minimicen la corrosión durante su vida útil prevista.

Toda la superficie externa de los electrodos deberá ser conductora, esto es, que no tenga pintura, esmalte u otra cubierta aislante. La cantidad y tamaño de los electrodos a seleccionar deberá considerar sus limitaciones de descarga de corriente y no deberán ser menores de 2.40 m de longitud y 12.5 mm de diámetro.

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

4.4.4 Retenidas

La carga sobre los postes se debe a la acción combinada de fuerzas verticales y las horizontales. Las fuerzas verticales las constituyen el peso muerto del equipo soportado y la componente vertical de las tensiones de los anclajes los postes tienen en general una considerable resistencia a la comprensión directa.

Las cargas horizontales provienen de las cargas transversales del viento en el poste y los conductores, el cambio angular de la línea, las fuerzas verticales y longitudinales no compensadas y el extremo muerto.

El tiro lateral resultante debido a la tensión del conductor a un cierto ángulo es igual a 2 veces la tensión en el conductor por el seno de la mitad del ángulo de la línea.

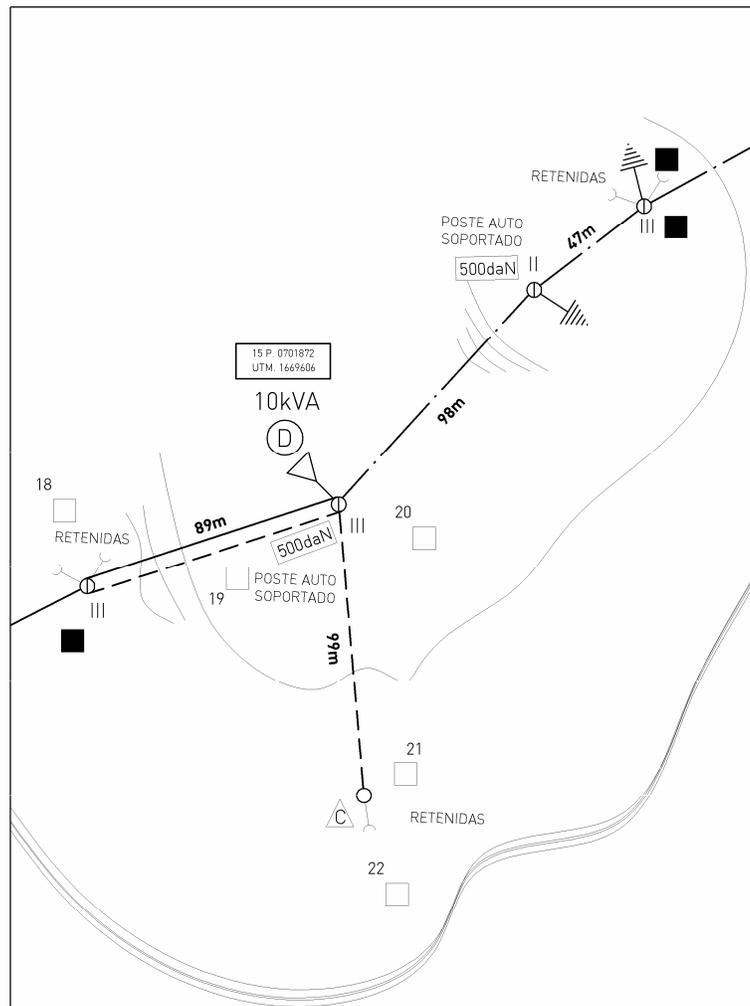
Para un conductor con 5000 Libras de tensión máxima de diseño al tiro lateral máximo para una línea con un ángulo de 60° es igual a $5000 \times 2 \times 0.5 = 5000$ libras. Los ángulos de 50° o mayores necesitan generalmente anclajes.

El cable de $3/8$ de pulgada de acero galvanizado de alta resistencia (10,800 libras) se adapta a todos los problemas de anclaje y su uso se recomienda en general en todas las líneas de transmisión.

Para cada línea se prepara un dibujo que muestra la disposición de los anclajes para cada uno de los tipos de estructura que vaya a usarse, tal como se muestra en la figura 13. Puede notarse que los anclajes requeridos para los diferentes ángulos de deflexión de la línea están basados en las longitudes de vano indicados en un estudio topográfico previo a la localización de los postes. Como los vanos reales pueden variar de acuerdo a las condiciones más óptimas para la construcción, no existe una clasificación exacta, de manera que solo se requerirá un mínimo de cálculos a realizar por el ingeniero que localiza las estructuras en el plano de perfil y planta. Se observará que el dibujo debe mostrar los puntos de fijación al poste, la inclinación de anclajes, tipo de estructura y anclajes requeridos para varios ángulos de deflexión de la línea.

Cuando en un poste existen varias líneas, el cálculo para la orientación correcta de la(s) retenida(s) se realiza por medio de un polígono de fuerzas, llamado también la resultante de la sumatoria de fuerzas actuantes.

Figura 13 Diagrama de un sistema de distribución y el anclaje



Según lo prescrito por el NESC, para los anclajes de estructuras de tangente sujetas a cargas transversales, se recomienda que la máxima tensión permisible en los hilos del anclaje no exceda del 37% de la carga de rotura. En los ángulos de deflexión de la línea se recomienda que las cargas transversales del viento se multipliquen por 2 y que la máxima tensión permisible en el anclaje bajo la carga transversal del viento así calculada, no exceda del 50% del esfuerzo de rotura. En los extremos muertos, se recomienda que la máxima tensión permisible en el anclaje no exceda del 50% de su esfuerzo de rotura para el diseño de tensión del conductor.

4.4.5 Aplicaciones de los postes

4.4.5.1 Clasificación de Postes

Los postes dependiendo de sus funciones se pueden clasificar como:

- PT: Postes en tangente.
- PA: Postes en ángulo.
- PC: Postes de anclaje.
- PE: Postes especiales.

Estos últimos, se definen como aquellos que tienen una función diferente a las definidas anteriormente, ya que existen situaciones en que resultan necesarias y de muy poca frecuencia, tal será el caso de apoyos de altura superior a las que se tiene normalizado, formación de pórticos con diferentes armados para obtener vanos excesivamente superiores al vano promedio, crucetas especiales que puedan ser necesarias por concurrir alguna determinada circunstancia como una excesiva carga de viento, etc.

4.4.5.2 Características resistentes y dimensiones

4.4.5.2.1 Postes de Concreto Reforzados

Los postes serán prefabricados, de forma tronco-conica hueca, fabricados de concreto reforzado, o pretensados por los procesos de centrifugado y/o vibrado, y cumplirá con los requisitos de prueba que se estipulan mas adelante.

Los postes se probarán en posición horizontal, y deberán quedar sujetos por medios apropiados que fijen el tramo correspondiente al empotramiento, el cual deberá ser de una longitud igual al 10 por ciento de la longitud total del poste, mas 50 centímetros.

La carga se aplicara a 300 mm de la punta del poste y en dirección normal al eje longitudinal del mismo. Las deformaciones se medirán a partir de dicho eje longitudinal.

Los postes que se utilizaran serán los indicados en la tabla XX

Tabla XX Características de los postes de concreto

TIPO DE POSTE	ALTURA (m)	ESFUERZO NOMINAL (daN)	
		223	334
Clase 227	9	X	-
	10.67	X	-
Clase 341	10.67	X	X
	12	X	X

Nota: El factor de seguridad en el cálculo de esfuerzo nominal de los postes es de 2.

4.4.5.2.2 Postes de Madera

Los postes de madera deben proceder de árbol vivo de pino u otro de iguales características o mejores.

La corteza debe ser totalmente removida de la superficie del poste.

Todos los postes deben ser aserrados en la base, en un plano perpendicular al eje longitudinal del mismo. El extremo superior debe llevar doble biselamiento, a 50°.

Los postes deberán de ser tratados para garantizar su vida útil.

Todos los orificios en los postes, originados por la comprobación de la penetración del tratamiento, deben ser taponados con madera impregnada de preservante.

La madera debe ser secada al aire o artificialmente por vapor, vacío o por ebullición bajo vacío.

Para prolongar la vida de los postes de madera, previamente secados, se trataran impregnándolos con el método de óxidos de cobre, cromo y arsénico tipo C o simplemente CCA tipo C.

Las limitaciones del esfuerzo estructural planteadas en esta sección se recomiendan para líneas de transmisión construidas con postes de madera de acuerdo a los estándares de la Administración de la Electrificación Rural (REA). No se tiene el propósito de fijar limitaciones de esfuerzos a los valores mínimos permitidos por el Código de la Sociedad Nacional Eléctrico (NESC) y en ningún

caso están los valores recomendados debajo de los requerimientos del NESC para construcciones de la clase B.

Con las cargas supuestas según prescripción del NESC el máximo esfuerzo de fibra extrema para postes de estructuras en tangente no debe exceder el 25% del esfuerzo de rotura en la línea de tierra, o en el punto de amarre del anclaje en caso que se instalen anclajes.

Los postes se clasifican de acuerdo a su capacidad para soportar cargas. Cada designación de clase, soporta una carga horizontal máxima según se muestra en la tabla XXI, aplicada a una distancia de dos pies de la punta del poste, considerándose que la rotura ocurre a 6 pies de altura sobre el terreno, las clases están ordenadas de la mas baja a la mas alta en progresión geométrica aproximadamente el 25% en función de la carga de rotura. El poste de tamaño promedio en una clase dada será alrededor del 10% más resistente que lo asignado a su clase, la estabilidad de fundación de los postes de madera en algunas áreas puede causar la inclinación de los postes.

Tabla XXI Características de los postes de madera

TIPO DE POSTE	ALTURA (m)	ESFUERZO NOMINAL (daN)		
		423	534	667
CLASE 3	12	X	X	X
	9	X	X	-
CLASE 4	10.67	X	X	-
	12	X	X	-
CLASE 5	10.67	X	-	-
	12	X	-	-

Nota: El factor de seguridad en el cálculo de esfuerzo nominal de los postes es de 2.

En el supuesto de que la carga sea aplicada a 2 pies de la punta ocurriendo la rotura a 6 pies del extremo empotrado.

El momento aproximado del momento resistente en lbs.-pie es:
(longitud de poste – 8) (libras aplicadas) a 6 pies del extremo.

4.4.6 Vanos entre estructuras

El vano es la separación que existe entre las estructuras que sirven de apoyo a las líneas o redes de distribución. Esta separación estará de acuerdo a las necesidades del diseño, las cuales son determinadas por la cantidad y ubicación de los usuarios, la magnitud de la carga, las condiciones topográficas del terreno, las características mecánicas del conductor y las holguras mínimas admitidas. Estas holguras se refieren a la distancia entre el conductor y el suelo, entre el conductor y vías de comunicación y entre conductores.

Tabla XXII Holguras verticales

HOLGURAS VERTICALES MINIMAS PARA CONDUCTORES SUSPENDIDOS SOBRE SUELO, VIAS PUBLICAS O SOBRE RIELES		
NATURALEZA DEL TERRENO DE CRUZAMIENTO	BAJA TENSIÓN m	34.5 Kv m
LÍNEA FERREA	7.50	8.22
VIAS PUBLICAS Y CARRETERAS ÁREA SUJETA A TRANSITO DE CAMIONES	5.00	5.72
VIA PÚBLICA EN ÁREA RESIDENCIAL. ÁREA NO SUJETA A TRANSITO DE CAMIONES	5.00	5.72
ÁREA ACCESIBLE A PEATONES	3.80	4.52
TERRENOS CULTIVADOS	5.00	5.72
CONDUCTORES SUSPENDIDOS PARALELAMENTE A LO LARGO DE VIAS PUBLICAS, SIN CRUZARLAS Y FUERA DEL DERECHO DE VIA		
A LO LARGO DE CAMINOS EN AREAS URBANAS	5.00	5.72
A LO LARGO DE CAMINOS EN ÁREA RURAL	5.00	5.72
HOLGURA EN CRUCE CON OTROS CONDUCTORES		
LÍNEA CRUZADA	BAJA TENSIÓN m	34.5 kV m
LÍNEA DE COMUNICACIÓN	1.00	1.50
LÍNEA DE DISTRIBUCION HASTA 13.8 kV	1.00	1.50
LÍNEA DE DISTRIBUCION HASTA 34.5 kV	1.50	1.50

La determinación óptima de la longitud de los vanos, se establece con aplicación de procedimientos de campo y gabinete. En este caso la aplicación de las ventajas de la plantilla de localización resulta ser el procedimiento de primera selección.

