

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

**ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE  
DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV**

**Juan Carlos Say Ulin**

**Asesorado por el Ing. Juan Carlos Morales González**

**Guatemala, mayo de 2009**

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE  
DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**JUAN CARLOS SAY ULIN**

ASESORADO POR EL ING. JUAN CARLOS MORALES GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MAYO DE 2009.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

|            |                                      |
|------------|--------------------------------------|
| DECANO     | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos      |
| VOCAL I    | Inga. Glenda Patricia García Soria   |
| VOCAL II   | Inga. Alba Maritza Guerrero de López |
| VOCAL III  | Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón    |
| VOCAL IV   | Br. José Milton De León Bran         |
| VOCAL V    | Br. Isaac Sultán Mejía               |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas     |

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

|            |                                   |
|------------|-----------------------------------|
| DECANO     | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos   |
| EXAMINADOR | Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz   |
| EXAMINADOR | Ing. Carlos Rodas                 |
| EXAMINADOR | Ing. Juan Carlos Morales González |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas  |

## **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:

### **ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 01 de septiembre de 2006.

---

Juan Carlos Say Ulin

Inga. Norma Sarmiento  
Coordinador Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería.  
Presente.

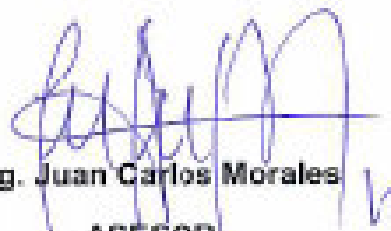
Estimada Ingeniera Sarmiento:

Por este medio le informo que como Asesor de la Práctica de Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S) del estudiante de la carrera de Ingeniería Eléctrica, JUAN CARLOS SAY ULN, carné 1997-30330. Procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, titulado: "ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CERRITOS, EN 13.8 KV".

En tal virtud, lo doy por **APROBADO** solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

**Atentamente**

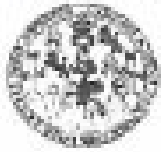


**Ing. Juan Carlos Morales**

**ASESOR.**

**Colegiado No. 5003**

*Juan Carlos Morales Sarmiento*  
**INGENIERO ELECTRICISTA**  
C.O.L. 5903



Guatemala, 17 de abril de 2009.  
Ref.EPS.DCC.591.04.09.

Inga. Norma Heana Sarmiento Zeceña de Serrano  
Directora Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimada Ingeniera Sarmiento Zeceña,

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Juan Carlos Say Ulin** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **199730330**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV"**.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"*



Ing. Kenneth Isur Estrada Ruiz  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo  
NJRG/a



Guatemala, 17 de abril de 2009.  
Ref:EPS.D.214.04.09.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo,

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (EPS) titulado "ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV" que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Juan Carlos Say Ulin**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Juan Carlos Morales y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

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

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*"Fiel y Entusiasmada a Tareas"*

  
Ing. Norma Ileana Sarmiento Zeceta de Sotano  
Directora Unidad de EPS

NISZ/ra





REF. EIME 14. 2009.  
Guatemala, 28 de ABRIL 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

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

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE  
DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8  
KV, del estudiante; Juan Carlos Say Ulin, que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

**ID Y ENSEÑADA TODOS**

**Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**  
**Coordinador Área de Potencia**

JGBB/sro

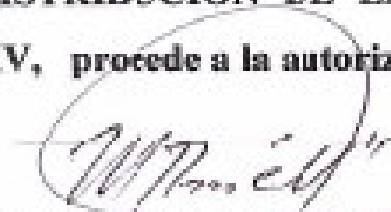






REF. EIME 19.2009.

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; Juan Carlos Say Ulin, titulado: ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
DIRECTOR



GUATEMALA, 30 DE ABRIL 2009.



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: **ANÁLISIS Y REDISEÑO DE CIRCUITOS PRINCIPALES DE DISTRIBUCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CERRITOS, EN 13.8 KV**, presentado por el estudiante universitario Juan Carlos Say Ulin, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, mayo de 2009



## ÍNDICE GENERAL

|   |             |
|---|-------------|
| <b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>                              | <b>VII</b>  |
| <b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>                                    | <b>XI</b>   |
| <b>GLOSARIO</b>   | <b>XIII</b> |
| <b>RESUMEN</b>  | <b>XV</b>   |
| <b>OBJETIVOS</b>  | <b>XVII</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN</b>   | <b>XIX</b>  |
| <br>  |             |
| <b>1. EVALUACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN MEDIA TENSIÓN</b>     | <b>1</b>    |
| 1. 1 Circuitos principales                                  | 1           |
| 1. 1. 1 Definiciones para circuitos principales             | 1           |
| 1.1.1.1 Circuito principal                                  | 1           |
| 1.1.1.2 Línea derivada o derivación                         | 3           |
| 1.1.1.3 Área de cobertura de los circuitos principales      | 3           |
| 1.2 Situación actual de los circuitos principales           | 4           |
| 1.3 Puntos de interconexión actuales                        | 8           |
| 1.4 Conductores   | 9           |
| 1.5 Condiciones ambientales de la región                    | 11          |
| 1.6 Características generales del transformador de potencia | 14          |
| 1.7 Conexión del transformador de potencia                  | 15          |
| <br>  |             |
| <b>2. ANÁLISIS DE REDES ACTUALES</b>                        | <b>19</b>   |
| 2.1 Potencia activa   | 19          |
| 2.2 Potencia reactiva                                       | 19          |
| 2.3 Potencia aparente                                       | 20          |

|   |           |
|---|-----------|
| 2.4 Corriente   | 23        |
| 2.5 Voltaje   | 24        |
| 2.6 Factor de potencia                                  | 24        |
| 2.7 Balance   | 25        |
| 2.8 Flujo de carga                                      | 26        |
| 2.9 Demanda   | 34        |
| 2.9.1 Demanda máxima                                    | 34        |
| 2.9.2 Factor de diversidad                              | 36        |
| 2.9.3 Factor de carga                                   | 36        |
| 2.9.4 Factor de coincidencia                            | 37        |
| 2.9.5 Factor de demanda                                 | 38        |
| 2.9.6 Factor de utilización                             | 38        |
| 2.9.7 Factor de contribución                            | 39        |
| 2.9.8 Perdidas  | 39        |
| <b>3. DISEÑO DE LAS NUEVAS REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>    | <b>43</b> |
| 3.1 ¿Por qué construir redes nuevas?                    | 43        |
| 3.2 La ruta   | 43        |
| 3.3 Zona de trabajo                                     | 45        |
| 3.4 Relación entre líneas primarias y secundarias       | 45        |
| 3.5 Equipo eléctrico conectado a las líneas aéreas      | 45        |
| 3.5.1 Accesibilidad                                     | 46        |
| 3.5.2 Indicación de posición de operación               | 46        |
| 3.6 Aislamiento de la línea                             | 46        |
| 3.6.1 Nivel de aislamiento de los aisladores            | 47        |
| 3.7 Puestas a tierra de circuitos, estructuras y equipo | 48        |
| 3.8 Conductores,  | 48        |
| 3.9. Materiales a utilizar                              | 49        |
| 3.9.1 Postes de concreto                                | 51        |

|   |           |
|---|-----------|
| 3.10 Cargas mecánicas en líneas aéreas  | 52        |
| 3.10.1 Zonas de cargas mecánicas  | 52        |
| 3.10.2 Presión del viento   | 55        |
| 3.10.3 Cargas en estructuras y soportes   | 55        |
| 3.11 Características constructivas en postes  | 60        |
| 3.11.1 Construcción en línea, horizontal ( I )  | 60        |
| 3.11.2 Construcción en ángulo, doble pin ( II )   | 61        |
| 3.11.3 Construcción ángulo doble remate horizontal ( III-A )<br>y Construcción ángulo suspensión, vertical ( III-B )              | 63        |
| 3.11.4 Construcción ángulo doble remate sencillo horizontal<br>( IV-A ) y construcción ángulo doble remate,<br>vertical ( IV-B ), | 65        |
| <b>4. RED DE TIERRAS Y SISTEMA DE PROTECCIÓN</b>  | <b>67</b> |
| <b>ELECTROSTÁTICA</b>   |           |
| 4.1 Cálculo del voltaje de aislamiento en una red de distribución<br>de 13.2 KV   | 67        |
| 4.2 Densidad de rayo a tierra   | 67        |
| 4.3 Distribución probabilística de las corrientes de rayo   | 69        |
| 4.4 Efecto de la conexión a tierra en los transitorios por<br>descargas atmosféricas  | 70        |
| 4.5 Uso de la varilla o electrodo para la red de tierra en una<br>línea de distribución   | 71        |
| 4.6 Protección contra descargas atmosféricas<br>para circuitos aéreos   | 75        |
| 4.7 Clasificación de sistemas de distribución   | 77        |
| 4.8 Materiales a utilizar   | 81        |

|  |     |
|--|-----|
| <b>5. ANCLAS Y RETENIDAS</b>   | 83  |
| 5.1 Tipos de retenidas   | 86  |
| 5.2 Esfuerzos sobre postes   | 90  |
| <b>6. PROTECCIONES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN</b>  | 93  |
| 6.1 Fallas permanentes y temporales  | 93  |
| 6.1.1 Fallas permanentes   | 93  |
| 6.1.2 Fallas temporales  | 93  |
| 6.1.3 Aspectos importantes para el diseño<br>del sistema de protección y selección del equipo                        | 94  |
| 6.2 Corta circuitos y fusibles   | 94  |
| 6.3 Interruptor restaurador de subestación (recloser)  | 98  |
| 6.3.1 Ejemplo de coordinación con dos recloser   | 101 |
| 6.4 Seccionalizadores  | 107 |
| 6.4.1 Ejemplo del funcionamiento de un seccionalizador   | 108 |
| <b>7. PLANOS LOS NUEVOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN</b>  | 109 |
| 7.1 Alternativas para los circuitos principales de la<br>subestación cerritos  | 109 |
| 7.2 Planos eléctricos de conducción de energía eléctrica<br>de la aldea el naranjo, a la autopista al Puerto Quetzal | 114 |
| <b>CONCLUSIONES</b>  | 129 |
| <b>RECOMENDACIONES</b>   | 131 |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>  | 113 |

|   |            |
|---|------------|
| <b>ANEXO 1. NORMAS RELACIONADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>   | <b>135</b> |
| 1.1 Distancias de seguridad verticales de conductores sobre el nivel del suelo, carreteras, vías férreas y superficies con agua | 135        |
| 1.2 Distancias de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras   | 137        |
| 1.3 Distancias de seguridad de conductores en Edificios y otras Instalaciones   | 138        |
| 1.4 Distancias de seguridad entre conductores y cables soportados en la misma estructura  | 141        |
| 1.5 Distancia vertical entre conductores de línea   | 142        |
| 1.6 Regulación de tensión   | 145        |
| 1.6.1 Índice de calidad de regulación de tensión  | 145        |
| 1.6.2 Tolerancias de los índices individuales   | 145        |
| 1.6.3 Indemnización por mala regulación de tensión  | 146        |
| 1.7 Desbalance de tensión en servicios trifásicos   | 149        |
| 1.7.1 Índice de calidad del desbalance de la tensión suministrada por el distribuidor   | 149        |
| 1.7.2 Tolerancias para el desbalance de tensión por parte del distribuidor  | 149        |
| 1.7.3 Indemnización por desbalance de tensión por parte del distribuidor  | 150        |
| 1.8 Distorsión armónica de la tensión generada por el distribuidor  | 152        |
| 1.8.1 Índice de calidad de la distorsión armónica de la tensión   | 152        |
| 1.8.2 Indemnización por distorsión armónica de la tensión   | 153        |
| 1.9 Flicker en la tensión   | 155        |

|  |     |
|--|-----|
| 1.9.1 Índice de calidad de flicker en la tensión | 155 |
| 1.9.2 Tolerancia para Flicker en la Tensión      | 155 |
| 1.9.3 Control para el flicker en la tensión      | 156 |
| 1.9.4 Indemnización por flicker en la tensión    | 156 |
| 1.10 Factor de potencia                          | 157 |
| 1.10.1 Valor mínimo del factor de potencia       | 157 |
| 1.10.2 Control para el Factor de Potencia        | 157 |
| 1.10.3 Indemnización por bajo Factor de Potencia | 158 |



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

|    |   |    |
|----|---|----|
| 1  | Área de cobertura de los circuito principales 65 y 67, en el departamento de Escuintla                            | 4  |
| 2  | Comportamiento de la carga máxima del circuito principal 65 año 2006.   | 7  |
| 3  | Comportamiento de la carga máxima del circuito principal 67 año 2006.   | 8  |
| 4  | Puntos de interconexión de los circuitos principales 65 y 67 entre sí y con otros circuitos principales cercanos. | 9  |
| 5  | Puntos que hacen referencia a la tabla II   | 11 |
| 6  | Mapa de nivel isocerámico para el país de Guatemala.  | 13 |
| 7  | Conexión delta-estrella. $Dy_1$ .   | 17 |
| 8  | Potencias máximas de cabecera: activa, reactiva y aparente del circuito 65. Año 2006                              | 21 |
| 9  | Potencias de cabecera máximas: activa, reactiva y aparente del circuito 67. Año 2006                              | 22 |
| 10 | Puntos de referencia, analizados para el cálculo de flujo de carga que se muestran en las tablas X y XI           | 28 |
| 11 | Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a Siquinalá. Circuito 65                              | 31 |
| 12 | Grafica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a ruta a Taxisco. Circuito 65                         | 31 |
| 13 | Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a Cuyuta. Circuito 67                                 | 32 |
| 14 | Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a autopista Puerto Quetzal. Circuito 67               | 32 |

|    |  |    |
|----|--|----|
| 15 | Demandas registradas durante el año 2006   | 35 |
| 16 | Mapa del departamento de Escuintla,  | 45 |
| 17 | Aislador de porcelana tipo pin para 14.4 Kv, ANSI CLASS 55-5   | 50 |
| 18 | Aislador de remate para 25 Kv, tipo Clevis Ojo,<br>IEEE 1020 CLASS CI-2  | 50 |
| 19 | Crucero de madera de 96" (243.84 Cm)   | 51 |
| 20 | Sección transversal de un poste de concreto centrifugado.<br>1: armadura longitudinal. 2: doble armadura transversal en espiral.             | 52 |
| 21 | Localización geográfica de las tres zonas  | 53 |
| 22 | Localización geográfica de las cuatro zonas  | 54 |
| 23 | Cargas que se producen sobre postes y accesorios   | 54 |
| 24 | Esquema y construcción en línea  | 60 |
| 25 | Esquema y construcción en ángulo, doble pin  | 62 |
| 26 | Esquema y construcción doble remate en ángulo, horizontal<br>( III-A ) y construcción ángulo suspensión, vertical ( III-B ).                 | 63 |
| 27 | Esquema y construcción doble remate sencillo en ángulo,<br>horizontal ( IV-A ) y construcción ángulo doble remate,<br>vertical ( III-B ).    | 65 |
| 28 | Mapa de nivel isocerámico del Departamento de Escuintla  | 68 |
| 29 | Gráfica de distribución probabilística de corriente de rayo.   | 69 |
| 30 | Distribución de la corriente de rayo en una red de distribución  | 71 |
| 31 | Configuración de un megger, para medir resistividad  | 72 |
| 32 | Ubicación de los puntos de referencia para el cálculo<br>de resistividad y resistencia en el área de cobertura de<br>la Subestación Cerritos | 74 |
| 33 | Instalación correcta de los pararrayos tipo distribución.  | 81 |
| 34 | Pararrayos de óxido metálico, 10 KV, tipo distribución.  | 82 |
| 35 | Poste con cable tensor y poste con puntal,<br>a) ancla con cable tensor; b) puntal   | 83 |

|    |  |     |
|----|--|-----|
| 36 | Instalación de anclas en una línea de distribución.<br>1) Esfuerzos de tracción, 2) Anclas de dos ojos,<br>3) Tensión producida por el ancla, para contrarrestar los<br>esfuerzos de tracción, 4) stub de 9 mt | 85  |
| 37 | Ancla de dos ojos, con dos tensores (tirantes)   | 37  |
| 38 | Anclaje para crucero en bandera  | 87  |
| 39 | Instalación del stub   | 88  |
| 40 | Retenida de acera o ancla en bandera   | 89  |
| 41 | Disposición de los cables tensores. a) tensores en ángulos.<br>b) esfuerzos en los tensores.   | 92  |
| 42 | a) Corta circuito, b) Listón fusible c) Curvas de fusibles tipo T  | 95  |
| 43 | Vistas del Recloser de Subestación a) Elevación frontal b) Perfil  | 99  |
| 44 | Diagrama para el ejemplo de coordinación con dos recloser  | 102 |
| 45 | Curva logarítmica de coordinación de relevadores para los<br>interruptores del ejemplo   | 106 |
| 46 | Funcionamiento de un seccionalizador   | 107 |
| 47 | Creación de 2 nuevos circuitos para la subestación<br>cerritos y la implementación de una nueva subestación<br>al área en análisis.  | 109 |
| 48 | Puntos de interconexión para los 2 nuevos circuitos para la<br>subestación cerritos y la implementación de una nueva<br>subestación al área en análisis  | 111 |
| 49 | Ampliación de un extremo, si se llegara a construir la futura<br>subestación.  | 112 |
| 50 | Planos de diseño de aldea el Naranjo a la Autopista<br>al Puerto Quetzal (Del 1 al 14)   | 114 |
| 51 | Representación de la distancia horizontal (D) en una<br>construcción con crucero horizontal, respecto a sus aisladores.<br>Para una misma empresa distribuidora.   | 142 |

|    |   |     |
|----|---|-----|
| 52 | Representación de la distancia vertical (d) en una construcción con crucero horizontal, respecto a sus aisladores.<br>Para una misma empresa distribuidora. | 144 |
| 53 | Representación de la distancia vertical (d) en una construcción vertical, respecto a sus aisladores.<br>Para una misma empresa distribuidora.               | 144 |

## TABLAS

|      |   |    |
|------|---|----|
| I    | Potencia activa y reactiva, de los circuitos principales 65 y 67 durante el año 2006. | 5  |
| II   | Conductores instalados actualmente para los circuitos principales 65 y 67             | 10 |
| III  | Rangos de clasificación de la actividad atmosférica                                   | 12 |
| IV   | Características del Transformador de Potencia   | 15 |
| V    | Potencias de cabecera: activa, reactiva y aparente del circuito 65. Año 2006.         | 21 |
| VI   | Potencias de cabecera: activa, reactiva y aparente del circuito 67. Año 2006          | 22 |
| VII  | Corrientes de cabecera máximas, para los circuitos 65 y 67. Año 2006                  | 23 |
| VIII | Factor de potencia de cabecera de los circuitos 65 y 67. Año 2006                     | 25 |
| IX   | Corrientes de cabecera, tomadas como referencia para el flujo de carga. Año 2006      | 27 |
| X    | Resultados del flujo de carga, para el circuito 65                                    | 29 |
| XI   | Resultados del flujo de carga, para el circuito 67                                    | 30 |
| XII  | Potencia activa máxima registrada durante el año 2006, para los circuitos 65 y 67     | 35 |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| XIII   | Cálculo de las pérdidas para el circuito 65  | 40 |
| XIV    | Cálculo de las pérdidas para el circuito 67  | 41 |
| XV     | Pérdidas anuales para los circuitos principales 65 y 67  | 42 |
| XVI    | Tensión mínima de flameo en seco, de aisladores  | 48 |
| XVII   | Capacidad de conducción máxima de corriente para conductores de aluminio   | 49 |
| XVIII  | Presión de viento mínimo para diferentes zonas de carga mecánica.  | 55 |
| XIX    | Significado de acrónimos   | 57 |
| XX     | Datos de los conductores utilizados para la construcción de los alimentadores primarios.   | 58 |
| XXI    | Datos de los postes autoportados utilizados para la construcción de los alimentadores primarios. En zonas difíciles para utilizar anclas o retenidas.    | 58 |
| XXII   | Factores de seguridad, para cálculo de cargas mecánicas, según Norma NTDROID.  | 58 |
| XXIII  | Resultado de cálculos de cargas mecánicas, para postes autoportados de 40' (12.19 mt) en función del ángulo, conductor Tulip 336.4 MCM y vanos de 70 mt. | 59 |
| XXIV   | Resultado de cálculos de cargas mecánicas, para postes autoportados de 45' (13.72 mt) en función del ángulo, conductor Tulip 336.4 MCM y vanos de 70 mt  | 59 |
| XXV    | Clasificación de resistividad para distintos terrenos  | 73 |
| XXVI   | Cálculo de resistencia para el área de cobertura de la Subestación Cerritos  | 73 |
| XXVII  | Valores máximos recomendables de resistencia al pie de poste   | 74 |
| XXVIII | Nivel de aislamiento básico para equipo de distribución  | 76 |
| XXIX   | Clasificación de los sistemas de distribución  | 77 |

|         |   |     |
|---------|---|-----|
| XXX     | Características de pararrayos tipo distribución   | 79  |
| XXXI    | Capacidad de fusibles tipo T  | 97  |
| XXXII   | Valores disponibles para el ajuste del valor de disparo de fase   | 101 |
| XXXIII  | Valores disponibles para el ajuste del valor de disparo de tierra   | 101 |
| XXXIV   | Datos de los interruptores (recloser)   | 102 |
| XXXV    | Cálculos de fase, para el punto b   | 103 |
| XXXVI   | Cálculos de tierra, para el punto b   | 103 |
| XXXVII  | Cálculos de fase, para el punto a   | 104 |
| XXXVIII | Cálculos de tierra, para el punto a   | 104 |
| XXXIX   | Valores para graficar la curva logarítmica de relevadores para el ejemplo.  | 105 |
| XL      | Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua.  | 136 |
| XLI     | Distancias mínimas de seguridad verticales entre conductores y cables soportados por diferentes estructuras   | 138 |
| XLII    | Distancias mínimas de seguridad de conductores y cables a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y televisión y otras instalaciones | 139 |
| XLIII   | Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones  | 140 |
| XLIV    | Distancia horizontal mínimo de separación entre sus conductores del mismo o diferente circuito en sus soportes fijos.                                   | 141 |
| XLV     | Distancia de seguridad vertical entre conductores, en sus soportes.   | 143 |
| XLVI    | Tolerancia admisible respecto del valor nominal de tensión, en %  | 146 |

|        |   |     |
|--------|---|-----|
| XLVII  | Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas  | 147 |
| XLVIII | Tolerancia de desbalance de tensión   | 150 |
| XLIX   | Valorización de la Energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas | 150 |
| L      | Tolerancia para distorsión armónica de tensión  | 153 |





## LISTA DE SÍMBOLOS

| <b>Símbolo</b> | <b>Significado</b>          |
|----------------|-----------------------------|
| %              | Porcentaje                  |
| $\Omega$ -m    | Ohmios por metro            |
| P              | Resistividad del suelo      |
| Hz             | Ciclos por segundo          |
| KW             | Kilo watt                   |
| KV             | Kilo voltios                |
| KVAR           | Kilo voltamperios reactivos |
| KVA            | Kilo voltamperios           |
| MW             | Mega Watt                   |
| MVAR           | Mega voltamperios reactivos |
| MVA            | Mega voltamperios           |
| ⑤              | Punto de referencia         |



Subestación transformadora



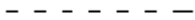
Poste existente



Poste nuevo



Línea secundaria



Línea primaria

## GLOSARIO

|                 |  |
|-----------------|--|
| Servicio urbano | Es todo servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto, en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros. |
| Servicio rural  | Es todo servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que no cumplan con las condiciones del servicio urbano.  |
| Servicio nuevo  | Es todo servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta al usuario por primera vez  |
| ANSI            | American National Standards Institute.   |
| Aterrizado      | Conectado a o en contacto con la tierra o conectado a alguna extensión de un cuerpo conductor que sirve en lugar de la tierra.   |
| Cable           | Conductor con aislamiento o conductor trenzado con o sin aislamiento   |

|                            |  |
|----------------------------|--|
| Conductor                  | Es un material, usualmente en la forma de alambre, cable o barra, capaz de conducir una corriente eléctrica  |
| Conductor en línea abierta | Un tipo de construcción de línea de suministro eléctrico o de comunicación en la cual el conductor está desnudo, cubierto o aislado y sin pantalla aterrizada, soportado individualmente a la estructura ya sea directamente o con aisladores.   |
| CNEE o COMISIÓN            | Comisión Nacional de Energía Eléctrica   |
| Efectivamente a tierra     | Intencionalmente conectado a tierra a través de una conexión a tierra o conexión de suficiente baja impedancia y de capacidad de conducción de corriente para limitar la formación de tensiones a niveles menores de aquellos que resultarían en daños a las personas o a los equipos conectados |
| Flecha                     | Es la distancia vertical medida de un conductor a la línea recta imaginaria que une los dos puntos de soporte del conductor en las estructuras.  |

## RESUMEN

Un análisis eléctrico minucioso es preciso en toda instalación eléctrica de cualquier dimensión. Así para los circuitos principales de distribución de la Subestación Cerritos, se realizó en análisis teórico y práctico para evaluar el estado de las instalaciones completas de distribución, esto comprende conductores, estructuras, flujos de carga, regulación de tensión y puestas a tierra entre otros.

De esta forma se determinó si el conjunto de las redes cumple con las Normas Eléctricas establecidas nacional e internacionalmente.

Se realizó un análisis de las redes actuales y se determinó la capacidad que cada uno de los circuitos tiene instalados actualmente. Esto para poder proyectar la ampliación o modificación del sistema completo.

Se realizó un análisis sobre los materiales empleados en la construcción de las redes de distribución para las condiciones climáticas propias de la región.

Finalmente, se establecieron posibles rutas para la ampliación y remodelación del sistema eléctrico del área en análisis. Por medio de planos de interpretación rápida.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Realizar un análisis para el rediseño y remodelación de los circuitos principales de distribución de la Subestación Cerritos. Propiedad de la Corporación Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A. EEGSA, con el fin de evaluar la eficiencia de los circuitos.

### **Específicos**

1. Hacer una evaluación de las instalaciones eléctricas a fin de identificar si existen áreas vulnerables a las descargas atmosféricas. Principalmente en los circuitos de distribución.
2. Realizar flujo de carga para los circuitos principales de distribución, para determinar su estado y el estado de la subestación.
3. Desarrollar un estudio de redes de tierra actuales, para determinar si son aceptables.
4. Citar y aplicar las Normas Eléctricas que se relacionan con redes de distribución.
5. Proponer un nuevo diseño, para la ampliación y mejora de las redes actuales de distribución.

6. Analizar los equipos empleados para la protección de redes eléctricas de distribución



## INTRODUCCIÓN

En el Departamento de Escuintla la distribución de energía eléctrica es proporcionada por la Corporación “Empresa Eléctrica de Guatemala S.A” EEGSA. Esta distribución de energía se inicia en una subestación del tipo transformación (llega la electricidad en 69 KV, procedente de la transportista TRELEC y se distribuye en 13.8 KV). Luego circuitos principales de distribución, ramales y las configuraciones necesarias de interconexión entre circuitos principales de distribución de una subestación con otros circuitos principales de distribución de las subestaciones cercanas, conforman el sistema de redes de distribución.

La Subestación Cerritos se encuentra ubicada en la finca Cerritos del departamento de Escuintla, en la costa sur del país. Por este y otros motivos es necesario realizar un análisis y rediseño de las redes de distribución. Así como también las posibles interconexiones necesarias entre circuitos principales de distribución y utilización de materiales apropiados para una óptima construcción de las redes en esa región.



## **1. EVALUACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EN MEDIA TENSIÓN**

La Subestación Cerritos de tipo transformación, tiene un transformador de potencia trifásico con capacidad de 10/13 MW, en el lado primario el transformador se alimenta con un voltaje nominal de 69 KV en conexión delta y en el lado secundario tiene un voltaje nominal de 13.8 KV en conexión estrella.

### **1. 1. Circuitos principales**

La configuración de los circuitos 65 y 67 se conoce como configuración radial con seccionamiento y sus características principales son: interconexiones normalmente abiertas entre alimentadores adyacentes de la misma o subestaciones diferentes, diseñados de tal manera que existan reservas de capacidad para poder absorber la carga del circuito adyacente en caso de mantenimiento. En esta configuración es común que existan más de cuatro puntos de seccionamiento o interconexiones entre circuitos principales de otras subestaciones, esto dependerá de la densidad y de la cercanía de las subestaciones de transformación y, por lo tanto, del número de circuitos principales de la zona.

#### **1. 1. 1. Definiciones para circuitos principales**

##### **1.1.1.1 Circuito principal**

Es la línea trifásica que parte desde la salida de una subestación de transformación y constituye el eje eléctrico de una zona geográfica de

distribución. De la línea principal parten las líneas de derivaciones hacia transformadores de distribución independientes.

Características de un circuito principal:

- 1) Es la línea que tiene la mayor carga
- 2) Es la línea que tiene mayor sección en el conductor y que circula paralela a la carretera en la mayoría de los casos.
- 3) Consideraciones en el diseño de circuitos principales:
- 4) La carga máxima de diseño no debe de superar los 400 A.
- 5) La carga máxima de diseño de un circuito principal no debe de superar los 10 MW.

No instalar en un circuito principal elementos de maniobra u operación manuales tales como seccionadores, a menos que se dé el caso de zonas inaccesibles, en las que se instalarán dos seccionadores para maniobras de mantenimiento. Todos los elementos de maniobra serán telecontrolados.

En el caso que un circuito principal sea apoyado por otro circuito principal de una subestación cercana o perteneciente a la misma subestación, los interruptores telecontrolados se instalarán en el punto frontera y al menos en un punto intermedio.

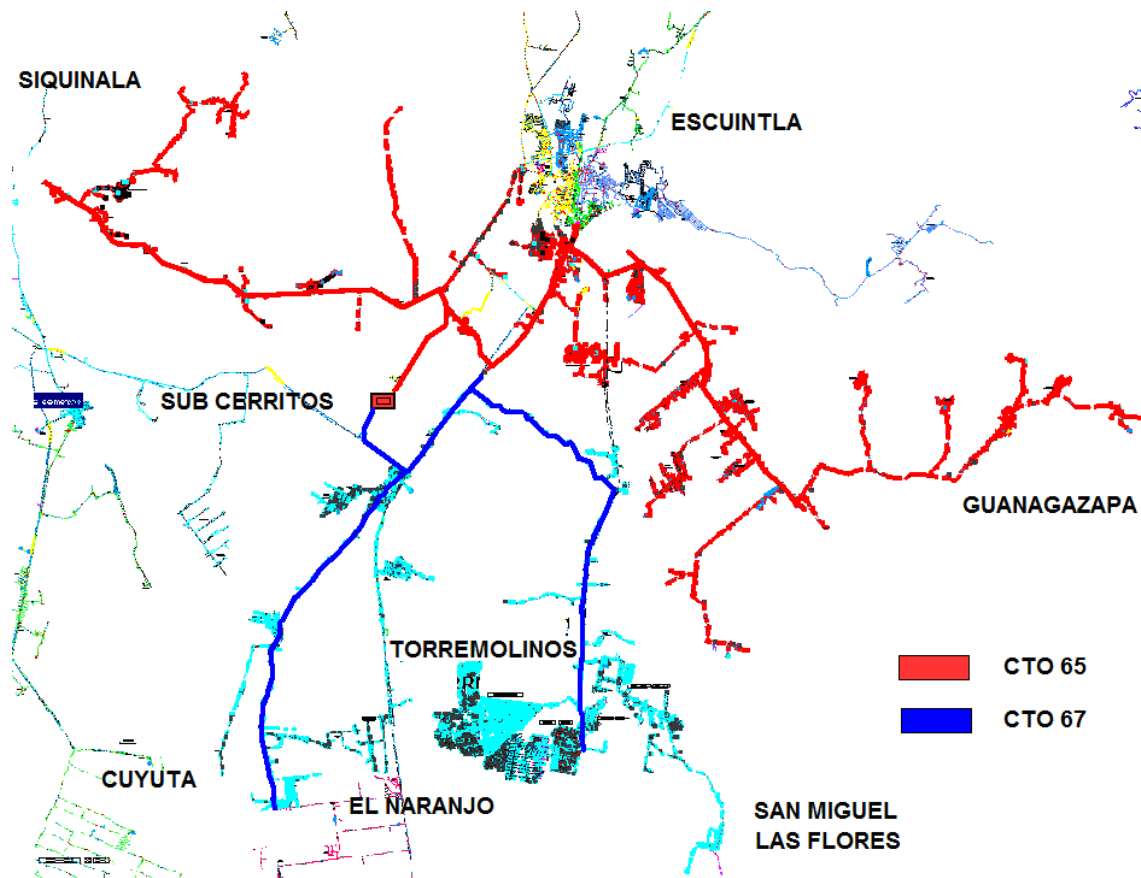
### **1.1.1.2 Línea derivada o derivación**

Son aquellas líneas que parten de un circuito principal y alimentan a líneas subderivadas. Una línea subderivada siempre será abierta o radial, no teniendo ninguna otra posibilidad de alimentación desde otras líneas subderivadas o de circuito principal.

### **1.1.1.3 Área de cobertura de los circuitos principales**

En las siguientes figuras se muestra la cobertura que tiene cada uno de los circuitos principales 65 y 67.

Figura 1. Área de cobertura de los circuito principales 65 y 67, en el departamento de Escuintla



## 1.2 Situación actual de los circuitos principales

En la siguiente tabla, se puede ver el comportamiento que han tenido los circuitos principales de distribución 65 y 67 durante el año 2006. Se analizarán la potencia activa y reactiva para este análisis.

Tabla I. Potencia activa y reactiva, de los circuitos principales 65 y 67 durante el año 2006.

| Circuito | ENERO    |      |          |       |          |      |          |      |          |      |
|----------|----------|------|----------|-------|----------|------|----------|------|----------|------|
|          | 02 al 08 |      | 09 al 15 |       | 16 al 22 |      | 23 al 29 |      |          |      |
|          | MW       | Mvar | MW       | Mvar  | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65   | 3.62     | 0.47 | 3.47     | 0.46  | 3.7      | 0.1  | 3.77     | 0.19 |          |      |
| Cto 67   | 3.39     | 1.13 | 3.3      | 1.33  | 3.28     | 1.32 | 3.5      | 1.55 |          |      |
| Circuito | FEBRERO  |      |          |       |          |      |          |      |          |      |
|          | 30 al 05 |      | 06 al 12 |       | 13 al 19 |      | 20 al 26 |      |          |      |
|          | MW       | Mvar | MW       | Mvar  | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65   | 3.96     | 0.28 | 4.83     | -0.19 | 3.94     | 0.7  | 3.57     | 0.51 |          |      |
| Cto 67   | 4.09     | 1.59 | 4.45     | 1.81  | 4.44     | 1.75 | 4.39     | 1.91 |          |      |
| Circuito | MARZO    |      |          |       |          |      |          |      |          |      |
|          | 27 al 05 |      | 06 al 12 |       | 13 al 19 |      | 20 al 26 |      |          |      |
|          | MW       | Mvar | MW       | Mvar  | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65   | 3.45     | 0.49 | 3.66     | 0.48  | 3.68     | 0.53 | 3.5      | 0.49 |          |      |
| Cto 67   | 3.89     | 1.61 | 3.66     | 1.58  | 3.71     | 1.78 | 3.52     | 1.58 |          |      |
| Circuito | ABRIL    |      |          |       |          |      |          |      |          |      |
|          | 27 al 02 |      | 03 al 10 |       | 10 al 16 |      | 17 al 23 |      | 24 al 30 |      |
|          | MW       | Mvar | MW       | Mvar  | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |
| Cto 65   | 3.52     | 0.47 | 3.45     | 0.47  | 3.83     | 0.61 | 3.75     | 0.57 | 3.73     | 0.61 |
| Cto 67   | 4.1      | 1.78 | 2.16     | 0.56  | 2.91     | 0.77 | 2.91     | 0.71 | 6.69     | 9.26 |
| Circuito | MAYO     |      |          |       |          |      |          |      |          |      |
|          | 01 al 07 |      | 08 al 14 |       | 15 al 21 |      | 22 al 28 |      |          |      |
|          | MW       | Mvar | MW       | Mvar  | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65   | 3.4      | 0.44 | 3.39     | 0.34  | 3.42     | 0.54 | 3.41     | 0.56 |          |      |
| Cto 67   | 4        | 1.88 | 3.73     | 1.77  | 3.49     | 1.5  | 3.71     | 1.76 |          |      |

Fuente: Centro de Control y Operación COI (EEGSA)

| <b>JUNIO</b>      |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
|-------------------|----------|------|----------|------|----------|------|----------|------|----------|------|
| Circuito          | 29 al 04 |      | 05 al 11 |      | 12 al 18 |      | 19 al 25 |      |          |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65            | 4.39     | 0.51 | 3        | 0.46 | 3.2      | 0.14 | 2.52     | 0.06 |          |      |
| Cto 67            | 3.94     | 1.86 | 3.69     | 1.62 | 4.4      | 1.88 | 2.1      | 0.42 |          |      |
| <b>JULIO</b>      |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
| Circuito          | 26 al 02 |      | 03 al 09 |      | 10 al 16 |      | 17 al 23 |      | 24 al 30 |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |
| Cto 65            | 2.67     | 0.43 | 3.45     | 0.59 | 3        | 0.28 | 2.73     | 0.15 | 3.1      | 0.15 |
| Cto 67            | 4.34     | 1.95 | 4.1      | 1.88 | 3.96     | 1.89 | 3.16     | 1.17 | 3.95     | 2.52 |
| <b>AGOSTO</b>     |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
| Circuito          | 31 al 06 |      | 07 al 13 |      | 14 al 20 |      | 21 al 27 |      |          |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65            | 5.54     | 0.19 | 3.2      | 0.14 | 3.61     | 0.32 | 4.53     | 0.83 |          |      |
| Cto 67            | 4.24     | 2.14 | 4.4      | 1.88 | 3.94     | 1.64 | 3.69     | 1.96 |          |      |
| <b>SEPTIEMBRE</b> |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
| Circuito          | 28 al 03 |      | 04 al 10 |      | 11 al 17 |      | 18 al 24 |      |          |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65            | 4.19     | 0.65 | 4.63     | 0.82 | 4.53     | 0.74 | 4.53     | 0.83 |          |      |
| Cto 67            | 4.15     | 1.84 | 4.02     | 1.7  | 4.05     | 1.78 | 3.77     | 1.19 |          |      |
| <b>OCTUBRE</b>    |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
| Circuito          | 25 al 01 |      | 02 al 08 |      | 09 al 15 |      | 16 al 22 |      | 23 al 29 |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |
| Cto 65            | 5.09     | 1.09 | 5.1      | 1.04 | 4.91     | 0.85 | 5.08     | 0.9  | 4.27     | 0.43 |
| Cto 67            | 4.02     | 1.82 | 3.5      | 0.81 | 3.9      | 1.75 | 4.12     | 1.83 | 3.81     | 1.63 |
| <b>NOVIEMBRE</b>  |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
| Circuito          | 30 al 05 |      | 06 al 12 |      | 13 al 19 |      | 20 al 26 |      |          |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |          |      |
| Cto 65            | 4.62     | 1.06 | 4.61     | 0.97 | 5        | 1    | 4.88     | 1.36 |          |      |
| Cto 67            | 3.24     | 1    | 3.08     | 0.92 | 3.13     | 0.7  | 3.66     | 1.46 |          |      |
| <b>DICIEMBRE</b>  |          |      |          |      |          |      |          |      |          |      |
| Circuito          | 27 al 03 |      | 04 al 10 |      | 11 al 17 |      | 18 al 24 |      | 25 al 31 |      |
|                   | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar | MW       | Mvar |
| Cto 65            | 4.73     | 0.88 | 4.31     | 0.21 | 4.11     | 0.45 | 4.75     | 0.91 |          |      |
| Cto 67            | 3.47     | 1.2  | 4.12     | 1.6  | 4.2      | 1.9  | 4.42     | 1.87 |          |      |



Como se puede observar en la tabla I, los valores máximos de potencia activa y reactiva para el año 2006, se dieron en los meses de febrero para el circuito 67 y en agosto para el circuito 65.

Figura 2. Comportamiento de la carga máxima del circuito principal 65 año 2006.

