



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

**DISEÑO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN  
EN EL RAMAL SAYAXCHE 34.5 KV**

**Jacqueline Waleska Sosa Monzón**

Asesorado por el Ing. Williams René San José Orellana

Guatemala, julio de 2006



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN  
EN EL RAMAL SAYAXCHE 34.5 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**JACQUELINE WALESKA SOSA MONZON**  
ASESORADO POR EL ING. WILLIAMS RENÉ SAN JOSÉ ORELLANA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERA ELECTRICISTA**

GUATEMALA, JULIO DE 2006



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Muihy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Inga. Glenda Patricia García Soria
VOCAL II	Ing. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR	Ing. Edgar Florencio Montufar Urizar
EXAMINADOR	Ing. Kenneth Ramiro Barnett Castellanos
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
SECRETARIA	Inga. Gilda Marina Castellanos Baiza de Illescas



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **DISEÑO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN EN EL RAMAL SAYAXCHE 34.5 KV**

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

Jacqueline Waleska Sosa Monzón



## **DEDICATORIA A:**

- Jesús el Cristo**                      **Porque tal como él procede, me ha alentado e inspirado para que, sin darme cuenta cómo, fructifiquen sus leyes en mi mente y pueda presentarles éste trabajo de graduación.**
- Mis padres**                              Luis y Violeta, sus vidas, su amor, su dedicación y su esfuerzo constante marcaron mi vida para siempre.
- Mi esposo**                                Héctor por su abnegación, paciencia y apoyo incondicional.
- Mis hermanos**                          Daniel, Mario, Hilda, Karim, Luis Alberto y Kennet por aquellas contiendas que tuvimos en la infancia y por los afectos maduros y las lealtades que se desarrollaron a partir de ellas.
- Mi abuela y mi tía**                      Esperanza y Graciela, por su apoyo y consejos oportunos.
- Mis amigos**                                Rodolfo, Anibal, Alex, Ángel, Osmán, Armando, José, Sergio, Estela, Claudia y Walter, a todos gracias por su apoyo y en especial a Mónica, Artemis, Yadira, Roxana, Williams, Alberto, José Carlos por tantos gratos momentos compartidos.
- La Facultad de Ingeniera**              Especialmente al Ing. Roberto Urdiales, con aprecio.

**UNION FENOSA**



Guatemala, 28 de marzo de 2,006.

Ingeniero  
José Guillermo Bedoya  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Bedoya:

Es un placer saludarle y desearle éxitos en sus labores. El motivo de la presente es comunicarle que se ha concluido satisfactoriamente el trabajo de graduación, DISEÑO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE COMPENSACIÓN EN EL RAMAL SAYAXCHE 34.5 KV, elaborado por la estudiante Jacqueline Waleska Sosa Monzón, tema para el cual fui asignado como asesor.

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

Atentamente,

Ingeniero  
Williams René San José Orellana  
Colegiado Número: 5,338.  
ASESOR



## ÍNDICE GENERAL

<b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....</b>	<b>V</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>
<b>1      GENERALIDADES .....</b>	<b>1</b>
1.1      Concepción de la electricidad .....	1
1.2      Partes de la industria del suministro eléctrico.....	2
1.3      Liberalización del sector eléctrico en Guatemala.....	7
1.4      Esquema básico del transporte y distribución .....	9
1.5      Sistema Nacional de Energía, red no interconectada.....	12
1.6      Topología de red radial, aplicada al sistema no interconectado .....	14
1.7      Modelo de líneas de distribución y sus pérdidas .....	16
1.7.1 Resistencia .....	17
1.7.2 Inductancia .....	19
1.7.3 Capacitancia .....	20
1.7.4 Conductancia.....	20
1.7.5 Modelo completo .....	21
1.8      Importancia de la calidad y la estandarización en el suministro .....	24
1.9      Corrección de la caída de voltaje en líneas de distribución .....	26