Sin embargo es importante disponer de las flechas de montaje a diferentes temperaturas y para diferentes longitudes de vano.

En los vanos de distribución secundaria cuando el vano sea menor o igual a 50 m se utilizará bastidor, y cuando sea mayor de 50 m pero menor o igual a 100 m, se utilizarán tres estribos con separación de 406 mm entre cada uno.

En los vanos en la distribución primaria se utilizara la siguiente tabla como referencia para el diseño.

Tabla XXIII Longitudes de Vanos a utilizar en diseño

POSTE L/MC/CLASE M:madera C:concreto	TENSIÓN DE SERVICIO	LOGITUD DEL VANO (m) Alta y baja tensión en terreno plano. Cruceta de 1800 mm	LOGITUD DEL VANO (m) Alta y baja tensión en terreno plano. Cruceta de 2400 mm	LOGITUD DEL VANO (m) Solo alta tensión. En terreno con hondonada	Profundidad de la hondonada al centro del vano. Alta tensión (m)
9.00/M/5	120/240 V	100	100	-----	-----
9.00/C/341	120/240 V	100	100	-----	-----
10.67/M/4	13.8 kV, 120/240 V	-----	100	190	0.8
10.67/C/341	13.8 kV, 120/240 V	-----	100	190	0.6
10.67/M/4	34.5 kV, 120/240 V	-----	160	160	0
10.67/C/341	34.5 kV, 120/240 V	-----	160	160	0

4.4.6.1 Cálculo Mecánico

Este apartado se refiere al estudio de las condiciones en que deben tenderse los conductores y cables de tierra teniendo en cuenta que de ellas depende:

La flecha que tomarán los conductores y cables de tierra en los diferentes vanos y en las distintas hipótesis de flecha máxima.

La tensión mecánica a que se verán sometidos los conductores y cables de tierra, al cambiar las condiciones ambientales en las distintas hipótesis de tracción máxima.

El comportamiento de los conductores frente a la posible aparición de vibraciones.

Las hipótesis de sobrecarga que deberán considerarse para el cálculo de la tensión y flechas máximas en las hipótesis indicadas.

4.4.6.2 Condiciones iniciales de tendido.

Las tablas que presentaremos en esta sección nos permiten calcular la tensión a que estará sometido un conductor en unas condiciones determinadas de temperatura y sobrecarga, partiendo de una tensión fijada previamente para otras condiciones de temperatura y sobrecarga.

Asimismo es de señalar que existen valores de tensiones que según recomendaciones de los fabricantes de conductores no deben por ningún motivo de sobrepasarse estos valores están basados en los límites de resistencia a la tracción del ACSR en líneas clasificadas como grado B por el NESC y que han tenido gran aceptación entre las empresas de electricidad:

La máxima tracción con carga no deberá exceder al 50% de la resistencia a la rotura reglamentaria (RRR) del conductor.

La máxima tracción inicial sin carga a 0 °C no deberá ser mayor del 33 1/3 % de la RRR del conductor.

La máxima tracción final sin carga a 0 °C no deberá ser mayor del 25 % de la RRR del conductor.

La máxima tracción final sin carga a la temperatura normal (diaria) no deberá ser más del 15 % de la RRR del conductor.

Donde RRR: Resistencia a la rotura reglamentaria.

Por lo general, las tensiones finales del cable sin carga, es decir, las tensiones que existen una vez que haya ocurrido la carga mecánica supuesta en el diseño, pueden mantenerse al 20% de la resistencia a la rotura del conductor, a la temperatura promedio anual, siempre que los otros límites de tensiones aplicables a las condiciones originales del cable sin carga y con carga fijados en los incisos anteriores no se excedan.

Datos de Flecha y Tensión para Conductores según Ensayos de la Compañía Southwire se muestran en las siguientes tablas:

Tabla XXIV Condiciones Iniciales

TEMP °C	Vano Dominante = 120 metros					
	Sparrow ACSR No 2		Raven ACSR No 1/0		Pigeon ACSR No 3/0	
	FLECHA(D)	Tensión	FLECHA(D)	Tensión	FLECHA(D)	Tensión
	M	daN	m	daN	M	daN
0	0.50	476.77	0.52	736.73	0.54	1222.26
5	0.52	459.11	0.54	708.28	0.56	1076.16
10	0.54	440.47	0.56	678.85	0.59	1029.07
15	0.57	421.83	0.59	649.42	0.62	981.00
20	0.59	403.19	0.62	619.01	0.65	932.93
25	0.62	384.55	0.65	587.62	0.69	883.88
30	0.66	364.93	0.69	557.21	0.73	834.83
40	0.74	325.69	0.77	495.41	0.82	736.73
50	0.84	286.45	0.88	433.60	0.94	642.55
75	1.20	200.12	1.27	302.15	1.36	446.36
100	1.69	142.24	1.77	216.80	1.86	325.69

4.4.6.3 Límite estático**Tabla XXV** Condiciones finales

TEMP °C	Vano Dominante = 120 metros					
	Sparrow ACSR No 2		Raven ACSR No 1/0		Pigeon ACSR No 3/0	
	FLECHA(D)	Tensión	FLECHA(D)	Tensión	FLECHA(D)	Tensión
	M	daN	m	daN	m	daN
0	0.62	385.53	0.64	596.45	0.67	910.37
5	0.67	360.03	0.69	556.23	0.72	846.60
10	0.72	334.52	0.74	516.01	0.77	784.80
15	0.77	309.99	0.80	477.75	0.84	724.96
20	0.84	286.45	0.87	441.45	0.91	669.04
25	0.91	263.89	0.94	406.13	0.98	616.07
30	0.99	243.29	1.02	373.76	1.07	567.02
40	1.16	206.01	1.20	317.84	1.26	481.67
50	1.36	176.58	1.40	271.74	1.46	414.96
75	1.71	141.26	1.75	217.78	1.82	333.54
100	1.92	124.59	1.97	194.24	2.04	297.24

En las condiciones de carga baja según la 4ta o 5ta edición del Código Nacional de Seguridad Eléctrica (NESC), como las que se encuentran en la mayoría de los países de la América Latina, las tracciones en el cable ACSR en los tramos típicos de las líneas de transmisión y rurales se basaran con mayor frecuencia en las condiciones diarias, que en las condiciones de carga , las condiciones iniciales de tendido establecidas en la sección anterior.

En el terreno normal; esto sugiere la conveniencia de ACSR con alta relación entre el aluminio y la superficie total; de modo que aunque por las características de flecha de ese tipo de ACSR se requiere un mayor numero de estructuras de soporte, el costo total bien puede resultar considerablemente menor.

Tabla XXVI Condiciones de carga

CONDUCTOR	CARGA DE RUPTURA (daN)	COEF. SEGURIDAD Cs	TENSIÓN MÁXIMA (daN)	TENSIÓN NOMINAL A Temp. Ambiente (daN)
Sparrow ACSR # 2	1264.705	2	632.3525	252.941
Raven ACSR # 1/0	1949.019	2	974.5095	389.8038
Pigeon ACSR # 3/0	2952.941	2	1476.4705	590.5882

4.4.6.4 Límite dinámico

Los límites de tracción sin carga indicados arriba, se basan en la suposición de que al instalar las líneas se aplican varillas de blindaje en todos los puntos de donde se suspenden el cable, para proveer a este de adecuado refuerzo contra la fatiga debida a vibraciones producidas por el viento, además de la protección que se aplica contra salto de arco y abrasión.

Además, deben instalarse amortiguadores contra vibración en los puntos de soporte del cable, en los tramos donde se observa o se espera que haya vibración severa.

Es muy difícil establecer reglas generales con respecto a los límites de tracción sin carga para evitar la fatiga por efecto de las vibraciones producidas por el viento en los cables sin varillas de blindaje y sin amortiguadores. Por lo tanto, y sin asumir la responsabilidad por una operación libre de dificultades desde el punto de vista de la vibración, se sugiere, en caso de usar ACSR sin blindaje o amortiguación, que se mantengan límites de tracción sin carga 25% más bajos que los porcentajes de resistencia a la rotura reglamentaria (RRR) .

Tabla XXII Límites de Tracción

CONDUCTOR	TENSIÓN DE RUPTURA (daN)	MÁXIMA TENSIÓN PERMISIBLE S/C (daN)	MÁXIMA TENSIÓN INICIAL S/C A 0oC (daN)	MÁXIMA TENSIÓN FINAL S/C A 0oC (daN)
Sparrow ACSR # 2	1264.705	474.2644	315.8601	237.1322
Raven ACSR # 1/0	1949.019	730.8821	486.7675	365.4411
Pigeon ACSR # 3/0	2952.941	1107.3529	737.497	553.6764

4.4.6.5 Tabla de tendido

La tabla de tendido nos permite encontrar los valores de tensión en función de las flechas y vanos a partir de estimaciones teniendo en cuenta las condiciones iniciales de tendido como son la temperatura y grado de carga.

La tabla de tendido se determina mediante la siguiente ecuación:

$$D = \frac{WS^2}{8H} + \frac{W}{6H} \left[\frac{WS^2}{8H} \right]^2 + \frac{0.4W^2}{6H} \left[\frac{WS^2}{8H} \right]^3 + \dots + \dots$$

Para usos de Ingeniería en donde se determinan ciertas distancias mínimas (menores de 300 m.), se puede reducir la ecuación a:

$$D = \frac{WS^2}{8H}$$

en donde:

D= flecha en pies

W=peso lb./pie

S= tramo en pies

H= tensión horizontal en lb.

La tensión resultante aproximada, $R = H + WD$

Y la flecha máxima para longitudes de tramo diferentes al tramo dominante se calcula recordando que esta varía como el cuadrado de la longitud del tramo y se determina mediante la expresión:

$$D_d = D \left[\frac{L_d}{L} \right]^2$$

en donde:

D_d = Flecha del tramo desconocido

D = Flecha del tramo conocido

L_d = Vano desconocido

L = Vano dominante.

Los valores de “ D ” y “ L ” a diferentes temperaturas se obtienen de las tablas del apartado 2.2.1.

4.4.6.6 Curva de localización

Para el diseño de una estructura es necesario determinar primero ciertos valores, los que nos permitirán determinar la curva de localización.

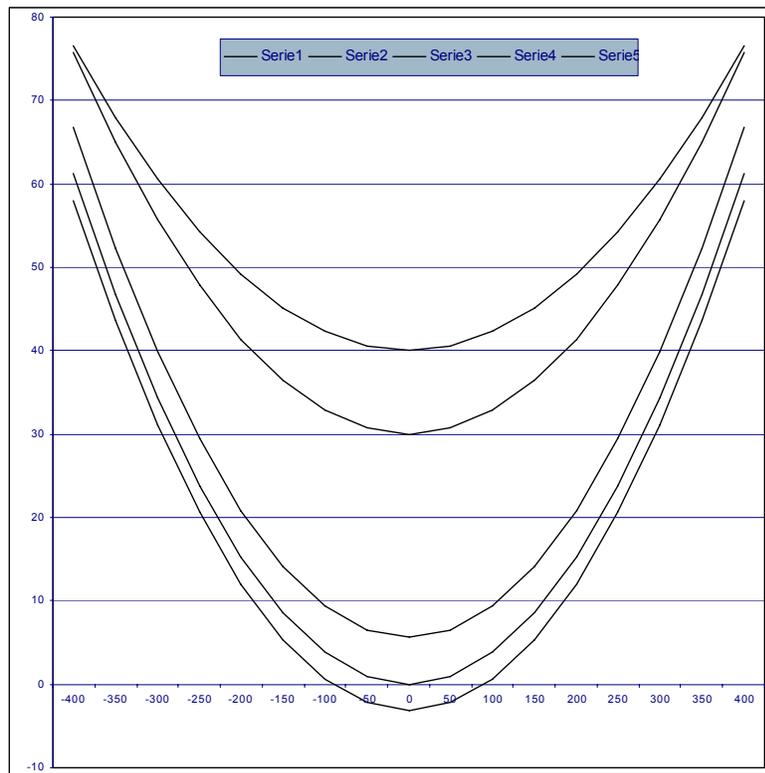
La curva de localización nos brinda la posibilidad de encontrar las condiciones necesarias para implementar las estructuras adecuadas al diseño de las líneas de distribución.