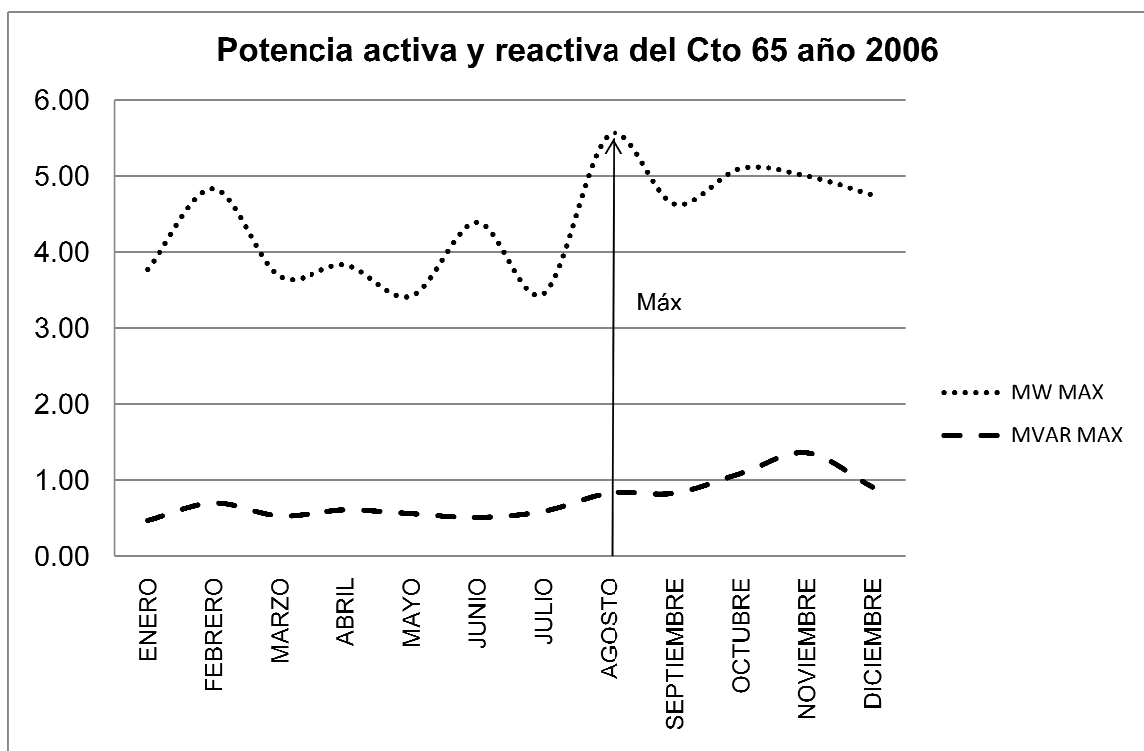
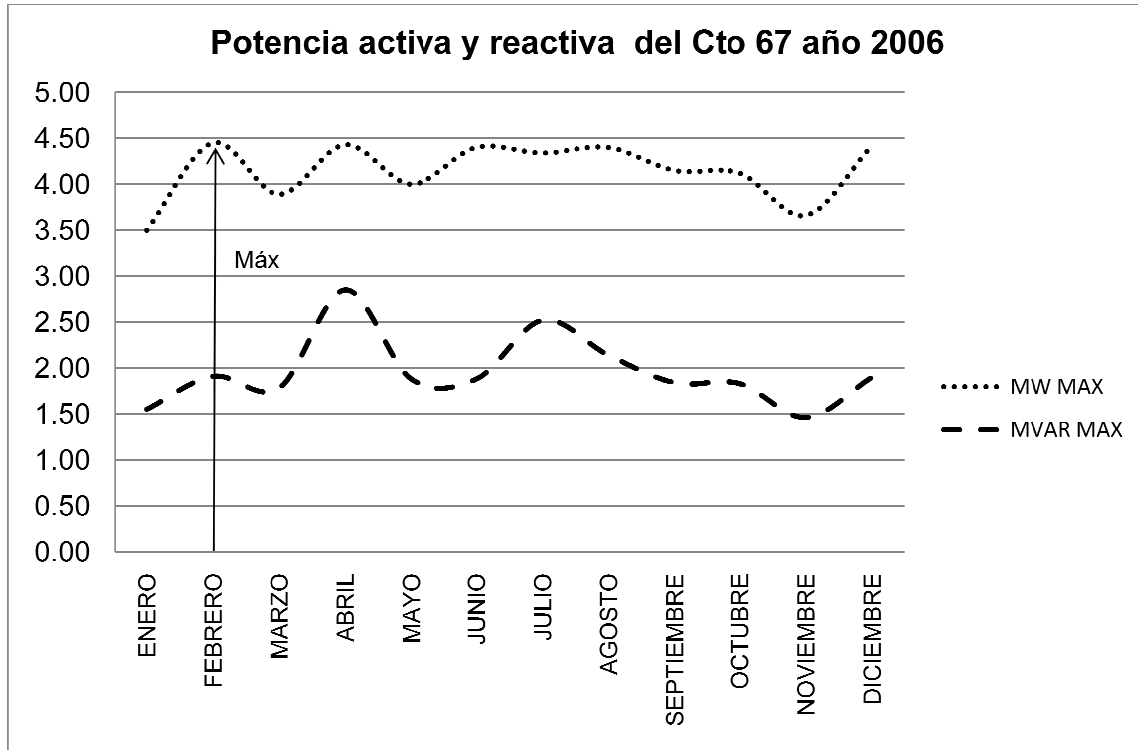


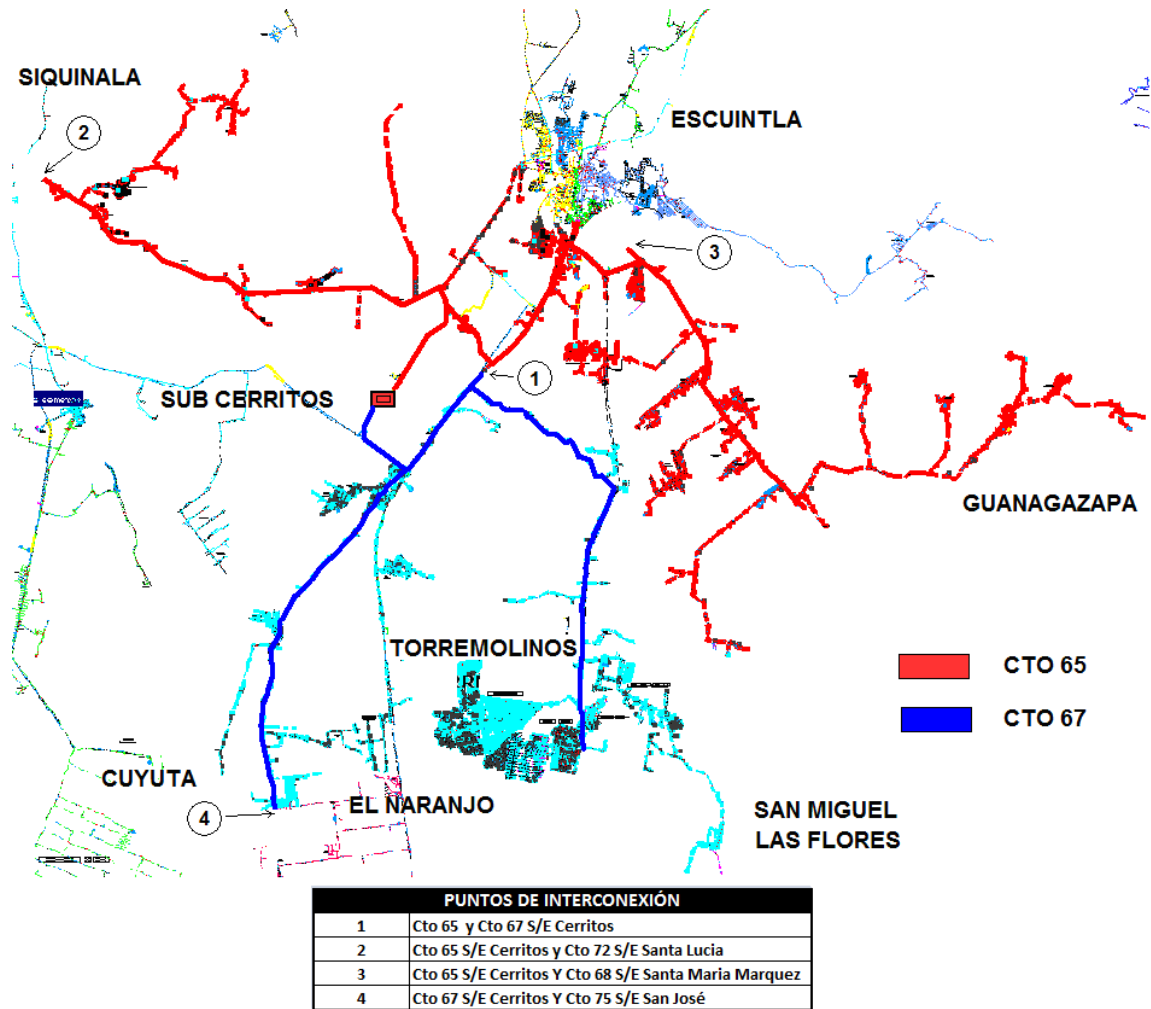
Figura 3. Comportamiento de la carga máxima del circuito principal 67 año 2006.



### 1.3 Puntos de interconexión actuales

Debido a que la potencia máxima, registrada durante el año 2006 es de 10 MW y la capacidad del transformador es de 13 MW, la subestación cuenta con potencia disponible para poder absorber carga de otros circuitos cercanos a la subestación en análisis. Además se puede utilizar las distintas interconexiones para realizar maniobras y aislar fallas. A continuación se muestra en la figura 4, los puntos de interconexión y los circuitos principales con los que se puede interconectar.

Figura 4. Puntos de interconexión de los circuitos principales 65 y 67 entre sí y con otros circuitos principales cercanos.



#### 1.4 Conductores

Los conductores instalados para los circuitos principales 65 y 67 actualmente tienen una configuración que consiste en mantener la sección mayor en la salida de la subestación, donde la corriente es mayor y una sección menor al final de los circuitos, donde la corriente es menor.

Tabla II. Conductores instalados actualmente para los circuitos principales 65 y 67

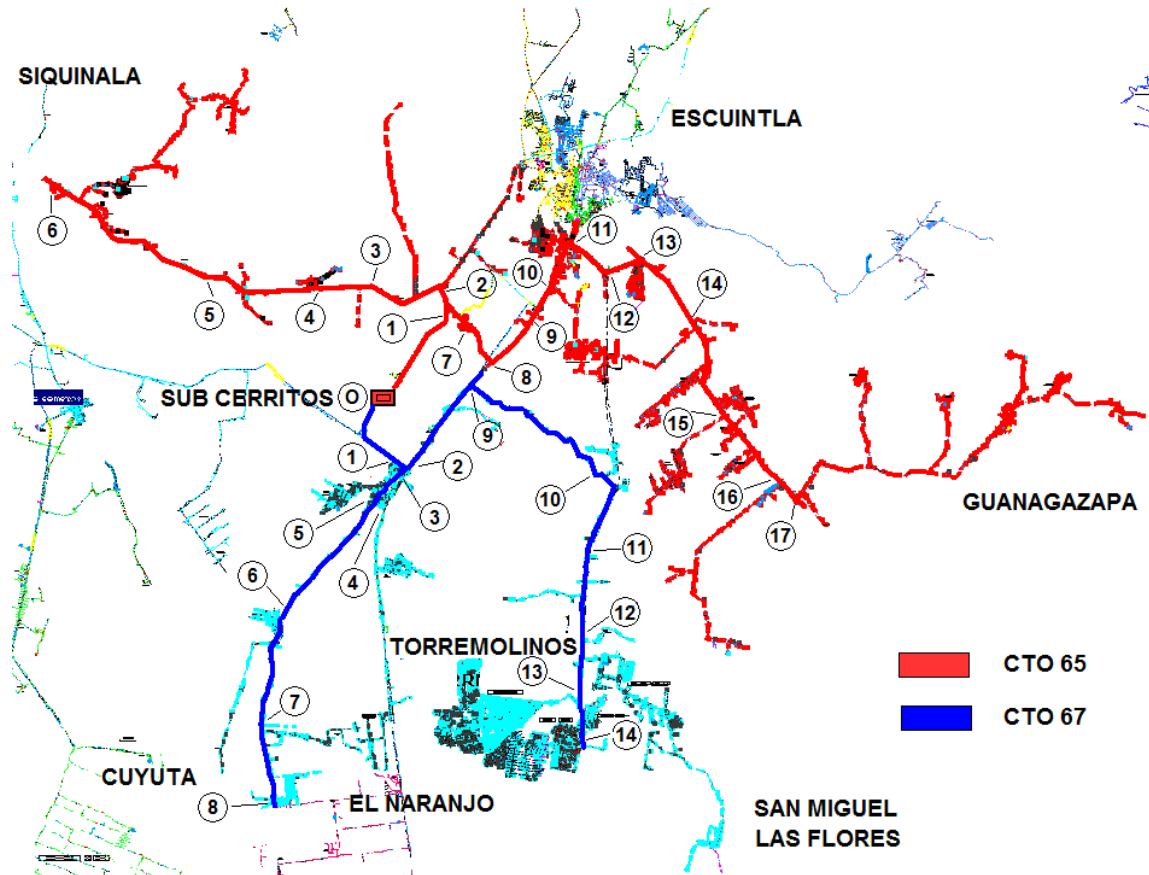
| CONDUCTORES INSTALADOS CTO 65 |          |                 |        | CONDUCTORES INSTALADOS CTO 65 |          |                 |        |
|-------------------------------|----------|-----------------|--------|-------------------------------|----------|-----------------|--------|
| DEL PUNTO                     | AL PUNTO | CALIBRE/SECCIÓN | NOMBRE | DEL PUNTO                     | AL PUNTO | CALIBRE/SECCIÓN | NOMBRE |
| 0                             | 1        | 336.4           | TULIP  | 0                             | 1        | 336.4           | TULIP  |
| 1                             | 2        | 336.4           | TULIP  | 1                             | 7        | 336.4           | TULIP  |
| 2                             | 3        | 336.4           | TULIP  | 7                             | 8        | 336.4           | TULIP  |
| 3                             | 4        | 1/0             | RAVEN  | 8                             | 9        | 336.4           | TULIP  |
| 4                             | 5        | 1/0             | RAVEN  | 9                             | 10       | 336.4           | TULIP  |
| 5                             | 6        | 1/0             | RAVEN  | 10                            | 11       | 336.4           | TULIP  |
|                               |          |                 |        | 11                            | 12       | 336.4           | TULIP  |
|                               |          |                 |        | 12                            | 13       | 336.4           | TULIP  |
|                               |          |                 |        | 13                            | 14       | 1/0             | RAVEN  |
|                               |          |                 |        | 14                            | 15       | 1/0             | RAVEN  |
|                               |          |                 |        | 15                            | 16       | 1/0             | RAVEN  |
|                               |          |                 |        | 16                            | 17       | 1/0             | RAVEN  |

| CONDUCTORES INSTALADOS CTO 67 |          |                 |        | CONDUCTORES INSTALADOS CTO 67 |          |                 |        |
|-------------------------------|----------|-----------------|--------|-------------------------------|----------|-----------------|--------|
| DEL PUNTO                     | AL PUNTO | CALIBRE/SECCIÓN | NOMBRE | DEL PUNTO                     | AL PUNTO | CALIBRE/SECCIÓN | NOMBRE |
| 0                             | 1        | 336.4           | TULIP  | 0                             | 1        | 336.4           | TULIP  |
| 1                             | 2        | 336.4           | TULIP  | 1                             | 2        | 336.4           | TULIP  |
| 2                             | 3        | 336.4           | TULIP  | 2                             | 9        | 336.4           | TULIP  |
| 3                             | 5        | 336.4           | TULIP  | 9                             | 10       | 4/0             | OXLIP  |
| 5                             | 6        | 336.4           | TULIP  | 10                            | 11       | 336.4           | TULIP  |
| 6                             | 7        | 336.4           | TULIP  | 11                            | 12       | 336.4           | TULIP  |
|                               |          |                 |        | 12                            | 13       | 4/0             | OXLIP  |
|                               |          |                 |        | 13                            | 14       | 4/0             | OXLIP  |

En la tabla II se puede observar, como están instalados los conductores que conformar cada uno de los circuitos principales de distribución y en la figura 5, que se muestra a continuación se representará cada uno de los puntos que aparecen en la tabla.

Figura 5. Puntos que hacen referencia a la tabla II



### 1.5 Condiciones ambientales de la región

La Subestación Cerritos, se encuentra ubicada en la Finca Cerritos, del departamento de Escuintla. Geográficamente este departamento se encuentra ubicado en una zona con alto nivel isoceráunico.

El concepto de nivel isoceráunico, se indica por un valor que representa el número promedio de días con tormenta durante un año en una zona geográfica y se mide por observación.

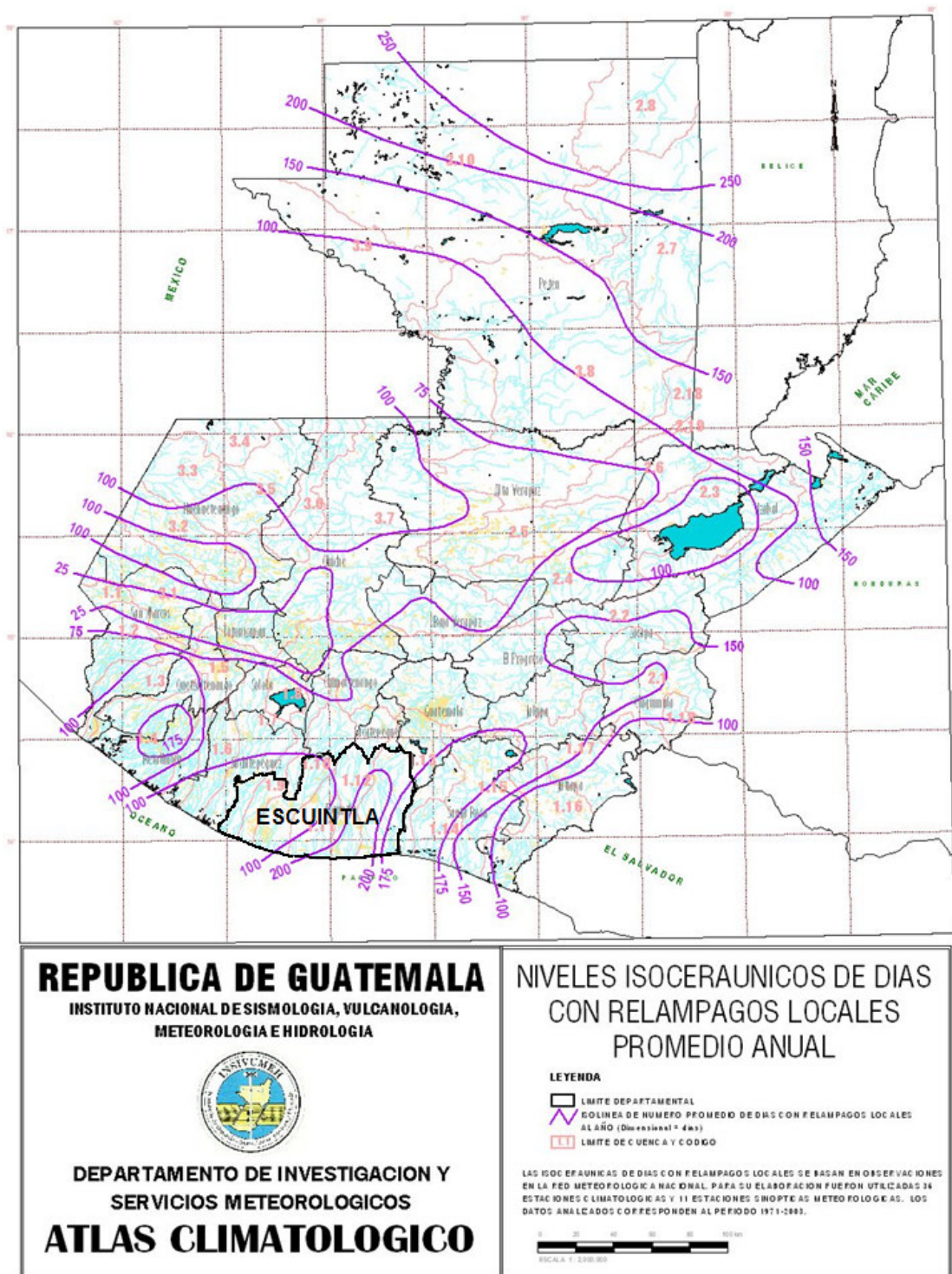
Esto permite determinar la actividad atmosférica en forma regionalizada y establecer diferencias en los criterios de diseño. Desde el punto de vista del diseño de los sistemas eléctricos de distribución, es de interés el conocimiento de cuántos rayos inciden o caen en una zona geográfica. Específicamente para poder determinar las protecciones necesarias para dichos circuitos.

Tabla III. Rangos de clasificación de la actividad atmosférica

| <b>NIVEL<br/>ISOCERÁUNICO</b> | <b>RANGO</b>     |
|-------------------------------|------------------|
| 05 -15                        | Nivel bajo       |
| 15 - 30                       | Nivel medio      |
| 30 - 90                       | Nivel alto       |
| >90                           | Nivel muy alto * |

En la tabla III, se muestra la clasificación atmosférica estandarizada y como se muestra en la figura 6, el nivel isoceráunico para el departamento de Escuintla se encuentra en un rango de nivel muy alto.

Figura 6. Mapa de nivel isoceráunico para el país de Guatemala.



## 1.6 Características generales del transformador de potencia

Es un transformador trifásicos de potencia de servicio continuo, es sumergidos en aceite, con Tanque de Expansión, con el núcleo y los devanados completamente sumergidos en aceite, con capacidad de 10/13 MW, una sola tensión primaria y secundaria, enfriamiento natural y por aire forzado, con cambiador de derivaciones automático bajo carga.

El transformador de potencia está diseñado para transmitir potencia de un circuito a otro. Su utilidad básica reside en la elevación o reducción de la tensión para el transporte y el consumo de la energía eléctrica.

El transformador de potencia puede trabajar con el secundario en vacío (sin cargas conectadas). Sin embargo, no tolera el secundario en cortocircuito.

La potencia que puede transmitir el transformador de potencia está limitada por su capacidad de pasar al medio ambiente el calor que produce internamente las pérdidas en el cobre y en el hierro, sin sobrepasar una temperatura que estropee sus materiales, especialmente su aislante.

El transformador soporta condiciones de niebla salina, clima cálido y húmedo, lluvia y granizo y puede ser sometido a las condiciones ambientales siguientes:

|                                |                             |
|--------------------------------|-----------------------------|
| Temperatura máxima:            | 45° C                       |
| Temperatura media anual:       | 23° C                       |
| Temperatura mínima:            | -5° C                       |
| Humedad relativa del ambiente: | 100% con elevada salinidad. |
| Altitud de instalación:        | 0 – 2 000 m                 |
| Nivel de salinidad:            | 80 kg/m                     |



Tabla IV. Características del Transformador de Potencia

| POTENCIA NOMINAL | VOLTAJE NOMINAL PRIMARIO | VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO | NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO |
|------------------|--------------------------|----------------------------|--|
| 10/13 Mw         | 69 KV                    | 13.8 KV                    | 350/110 KV                             |

### 1.7 Conexión del transformador de potencia

La conexión del transformador de potencia es delta-estrella, las principales características de esta conexión se exponen a continuación.

El voltaje primario de línea es igual al voltaje primario de fase,  $V_{LP} = V_{LS}$  mientras que los voltajes secundarios están relacionados por  $V_{LS} = \sqrt{3}V_{FS}$ . La relación de voltaje línea a línea en esta conexión es:

$$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{a}{\sqrt{3}}$$

Donde  $a$  = relación de transformación.

La conexión delta-estrella no tiene problemas en el lado primario de tercera armónica en sus voltajes ya que ellas son consumidas en una corriente circulante en el devanado delta. Gracias a la estrella en el secundario, el transformador es más estable cuando hay cargas desbalanceadas ya que redistribuye parcialmente cualquier desbalance que ocurra, el neutro de la estrella aterrizado provee también un camino de retorno para los desbalances de corriente en la carga.

Esta conexión tiene al parecer un problema. Debido a la conexión, el voltaje secundario está desfasado  $30^\circ$  con relación al voltaje primario del transformador. El hecho de que exista desfasaje puede causar problemas en la puesta en paralelo de los secundarios de dos transformadores de potencia de subestación. Pero para solucionar este problema, los ángulos de fase de los secundarios de los distintos transformadores de potencia de subestación deberán ser iguales si van a ser puestos en paralelo.

En la red de EEGSA es costumbre hacer que el voltaje secundario atrase al primario en  $30^\circ$ . Aunque esta es la norma, siempre es recomendable revisar con cuidado que los ángulos de los transformadores sean iguales antes de instalar un transformador de potencia en una subestación en el área que cubre la distribuidora porque en algún momento se puede necesitar poner en paralelo los secundarios de distintos transformadores de potencia.

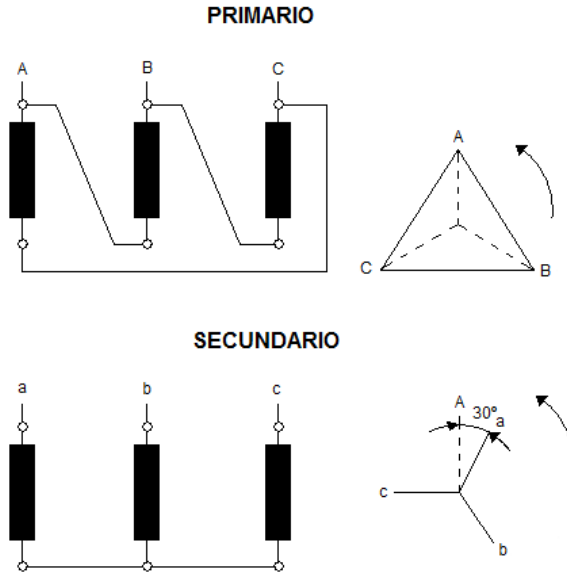
La conexión  $Dy_1$  mostrada en la figura 7, causará un desfasaje en atraso de voltaje secundario, si la secuencia de fases del sistema es ABC. Si la secuencia de fases del sistema es ACB entonces la conexión mostrada en la figura causará que el voltaje secundario adelante al primario en  $30^\circ$ .

Las características principales de esta conexión son las siguientes:

- a) Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- b) Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.

La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

Figura 7. Conexión delta-estrella.  $Dy_1$ .





## **2. ANÁLISIS DE REDES ACTUALES**

El presente análisis de los circuitos principales de distribución se refiere al comportamiento presentado durante el año 2006.

### **2.1 Potencia activa**

Es la potencia real consumida por una carga. Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Cuando se habla de demanda eléctrica, es esta potencia la que se utiliza para determinar dicha demanda. Se mide en mega vatios (MW) y se designa con la letra P.

### **2.2 Potencia reactiva**

Esta potencia no tiene tampoco el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil. Por ello que se dice que es una potencia desvatada (no produce vatios), se mide en mega voltamperios reactivos (MVAR) y se designa con la letra Q.

### **2.3 Potencia aparente**

También llamada compleja, es la potencia de un circuito eléctrico de corriente alterna, es la suma (vectorial) de la energía que disipa dicho circuito en cierto tiempo en forma de calor o trabajo y la energía utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos.

Esta potencia no es la realmente consumida "útil", salvo cuando el factor de potencia es la unidad ( $\cos \varphi=1$ ), y señala que la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" bobinas y condensadores. Se la designa con la letra S y se mide en mega voltamperios (VA).

En las siguientes tablas y figuras, se muestra el comportamiento de potencia activa para los circuitos principales 65 y 67.

Tabla V. Potencias de cabecera: activa, reactiva y aparente del circuito 65. Año 2006.

| AÑO 2006   | CIRCUITO 65     |          |        |                   |          |          |                   |          |        |
|------------|-----------------|----------|--------|-------------------|----------|----------|-------------------|----------|--------|
|            | POTENCIA ACTIVA |          |        | POTENCIA REACTIVA |          |          | POTENCIA APARENTE |          |        |
|            | MW              |          |        | MVAR              |          |          | MVA               |          |        |
| MES        | MINIMO          | PROMEDIO | MW MAX | MINIMO            | PROMEDIO | MVAR MAX | MINIMO            | PROMEDIO | MAXIMO |
| ENERO      | 3.47            | 3.64     | 3.77   | 0.10              | 0.31     | 0.47     | 3.47              | 3.65     | 3.80   |
| FEBRERO    | 3.57            | 4.08     | 4.83   | -0.19             | 0.33     | 0.70     | 3.58              | 4.09     | 4.88   |
| MARZO      | 3.45            | 3.57     | 3.68   | 0.48              | 0.50     | 0.53     | 3.48              | 3.61     | 3.72   |
| ABRIL      | 3.45            | 3.66     | 3.83   | 0.47              | 0.55     | 0.61     | 3.48              | 3.70     | 3.88   |
| MAYO       | 3.39            | 3.41     | 3.42   | 0.34              | 0.47     | 0.56     | 3.41              | 3.44     | 3.47   |
| JUNIO      | 2.52            | 3.28     | 4.39   | 0.06              | 0.29     | 0.51     | 2.52              | 3.29     | 4.42   |
| JULIO      | 2.67            | 2.99     | 3.45   | 0.32              | 0.32     | 0.59     | 2.69              | 3.01     | 3.50   |
| AGOSTO     | 3.20            | 4.22     | 5.54   | 0.14              | 0.37     | 0.83     | 3.20              | 4.24     | 5.60   |
| SEPTIEMBRE | 4.19            | 4.47     | 4.63   | 0.65              | 0.76     | 0.83     | 4.24              | 4.53     | 4.70   |
| OCTUBRE    | 4.27            | 4.89     | 5.10   | 0.97              | 0.86     | 1.09     | 4.38              | 4.97     | 5.22   |
| NOVIEMBRE  | 4.61            | 4.78     | 5.00   | 0.97              | 1.10     | 1.36     | 4.71              | 4.90     | 5.18   |
| DICIEMBRE  | 4.11            | 4.48     | 4.75   | 0.21              | 0.61     | 0.91     | 4.12              | 4.52     | 4.84   |

Figura 8. Potencias máximas de cabecera: activa, reactiva y aparente del circuito 65. Año 2006

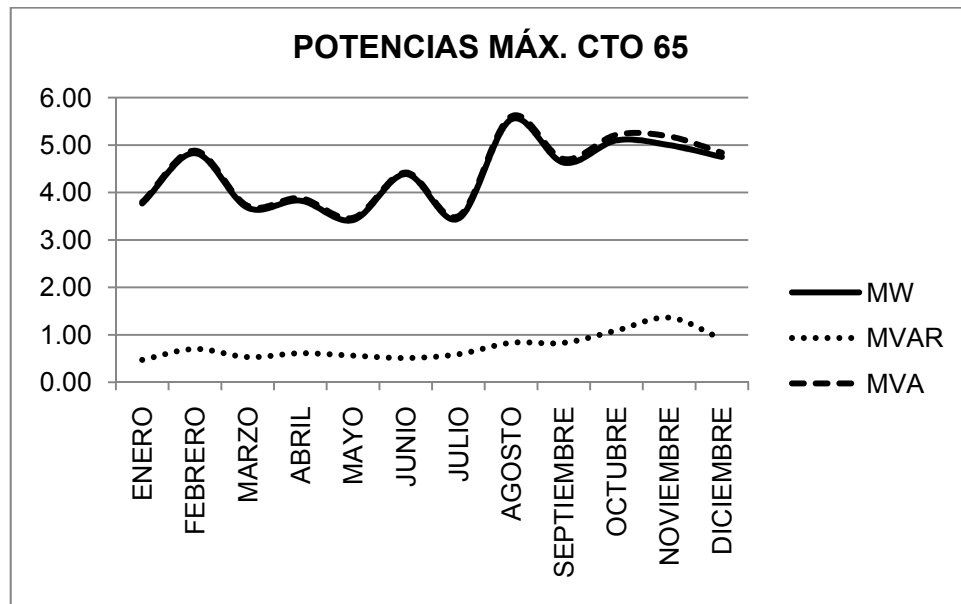
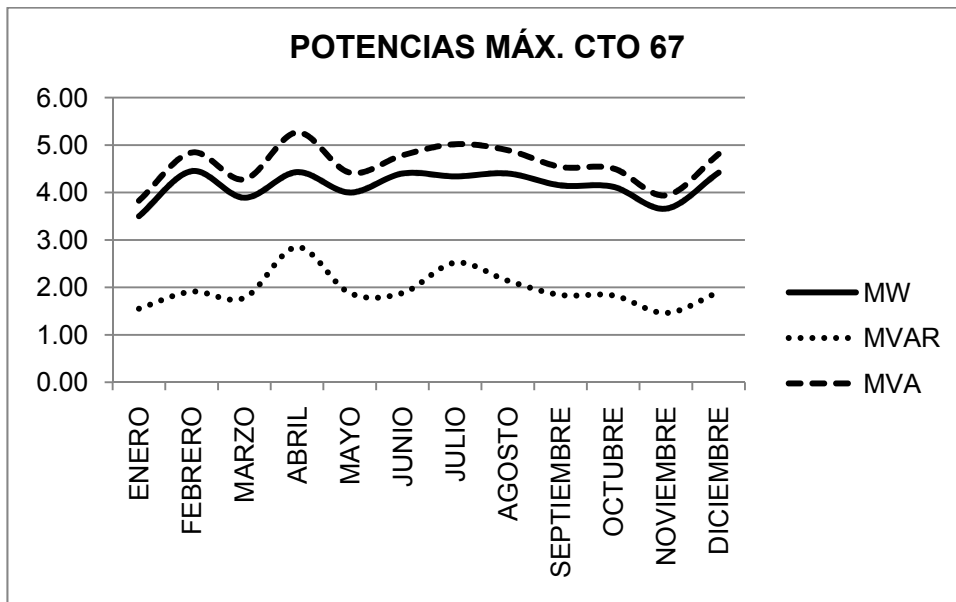


Tabla VI. Potencias de cabecera: activa, reactiva y aparente del circuito 67.  
Año 2006

| AÑO 2006   | CIRCUITO 67     |          |        |                   |          |          |                   |          |        |
|------------|-----------------|----------|--------|-------------------|----------|----------|-------------------|----------|--------|
|            | POTENCIA ACTIVA |          |        | POTENCIA REACTIVA |          |          | POTENCIA APARENTE |          |        |
|            | MW              |          |        | MVAR              |          |          | MVA               |          |        |
| MES        | MINIMO          | PROMEDIO | MW MAX | MINIMO            | PROMEDIO | MVAR MAX | MINIMO            | PROMEDIO | MAXIMO |
| ENERO      | 3.28            | 3.37     | 3.50   | 1.13              | 1.33     | 1.55     | 3.47              | 3.62     | 3.83   |
| FEBRERO    | 4.09            | 4.34     | 4.45   | 1.59              | 1.77     | 1.91     | 4.39              | 4.69     | 4.84   |
| MARZO      | 3.52            | 3.70     | 3.89   | 1.58              | 1.64     | 1.78     | 3.86              | 4.04     | 4.28   |
| ABRIL      | 2.16            | 3.75     | 4.43   | 0.56              | 2.62     | 2.85     | 2.23              | 4.58     | 5.27   |
| MAYO       | 3.49            | 3.73     | 4.00   | 1.50              | 1.73     | 1.88     | 3.80              | 4.11     | 4.42   |
| JUNIO      | 2.10            | 3.53     | 4.40   | 0.42              | 1.45     | 1.88     | 2.14              | 3.82     | 4.78   |
| JULIO      | 3.16            | 3.90     | 4.34   | 1.17              | 1.88     | 2.52     | 3.37              | 4.33     | 5.02   |
| AGOSTO     | 3.69            | 4.07     | 4.40   | 1.64              | 1.91     | 2.14     | 4.04              | 4.49     | 4.89   |
| SEPTIEMBRE | 3.77            | 4.00     | 4.15   | 1.19              | 1.63     | 1.84     | 3.95              | 4.32     | 4.54   |
| OCTUBRE    | 3.50            | 3.87     | 4.12   | 0.81              | 1.57     | 1.83     | 3.59              | 4.18     | 4.51   |
| NOVIEMBRE  | 3.08            | 3.28     | 3.66   | 0.70              | 1.02     | 1.46     | 3.16              | 3.43     | 3.94   |
| DICIEMBRE  | 3.47            | 4.05     | 4.42   | 1.20              | 1.64     | 1.90     | 3.67              | 4.37     | 4.81   |

Figura 9. Potencias de cabecera máximas: activa, reactiva y aparente del circuito 67. Año 2006





## 2.4 Corriente

Las corrientes de cabecera máxima, representa la carga máxima que circula por unidad de tiempo, a través de una sección determinada de un conductor. Su símbolo es I, y su unidad de medida es el amperio (A). Se miden en el punto de salida de la subestación de cada uno de los circuitos principales de distribución. Las corrientes de cabecera máximas registradas durante el año 2006 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla VII. Corrientes de cabecera máximas, para los circuitos 65 y 67. Año 2006

| AÑO 2006   | CIRCUITO 65 |        |   | CIRCUITO 67 |        |   |
|------------|-------------|--------|---|-------------|--------|---|
|            | S MÁX       | I MÁX  | CONDUCTOR TULIP 336.4 MCM % UTILIZACIÓN | S MÁX       | I MÁX  | CONDUCTOR TULIP 336.4 MCM % UTILIZACIÓN |
| MES        | MVA         | AMP    | % UTILIZACIÓN                           | MVA         | AMP    | % UTILIZACIÓN                           |
| ENERO      | 3.80        | 287.82 | 56%                                     | 3.83        | 289.99 | 57%                                     |
| FEBRERO    | 4.88        | 369.73 | 72%                                     | 4.84        | 366.86 | 72%                                     |
| MARZO      | 3.72        | 281.66 | 55%                                     | 4.28        | 324.08 | 63%                                     |
| ABRIL      | 3.88        | 293.81 | 57%                                     | 5.27        | 399.06 | 78%                                     |
| MAYO       | 3.47        | 262.54 | 51%                                     | 4.42        | 334.83 | 65%                                     |
| JUNIO      | 4.42        | 334.81 | 65%                                     | 4.78        | 362.49 | 71%                                     |
| JULIO      | 3.50        | 265.16 | 52%                                     | 5.02        | 380.19 | 74%                                     |
| AGOSTO     | 5.60        | 424.38 | 83%                                     | 4.89        | 370.67 | 72%                                     |
| SEPTIEMBRE | 4.70        | 356.35 | 69%                                     | 4.54        | 343.91 | 67%                                     |
| OCTUBRE    | 5.22        | 395.09 | 77%                                     | 4.51        | 341.53 | 67%                                     |
| NOVIEMBRE  | 5.18        | 392.55 | 77%                                     | 3.94        | 298.52 | 58%                                     |
| DICIEMBRE  | 4.84        | 366.39 | 71%                                     | 4.81        | 364.48 | 71%                                     |

Como se puede observar en la tabla anterior, la corriente de cabecera máxima para el circuito principal 65 es de 424.38 Amp. y ocurrió en el mes de agosto; para el circuito principal 67 es de 399.06 Amp. y ocurrió en el mes de abril. Además, se muestra el porcentaje de utilización del conductor que transporta esta corriente.

## **2.5 Voltaje**

El voltaje de cabecera en la salida de la subestación, se encuentra regulado. El voltaje nominal en el secundario del transformador de potencia es de 13.8 Kv, el voltaje regulado tiene un valor de 13.2 Kv. Por tal motivo, en todo el análisis se utilizará el voltaje regulado.

## **2.6 Factor de potencia**

Ciertamente los equipos conectados a una red eléctrica tienen características inductivas (corriente en atraso al voltaje), consumen corriente y necesitan magnetizar sus elementos internos, inductores, campos magnéticos etc., aumentando la necesidad de magnetizar conforme se coloca más equipo a la red. Esta energía que magnetiza los elementos internos se le conoce como reactiva, en general potencia reactiva. Cuanto mayor sea el consumo de energía reactiva, peor será el aprovechamiento de la energía recibida por los equipos. El factor de potencia es un indicador de dicho aprovechamiento, el cual puede tomar valores entre 0 y 1. Por ejemplo, si el factor de Potencia es igual a 0.80, indica que del total de la energía suministrada (100%), sólo el 80% de esa energía es aprovechada en trabajo útil. La potencia reactiva no ejerce ningún beneficio, va y viene de la carga a la fuente, pero es muy necesario para el correcto funcionamiento del equipo, esta energía reactiva aumenta constantemente en la hora pico (4:00 p.m. a 7:30 p.m.) haciendo que el voltaje en la red disminuya como consecuencia del aumento de corriente y consumo de más reactiva. En algunos casos el usuario residencial se ve afecto al reducirse el voltaje, pero una industria (grandes clientes) se ve aun más afectada si no corrige este problema. La siguiente tabla muestra el comportamiento del factor de potencia de cabecera de cada uno de los circuitos principales de distribución

Tabla VIII. Factor de potencia de cabecera de los circuitos 65 y 67. Año 2006

| AÑO 2006   | POTENCIA MAX CTO 65 |      |      | POTENCIA MAX CTO 67 |      |      |
|------------|---------------------|------|------|---------------------|------|------|
|            | P                   | S    | FP   | P                   | S    | FP   |
| MES        | MW                  | MVA  |      | MW                  | MVA  |      |
| ENERO      | 3.77                | 3.80 | 0.99 | 3.50                | 3.83 | 0.91 |
| FEBRERO    | 4.83                | 4.88 | 0.99 | 4.45                | 4.84 | 0.92 |
| MARZO      | 3.68                | 3.72 | 0.99 | 3.89                | 4.28 | 0.91 |
| ABRIL      | 3.83                | 3.88 | 0.99 | 4.43                | 5.27 | 0.84 |
| MAYO       | 3.42                | 3.47 | 0.99 | 4.00                | 4.42 | 0.91 |
| JUNIO      | 4.39                | 4.42 | 0.99 | 4.40                | 4.78 | 0.92 |
| JULIO      | 3.45                | 3.50 | 0.99 | 4.34                | 5.02 | 0.86 |
| AGOSTO     | 5.54                | 5.60 | 0.99 | 4.40                | 4.89 | 0.90 |
| SEPTIEMBRE | 4.63                | 4.70 | 0.98 | 4.15                | 4.54 | 0.91 |
| OCTUBRE    | 5.10                | 5.22 | 0.98 | 4.12                | 4.51 | 0.91 |
| NOVIEMBRE  | 5.00                | 5.18 | 0.96 | 3.66                | 3.94 | 0.93 |
| DICIEMBRE  | 4.75                | 4.84 | 0.98 | 4.42                | 4.81 | 0.92 |

Como se muestra en la tabla anterior, el factor de potencia más pequeño para el circuito principal 65 es de 0.96, ocurrido en el mes de noviembre y para el circuito principal 67 es de 0.84, ocurrido en el mes de abril. Estos valores ya se esperaban, ya que, como se puede observar en las figuras 8 y 9, son los meses en que se reportaron los valores más altos de potencia reactiva.

## 2.7 Balance

En los circuitos principales de distribución las cargas de cada una de las fases rara vez son iguales, ya que se conforman de cargas monofásicas y trifásicas, lo que hace difícil una repartición de cargas perfecta entre las fases.

Cuando existen corrientes desbalanceadas en un circuito, los voltajes también sufren un desbalance y por lo tanto caída de voltajes diferentes en las líneas, transformadores de distribución, motores, etc.

La empresa distribuidora, constantemente monitorea los circuitos principales de distribución, con el objetivo de mantenerlos balanceados lo mejor posible.

## **2.8 Flujo de carga**

Es un procedimiento utilizado para analizar los parámetros de un sistema de transmisión o distribución de energía eléctrica.

Las redes de distribución presentan características muy particulares y que las diferencian de las redes de transmisión. A continuación se presentarán las características de una red de distribución.

- a) Topologías radiales.
- b) Múltiples conexiones (monofásicas y trifásicas)
- c) Cargas de distinta naturaleza.
- d) Líneas de resistencia, comparables a la reactancia

El estudio más frecuente de un sistema eléctrico de distribución, lo constituye el cálculo de las condiciones de operación en régimen permanente (estado cuasiestacionario).

Estudios de este tipo son de gran importancia para resolver problemas de operación económica, regulación de tensión, mejoras al sistema etc.

Para poder realizar el flujo de carga es necesario contar con las corrientes de cabecera que son las que se miden en la salida de la subestación y se consideran además como las resultantes de la potencia activa máxima registradas durante el año 2006.