1.10	Apuntes generales acerca de la región .....	29
<b>2</b>	<b>BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS.....</b>	<b>31</b>
<b>3</b>	<b>PRINCIPIOS Y FUNCIONAMIENTO DEL BANCO .....</b>	<b>33</b>
3.1	Construcción.....	33
3.2	Funcionamiento como elevador de la tensión .....	37
3.3	Funcionamiento como reductor de la tensión .....	38
3.4	Pérdidas en un regulador .....	38
<b>4</b>	<b>TIPO DE CONEXIONES EN BANCO .....</b>	<b>43</b>
4.1	Conexión estrella.....	43
4.2	Conexión delta abierta.....	44
4.3	Conexión delta cerrada .....	45
<b>5</b>	<b>PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL BANCO .....</b>	<b>47</b>
<b>6</b>	<b>TIPO DE CONEXIONES EN BANCO .....</b>	<b>51</b>
6.1	Conexión estrella.....	51
6.2	Conexión estrella con neutro flotante .....	52
6.3	Conexión delta.....	53
<b>7</b>	<b>MODELO MATEMÁTICO DE LÍNEA RADIAL, EFECTOS DE LOS EQUIPOS DE COMPENSACIÓN .....</b>	<b>55</b>
7.1	Solución a los parámetros de voltaje y corriente en las líneas.....	55
7.3	Línea con compensación de reguladores y capacitores....	62
<b>8</b>	<b>ELEMENTOS DE DISEÑO Y PRESUPUESTO .....</b>	<b>69</b>
8.1	Especificaciones técnicas para una unidad reguladora....	69
8.2	Diseño de las instalaciones de montaje y presupuesto para el banco de reguladores.....	71
8.3	Especificaciones técnicas para el banco de capacitores:..	75
8.4	Diseño de las instalaciones de montaje y presupuesto	

	para el banco de capacitores.....	76
8.5	Puestas a tierra en la instalación de equipos de compensación.....	77
<b>9</b>	<b>METODOLOGÍA PARA ESCOGER EL PUNTO DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPENSACIÓN.....</b>	<b>79</b>
9.1	Datos técnicos de la línea de media tensión de Sayaxche.....	79
9.2	Cálculo del flujo de carga, aplicación Open Estudios 01.1 .....	79
9.3	Metodología para escoger el punto de instalación de los equipos de compensación .....	81
<b>10</b>	<b>ESTUDIO DEL CRECIMIENTO DEMOGRÁFICO DE LA REGIÓN Y SU IMPACTO .....</b>	<b>87</b>
10.1	Definición de un modelo matemático para el crecimiento demográfico.....	88
10.2	Definición de un modelo matemático para deducir cómo afecta el crecimiento demográfico a la potencia demandada.....	90
<b>11</b>	<b>FACTIBILIDAD DEL PROYECTO .....</b>	<b>93</b>
<b>12</b>	<b>MANIOBRAS .....</b>	<b>99</b>
12.1	Puesta en servicio del banco de reguladores .....	99
12.2	Puesta en servicio del banco de capacitores.....	104
	<b>ANEXO .....</b>	<b>109</b>
	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>113</b>
	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>115</b>

<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>117</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>119</b>

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Esquema básico del transporte y distribución.	11
2.	Red de distribución en el Interior de la República.	12
3.	Ramal de Distribución de Sayaxché.	13
4.	Topología radial.	15
5.	Diagrama unifilar lineal.	15
6.	Modelo general de una línea de distribución.	17
7.	Resistividad de un conductor.	18
8.	Circuito equivalente distribuido.	21
9.	Diagrama unifilar con banco de reguladores.	27
10.	Esquema básico de un autotransformador.	34
11.	Circuito equivalente del autotransformador.	34
12.	Diseño completo de un regulador.	36
13.	Funcionamiento del regulador como elevador.	37
14.	Diagrama que describe el funcionamiento de un regulador como reductor.	38
15.	Esquema básico de un banco de reguladores en conexión estrella.	44
16.	Esquema básico de un banco de reguladores en conexión delta abierta.	45
17.	Esquema básico de un banco de reguladores en conexión delta cerrada.	46
18.	Corte de un capacitor de potencia	48
19.	Conexión estrella con neutro sólidamente conectado a tierra.	52