Tabla XXVIII Curva de localización

DESCRIPCION	DATOS
Flecha(f) en mts	3.20
Libranza (L) en mts	5.60
Parámetro (N) en mts	30.00
Parámetro (M) en mts	40.00
Peso del Conductor (kg/m)	0.34
Resistencia a la Ruptura del Conductor(kg) AAC 500 AWG	3012.00
Tensión de Diseño para 50°C (kg) (15% RR)	451.80
Tensión de Diseño para 28°C (kg) (20% RR)	602.40
Tensión de Diseño para 5°C (kg) (28% RR)	753.00

X	50°C			28°C	5°C
	Y1 - f	Y1	Y1 + L	Y2 + N	Y3 + M
-500	92.81	96.01	101.61	101.63	97.17
-450	74.39	77.59	83.19	87.95	86.27
-400	57.98	61.18	66.78	75.73	76.53
-350	43.58	46.78	52.36	64.98	67.95
-300	31.1	34.3	39.9	55.68	60.52
-250	20.59	23.79	29.39	47.82	54.25
-200	12.01	15.21	20.81	41.4	49.11
-150	5.35	8.55	14.15	36.41	45.13
-100	0.6	3.8	8.4	32.85	42.28
-50	-2.25	0.95	6.55	30.71	40.57
0	-3.2	0	5.6	30	40
50	-2.25	0.95	6.55	30.71	40.57
100	0.6	3.8	9.4	32.85	42.28
150	5.35	8.55	14.15	36.41	45.13
200	12.01	15.21	20.81	41.4	49.11
250	20.59	23.79	29.39	47.82	54.25
300	31.1	34.3	39.9	55.68	60.52
350	43.56	46.76	52.36	64.98	67.95
400	57.98	61.18	66.78	75.73	76.53
450	74.39	77.59	83.19	87.95	86.27
500	92.81	96.01	101.61	101.63	97.17

Figura 14 Curva de localización



Como se puede observar en la tabla XVIII, donde se nos muestra una hoja electrónica, en la parte de la descripción y los datos, tenemos ciertos valores que se describieron, por ejemplo: la flecha y la libranza datos que se obtienen de las características del diseño en los aspectos físicos y de acuerdo a las normas NTSD (Normas Técnicas del Servicio de Distribución, de la comisión nacional de Energía).

Los parámetros n y m , sirven para desplazar las curvas, de las coordenadas origen, y mostrarlas de mejor forma para su análisis.

Los demás parámetros que se observan son el peso, la Resistencia de Ruptura(RR) y las tensiones de diseño para las diferentes temperaturas (que son porcentajes de la Resistencia de Ruptura) y que se muestran a continuación:

$$T_{50^{\circ}\text{C}} = \text{RR} * 0.15$$

$$T_{28^{\circ}\text{C}} = \text{RR} * 0.20$$

$$T_{5^{\circ}\text{C}} = \text{RR} * 0.25$$

Donde RR : Resistencia a la Ruptura del Conductor.

Tabla XXVIII Características Mecánicas de los Conductores

CONDUCTOR	CARGA ROTURA (daN)	TENSIÓN DISEÑO 50°C (daN)	TENSIÓN DISEÑO 28°C (daN)	TENSIÓN DISEÑO 5°C (daN)	PESO kg/km
Sparrow ACSR # 2	1264.705	2	632.3525	252.941	136.6
Raven ACSR # 1/0	1949.019	2	974.5095	389.8038	215.9
Pigeon ACSR # 3/0	2952.941	2	1476.4705	590.5882	342.9

Las curvas de localización (figura 14) se dividen en: curva fría (0°C), curva normal (28°C) y la curva caliente (50°C). Cada una describe la forma que ha de tomar el conductor a diferentes temperaturas, eso nos permitirá describir la menor y mayor temperatura de diseño para guardar las libranzas descritas en las normas de seguridad.

En la parte derecha de la tabla se describe los siguientes datos:

X : distancia horizontal que nos indica al colocar los postes el vano entre ellos.

Y1-f, y1, y1+ L : Curvas a la máxima temperatura, nos permitirán calcular el vano.

Y2 + N : Curva desplazada a 28°C (lo que se considera como temperatura normal).

Y3 + M : Curva desplazada a 5°C (lo que se considera la temperatura mínima).

Para calcular los valores de Y para los distintos valores de X se utiliza la siguiente ecuación:

$$Y = \left[\left[\frac{T}{W} \right] \left[\frac{\exp \left[\frac{XW}{T} \right] + \exp \left[\frac{-XW}{T} \right]}{2} \right] - 1 \right]$$

donde:

T : Tensión de diseño (daN)

W : Peso del conductor (kg./km.)

X : Distancia horizontal (m)

4.4.7 Transformadores

La colocación de transformadores deberá efectuarse considerándolos como centros para alimentación radial. Se emplearán transformadores monofásicos tipo autoprotegido (cps) para servicio monofásico de 120 V, 2 hilos o 240 V, 3 hilos.

Los centros de transformación tipo poste normalizados serán transformadores monofásicos autoprotegidos, es decir, llevarán incorporadas las protecciones contra sobretensión, sobrecargas y cortocircuitos.

Las potencias posibles para la tensión de 34.5 kV será: 10, 25,50 y 75 kVA.

Las características eléctricas mínimas serán las establecidas en la tabla siguiente:

Tabla XXX Características eléctricas de los transformadores

VALORES NOMINALES	34.5 kV
Tensión primaria asignada (kV)	19.9/34.5
Tensión secundaria asignada (V)	120/240
Potencias asignadas (kVA)	10,25,50 y 75
Tensión de cortocircuito	<= 3%
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) primaria (kV)	150
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) secundaria (kV)	30
Frecuencia (Hz)	60
Refrigeración	ONAN
Elevación de temperatura	65°C
Tensión a baja frecuencia (kV)	50

Es importante hacer notar que los transformadores por ser monofásicos, obligaran a balancear los ramales, es decir que se conectara cada ramal a una de las tres fases de la troncal trifásica verificando que la suma de cada fase provoque un desequilibrio en intensidad menor al 20%.

Esto se realiza con el fin de evitar los desequilibrios de corriente, los cuales se producen cuando la intensidad que circula por las tres fases no es igual, esto provoca que por el neutro la corriente no sea cero.

El resultado es un sobrecalentamiento en las cargas, en los cables de alimentación y protecciones.

La expresión matemática para el cálculo de desequilibrio de corriente es la siguiente:

$$\text{Desequilibrio (\%)} = \frac{|I_{\max}(X,Y,Z) - I_{\text{media}}|}{I_{\text{media}}} * 100\% < 20\%$$

Para el sistema de Playa Grande, Ixcán se estableció el balance de cargas que se muestra en el apéndice 6. Los valores obtenidos para cada fase son los siguientes:

- Fase X: 23.40 Amperios
- Fase Y: 23.35 Amperios
- Fase Z: 23.41 Amperios

Los valores a utilizar para calcular el Desequilibrio son los siguientes:

- $I_{\max} = 23.41$ Amperios
- $I_{\text{media}} = 23.39$ Amperios

El valor del desequilibrio es del 0.099%, valor que se encuentra muy por debajo del 20%.

4.4.8 Protecciones

Por coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes debe entenderse su disposición adecuada en serie a lo largo de un circuito de distribución de modo que puedan restablecer las condiciones normales al producirse fallas en las líneas y equipo, de acuerdo con una secuencia preestablecida de operación. Cortacircuitos de fusible, reconectores automáticos de circuito, seccionadores e interruptores automáticos de circuito con relevadores son los dispositivos de protección contra sobrecorrientes de uso más común. Se pueden obtener las capacidades nominales y las características con base en los folletos relativos a los productos publicados por los fabricantes.

Cuando los dispositivos de protección se aplican y coordinan en forma adecuada:

- Pueden eliminar las paralizaciones del servicio que se producen por fallas temporales.
- Reducen la extensión de las paralizaciones; es decir, el número de usuarios afectados.
- Ayudan a la localización de fallas, con lo que reducen en consecuencia la duración de las interrupciones.

4.4.8.1 Seccionamiento de la línea principal

En general, el primer dispositivo de protección en un alimentador primario es un interruptor automático de circuito o un reconectador de la clase de potencia ubicado en la subestación. Si el circuito es aéreo, es frecuente que el interruptor automático de circuito tenga relevadores de reconexión, de modo que opera prácticamente en la misma forma que un reconectador.

Suministra un medio conveniente para aislar las fallas, de modo que se puedan realizar reparaciones después de haber restablecido el servicio en otras partes del alimentador.

4.4.8.2 Protección de los circuitos ramales

Es de suma importancia aislar las fallas en las líneas ramales o subramales, incluso las cortas, para mantener el servicio en el resto del alimentador. La protección del circuito ramal no solo protege al resto del alimentador, sino también ayuda a señalar el lugar de la falla.

También, suelen tenerse mucho más kilómetros y mucha más exposición en el circuito ramal o en los laterales que en el alimentador principal. El cortacircuito de fusible de expulsión simple es el que se utiliza en casi la totalidad de los casos para la protección contra sobrecorrientes en los ramales y subramales. Es posible que se usen en combinación con reconectores.

En los circuitos aéreos de distribución, una gran parte de las fallas son de naturaleza temporal o, potencialmente, de esta naturaleza.

Por ejemplo, algunos tipos de fallas transitorias incluyen contactos momentáneos con ramas de árboles y la formación de arcos entre los aisladores o entre los soportes de los mismos por la caída de rayos y no operan los dispositivos de protección.

Si la falla ha desaparecido durante el “tiempo muerto”, la reconexión se hace con éxito, si no es así, se pueden intentar uno o más ciclos adicionales de reconexión.

Si la falla persiste después del número prescrito de operaciones de reconexión, el interruptor automático o el reconectador se trabarán abiertos; o bien, se eliminará la falla por la operación de un fusible o un seccionador.

4.4.8.3 Elementos de protección

Son elementos que ante una condición indeseada (sobrecarga, cortocircuito, etc.) desconectan automáticamente la menor parte posible de la red, evitando que se afecte a las instalaciones “aguas arriba” de la falla o situación anormal.

4.4.8.3.1 Fusible

El fusible o cortacircuito es el aparato de conexión que provoca la apertura del circuito en el que está aislado, por fusión, debido al calentamiento de uno o varios elementos destinados a este fin, cortando la corriente cuando ésta sobrepasa un determinado valor durante un tiempo.

Cuando circula corriente por el elemento fusible, este se calienta por efecto Joule, elevando su temperatura. Si la corriente es muy elevada, la temperatura puede alcanzar el punto de fusión del elemento conductor, que comienza a fundirse.

En líneas aéreas de M.T. se utiliza también el fusible de expulsión seccionador. El elemento fusible está unido a una trencilla de conexión de cobre. En el momento de producirse la fusión se produce la expulsión de la trencilla y la base portafusible se desconecta la conexión superior, girando y dejando un corte visible.

Los fusibles tienen un alto poder de corte, que suele ser mayor de 100 kA, su tensión asignada debe coincidir con la de la base portafusible, y su corriente asignada es muy variable según su utilización.

Las curvas características más utilizadas son las curvas tiempo-corriente, que dan el tiempo de prearco o de funcionamiento en función del valor eficaz de la corriente. La intensidad convencional de fusión es el valor eficaz de intensidad que provoca la fusión en un tiempo determinado.

4.4.8.3.2 Cortacircuitos Fusibles

Las distintas componentes normalizadas que forman parte del cortacircuito fusible, aseguran la intercambiabilidad entre componentes de distintos fabricantes. Esto permite el recambio únicamente de las piezas desgastadas, sin necesidad de reemplazar el todo el conjunto.