Tabla IX. Corrientes de cabecera, tomadas como referencia para el flujo de carga. Año 2006

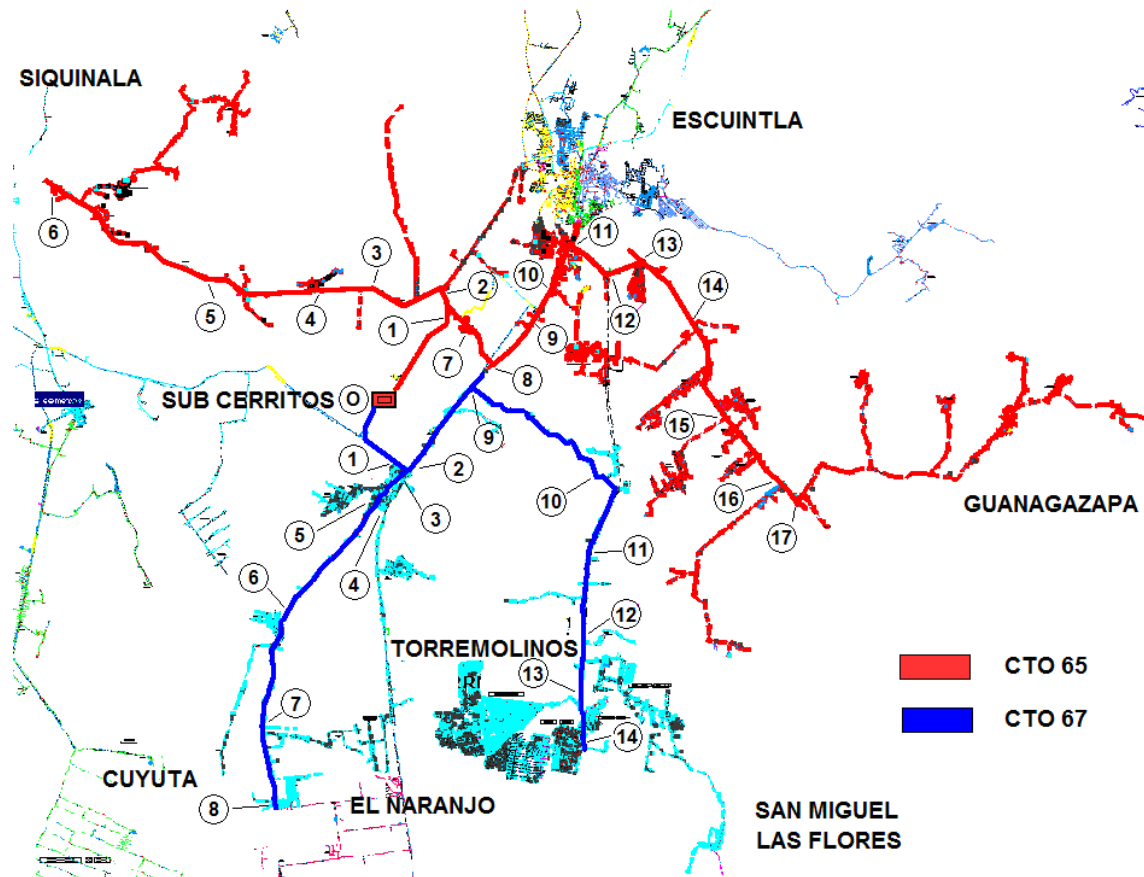
| <b>CALCULO DE CORRIENTES DE CABECERA</b> |      |      |        |      |             |      |      |        |      |
|--|------|------|--------|------|-------------|------|------|--------|------|
| CIRCUITO 65                              |      |      |        |      | CIRCUITO 67 |      |      |        |      |
| MES                                      | MW   | MVAR | I AMP  | FP   | MES         | MW   | MVAR | I AMP  | FP   |
| AGOSTO                                   | 5.54 | 0.19 | 242.45 | 0.99 | FEBRERO     | 4.45 | 1.81 | 210.12 | 0.93 |

En las siguientes tablas se muestra la recopilación de datos para los circuitos principales de distribución 65 y 67.

En estas tablas se puede apreciar las corrientes, voltajes, porcentajes de regulación y de utilización de cada uno de los circuitos, para cada uno de los puntos mostrados en la figura 10. Así como la distancia a la que cada uno de los puntos se encuentra alejado de la subestación de transformación.

Como era de esperarse, mientras más alejada se encuentra una carga, es mayor la caída de tensión en cada uno de los circuitos. Pero como puede notarse, cuando al final de cada circuito, la caída de tensión alcanza el 5% se hace necesario instalar reguladores de tensión que vuelvan a regular el voltaje y así garantizar que se cumplan con estándares de calidad en la distribución de energía eléctrica.

Figura 10. Puntos de referencia, analizados para el cálculo de flujo de carga que se muestran en las tablas X y XI



Es importante hacer notar, que dentro de los puntos 14 y 15 que se encuentran en la ruta que conduce a Taxisco (circuito 65) se encuentran instalados reguladores de voltaje, para reducir la caída de tensión. De igual manera en el circuito 67 se encuentran reguladores instalados entre los tramos 6 y 7 en la ruta que conduce a Cuyuta y entre los tramos 10 y 11 en la ruta que conduce a la autopista a Puerto Quetzal.

Tabla X. Resultados del flujo de carga, para el circuito 65

| <b>DATOS DE FLUJO DE CARGA PARA EL CTO 65</b> |                  |        |        |               |      |      |          |      |              |           |            |            |  |  |
|---|------------------|--------|--------|---------------|------|------|----------|------|--------------|-----------|------------|------------|--|--|
| <b>DE S/E CERRITOS A SIQUINALA</b>            |                  |        |        |               |      |      |          |      |              |           |            |            |  |  |
| PUNTO   | CORRIENTES (AMP) |        |        | VOLTAJES (KV) |      |      | POTENCIA |      | DISTANCIA KM | CONDUCTOR | %          |            |  |  |
|   | I1               | I2     | I3     | V1            | V2   | V3   | MW       | MVA  |              |           | REGULACION | UTI. CABLE |  |  |
| 0   | 241.00           | 242.00 | 243.00 | 7.62          | 7.62 | 7.62 | 5.53     | 5.53 | 0.00         | TULIP     | 0.01%      | 47.17%     |  |  |
| 1   | 240.00           | 241.00 | 242.00 | 7.59          | 7.59 | 7.58 | 5.50     | 5.51 | 4.35         | TULIP     | 0.45%      | 46.98%     |  |  |
| 2   | 13.05            | 13.94  | 20.08  | 7.58          | 7.58 | 7.57 | 5.15     | 5.16 | 4.60         | TULIP     | 0.57%      | 3.06%      |  |  |
| 3   | 9.41             | 8.71   | 16.17  | 7.57          | 7.57 | 7.56 | 5.10     | 5.11 | 6.17         | TULIP     | 0.71%      | 2.23%      |  |  |
| 4   | 8.36             | 6.99   | 14.66  | 7.56          | 7.56 | 7.54 | 4.01     | 4.02 | 9.53         | RAVEN     | 0.90%      | 4.13%      |  |  |
| 5   | 0.00             | 0.35   | 0.67   | 7.54          | 7.54 | 7.51 | 3.26     | 3.26 | 12.70        | RAVEN     | 1.19%      | 0.14%      |  |  |
| 6   | 0.00             | 0.00   | 0.00   | 7.54          | 7.54 | 7.51 | 2.03     | 2.03 | 14.55        | RAVEN     | 1.19%      | 0.00%      |  |  |
| <b>DE S/E CERRITOS A CARRETERA A TAXISCO</b>  |                  |        |        |               |      |      |          |      |              |           |            |            |  |  |
| PUNTO   | CORRIENTES (AMP) |        |        | VOLTAJES (KV) |      |      | POTENCIA |      | DISTANCIA KM | CONDUCTOR | %          |            |  |  |
|   | I1               | I2     | I3     | V1            | V2   | V3   | KW       | KVA  |              |           | REGULACION | UTI. CABLE |  |  |
| 0   | 241.00           | 242.00 | 243.00 | 7.62          | 7.62 | 7.62 | 5.53     | 5.53 | 0.00         | TULIP     | 0.01%      | 47.17%     |  |  |
| 1   | 240.00           | 241.00 | 242.00 | 7.59          | 7.59 | 7.58 | 5.50     | 5.51 | 4.35         | TULIP     | 0.45%      | 46.98%     |  |  |
| 7   | 227.15           | 227.15 | 222.48 | 7.55          | 7.56 | 7.55 | 5.15     | 5.16 | 4.91         | TULIP     | 0.86%      | 43.98%     |  |  |
| 8   | 225.82           | 222.59 | 221.83 | 7.46          | 7.47 | 7.47 | 5.10     | 5.11 | 6.95         | TULIP     | 2.00%      | 43.55%     |  |  |
| 9   | 184.71           | 168.81 | 173.51 | 7.33          | 7.34 | 7.34 | 4.01     | 4.02 | 10.49        | TULIP     | 3.74%      | 34.24%     |  |  |
| 10  | 150.29           | 129.27 | 148.27 | 7.30          | 7.32 | 7.31 | 3.26     | 3.26 | 11.83        | TULIP     | 4.08%      | 27.80%     |  |  |
| 11  | 103.69           | 73.67  | 88.94  | 7.29          | 7.32 | 7.31 | 2.03     | 2.03 | 12.55        | TULIP     | 4.13%      | 17.30%     |  |  |
| 12  | 96.43            | 66.94  | 84.20  | 7.28          | 7.32 | 7.30 | 1.88     | 1.89 | 13.63        | TULIP     | 4.21%      | 16.09%     |  |  |
| 13  | 54.95            | 43.28  | 39.28  | 7.27          | 7.31 | 7.29 | 1.05     | 1.05 | 14.98        | TULIP     | 4.34%      | 8.93%      |  |  |
| 14  | 53.90            | 41.94  | 37.77  | 7.22          | 7.26 | 7.24 | 1.02     | 1.02 | 17.89        | RAVEN     | 5.02%      | 18.40%     |  |  |
| 15  | 43.49            | 36.29  | 31.31  | 7.61          | 7.60 | 7.61 | 0.85     | 0.85 | 21.15        | RAVEN     | 0.17%      | 15.30%     |  |  |
| 16  | 16.63            | 25.25  | 19.89  | 7.55          | 7.57 | 7.54 | 0.47     | 0.47 | 24.54        | RAVEN     | 0.87%      | 8.51%      |  |  |
| 17  | 7.31             | 23.22  | 18.42  | 7.51          | 7.53 | 7.52 | 0.37     | 0.37 | 25.02        | RAVEN     | 1.31%      | 6.74%      |  |  |

Tabla XI. Resultados del flujo de carga, para el circuito 67

| <b>DATOS DE FLUJO DE CARGA PARA EL CTO 67</b>     |                  |        |        |               |      |      |          |      |            |                 |           |            |        |  |
|---|------------------|--------|--------|---------------|------|------|----------|------|------------|-----------------|-----------|------------|--------|--|
| <b>DE S/E CERRITOS A CUYUTA</b>                   |                  |        |        |               |      |      |          |      |            |                 |           |            |        |  |
| PUNTO   | CORRIENTES (AMP) |        |        | VOLTAJES (KV) |      |      | POTENCIA |      |            | DISTANCIA<br>KM | CONDUCTOR | %          |        |  |
|   | I1               | I2     | I3     | V1            | V2   | V3   | MW       | MVA  | REGULACION |                 |           | UTI. CABLE |        |  |
| 0   | 210.00           | 210.99 | 212.00 | 7.62          | 7.62 | 7.62 | 4.43     | 4.82 | 4.82       | 0.00            | TULIP     | 0.00%      | 41.13% |  |
| 1   | 209.76           | 211.00 | 212.00 | 7.39          | 7.38 | 7.39 | 4.43     | 4.82 | 4.82       | 3.42            | TULIP     | 3.06%      | 41.11% |  |
| 3   | 50.41            | 32.84  | 34.98  | 7.34          | 7.33 | 7.33 | 0.83     | 0.90 | 0.90       | 4.75            | TULIP     | 3.76%      | 7.68%  |  |
| 4   | 42.00            | 24.91  | 33.57  | 7.33          | 7.33 | 7.33 | 0.70     | 0.77 | 0.77       | 8.18            | TULIP     | 3.81%      | 6.53%  |  |
| 5   | 30.01            | 22.23  | 18.83  | 7.27          | 7.28 | 7.29 | 0.50     | 0.54 | 0.54       | 10.87           | TULIP     | 4.46%      | 4.62%  |  |
| 6   | 29.01            | 14.81  | 18.63  | 7.23          | 7.26 | 7.26 | 0.44     | 0.48 | 0.48       | 14.77           | TULIP     | 4.86%      | 4.06%  |  |
| 7   | 11.01            | 8.15   | 7.06   | 7.61          | 7.61 | 7.61 | 0.18     | 0.20 | 0.20       | 17.77           | TULIP     | 0.13%      | 1.70%  |  |
| <b>DE S/E CERRITOS A AUTOPISTA PUERTO QUETZAL</b> |                  |        |        |               |      |      |          |      |            |                 |           |            |        |  |
| PUNTO   | CORRIENTES (AMP) |        |        | VOLTAJES (KV) |      |      | POTENCIA |      |            | DISTANCIA<br>KM | CONDUCTOR | %          |        |  |
|   | I1               | I2     | I3     | V1            | V2   | V3   | MW       | MVA  | REGULACION |                 |           | UTI. CABLE |        |  |
| 0   | 210.00           | 210.99 | 212.00 | 7.62          | 7.62 | 7.62 | 4.43     | 4.82 | 4.82       | 0.00            | TULIP     | 0.00%      | 41.13% |  |
| 1   | 209.76           | 211.00 | 212.00 | 7.39          | 7.38 | 7.39 | 4.43     | 4.82 | 4.82       | 3.42            | TULIP     | 3.06%      | 41.11% |  |
| 2   | 157.42           | 176.93 | 176.35 | 7.34          | 7.33 | 7.33 | 3.58     | 3.89 | 3.89       | 6.32            | TULIP     | 3.76%      | 33.18% |  |
| 9   | 154.77           | 175.11 | 171.04 | 7.32          | 7.30 | 7.25 | 3.51     | 3.82 | 3.82       | 7.57            | TULIP     | 4.33%      | 32.55% |  |
| 10  | 150.98           | 172.78 | 168.50 | 7.28          | 7.27 | 7.24 | 3.45     | 3.75 | 3.75       | 13.72           | OXLIP     | 4.68%      | 42.84% |  |
| 11  | 136.89           | 166.62 | 161.11 | 7.60          | 7.60 | 7.60 | 3.25     | 3.54 | 3.54       | 17.13           | TULIP     | 0.26%      | 30.19% |  |
| 12  | 130.40           | 162.34 | 155.38 | 7.45          | 7.40 | 7.41 | 3.14     | 3.42 | 3.42       | 19.80           | TULIP     | 2.62%      | 29.12% |  |
| 13  | 102.03           | 143.82 | 127.44 | 7.36          | 7.35 | 7.35 | 2.61     | 2.84 | 2.84       | 21.33           | OXLIP     | 3.50%      | 32.49% |  |
| 14  | 28.63            | 36.11  | 34.45  | 7.31          | 7.38 | 7.30 | 0.69     | 0.76 | 0.76       | 22.84           | OXLIP     | 3.81%      | 8.63%  |  |



Figura 11. Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a Siquinalá. Circuito 65

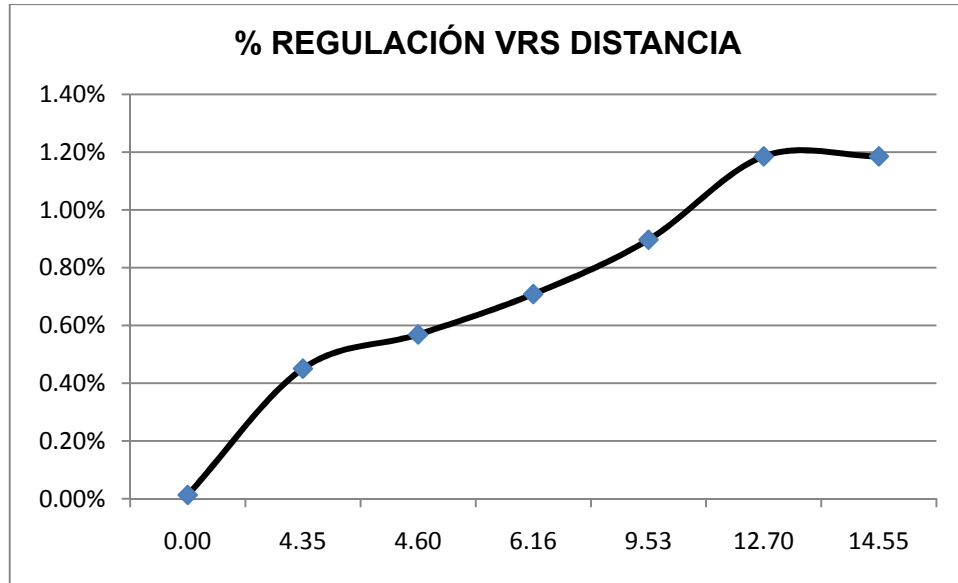


Figura 12. Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a camino a Taxisco. Circuito 65

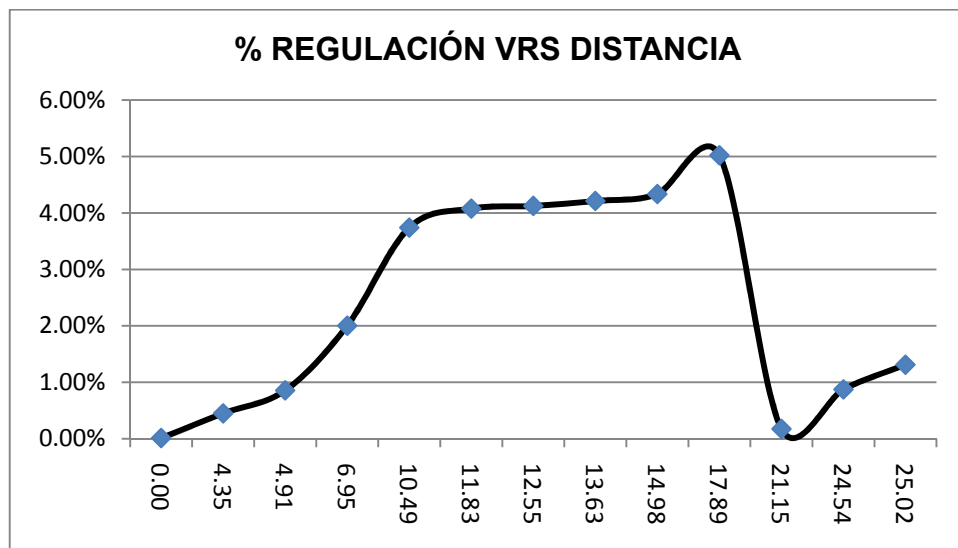


Figura 13. Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a Cuyuta. Circuito 67

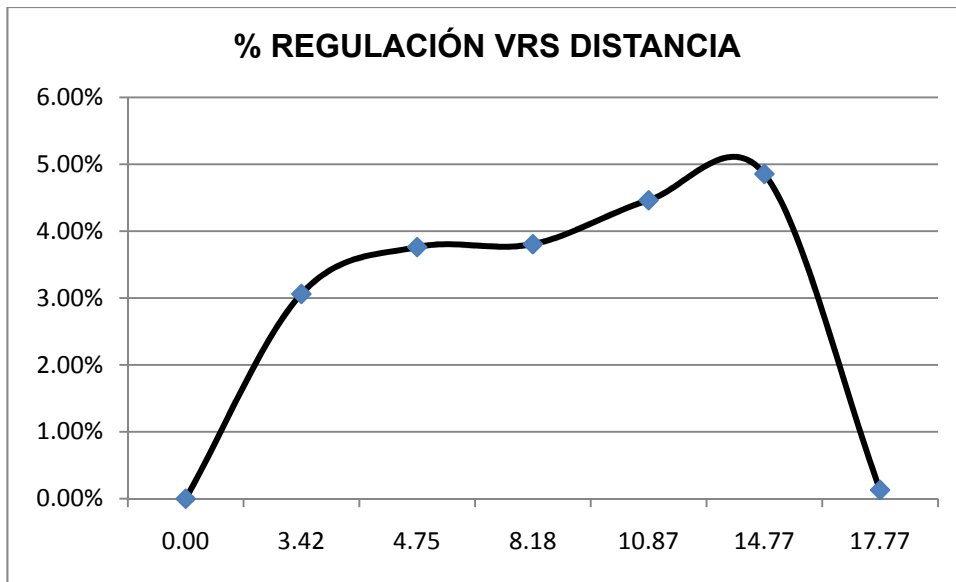
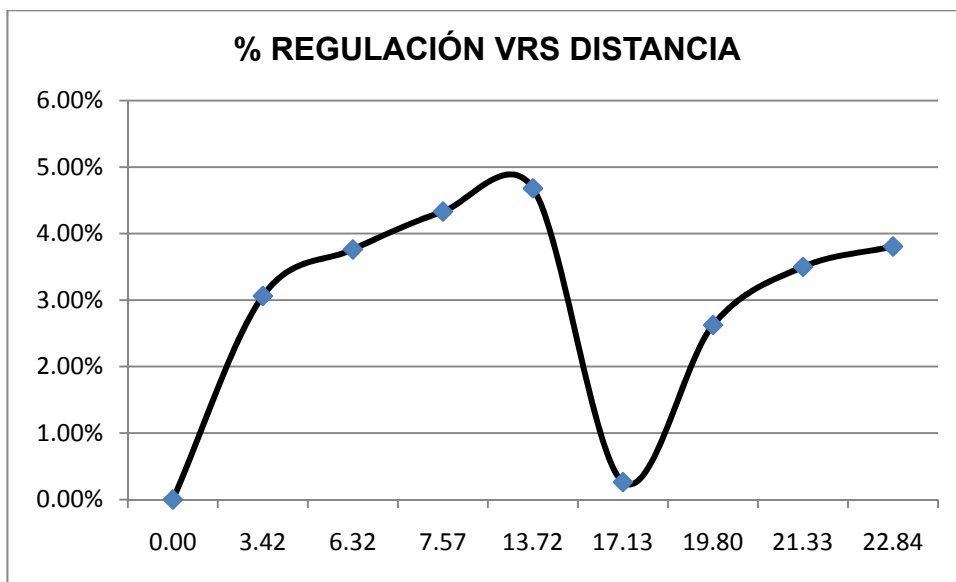


Figura 14. Gráfica % de regulación vrs distancia (Km), de S/E Cerritos a autopista Puerto Quetzal. Circuito 67



El análisis que se realizó por medio del flujo de carga, que se corrió a cada uno de los circuitos principales de distribución, se pueden tomar decisiones de gran interés, que se describen a continuación

Se tienen interconexiones que no pueden realizar mayor apoyo, porque se cuenta con una sección de conductor no apropiado para esta maniobra, tal es el caso de la interconexión del circuito 65 de la S/E Cerritos y el circuito 72 de la S/E Santa Lucia, el conductor instalado actualmente es Raven (calibre 1/0) y para poder servir de interconexión debería de reconductorar desde el tramo 3 de la ruta, aguas abajo, con conductor Tulip (336.4 MCM).

Por otra parte, se tiene conocimiento que, se dará un crecimiento en la carga Areca/Frisa, carga que por su característica no puede salir de servicio, porque esto significaría pérdidas, hay que considerar la posibilidad de que se pueda alimentar por los dos circuitos 65 y 67.

Para que se pueda alimentar la carga por ambos circuitos sería necesario, construir una extensión de línea de la parte final del circuito 67, en Cuyuta, hacia la carga con conductor Tulip (336.4 MCM), mientras, en el otro extremo del mismo circuito se procedería a reconductorar desde el punto 11 aguas abajo con el mismo conductor Tulip (336.4 MCM) y realizar un bloqueo en la intersección que se encuentra entre los puntos 10 y 11 del mismo circuito y la parte que se desprendería, se adjuntaría al circuito 65.

Si se parte esta idea, también se ha considerado en construir la S/E Costa Linda, que se ubicaría a 4 Km adelante, siempre en la ruta que conduce al Puerto Quetzal.

También es importante considerar que al final del circuito 65, entre los tramos 13 y 14, en la ruta que conduce a Taxisco, se inician los trabajos para construir el Parque Tecnológico, carga que también es importante considerar, ya que también es una carga que pueda salir de servicio. Por lo tanto también se ha considerado reconductorar esta parte del circuito principal, para que todo el circuito se encuentre construido con conductor Tulip (336.4 MCM).

Entre los tramos 9 y 10 del circuito 67 se está utilizando actualmente conductor Oxlip (calibre 4/0). Para reducir las pérdidas y mantener una mejor continuidad del flujo de potencia, se ha pensado en reconductorar este tramo a conductor Tulip (336.4 MCM).

## **2.9 Demanda**

La demanda para la Subestación Cerritos es la carga conectada en las terminales de salida de cada uno de los circuitos 65 y 67 de la subestación, esta carga se mide en términos de potencia (aparente, activa, reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. Para este análisis se utilizara la potencia activa o real.

### **2.9.1 Demanda máxima**

Las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo o período apreciable, o sea que fluctúan de manera continua. El valor más elevado de la carga se denomina pico o demanda máxima del transformador durante un año.

El valor de la demanda máxima anual es el valor que con más frecuencia se utiliza para la planeación de la expansión del sistema de distribución. Por lo

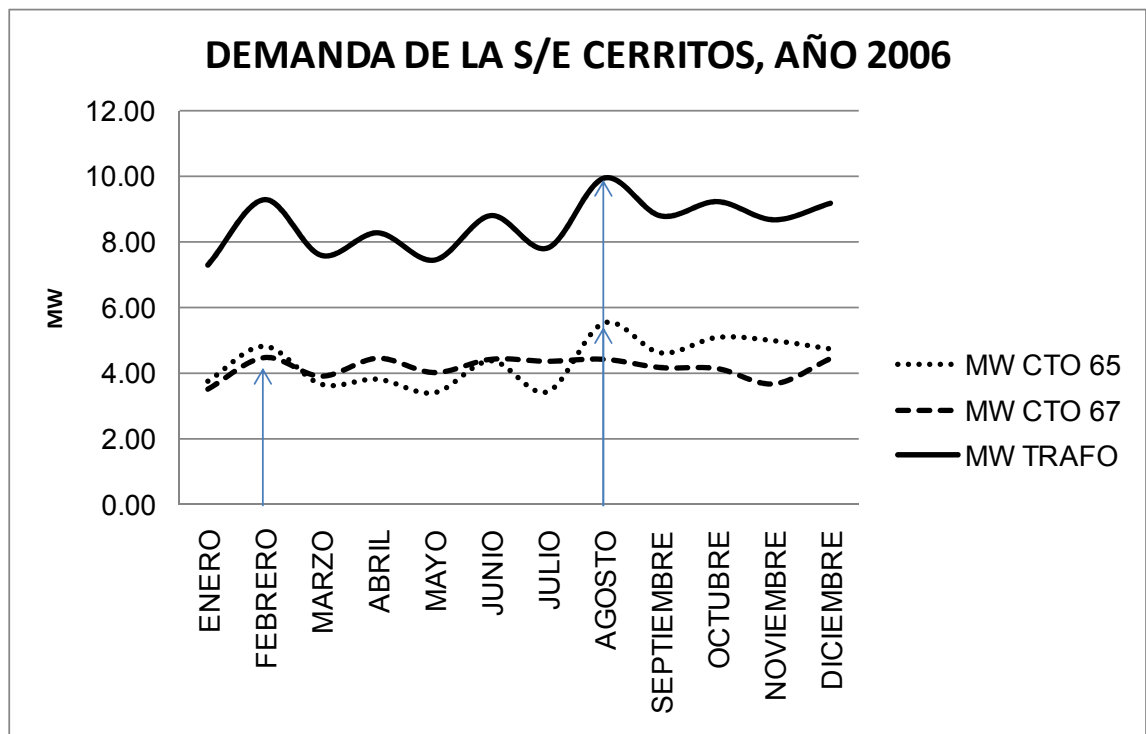
tanto, la demanda máxima combinada de los dos alimentadores primarios es la que determina la capacidad del transformador de potencia y de la subestación.

Los datos se tomaran de la tabla siguiente.

Tabla XII. Potencia activa máxima registrada durante el año 2006, para los circuitos 65 y 67

| POTENCIA ACTIVA MÁXIMA REGISTRADA DURANTE EL AÑO 2006 |        |          |        |             |        |          |        |
|---|--------|----------|--------|-------------|--------|----------|--------|
| CIRCUITO 65   |        |          |        | CIRCUITO 67 |        |          |        |
| MES   | MINIMO | PROMEDIO | MW MAX | MES         | MINIMO | PROMEDIO | MW MAX |
| AGOSTO  | 3.20   | 4.22     | 5.54   | FEBRERO     | 4.09   | 4.34     | 4.45   |

Figura 15. Demandas registradas durante el año 2006



Por lo tanto, la demanda máxima para los circuitos 65 y 67 son respectivamente 5.54 MW y 4.45 MW. De la suma de estas demandas se obtiene la demanda del sistema que es de 10 MW, como se indica en la gráfica anterior.

### 2.9.2 Factor de diversidad

Al proyectar un alimentador para un determinado grupo de consumidores se debe de tomar en cuenta su demanda máxima, debido a que ésta es la que impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión.

$$F_{Div} \approx \frac{\sum_{i=1}^n D_{Mi}}{D_{Max}} \approx \frac{5.54 + 4.45}{9.99} \approx 1$$

En la mayoría de los casos el factor de diversidad es mayor o igual que la unidad  $F_{Div} \geq 1$ , éste factor se utiliza para la máxima demanda resultante de la combinación de un grupo individual de cargas, o de la combinación de dos o más grupos. Estas combinaciones son la representación de un grupo de alimentadores dependientes de la subestación.

### 2.9.3 Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo.

$$F_C \approx \frac{D_{Media}}{D_{Max}}$$

Los límites que puede observar el factor de carga son:

$$0 < F_C \leq 1$$

Básicamente el factor de carga indica el grado en que el pico de carga se sostiene durante el período.

$$F_{C65} \approx \frac{D_{Media}}{D_{Max}} \approx \frac{4.22}{5.54} \approx 0.76 \quad F_{C67} \approx \frac{D_{Media}}{D_{Max}} \approx \frac{4.34}{4.45} \approx 0.97$$

El factor de carga del sistema será:  $\frac{F_{C65} + F_{C67}}{2} \approx 86.5\%$

#### 2.9.4 Factor de coincidencia

Es el porcentaje promedio de la demanda máxima individual de un grupo que es coincidente en el momento de la demanda máxima del grupo, o a la contribución de cada carga individualmente.

$$F_{Coinci} \approx \frac{1}{F_{Div}} \approx 1$$

Como la subestación solo tiene dos circuitos alimentadores, esto significa que en cualquier momento los alimentadores cuentan con la capacidad de poder absorber la carga de cualquiera de ellos

### 2.9.5 Factor de demanda

Es un intervalo  $\delta$  de un sistema o de una carga, es la relación entre su demanda máxima en el intervalo considerado y la carga total instalada; éste factor es un número adimensional, por tanto, la demanda máxima y la carga instalada se deberán considerar en las mismas unidades. El factor de demanda generalmente es menor que 1 y será unitario cuando durante el intervalo  $\delta$  todas las cargas instaladas absorban sus potencias nominales.

$$Fd \approx \frac{D_{Max}}{P_{Ins}}$$

$$Fd_{65} \approx \frac{5.54}{22.45} \approx 0.24 \quad Fd_{65} \approx \frac{4.45}{31.64} \approx 0.14$$

Factor de demanda del sistema:  $\frac{0.24 + 0.14}{2} \approx 19\%$

### 2.9.6 Factor de utilización

En un sistema como éste, es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del transformador de potencia de la subestación. Este factor es adimensional.

Se puede decir entonces que mientras el factor de demanda expresa el porcentaje de potencia instalada que está siendo alimentada, el de utilización establece qué porcentaje de la capacidad del transformador de potencia está siendo utilizado durante el pico de toda la carga.



$$Fu \approx \frac{D_{Max}}{C_{\text{Transfoporencia}}} \approx \frac{10}{13} \approx 0.77$$

### 2.9.7 Factor de contribución

El factor de contribución de una de las cargas del conjunto se define como la relación entre la contribución de esta carga y la demanda máxima del conjunto y la demanda máxima de esta carga, es decir, la contribución de esta carga a la demanda máxima del conjunto

$$C_{65} \approx \frac{D_n}{D_{Max}n} \approx \frac{5.54}{10} \approx 0.554 \quad C_{67} \approx \frac{D_n}{D_{Max}n} \approx \frac{4.45}{10} \approx 0.445$$

### 2.9.8 Pérdidas

Las pérdidas en los circuitos de distribución básicamente se dan en los conductores que transportan la corriente de la fuente hacia la carga.

Para el análisis de las pérdidas se utiliza la siguiente expresión:

$$P \approx I^2 R$$

Tabla XIII. Cálculo de las pérdidas para el circuito 65

| CÁLCULO DE PERDIDAS PARA EL CIRCUITO 65 |                  |        |        |              |                  |                                      |             |                  |                                      | SITUACIÓN ACTUAL |                  |                                      |             | SITUACIÓN MEJORADA |                                      |             |  |
|---|------------------|--------|--------|--------------|------------------|--------------------------------------|-------------|------------------|--------------------------------------|------------------|------------------|--------------------------------------|-------------|--------------------|--------------------------------------|-------------|--|
| PUNTO                                   | CORRIENTES (AMP) |        |        | DISTANCIA MT | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW | CONDUCTOR NUEVO  | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW      | SITUACIÓN ACTUAL |                                      |             | SITUACIÓN MEJORADA |                                      |             |  |
|   | I1               | I2     | I3     |              |                  |                                      |             |                  |                                      |                  | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW | CONDUCTOR ACTUAL   | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW |  |
| 0                                       | 241.00           | 242.00 | 243.00 | 1.00         | TULIP            | 0.063                                | 0.01        | TULIP            | 0.063                                | 0.01             | 0.063            | 0.01                                 | 0.01        | 0.01               | 0.01                                 | 0.01        |  |
| 1                                       | 240.00           | 241.00 | 242.00 | 4,346.00     | TULIP            | 0.063                                | 52.16       | TULIP            | 0.063                                | 52.16            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 0.063       |  |
| 2                                       | 13.05            | 13.94  | 20.08  | 4,802.00     | TULIP            | 0.063                                | 0.23        | TULIP            | 0.063                                | 0.23             | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 0.23        |  |
| 3                                       | 9.41             | 8.71   | 16.17  | 6,165.00     | TULIP            | 0.063                                | 0.17        | TULIP            | 0.063                                | 0.17             | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 0.17        |  |
| 4                                       | 8.36             | 6.99   | 14.66  | 9,525.00     | RAVEN            | 0.217                                | 0.68        | TULIP            | 0.063                                | 0.68             | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 0.68        |  |
| 5                                       | 0.00             | 0.35   | 0.67   | 12,895.00    | RAVEN            | 0.217                                | 0.00        | TULIP            | 0.063                                | 0.00             | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 0.00        |  |
| 6                                       | 0.00             | 0.00   | 0.00   | 14,547.00    | RAVEN            | 0.217                                | 0.00        | TULIP            | 0.063                                | 0.00             | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 0.00        |  |
| DE S/E CERRITOS A CARRETERA A TAXISCO   |                  |        |        |              |                  |                                      |             |                  |                                      | SITUACIÓN ACTUAL |                  |                                      |             | SITUACIÓN MEJORADA |                                      |             |  |
| PUNTO                                   | CORRIENTES (AMP) |        |        | DISTANCIA MT | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW      | SITUACIÓN ACTUAL |                                      |             | SITUACIÓN MEJORADA |                                      |             |  |
|   | I1               | I2     | I3     |              |                  |                                      |             |                  |                                      |                  | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW | CONDUCTOR ACTUAL   | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW |  |
| 7                                       | 227.15           | 227.15 | 222.48 | 4,914.00     | TULIP            | 0.063                                | 51.68       | TULIP            | 0.063                                | 51.68            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 51.68       |  |
| 8                                       | 225.82           | 222.59 | 221.83 | 6,950.00     | TULIP            | 0.063                                | 71.68       | TULIP            | 0.063                                | 71.68            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 71.68       |  |
| 9                                       | 184.71           | 168.81 | 173.51 | 10,485.00    | TULIP            | 0.063                                | 66.86       | TULIP            | 0.063                                | 66.86            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 66.86       |  |
| 10                                      | 150.29           | 129.27 | 148.27 | 11,828.00    | TULIP            | 0.063                                | 49.71       | TULIP            | 0.063                                | 49.71            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 49.71       |  |
| 11                                      | 103.69           | 73.67  | 88.94  | 12,547.00    | TULIP            | 0.063                                | 20.43       | TULIP            | 0.063                                | 20.43            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 20.43       |  |
| 12                                      | 96.43            | 66.94  | 84.20  | 13,626.00    | TULIP            | 0.063                                | 19.18       | TULIP            | 0.063                                | 19.18            | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 19.18       |  |
| 13                                      | 54.95            | 43.28  | 39.28  | 14,978.00    | TULIP            | 0.063                                | 6.50        | TULIP            | 0.063                                | 6.50             | 0.063            | 0.063                                | 0.063       | 0.063              | 0.063                                | 6.50        |  |
| 14                                      | 53.90            | 41.94  | 37.77  | 17,891.00    | RAVEN            | 0.217                                | 25.26       | TULIP            | 0.217                                | 25.26            | 1.063            | 1.063                                | 1.063       | 1.063              | 1.063                                | 25.26       |  |
| 15                                      | 43.49            | 36.29  | 31.31  | 21,154.00    | RAVEN            | 0.217                                | 20.64       | TULIP            | 0.217                                | 20.64            | 2.063            | 2.063                                | 2.063       | 2.063              | 2.063                                | 20.64       |  |
| 16                                      | 16.63            | 25.25  | 19.89  | 24,541.00    | RAVEN            | 0.217                                | 7.40        | TULIP            | 0.217                                | 7.40             | 3.063            | 3.063                                | 3.063       | 3.063              | 3.063                                | 7.40        |  |
| 17                                      | 7.31             | 23.22  | 18.42  | 25,018.00    | RAVEN            | 0.217                                | 4.74        | TULIP            | 0.217                                | 4.74             | 4.063            | 4.063                                | 4.063       | 4.063              | 4.063                                | 4.74        |  |

Tabla XIV. Cálculo de las pérdidas para el circuito 67

| CÁLCULO DE PERDIDAS PARA EL CIRCUITO 67    |                  |        |        |              |                  |                                      |             |                  |                                      |                    |  |  |  |  |
|--|------------------|--------|--------|--------------|------------------|--------------------------------------|-------------|------------------|--------------------------------------|--------------------|--|--|--|--|
| DE S/E CERRITOS A CUYUTA                   |                  |        |        |              | SITUACIÓN ACTUAL |                                      |             |                  |                                      | SITUACIÓN MEJORADA |  |  |  |  |
| PUNTO                                      | CORRIENTES (AMP) |        |        | DISTANCIA MT | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW | CONDUCTOR NUEVO  | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW        |  |  |  |  |
|  | I1               | I2     | I3     |              |                  |                                      |             |                  |                                      |                    |  |  |  |  |
| 0  | 210.00           | 210.99 | 212.00 | 1.00         | TULIP            | 0.063                                | 0.01        | TULIP            | 0.063                                | 0.01               |  |  |  |  |
| 1  | 209.76           | 211.00 | 212.00 | 3.420.00     | TULIP            | 0.063                                | 31.44       | TULIP            | 0.063                                | 31.44              |  |  |  |  |
| 3  | 50.41            | 32.84  | 34.98  | 4.750.00     | TULIP            | 0.063                                | 1.52        | TULIP            | 0.063                                | 1.52               |  |  |  |  |
| 4  | 42.00            | 24.91  | 33.57  | 8.183.00     | TULIP            | 0.063                                | 1.90        | TULIP            | 0.063                                | 1.90               |  |  |  |  |
| 5  | 30.01            | 22.23  | 18.83  | 10.869.00    | TULIP            | 0.063                                | 1.26        | TULIP            | 0.063                                | 1.26               |  |  |  |  |
| 6  | 29.01            | 14.81  | 18.63  | 14.771.00    | TULIP            | 0.063                                | 1.32        | TULIP            | 0.063                                | 1.32               |  |  |  |  |
| 7  | 11.01            | 8.15   | 7.06   | 17.771.00    | TULIP            | 0.063                                | 0.28        | TULIP            | 0.063                                | 0.28               |  |  |  |  |
| DE S/E CERRITOS A AUTOPISTA PUERTO QUETZAL |                  |        |        |              |                  |                                      |             |                  |                                      |                    |  |  |  |  |
| PUNTO                                      | CORRIENTES (AMP) |        |        | DISTANCIA MT | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW | CONDUCTOR ACTUAL | Resistencia OHMS/1000 pie. AC @ 75°C | PERDIDAS KW        |  |  |  |  |
|  | I1               | I2     | I3     |              |                  |                                      |             |                  |                                      |                    |  |  |  |  |
| 2  | 157.42           | 176.93 | 176.35 | 6.317.00     | TULIP            | 0.063                                | 37.83       | TULIP            | 0.063                                | 37.83              |  |  |  |  |
| 9  | 154.77           | 175.11 | 171.04 | 7.568.00     | TULIP            | 0.063                                | 43.60       | TULIP            | 0.063                                | 43.60              |  |  |  |  |
| 10   | 150.98           | 172.78 | 168.50 | 13.718.00    | OXLIP            | 0.999                                | 1210.25     | TULIP            | 0.063                                | 1210.25            |  |  |  |  |
| 11   | 136.89           | 166.62 | 161.11 | 17.132.00    | TULIP            | 0.063                                | 84.91       | TULIP            | 0.063                                | 84.91              |  |  |  |  |
| 12   | 130.40           | 162.34 | 155.38 | 19.801.00    | TULIP            | 0.063                                | 91.30       | TULIP            | 0.063                                | 91.30              |  |  |  |  |
| 13   | 102.03           | 143.82 | 127.44 | 21.332.00    | OXLIP            | 0.999                                | 1082.23     | TULIP            | 0.063                                | 1082.23            |  |  |  |  |
| 14   | 28.63            | 36.11  | 34.45  | 22.842.00    | OXLIP            | 0.999                                | 81.81       | TULIP            | 0.063                                | 81.81              |  |  |  |  |

Como se puede observar en la tabla de flujo de carga, también se realizaron cálculos de porcentaje de utilización del conductor y se ha determinado que los conductores primarios alcanzan una utilización máxima de 50%, por tal motivo las pérdidas serán mínimas y los circuitos principales serán más eficientes.