20. Conexión estrella con neutro flotante.	53
21. Conexión delta.	53
22. Modelo ABCD de la línea	59
23. Línea con equipos de compensación	62
24. Equivalentes de red en cascada	63
25. Tramos de línea ABCD sin compensación	64
26. Tramos de línea ABCD con compensación	64
27. Parámetros ABCD para el capacitor	65
28. Parámetros ABCD para el regulador	66
29. Caso I.	84
30. Caso II.	85
31. Caso III.	86
32. Introducción, figura donde se muestra gráficamente la mejora en el valor de la tensión.	100
33. Muestra el seccionador de barra y de línea activado, por lo tanto la unidad reguladora está en servicio	100
34. Muestra el bypass activado, por lo tanto la unidad reguladora está fuera de servicio	101
35. Muestra la configuración trifásica donde el bypass está activado, por lo tanto el banco de reguladores está fuera de servicio.	101
36. Diagrama unifilar (monofásico). Inicio de las maniobras para poner en servicio una unidad reguladora de tensión.	102
37. Carátula del control de un banco de reguladores de tensión.	102
38. Diagrama unifilar (monofásico). Maniobras para poner en servicio una unidad reguladora de tensión.	103
39. Diagrama unifilar (monofásico). Cerrar el seccionador de “barra”.	103
40. Diagrama unifilar (monofásico). Cerrar el seccionador de “línea” y abrir el seccionador de “bypass”.	104
41. Introducción, figura donde las partes que conforman una celda capacitiva.	105
42. Vista de planta del banco de reguladores y vista lateral donde	

se muestra el control.	105
43. Vista interna y externa del control del banco.	106
44. Valores de las tensiones en la red de baja tensión.	106
45. Maniobras para poner o quitar de servicio un banco de capacitores.	107
46. Diagrama unifilar trifásico, donde se muestra el estado de los interruptores (cerrado). Banco de capacitores en servicio.	107
47. Diagrama unifilar trifásico, donde se muestra el estado de los interruptores (abierto). Banco de capacitores fuera de servicio.	108
48. Diseño de la estructura de montaje del banco de reguladores	111



## TABLAS

I.	Valores generales promedio de regulación alcanzados con la puesta en servicio de bancos de reguladores y capacitores.	29
II.	Pérdidas máximas en los reguladores permitidas por ANSI C57.12.00	40
II.	Especificaciones técnicas para una unidad reguladora.	70
III.	Cálculo para el diseño de la estructura soporte del banco de reguladores.	71
IV.	Presupuesto del proyecto de las instalaciones de montaje.	72
V.	Materiales y herrajes eléctricos para el montaje de un banco de reguladores.	72
VI.	Materiales de la obra civil.	74
VII.	Presupuesto del montaje del banco de reguladores.	75
VIII.	Especificaciones técnicas para el banco de capacitores.	75
IX.	Materiales y herrajes eléctricos para el montaje de un banco de capacitores.	76
X.	Presupuesto del montaje del banco de capacitores.	77
XI.	Valores de resistencia en función del clima imperante.	77
XII.	Materiales y herrajes instalar una varilla adicional para la mejora de puestas a tierra.	78
XIII.	Presupuesto de la instalación de una varilla adicional para la mejora de puestas a tierra	78
XIV.	Perfil de voltaje.	86
XV.	Datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística INE.	89
XVI.	Valores del crecimiento de la demanda y de regulación.	91

XVII.	Pérdidas de potencia activa con equipos de compensación	94
XVIII.	Pérdida de potencia activa sin equipos de compensación	95
XIX.	Ahorro y retorno de la inversión	96

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>NTSD</b>	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
<b>SNI</b>	Sistema Nacional de Interconectado
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>km</b>	Kilómetro
<b>KVA</b>	Kilovoltios amperios
<b>kWh</b>	Kilovatios hora
<b>Hz</b>	Hertz
<b>SE</b>	Subestación
<b>AT</b>	Alta tensión
<b>MT</b>	Media tensión
<b>BT</b>	Baja tensión
<b>%</b>	Porcentaje
<b>f.p.</b>	Factor de potencia
<b>US\$</b>	Dólar de los Estados Unidos de América



## GLOSARIO

<b>Empresa distribuidora</b>	Empresa que se dedica a suministrar la energía eléctrica al usuario final.
<b>Instalaciones eléctricas</b>	Son las instalaciones por las cuales una empresa distribuidora suministra la energía eléctrica al usuario final.
<b>Factor de potencia</b>	Es el coseno del ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente.
<b>Flicker</b>	Es una variación rápida y cíclica de la tensión, que causa una fluctuación correspondiente en la luminosidad de las lámparas a una frecuencia detectable por el ojo humano.
<b>Potencia</b>	Es el trabajo o transferencia de energía por unidad de tiempo.
<b>Energía</b>	Capacidad de un sistema físico para realizar trabajo.
<b>Trifásico</b>	Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna.