Los materiales normalizados serán los siguientes:

- Base cortacircuitos fusibles de 35 kV, 200 A.
- Cuchilla seccionador de expulsión de 35 kV 200 A.
- Tubo portafusibles cortacircuitos fusibles de 36 kV,200A.

Las características eléctricas que deben satisfacer los cortacircuitos se especifican en la siguiente tabla:

Tabla XXXI Características eléctricas de los cortacircuitos

TENSIÓN ENTRE FASES (kV)	34.5
Tensión máxima asignada	36 kV
Intensidad continua asignada (A)	200
Frecuencia (Hz)	60
Intensidad de corte simétrica (kA) instantánea	12
Línea de fuga (metal-metal)(mm)	> 520
Nivel básico de aislamiento (kV)	150
Nivel de aislamiento frente a tensión de frecuencia industrial en seco, 1 min.	70

El equipo tendrá garantizada la intercambiabilidad del tubo portafusibles independientemente del fabricante.

4.4.8.8.3 Fusibles de expulsión

Los fusibles de expulsión a utilizar en este proyecto se describen en la siguiente tabla:

Tabla XXXII Fusibles de expulsión

DESCRIPCIÓN
Fusible de expulsión 1.5 A tipo D
Fusible de expulsión 3 A tipo D
Fusible de expulsión 5 A tipo D
Fusible de expulsión 7 A tipo D
Fusible de expulsión 10 A tipo D
Fusible de expulsión 15 A tipo D
Fusible de expulsión 20 A tipo D
Fusible de expulsión 40 A tipo K
Fusible de expulsión 65 A tipo K

4.4.8.8.3.1 Fusible tipo K

El fusible de expulsión tipo K, en intemperie, se recomienda su utilización a partir de 12/16 A y en ubicación lo más alejado posible de equipos de corte, baterías de condensadores y en especial muy alejados de los pararrayos.

El fusible tipo K es de fusión rápida y deberá soportar un 150% de su intensidad nominal con un funcionamiento normal.

4.4.8.8.3.2 Fusible tipo D

Para aplicaciones intemperie, se recomienda la utilización del fusible de expulsión tipo D o similar en tamaños de 1.5 a 20 A.

Recomendado para sobreintensidades debidas a descargas atmosféricas (impulso tipo rayo), arranque de motores, descargas de pararrayos cercanos, etc.

Este tipo de fusible es de fusión lenta y soporta sin fundir ni envejecer la sobrecargas debidas a descargas atmosféricas (impulso tipo rayo). Es asimismo el único tipo de fusible que puede considerarse fiable en la proximidad de un pararrayos.

De acuerdo al cálculo de pérdidas que se detalla en el capítulo 5 y que se muestra en el apéndice 6 se ha calculado el valor de los fusibles para los ramales que conforman el proyecto, y que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla XXXIII Cálculo del tipo de fusible para cada ramal

RAMAL	Amp	Fusible (A) tipo D
0	2.54	3
1	8.13	10
2	4.73	5
3	5.51	7
4	3.06	5
5	1.41	1.5
6	1.07	1.5
7	2.2	3
8	1.9	3
9	8.92	10
10	0.85	1.5
11	0.75	1.5
12	3.22	5
13	1.03	1.5
CANTABAL	0.87	1.5
LAS ROSAS	0.81	1.5
SAN JOSE LA VEINTE	2.2	3
SAN PABLO	1.85	3
PLAYA GRANDE	19.11	20

4.4.9 Aisladores

En la selección del aislamiento para un sistema de distribución de energía eléctrica se cumplirán los requisitos establecidos en las normas CRNE. No se ha tomado en consideración las condiciones especiales en zonas de alto nivel de tormenta, proximidad al mar o a volcanes activos, o al paso por lugares con atmósferas cargadas de polvo, productos químicos, etc., las cuales merecen consideración especial en cada caso, sino únicamente las consideraciones normales de operación en el área.

Este capítulo determina los niveles de aislamiento mínimos correspondientes a cada tensión nominal de línea.

Cuando no sea posible cumplir las distancias mínimas de seguridad estipuladas en este capítulo, únicamente por la presencia de árboles, vegetación o áreas protegidas, los conductores eléctricos y otras superficies energizadas asociadas a las líneas, deberán ser protegidos o aislados para la tensión de operación.

Para el diseño del aislamiento de las líneas aéreas deberá seleccionarse aisladores que estén garantizados para evitar saltos de arco eléctrico en condiciones de operación, sobretensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera natural.

El nivel de aislamiento de los aisladores. Los valores de tensión de flameo en seco de un aislador o de una cadena de aisladores cuando se prueban de acuerdo con las normas ANSI C29-1 –1998 no deben ser inferiores que los presentados en la tabla XXXIV.

En zonas en donde las descargas electroatmosféricas son severas o existen condiciones de contaminación atmosférica alta u otra condición de contaminación desfavorable, deben usarse aisladores con tensiones de flameo en seco adecuadas a esas condiciones y no menores a los indicados en la tabla XXXIV.

Tabla XXXIV Tensiones mínimas de flameo en seco

Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)	Tensión Nominal entre fases (kV)	Tensión mínima de prueba (kV)
0.75	5	13.2	55	46	125	138	390
2.4	20	23	75	69	175	161	45
6.9	39	34.5	100	115	315	230	640

Los aisladores deberán cumplir con la Norma ANSI C29.

Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio u otro material que tengan características mecánicas y eléctricas equivalentes o superiores que los antes mencionados. Deberán estar identificados por su fabricante ya sea con su nombre comercial, con un numero de catalogo, u otro medio, de tal forma que permita determinar sus propiedades eléctricas y mecánicas a través de catálogos u otra literatura.

Los aisladores deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar esfuerzos mecánicos a los que están sometidos por: cargas mínimas de viento, severo abuso mecánico, descargas electroatmosféricas, arcos de energía y condiciones de contaminación desfavorables (salinidad, corrosión, gases y lluvia ácida, humo, polvo, neblina, etc.), sin exceder los siguientes porcentajes de su resistencia mecánica a la ruptura:

- A) Cantilever 40%
- B) Compresión 50%
- C) Tensión 50%

El aislamiento se realizara mediante aisladores de espiga, de carrete y de suspensión.

4.4.9.1 Aisladores de espiga

Los aisladores de espiga estarán constituidos para 13.2 kV. y 34.5 kV. de acuerdo a las Normas ANSI, cuyas características se recogen en la tabla XXXIV.

Tabla XXXV Características de los aisladores de espiga

DENOMINACION	56-3 ANSI
Voltaje del aislador en kV.	34.5
Catalogo No.	NGK HRAA-15295B
Carga de rotura electromecánica (daN).	13,350.00
Diámetro nominal (mm).	266.70
Paso nominal (mm).	190.50
Línea de fuga (mm)	533.40
Peso aproximado (kg).	7.73

4.4.9.2 Aisladores De Suspensión

Los aisladores de suspensión estarán constituidos para 34.5 kV. de acuerdo a las Normas ANSI, cuyas características se recogen en la tabla XXXV.

Tabla XXXVI Características de los aisladores de suspensión

DENOMINACION	52-4 ANSI
Voltaje del aislador en kV.	34.5
Catalogo No.	LAPP 8100
Clase ANSI.	52-4
Carga de rotura electromecánica (daN)	8900.00
Diámetro nominal (mm)	254.00
Paso nominal (mm).	146.05
Línea de fuga (mm).	292.10
Peso aproximado (kg).	5.79

En apoyos de ángulo con ángulo pronunciado, anclaje y fin de línea se emplearan cadenas de amarre, y en apoyos de alineación y ángulo con ángulo poco pronunciado, se emplearan cadenas de suspensión (con grapa de suspensión preformada).

Las cadenas de suspensión-cruce serán idénticas a las cadenas de suspensión normal.

Normalmente, las cadenas estarán formadas por el número de aisladores que se indica en la tabla XXXVII.

Las características eléctricas de las cadenas de aisladores se ajustarán a lo establecido en las normas LAPP Porcelain suspensión insulators, y son las que se indican en la tabla XXXVII.

Tabla XXXVII Características de las cadenas de aisladores de suspensión

TENSIÓN (kV)	AISLADOR	No AISLADORES	TENSIÓN SOPORTADA			
			60 Hx bajo lluvia Flameo - kV		Flameo tipo impulso 1.5 x 40	
			Seco	Húmedo	Positivo	Negativo
34.5	CLASE 52-4	3	215	130	355	340

4.4.9.3 Aislador De Carrete

Los aisladores de carrete estarán constituidos para 120/240 V. de acuerdo a las Normas ANSI, cuyas características se recogen en la tabla XXXVIII.

Tabla XXXVIII Características de los aisladores de carrete

DENOMINACIÓN	53-2 ANSI	53-2 ANSI
CATÁLAGO	Cooper DE4S3	Cooper DE4S4
VOLTAJE	120/240	120/241
Carga de rotura electromecánica (daN)	13,350.00	13,350.00
Diámetro nominal(mm)	79.38	79.38
Paso nominal(mm)	76.2	76.2
Línea de fuga(mm)	-----	-----
Peso aproximado (kg.)	0.55	0.55
Color	Café	Blanco

5 ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO

Todos los sistemas eléctricos deben ser juzgados no solo por su confiabilidad sino también por su eficiencia económica, es decir, se debe suministrar un servicio eléctrico confiable al menor costo posible.

El análisis técnico debe verificar las condiciones de servicio, en esta fase las alternativas que no sean técnicamente viables deben de ser eliminadas.

Las evaluaciones financieras y económicas son los principales factores de un estudio de factibilidad.

La evaluación financiera analizaría principalmente los aspectos monetarios del proyecto, sus remuneraciones y la rentabilidad financiera para los inversionistas.

La evaluación económica va mucho más allá de esto e intenta relacionar el proyecto con la economía nacional: sus implicaciones económicas, sociales y ambientales.

A lo largo de la vida del proyecto habrán dos flujos financieros: uno es el flujo de costos y el otro es el flujo de ingresos. Los dos flujos deben contener el mismo marco de vida estimada del proyecto, siendo en nuestro caso de 30 años.

5.1 Costos

Los costos estimados en este proyecto son los siguientes:

5.1.1 Costo de la Inversión Inicial

Para determinar este concepto es necesario considerar todos los recursos materiales y mano de obra necesarios para la realización de la inversión, estos deben comprender cuando menos los siguientes:

- Costo de materiales y equipo.

El cual se obtendrá directamente del mercado.

Los otros costos relevantes son:

- Mano de obra.
- Movilización y Transporte.
- Administración.
- Ingeniería.
- Imprevistos.

Los costos a utilizar, dados en el Programa de Electrificación Rural (PER) contemplan todos los rubros anteriormente mencionados y en los cuales podemos obtener los parámetros necesarios para estimar el costo de inversión del proyecto considerado en este estudio.

Los costos son los siguientes:

Tabla XXXIX Costos por km de líneas de media tensión

VOLTAJE kV	DESCRIPCIÓN	CONDUCTOR	COSTOS (US\$/km)
34.5	3 F	3/0	12,180
19.9	1 F	1/0	5,769

Tabla XXXX Costos por usuario

DESCRIPCIÓN	VOLTAJE (Kv)	COSTOS (US\$/USUARIO)
Media + Baja tensión	19.9	385

5.1.1.1 Evaluación del costo de la inversión inicial

Según los criterios anteriormente expuestos, se determino el valor de la inversión inicial, basándose en valores proyectados al año del 2002 como de referencia. Este cálculo se realizó de acuerdo a los siguientes pasos:

- Localizar geográficamente las comunidades, en coordenadas UTM, (ver apéndice 1), así como las líneas de distribución planificadas (Figura 5).
- Establecer los ejes de expansión de las redes MT así como de los ramales; desarrollando la red en forma arbórea, con un eje principal y sus ramales proyectados, conectando las comunidades a los puntos mas cercanos de la red planificada (Figura 5). Se determino que la fuente seria la subestación de Playa Grande, de acuerdo al PER (Plan de Electrificación Rural).

- Calcular la distancia de cada comunidad al eje o ramal proyectado.
- Basándose en los costos unitarios, estimar los costos de inversión, incluyendo las líneas MT, así como la red de MT y BT a instalar en la comunidad.