A continuación se realizan los cálculos de las pérdidas por año

Tabla XV. Pérdidas anuales para los circuitos principales 65 y 67

| <b>PERDIDAS ANUALES PARA LOS CIRCUITOS 65 Y 67</b> |                             |              |                           |              |
|--|-----------------------------|--------------|---------------------------|--------------|
| <b>CIRCUITO</b>                                    | <b>CONDUCTORES ACTUALES</b> |              | <b>CONDUCTORES NUEVOS</b> |              |
| 65   | KW/HORA                     | KW/AÑO       | KW/HORA                   | KW/AÑO       |
|  | 397.34                      | 286,084.23   | 397.34                    | 286,084.23   |
| <b>CIRCUITO</b>                                    | <b>CONDUCTORES ACTUALES</b> |              | <b>CONDUCTORES NUEVOS</b> |              |
| 67   | KW/HORA                     | KW/AÑO       | KW/HORA                   | KW/AÑO       |
|  | 2669.67                     | 1,922,162.53 | 2669.67                   | 1,922,162.53 |

En la tabla anterior, con el cambio de conductor en las mejoras que se tienen planificadas para el futuro, no se reducirían las pérdidas para ambos circuitos, sin embargo sería de mucha utilidad realizar las mejoras, ya que como se ha mencionado, existirá un aumento en la carga para ambos circuitos en el futuro cercano. Por otra parte se ganarían interconexiones sólidas y confiables para poder realizar la interconexión con otros circuitos cercanos a la subestación en análisis. Además si se llega a construir la subestación Costalinda, ya se contaría con líneas confiables que se podrían partir en algún momento y así aumentar la confiabilidad y la eficiencia del sistema.

### **3. DISEÑO DE LAS NUEVAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

#### **3.1 ¿Por qué construir redes nuevas?**

Las nuevas redes que se construyan para los circuitos principales de distribución de la subestación cerritos, servirán para:

- a) Poder interconectar los circuitos entre sí y con otros circuitos de las subestaciones cercanas.
- b) Lograr alcanzar más confiabilidad al sistema y con suficiente capacidad para poder conectar nuevas cargas en la región.
- c) Minimizar pérdidas en el transporte de energía eléctrica por cada uno de los alimentadores primarios con la adición de las nuevas cargas.

Uno de los componentes más importantes de una empresa distribuidora, es el sistema de distribución, ya que por los alimentadores primarios pasa la energía que vende, siendo por ello importante el buen diseño de estas instalaciones.

#### **3.2 La ruta**

Es la trayectoria que se tiene definida para la construcción de una línea de energía eléctrica. Para que se tenga un buen diseño, es importante considerar que la trayectoria de longitud sea mínima, sin descuidar la seguridad, operación, mantenimiento y accesibilidad.

Además de los factores técnicos y económicos, se debe cumplir con los siguientes requisitos:

- 1) Tramos rectos. El diseño deberá dar preferencia al trazo rectilíneo
- 2) Alineación de postes. Todas las estructuras deberán quedar alineadas y en un solo lado de la acera o calle para toda o una parte establecida de la red.
- 3) Cruce de vías. Debe de ser mínimo el número de cruzamientos, cuando sea necesario realizar los cruces de vías, estos deberán realizarse de preferencia perpendicularmente al derecho de vía.
- 4) Evitar riesgos de colisión con las estructuras. Las estructuras se deberán instalar en lugares en donde las condiciones de tránsito no sean adversas, evitando riesgos de colisión sobre las mismas.
- 5) Paso sobre vivienda existente. No deberá diseñarse y/o construirse líneas aéreas sobre viviendas.
- 6) Accesos a inmuebles. Prevenir la obstaculización de los accesos a los inmuebles. Si en el momento del diseño de la red, los inmuebles afectados no tuvieren definidos sus accesos, las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad en donde estos colindan.
- 7) Señalización de líneas. Cuando se construyan líneas aéreas en lugares de tránsito aéreo de baja altura (avionetas o helicópteros), los conductores deberán tener señalizaciones adecuadas para hacerlos visibles.

### 3.3 Zona de trabajo

El departamento de Escuintla, está situado entre la costa del océano Pacífico y la vertiente meridional de la dorsal volcánica mesoamericana, de la que destacan los volcanes Pacaya y Escuintla. El clima es tropical, con elevadas precipitaciones y altas temperaturas.

Figura 16. Mapa del departamento de Escuintla



Fuente: Encarta 2007

### 3.4 Relación entre líneas primarias y secundarias

Las líneas de mayor tensión deberán quedar en la parte superior de las estructuras, las estructuras deberán diseñarse con la adecuada resistencia mecánica y el conjunto que comprende la estructura debe de facilitar el acceso para los trabajos de mantenimiento de la misma.

### **3.5 Equipo eléctrico conectado a las líneas aéreas**

Para los efectos de operación y mantenimiento, el diseño de las líneas aéreas deberá considerar que estas sean accesibles, en cualquier época del año, al personal y equipo requerido.

#### **3.5.1 Accesibilidad**

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

#### **3.5.2 Indicación de posición de operación**

Los interruptores, cortacircuitos, seccionadores, etc. Deberán indicar claramente su posición de “abierto” o “cerrado”

### **3.6 Aislamiento de la línea**

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.



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 número de catálogo, 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 máximas 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;

Cantilever 40 %

Compresión 50 %

Tensión 50 %

### **3.6.1 Nivel de aislamiento de los aisladores**

Los valores de tensión de flameo en seco de un aislador o de una cadena de aisladores. Debe de cumplir con la norma ANSI C29.1-1988, estos valores no deben ser inferiores que los presentados en la tabla siguiente. 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 nunca menores a los indicados en la tabla siguiente.

Tabla XVI. Tensión mínima de flameo en seco, de aisladores

| <b>TENSIÓN MINIMA DE FLAMEO EN SECO, DE AISLADORES</b> |                                 |
|--|---------------------------------|
| <b>TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES</b>                     | <b>TENSIÓN MINIMA DE PRUEBA</b> |
| KV   | KV                              |
| 13.2   | 55                              |

### **3.7 Puestas a tierra de circuitos, estructuras y equipo**

En la actualidad, se emplea el sistema trifásico de distribución con neutro común y múltiple conexión a tierra, debido a las ventajas económicas y de operación que ofrece.

El circuito neutro debe ser una trayectoria metálica a lo largo de la ruta primaria del alimentador y hacia cada ubicación de los usuarios. En donde se tiene tanto sistema primario como secundario, se usa el mismo conductor como el neutro común para los dos sistemas. El neutro se conecta a tierra en cada transformador de distribución, en cada juego de pararrayos, en cada servicio de cliente conectado, retenidas y a intervalos frecuentes a lo largo de toda la línea.

### **3.8 Conductores**

Los conductores desnudos deberán ser de un material o una combinación de materiales que minimicen la corrosión por causa de las condiciones ambientales.

Al seleccionar un conductor desnudo con base a su capacidad de corriente, se recomienda no sobrepasar los valores que han sido determinados por las propiedades del material, bajo ciertas condiciones de temperatura ambiente y de elevación de temperatura del propio conductor.

La siguiente tabla muestra los valores máximos de capacidad de conducción de corriente, para los conductores de aluminio más comunes utilizados en esta área de distribución de energía eléctrica.

Tabla XVII. Capacidad de conducción máxima de corriente para conductores de aluminio

| <b>CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN MÁXIMA DE CORRIENTE PARA CONDUCTORES DE ALUMINIO</b> |              |                   |                  |
|---|--------------|-------------------|------------------|
| TIPO  | NOMBRE COMUN | Calibre AWG o MCM | AMPACIDAD (AMPS) |
| ACSR  | Raven        | 1/0               | 242              |
| AAC   | Oxlip        | 4/0               | 383              |
| AAC   | Tulip        | 336.4             | 513              |
| AAC   | Mistetloe    | 556.5             | 704              |

- 1) Temperatura máxima del conductor: 75°C
- 2) Temperatura ambiente: 25°C
- 3) Factor de emisividad: 0.5
- 4) Frecuencia: 60 Hetz

### 3.9 Materiales a utilizar

Los materiales utilizados para construir las nuevas líneas de alimentadores primarios de distribución, serán los adecuados para el área de Escuintla, ya que por esa zona, se cuenta con gran contaminación debido a la época de zafra o quema de restos de caña en los terrenos por parte de los ingenios de azúcar que ahí se encuentran. Además las fuertes lluvias y el alto nivel isoceráunico propios de la región.

Figura 17. Aislador de porcelana tipo pin para 14.4 Kv, ANSI CLASS 55-5

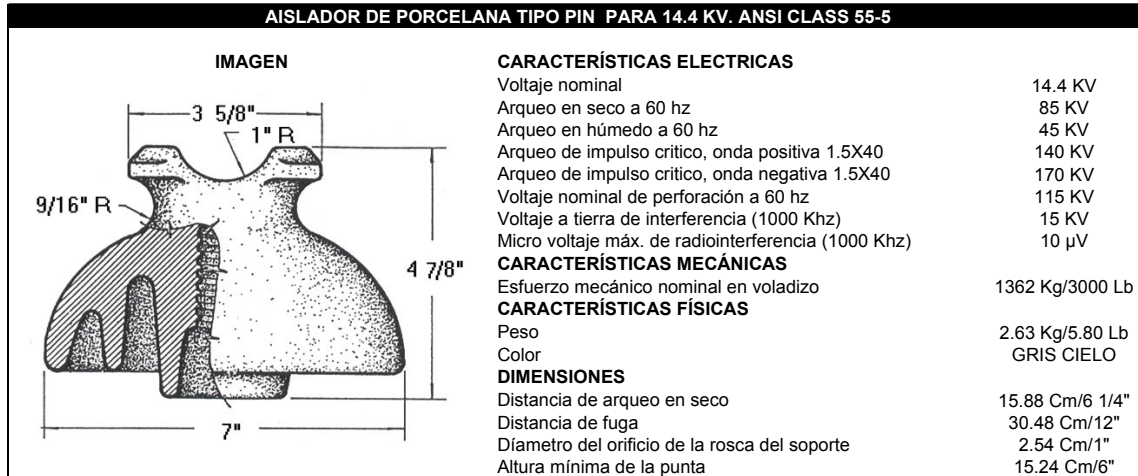


Figura 18. Aislador de remate para 25 Kv, tipo Clevis Ojo, IEEE 1020 CLASS CI-2

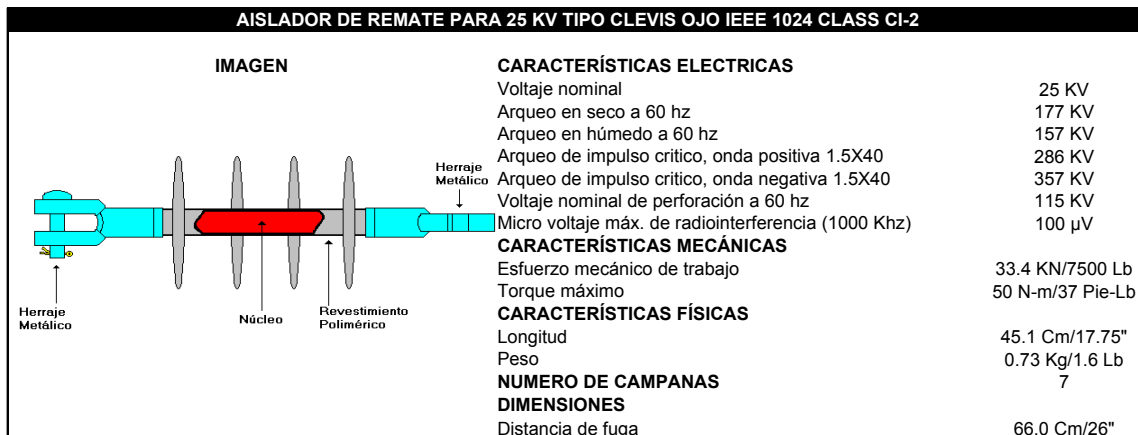
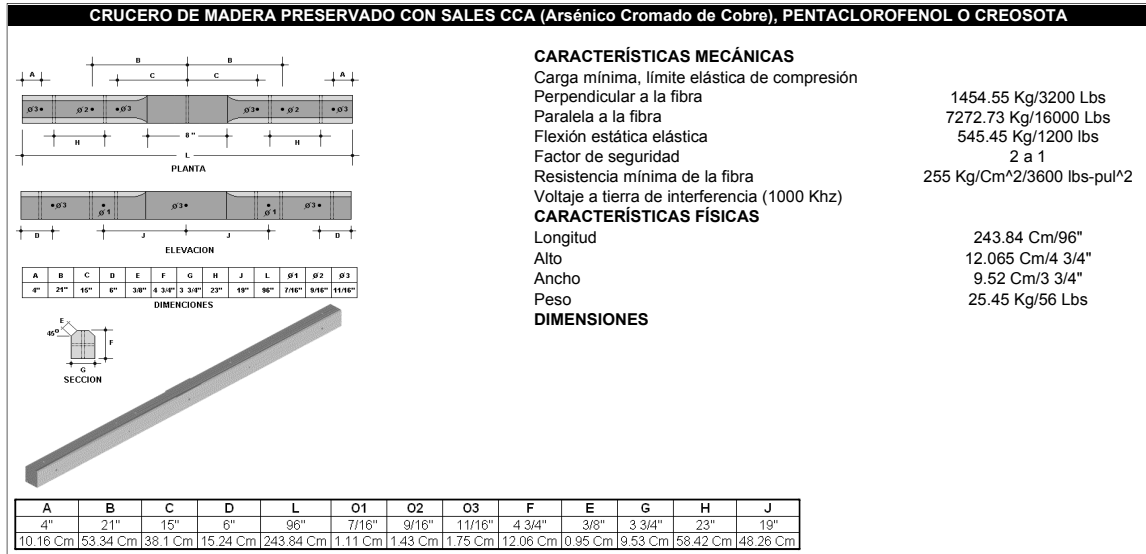


Figura 19. Crucero de madera de 96" (243.84 Cm)



### 3.9.1 Postes de concreto

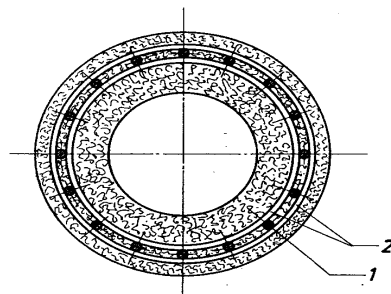
Actualmente, se emplea mucho el denominado hormigón pretensado llamado también, hormigón precomprimido. La finalidad propuesta es el aprovechamiento elástico de toda la sección de la pieza sometida a esfuerzos de flexión. El hormigón pretensado resulta más económico y se eliminan las fisuras y grietas.

Los postes de concreto no son afectados bruscamente por la humedad, sol, aves, fuego, o químicos (tales como fertilizantes y salpicaduras de sal).

Además de ser más resistentes y rígidos que la madera, son esencialmente libres de mantenimiento, humedad de la tierra y el clima, los que tiene una influencia positiva a favor de los postes de concreto, endureciéndolos

y protegiendo su integridad. Considerando su potencial de vida, los postes de concreto alcanzan los costos más bajos por año.

Figura 20. Sección transversal de un poste de concreto centrifugado.  
1: armadura longitudinal. 2: doble armadura transversal en espiral.



### 3.10 Cargas mecánicas en líneas aéreas

Las líneas aéreas deberán tener suficiente resistencia mecánica para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a que estén sometidas, según el lugar en que se ubiquen, con los factores de sobrecarga adecuados.

#### 3.10.1 Zonas de cargas mecánicas

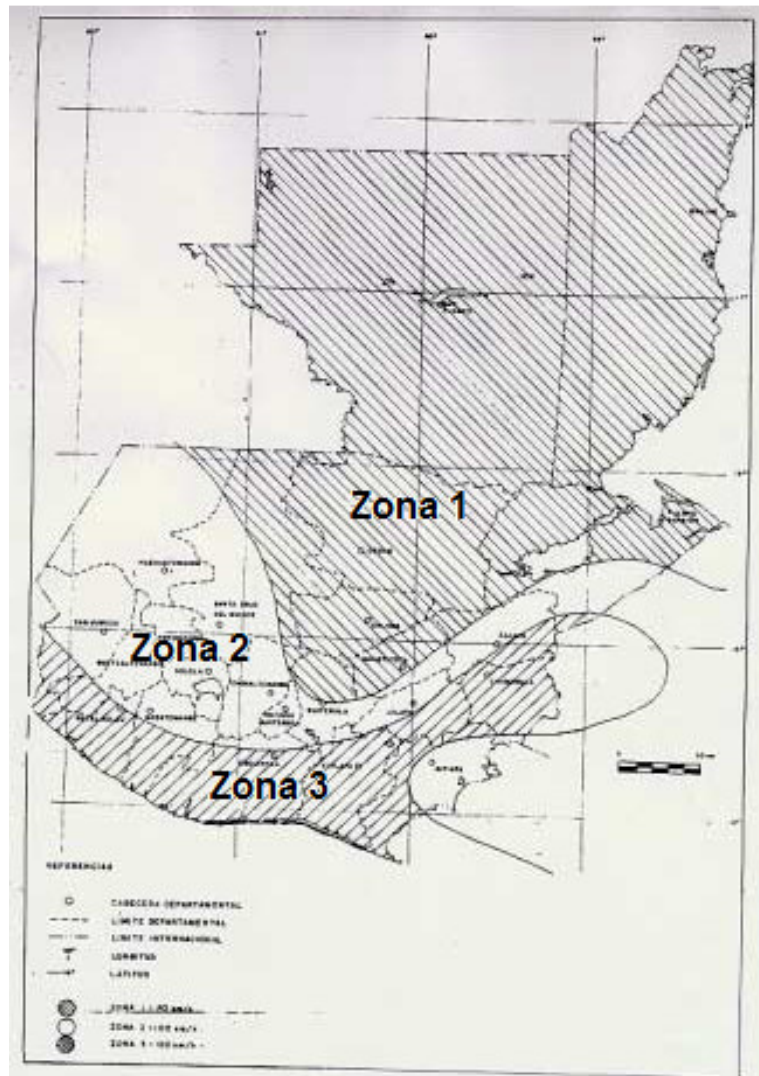
Con el propósito de establecer las cargas mínimas que deben considerarse en el cálculo mecánico de líneas aéreas, según el lugar de su instalación, el país se ha dividido en 3 zonas de carga, en las cuales se calculará la presión ejercida por el viento como la correspondiente a una velocidad no menor de las que se indican a continuación:

Zona 1 = 80 kilómetros por hora

Zona 2 = 100 kilómetros por hora

Zona 3 = 120 kilómetros por hora

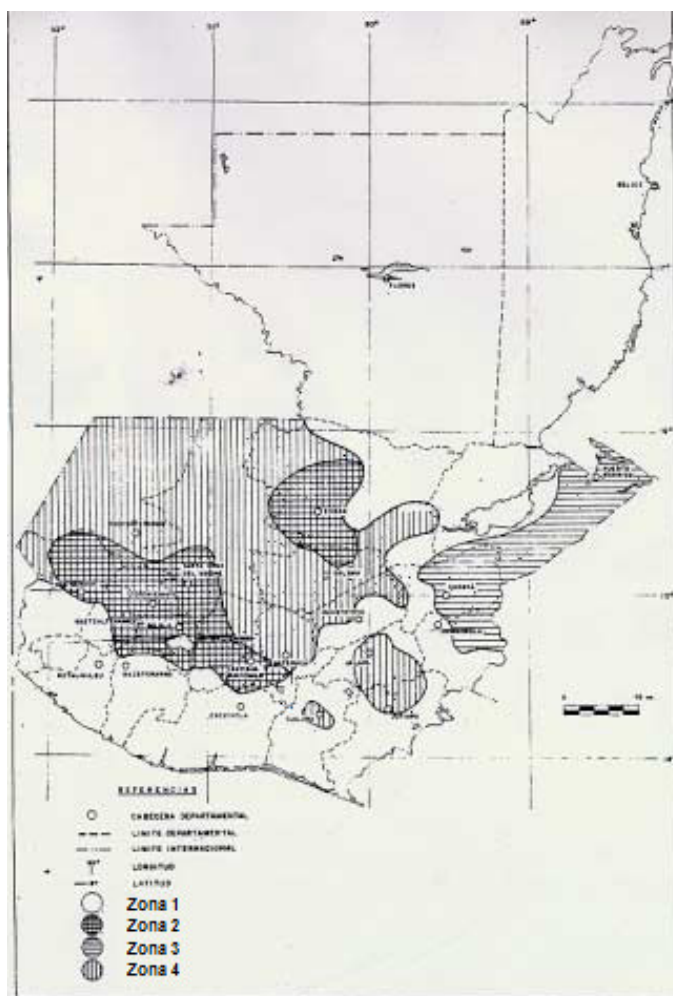
Figura 21. Localización geográfica de las tres zonas



En el país existen 4 zonas de temperatura, en las cuales se supondrá que los conductores estarán sometidos a las siguientes temperaturas mínimas y máximas:

- Zona 1 = mínima 10° C; máxima 50°C
- Zona 2 = mínima -5° C; máxima 40°C
- Zona 3 = mínima 0° C; máxima 50°C
- Zona 4 = mínima 0° C; máxima 40°C

Figura 22. Localización geográfica de las cuatro zonas





### 3.10.2 Presión del viento

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

$$P = 0.00482 * V^2$$

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

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

Tabla XVIII. Presión de viento mínimo para diferentes zonas de carga mecánica.

| ZONA DE CARGA MECÁNICA | VELOCIDAD DE VIENTO DE DISEÑO KM/H | PRESIÓN DE VIENTO EN KG/M <sup>2</sup> SOBRE SUPERFICIES CILÍNDRICAS |
|------------------------|------------------------------------|--|
| 1                      | 80                                 | 31   |
| 2                      | 100                                | 48   |
| 3                      | 120                                | 69   |

### 3.10.3 Cargas en estructuras y soportes

Las cargas que actúan sobre las estructuras de las líneas aéreas y sobre el material usado para soportar los conductores y cables de guarda se calculan de la siguiente forma.

- a) Carga vertical. Es la carga vertical sobre postes, cruceros, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores, cables de guarda y equipo que soporten. Se puede calcular con la fórmula.

$$CV = FV(WL + Q)$$

- b) Carga Transversal. Es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.

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

$$CT = FT(G * L * D) + TR * TT * FR(2SEN\left(\frac{A}{2}\right))$$

- c) Carga longitudinal. Es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos.

En general, no es necesario considerar carga longitudinal en los soportes comprendidos en tramos rectos de línea, donde no cambia la tensión mecánica de los conductores y cables de guarda a uno y otro lado de los soportes.

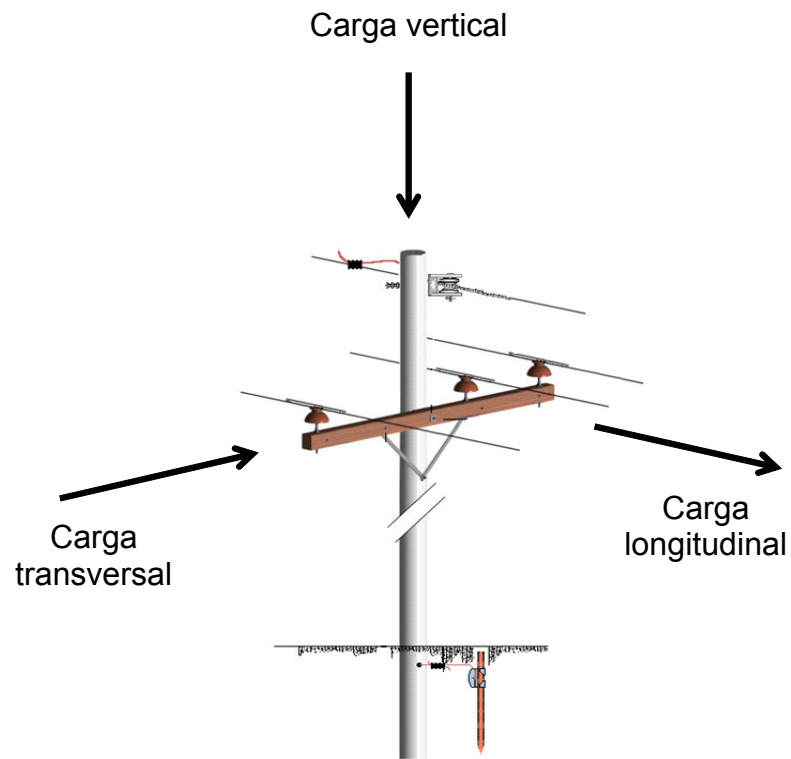
Momentos: se pueden calcular con la fórmula

$$M = 3(CT1 * H1) + CT2 * H2 + FT * G * S^2(3D + 2K * S)/6$$

Tabla XIX. Significado de acrónimos

|                                      |                                       |
|--------------------------------------|---------------------------------------|
| <b>CT</b> = Carga transversal        | <b>G</b> = Presión del viento         |
| <b>CV</b> = Carga Vertical           | <b>TR</b> = Tensión de Ruptura        |
| <b>W</b> = Peso del conductor        | <b>CT1</b> = Carga transvrsal de cond |
| <b>A</b> = Angulo de Deflexión       | <b>H1</b> = Altura de conductores     |
| <b>D</b> = Diametro del conductor    | <b>CT2</b> = Carga transvrsal de sec  |
| <b>L</b> = (Vano ant.+ Vano post.)/2 | <b>H2</b> = Altura de secundario      |

Figura 23. Cargas que se producen sobre postes y accesorios



A continuación se presentan los cálculos de cargas mecánicas para postes autoportados, utilizados cuando no se cuenta con servidumbres para instalar anclas o retenidas, también cuando la zona es muy poblada y no se tiene espacio suficiente para el equipo de anclaje.

Tabla XX. Datos de los conductores utilizados para la construcción de los alimentadores primarios.

| <b>DATOS DE LOS CABLES</b>   | <b>PRIMARIO</b> |            | <b>NEUTRO</b> |
|------------------------------|-----------------|------------|---------------|
| CALIBRE                      | 4/0 AAC         | 336.4 AAC  | 1/0 ACSR      |
| DIAMETRO .(M)                | 0.0133          | 0.0169     | 0.0101        |
| PESO (Kg/M)                  | 0.2960          | 0.4700     | 0.2162        |
| TR = TENSIÓN DE RUPTURA (Kg) | 1,740.0000      | 2,786.0000 | 2,000.0000    |
| TT = FACTOR DE TENDIDO       | 0.1000          | 0.1000     | 0.1000        |
| Q = PESO DE HERRAJES (Kg)    | 37.8955         | 37.8955    | 1.7273        |
| H = ALTURA DEL CONDUCTOR (M) | -0.3500         | 12.4938    | 6.8200        |

Tabla XXI. Datos de los postes autoportados utilizados para la construcción de los alimentadores primarios. En zonas difíciles para utilizar anclas o retenidas.

| <b>DATOS DEL POSTE</b>           | <b>40' (12.19 MT)</b> | <b>45'(13.72MT)</b> |
|----------------------------------|-----------------------|---------------------|
| <b>S</b> = Altura sobre el suelo | 11.4723               | 12.8438             |
| <b>d</b> = Diametro de la punta  | 0.2550                | 0.2550              |
| <b>K</b> = Conicidad             | 0.0150                | 0.0150              |

Tabla XXII. Factores de seguridad, para cálculo de cargas mecánicas, según Norma NTDOID.

| <b>FACTORES DE SEGURIDAD NORMA NTDOID</b> |     |
|---|-----|
| FV = FACTOR CARGA VERTICAL                | 1.5 |
| FT = FACTOR CARGA TRANSVERSAL             | 2.2 |
| FTC = FACTOR CARGA TENSION DEL CONDUCTOR  | 1.1 |
| FL = FACTOR CARGA LONGITUDINAL            | 1.1 |
| FR = FACTOR CARGA REMATES                 | 1.1 |
| G = PRESIÓN DEL VIENTO                    | 48  |

Tabla XXIII. Resultado de cálculos de cargas mecánicas, para postes autoportados de 40' (12.19 mt) en función del ángulo, conductor Tulip 336.4 MCM y vanos de 70 mt.

| VANO<br>ANT | ANGULO | RAD/2 | PRIMARIO |           | NEUTRO / SECUNDARIO |          | MOMENTOS<br>(Kg-M) | CLASE<br>(Lbs) |
|-------------|--------|-------|----------|-----------|---------------------|----------|--------------------|----------------|
|             |        |       | C. VERT. | C. TRANS. | C. VERT.            | C.TRANS. |                    |                |
| 70          | 0      | 0.00  | 204.89   | 124.92    | 25.29               | 74.66    | 7246.78            | 717            |
| 70          | 10     | 0.09  | 204.89   | 231.76    | 25.29               | 151.36   | 11334.74           | 1121           |
| 70          | 20     | 0.17  | 204.89   | 337.79    | 25.29               | 227.47   | 15391.58           | 1522           |
| 70          | 30     | 0.26  | 204.89   | 442.20    | 25.29               | 302.42   | 19386.44           | 1917           |
| 70          | 40     | 0.35  | 204.89   | 544.19    | 25.29               | 375.64   | 23288.91           | 2303           |
| 70          | 50     | 0.44  | 204.89   | 642.99    | 25.29               | 446.56   | 27069.29           | 2677           |
| 70          | 60     | 0.52  | 204.89   | 737.85    | 25.29               | 514.66   | 30698.80           | 3036           |
| 70          | 70     | 0.61  | 204.89   | 828.04    | 25.29               | 579.41   | 34149.83           | 3377           |
| 70          | 80     | 0.70  | 204.89   | 912.88    | 25.29               | 640.31   | 37396.11           | 3699           |
| 70          | 90     | 0.79  | 204.89   | 991.73    | 25.29               | 696.91   | 40412.94           | 3997           |

Tabla XXIV. Resultado de cálculos de cargas mecánicas, para postes autoportados de 45' (13.72 mt) en función del ángulo, conductor Tulip 336.4 MCM y vanos de 70 mt.

| VANO<br>ANT | ANGULO | RAD/2 | PRIMARIO |           | NEUTRO / SECUNDARIO |          | MOMENTOS<br>(KgM) | CLASE<br>(Lbs) |
|-------------|--------|-------|----------|-----------|---------------------|----------|-------------------|----------------|
|             |        |       | C. VERT. | C. TRANS. | C. VERT.            | C.TRANS. |                   |                |
| 70          | 0      | 0.00  | 204.89   | 124.92    | 25.29               | 74.66    | 8531.30           | 751            |
| 70          | 10     | 0.09  | 204.89   | 231.76    | 25.29               | 151.36   | 13058.86          | 1150           |
| 70          | 20     | 0.17  | 204.89   | 337.79    | 25.29               | 227.47   | 17551.96          | 1545           |
| 70          | 30     | 0.26  | 204.89   | 442.20    | 25.29               | 302.42   | 21976.40          | 1935           |
| 70          | 40     | 0.35  | 204.89   | 544.19    | 25.29               | 375.64   | 26298.53          | 2315           |
| 70          | 50     | 0.44  | 204.89   | 642.99    | 25.29               | 446.56   | 30485.43          | 2684           |
| 70          | 60     | 0.52  | 204.89   | 737.85    | 25.29               | 514.66   | 34505.25          | 3038           |
| 70          | 70     | 0.61  | 204.89   | 828.04    | 25.29               | 579.41   | 38327.39          | 3374           |
| 70          | 80     | 0.70  | 204.89   | 912.88    | 25.29               | 640.31   | 41922.76          | 3691           |
| 70          | 90     | 0.79  | 204.89   | 991.73    | 25.29               | 696.91   | 45264.00          | 3985           |

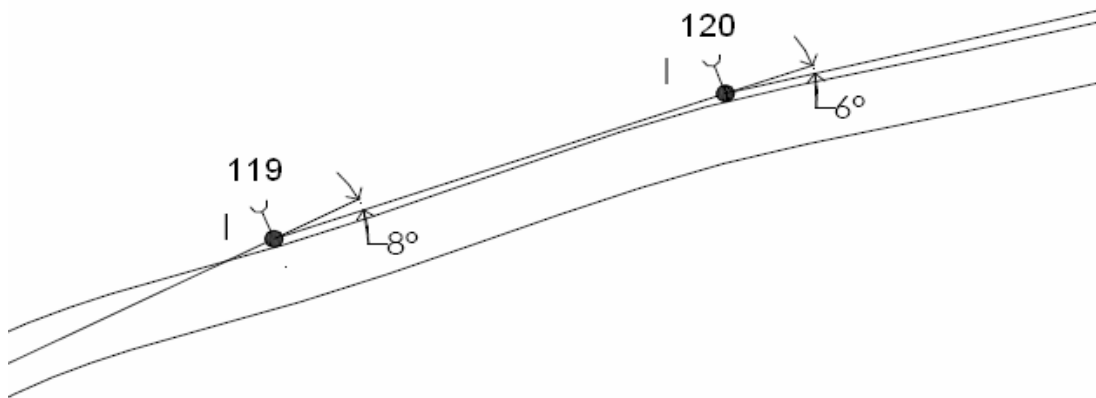
### 3.11 Características constructivas en postes

Existen varias configuraciones y formas de construcción utilizadas para poder diseñar una línea de alimentadores primarios. A continuación se describen cada uno de ellos con sus características más importantes.

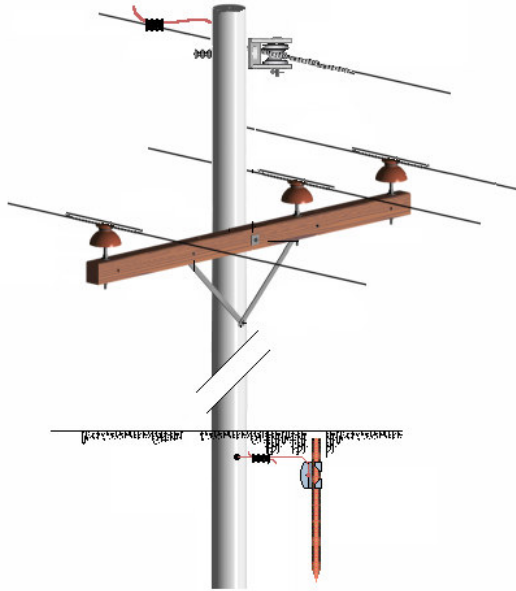
#### 3.11.1 Construcción en línea, horizontal ( I )

Esta construcción es utilizada cuando el ángulo que se produce en el poste por el vector de la línea que llega y el vector de la línea que sale del mismo poste se encuentra en un rango de  $0^\circ$  a  $10^\circ$ .

Figura 24. Esquema y construcción en línea



a). Esquema de la construcción en línea

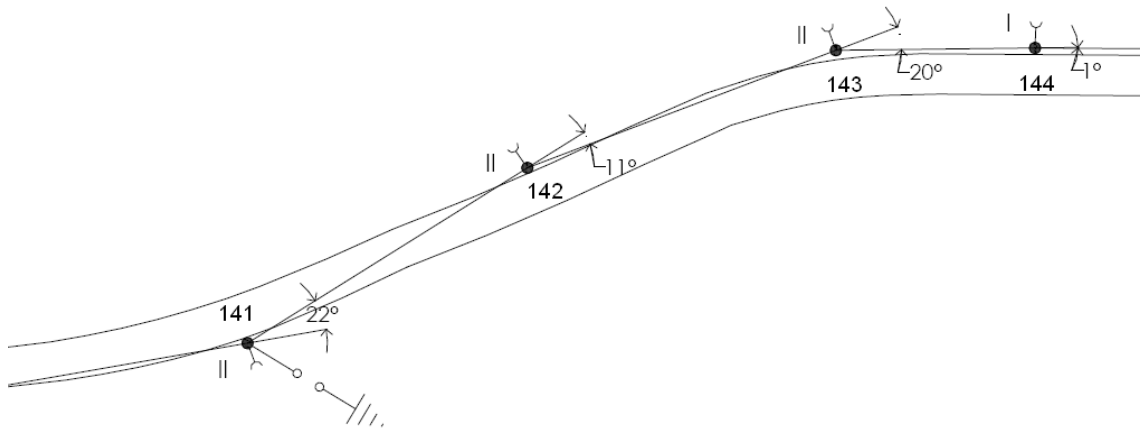


b). Construcción en línea

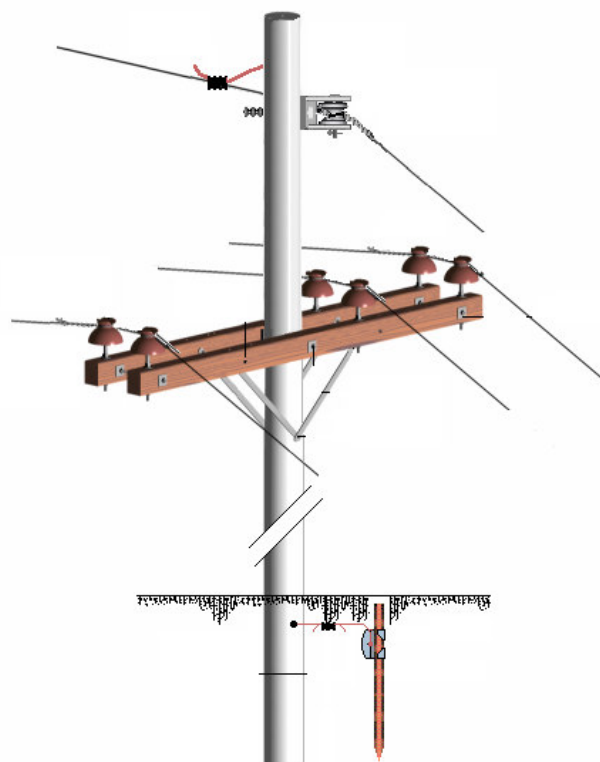
### 3.11.2 Construcción en ángulo, doble pin ( II )

Esta construcción es utilizada cuando el ángulo que se produce en el poste por el vector de la línea que llega y el vector de la línea que sale del mismo poste se encuentra en un rango de  $10^{\circ}$  a  $30^{\circ}$ .

Figura 25. Esquema y construcción en ángulo, doble pin



a). Esquema de la construcción en ángulo, doble pin



b). Construcción en ángulo, doble pin

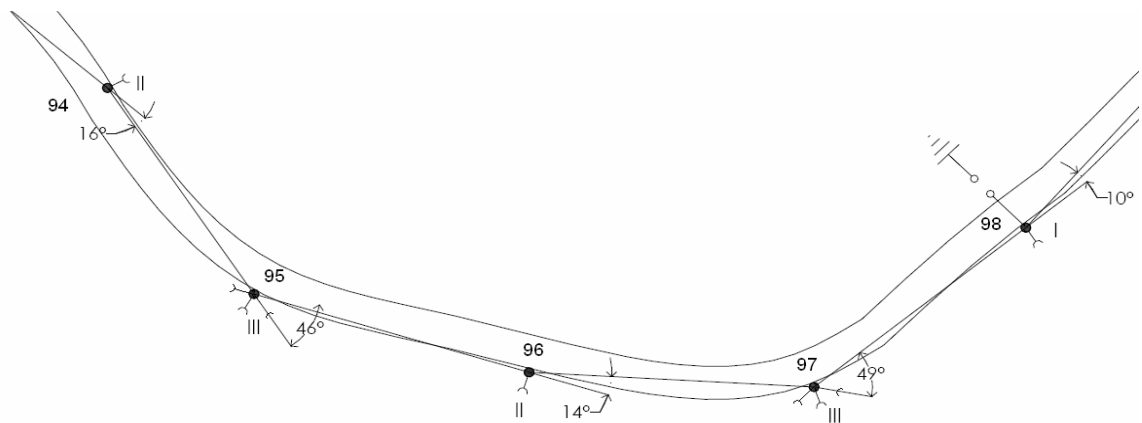


### 3.11.3 Construcción ángulo doble remate, horizontal ( III-A ) y construcción ángulo suspensión, vertical ( III-B ).

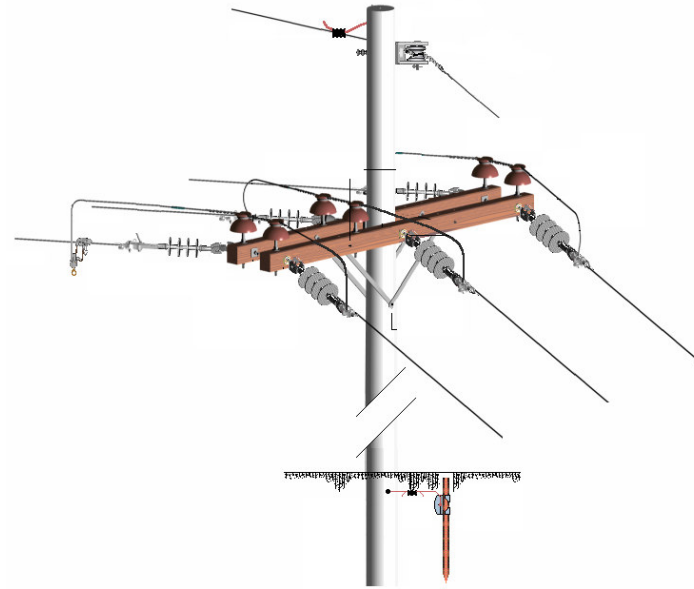
Esta construcción es utilizada cuando el ángulo que se produce en el poste por el vector de la línea que llega y el vector de la línea que sale del mismo poste se encuentra en un rango de  $30^\circ$  a  $60^\circ$ .

Cuando la construcción es vertical, es importante considerar las libranzas de la construcción en vertical, por lo tanto se recomienda utilizar poste de  $45'$  ( $13.72$  mt)

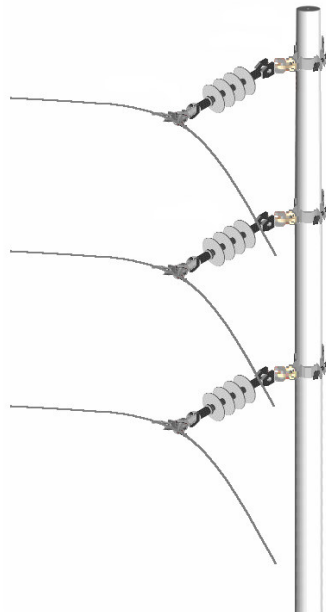
Figura 26. Esquema y construcción doble remate en ángulo, horizontal ( III-A ) y Construcción ángulo suspensión, vertical ( III-B ).