**Monofásico**

Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna.

## RESUMEN

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD- , emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica –CNEE- establecen indicadores para medir la calidad del servicio basándose en lo siguiente:

- Calidad relativa a las características de la onda de tensión.
- Continuidad del suministro, relativa al número y duración de las interrupciones del servicio.
- Calidad en la atención y relación con el cliente, relativa al conjunto de actuaciones de información, asesoramiento y contratación.

El alcance de este informe se circunscribe al primer ítem señalado, y dentro de las características de la onda de tensión, se enfoca exclusivamente en el nivel y regulación de voltaje. Se estudia esta propiedad mensurable de la onda en el ramal de Sayaxché (departamento de Petén, Guatemala) y la forma en que puede mejorarse utilizando equipos de compensación, es decir, un banco trifásico de capacitores y otro de reguladores. Todo esto con el fin de asegurar la calidad del servicio, eliminar penalizaciones, aumentar los montos facturados y disminuir el número de reclamos de los clientes.

Este documento demuestra la factibilidad económica de la inversión realizada dejando siempre claro que el proyecto está íntimamente ligado a la actividad principal de una empresa de distribución de energía que es prestar el

servicio con una entera y total satisfacción del cliente, a través del aseguramiento de la calidad en el producto que distribuye.

## OBJETIVOS

- **General**

Diseñar e instalar equipos de compensación en el ramal Sayaxché 34.5 KV para mejorar la regulación del voltaje.

- **Específicos**

1. Definir el punto óptimo, económica y técnicamente para la instalación de los equipos de compensación.
2. Determinar la situación actual de las instalaciones y de los valores de regulación de voltaje y pérdidas de potencia activa y corregir estos valores a través de la instalación de equipos de compensación.
3. Determinar la factibilidad del proyecto y el período en que el mismo será eficiente.
4. Normalizar la calidad y desempeño de las instalaciones que resguardan el equipo y dan seguridad al personal y al entorno en general.
5. Aumentar la seguridad del personal de maniobra y prolongar la vida útil de los equipos, al no ser sometidos a maniobras y esfuerzos inútiles.



## INTRODUCCIÓN

El traslado de la energía eléctrica desde el lugar de generación hasta el de entrega al usuario final, se hace a través de un sistema de transporte y distribución, en un modelo simplificado éste se forma por una red de subestaciones de transformación y de maniobra y por líneas de transmisión. Como toda red, su objetivo primordial es compartir los recursos y en este caso las líneas de transmisión salvan distancias geográficas significativas para hacer disponible el recurso de la energía eléctrica generada en las localidades y lugares donde se necesita su consumo ya sean estos hogares, empresas o industrias.

Las líneas de conducción eléctrica, cualquiera que sea sus características, es decir, transmisión o distribución, son, sin embargo, elementos muy singulares de red ya que su comportamiento se rige por un modelo matemático de leyes físicas, que asociadas al desarrollo tecnológico actual de los materiales utilizados para su construcción, hacen que parte de la energía que transportan sea consumida por ellas mismas. Desde el punto de vista del modelo económico del mercado de distribución, dado que esta energía disipada no se factura, se constituye en una pérdida. Esta pérdida es proporcional a la longitud del tendido, lo que implica que a mayor distancia del punto de generación exista también una mayor pérdida.

En lo que compete al enfoque de este estudio, la pérdida de energía se acompaña de una caída de voltaje, pudiéndose expresar también que a una

mayor longitud del tendido de una línea de distribución existirá también una mayor caída de voltaje, es decir un voltaje menor.

La entrega de un nivel de voltaje bajo al usuario final compromete a tal punto la calidad del servicio, que por debajo de un valor de diez por ciento (10%) de regulación, parámetro aceptado para redes rurales como el máximo de tolerancia, la señal de voltaje entregada se considera como defectuosa. Más allá de este valor no se garantiza la operación en norma de la gran mayoría de aparatos o maquinaria eléctrica. Así pues el control de pérdidas y de la caída de tensión, están íntimamente relacionados con el aseguramiento de las condiciones mínimas que se deben de cumplir para la venta de la energía eléctrica.