Para calcular las inversiones se utilizaron las siguientes ecuaciones:

- **Inversión línea MT**

- $ILMT = DF \times CUMT \times FS$

Donde:

ILMT: Inversiones línea MT (US\$)

DF: Distancia de la fuente a la localidad (km)

CUMT: Costo unitario de red MT (US\$/ km)

FS: Factor de sinuosidad (%)= 1.1

- **Inversión en redes de distribución (Media y baja tensión)**

- $IRD = NU \times CU \text{ MT} + BT$

Donde:

IRD: Inversiones en redes de distribución (US\$)

NU: Número de usuario

CU MT + BT: Costo unitario de red MT + BT (US\$/USUARIO)

Los valores de inversión obtenidos, los cuales para más detalle pueden observarse en el apéndice 2, son resumidos en la siguiente tabla:

Tabla XXXXI Valores de Inversión

DESCRIPCIÓN	COSTOS US\$
Inversión Línea MT 3F	586,470
Inversión Línea MT 1F	397,275
Inversión Red (MT y BT)	1,837,990
COSTOS TOTALES	2,821,735

5.1.2 Costos de operación y mantenimiento

Para conocer estos costos debe considerarse cuando menos los siguientes criterios:

- Las alternativas en estudio deben evolucionar de acuerdo con el crecimiento de carga prevista, que traerá como consecuencia características de operación diferentes a lo largo de la vida útil de la red.
- Los servicios de operación y mantenimiento son ejecutados por personal operativo, por lo que sus costos deben ser considerados en cada alternativa, así como los servicios de apoyo que requieran.

Luego de realizar varias estimaciones al respecto, las empresas distribuidoras han establecido como criterio práctico tomar como costos de operación y mantenimiento anuales el 1.5% de la inversión inicial. Este es el criterio que se seguirá en el presente estudio.

5.1.2.1 Evaluación del costo de operación y mantenimiento

Este fue calculado de la siguiente forma:

- $COM = 1.5\% \times CI$

Donde:

COM: Costo de O y M (US\$)

CI: Costos de Inversión (MT, BT)

Obteniéndose el siguiente valor en cada año:

Tabla XXXII Costos de Operación y Mantenimiento

DESCRIPCIÓN	COSTOS US\$
Costos de O y M	42,326

5.1.3 Costos de Perdidas

Dentro, del análisis económico de una red de distribución, el costo de las pérdidas es uno de los mas difíciles de determinar debido a la complejidad del sistema; existen varios métodos para su cálculo, los cuales dependen fundamentalmente de las políticas económicas de cada empresa.

Para su efecto se analizaran en primer lugar las tarifas eléctricas, las cuales están compuestas por dos conceptos:

- El costo de la energía (costos variables) US\$/kWh.
- El cargo por demanda (costos fijos) US\$/kW.

Los costos variables dependen directamente de la producción de la empresa, es decir, son directamente proporcionales a la energía suministrada.

Los costos fijos se relacionan con la capacidad de las instalaciones necesarias para proporcionar el suministro de energía, es decir, los costos fijos dependen directamente de la demanda que cada usuario tiene y de la diversidad con que trabajan sus instalaciones y equipos eléctricos.

Con base en estos conceptos, una alternativa de evaluación recomendada es aquella que simplemente sugiere que el costo de las pérdidas sea calculado en base a las tarifas de compra.

Este hecho esta basado en el principio de que las pérdidas eléctricas son en realidad un costo adicional para el sistema, independiente del costo necesario para suministrar una cantidad determinada a los consumidores; por tanto, su disminución implicara una reducción en la compra de la energía necesaria.

5.1.3.1 Evaluación del costo de las pérdidas

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de la misma. Para una línea trifásica vendrán dadas por la siguiente expresión:

- $p = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2$ (W)

donde:

R: Resistencia de la línea por kilómetro (Ω/km).

L: Longitud de la línea (km).

I: Intensidad de la línea (A).

Sin embargo, si la línea es monofásica:

- $p = (R_C + R_N) \cdot L \cdot I^2$ (W)

donde:

R_C : Resistencia del conductor de línea por kilómetro (Ω/km).

R_N : Resistencia del conductor neutro por kilómetro (Ω/km).

L: Longitud de la línea (km).

I: Intensidad de la línea (A).

En la tabla de pérdidas de potencia mostrada en el Apéndice 3, se utilizo las siguientes ecuaciones:

- $P = NU \times \text{kVA por usuario.}$

Donde :

P: Potencia (kVA)

NU: Numero de usuarios

kVA por usuario: 0.325

- $PA = P * FP$

Donde :

PA: Potencia (kW)

P: Potencia (kVA)

FP: Factor de Potencia (0.90)

- $I_L = PA / V$

Donde:

IL : Corriente de Línea

PA: Potencia (kW)

V: Voltaje de fase (19.9 kV)

- $C = PA * H * FC$

Donde:

C: Consumo (kWh / año)

PA: Potencia (kW)

H: 8760 horas

FC: Factor de Carga (0.3)

Y para evaluar el costo de las pérdidas se aplicó la tarifa mostrada en la sección de ingreso tarifario 5.2.1 del presente capítulo. En la línea trifásica se efectuó un balance de carga, determinando las pérdidas en la línea, de acuerdo a la ecuación de pérdidas mostrada en este capítulo (Apéndice 3).

Y las longitudes de línea utilizadas, se determinaron en tramos, aplicando el concepto de momento eléctrico, considerando la carga aplicada en cada punto y su respectiva longitud.

El resumen se presenta en la siguiente tabla:

Tabla XXXXIII Costos de Perdidas

PERDIDAS MONOFASICAS (kW)	1.48
PERDIDAS TRIFÁSICAS (kW)	3.54
TOTAL PERDIDAS (kW)	5.02
TOTAL PERDIDAS (kWh/año)	13,182.73
COSTO PERDIDAS US\$	1,977.41

5.2 Ingresos

Los ingresos del proyecto se logran mediante la venta del producto; estos ingresos son necesarios para que este se sostenga y pueda crecer, debido a que se les proporciona a los clientes un servicio de calidad, que satisfaga sus necesidades.

En los proyectos de electrificación los ingresos están en función de la cantidad de energía que consuman los usuarios, combinada con las tarifas que el mercado proporciona.

5.2.1 Ingreso Tarifario

Para la estimación de la tarifa promedio por kWh, que el usuario rural deberá pagar en este proyecto, se utilizó el pliego tarifario de la Distribuidora de Energía Eléctrica de Occidente S.A DEOCSA.

De acuerdo al inciso de Tarifas Base, se utilizó la Tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS).

El cargo total por energía, se obtendrá multiplicando el cargo unitario de energía.

La tarifa a utilizar es la siguiente:

Tabla XXXIV Tarifa

CARGO	DESCRIPCION	VALOR EN Q	VALOR EN US\$
Fijo	Costo/usuario mes	8.73564	1.12
Por Energía	Costo/kWh	1.17659	0.15

5.2.1.1 Evaluación del ingreso tarifario

De acuerdo al análisis realizado en el Capítulo 3 en el pronóstico de la demanda, se determinó que el modelo poblacional era el más adecuado para representar el crecimiento de la demanda a lo largo de los 30 años de vida útil del proyecto. Al aplicarle la tarifa a cada valor se obtendrá los resultados que se presentan en la tabla IXX y que muestra el ingreso por concepto de tarifas anualmente:

Tabla XXXV Ingreso por concepto de tarifas

AÑOS	PROYECCION DEMANDA POBLACIONAL kWh	COSTO US\$
1	677,240.83	101,586.12
2	736,838.03	110,525.70
3	801,679.77	120,251.97
4	872,227.59	130,834.14
5	948,983.62	142,347.54
6	1,032,494.18	154,874.13
7	1,123,353.67	168,503.05
8	1,222,208.79	183,331.32
9	1,329,763.16	199,464.47
10	1,446,782.32	217,017.35
11	1,574,099.16	236,114.87
12	1,712,619.89	256,892.98
13	1,863,330.44	279,499.57
14	2,027,303.52	304,095.53
15	2,205,706.23	330,855.93
16	2,399,808.38	359,971.26
17	2,610,991.51	391,648.73
18	2,840,758.77	426,113.82
19	3,090,745.54	463,611.83
20	3,362,731.15	504,409.67
21	3,658,651.49	548,797.72
22	3,980,612.82	597,091.92
23	4,330,906.75	649,636.01
24	4,712,026.54	706,803.98
25	5,126,684.88	769,002.73
26	5,577,833.15	836,674.97
27	6,068,682.46	910,302.37
28	6,602,726.52	990,408.98
29	7,183,766.45	1,077,564.97
30	7,815,937.90	1,172,390.69

5.2.2 Beneficios de la sustitución de fuentes tradicionales por la electricidad

Los efectos de llevar la electricidad a una localidad rural donde tal servicio no ha estado disponible antes y donde se usan otras fuentes de energía, en nuestro estudio pueden considerarse en dos casos:

- Ahorros en energía substitutiva
- Ahorros por mejora en la salud.

Estos beneficios son directamente atribuibles, ya que los usuarios dejaron de incurrir en ciertos gastos, los cuales al ser cuantificados se tomaran en cuenta en la evaluación económica del proyecto.

5.2.2.1 Ahorros en energía substitutiva

Se refieren a los gastos que los usuarios no realizaran al contar con energía eléctrica, debido a que no tendrán necesidad de adquirir los insumos que se describieron en el capítulo 1, que les proveen actualmente de iluminación y fuerza.

Estos beneficios se cuantifican de acuerdo a los datos mostrados en la tabla I en el capítulo I y se presentan de la siguiente forma:

Tabla XXXXVI Ahorros en energía substitutiva

NUMERO DE USUARIOS	AHORRO MENSUAL/USUARIO US\$	AHORRO ANUAL/USUARIO US\$	AHORRO TOTAL DEL PROYECTO US\$
4774	10.58	126.92	605,930.77

5.2.2.2 Ahorros por mejoras en la salud

Estudios del Instituto Guatemalteco de Seguridad Social (IGSS) indican que un 30% de la población que no utiliza energía eléctrica, sufre de enfermedades respiratorias y que la introducción de energía reduce este problema hasta en un 22% al año. El costo anual por persona enferma se estima en Q. 482.05 .

La cuantificación de estos ahorros se presenta en el siguiente cuadro:

Tabla XXXXVII Ahorros por mejoras en la salud

NUMERO DE USUARIOS	POBLACION ENFERMA (30%)	ENFERMOS EVITADOS (22%)	COSTO EVITADO POR ENFERMO US\$	AHORRO ANUAL US\$
4,774	1,432.20	315.08	61.80	19,472.60

Fuente: Instituto Guatemalteco de Seguridad Social

5.3 Análisis de alternativas de inversión

Muchos de los factores cuantitativos usados para la evaluación de alternativas pueden ser medidos en términos de dinero; sin embargo, el valor de este depende del tiempo en el cual es invertido en la red de distribución.

Consecuentemente, es necesario evaluar el cambio de valor del dinero en el tiempo, causado por la inflación u otros factores. Así, es necesario considerar, para efecto de comparación entre alternativas, los siguientes puntos:

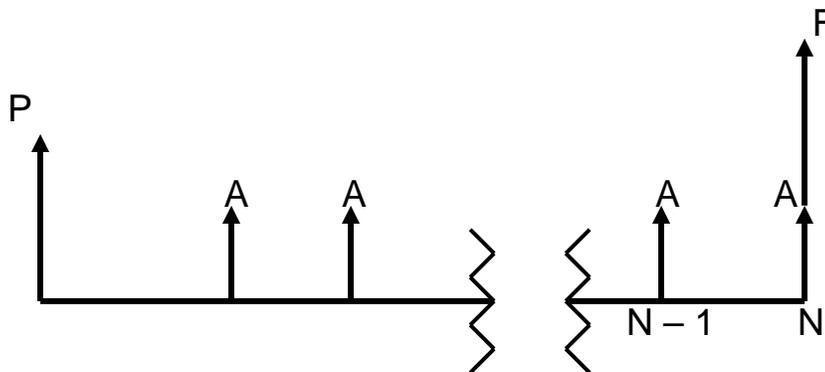
- La evaluación del proyecto de una red de distribución debe hacerse en un momento fijo en el tiempo, es decir, en una fecha dada.
- La comparación de alternativas debe hacerse en la misma fecha.
- Debido a que el valor del dinero cambia con el tiempo, las cantidades invertidas en épocas diferentes en la red deben referirse todas a la misma fecha.
- Las cantidades de dinero invertidas o recuperadas se podrán agregar o restar solamente en la misma fecha.