- a). Esquema, doble remate en ángulo, horizontal ( III-A ) y ángulo suspensión, vertical ( III-B ).



b). Construcción, doble remate en ángulo, horizontal ( III-A )



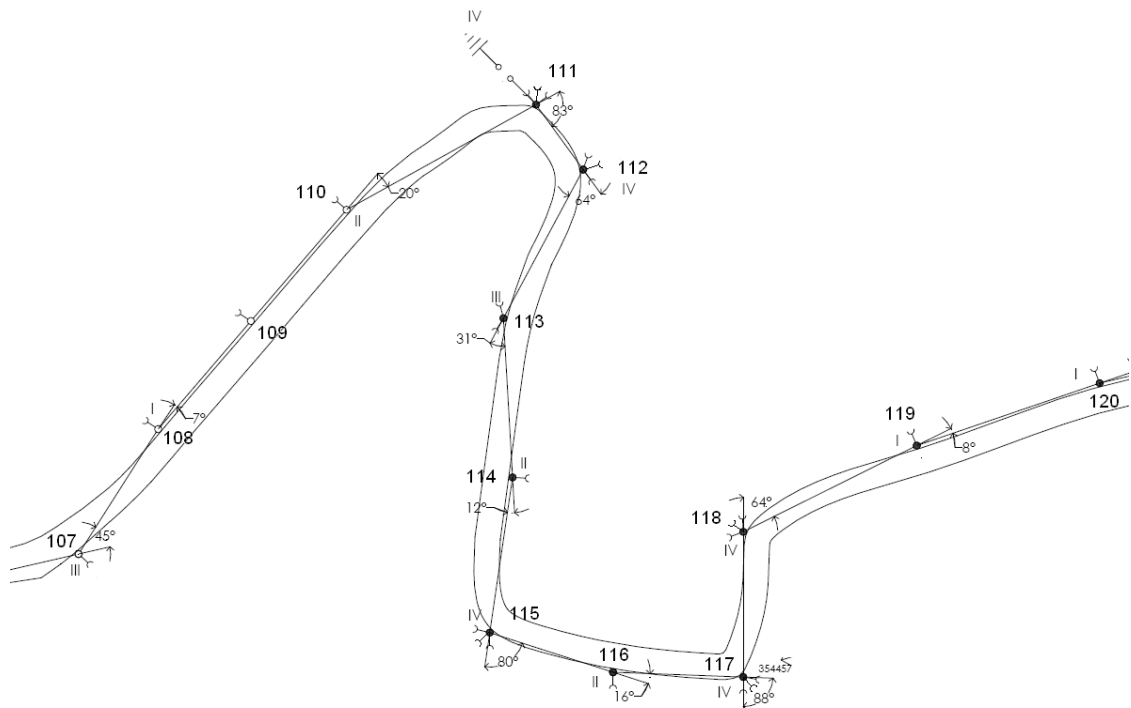
c). Construcción ángulo en suspensión, vertical ( III-B ).

### 3.11.4 Construcción ángulo doble remate sencillo, horizontal ( IV-A ) y construcción ángulo doble remate, vertical ( IV-B )

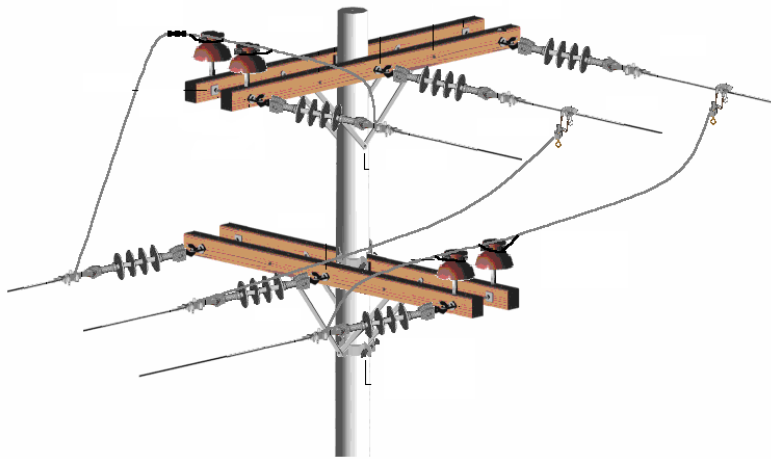
Esta construcción es utilizada cuando el ángulo que se produce en el poste por el vector de la línea que llega y el vector de la línea que sale del mismo poste se encuentra en un rango de  $60^\circ$  a  $90^\circ$ .

Cuando la construcción es vertical, es importante considerar las libranzas de la construcción en vertical, por lo tanto se recomienda utilizar poste de  $45'$  ( $13.72$  mt)

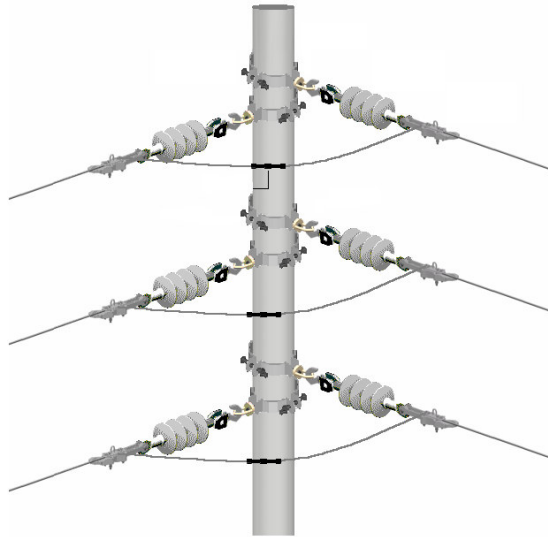
Figura 27. Esquema y construcción doble remate sencillo en ángulo, horizontal ( IV-A ) y Construcción ángulo doble remate, vertical ( III-B ).



- a). Esquema, doble remate sencillo en ángulo, horizontal ( IV-A ) y doble remate en ángulo, vertical ( IV-B)



b). Construcción, doble remate sencillo en ángulo, horizontal ( IV-A )



c). Construcción doble remate en ángulo, vertical ( IV-B )

## 4. RED DE TIERRAS Y SISTEMA DE PROTECCIÓN ELECTROSTATICA

El estudio de las descargas atmosféricas para determinar sus efectos sobre los sistemas eléctricos de potencia, se inicia con el conocimiento de dos aspectos fundamentales:

### 4.1 Cálculo del voltaje de aislamiento en una red de distribución de 13.2 Kv.

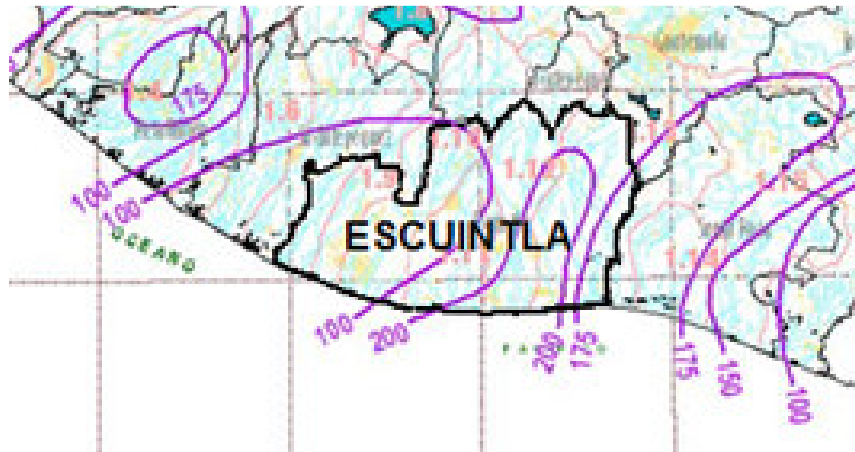
Desde el punto de vista de diseño de aislamiento de las líneas de distribución. Se supone que en el momento que se presenta una descarga, la línea esta energizada, es decir, existe un voltaje senoidal de fase a neutro en cada fase  $V_{fn}$  que se superpone a la onda del rayo, el valor de este voltaje es pico. Por lo tanto, el voltaje que aparece en el aislador para una red de 13.2 Kv de tensión nominal, con tensión máxima de diseño de 15.0 Kv es el siguiente:

$$V_{ais} = V_{fn} = \frac{\sqrt{2} * 15}{\sqrt{3}} = 12.25 Kv$$

### 4.2 Densidad de rayo a tierra

Esto permite determinar la actividad atmosférica en forma regionalizada y establecer diferencia en los criterios de diseño. Es importante recordar que el nivel isoceráunico del área en estudio es superior a los 90 rayos por año, o sea que se clasifica como un nivel muy alto de nivel isoceráunico.

Figura 28. Mapa de nivel isoceráunico del Departamento de Escuintla



La relación entre el nivel isoceráunico y la densidad de rayos a tierra se expresa por las siguientes fórmulas empíricas:

Fórmula de la CIGRE, número de rayos a tierra por  $Km^2 = Ng$

$$Ng = (0.12 - 0.20)DT$$

Donde: DT = Días con tormenta anual (nivel isoceráunico)

Para la región de Escuintla se tiene DT = 100 y 200

$$Ng_{100} = 12 - 20 \text{ rayos}/Km^2$$

$$Ng_{200} = 24 - 40 \text{ rayos}/Km^2$$

Fórmula del IEEE, número de rayos a tierra por  $Km^2 = Ng$

$$Ng = 0.04DT^{1.25}$$

Por lo tanto, se tendría.

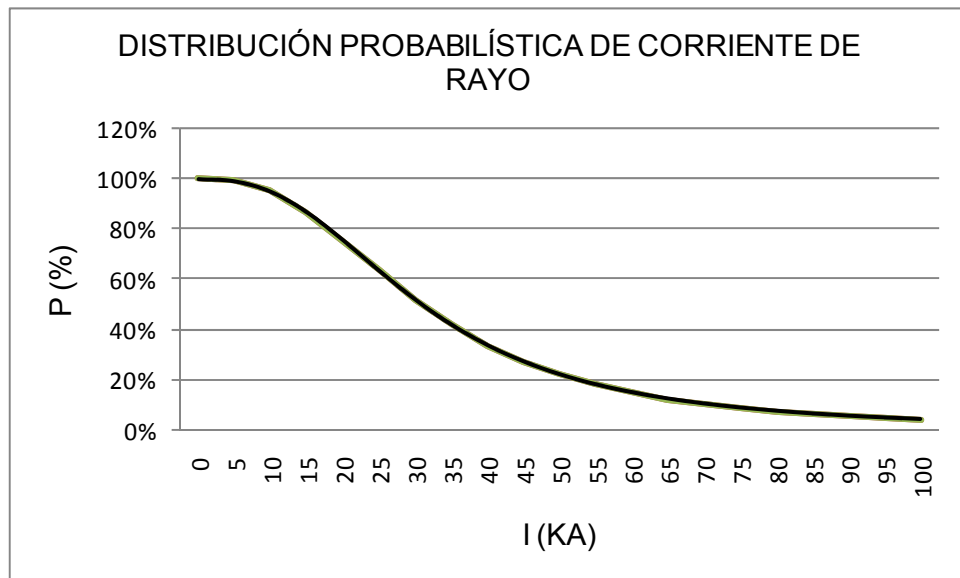
$$Ng_{100} = 12.65 \text{ rayos}/\text{Km}^2$$

$$Ng_{200} = 30 \text{ rayos}/\text{Km}^2$$

### 4.3 Distribución probabilística de las corrientes de rayo

Esta se obtiene midiendo la intensidad de la corriente del rayo por un periodo correspondiente a un ciclo solar (11 años), de manera que se puede expresar gráficamente como una relación entre la probabilidad de ocurrencia contra la magnitud de la corriente del rayo.

Figura 29. Gráfica de distribución probabilística de corriente de rayo.



Esta distribución probabilística corresponde a una expresión del tipo

$$P(i,I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

Que indica la probabilidad de que una corriente  $I$  KA suceda en un determinado momento. El estudio de los esfuerzos dieléctricos en los aislamientos y la forma de proteger a los equipos e instalaciones, se conoce como “coordinación de aislamiento”

#### **4.4 Efecto de la conexión a tierra en los transitorios por descargas atmosféricas**

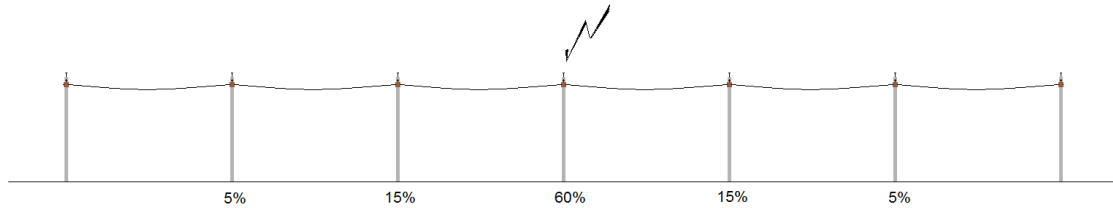
El comportamiento de las estructuras ante el efecto de las descargas atmosféricas puede determinar lo que se conoce como “flameo inverso” (Back flashover), en principio las ondas de corriente que inciden en los cables de guarda o en las mismas líneas de fase en el caso de un sistema de distribución son conducidas a tierra a través del cable que se encuentra conectado al hilo de guarda o a través de los pararrayos que se encuentran instalados en los cruceros de las líneas de distribución.

De manera que se espera que el terreno y los elementos de conexión a tierra de los postes, en forma combinada, den un valor conocido como “resistencia al pie del poste”. Debe de ser lo suficientemente bajo, para evitar el fenómeno de reflexión de onda.

Se considera que la corriente que circula del poste a tierra, tiene la siguiente distribución.



Figura 30. Distribución de la corriente de rayo en una red de distribución



La resistencia al pie del poste resulta un parámetro importante para el análisis de las sobretensiones y su valor se obtiene de la combinación de la resistividad del terreno y la resistencia de los elementos de puesta a tierra.

Los elementos de la puesta a tierra comprenden una varilla de acero recubiertas de cobre, de una longitud de 3.05 mt (10') y un diámetro de 1.60 Cm (5/8"), y un conector o mordaza para conectar sólidamente el cable y la varilla.

#### 4.5 Uso de la varilla o electrodo para la red de tierra en una línea de distribución

El valor de la resistencia al pie del poste, por medio de electrodos o varillas, se determina de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \left[ \frac{2L}{a} \right] (\Omega)$$

Donde:

$\rho$  Resistividad del terreno ( $\Omega$ -m)

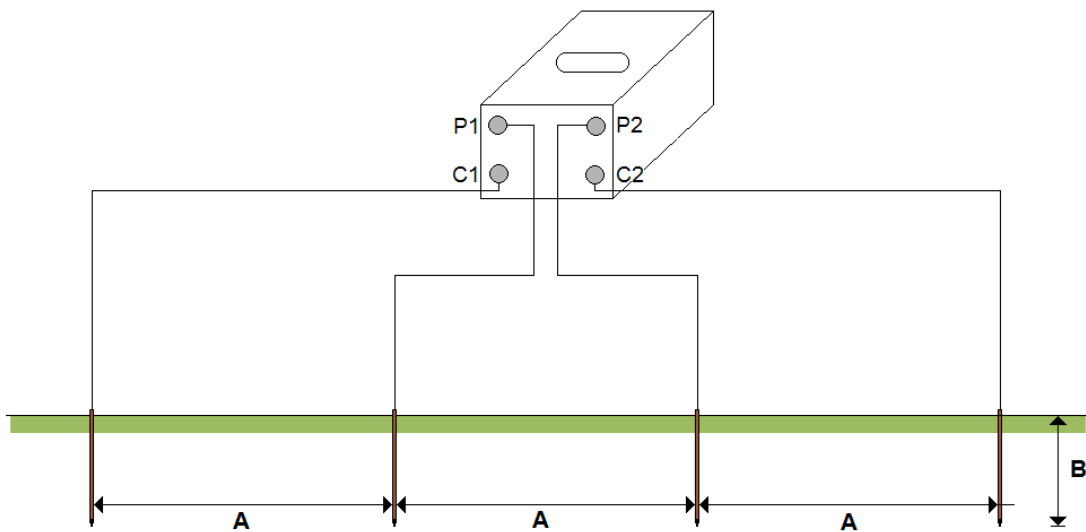
L Longitud de la varilla (m)

a Radio de la varilla

El valor de la resistividad del terreno  $\rho$  se obtiene de mediciones, de manera que una vez definida la trayectoria de la línea, se localiza los puntos de medición.

Para medir la resistividad del terreno se utiliza un megger de prueba de tierra donde  $P_1$  y  $P_2$  se conectan a los electrodos de potencial y  $C_1$  y  $C_2$  se conectan a los electrodos de corriente. La resistividad del suelo ( $R$ ) se lee directamente del megger.

Figura 31. Configuración de un megger, para medir resistividad



Donde  $A = 20B$  y  $B$  es la profundidad a que se entierran los electrodos (generalmente son electrodos de 30 – 40 cm de longitud y 1/8" de diámetro).

La resistividad del terreno depende de muchos factores como su química, contenido de humedad y temperatura.

En la siguiente tabla, se clasifican los valores de resistividad del terreno de acuerdo a sus características.

Tabla XXV. Clasificación de resistividad para distintos terrenos

| TIPO DE TERRENO    | RESISTIVIDAD ( $\Omega$ -M) |
|--------------------|-----------------------------|
| Terreno de cultivo | 10-100                      |
| Terreno seco       | 100-1000                    |
| Terreno rocoso     | 1000-100000                 |
| Roca               | 100000-100000000            |

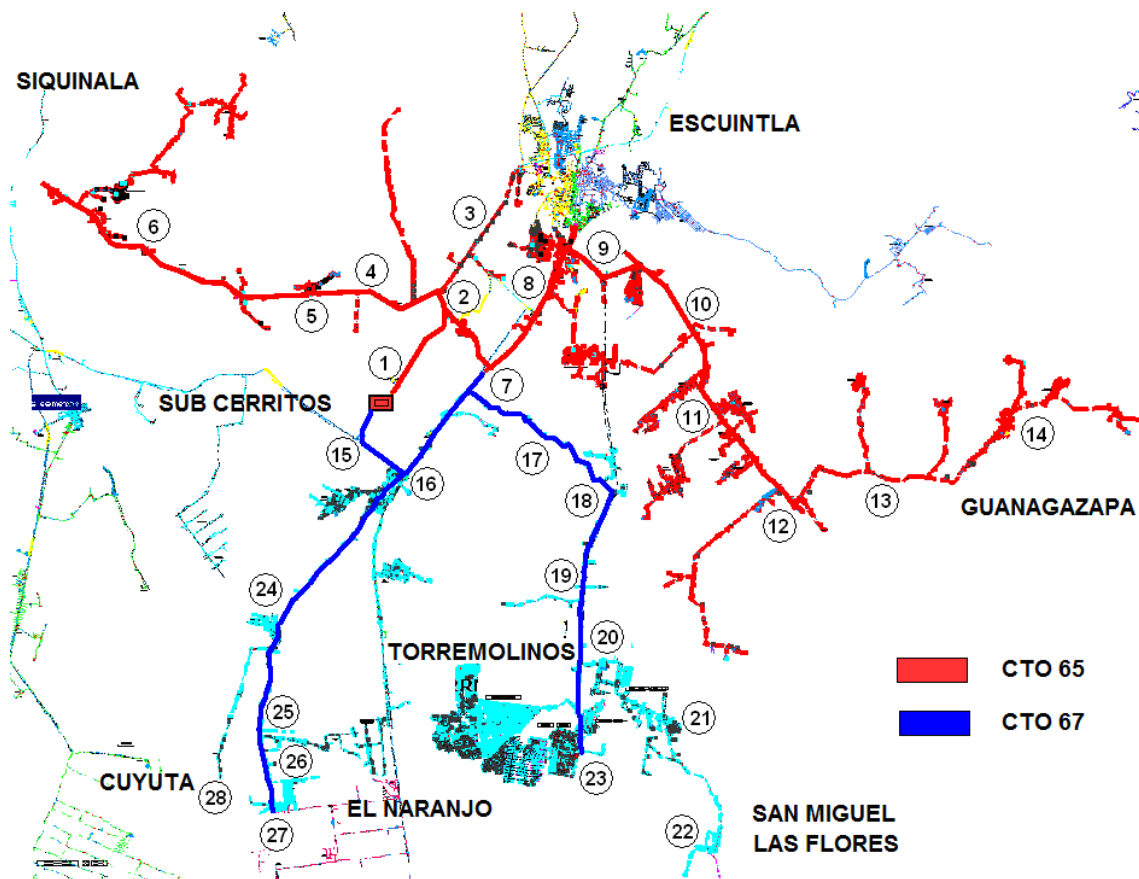
Tabla XXVI. Cálculo de resistencia para el área de cobertura de la Subestación Cerritos

| RESISTIVIDAD Y RESISTENCIA PARA EL ÁREA DE SUB-CERRITOS |        |                          |            |
|---|--------|--------------------------|------------|
| PUNTO   | POSTE  | RESISTIVIDAD $\Omega$ -M | R $\Omega$ |
| 1   | 602967 | 0.00                     | 0.00       |
| 2   | 263640 | 0.05                     | 1.59       |
| 3   | 602559 | 0.06                     | 1.91       |
| 4   | 277556 | 0.03                     | 0.95       |
| 5   | 277540 | 0.02                     | 0.64       |
| 6   | 227748 | 0.04                     | 1.27       |
| 7   | 602895 | 0.06                     | 1.91       |
| 8   | 278598 | 0.08                     | 2.55       |
| 9   | 340829 | 0.07                     | 2.23       |
| 10  | 221491 | 0.58                     | 18.30      |
| 11  | 266822 | 0.06                     | 1.91       |
| 12  | 348412 | 0.07                     | 2.23       |
| 13  | 366223 | 0.10                     | 3.18       |
| 14  | 241296 | 0.53                     | 16.87      |
| 15  | 602931 | 0.15                     | 4.77       |
| 16  | 602918 | 0.01                     | 0.29       |
| 17  | 305140 | 0.02                     | 0.64       |
| 18  | 266303 | 0.01                     | 0.32       |
| 19  | 170497 | 0.49                     | 15.60      |
| 20  | 247576 | 0.09                     | 2.86       |
| 21  | 168501 | 0.06                     | 1.91       |
| 22  | 170184 | 0.65                     | 20.69      |
| 23  | 258185 | 0.58                     | 18.46      |
| 24  | 260402 | 0.02                     | 0.64       |
| 25  | 266183 | 0.60                     | 19.10      |
| 26  | 243692 | 0.09                     | 2.86       |
| 27  | 264441 | 0.03                     | 0.95       |
| 28  | 352165 | 0.09                     | 2.86       |
| MIN   |        | 0                        | 0.00       |
| MEDIO   |        | 0.17                     | 5.27       |
| MAX   |        | 0.65                     | 20.69      |

Tabla XXVII. Valores máximos recomendables de resistencia al pie de poste

| RESISTENCIA MÁXIMA AL PIE DE POSTE |        |                      |        |                    |        |
|------------------------------------|--------|----------------------|--------|--------------------|--------|
| Tensión nominal KV                 | NBI KV | Resistencia $\Omega$ |        |                    |        |
|                                    |        | Sin hilo de guarda   |        | Con hilo de guarda |        |
|                                    |        | Seco                 | Húmedo | Seco               | Húmedo |
| 13.8                               | 95     | 20                   | 10     | ---                | ---    |

Figura 32. Ubicación de los puntos de referencia para el cálculo de resistividad y resistencia en el área de cobertura de la Subestación Cerritos



#### **4.6 Protección contra descargas atmosféricas para circuitos aéreos**

Cuando una descarga llega a un cable de fase, el potencial a lo largo de la trayectoria de la corriente se puede elevar a valores muy altos, tanto en el conductor alcanzado por el rayo como en los conductores adyacentes. Si la instalación no tiene ninguna clase de protección, la sobretensión puede destruir el aislamiento, produciéndose un flameo. Lo anterior trae como resultado que la protección del alimentador detecte una falla, ordenando al interruptor que abra el circuito y dejando sin energía a un grupo de clientes.

El efecto de las descargas atmosféricas en la confiabilidad del sistema de distribución es bastante severo, y también lo son los costos asociados con la restauración del servicio. En la práctica, la empresa distribuidora protege los circuitos de distribución con hilos de guarda, pararrayos o una combinación de ambos.

La protección con hilo de guarda consiste en instalar un hilo de guarda sobre la misma estructura de cada poste, a lo largo de toda la red que se desea proteger, a un nivel mayor de los conductores de fase. Dicho conductor se conecta a tierra en tramos uniformemente separados y su función principal es proteger los conductores de fase contra descargas atmosféricas. Este método de protección se ha visto desplazado por la aplicación de pararrayos en las líneas aéreas de distribución.

A continuación se describen algunas consideraciones de importancia para proteger una línea aérea de distribución.

El aumento del nivel básico de aislamiento de las líneas ayuda a disminuir el número de interrupciones por flameo, siempre y cuando se emplee algún tipo de protección.

El nivel básico de aislamiento se incrementa utilizando cruceros de madera y aisladores de clase mayor a la nominal.

- a) Instalar un pararrayo por cada fase que se utilice.
- b) El arreglo protegido con pararrayos no se ve afectado por altos valores de resistencia de tierra al pie del poste.
- c) Cuando se utiliza poste de concreto y crucero de hierro, el nivel básico de aislamiento que se considera es solamente el del aislador.

En la siguiente tabla se muestra el nivel de aislamiento normalizado para equipo de distribución

Tabla XXVIII. Nivel de aislamiento básico para equipo de distribución

| <b>NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO PARA EQUIPO DE DISTRIBUCIÓN</b> |                                      |   |                |   |
|---|--------------------------------------|---|----------------|---|
| Tensión nominal del sistema Kv (eficaz)                             | Tensión máxima de diseño Kv (eficaz) | NBA al impulso de fase a tierra Kv (cresta) |                | Tensión resistente nominal a 60 Hz de fase a tierra |
|   |                                      | Hasta 500 KVA                               | Más de 500 KVA |   |
| 13.8  | 15.5                                 | 95  | 110            | 34  |

El estudio de la protección contra sobretensiones en este tipo de sistemas se enfoca principalmente a las de origen externo, que son las que con mayor

frecuencia pueden dañarlos, dada su magnitud; sin embargo, estas relaciones reflejan el desplazamiento del neutro del sistema con una falla de fase a tierra y por tanto se deben tomar en cuenta en la selección del pararrayo, que estará en función de la relación de las reactancias de secuencia cero ( $X_0$ ) y positiva ( $X_1$ ), y de la resistencia de secuencia cero ( $R_0$ ) y la reactancia de secuencia positiva. Estas relaciones dan lugar a una clasificación de los sistemas de distribución y a lo que se conoce como “coeficiente de aterrizamiento”.

El coeficiente de aterrizamiento se define como la relación que hay entre la tensión de línea a tierra en una fase sana durante una falla de fase a tierra y la tensión entre fases en condiciones normales de operación.

#### 4.7 Clasificación de sistemas de distribución

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro del sistema y de de las sobretensiones que como consecuencia se presentan en éste con fallas de fase a tierra, los circuitos de distribución se pueden clasificar de acuerdo a las siguiente tabla.

Tabla XXIX. Clasificación de los sistemas de distribución

| <b>CLASIFICACIÓN DE SISTEMAS</b> |               |                |              |                                    |
|----------------------------------|---------------|----------------|--------------|------------------------------------|
| Clase                            | Descripción   | $X_0/X_1$      | $R_0/X_1$    | Coeficiente de Aterrizamiento (KA) |
| A                                | Aterrizado    | --             | --           | 0.75                               |
| B                                | Aterrizado    | <3             | <1           | 0.8                                |
| C                                | Aterrizado    | 3 a $\infty$   | 1 a $\infty$ | 1.00 - 1.5                         |
| D                                | No aterrizado | -40 a $\infty$ | --           | 1.10 - 2.03                        |
| E                                | No aterrizado | 0 a -40        | --           | --                                 |

- a) Los sistemas clase A: son aquellos cuyos neutros están conectados a tierra, con relaciones de reactancia menores que las de los sistemas clase B. estos sistemas son trifásicos de cuatro hilos, multiterrizados a lo largo del circuito; en ellos las tensiones nominales de los pararrayos pueden ser menores y más cercanas a las tensiones de línea a neutro que las que se recomiendan para otros sistemas.
- b) Los sistemas clase B: son aquellos para los que la relación  $X_0/X_1$  es positiva y menor que 3, y la relación  $R_0/X_1$  es menor que 1 en cualquier punto del sistema. Estos límites designan un sistema efectivamente aterrizado. En este tipo generalmente se emplean pararrayos de tensión nominal igual a 0.75 y 0.80 de la tensión máxima del sistema.
- c) Los sistemas clase C: son aquellos cuyos neutros están aterrizados pero cuyas características no llenan los requisitos de los de clase B, bien sea que la relación de las reactancias  $X_0/X_1$  exceda de 3 o la relación  $R_0/X_1$  exceda de 1, o ambas. Estos sistemas generalmente están conectados a tierra mediante alguna resistencia o reactancia.
- d) Los sistemas clase D: son sistemas de neutro aislado, en que la reactancia de secuencia cero es capacitiva; la relación de reactancias  $X_0/X_1$  queda entre -40 y  $-\infty$ .
- e) Los sistemas clase E: son los de neutro aislado, que no satisfacen los límites de los sistemas tipo D. se caracterizan por altas corrientes de carga o por muy altas reactancias de secuencia positiva. La relación  $X_0/X_1$  está entre 0 y -40.



Para encontrar el pararrayo, que sea adecuado para la protección contra sobretensiones debidas a las descargas atmosféricas de un sistema de distribución con tensión nominal de 13.2/7.62 KV, se realiza el siguiente cálculo.

Para el sistema en análisis, se considera sistema clase B:

$$X_0/X_1 < 3, R_0/X_1 < 1, Ca = 0.8$$

La tensión nominal del pararrayo

$$13.2 \times 0.8 = 10.56 \text{ KV}$$

Se selecciona un pararrayo de 10 KV de tensión nominal. Ver tabla siguiente.

Tabla XXX. Características de pararrayos tipo distribución

| CARACTERÍSTICAS DE PARARAYOS TIPO DISTRIBUCIÓN |                 |     |      |              |     |                                  |                             |                         |
|--|-----------------|-----|------|--------------|-----|----------------------------------|-----------------------------|-------------------------|
| KV   | KV              | KV  | KV   | KV con 20 KA |     | KV                               | KV                          | KV                      |
| Tensión del sistema                            | Tensión nominal | TCH | 2TCH | TD           | 2TD | Tensión nominal de transferencia | Nivel básico de aislamiento | Tensión de onda cortada |
| 13,2/7.6                                       | 10              | 35  | 70   | 40           | 80  | 7.6                              | 95                          | 110                     |
| 24.9/14.4                                      | 18              | 59  | 118  | 54.8         | 108 | 14.4                             | 125                         | 144                     |
| 34.5/19.9                                      | 27              | 88  | 176  | 82           | 164 | 19.9                             | 125                         | 144                     |

De acuerdo a la tabla anterior, para un pararrayo de 10 KV, corresponde una tensión de chispeo de 43 KV y una tensión de descarga de 40 KV.

Es importante considerar la onda de tensión duplicada, en el punto en que el pararrayo se encuentra abierto. Para establecer los márgenes de protección que ofrece un pararrayo es necesario tomar el doble de la tensión de chispeo y el doble de la tensión de descarga.

$$MP_1 = \left( \frac{1.15 NBA - 2TCH}{2 TCH} \right) X100 = 56\%$$

Por lo regular la inductancia de los cables de conexión del pararrayo se considera igual a 1.3  $\mu$  henries/metro, con corrientes de descarga que varían en razón igual a 4000 amperios/ $\mu$  segundos, dando por consiguiente una tensión inducida igual a 5.2 KV/metro.

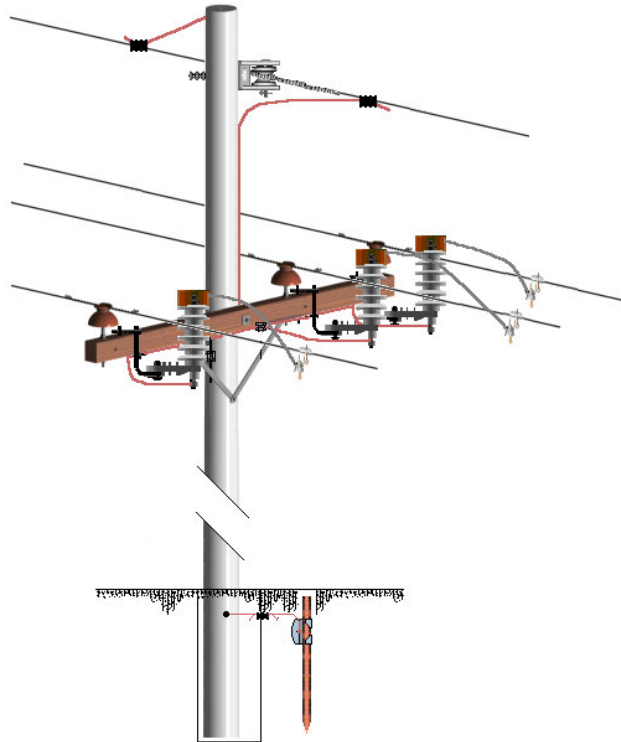
Considerando que la longitud del cable de conexión del pararrayo a fase es corta, 0.5 mt.

$$TCT = 0.5 \times 5.2 = 2.6 \text{ KV}$$

$$MP_2 = \left( \frac{NBA - 2(TCT + TD)}{2(TCT + TD)} \right) X100 = 11.5\%$$

Se considera que 20% es un valor aceptable para el primer margen de protección, aun cuando hasta 10% proporciona un buen margen de protección; para el segundo margen se considera un valor mínimo de 10%.

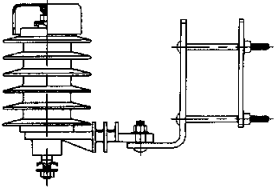
Figura 33. Instalación correcta de los pararrayos tipo distribución.



#### 4.8 Materiales a utilizar

Los pararrayos a utilizar para la protección de descargas atmosféricas, en los circuitos de distribución tienen un voltaje nominal de 10 KV y cumplen con las características indispensables para una eficiente operación y protección.

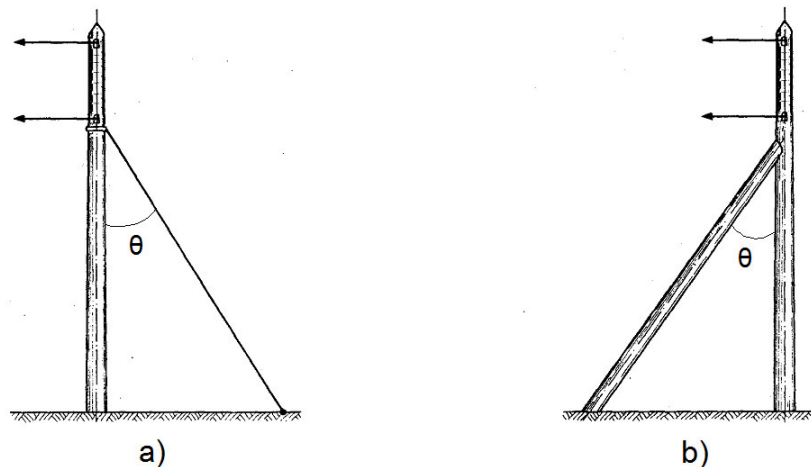
Figura 34. Pararrayos de óxido metálico, 10 KV, tipo distribución.

| PARARRAYOS DE ÓXIDO METÁLICO, SINTÉTICO, PARA SER MONTADO EN CRUCERO ANSI/IEEE C62 11-1987             |  |
|--|--|
| <p><b>IMAGEN</b></p>  | <p><b>CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS</b></p> <p>Voltaje nominal 10 KV</p> <p>Máximo voltaje continuo de operación (MCOV) 8.4 KV</p> <p>Máximo voltaje de descarga onda 8/20, 20 KA 37.5 KV</p> <p>Magnitud de corriente 10 KA</p> <p>Máxima distancia de fuga 39.11 Cm/15.4"</p> |
|  | <p><b>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</b></p> <p>Torque mínimo recomendado 5.53 Kg/40 Lbs-pie</p> <p><b>CARACTERÍSTICAS FÍSICAS</b></p> <p>Peso 2.61 Kg/5 3/4"</p> <p>Montura tipo NEMA para crucero</p>   |

## 5. ANCLAS Y RETENIDAS

Para mantener tensas las líneas, impidiendo que cedan los postes bajo la acción de esfuerzos mecánicos provocados por el peso del conductor y la acción del viento, se utilizan diversos procedimientos de anclaje, con lo que se consigue desviar la dirección de los esfuerzos hacia los dispositivos de anclaje, descargándolos sobre éstos. Los procedimientos más empleados son los cables tensores y los de puntales

Figura 35. Poste con cable tensor y poste con puntal, a) ancla con cable tensor; b) puntal



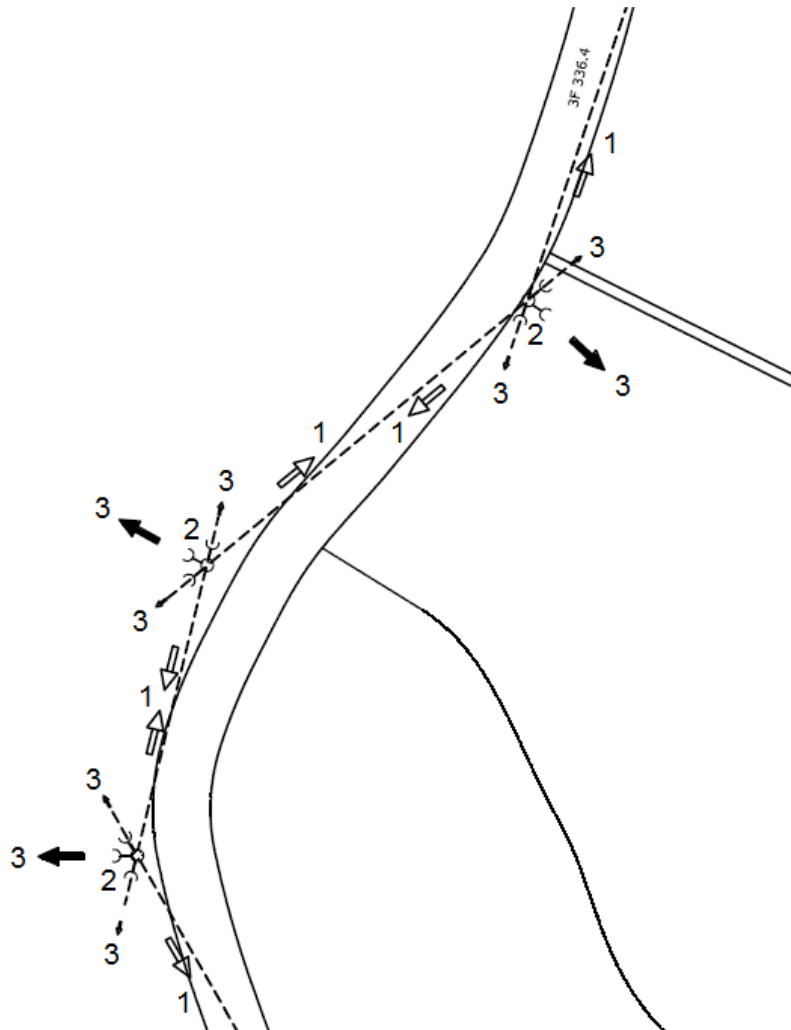
En términos generales, se puede decir que cuanto mayor sea el ángulo entre el poste y el dispositivo de anclaje, mayor es la eficiencia de éste. El caso más general es el de ángulos " $\theta$ " de  $30^\circ$  a  $45^\circ$ . En los tramos rectos con viento lateral, los dispositivos de anclaje han de colocarse en sentido perpendicular a la línea.

En puntos angulares, y con la misma distancia entre postes a uno y otro lado, se elige la bisectriz del ángulo como dirección de los dispositivos de anclado; de esta forma, en caso de dilataciones y contracciones de los cables tensores por efectos de la temperatura, los esfuerzos resultantes se distribuirán por igual a ambos lados de la línea.

Cuando el ángulo formado por la línea sea considerable (mayor a  $60^\circ$ ), la colocación de un dispositivo de anclado no es posible, han de compensarse individualmente las dos fuerzas de tracción de la línea. Esto resulta necesario para que la tracción del cable tensor se reparta proporcionalmente en ambos lados, para mantener en equilibrio el poste.

En la siguiente figura se muestra lo descrito anteriormente.

Figura 36. Instalación de anclas en una línea de distribución. 1) Esfuerzos de tracción, 2) Anclas de dos ojos, 3) Tensión producida por el ancla, para contrarrestar los esfuerzos de tracción, 4) stub de 9 mt

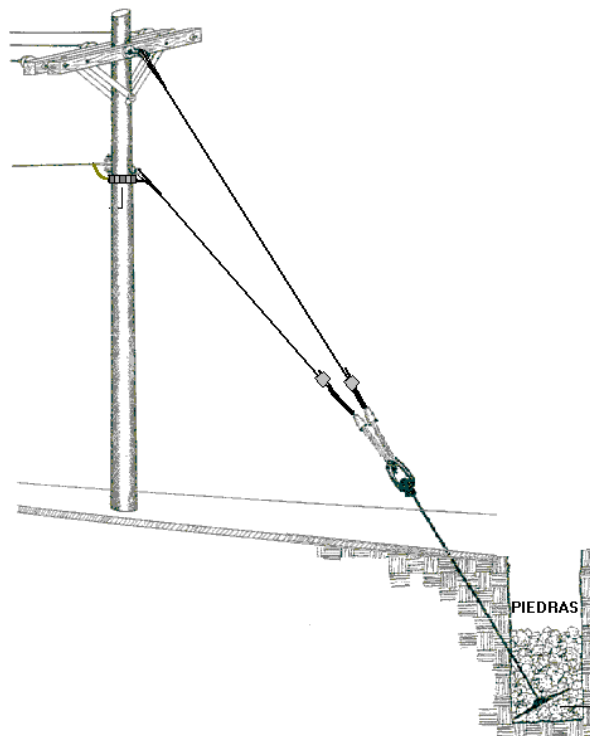


Deberán colocarse dispositivos de anclaje en todos aquellos puntos en donde lo aconseje el trazo de la línea. Necesariamente, en los últimos postes, en los postes a ambos lados de cruces de ferrocarriles, autopistas y carreteras, en los cambios bruscos de pendientes, en los cambios de dirección de la línea y en los casos de vanos de mayor longitud que los normales.

## 5.1 Tipos de retenidas

- a) Retenida de ancla: es el tipo más común de retenida, en la cual se fija uno de los extremos al poste y el otro a una varilla, la cual está unida a una ancla que, a la vez, está enterrada.