Adicionalmente hay que tomar en cuenta que en Guatemala el transporte, la distribución y la comercialización de energía eléctrica son actividades reguladas y la normativa legal aplicable a la materia, que son las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), prescriben una penalización económica si la caída de tensión rebasa este límite de regulación. De esta guisa el control de las pérdidas y la regulación de la caída de voltaje, no sirven sólo para garantizar las condiciones mínimas de venta del producto sino que también representan un ahorro al eliminar penalizaciones económicas.

La estrategia para la corrección de estas pérdidas es la adición de elementos de compensación en las líneas; éstos elevan el nivel de voltaje reduciendo las pérdidas y regulando el voltaje dentro de porcentajes aceptables. Estos elementos son los bancos de reguladores y capacitores que se utilizan en conjunto para la corrección del nivel y la calidad del voltaje. Las pérdidas en sí no pueden ser eliminadas debido a que responden a las leyes físicas del electromagnetismo y de la utilización de materiales no ideales, únicamente avances tecnológicos significativos, como el desarrollo económico de superconductores podría cambiar este esquema.

A medida que crece la cobertura de la red nacional de distribución en Guatemala se dan situaciones en las que los tendidos son largos y dispersos por lo que se hace viable y necesaria la utilización de equipos de compensación. Estos tienen gran aceptación por parte de las compañías distribuidoras por razones de economía, versatilidad y simplicidad.

UNION FENOSA a través de DEOCSA (Distribuidora de Electricidad de Occidente, Sociedad Anónima) y DEORSA (Distribuidora de Electricidad de Oriente, Sociedad Anónima) desarrolla la actividad de carácter regulado de distribuir energía eléctrica en todos los departamentos de la República de Guatemala excluyendo los departamentos de Guatemala y Escuintla y algunas cabeceras municipales, por ejemplo: San Pedro, San Marcos, Jalapa, Santa Eulalia, etc. Para ello se vale de una red de media (MT) y baja tensión (BT).

Dentro de la red de MT de UNION FENOSA, se encuentra el ramal de Sayaxché, municipio del Petén, que por ser un tendido especialmente largo, de 314 Km, presenta problemas puntuales de regulación y de pérdidas. Con una tensión de 34.5 KV y una capacidad instalada de 7,815.5 KVA, tiene, como condición inicial anterior al desarrollo del proyecto de diseño e instalación materia de este informe, una regulación de voltaje de 19.3%.

En el contenido de este documento se diseña, se calcula, se norma y se describe la instalación de los equipos de compensación que controlan y reducen las pérdidas en el ramal de Sayaxché. Se presentan los resultados obtenidos por la instalación de los equipos de regulación y se proyectan a futuro para evaluar la viabilidad económica de la inversión realizada en su compra e instalación.



# 1 GENERALIDADES

## 1.1 Concepción de la electricidad

El viejo modelo de la prestación del servicio de energía eléctrica concebía la electricidad como un servicio público. Esto fue así porque históricamente el nivel de inversión necesaria para la generación y distribución de la energía eléctrica a gran escala era tan alto que únicamente los gobiernos poseían la capacidad de concentración del capital necesario para tal empresa, esto sin dejar de lado la coyuntura y la correlación existente entre el desarrollo social y la disponibilidad de la electricidad. Si bien se lograron avances significativos en materia social, también es cierto aseverar que el manejo estatal del servicio de energía eléctrica acarreó un pobre manejo de los costos y de la inversión, sin mencionar el manipuleo político del que fue objeto este recurso.

A medida que la prestación del servicio de energía eléctrica pasa a ser una actividad de carácter privado, el modelo cambia radicalmente para ajustarse a un ámbito de mejores eficiencias y mayores beneficios. En el modelo de mercado actual se concibe y se define la electricidad como un bien de consumo, como cualquier bebida artificial o comida enlatada, ya que al igual que éstos se produce, se transporta, se comercializa y se consume. Claro está que el modelo también toma en cuenta las singularidades específicas de este bien de consumo masivo:

- No se puede almacenar (las baterías y capacitores son una forma de almacenamiento, pero su contribución al consumo en masa es aún intrascendente y no sustitutiva). Es decir que la electricidad debe

producirse y trasportarse en el mismo momento que es consumida. Esto implica un equilibrio dinámico que debe de existir en todo momento entre el consumo de la electricidad y la producción de la misma.