El valor del dinero cambia con el tiempo fundamentalmente por dos razones:

Primero, a diferentes épocas tiene distintas posibilidades de ganancias o intereses (poder de ganancia), y segundo porque tiene diferentes posibilidades de compra debido a la inflación (poder adquisitivo del dinero).

Para poder trasladar dinero de un punto a otro en el tiempo se usa la tasa de interés compuesto para reflejar el cambio en el poder de ganancia. Existen fórmulas y tablas de interés para calcular fácilmente los diferentes valores del dinero; ambos han sido desarrollados utilizando los diagramas discretos de flujo, como el que se ilustra a continuación:

Figura 15 Diagrama de flujo



Donde:

- P: Cantidad de dinero invertido al inicio del periodo.
- F: Cantidad de dinero al final del periodo.
- A: Cantidades de dinero invertido en diferentes épocas en forma repetida durante el periodo considerado.
- N: Numero de periodos individuales dentro del periodo total considerado.

5.4 Evaluación económica y financiera

Habiendo establecido los valores de costos e ingresos, y aplicando una tasa de interés del 12%, que es la tasa que maneja el BCIE para proyectos sociales de electrificación, es posible calcular los rendimientos del proyecto, o sea determinar si este se puede realizar o no, analizando las diferentes variables que intervienen en él. Existen varias formas de realizarlo, pero la forma más común es a través de los siguientes métodos:

El Valor Actual Neto(VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y la relación Beneficio-costo(B/C).

Los cuales se presentan continuación:

5.4.1 Valor Actual Neto (VAN)

Este método deduce las utilidades netas, es decir, los ingresos del proyecto menos los costos del proyecto a su valor presente mediante la tasa de interés. Si el resultado neto es mayor de cero se prueba que vale la pena realizar el proyecto.

La evaluación del proyecto de electrificación rural de la región del Ixcán en el departamento del Quiché, desde un punto de vista privado o financiero utilizando el VAN resulta en US\$ -1, 334,527.6; lo cual indica que el proyecto no es rentable para un productor privado (véase apéndice 4)

La electrificación rural normalmente es una fuente de pérdida financiera, pero tiene beneficios económicos significativos.

Para la evaluación económica del proyecto se incluyen los datos financieros mencionados anteriormente y se agregan los ahorros por concepto de energía sustitutiva y por enfermedades evitadas (Apéndice 4). Con todos estos datos se tiene el flujo de fondos y se calcula el VAN, el cual es igual a US\$ 3, 703,211.6, lo que significa que el proyecto es factible.

5.4.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que compara los dos flujos de costos e ingresos del proyecto. Alternativamente, es la tasa de rendimiento que el proyecto va a generar suponiendo que los costos y los ingresos del proyecto se materialicen. Es también la tasa que haría el VAN igual a cero.

El resultado que se obtiene se compara con las tasas de interés del mercado para tener un punto de referencia, que permita determinar si vale la pena realizar el proyecto.

El cálculo de la TIR se realizó a través del paquete de Windows Microsoft Excel (Apéndice 4).

Los valores obtenidos son los siguientes:

Evaluación Financiera: $TIR = 8\%$

Evaluación Económica: $TIR = 26\%$

El valor obtenido en la evaluación económica, es el que indica que el proyecto es rentable, ya que el valor obtenido está por encima de las tasas de interés requeridas para proyectos sociales.

En la evaluación de este índice se determina que el proyecto, no solo implica ingresos por medio de la venta de energía, ya que los ahorros por energía y por salud, llevan a una reducción de los costos, lo que se considera también como un ingreso, permitiendo tener en este caso beneficios económicos más que financieros.

5.4.3 Relación Beneficio – Costo (B/C)

Este método compara los beneficios totales deducidos del proyecto con sus costos descontados.

El proyecto se considera aceptable cuando el índice obtenido es mayor que 1, pudiéndose rechazar el proyecto si es menor que 1.

Para el proyecto estudio la relación es la siguiente(Apéndice 4):

Evaluación Financiera: $B/C = 0.6$

Evaluación Económica: $B/C = 2.17$

5.5 Factibilidad

La factibilidad del proyecto en este estudio se determina a través de la evaluación de los siguientes aspectos: técnicos, económicos y financieros.

5.5.1 Factibilidad Financiera

Los índices calculados, indican que el proyecto no cuenta con factibilidad financiera o vista desde el punto de vista privado.

La experiencia indica que los proyectos de electrificación rural con frecuencia arrojan tasas de rentabilidad financiera bajas o negativas, y tasas de rentabilidad económica aceptables, porque tienen ventajas económicas que no pueden expresarse en términos financieros tales como los ahorros anteriormente descritos.

5.5.2 Factibilidad Económica o social

La factibilidad económica demostrada con el VAN, indica que el proyecto es de un beneficio real para la región considerada en este estudio, aún sin considerar algunas ventajas económicas o intangibles que por su naturaleza son difíciles de valorar y cuantificar.

5.5.3 Factibilidad Técnica

El proyecto es factible técnicamente, porque existe en el medio los recursos para que las comunidades y empresas contratadas puedan realizarlo, ya que se emplearan técnicas y materiales de fácil obtención, a través del Programa de Electrificación Rural. Además las vías de acceso para realizar los trabajos están en condiciones adecuadas para la movilización de los encargados de la ejecución.

CONCLUSIONES

De lo expuesto, a lo largo del presente trabajo se puede concluir lo siguiente:

1. Al realizar el estudio, se determinó que es factible la ejecución de un proyecto inicial, el cual sea la base para un futuro crecimiento del sistema eléctrico.
2. Las redes sencillas, ordenadas y, económicamente, viables, permitirá en un futuro, aplicar las técnicas y tecnologías de automatización y telecontrol.
3. La primera etapa del proyecto de electrificación de la región de Playa Grande, Ixcán deberá garantizar los siguientes factores: garantía de suministro, adaptabilidad al crecimiento, ocupación máxima del sistema y mínimas pérdidas.
4. La evaluación económico – financiera, ha consistido en determinar si el proyecto es viable o no, analizando las diferentes variables que intervienen en él.
5. El estudio de factibilidad debe, además de considerar los beneficios y costos, los resultados sociales.
6. Un proyecto debe ser rentable para que sea auto sostenible y, de esa forma, se convierta en un generador de desarrollo.

7. Se contribuye a la conservación del medio ambiente en Playa Grande, ya que, disminuye la tala de árboles y arbustos para producir leña y la contaminación del aire por las emanaciones de gases tóxicos de candiles y candelas.
8. Los índices de evaluación financiera o privada del proyecto dan como resultado lo siguiente:

$$\text{VAN} = -1, 334,527.6$$

$$\text{TIR} = 8\%$$

$$\text{B/C} = 0.6$$

Lo que significa, que el proyecto no debe ser construido por mostrar el VAN un valor negativo , la TIR un valor menor que 12% y el índice B/C menor que 1.

9. Los índices de evaluación económica o social del proyecto son:

$$\text{VAN} = 3, 703,211.6$$

$$\text{TIR} = 26\%$$

$$\text{B/C} = 2.17$$

Lo cual indica que, el proyecto de electrificación rural, muestra una rentabilidad económica razonable, debido a los beneficios sociales, determinando que el proyecto sea factible, desde el punto de vista de la sociedad o de país.

RECOMENDACIONES

Es de señalar que el análisis se ha realizado para determinar la factibilidad de poder obtener una red óptima, que permita alimentar a las comunidades del Municipio de Ixcán, tomándose en cuenta 44 comunidades y considerando una explotación que soporte el crecimiento vegetativo.

Los criterios relevantes a lo largo del trabajo han sido:

- optimizar los costes de inversión y pérdidas;
- respetar niveles de calidad en el suministro.

La explotación de la red se realizó en forma radial, tomando en cuenta el crecimiento de ésta en el futuro, debido al crecimiento poblacional y al potencial agroindustrial de la región, por lo que se han determinado las siguientes recomendaciones:

1. el sistema de distribución aislado actual no es capaz de soportar las solicitudes a las que se verá sometida en los próximos años, debidas tanto a la incorporación de nuevos suministros, como al crecimiento vegetativo de la demanda. Por lo que se recomienda reemplazar el sistema de distribución existente, que presenta carencias importantes en la actualidad y conectar este sistema proyectado al Sistema Nacional para poder hacer frente al incremento de la demanda;
2. la línea monofásica considerada en la figura 5 como R 9 que partiendo de Trinitaria alimenta a las poblaciones Armenia, Santa Ana, El Afán, Margaritas, Rubelom, Horizontes y El Vergel I y II , se debe proyectar en un futuro hacia las comunidades que se encuentran en la zonas

fronterizas con Uspantan y Chajul, como una línea trifásica para aprovechar los recursos agroindustriales de esa zona.

Esta explotación define, a su vez, el área de influencia de la salida de la subestación de Playa Grande, la cual debe estar, claramente, delimitado evitándose cruzamientos de salidas de distintas subestaciones.

La explotación de la red se realizará siempre en forma radial. Pueden existir líneas de la subestación que, llegando a la frontera con otra subestación, tengan puntos de enlace con líneas procedentes de esa segunda subestación. En este caso, también, será radial la explotación y el enlace existente en la frontera permanecerá abierto, por lo que se realizan las siguientes recomendaciones:

3. construir una troncal trifásica considerada en la figura 5, para un futuro enlace con las líneas que provienen de la subestación de Barillas. Además se considero al diseñar la línea trifásica, el potencial agroindustrial de la zona por el paso de los ríos Ixcán y Xalbal para futuros sistemas de riego;
4. ejecutar una troncal trifásica considerada en la figura 5, para un futuro enlace con las líneas que provienen de la subestación de Chisec. Además se considero al diseñar la línea trifásica, en la futura interconexión del gran numero de comunidades fronterizas en la Franja Transversal del Norte y la posible interconexión con México;
5. proyectar una troncal trifásica como se muestra en la figura 5, como un ramal urbano. Además, es posible que esta línea se una a las líneas que se diseñen desde una subestación contemplada en el PER -Plan de Electrificación Rural- en el triangulo Ixil;

BIBLIOGRAFÍA

1. Trasancos, José García. **Instalaciones eléctricas en media y baja tensión**. España: Editorial Paraninfo, 1999.
2. Espinosa y Lara, Roberto. **Sistemas de distribución**. 1ª ed. México: Editorial Limusa, S.A, 1990.
3. **Estudio General de los suelos del área noroccidental del municipio de Ixcán, Quiche**. Unión Europea. Proyecto ALA/AC/RD/13/94, p. 3-7.
4. **Perfil del proyecto de introducción de energía eléctrica las comunidades de Nueva Jerusalén, Nueva Esperanza, Paraíso de Adán, Nuevas Ilusiones y las Rosas**. Empresa Municipal Rural de Electricidad de Playa Grande, Ixcán, Quiche 2000. p. 1-12.
5. **Información alfanumérica de demanda de la Empresa Municipal Rural de Electricidad de Playa Grande, Ixcán, Quiche**. Base de datos 1999-2001
6. **Guía para la selección de subproyectos de Electrificación Rural**. PREICA 2001.
7. **Arquitectura de Red**. Unión Fenosa 2002.
8. **Manual para el diseño de líneas y redes de distribución**. Unión Fenosa 2000.
9. **Taller sobre metodologías para la evaluación Técnico-Económica de proyectos de Electrificación Rural**. PREICA 1998. p. 26-29.
10. **Evaluación económica y financiera de proyectos eléctricos**. Instituto de Investigaciones Eléctricas 1996.
11. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica**. 3ª ed. México: McGraw-Hill, 1992.
12. **Información alfanumérica de incidencias del Centro de Maniobras de Distribución de DEOCSA**. Unión Fenosa 2,000.