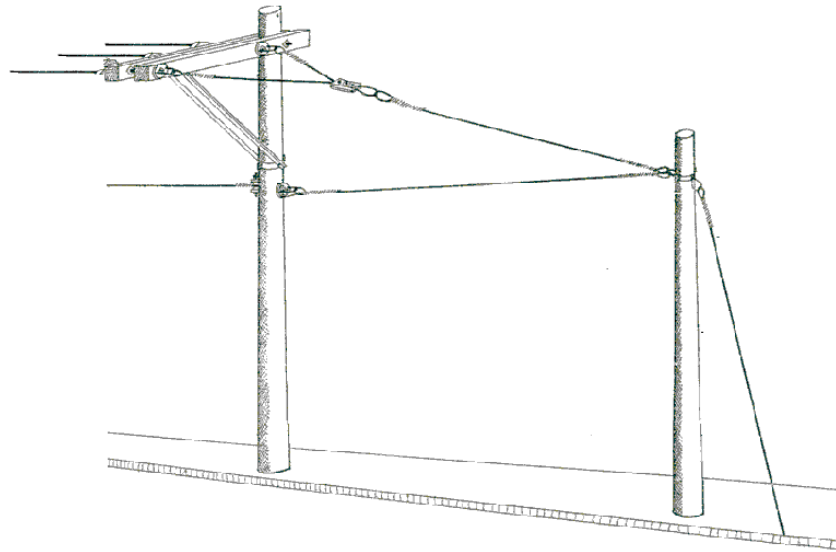
Figura 37. Ancla de dos ojos, con dos tensores (tirantes)



- b) Retenida aérea: en este tipo de retenida, el cable tensor se extiende desde la parte superior del poste bajo carga hacia un poste adyacente; debido a que esta retenida transfiere la carga a través del cable hacia el otro poste, el poste que recibe debe ser lo suficientemente fuerte para soportar esta carga adicional, o en su defecto debe estar debidamente anclado.

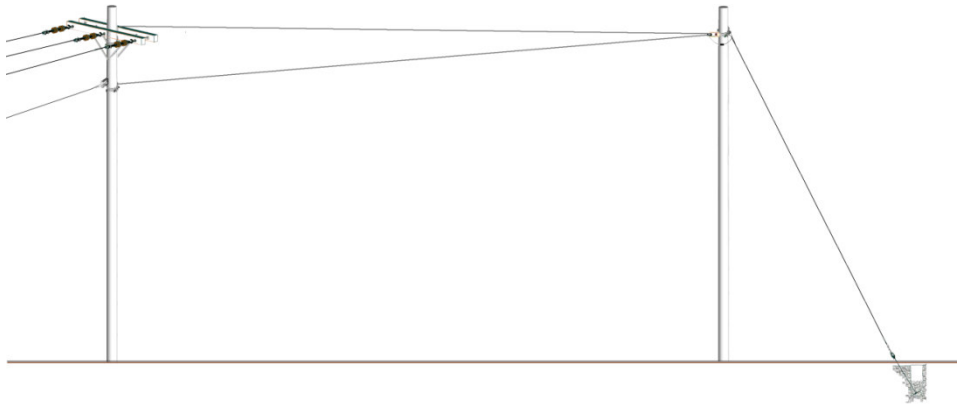


Figura 38. Anclaje para crucero en bandera

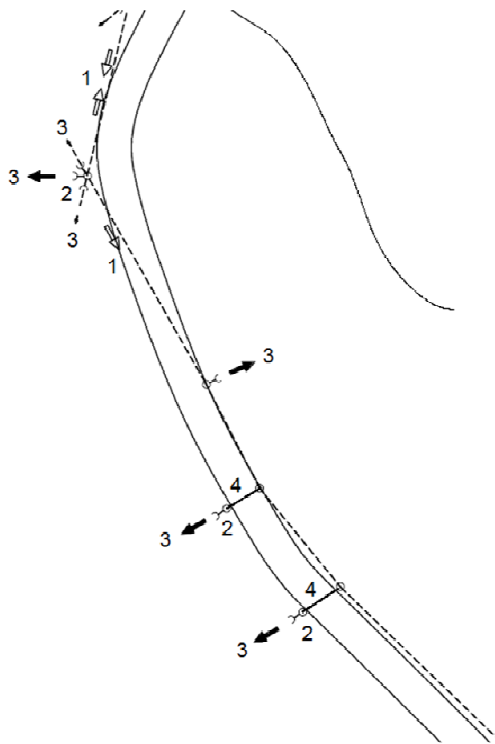


- c) Retenida de cabo o stub: este tipo de retenida se utiliza cuando no es posible ubicar el conjunto ancla – cable tensor en una distancia segura, debido al paso de vehículos, o a la inconveniencia de colocar un cable tensor para algunas personas. Para este tipo de retenida se utiliza un poste de menor tamaño y se construye una retenida aérea entre el poste bajo carga y el poste que recibe *stub*.

Figura 39. Instalación del stub



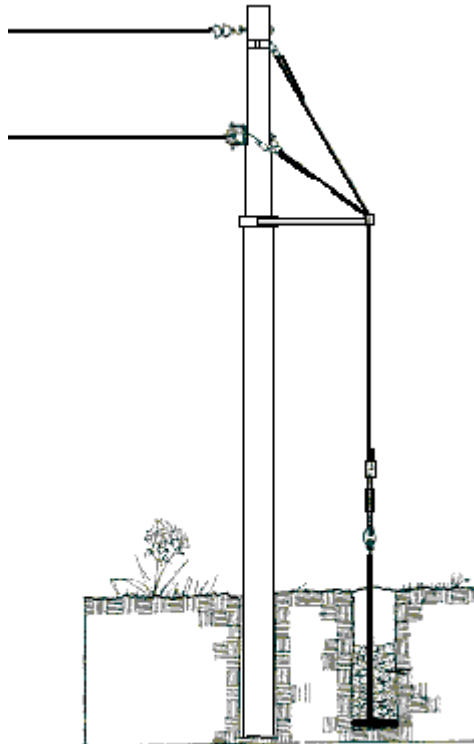
a) Stub de 9 mt



b) Instalación de stub en una línea de distribución

- d) Retenida de acera: este tipo se utiliza por razones estéticas o cuando no existe la suficiente distancia horizontal para ubicar el ancla. Esta retenida no es conveniente cuando el poste es sometido a esfuerzos considerables. Estos tipos de retenidas se pueden combinar según las necesidades y condiciones del terreno. Para construirla se utiliza un soporte angular o brazo para acortar la longitud de la retenida.

Figura 40. Retenida de acera o ancla en bandera



## 5.2 Esfuerzos sobre postes

Los esfuerzos o cargas en las retenidas son generalmente ocasionadas por la tensión de los conductores y el ángulo intermedio entre los vanos del conductor, si existe; la magnitud de dicha tensión depende del tamaño del conductor, su carga (incluyendo hielo y viento) y la flecha del vano.

La tensión mecánica que al variar produce una alteración de la longitud del cable es función del alargamiento elástico, que es la inversa del módulo de elasticidad de aquél.

El viento actúa como si se tratase de una sobrecarga, ya que al sumarse geoméricamente con el peso propio del cable, hace que el efecto sea el de un aumento aparente de dicho peso propio.

El esfuerzo a que se somete el poste cuando los conductores forman un ángulo entre vanos, es debido a la tensión de los mismos, pero solo una componente de esta tensión es manejada por la retenida; el tamaño de este esfuerzo depende del tamaño del ángulo que se forma.

En la siguiente figura. Si “T” es la tensión total causada por los conductores, y “a” es el ángulo de la línea, la componente de la tensión en la línea con la retenida es:

$$T_a = T \operatorname{sen} \left( \frac{a}{2} \right)$$

Por lo tanto, el esfuerzo total de la retenida es

$$T_a = 2T \text{sen} \left( \frac{a}{2} \right)$$

Si la tensión en los dos vanos no es balanceada, entonces el esfuerzo resultante será la suma vectorial de las dos, y el resultado será el esfuerzo en la retenida. El esfuerzo o carga que causa el viento sobre el poste debe ser tomada en cuenta cuando se determine la carga total que soportará la retenida.

Cuando los esfuerzos actúan sobre el poste a diferentes alturas, se deben de convertir estos esfuerzos a uno equivalente en el punto de fijación de la retenida. Refiriéndose a la figura 11, si “Tp” es la carga debida a la línea primaria en la altura hp, “T” es la carga debida a la línea secundaria en la altura “hs”, “Pw” es la presión del viento en el poste, la cual se asume concentrada en “hw”, y “Lh” es la carga equivalente, entonces:

$$Lh = \frac{T_p h_p + T h_s + P_w h_w}{h}$$

Como usualmente la retenida no es horizontal, la tensión en ella será mayor que “Lh”. Si “b” es el ángulo que existe ente la retenida y la horizontal, entonces la carga en la retenida, “Lg” es:

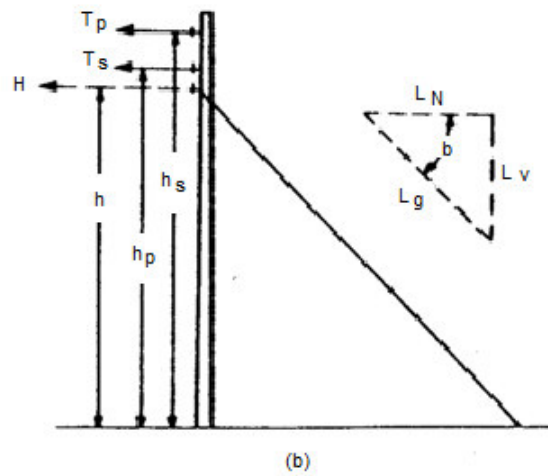
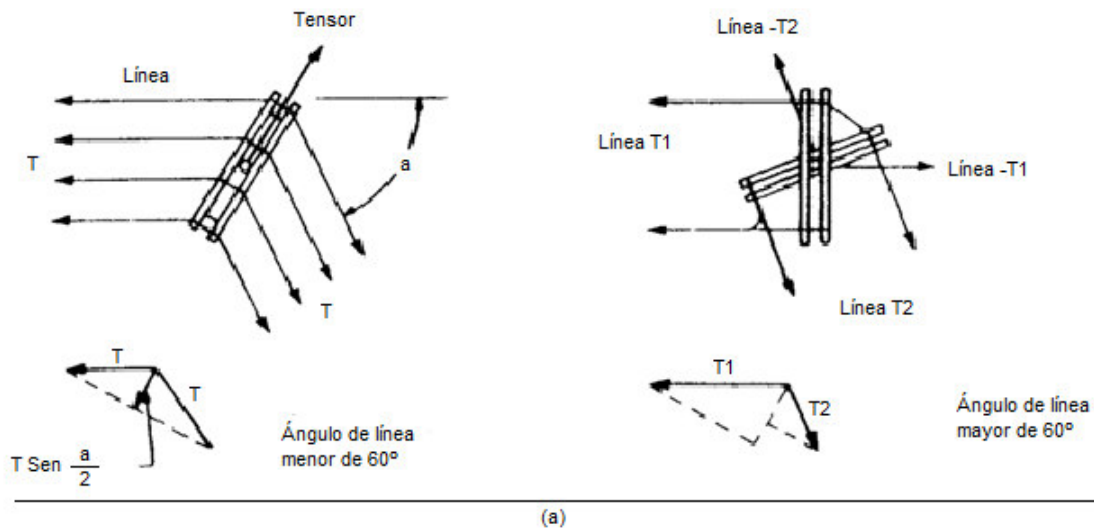
$$Lg = \frac{Lh}{\cos b}$$

La componente vertical “Lv” es:

$$Lv = Lh * \text{tang } b \quad \text{o} \quad Lv = Lb * \text{sen } b$$

Y actúa como una carga vertical adicional en el poste.

Figura 41. Disposición de los cables tensores. a) tensores en ángulos. b) esfuerzos en los tensores.



## **6. PROTECCIONES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN**

### **6.1 Fallas permanentes y temporales**

#### **6.1.1 Fallas permanentes**

Cuando éstas ocurren, necesitan la intervención de personal y/o equipo para poder eliminarlas, tal es el caso de postes chocados, árboles sobre las líneas, líneas en el suelo, etc.

#### **6.1.2 Fallas temporales**

Este tipo de falla se puede eliminar sin la intervención de personal y/o equipo. Estas fallas son ocasionadas por la tempestad, o ramas que con el aire tocan las líneas y se vuelven a retirar.

En la zona analizada es importante hacer notar que las fallas temporales para el sistema de distribución aérea de distribución se encuentran entre el 75% y 95% del total de fallas que se presentan.

Principales funciones del sistema de protección.

- a) Liberar fallas permanentes, aislando la parte con problemas del resto del sistema.

- b) Minimizar el número de fallas permanentes, desenergizando los circuitos con desperfecto temporal previendo que los mismos puedan desembocar en fallas permanentes.
- c) Minimizar el tiempo utilizado para la ubicación del lugar donde ocurrió la falla.
- d) Prevenir daños en los equipos y líneas, liberando las fallas antes de que ocurran.

### **6.1.3 Aspectos importantes para el diseño del sistema de protección y selección del equipo**

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

## **6.2 Corta circuitos y fusibles**

Se utilizan ampliamente en sistemas de distribución para proteger ramales relativamente cortos o de poca importancia. Los parámetros que es necesario conocer para una correcta aplicación son:



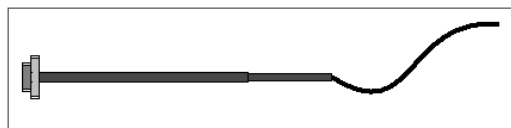
- a) Capacidad nominal en amperios. Es la corriente máxima que puede llevar un corta circuito sin sufrir daño ni alteración. Regularmente se utilizan corta circuitos de 100 y 200 amperios.
  
- b) Capacidad de interrupción en amperios. Es la máxima falla que puede interrumpir un dispositivo sin sufrir daños ni alteración. En el caso de los corta circuitos, el de 100 amperios, puede interrumpir hasta 10,000 amperios y el de 200 amperios, puede interrumpir hasta 16,000 amperios.

Su funcionamiento se puede comprender haciendo la referencia a las figuras siguientes.

Figura 42. a) Corta circuito, b) Listón fusible c) Curvas de fusibles tipo T

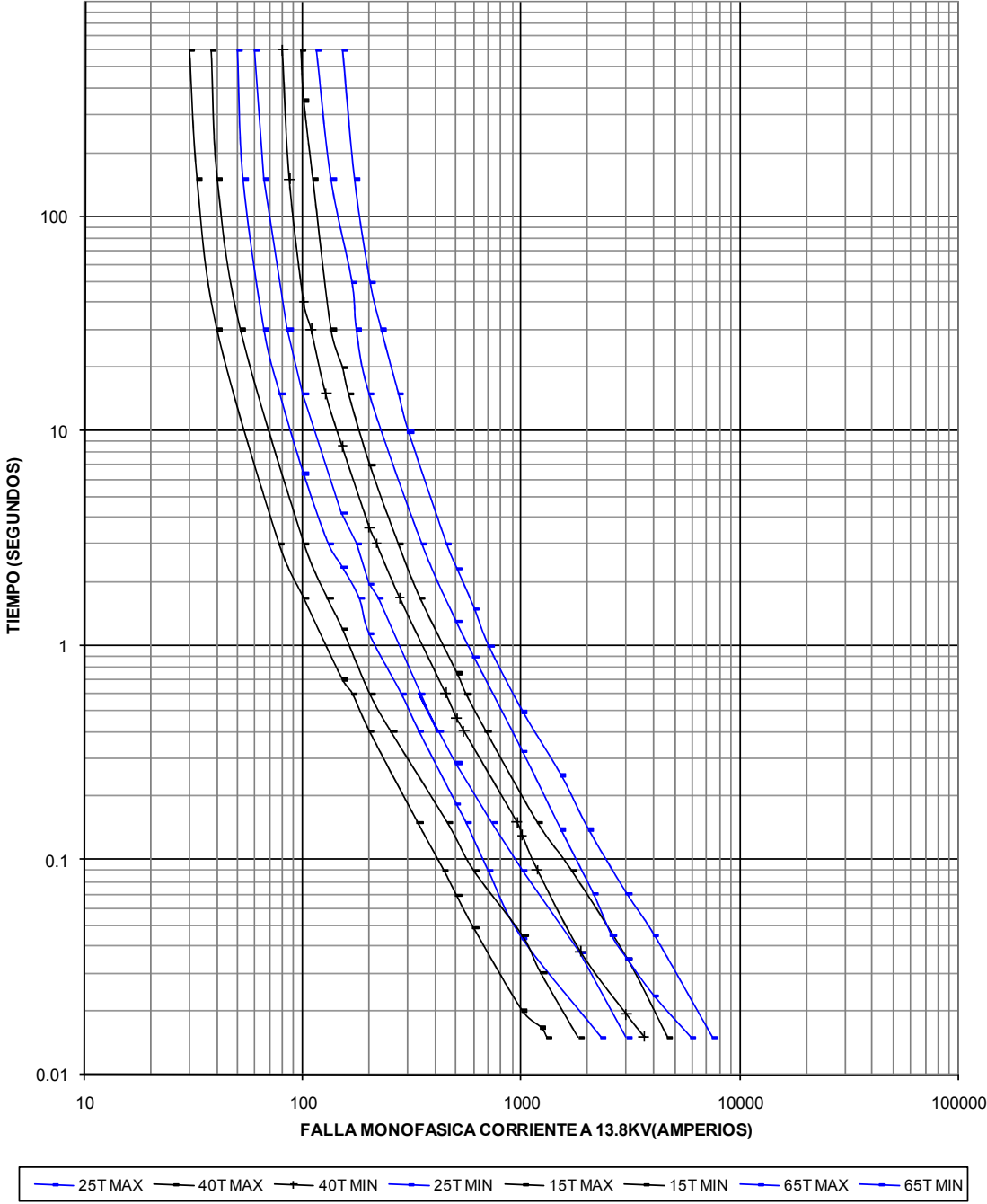


a)



b)

FUSIBLES T PREFERIDOS



c)

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

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

Los fusibles utilizados por la distribuidora son de tipo T, con las siguientes capacidades:

Tabla XXXI. Capacidad de fusibles tipo T

| Ampacidad en amperios | Tipo | Tiempo mínimo en ciclos | Longitud en milímetros (pulgadas) |
|-----------------------|------|-------------------------|-----------------------------------|
| 6                     | T    | 0.8                     | 660.4 (26)                        |
| 10                    |      |                         |                                   |
| 15                    |      |                         |                                   |
| 25                    |      |                         |                                   |
| 40                    |      |                         |                                   |
| 50                    |      |                         |                                   |
| 65                    |      |                         |                                   |
| 100                   |      |                         |                                   |

### **6.3 Interruptor restaurador de subestación (recloser)**

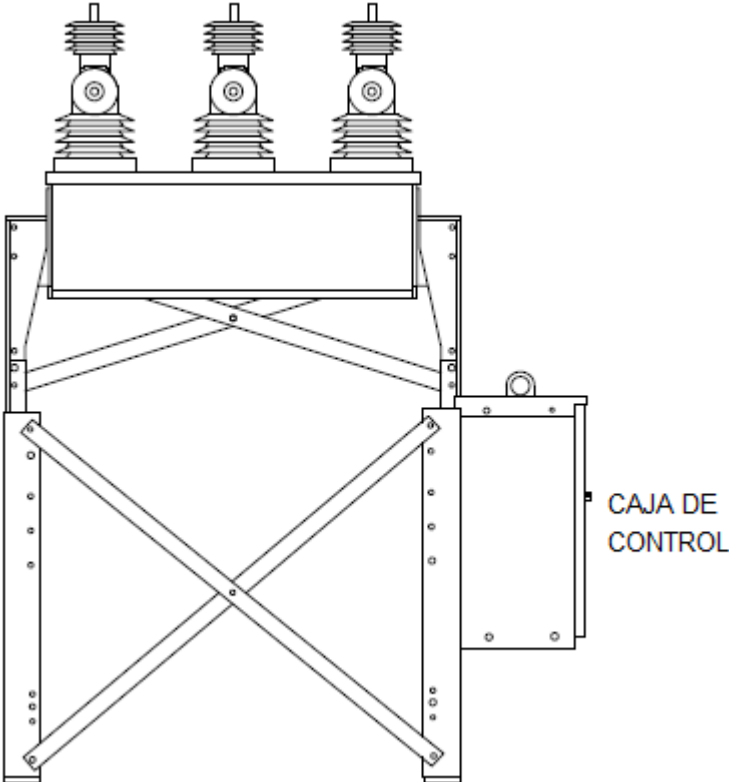
Este dispositivo tiene la capacidad de interrupción de corriente de falla y que tiene incorporado un sistema inteligente para poder detectar el nivel de corriente al que debe de iniciar el disparo, establecer el tiempo que debe de tardar en abrir, dependiendo del valor de la falla, establecer la cantidad de reenganches que han sido programados antes de efectuar una apertura definitiva y operar en curva rápida o en curva lenta dependiendo de la programación que se haya efectuado.

Normalmente estos equipos tienen capacidad de reenganchar automáticamente hasta 3 veces antes de efectuar la apertura definitiva, lo que implica que puede efectuar hasta 4 operaciones de apertura.

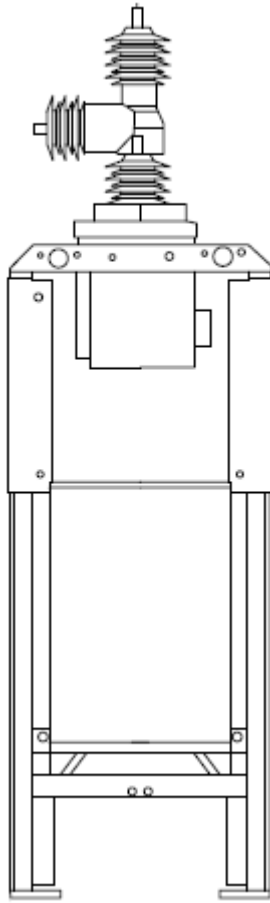
Dependiendo del tipo de control que tenga el restaurador, el valor en amperios del nivel de disparo tanto para fase como para tierra, se pueden seleccionar una serie de valores fijos si es un control antiguo o introduciendo un valor durante la programación del control en los más modernos. En los controles antiguos los valores de disparo para fase son normalmente 140, 200, 280, 400 y 560 A.

El control de estos dispositivos, permite que en condiciones de falla, el restaurador realice sus operaciones de apertura, temporizando en 2 curvas diferentes, para que realice una o dos operaciones de apertura en curva rápida y normalmente dos o tres operaciones de apertura en curva lenta.

Figura 43. Vistas del Recloser de Subestación a) Elevación frontal b) Perfil



a)



b)

### 6.3.1 Ejemplo de coordinación con dos recloser

En la siguiente figura, se debe de realizar las curvas de tiempo-corriente para los relevadores y seleccionar los ajustes para que los relevadores en B, coordinen con los relevadores en A.

Los valores entre los que se puede seleccionar el valor de disparo para los relevadores de fase están en la siguiente tabla.

Tabla XXXII. Valores disponibles para el ajuste del valor de disparo de fase

|     |   |     |   |     |   |     |    |
|-----|---|-----|---|-----|---|-----|----|
| 2.5 | 3 | 3.5 | 4 | 4.5 | 5 | 7.5 | 10 |
|-----|---|-----|---|-----|---|-----|----|

Los valores entre los que se puede seleccionar el valor de disparo para los relevadores de tierra están en la siguiente tabla.

Tabla XXXIII. Valores disponibles para el ajuste del valor de disparo de tierra

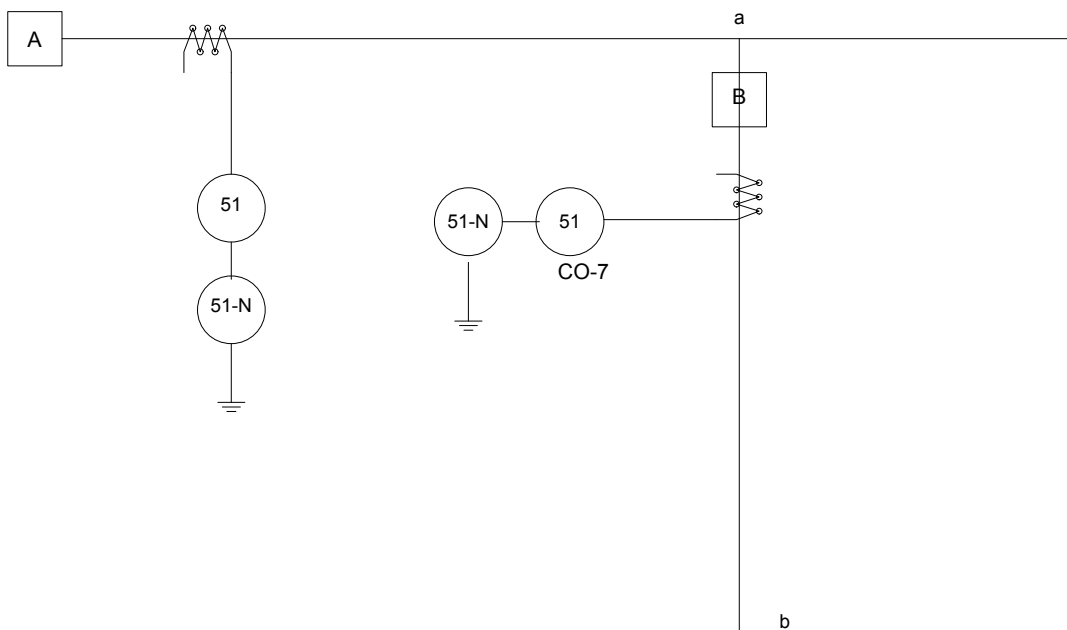
|      |      |      |      |      |      |      |      |
|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 0.75 | 1.25 | 1.75 | 2.25 | 2.75 | 3.25 | 3.75 | 4.25 |
|------|------|------|------|------|------|------|------|

Datos del sistema

Tabla XXXIV. Datos de los interruptores (recloser)

| DATOS  | INTERRUPTOR A | INTERRUPTOR B |
|--|---------------|---------------|
| Corriente Nominal Inom                       | 650 A         | 300 A.        |
| Corriente de desbalance Idesb                | 150 A         | 100 A.        |
| Relación de Transformación Transf. Corriente | 1000:5        | 600:5         |
| Relevadores de fase                          | Inversa       | Inversa       |
| Relevadores falla a tierra                   | Ext. Inversa  | Ext. Inversa  |

Figura 44. Diagrama para el ejemplo de coordinación con dos recloser





Solución:

Tabla XXXV. Cálculos de fase, para el punto b

**PUNTO b. FASE**

Ajuste Disparo 5  
CTR 160  
Curva 5

| Múltiplos de Tap | Amps. Sec | Amps Prim. | Tiempo. |
|------------------|-----------|------------|---------|
| 1.5              | 7.5       | 1200       | 0.89    |
| 2                | 10        | 1600       | 0.5     |
| 2.5              | 12.5      | 2000       | 0.37    |
| 5                | 25        | 4000       | 0.22    |
| 10               | 50        | 8000       | 0.15    |
| 20               | 100       | 16000      | 0.12    |

Tabla XXXVI. Cálculos de tierra, para el punto b

**PUNTO b. TIERRA**

Ajuste disparo 2.25  
CTR 160  
Curva 2

| Múltiplos de Tap | Amps. Sec | Amps Prim. | Tiempo. |
|------------------|-----------|------------|---------|
| 1.5              | 3.375     | 540        | 14      |
| 2                | 4.5       | 720        | 6       |
| 2.5              | 5.625     | 900        | 3.3     |
| 5                | 11.25     | 1800       | 0.75    |
| 15               | 33.75     | 5400       | 0.15    |
| 25               | 56.25     | 9000       | 0.09    |

Tabla XXXVII. Cálculos de fase, para el punto a

**PUNTO a. FASE**

Ajuste disparo 5  
 CTR 200  
 Curva 10

| Múltiplos de Tap | Amps. Sec | Amps Prim. | Tiempo. |
|------------------|-----------|------------|---------|
| 1.5              | 7.5       | 1500       | 1.7     |
| 2                | 10        | 2000       | 1       |
| 2.5              | 12.5      | 2500       | 0.8     |
| 5                | 25        | 5000       | 0.43    |
| 15               | 75        | 15000      | 0.25    |
| 25               | 125       | 25000      | 0.22    |

Tabla XXXVIII. Cálculos de tierra, para el punto a

**PUNTO a. TIERRA**

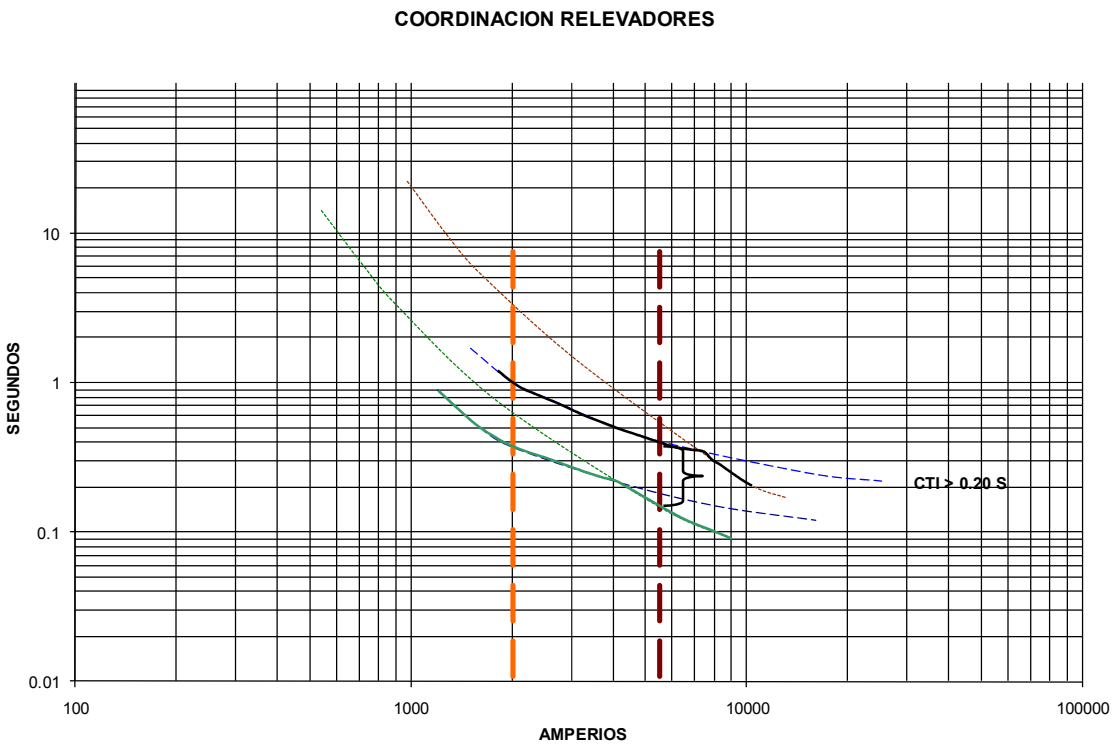
Ajuste disparo 3.25  
 CTR 200  
 Curva 3

| Múltiplos de Tap | Amps. Sec | Amps Prim. | Tiempo. |
|------------------|-----------|------------|---------|
| 1.5              | 4.875     | 975        | 22      |
| 2                | 6.5       | 1300       | 9.2     |
| 2.5              | 8.125     | 1625       | 5.2     |
| 5                | 16.25     | 3250       | 1.3     |
| 15               | 48.75     | 9750       | 0.22    |
| 20               | 65        | 13000      | 0.17    |

Tabla XXXIX. Valores para graficar la curva logarítmica de relevadores para el ejemplo.

| Amps Prim. | Tiempo. |
|------------|---------|
| 2000       | 7.5     |
| 2000       | 4.1     |
| 2000       | 1.22    |
| 2000       | 0.67    |
| 2000       | 0.55    |
| 2000       | 0.01    |
| 5500       | 7.5     |
| 5500       | 4.1     |
| 5500       | 1.22    |
| 5500       | 0.67    |
| 5500       | 0.55    |
| 5500       | 0.01    |

Figura 45. Curva logarítmica de coordinación de relevadores para los interruptores del ejemplo



Para asegurarse que los relevadores de los recloser no van a operar simultáneamente, la separación entre las curvas debe ser como mínimo 0.3 segundos.

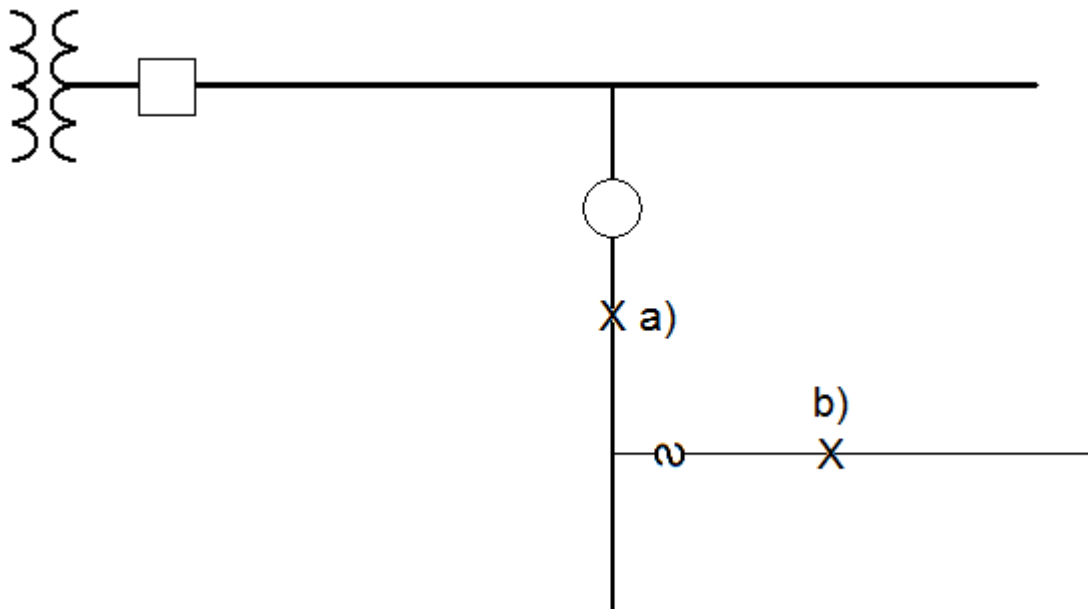
En la práctica, el valor del intervalo de regulación varía entre 0.2 y 0.5 segundos, dependiendo del criterio de la persona que está haciendo la coordinación.

## 6.4 Seccionalizadores

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

Su funcionamiento se describe con la ayuda de la siguiente figura.

Figura 46. Funcionamiento de un seccionalizador



#### **6.4.1 Ejemplo del funcionamiento de un seccionalizador**

Asumiendo que el restaurador está programado para un total de 4 operaciones de apertura, 1 operación en curva rápida y 3 en curva lenta, y que además el seccionalizador está programado para contar 3 operaciones

Para una falla permanente en el punto a). El restaurador hace su 1ª operación de apertura en curva rápida, el seccionalizador cuenta “1” posterior a lo cual el restaurador hace su primer reenganche.

Siendo la falla permanente, el restaurador hace su 2ª operación de apertura en curva lenta, el seccionalizador cuenta “2” y el restaurador hace su segundo reenganche.

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

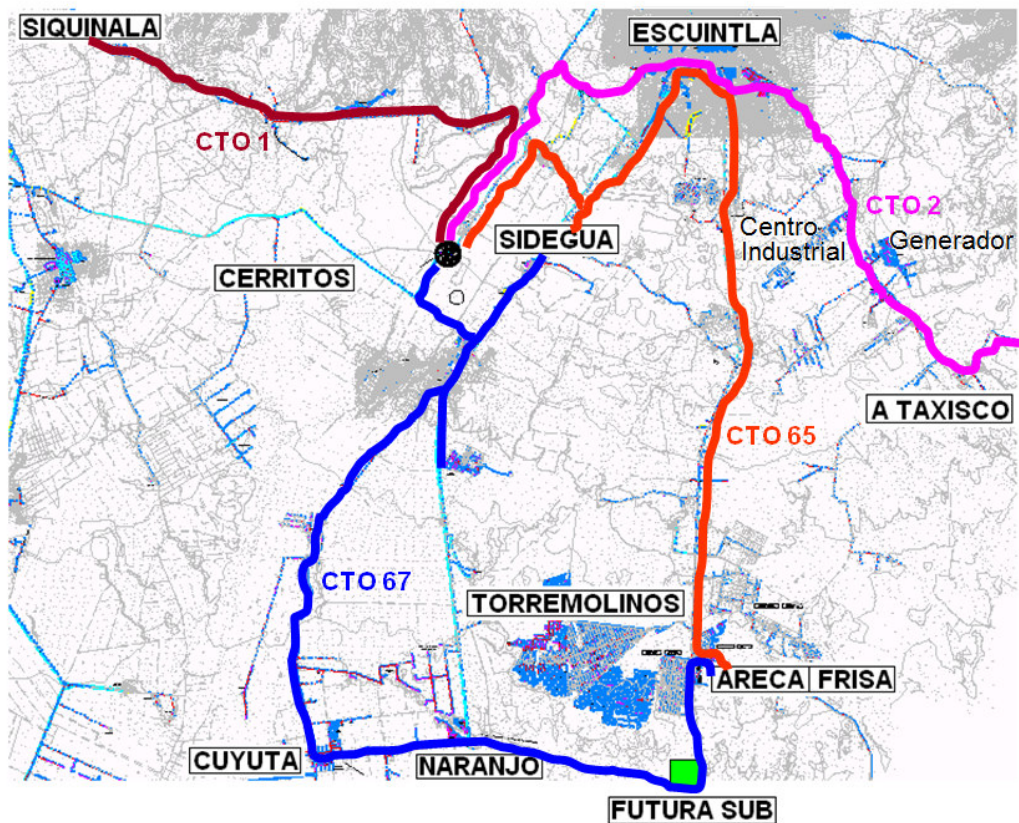
Para la falla en el punto b). Con la misma programación en el restaurador y en el seccionalizador, la secuencia es como sigue: el restaurador libera la falla operando en su curva rápida y hace su primer reenganche, por lo cual el seccionalizador cuenta “1”, y antes de que opere la curva lenta, el fusible libera la falla por lo que el seccionalizador cuenta “2”. Como el seccionalizador está programado para abrir cuando se libera una falla 3 veces, el seccionalizador se queda cerrado y solamente se aísla la parte de la red que se protege con el fusible.

## 7 PLANOS LOS NUEVOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

### 7.1 Alternativas para los circuitos principales de la subestación cerritos

En las siguientes figuras se muestran las alternativas que se pueden utilizar en un determinado momento como solución a la demanda. Así como también la descripción de sus efectos.

Figura 47. Creación de 2 nuevos circuitos para la subestación cerritos y la implementación de una nueva subestación al área en análisis.



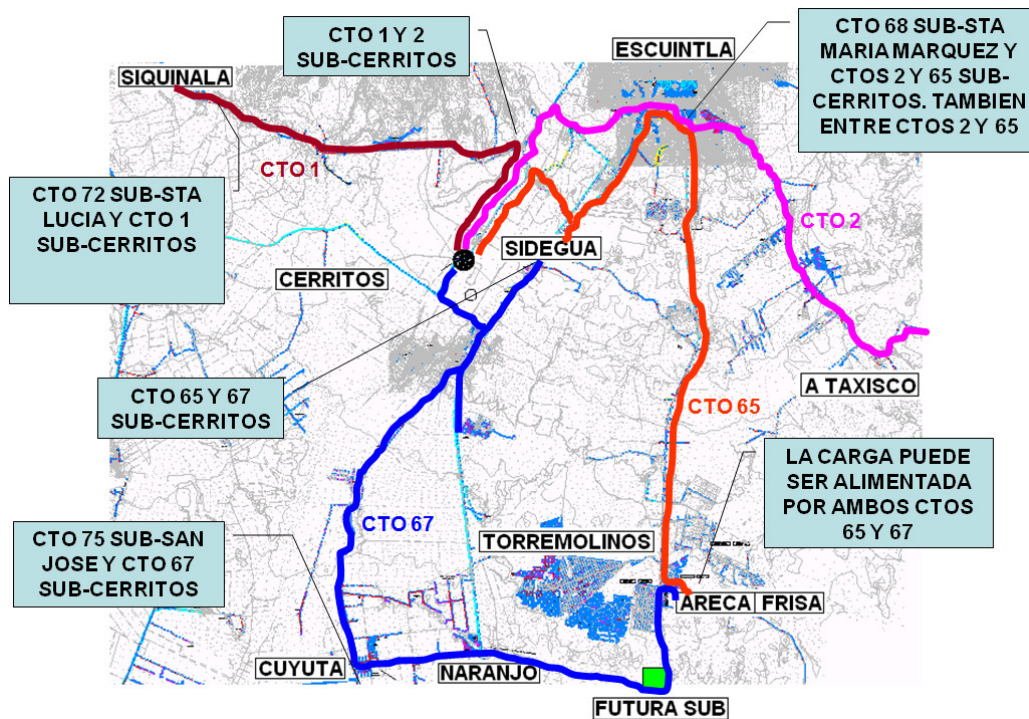
Para la figura anterior se describe lo siguiente:

- a) En esta configuración se construirían 2 nuevos circuitos que serían el circuito 1 y el circuito 2 de la Subestación Cerritos. Con el circuito 1 se tendría una interconexión sólida con el circuito 72 de la subestación Santa Lucía, ya que el conductor que se utilizaría sería de sección 336.4 MCM. Con el circuito 2 se dividiría la carga del circuito 65, ya que también el conductor a utilizarse sería de sección 336.4 MCM, logrando mayor confiabilidad y con suficiente capacidad para adicionar 2 cargas importantes que se conectarán en el futuro, estas cargas serían “centro industrial” que se construye actualmente y la otra carga sería “generador de energía eléctrica a base de carbón”
- b) El circuito 67 se extendería para poder absorber parte de la carga de Areca y Frisa, que se encuentra en constante crecimiento. Para esta extensión se utilizaría un conductor con sección 336.4 MCM. Un aspecto importante en considerar para esta extensión es la regulación, ya que la carga se encuentra al final del circuito y la distancia es considerable.
- c) El circuito 65 también se extendería para poder absorber parte de la carga de Areca y Frisa, que se encuentra en constante movimiento. En este circuito sería necesario reconductorar algunos tramos que se encuentran con conductor de calibre 4/0 y se cambiaría a conductor de sección 336.4 MCM. Por la distancia a que se encuentra la carga, también es importante prestar atención a la regulación de voltaje y así mantener las menores pérdidas posibles.
- d) La construcción de una futura subestación en el área de análisis, sería de gran importancia, ya que esta absorbería en primer lugar el 100% de la demanda de la carga de Areca y Frisa. Esta subestación se aprovecharía



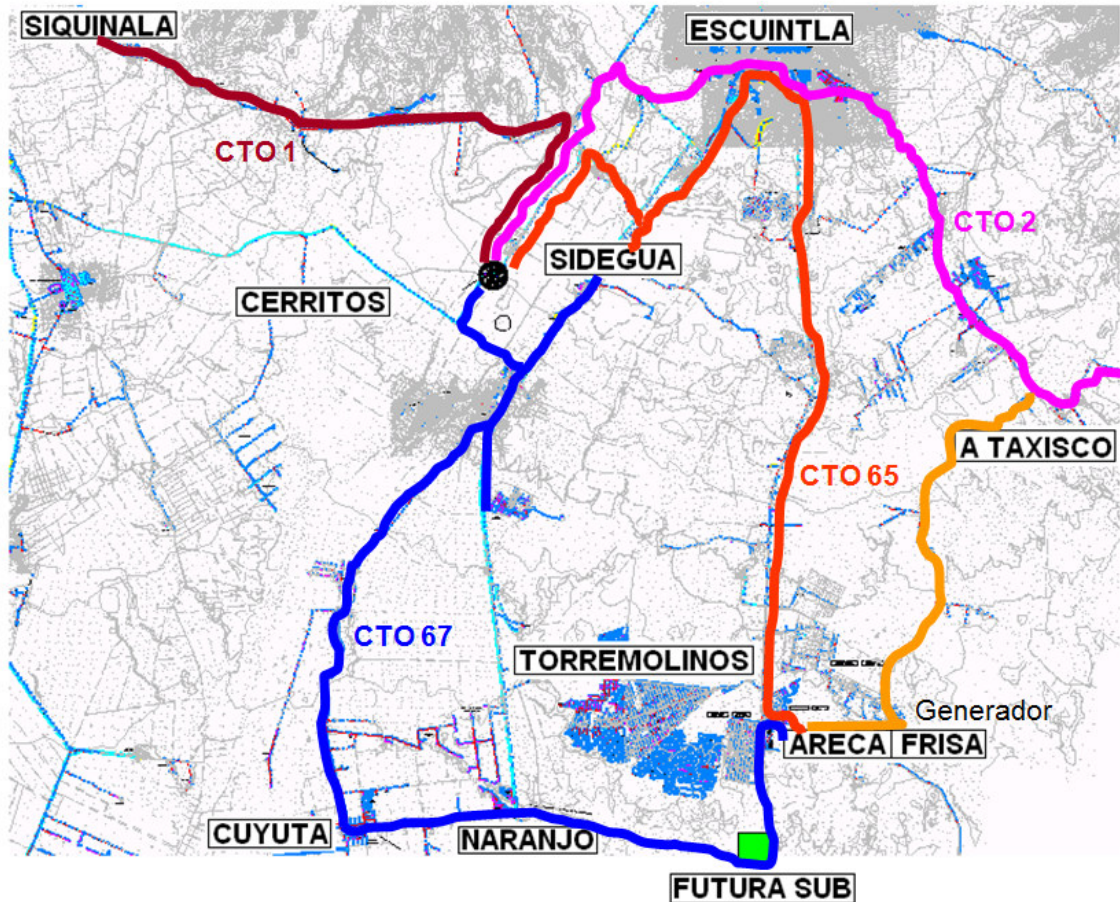
de la extensión del circuito 67 para poder absorber la carga que va desde esta futura subestación hasta el municipio de Masagua. Por otra parte la futura subestación absorbería la carga del circuito 75 de la Subestación San José y si se construye un nuevo circuito desde la futura subestación, en línea con la autopista a Puerto Quetzal, absorbería la carga de Arizona. Esta subestación sería de mucha utilidad para reducir el factor de utilización de las subestaciones Cerritos y San José

Figura 48. Puntos de interconexión para los 2 nuevos circuitos para la subestación cerritos y la implementación de una nueva subestación al área en análisis



Como se puede observar en la figura anterior el sistema sería más flexible, más dinámico y más confiable. Aunque para poder lograr estas modificaciones al sistema es necesario invertir en la infraestructura y equipo.