- El transporte y distribución de la electricidad debe de hacerse a través de medios físicos específicos, a saber, líneas de transmisión y circuitos de distribución. Su transporte no se puede dirigir por carreteras y caminos, o cualquier otra infraestructura vial, como es el caso de los otros bienes de consumo. La energía eléctrica fluye por las líneas de transmisión sometida a un modelo físico concreto descrito por las leyes del electromagnetismo o leyes de Kirchhoff. Esto implica que el transporte de la electricidad debe de hacerse a través de infraestructura dedicada.

Este modelo y estas dos consideraciones condicionan la configuración, planificación, organización y gestión de la energía eléctrica. La consecuencia directa de considerar la energía eléctrica como un bien de consumo es la creación virtual de un mercado que propicia el negocio de la electricidad. Este negocio, por supuesto, se matiza por las características *sui generis* de la electricidad arriba mencionadas y se estructura en partes que corresponden a la configuración, planificación, organización y gestión de la energía resultantes de la adopción de este modelo. Estas partes del negocio y el modelo de mercado se presentan en el apartado siguiente.

## **1.2 Partes de la industria del suministro eléctrico**

La industria de producción de energía eléctrica es un proceso altamente técnico y especializado, cada uno de los pasos involucrados en él se someten y están íntimamente ligados a alguna ley o principio físico así como a una tecnología específica. Por esta razón las partes del negocio de suministro de la energía eléctrica se corresponden con la división de las actividades e instalaciones

especiales que permiten este proceso. A continuación se hace una breve descripción de ellas.

Generación: se dedica a convertir diversas formas de energía en la electricidad necesaria para satisfacer la demanda de este recurso. A las unidades de equipos e instalaciones que permiten esta producción de electricidad se les denomina comúnmente centrales eléctricas, la actividad de generación implica la construcción, operación y mantenimiento de éstas. Su equivalente eléctrico de circuito es un generador. Este segmento del negocio es el que requiere de la mayor inversión de capital, el que corre más altos riesgos, pero es también el que tiene las mayores tasas de retorno; normalmente representa el 70% de la facturación. La mayor parte de la generación eléctrica, suele tener lugar lejos de los grandes centros de consumo. Esta actividad se desarrolla dentro de un marco de competencia, es decir que la regulación que aplica la ley sobre esta actividad es puramente técnica, no así de precios.

Transporte: se encarga de acarrear el flujo de energía eléctrica desde las centrales eléctricas, geográficamente muy dispersas, hacia los grandes núcleos de demanda, normalmente ubicados cerca de ciudades y zonas industriales. Las actividades del transporte incluyen también mantener la cohesión global del sistema eléctrico funcionando en sincronismo. Las estructuras dedicadas que realizan esta función son las líneas de transmisión trifásicas de AT, siendo su equivalente eléctrico de circuito el de ellas mismas. Las actividades de transporte y distribución, descrita en el párrafo siguiente, incluyen la operación de subestaciones eléctricas las cuales cumplen tres funciones principales: a) son los centros de interconexión de todas las líneas entre sí, b) son los centros de transformación desde los que se alimentan las redes de distribución que llegan hasta el consumo y c) son los centros donde se instalan los elementos de protección, corte, y maniobra del sistema. El transporte requiere de un alto nivel de inversión, bajos riesgos y una baja tasa de retorno de la inversión, representa cerca del 5% de los costos de facturación. Los equipos involucrados requieren de

mantenimiento, reparación y reemplazo. La red de transporte juega un papel fundamental en el modelo y desarrollo actual del negocio del suministro de energía eléctrica al permitir que todas las centrales puedan entregar energía al sistema y competir por un servicio más económico, esto sin dejar por un lado que puedan unas a otras servirse de respaldo para cubrir eventuales fallos. Esta actividad es de carácter regulado, es decir que la ley establece además de especificaciones técnicas, precios estándar.