13. **"Normas Técnicas del Servicio de Distribución, NTSD"**. Resolución CNEE No. 09-99.
14. Meléndez Roca, Miguel Rodolfo. **Estudio de Factibilidad para el Proyecto de Electrificación Rural de La Franja Transversal del Norte**, Trabajo de Graduación: Universidad de San Carlos, 2003.

APÉNDICES

Apéndice 1. Coordenadas UTM

	COMUNIDADES	# USUARIOS	COORDENADAS UTM
1	ARMENIA	32	15 P 740500 1764000
2	ATENAS	96	15 Q 741400 1776800
3	ATLÁNTIDA	97	15 Q 729000 1775800
4	CANTABAL	59	15 P 737300 1768800
5	CARI	27	15 Q 727000 1770900
6	CAROLINA	73	15 Q 742600 1776500
7	DARIEN	52	15 Q 736000 1776500
8	EDEN	95	15 P 728600 1769400
9	EFRATA	82	15 Q 734500 1773200
10	EL AFAN	102	15 P 740800 1760200
11	EL MILAGRO	43	15 P 733500 1766000
12	EL QUETZAL	91	15 Q 730100 1773400
13	ESIJA	40	15 Q 739900 1776100
14	HORIZONTES	71	15 P 741000 1756500
15	LAS ROSAS	55	15 Q 743800 1777300
16	LOS ALTOS	57	15 Q 723000 1772000
17	LORENA	58	15 P 734800 1769900
18	MARGARITAS	67	15 P 739000 1758200
19	MONTE ALEGRE	91	15 Q 736000 1774000
20	NUEVA ESPERANZA	160	15 Q 743200 1773000
21	NUEVA JERUSALEM	59	15 P 740600 1769800
22	NUEVAS ILUSIONES	70	15 Q 744500 1775800
23	PARAISO DE ADAN	80	15 Q 743200 1775500
24	PEÑÓN	40	15 Q 738200 1774200
25	PLAYA GRANDE Z1...Z5	1300	15 P 741800 1768800
26	PRIMAVERA	86	15 Q 735200 1775500
27	PUNTO CHICO	126	15 Q 738000 1777000
28	RUBELOM	30	15 P 740566 1757411
29	SAN ALFONSO	39	15 Q 731900 1774800
30	SAN FRANCISCO	51	15 P 735100 1768150

Apéndice 1. Continuación

	COMUNIDADES	# USUARIOS	COORDENADAS UTM
31	SAN ISIDRO	86	15 P 732400 1765100
32	SAN JOSE LA VEINTE	150	15 P 731300 1760400
33	SAN JUAN	44	15 Q 731900 1773200
34	SAN LUCAS	173	15 P 725900 1766200
35	SAN PABLO	126	15 P 736500 1766500
36	SANTA ANA	80	15 P 738200 1761100
37	SANTA CLARA	110	15 Q 724400 1773000
38	SANTA ROSA	70	15 Q 731500 1770900
39	TIERRA LINDA	51	15 Q 731000 1777200
40	TRINITARIA	82	15 P 734500 1764200
41	VERGEL I	80	15 P 737199 1756003
42	VERGEL II	63	15 P 741450 1755700
43	VICTORIA 20 DE ENERO	264	15 Q 723000 1774000
44	VIRGINIA	66	15 Q 736600 1772000

Apéndice 2. Calculo de kVA por usuario

El procedimiento utilizado para el cálculo de los kVA por el Señor Aníbal Juárez de la sección de Normalización y el Señor Juan Santos de la sección de Transformación y Distribución del Departamento de Proyectos del INDE, fue el siguiente: Se requirió los listados de consumo que son reportados en toda la República de Guatemala, el departamento comercial proporcionó los listados de consumo que corresponden al mes de junio de los años 1994 y 1995.

Se procedió a segregar las poblaciones que por su tamaño e importancia como las cabeceras departamentales, se considera que caen fuera del área rural.

Después se tabuló los datos de consumo y se dividió el consumo mensual de cada población entre el número de usuarios de la misma. Seguidamente, el resultado se dividió entre treinta días y entre cuatro horas, para determinar el consumo en vatios-hora, que ocurre entre las 18:00 y las 22:00 horas, porque se estima que la carga se concentra en ese lapso.

Las conclusiones del estudio anteriormente realizado fueron las siguientes:

1. Existen dos áreas rurales de consumo en la república de Guatemala.
2. La discriminación por sectores de consumo en el área rural, divide la superficie de Guatemala en dos áreas perfectamente definidas para los propósitos de este estudio. El área rural con consumos hasta de 300 VA y el área semirural con consumos iguales o mayores de 300VA.
3. Para separar las áreas rurales del área urbana, es necesario recordar el concepto de área rural que se define como una población en la cual las casas están separadas a distancias mayores de cincuenta metros.

Apéndice 3. Cálculo del SIL

La SIL es una medida útil de la capacidad de la línea de transmisión, porque indica una carga en donde son pequeños los requerimientos reactivos de la línea. Para transferencia de energía significativamente superior a la SIL, pueden necesitarse capacitores en derivación para hacer mínima la caída de voltaje a lo largo de la línea, mientras que para transferencia significativamente inferior a la SIL, pueden necesitarse reactores en derivación.

Para una línea trifásica:

$$SIL = (E_{L-L})^2/Z_L$$

SIL: Surge impedance loading (MW)

E_{L-L} : Voltaje entre Línea y Línea considerando un 5% de caída de tensión (kV)

Z_L : Impedancia para variaciones súbitas ($Z_L = \sqrt{L/C}$)

L : Inductancia de la Línea (Henrios)

C: Capacitancia de la Línea (Faraday)

E_{L-L} (kV)	C(Faraday)	L(Henrios)	SIL(MW)
65	5.52×10^{-7}	0.098	10

Apéndice 4. Caída de tensión

Cuando un circuito suministra corriente a una carga está expuesto a una caída de voltaje y a una disipación de energía en forma de calor.

En circuitos de corriente alterna la caída de voltaje es función de:

- La Resistencia y Reactancia de los conductores ($Z = R + j X$).
- La Corriente de Carga.
- El Factor de Potencia.

Cuando la Resistencia y La Reactancia (Constantes fundamentales de la línea) ya han sido determinadas, la siguiente ecuación proporciona aproximadamente el voltaje de recibo:

$$V_m = V_{sn} - I (R \cos \theta - x \sin \theta)$$

donde:

V_m : Voltaje de Recibo (Fase a Neutro).

V_{sn} : Voltaje de Envío. (Fase a Neutro).

I : Corriente de Carga.

θ : Angulo del Factor de Potencia.

R : Resistencia total de un conductor.

X : Reactancia total de un conductor.

La caída de voltaje es conveniente expresarla como un porcentaje del voltaje de recibo.

Entonces tenemos que para circuitos trifásicos el % C.V. es:

$$\% \text{ C.V} = \frac{\text{kVA} * (rc \cos\theta + Xc \text{sen}\theta) * L}{10 \text{ kV}^2}$$

Y para circuitos monofásicos el % C.V. es:

$$\% \text{ C.V} = \frac{\text{kVA} * [(rc + rn) \cos\theta + (Xc + Xn) \text{sen}\theta] * L}{10 \text{ kV}^2}$$

donde:

- kVA : Potencia trifásica.
kV. : Kilovoltios de Línea – Línea
rc : Resistencia del conductor de línea por fase y por kilómetro Ω/Km .
rn : Resistencia del conductor neutro por fase y por kilómetro Ω/Km .
Xc : Reactancia del conductor de línea por fase y por kilómetro Ω/Km .
Xn : Reactancia del conductor neutro por fase y por kilómetro en Ω/Km .
L : Longitud de la Línea en Km.

Conductor ACSR	Resistencia (Ohms / km) 25°C	Reactancia Inductiva (Ohms/km) 25°C
Raven 1/0	0.5370	0.3418
Pigeon 3/0	0.3387	0.3332

Apéndice 5. Valores de inversión

CIRCUITO	CANTIDAD DE USUARIOS	Inversión LMT + BT US\$
MT 1F + BT	4772	1,837,990.00

Apéndice 5. Continuación

CIRCUITO	RAMAL	DISTANCIA(km)	Inversion LMT ÛS\$
1F	R1	9.66	61,276.42
1F	R2	10.14	64,340.24
1F	R3	8.21	52,084.95
1F	R4	7.40	46,978.59
1F	R5	1.13	7,148.92
1F	R6	0.64	4,085.09
1F	R7	0.48	3,063.82
1F	R8	0.64	4,085.09
1F	R9	16.09	102,127.36
1F	R10	1.93	12,255.28
1F	R11	1.29	8,170.19
1F	R12	4.99	31,659.48
TOTAL		62.60	397,275.43

CIRCUITO	DISTANCIA(km)	Inversión LMT US\$
3F	43.77	586,470.12

Apéndice 6. Perdidas de potencia y balance de carga

Pérdidas monofásicas

RAMAL 1	USUARIOS	POTENCIA				PERDIDAS	
		kVA	kW	km	Amp	W	kW
LOS ALTOS	57.00	18.53	16.67	26.10	0.84	2.15	0.0021
VICTORIA 20	264.00	85.80	77.22	25.50	3.88	33.47	0.0335
SANTA CLARA	110.00	35.75	32.18	23.90	1.62	206.31	0.2063
CARI	27.00	8.78	7.90	20.20	0.40	125.93	0.1259
EL EDEN	95.00	30.88	27.79	18.20	1.40	119.33	0.1193
TOTALES	553.00	179.73	161.75	16.90	8.13	487.19	0.4872
RAMAL 2							
TIERRA LINDA	51.00	16.58	14.92	18.70	0.75	0.16	0.0002
ATLANTIDA	97.00	31.53	28.37	18.50	1.43	14.46	0.0145
SAN ALFONSO	39.00	12.68	11.41	16.30	0.57	9.45	0.0094
EL QUETZAL	91.00	29.58	26.62	15.40	1.34	32.48	0.0325
SAN JUAN	44.00	14.30	12.87	14.00	0.65	21.79	0.0218
TOTALES	322.00	104.65	94.19	13.30	4.73	78.33	0.0783
RAMAL 3							
DARIEN	52.00	16.90	15.21	15.70	0.76	0.57	0.0006
PRIMAVERA	86.00	27.95	25.16	15.00	1.26	12.00	0.0120
MONTE ALEGRE	91.00	29.58	26.62	12.90	1.34	11.02	0.0110
VIRGINIA	66.00	21.45	19.31	13.70	0.97	1.96	0.0020
EFRATA	80.00	26.00	23.40	10.80	1.18	25.33	0.0253
TOTALES	375.00	121.88	109.69	10.20	5.51	50.88	0.0509
RAMAL 4							
PUNTO CHICO	126.00	40.95	36.86	16.10	1.85	8.10	0.0081
ESIJA	40.00	13.00	11.70	14.40	0.59	18.18	0.0182
EL PENON	42.00	13.65	12.29	16.00	0.62	0.85	0.0008
TOTALES	208.00	67.60	60.84	13.00	3.06	27.13	0.0271
RAMAL 5							
ATENAS	96.00	31.20	28.08	15.30	1.41	1.72	0.0017
TOTALES	96.00	31.20	28.08	14.70	1.41	1.72	0.0017