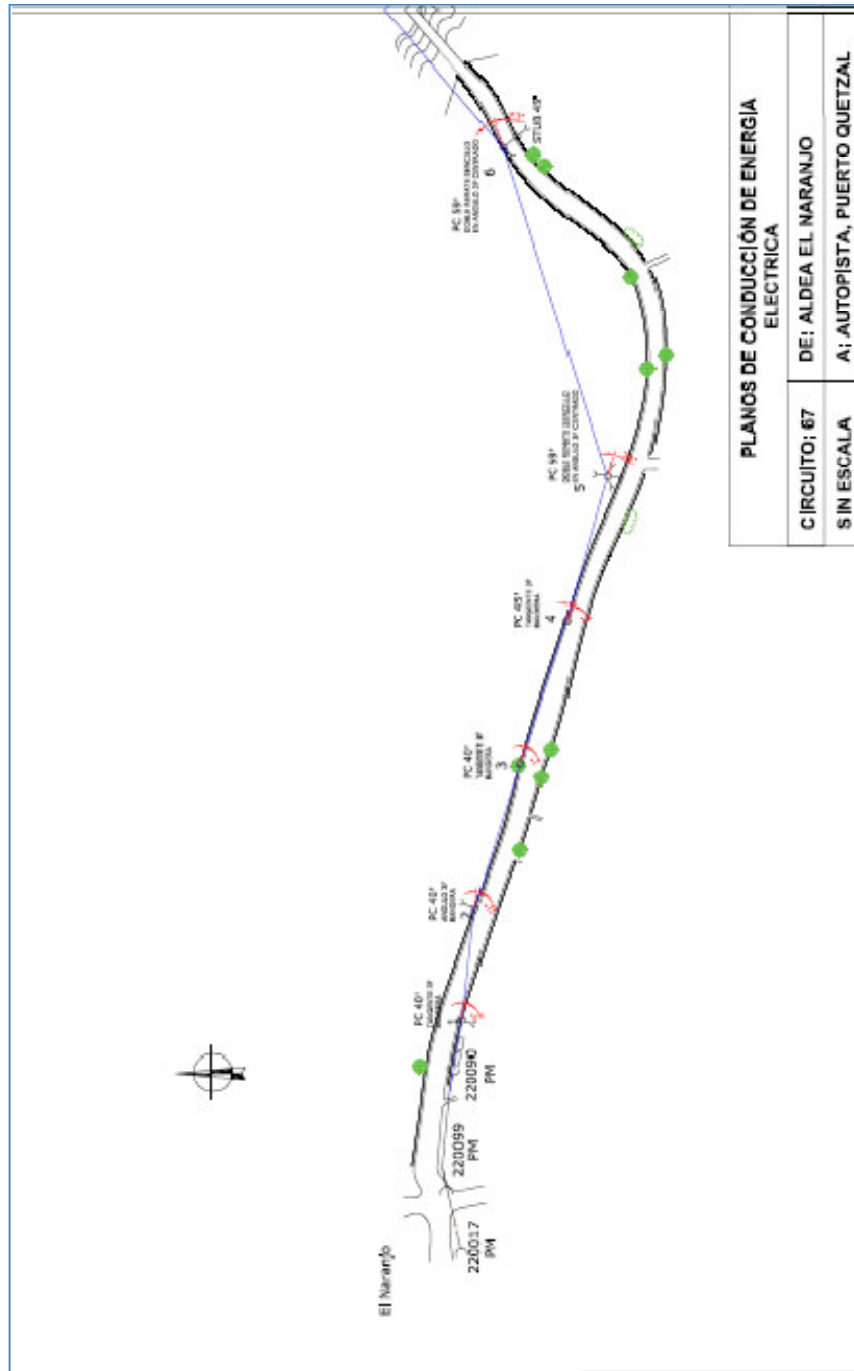
Figura 49. Ampliación de un extremo, si se llegara a construir la futura subestación.



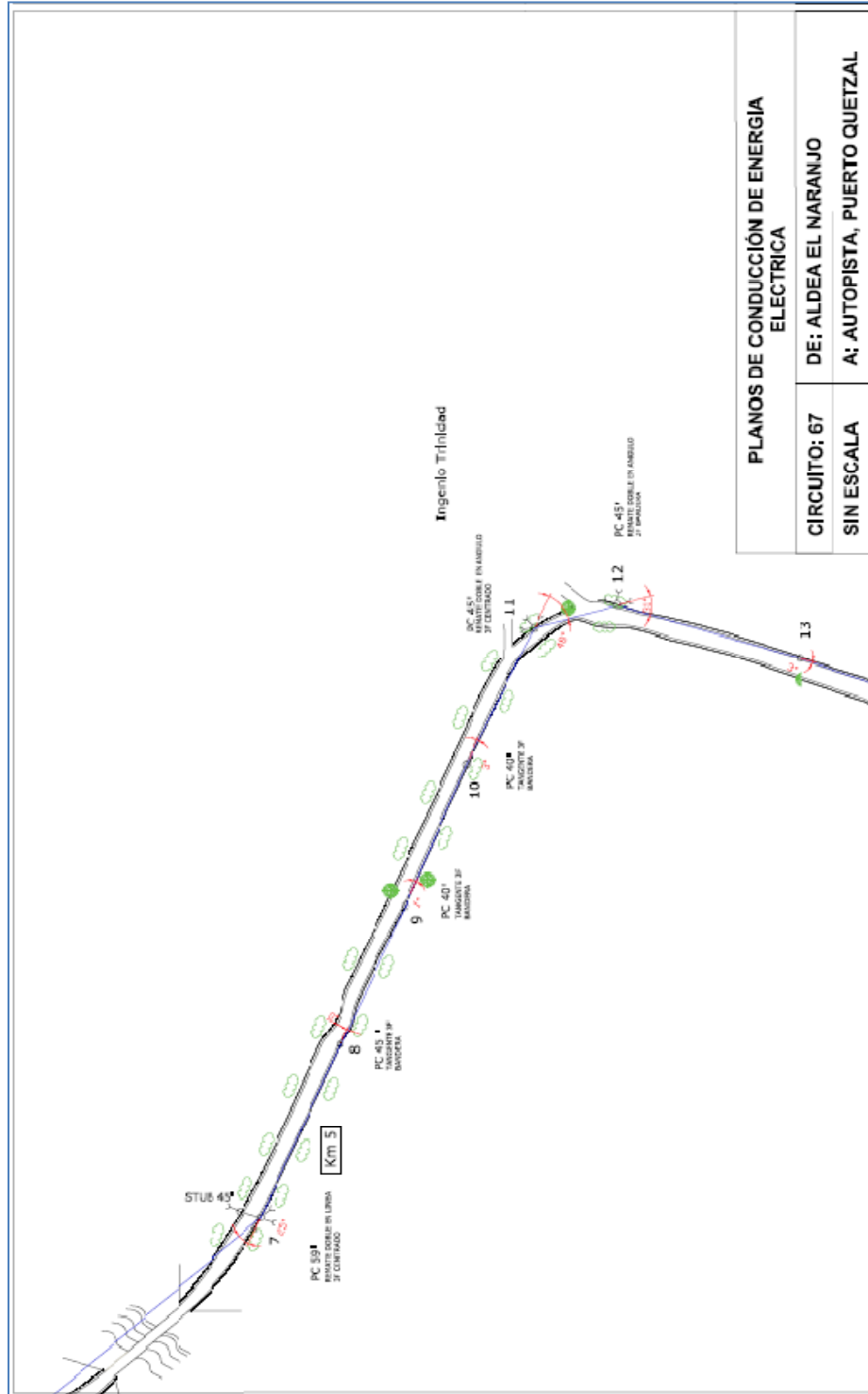
Si se llegara a construir la futura subestación, se puede pensar en extender el circuito que alimentaría la carga de Areca y Frisa para que pueda interconectarse con el circuito 2 de la Subestación Cerritos. Con esto logramos servir una carga que se encuentra en construcción y que consiste en un Generador de Energía Eléctrica. Por otra parte, se podría absorber parte de la carga del circuito 2 de Cerritos. Esta parte se maneja como alternativa de segundo orden ya que cuando esté operando y generando la empresa Generadora, puede ser que se autoalimenten y no necesiten el servicio o al

menos solo como respaldo. Esta extensión de línea, también se construiría con conductor de sección 336.4 MCM.

Figura 50. Planos de diseño de aldea el naranjo a la autopista al puerto quetzal

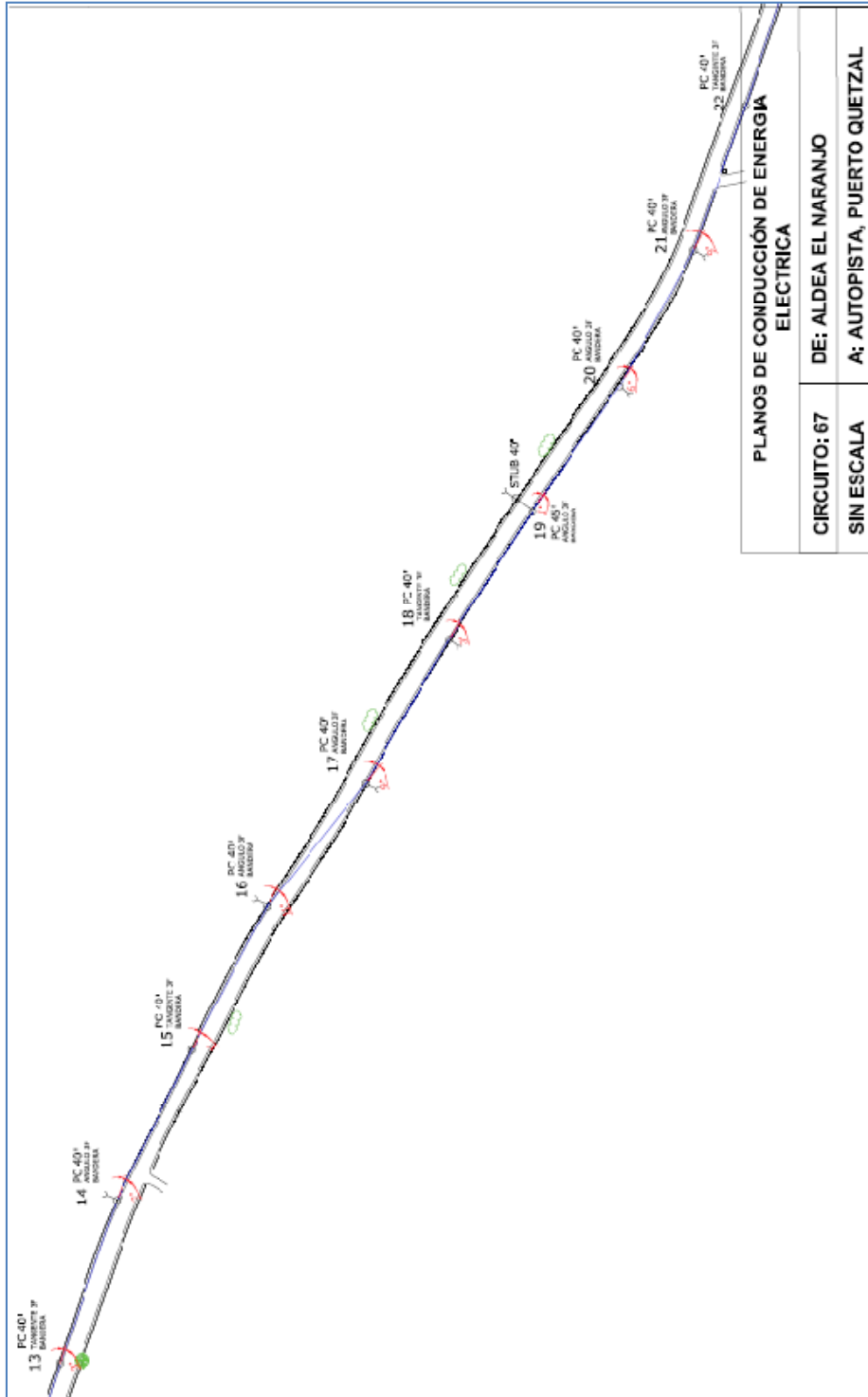


PLANO 1/14

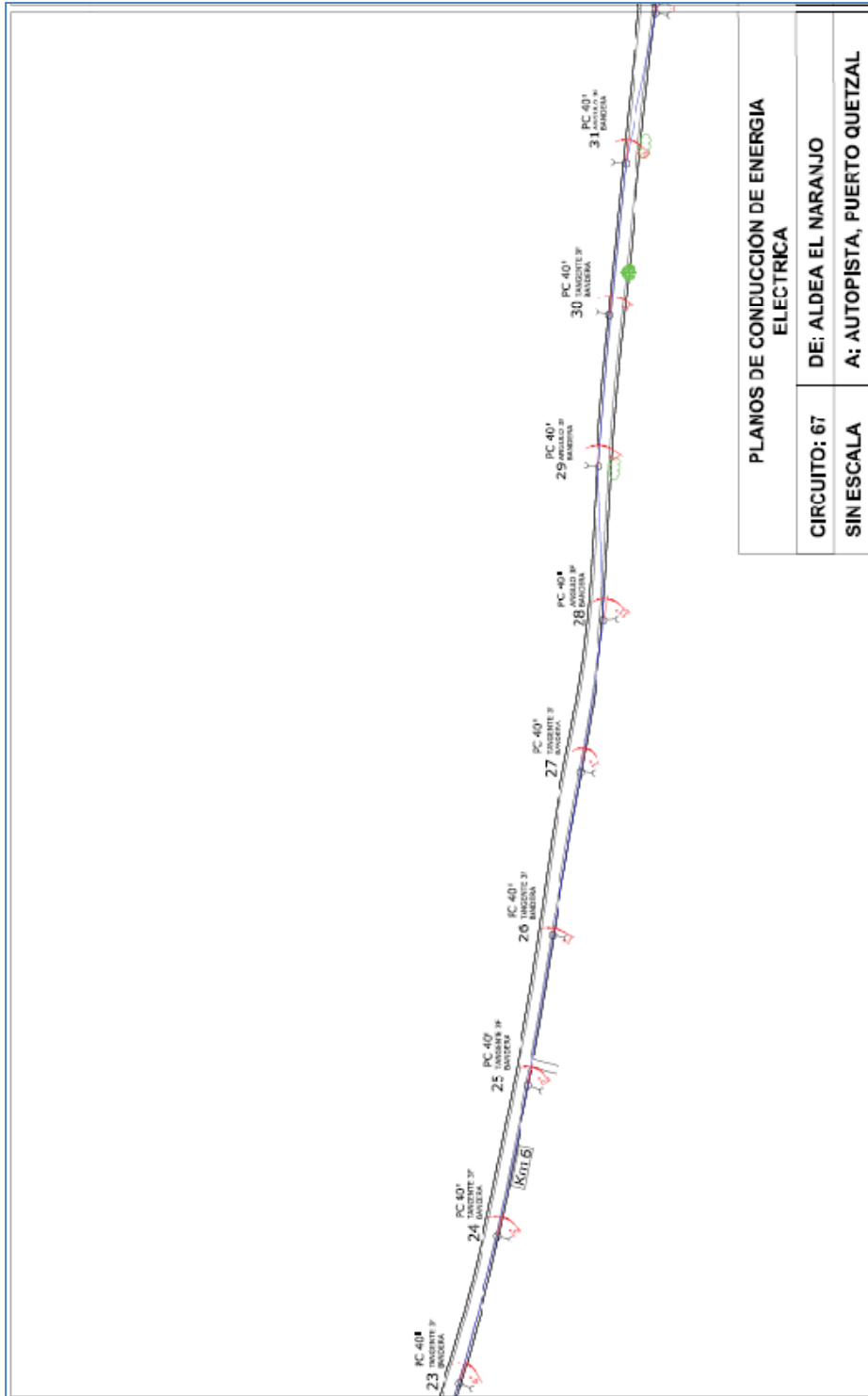


| PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA |                              |  |
|---|------------------------------|--|
| CIRCUITO: 67                              | DE: ALDEA EL NARANJO         |  |
| SIN ESCALA                                | A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL |  |

PLANO 2/14



PLANO 3/14

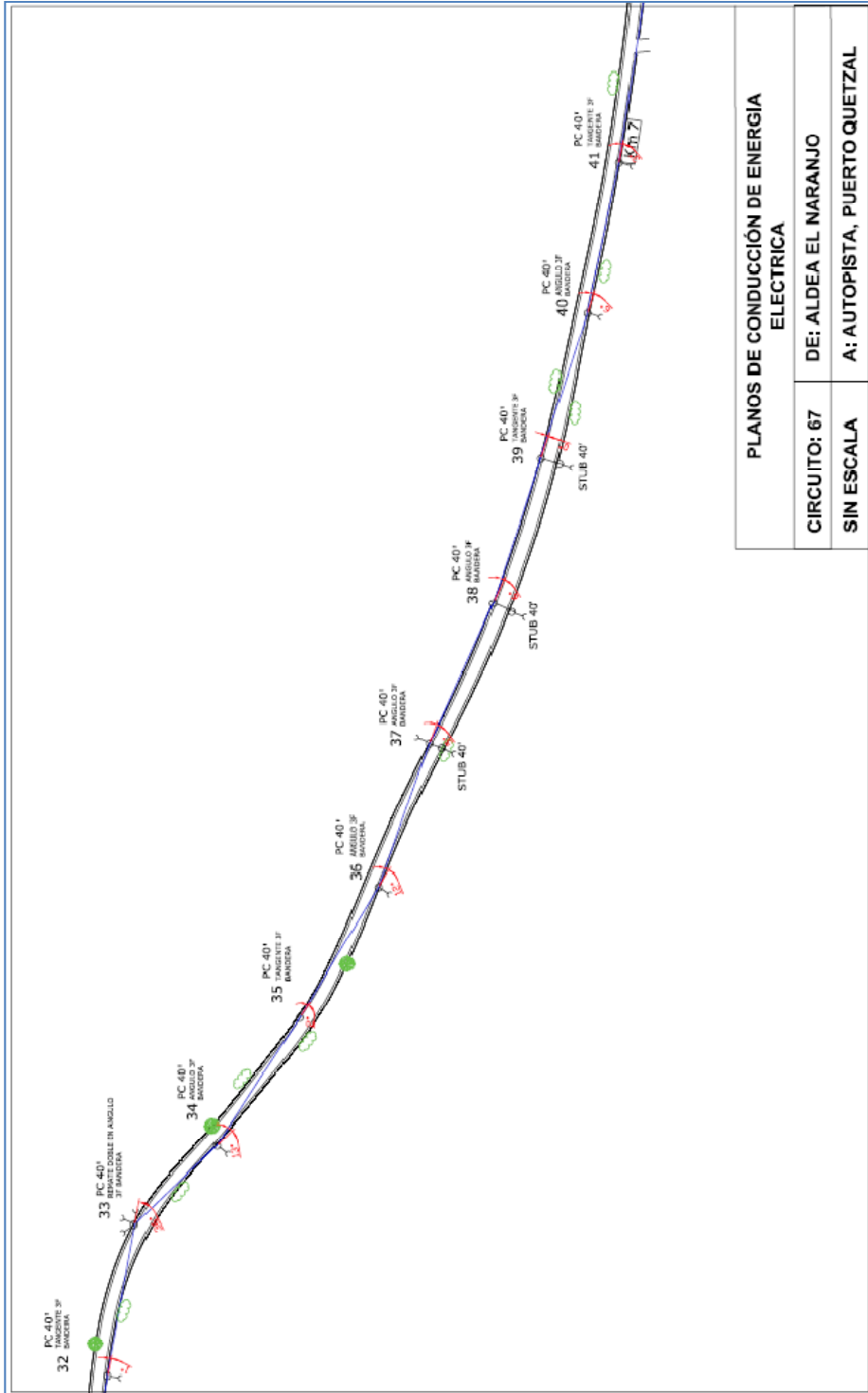


PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA  
ELECTRICA

CIRCUITO: 67  
SIN ESCALA

DE: ALDEA EL NARANJO  
A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL

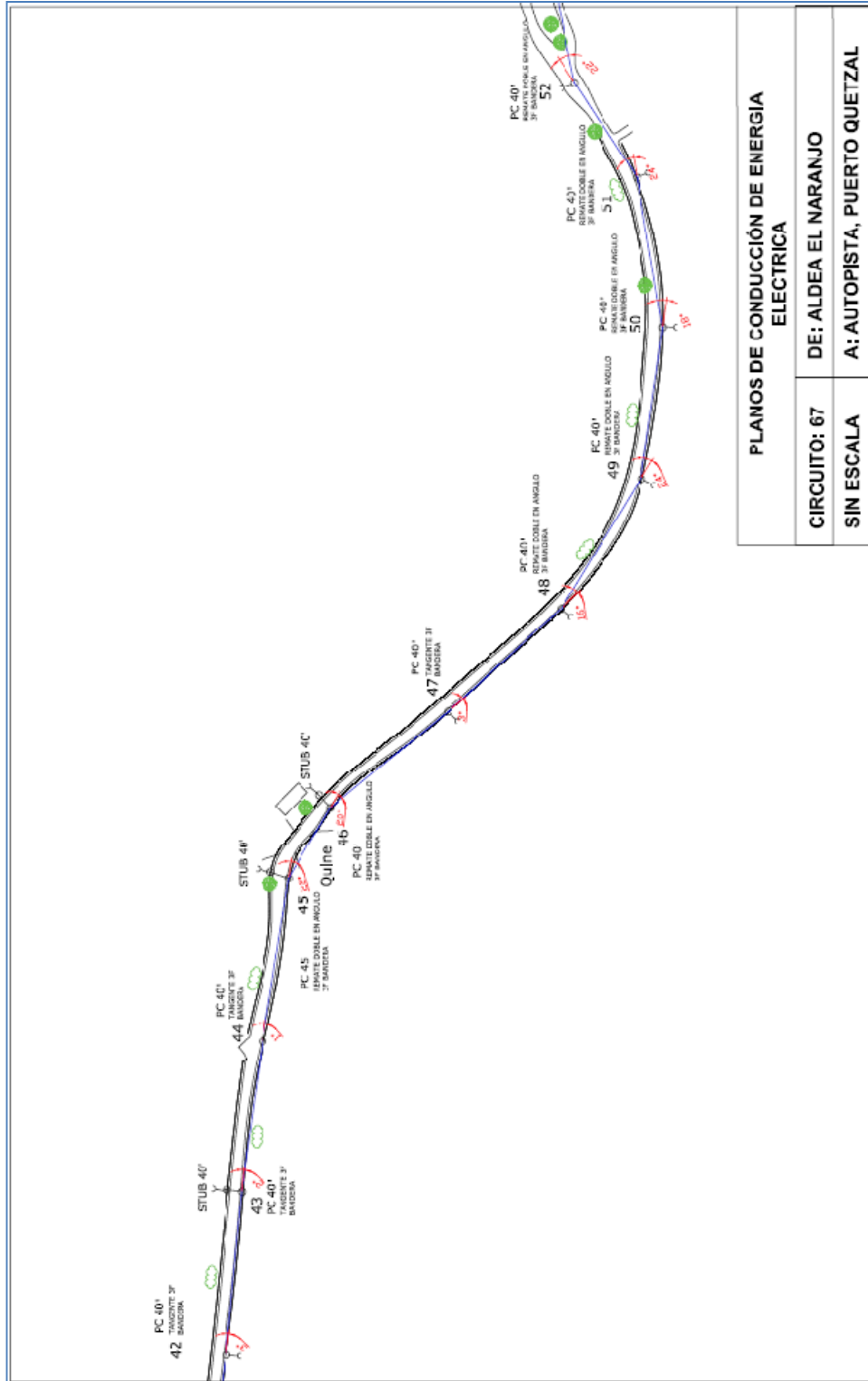
PLANO 4/14



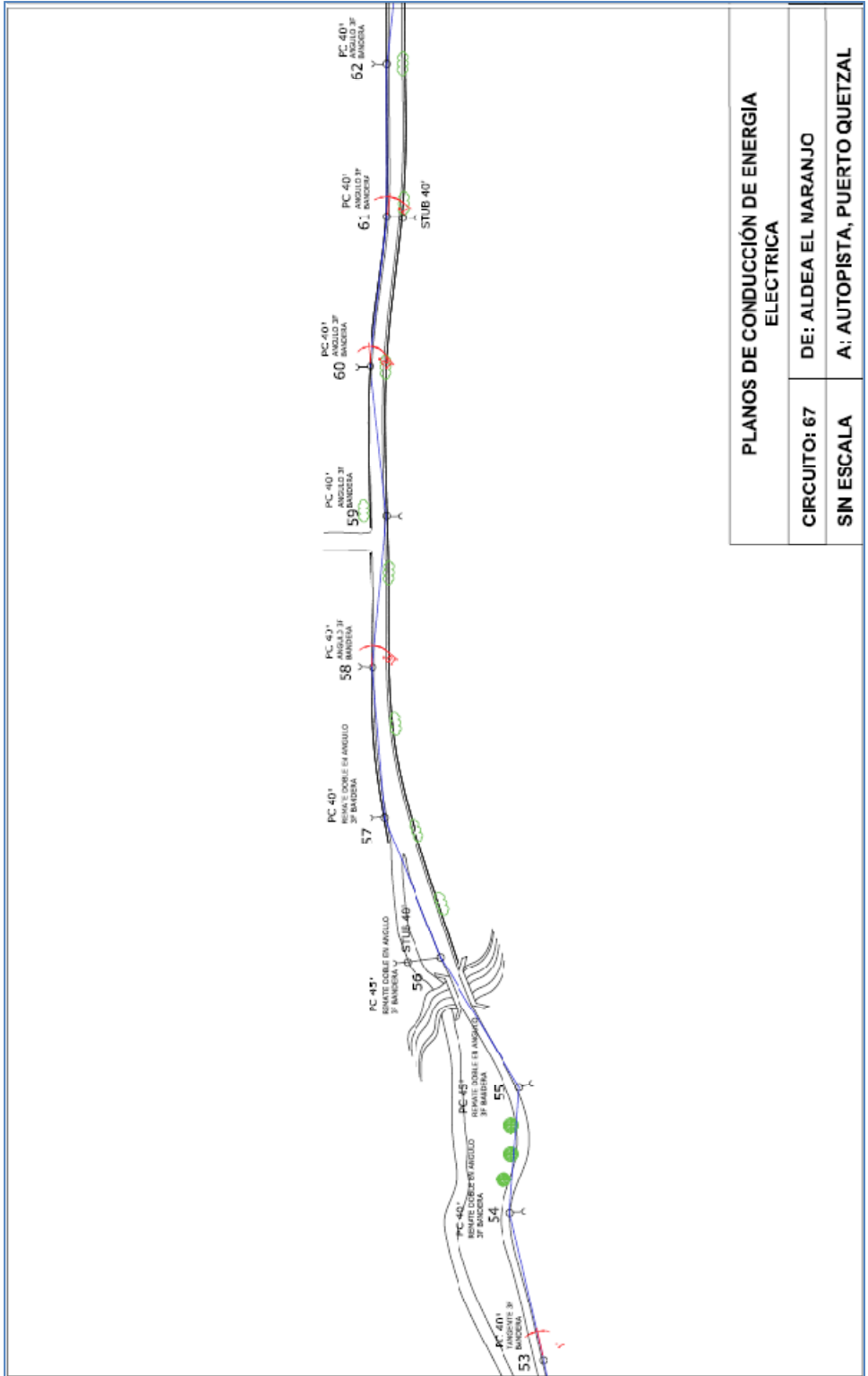
|  |                                     |
|--|-------------------------------------|
| <b>PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA<br/>ELECTRICA</b> |                                     |
| <b>CIRCUITO: 67</b>                                  | <b>DE: ALDEA EL NARANJO</b>         |
| <b>SIN ESCALA</b>                                    | <b>A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL</b> |

**PLANO 5/14**



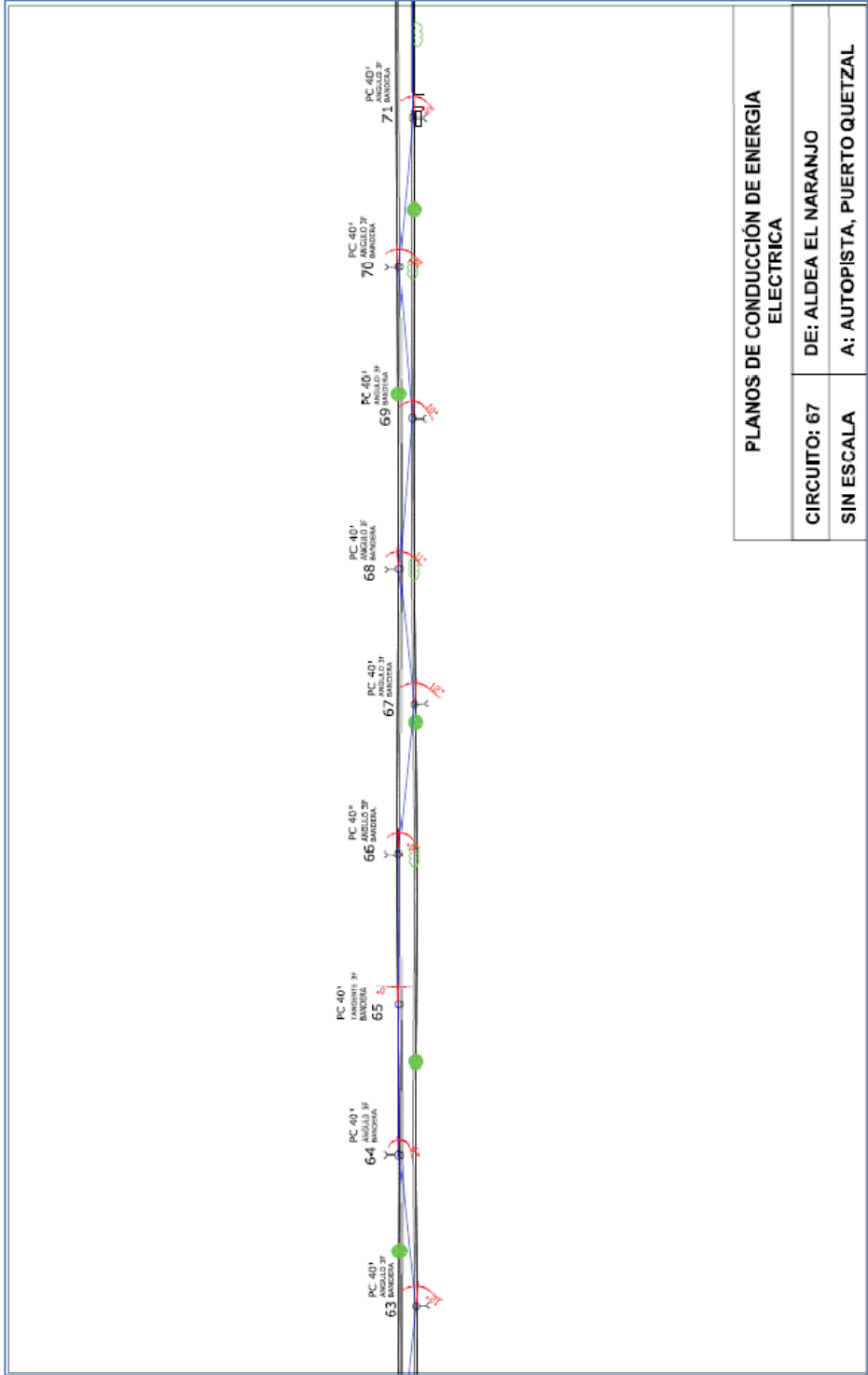


PLANO 6/14



**PLANO 7/14**

|  |                                     |
|--|-------------------------------------|
| <b>PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA<br/>ELECTRICA</b> |                                     |
| <b>CIRCUITO: 67</b>                                  | <b>DE: ALDEA EL NARANJO</b>         |
| <b>SIN ESCALA</b>                                    | <b>A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL</b> |



**PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGÍA  
ELECTRICA**

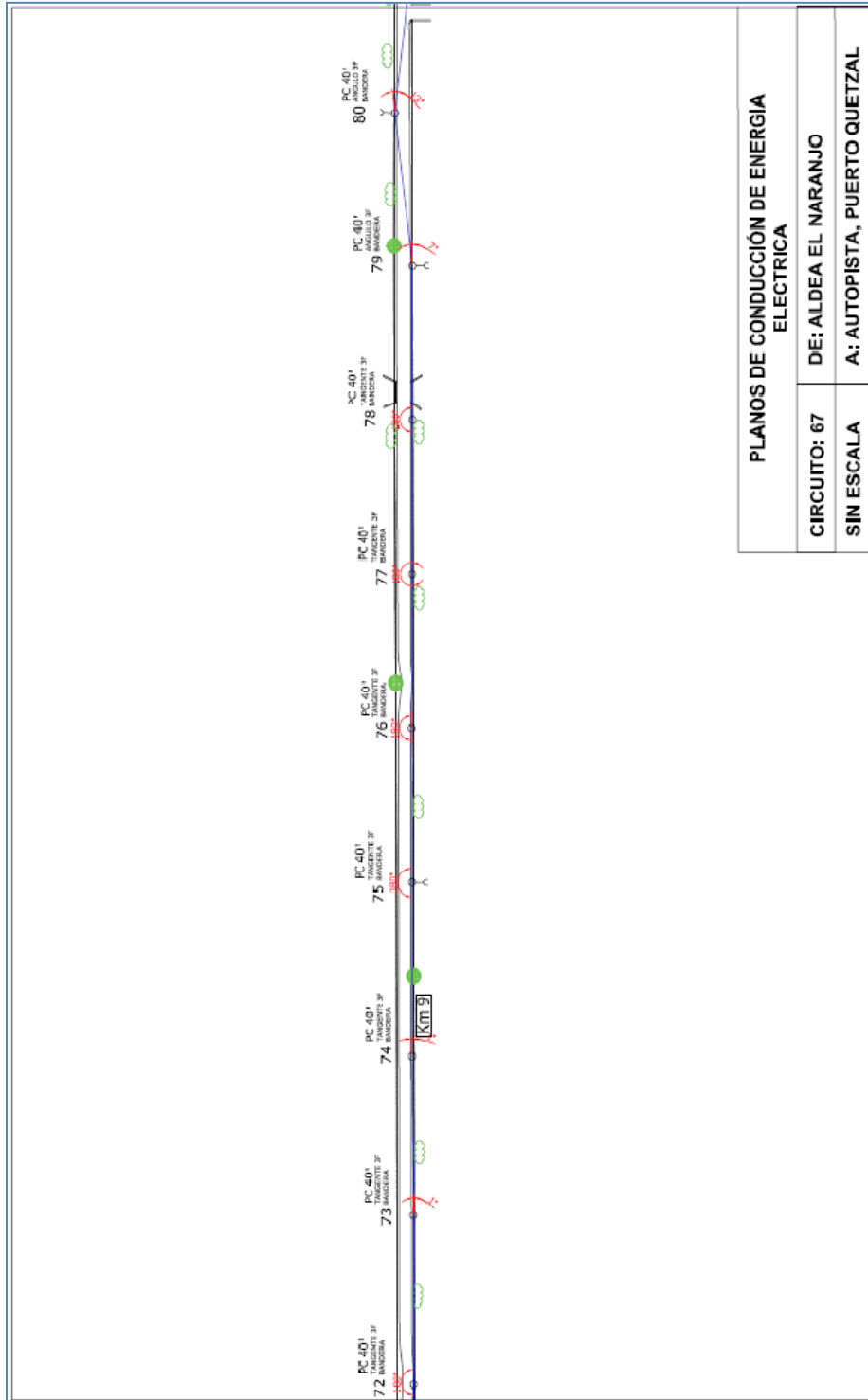
**CIRCUITO: 67**

**DE: ALDEA EL NARANJO**

**SIN ESCALA**

**A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL**

**PLANO 8/14**

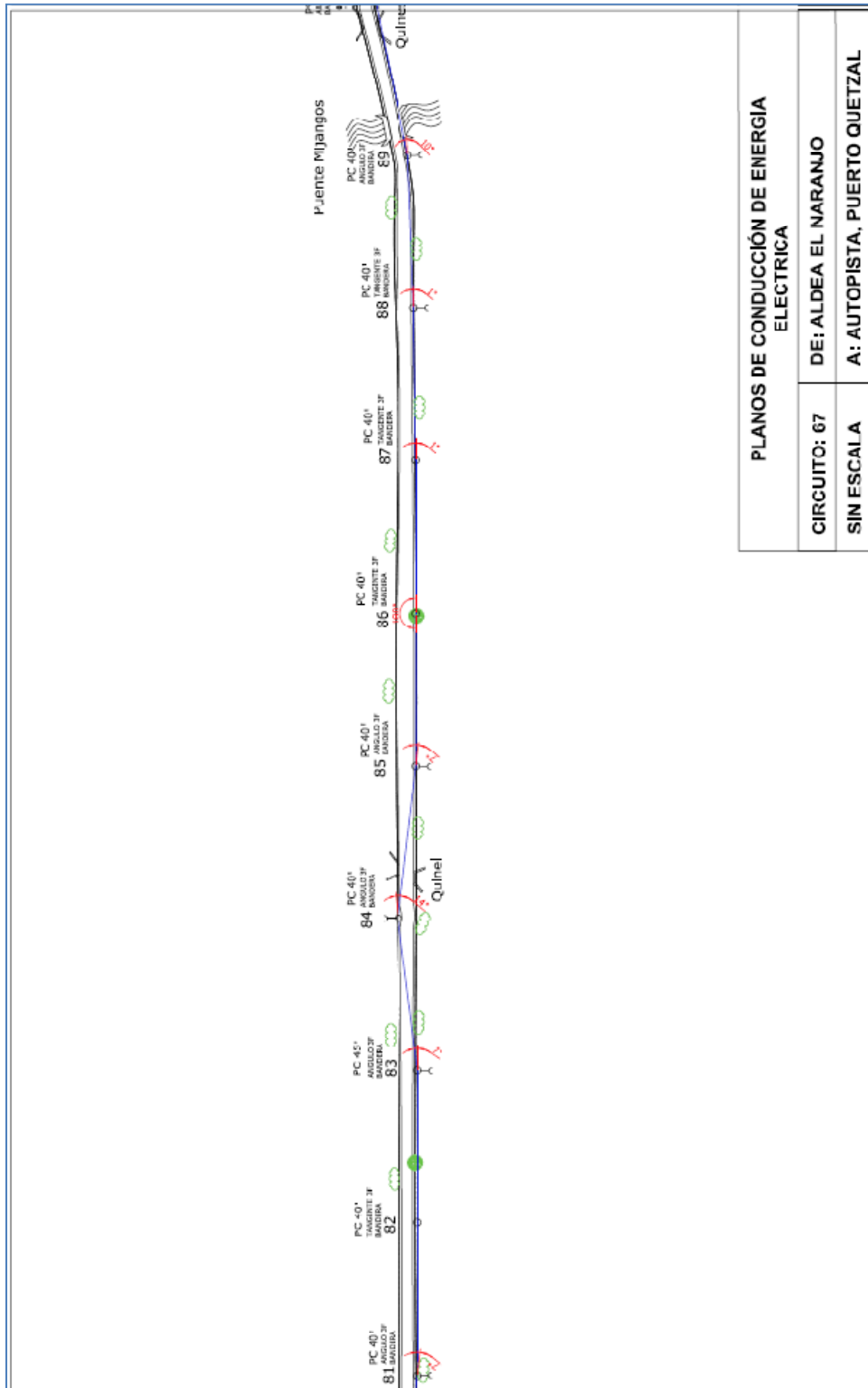


PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA  
ELECTRICA

CIRCUITO: 67 DE: ALDEA EL NARANJO

SIN ESCALA A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL

PLANO 9/14

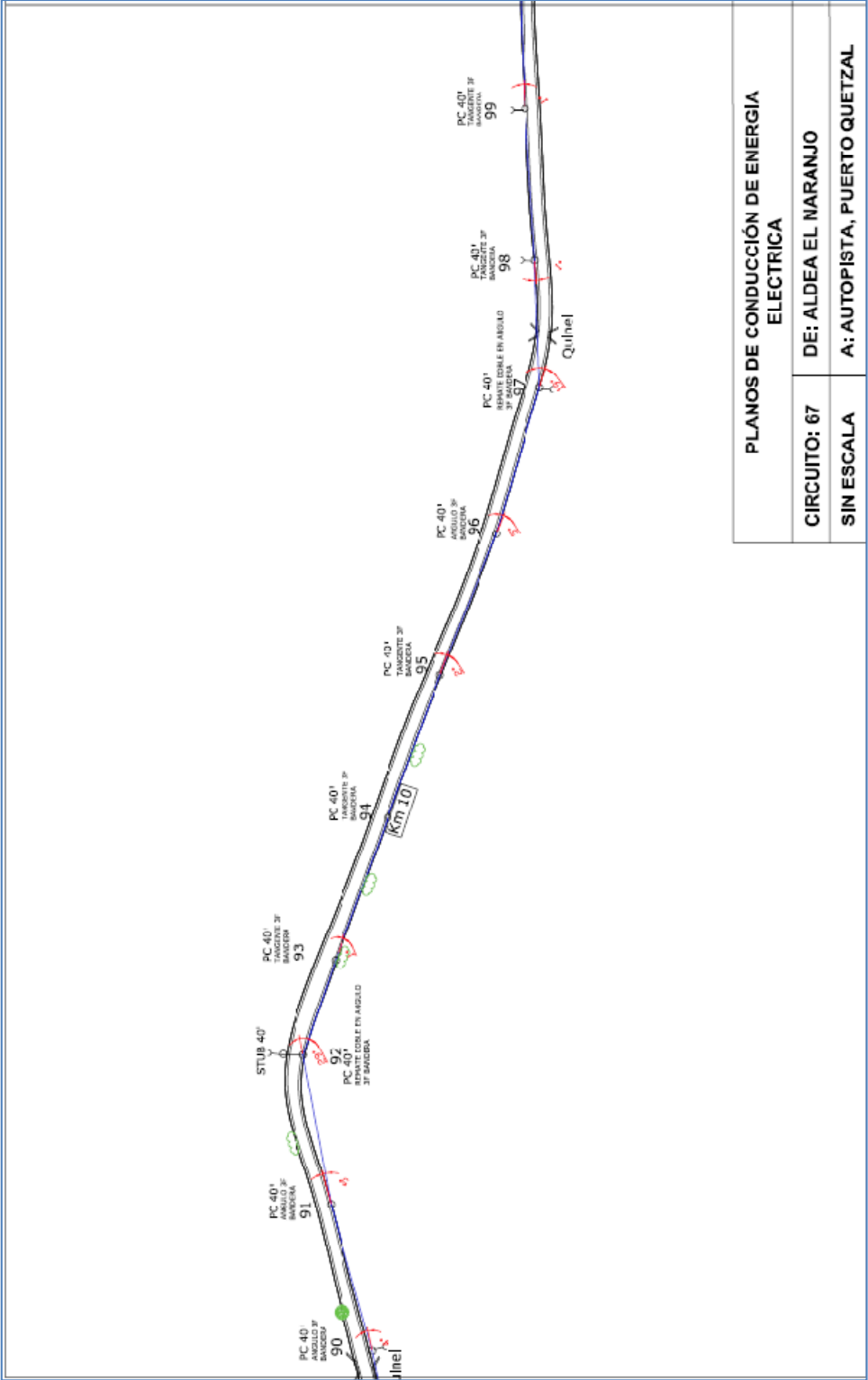


**PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA**

CIRCUITO: 67  
 SIN ESCALA

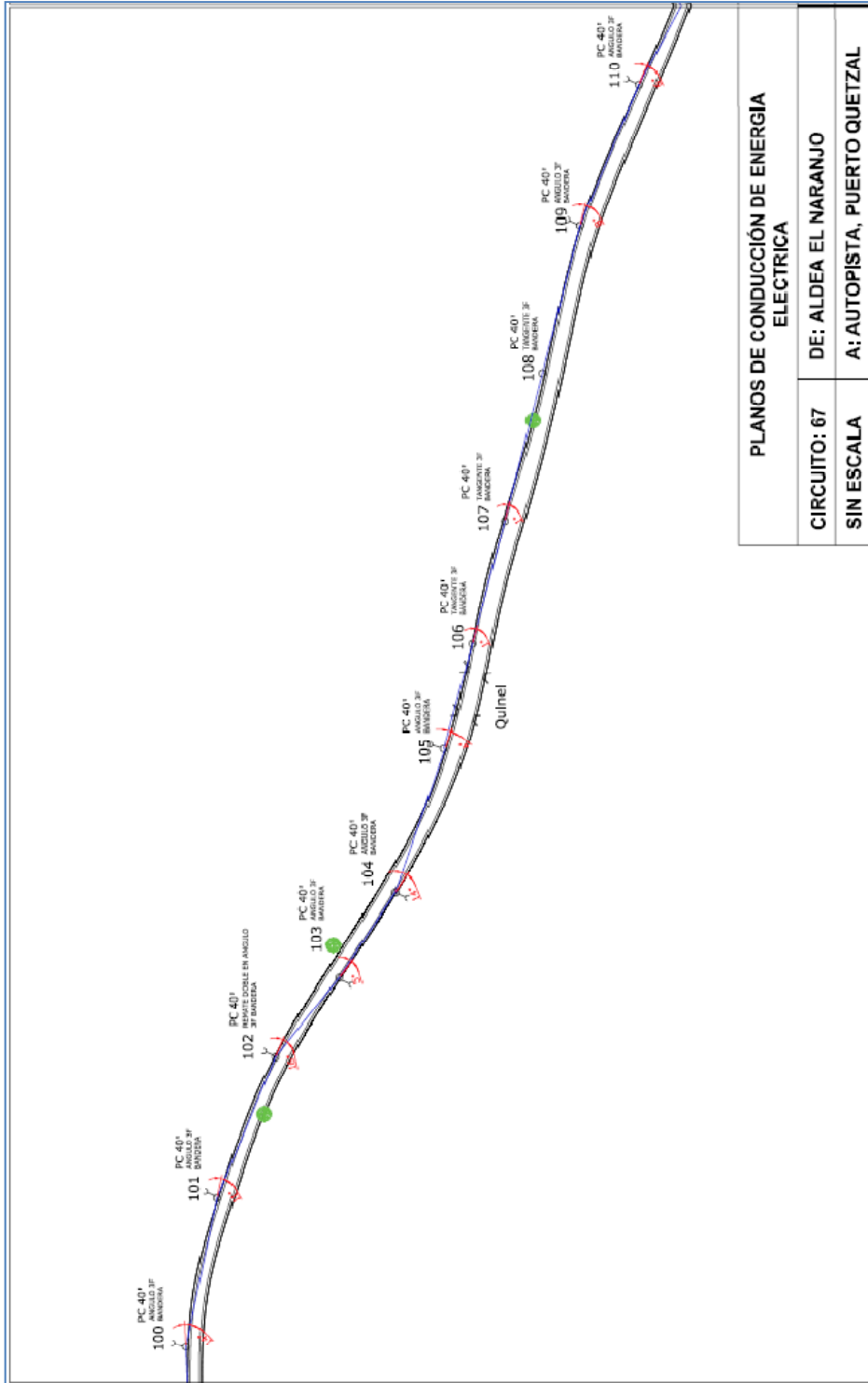
DE: ALDEA EL NARANJO  
 A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL

**PLANO 10/14**



|   |                              |
|---|------------------------------|
| PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA |                              |
| CIRCUITO: 67                              | DE: ALDEA EL MARANJO         |
| SIN ESCALA                                | A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL |

PLANO 11/14



PLANOS DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA  
ELECTRICA

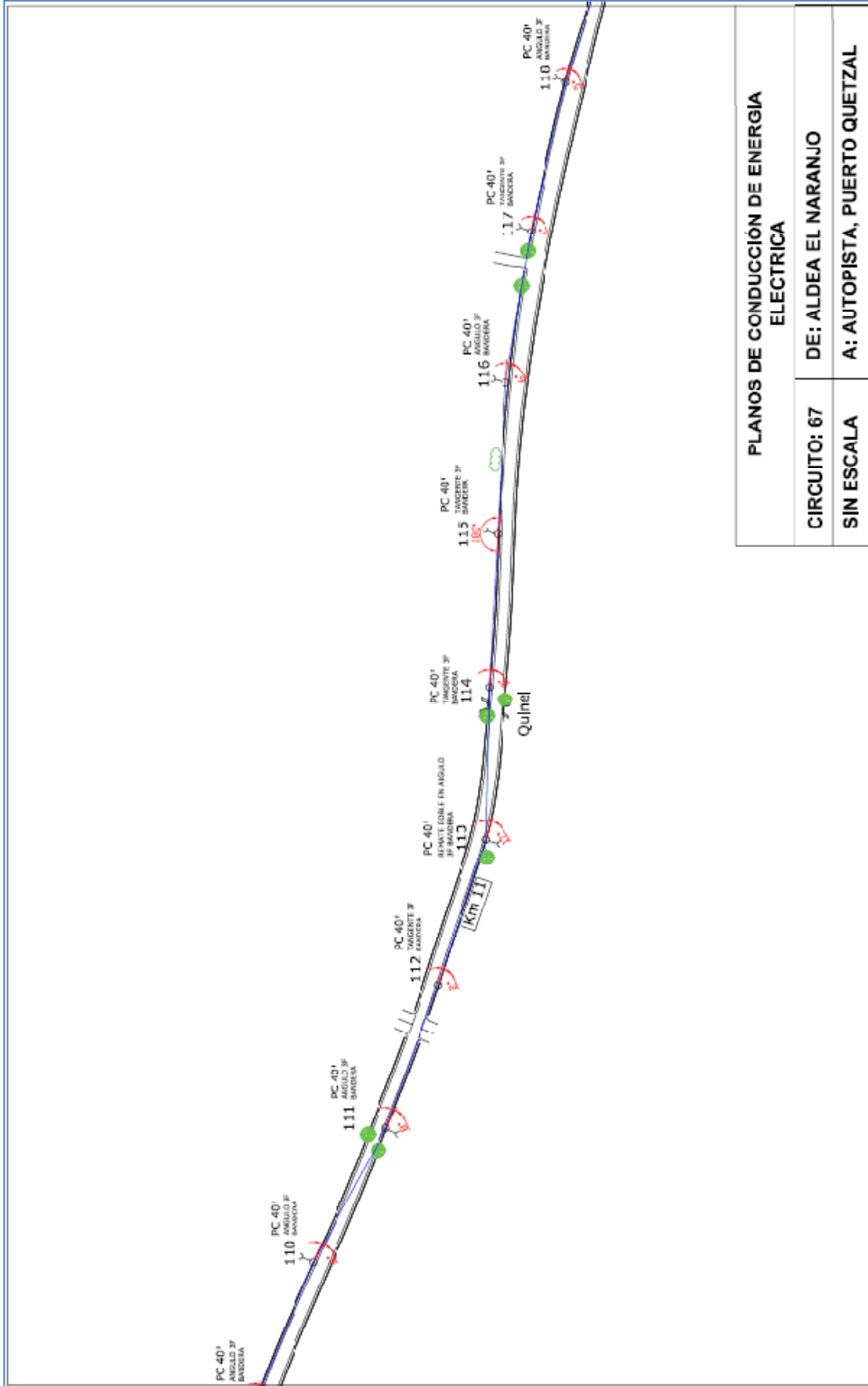
CIRCUITO: 67

DE: ALDEA EL NARANJO

SIN ESCALA

A: AUTOPISTA, PUERTO QUETZAL

PLANO 12/14



PLANO 13/14







## CONCLUSIONES

- 1) En la actualidad el factor de utilización del transformador es aceptable, así como el de cada uno de los circuitos principales de distribución.
- 2) Para ambos circuitos de distribución, la regulación de voltaje se encuentra por debajo de los límites establecidos por las Normas Técnicas de Servicio de Distribución –NTSD- de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE.
- 3) El diseño de cada una de las configuraciones constructivas y los distintos criterios de diseño utilizados para las redes de distribución analizadas en este informe cumplen con las Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución –NTDOID- de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE.
- 4) Para el diseño y construcción de una línea de distribución es de importancia conocer las variables involucradas, así como también de las condiciones naturales de la región, para lograr un sistema satisfactorio, óptimo y eficaz.



## RECOMENDACIONES

- 1) Monitorear constantemente las distintas protecciones utilizadas, ya que la demanda de potencia se incrementa día con día.
- 2) Comprobar que cada derivación que se realice de los circuitos principales de distribución, cuente con sus protecciones respectivas.
- 3) Patrullar constantemente el área de cobertura de la subestación, para poder crear un plan de desrame de arboles y así reducir las fallas a tierra.
- 4) No sobrepasar los límites de diseño y construcción para los cuales fueron proyectados los circuitos principales de distribución.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Lara Roberto Espinoza **Sistemas de Distribución**. Editorial Limusa, primera edición 1990.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución NTDOID**, resolución 47-99.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **Normas Técnicas del Servicio de Distribución NTSD**, resolución 09-99.
4. Empresa Eléctrica de Guatemala, **Unidades Básicas de Construcción**, año 2006.
5. Empresa Eléctrica de Guatemala, **Fichas Técnicas de Materiales**, año 2006.
6. Martín José Raúl. **Diseño de Subestaciones Eléctricas**. Segunda Edición. México.
7. Morales Mazariegos Juan Fernando. **Elementos de Protección de Sistemas de Potencia**. Serigráfica.





## ANEXO 1

### NORMAS RELACIONADAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Para el análisis que se ha estado tratando, es necesario basarse en normas como la norma NTDOID (Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución) y la norma NTSD (Normas Técnicas del Servicio de Distribución).

Este capítulo tiene una doble intención bajo las condiciones de operación.

- 1) Limitar la posibilidad de contacto por personas con los circuitos o equipos;
- 2) Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con, las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada.

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

Las distancias verticales deben ser como mínimo las indicadas en la siguiente y se aplican bajo las siguientes condiciones:

- 1) La condición que ocasione la mayor flecha final: temperatura en los conductores de 50°C, sin desplazamiento de viento, o la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea

sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50°C.

**2) Flecha final sin carga, en reposo.**

Tabla XL. Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores sobre vías férreas, el suelo o agua.

| <b>DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES DE CONDUCTORES SOBRE VIAS FERREAS, EL SUELO O AGUA</b>                |  |
|---|--|
| <b>Naturaleza de la superficie bajo los conductores</b>   | <b>Conductores suministradores en línea abierta 700 V - 22 KV (mt)</b> |
| Vías férreas  | 8.1  |
| Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito  | 5.6  |
| Aceras o caminos accesibles sólo a peatones   | 4.4  |
| Aguas donde no está permitida la navegación   | 5.2  |
| Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: |  |
| a) Hasta 8  | 6.2  |
| b) Mayor a 8 hasta 80   | 8.7  |
| c) Mayor de 80 hasta 800  | 10.5   |
| d) Arriba de 800  | 12.3   |

Nota: todas las tensiones son dadas de fase a tierra

## **1.2 Distancias de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras**

Cuando sea práctico, los cruces de conductores deben hacerse en una misma estructura. De otra forma, la distancia en cualquier dirección entre conductores que se crucen o sean adyacentes, soportados en diferentes estructuras, no deberá ser menor que la distancia requerida en la siguiente tabla.

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

- 1) A 15°C, sin desplazamiento de viento, flecha inicial y final sin carga.
- 2) Con el conductor desplazado del punto de reposo por una presión de viento de 29 kg/m<sup>2</sup>, con una flecha inicial y final a 15°C.
- 3) Flecha final, con una de las siguientes condiciones de carga, aquella que produzca la mayor flecha: a 50°C sin desplazamiento de viento o a la temperatura máxima del conductor para la cual fue diseñada la operación de la línea sin desplazamiento de viento, cuando esta temperatura es mayor de 50°C.
- 4) La dirección supuesta del viento, será aquella que produzca la distancia más crítica.

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

La distancia vertical entre conductores que se crucen o sean adyacentes, soportados en diferentes estructuras, deberá ser cuando menos la indicada en la tabla siguiente.

Tabla XLII. Distancias mínimas de seguridad verticales entre conductores y cables soportados por diferentes estructuras.

| <b>DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES ENTRE CONDUCTORES Y CABLES SOPORTADOS POR DIFERENTES ESTRUCTURAS</b> |   |
|--|---|
| <b>NIVEL</b>   | <b>NIVEL SUPERIOR</b>   |
| <b>NIVEL INFERIOR</b>  | Conductores suministradores en línea abierta 700 V - 22 KV (mt) |
| Conductores neutrales  | 0.6   |
| Cables y Conductores, mensajeros, retenidas de comunicación  | 1.5   |
| Conductores Suministradores de línea abierta De 0 a 750 V  | 0.6   |
| Conductores Suministradores de línea abierta de 750 V-22 KV.   | 0.6   |

### **1.3 Distancias de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones**

La distancia horizontal, debe aplicarse con el conductor desplazado de su posición en reposo, por una presión de viento de 29 kg/m<sup>2</sup> con flecha final a 15°C. El desplazamiento de los conductores deberá incluir la inclinación de la

cadena de aisladores de suspensión con movimiento libre, cuando estos se usen.

La transición entre distancias horizontal y vertical. La distancia de seguridad horizontal predomina, sobre el nivel del techo o el punto superior de una instalación al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de distancia de seguridad vertical. De forma similar, la distancia de seguridad horizontal predomina por encima o por debajo de las proyecciones de los edificios, anuncios u otras instalaciones al punto donde la diagonal se iguala a los requerimientos de la distancia de seguridad vertical. De este punto la distancia de seguridad de transición debe ser igual a la distancia de seguridad vertical.

Donde la distancia de seguridad horizontal es mayor que la distancia de seguridad vertical, la distancia de seguridad vertical predomina más allá del nivel del techo o punto superior de una instalación ó proyección de una instalación al punto donde la diagonal iguala los requerimientos de la distancia de seguridad horizontal.

Tabla XLIII. Distancias mínimas de seguridad de conductores y cables a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y televisión y otras instalaciones

| <b>DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES Y CABLES A EDIFICIOS, ANUNCIOS, CARTELES, CHIMENEAS, ANTENAS DE RADIO Y TELEVISION Y OTRAS INSTALACIONES</b> |   |
|--|---|
| Conductor o cable  | Distancia de seguridad horizontal requerida cuando es desplazada por el viento.<br>Mt |
| Conductores de suministro de línea abierta con tensiones superiores a 750 V hasta 22KV   | 1.4   |

Tabla XLIV. Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones.

| <b>DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES A EDIFICIOS Y OTRAS INSTALACIONES</b> |  |   |
|---|--|---|
| DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD DE:   |  | Conductores suministradores en línea abierta 700 V - 22 KV (mt) |
| EDIFICIOS   | Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas   | 2.3 (1,5,6)   |
|   | Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas   | 3.8   |
|   | Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos además de vehículos pesados (Nota 3) | 4.1   |
|   | Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados  | 5.6   |
| ANUNCIOS, CHIMENEAS, ETC  | Horizontal   | 2.3 (1,2,5,6)   |
|   | Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas                 | 4.1   |
|   | Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones   | 2.3   |

Notas:

1. Los edificios, anuncios, chimeneas, antenas, tanques u otras instalaciones que no requieran de mantenimiento tal como pintura, lavado u otra operación que requiera personas trabajando o pasando en medio de los conductores y el edificio, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0.60 mt
  2. Cuando el espacio disponible no permita alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0.60 mt
  3. Para efectos de estas Normas, vehículo pesado se define como aquel vehículo que excede los 2.45 mt de altura.
  4. La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en esta tabla. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser
  5. La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en esta tabla. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser
  6. En lugares donde el espacio disponible no permite alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida a 2.00 mt para conductores de hasta 8.7 kV a tierra.
- Todas las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente aterrizados.

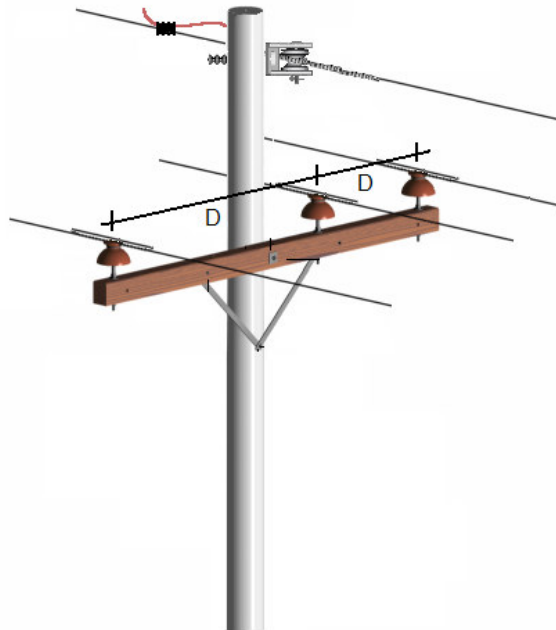
#### 1.4 Distancias de seguridad entre conductores y cables soportados en la misma estructura

Los conductores y cables en soportes fijos (con aisladores rígidos) deben tener una distancia horizontal en sus soportes no menor que el mayor de los valores obtenidos en la tabla siguiente. Estas distancias no aplican si son cables aislados o bien si son conductores cubiertos de un mismo circuito.

Tabla XLV. Distancia horizontal mínimo de separación entre sus conductores del mismo o diferente circuito en sus soportes fijos.

| <b>DISTANCIA HORIZONTAL MINIMA DE SEPARACION ENTRE SUSONDUCTORES DEL MISMO O DE DIFERENTE CIRCUITO EN SUS SOPORTES FIJOS</b> |  |
|--|--|
| <b>CLASE DE CIRCUITO</b>   | <b>DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD EN cm</b>     |
| Conductores eléctricos del mismo circuito:   |  |
| • De 0 a 8.7 kV.   | 30   |
| • De 8.7 a 50 kV.  | 30 más 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. |
| Conductores eléctricos de diferentes circuitos:  |  |
| • De 0 a 8.7 kV.   | 30   |
| • De 8.7 a 50 kV.  | 30 más 1.0 cm por cada kV en exceso de 8.7 kV. |

Figura 51. Representación de la distancia horizontal (D) en una construcción con crucero horizontal, respecto a sus aisladores. Para una misma empresa distribuidora.



### 1.5 Distancia vertical entre conductores de línea

La distancia vertical entre conductores de línea localizados en diferentes niveles de una misma estructura, deben aplicarse a conductores con tensiones hasta 50 KV.



Tabla XLVI. Distancia de seguridad vertical entre conductores, en sus soportes.

| <b>DISTANCIAS DE SEGURIDAD VERTICAL ENTRE CONDUCTORES, EN SUS SOPORTES</b>                                 |   |   |   |
|--|---|---|---|
| <b>CONDUCTORES Y CABLES EN NIVELES</b>   | <b>CONDUCTORES Y CABLES EN NIVELES SUPERIORES</b> |   |   |
|  | <b>CONDUCTORES DE SUMINISTRO ABIERTOS</b>         |   |   |
|  | De 0 a 8.7 kV (mt)                                | MAS DE 8.7KV A 50 KV                      |   |
| MISMA EMPRESA (mt)   |   | DIFERENTE EMPRESA (mt)                    |   |
| De Comunicación<br>• En general  | 1   | 1   | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |
| Eléctricos con tensión entre conductores de:   |   |   | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |
| • Hasta 750 V  | 0.41 (1)  | 0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV. | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |
| • Más de 750 V Hasta 8.7 KV  | 0.41 (1)  | 0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV. | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |
| • Más de 8.7 kV a 22 kV<br>- Si se trabaja con línea energizada<br>- Si no se trabaja con línea energizada |   | 0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV. | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |
|  |   |   | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |
| • Más de 22 kV sin exceder 50 kV   |   | 0.41 más 0.01 por kV de exceso de 8.7 kV. | 1.00 más 0.01 por KV de exceso de 8.7 KV. |

Nota:

(1) Cuando los conductores son operados por empresas diferentes, una distancia vertical no menor a 1.00 mt es recomendada.

En las siguientes figuras se muestra la distancia vertical en estructuras típicas de un circuito alimentador de distribución de energía eléctrica

Figura 52. Representación de la distancia vertical ( $d$ ) en una construcción con crucero horizontal, respecto a sus aisladores. Para una misma empresa distribuidora.

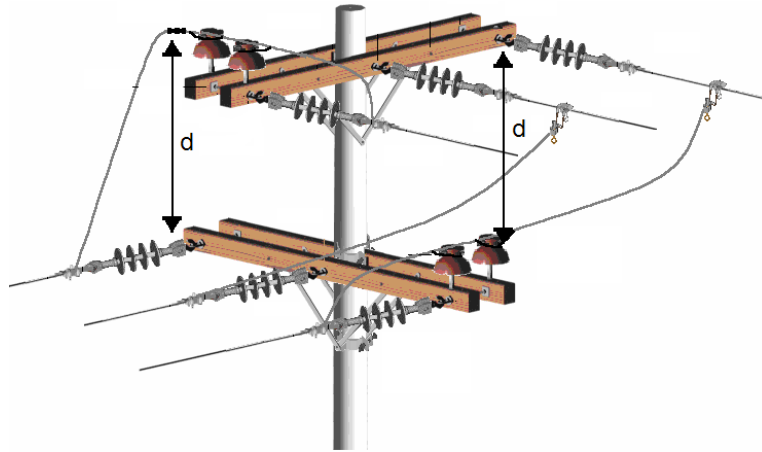
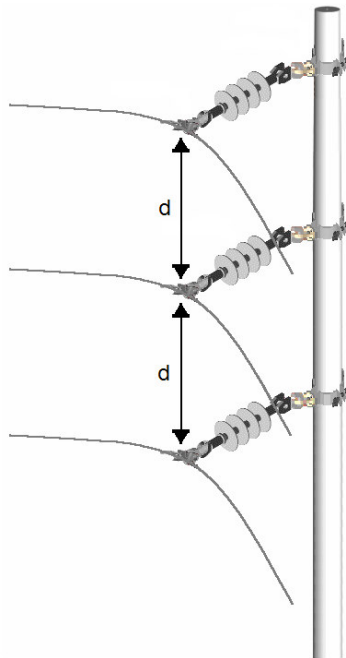


Figura 53. Representación de la distancia vertical ( $d$ ) en una construcción vertical, respecto a sus aisladores. Para una misma empresa distribuidora.



## **1.6 Regulación de tensión**

A efectos de evaluar convenientemente el conjunto de las mediciones realizadas a lo largo del proceso de medición, se determinarán los siguientes índices o indicadores individuales y globales.

### **1.6.1 Índice de calidad de regulación de tensión**

El índice para evaluar la tensión en el punto de entrega del Distribuidor al Usuario, en un intervalo de medición (k), será el valor absoluto de la diferencia ( $\Delta V_k$ ) entre la media de los valores eficaces (RMS) de tensión ( $V_k$ ) y el valor de la tensión nominal ( $V_n$ ), medidos en del mismo punto, expresado como un porcentaje de la tensión nominal:

$$\text{Índice de Regulación de Tensión (\%)} = V_k (\%) = \left( \frac{V_k - V_n}{V_n} \right) * 100$$

### **1.6.2 Tolerancias de los índices individuales**

Las tolerancias admitidas en la desviación porcentual, respecto de las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía eléctrica, se indican a continuación.

Tabla XLVII. Tolerancia admisible respecto del valor nominal de tensión, en %

| <b>TOLERANCIA ADMISIBLE RESPECTO DEL VALOR NOMINAL, EN %</b> |                        |                       |
|--|------------------------|-----------------------|
| <b>TENSION</b>   | <b>SERVICIO URBANO</b> | <b>SERVICIO RURAL</b> |
| BAJA   | 12                     | 15                    |
| MEDIA  | 10                     | 13                    |
| ALTA   | 7                      |                       |

### **1.6.3 Indemnización por mala regulación de tensión**

Si como resultado de las mediciones realizadas se detectara el incumplimiento de las tolerancias fijadas en el inciso anterior, los Distribuidores deberán indemnizar a los Usuarios afectados, hasta tanto se demuestre de manera fehaciente la solución del problema.

Para el caso de incumplimiento en la Regulación de Tensión, la indemnización se calculará con base en la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Tabla XLVII. Valorización de la Energía según el grado de desviación a las tolerancias establecidas

| $\Delta V_{kSUP}$ superior al admisible en (%): | VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS) |
|---|--|
| $\leq 1$  | 4  |
| $\leq 2$  | 8  |
| $\leq 3$  | 15   |
| $\leq 4$  | 20   |
| $\leq 5$  | 30   |
| $\leq 6$  | 36   |
| $\leq 7$  | 49   |
| $\leq 8$  | 56   |
| $\leq 9$  | 72   |
| $\leq 10$                                       | 84   |
| $> 10$  | 100  |

Se define a  $\Delta V_{kSUP}$  como el porcentaje de desviación superior del valor admisible.

La indemnización individual. Será aplicada a cada una de los Usuarios donde se ha instalado un equipo de medición y se hayan superado las tolerancias admisibles.

El factor de compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el nivel de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$C_{pm} = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

$C_{pm}$ : Factor de Compensación determinado para el Período de Medición.

$CE_{(B)}$ : Valorización de la Energía en función de la desviación detectada, como % del CENS, por cada banda "B".

CENS: Costo de la Energía No Suministrada (Q/kWh).

$\sum_{B=BP}$ : Sumatoria de todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$ : Energía Registrada durante el Periodo de Medición, por cada banda "B". Los Distribuidores podrán distribuir la Energía Registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización individual se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, mediante una nueva medición, que el problema ha sido resuelto, determinándose su monto de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Indemnización Individual} = (D_{pm} + D_{nm}) \times \frac{C_{pm}}{D_{pm}}$$

Donde:

$D_{pm}$ : Duración del Período de Medición en días.

$D_{nm}$  Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

## **1.7 Desbalance de tensión en servicios trifásicos**

### **1.7.1 Índice de calidad del desbalance de la tensión suministrada por el Distribuidor**

El índice para evaluar el Desbalance de Tensión en servicios trifásicos, se determina sobre la base de comparación de los valores eficaces (RMS) de tensión de cada fase, medidos en el punto de entrega y registrados en cada Intervalo de Medición (k). Este índice está expresado como un porcentaje:

$$DTD (\%) = V_k (\%) = \left( \frac{3 * (V_{\max} - V_{\min})}{V_a + V_b + V_c} \right) * 100$$

Donde:

$\Delta DTD (\%)$ : Porcentaje de Desbalance de Tensión por parte del Distribuidor.

$V_{\max}$ : Es la tensión máxima de cualquiera de las fases

$V_{\min}$ : Es la tensión mínima de cualquiera de las fases

$V_a$ : Es la tensión de la fase a

$V_b$ : Es la tensión de la fase b

$V_c$ : Es la tensión de la fase c

### **1.7.2 Tolerancias para el desbalance de tensión por parte del distribuidor**

La tolerancia admitida sobre el desbalance de tensión en los puntos de entrega de energía, será la siguiente:

Tabla XLVIII. Tolerancia de desbalance de tensión

| TENSION      | DESBALANCE DE TENSION,<br>$\Delta$ DTD, EN % |
|--------------|--|
| BAJA Y MEDIA | 3  |
| ALTA         | 1  |

### 1.7.3 Indemnización por desbalance de tensión por parte del distribuidor

Los Distribuidores deben indemnizar a sus Usuarios con servicio trifásico, por aquellos servicios en los que se compruebe que la calidad del producto ha excedido el rango de las tolerancias fijadas en el inciso anterior. La Indemnización se calcula en base a la valorización de la totalidad de la energía suministrada en malas condiciones de calidad, de acuerdo a lo especificado en la Tabla, indicada a continuación:

Tabla XLIX Valorización de la Energía según el grado de desviación de las tolerancias establecidas

| $\Delta$ DTDkSUP superior al admisible en (%): | VALORIZACION DE LA ENERGIA - CE(B) (% de CENS) |
|--|--|
| $\leq 1$                                       | 5  |
| $\leq 3$                                       | 20   |
| $\leq 5$                                       | 50   |
| $\leq 7$                                       | 75   |
| $> 7$  | 100  |

Se define a  $\Delta$ DTDkSUP como el porcentaje de desviación superior del Valor Admisible



El Factor de Compensación correspondiente al Período de Medición por desviación en el desbalance de tensión admisible, que servirá de base para la determinación de la Indemnización correspondiente, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Cpm = \sum_{B=BP} CE_{(B)} * ENE_{(B)} * CENS / 100$$

Donde:

*Cpm*: Factor de Compensación, en Quetzales, determinado para el Período de Medición.

$CE_{(B)}$ : Valorización de la energía en función de la desviación detectada, como porcentaje (%) del CENS, de conformidad con la tabla anterior.

$\sum_{B=BP}$ : Sumatoria considerando todos los registros a indemnizar.

$ENE_{(B)}$ : Energía, en kWh, registrada durante el periodo de medición. Los Distribuidores podrán distribuir la energía registrada en el medidor de facturación con base a una curva típica de consumo correspondiente a su categoría tarifaria.

La Indemnización se mantendrá hasta que el Distribuidor demuestre, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto, determinándose el monto de la Indemnización de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Indemnización\ Individual = (Dpm + Dnm) \times \frac{Cpm}{Dpm}$$

Donde:

*Dpm*: Duración del Período de Medición, en días.

*D<sub>nm</sub>*: Duración del período de tiempo, en días, contado a partir de la finalización del Período de Medición, hasta la finalización de la nueva medición en donde se demuestre que el problema ha sido resuelto.

## **1.8 Distorsión armónica de la tensión generada por el distribuidor**

### **i. Índice de calidad de la distorsión armónica de la tensión**

El índice está dado por la Distorsión Armónica de la Tensión, expresado como un porcentaje, y se calcula utilizando las fórmulas indicadas a continuación:

$$\text{DATT (\%)} = \sqrt{\frac{\sum V_i^2}{V_1^2}} * 100 = \frac{V_i}{V_1}$$

Donde:

DATT: Distorsión Armónica Total de Tensión.

DAIT: Distorsión Armónica Individual de Tensión.

*V<sub>i</sub>*: Componente de tensión de la armónica de orden *i*.

*V<sub>1</sub>*: Componente de tensión de la frecuencia fundamental (60 Hz).

Tabla L. Tolerancia para distorsión armónica de tensión

| <b>TOLERANCIA PARA DISTORSION ARMONICA DE TENSION</b>   |   |
|---|---|
| <b>ORDEN DE LA ARMÓNICA (n)</b>                         | <b>BAJA Y MEDIA TENSION V&lt;=60 kV</b> |
| <b>IMPARES NO MULTIPLOS DE 3</b>                        |   |
| 5   | 6                                       |
| 7   | 5                                       |
| 11  | 3.5                                     |
| 13  | 3                                       |
| 17  | 2                                       |
| 19  | 1.5                                     |
| 23  | 1.5                                     |
| 25  | 1.5                                     |
| > 25  | $0.2 + 1.3 \cdot 25/n$                  |
| <b>IMPARES MULTIPLOS DE 3</b>                           |   |
| 3   | 5                                       |
| 9   | 1.5                                     |
| 15  | 0.3                                     |
| 21  | 0.2                                     |
| > 21  | 0.2                                     |
| <b>PARES</b>  |   |
| 2   | 2                                       |
| 4   | 1                                       |
| 6   | 0.5                                     |
| 8   | 0.5                                     |
| 10  | 0.5                                     |
| 12  | 0.2                                     |
| > 12  | 0.2                                     |
| <b>DISTORSION ARMONICA TOTAL DE TENSION, DATT, EN %</b> | <b>8</b>                                |

### 1.8.2 Indemnización por Distorsión Armónica de la Tensión

Los Distribuidores deberán Indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las condiciones de Distorsión Armónica han excedido las tolerancias establecidas y se mantendrá hasta que se compruebe, en forma fehaciente, que el problema ha sido resuelto.

La Indemnización está basada en función de las desviaciones por encima de las tolerancias establecidas para los índices o indicadores DAIT y DATT, y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como (DPAk) a la Distorsión Armónica encontrada en cada Intervalo de Medición k, por encima de las tolerancias establecidas, según la siguiente expresión:

$$DPAk = \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{ATT(k)} - D_{ATT}}{D_{ATT}} \right] + \frac{1}{3} \sum_2^{40} \text{Max} \left[ 0, \frac{D_{AIT_i(k)} - D_{AIT_i}}{D_{AIT_i}} \right]$$

Donde:

DPAk: Es la Distorsión Penalizable de Armónicas para cada Intervalo de Medición k.

$D_{ATT(k)}$ : Es la Distorsión Armónica Total de Tensión, registrada en el Intervalo de Medición k .

$D_{ATT}$ : Es la tolerancia para la Distorsión Armónica Total de Tensión.

$D_{AIT_i(k)}$ : Es la Distorsión Armónica Individual de Tensión i, registrada en el Intervalo de Medición k.

$D_{AIT_i}$ : Es la tolerancia para la Distorsión Armónica Individual de Tensión i, establecida en el Artículo 32 de estas Normas.

En cada Intervalo de medición (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPA mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

|                   |                   |       |
|-------------------|-------------------|-------|
| $0 < DPAk \leq 1$ | $CENS * (DPAk)^2$ | Q/kWh |
| $1 < DPAk$        | CENS              | Q/kWh |

La Indemnización se determina como:

$$\text{Indemnización(Q)} = \sum_{k:\text{DPA}_k \leq 1} \text{CENS} * (\text{DPA}_k)^2 * E(k) + \sum_{k:\text{DPA}_k > 1} \text{CENS} * E(k)$$

Donde:

E(k): Energía registrada en cada Intervalo de Medición k.

## **1.9 Flicker en la tensión**

### **1.9.1 Índice de calidad de flicker en la tensión**

El Flicker deberá ser medido por el índice de severidad de corto plazo Pst, definido por la Norma IEC 1000-3-7.

### **1.9.2 Tolerancia para Flicker en la Tensión**

El índice de tolerancia máxima para el Flicker está dado por:

$$Pst \leq 1$$

Donde:

Pst: Índice de severidad de Flicker de corto plazo.

Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del empleado en las mediciones en el Período de Medición, dichas mediciones muestran que el Flicker ha excedido el rango de tolerancias establecidas.

### 1.9.3 Control para el flicker en la tensión

El control se realizará a través de cuatro mediciones mensuales en los bornes de Baja Tensión de Transformadores Media/Baja Tensión. Los puntos deberán ser propuestos por la Comisión, tres meses antes de realizarse la medición, y la Comisión podrá modificar los puntos si lo considera conveniente. Las mediciones deberán ser tomadas con un medidor de Flicker, de acuerdo con la Norma IEC 868.

### 1.9.4 Indemnización por flicker en la tensión

Los Distribuidores deberán indemnizar a sus Usuarios por aquellos servicios en los que se compruebe que las mediciones de Flicker han excedido la tolerancia establecidas. La Indemnización está basada en función de las desviaciones por encima de la tolerancia establecida para el índice o indicador de severidad, y la energía suministrada en esas condiciones.

Se define como Distorsión Penalizable de Flicker (DPF<sub>k</sub>) al valor de distorsión por fluctuaciones rápidas de tensión encontrado en cada Intervalo de Medición k, por encima de la tolerancia establecida, y se determina según la siguiente expresión:

$$DPF_k = \text{Max} \left[ 0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right]$$

Donde:

DPF<sub>k</sub>: Es la Distorsión Penalizable de Flicker para cada Intervalo de Medición k.

P<sub>st</sub>(k): Es el índice de severidad de Flicker de corto plazo, registrado en el Intervalo de Medición k.

$P_{st}$ : Es la tolerancia establecida para el índice de severidad de corto plazo.

En el caso anterior, en cada intervalo (k) registrado con energía suministrada en malas condiciones de calidad (intervalos con DPF mayor que cero), se utilizará el siguiente criterio para la valorización de la energía suministrada en condiciones inadecuadas (Q/kWh) para el cálculo de la Indemnización:

$$\begin{array}{lll} 0 < \text{DPF}_k \leq 1 & \text{CENS} * (\text{DPF}_k)^2 & [\text{Q/kWh}] \\ 1 < \text{DPF}_k & \text{CENS} & [\text{Q/kWh}] \end{array}$$

La Indemnización se calcula según la siguiente expresión:

$$\text{Indemnización(Q)} = \sum_{k : \text{DPF}_k \leq 1} \text{CENS} * \left( \text{DPF}_k \right)^2 * E(k) + \sum_{k : \text{DPF}_k > 1} \text{CENS} * E(k)$$

La Indemnización deberá ser pagada por Los Distribuidores a los Usuarios afectados por el Flicker, una vez que se haya detectado el disturbio, y hasta que el mismo haya sido resuelto.

## 1.10 Factor de potencia

### 1.10.1 Valor mínimo del factor de potencia

El valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del Usuario, de la siguiente forma:

|   |      |
|---|------|
| Usuarios con potencias de hasta 11 kW     | 0.85 |
| Usuarios con potencias superiores a 11 kW | 0.90 |

### 1.10.2 Control para el Factor de Potencia

El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días, registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

$$Fpot_p = \frac{EnergAct_p}{\sqrt{EnergAct_p^2 + EnergReact_p^2}}$$

Donde:

Fpot<sub>p</sub>: Factor de Potencia para el período horario (p)

EnergAct<sub>p</sub>: Energía activa registrada en el período de registro para el período horario (p)

EnergReact<sub>p</sub>: Energía reactiva registrada en el período de registro para el período horario (p)

### 1.10.3 Indemnización por bajo Factor de Potencia

Todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la Comisión.