Perdidas monofásicas

Continuación

		POTENCIA				PERDIDAS	
RAMAL 6	USUARIOS	KVA	kW	km	Amp	W	kW
CAROLINA	73.00	23.73	21.35	16.40	1.07	0.77	0.0008
TOTALES	73.00	23.73	21.35	16.40	1.07	0.77	0.0008
RAMAL 7							
PARAÍSO DE ADAN	80.00	26.00	23.40	17.80	1.18	10.13	0.0101
NUEVAS ILUSIONES	70.00	22.75	20.48	18.40	1.03	0.88	0.0009
TOTALES	150.00	48.75	43.88	16.30	2.20	11.01	0.0110
RAMAL 8							
MILAGRO	43.00	13.98	12.58	12.70	0.63	0.67	0.0007
SAN ISIDRO	86.00	27.95	25.16	11.50	1.26	3.50	0.0035
TOTALES	129.00	41.93	37.73	10.80	1.90	4.16	0.0042
RAMAL 9							
VERGEL II	63.00	20.48	18.43	27.70	0.93	3.45	0.0035
VERGEL I	80.00	26.00	23.40	24.80	1.18	6.14	0.0061
HORIZONTE	71.00	23.08	20.77	23.80	1.04	13.75	0.0137
RUBELOLOM	30.00	9.75	8.78	22.80	0.44	35.74	0.0357
MARGARITA	67.00	21.78	19.60	20.80	0.98	87.10	0.0871
AFAN	102.00	33.15	29.84	17.80	1.50	138.24	0.1382
SANTA ANA	80.00	26.00	23.40	15.10	1.18	405.39	0.4054
ARMENIA	32.00	10.40	9.36	18.20	0.47	0.95	0.0010
TRINITARIA	82.00	26.65	23.99	10.20	1.21	66.36	0.0664
TOTALES	607.00	197.28	177.55	9.60	8.92	757.12	0.7571
RAMAL 10							
LORENA	58.00	18.85	16.97	9.20	0.85	2.32	0.0023
TOTALES	58.00	18.85	16.97	6.90	0.85	2.32	0.0023
RAMAL 11							
SAN FRANCISCO	51.00	16.58	14.92	7.70	0.75	1.80	0.0018
TOTALES	51.00	16.58	14.92	5.40	0.75	1.80	0.0018
RAMAL 12							
NUEVA ESPERANZA	160.00	52.00	46.80	5.70	2.35	32.27	0.0323
NUEVA JERUSALEN	59.00	19.18	17.26	1.50	0.87	21.59	0.0216
TOTALES	219.00	71.18	64.06	0.00	3.22	53.87	0.0539

Perdidas trifásicas

	USUARIOS	POTENCIA				PERDIDAS	
		kVA	kW	km	Amp	W	kW
10	58.00	18.85	16.97	6.90	0.85	1269.92	1.2699
2	322.00	104.65	94.19	13.30	4.73	491.99	0.4920
SANTA ROSA	70.00	22.75	20.48	14.70	1.03	64.66	0.0647
1	553.00	179.73	161.75	16.90	8.13	84.52	0.0845
SAN LUCAS	173.00	56.23	50.60	23.00	2.54	13.31	0.0133
4	208.00	67.60	60.84	13.00	3.06	234.26	0.2343
7	150.00	48.75	43.88	16.70	2.20	11.33	0.0113
LAS ROSAS	55.00	17.88	16.09	17.60	0.81	0.20	0.0002
TOTALES	1589.00	516.43	464.78		23.36	2170.19	2.1702
12	219.00	71.18	64.06	0.70	3.22	4.35	0.0044
PLAYA GRANDE	1300.00	422.50	380.25	1.00	19.11	123.19	0.1232
6	73.00	23.73	21.35	15.90	1.07	5.90	0.0059
TOTALES	1592.00	517.40	465.66		23.40	133.44	0.1334
SAN PABLO	126.00	40.95	36.86	6.90	1.85	209.02	0.2090
11	51.00	16.58	14.92	5.40	0.75	31.99	0.0320
5	96.00	31.20	28.08	14.70	1.41	44.99	0.0450
SAN JOSE LA VEINTE	150.00	48.75	43.88	15.10	2.20	7.05	0.0071
8	129.00	41.93	37.73	10.80	1.90	6.81	0.0068
9	607.00	197.28	177.55	9.60	8.92	154.49	0.1545
3	375.00	121.88	109.69	10.20	5.51	23.58	0.0236
CANTABAL	59.00	19.18	17.26	5.40	0.87	758.39	0.7584
TOTALES	1593.00	517.73	465.95		23.41	1236.33	1.2363

Balance de Carga

FASE 1		FASE 2		FASE 3	
RAMAL	Amp	RAMAL	Amp	RAMAL	Amp
PLAYA GRANDE	19.11	1	8.13	SAN PABLO	1.85
6	1.07	7	2.20	11	0.75
12	3.22	2	4.73	5	1.41
		10	0.85	SAN JOSE LA VEINTE	2.20
		0	2.54	8	1.90
		13	1.03	9	8.92
		LAS ROSAS	0.81	3	5.51
		4	3.06	CANTABAL	0.87
TOTAL	23.40		23.35		23.41

Apéndice 7. Análisis Económico – Financiero (US\$)

Análisis Financiero

AÑOS	COSTOS					INGRESOS	
	INVERSION	OPERACION Y MANTENIMIENTO	PERDIDAS	TOTAL	VALOR PRESENTE	INGRESO TARIFARIO	VALOR PRESENTE
0	2,821,735.0			2,821,735.0	2,821,735.0		
1		42,326.0	1,977.4	44,303.4	39,556.6	101,586.1	90,701.9
2		42,326.0	1,977.4	44,303.4	35,318.4	110,525.7	88,110.4
3		42,326.0	1,977.4	44,303.4	31,534.3	120,252.0	85,593.0
4		42,326.0	1,977.4	44,303.4	28,155.6	130,834.1	83,147.5
5		42,326.0	1,977.4	44,303.4	25,138.9	142,347.5	80,771.8
6		42,326.0	1,977.4	44,303.4	22,445.5	154,874.1	78,464.1
7		42,326.0	1,977.4	44,303.4	20,040.6	168,503.0	76,222.2
8		42,326.0	1,977.4	44,303.4	17,893.4	183,331.3	74,044.4
9		42,326.0	1,977.4	44,303.4	15,976.3	199,464.5	71,928.9
10		42,326.0	1,977.4	44,303.4	14,264.5	217,017.3	69,873.8
11		42,326.0	1,977.4	44,303.4	12,736.2	236,114.9	67,877.4
12		42,326.0	1,977.4	44,303.4	11,371.6	256,893.0	65,938.0
13		42,326.0	1,977.4	44,303.4	10,153.2	279,499.6	64,054.1
14		42,326.0	1,977.4	44,303.4	9,065.4	304,095.5	62,224.0
15		42,326.0	1,977.4	44,303.4	8,094.1	330,855.9	60,446.1
16		42,326.0	1,977.4	44,303.4	7,226.8	359,971.3	58,719.1
17		42,326.0	1,977.4	44,303.4	6,452.5	391,648.7	57,041.4
18		42,326.0	1,977.4	44,303.4	5,761.2	426,113.8	55,411.7
19		42,326.0	1,977.4	44,303.4	5,143.9	463,611.8	53,828.5
20		42,326.0	1,977.4	44,303.4	4,592.8	504,409.7	52,290.5
21		42,326.0	1,977.4	44,303.4	4,100.7	548,797.7	50,796.5
22		42,326.0	1,977.4	44,303.4	3,661.3	597,091.9	49,345.2
23		42,326.0	1,977.4	44,303.4	3,269.1	649,636.0	47,935.3
24		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,918.8	706,804.0	46,565.7
25		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,606.1	769,002.7	45,235.3
26		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,326.9	836,675.0	43,942.8
27		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,077.5	910,302.4	42,687.3
28		42,326.0	1,977.4	44,303.4	1,855.0	990,409.0	41,467.7
29		42,326.0	1,977.4	44,303.4	1,656.2	1,077,565.0	40,282.9
30		42,326.0	1,977.4	44,303.4	1,478.8	1,172,390.7	39,132.0
Total de los beneficios netos menos la suma de la inversion+costos					3,178,607.1		1,844,079.5

Análisis Financiero

Continuación

B/C	0.6
VAN	-1,334,527.6
TIR	8%

Análisis Económico

AÑOS	COSTOS				VALOR PRESENTE
	INVERSION	OPERACION Y MANTENIMIENTO	PERDIDAS	TOTAL	
0	2,821,735.0			2,821,735.0	2,821,735.0
1		42,326.0	1,977.4	44,303.4	39,556.6
2		42,326.0	1,977.4	44,303.4	35,318.4
3		42,326.0	1,977.4	44,303.4	31,534.3
4		42,326.0	1,977.4	44,303.4	28,155.6
5		42,326.0	1,977.4	44,303.4	25,138.9
6		42,326.0	1,977.4	44,303.4	22,445.5
7		42,326.0	1,977.4	44,303.4	20,040.6
8		42,326.0	1,977.4	44,303.4	17,893.4
9		42,326.0	1,977.4	44,303.4	15,976.3
10		42,326.0	1,977.4	44,303.4	14,264.5
11		42,326.0	1,977.4	44,303.4	12,736.2
12		42,326.0	1,977.4	44,303.4	11,371.6
13		42,326.0	1,977.4	44,303.4	10,153.2
14		42,326.0	1,977.4	44,303.4	9,065.4
15		42,326.0	1,977.4	44,303.4	8,094.1
16		42,326.0	1,977.4	44,303.4	7,226.8
17		42,326.0	1,977.4	44,303.4	6,452.5
18		42,326.0	1,977.4	44,303.4	5,761.2
19		42,326.0	1,977.4	44,303.4	5,143.9
20		42,326.0	1,977.4	44,303.4	4,592.8
21		42,326.0	1,977.4	44,303.4	4,100.7
22		42,326.0	1,977.4	44,303.4	3,661.3
23		42,326.0	1,977.4	44,303.4	3,269.1
24		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,918.8
25		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,606.1
26		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,326.9
27		42,326.0	1,977.4	44,303.4	2,077.5
28		42,326.0	1,977.4	44,303.4	1,855.0
29		42,326.0	1,977.4	44,303.4	1,656.2
30		42,326.0	1,977.4	44,303.4	1,478.8
Total de los beneficios netos menos la suma de la inversion+costos					3,178,607.1

Análisis Económico Continuación

AÑOS	BENEFICIOS				VALOR PRESENTE
	INGRESO TARIFARIO	AHORRO ENERGIA SUBSTI	AHORRO MEJORA SALUD	TOTAL	
0					
1	101,586.1	605,930.8	19,472.6	726,989.5	649,097.8
2	110,525.7	605,930.8	19,472.6	735,929.1	586,678.1
3	120,252.0	605,930.8	19,472.6	745,655.3	530,742.7
4	130,834.1	605,930.8	19,472.6	756,237.5	480,602.6
5	142,347.5	605,930.8	19,472.6	767,750.9	435,642.5
6	154,874.1	605,930.8	19,472.6	780,277.5	395,312.9
7	168,503.0	605,930.8	19,472.6	793,906.4	359,122.9
8	183,331.3	605,930.8	19,472.6	808,734.7	326,634.4
9	199,464.5	605,930.8	19,472.6	824,867.8	297,455.6
10	217,017.3	605,930.8	19,472.6	842,420.7	271,236.9
11	236,114.9	605,930.8	19,472.6	861,518.2	247,665.9
12	256,893.0	605,930.8	19,472.6	882,296.3	226,463.5
13	279,499.6	605,930.8	19,472.6	904,902.9	207,380.4
14	304,095.5	605,930.8	19,472.6	929,498.9	190,193.9
15	330,855.9	605,930.8	19,472.6	956,259.3	174,705.0
16	359,971.3	605,930.8	19,472.6	985,374.6	160,735.9
17	391,648.7	605,930.8	19,472.6	1,017,052.1	148,127.9
18	426,113.8	605,930.8	19,472.6	1,051,517.2	136,738.9
19	463,611.8	605,930.8	19,472.6	1,089,015.2	126,442.0
20	504,409.7	605,930.8	19,472.6	1,129,813.0	117,124.1
21	548,797.7	605,930.8	19,472.6	1,174,201.1	108,683.6
22	597,091.9	605,930.8	19,472.6	1,222,495.3	101,030.1
23	649,636.0	605,930.8	19,472.6	1,275,039.4	94,082.5
24	706,804.0	605,930.8	19,472.6	1,332,207.3	87,768.6
25	769,002.7	605,930.8	19,472.6	1,394,406.1	82,023.6
26	836,675.0	605,930.8	19,472.6	1,462,078.3	76,789.5
27	910,302.4	605,930.8	19,472.6	1,535,705.7	72,014.7
28	990,409.0	605,930.8	19,472.6	1,615,812.3	67,652.9
29	1,077,565.0	605,930.8	19,472.6	1,702,968.3	63,662.5
30	1,172,390.7	605,930.8	19,472.6	1,797,794.0	60,006.6
					6,881,818.7

Análisis Económico

Continuación

B/C	2.17
VAN	3,703,211.6
TIR	26%