Distribución: su función es despachar el flujo de energía a los consumidores finales a través de las redes de MT y BT. Estas redes se ramifican de forma tentacular hasta llegar a los sitios mas recónditos para conseguir suministrar cualquier demanda. Eléctricamente se configura de forma distinta a la red de transporte, puede conformarse de ramales trifásicos o monofásicos; se construye siempre en forma radial. Se opera con tensiones que van desde los 13.2 KV hasta los 34.5 KV. Estas redes recorren miles de kilómetros y están sometidas a fallos mucho más frecuentes que las líneas de transporte. Esta actividad se desarrolla casi como un monopolio natural con riesgos bajos y tasas de retorno igualmente bajas, representa cerca del 25% de los costos de facturación. Toda vez instalada requiere poca inversión adicional y los equipos involucrados requieren únicamente gastos en mantenimiento y reparación. La distribución representa la interfaz física entre el suministro y el usuario. Esta actividad es de carácter regulado, al igual que el transporte.

Comercialización: consiste en comprar al mayoreo y vender al menudeo la energía eléctrica. Compra a las generadoras y vende a los consumidores finales, con quienes establece relaciones cliente-proveedor. La frontera entre distribución y comercial es la acometida que une la red de distribución con la caja donde se encuentran el medidor y las protecciones del suministro. Esta parte del negocio puede ser altamente competitiva y representar altos riesgos pero con baja inversión de capital, representa menos del 5% de los costos de facturación, pero de su buena gestión de negociación y compraventa depende el precio final al que

se cobre la energía que se consume. La comercialización representa la interfaz económica entre el suministro y el usuario. Esta actividad se desarrolla bajo un régimen de competencia, la única regulación aplicable es en cuanto a calidad de servicio.

Operación y coordinación: tiene como función garantizar la operación de todo el sistema eléctrico bajo parámetros estándar y de acuerdo a las necesidades de producción y consumo definidas por los agentes participantes en el mercado eléctrico. Es una actividad centralizada que se ejecuta bajo las premisas directivas de disponibilidad de generación al más bajo costo. Es una tarea permanente que requiere el uso de una red informática de gestión de datos y de la operación a distancia de las subestaciones eléctricas. Es una actividad regulada tanto en sus funciones como en el costo por su servicio.

Regulación: tiene como fin mediar entre los intereses de todos los agentes participantes en el mercado y sus acciones, teniendo siempre como fin el aseguramiento de una mayor competitividad bajo estándares de calidad en la entrega del producto y en el servicio al cliente.

Esta división del trabajo en la industria de suministro eléctrico no es excluyente, es decir que varias de las actividades descritas pueden ser realizadas por una sola entidad. De hecho, en el antiguo modelo de negocio se realizaban estas mismas actividades, a excepción de la de regulación, y se llevaban a cabo por una sola empresa, generalmente estatal. Esta configuración centralizada corresponde a una integración vertical. La novedad del nuevo modelo es que cada una de estas actividades puede ser realizada por distintas entidades, y la teoría predice que de esta forma rendirá la mayoría de las veces una competitividad mejorada, redundante en mejores precios y calidad asegurada. Este esquema distribuido obedece a una integración horizontal.

Esta nueva visión en la forma en la que se lleva a cabo la actividad comercial de suministro de energía eléctrica se basa en el principio fundamental de la existencia de un mercado eléctrico en el cual confluyen todas las partes interesadas para comprar y vender energía. Desde el punto de vista de escala del consumidor, existen dos tipos de mercado, el mercado mayorista, que es en el que los consumidores pueden decidir o negociar a quién y a qué precio comprar la energía y el mercado minorista que es aquél en el que los consumidores están a merced de tarifas reguladas y pueden comprar al distribuidor y comercializador que corresponda, de acuerdo a su localización geográfica. La pertenencia a cualesquiera de estos dos mercados depende de la cantidad promedio de energía y potencia que se consuma.

En el desarrollo actual del mercado eléctrico en Guatemala la gran mayoría de usuarios se clasifican como minoristas, desde los hogares hasta las pequeñas y medianas empresas; un número relativamente menor de consumidores son mayoristas, esencialmente grandes industrias.

En el caso de Guatemala, en la parte de generación participan entes de capital privado y estatal, produciendo electricidad con las más diversas tecnologías y capacidades de generación. El transporte es en su mayoría de propiedad estatal, gestionado a través del INDE (Instituto Nacional de Electrificación). El estado, como subsidiario del desarrollo social, juega aún un papel protagónico en la planificación y desarrollo del transporte a través del PER (Plan de Electrificación Rural). La distribución es primordialmente de capital privado así como la distribución, existiendo también algunas entidades municipales que realizan estas actividades.

En el ámbito del presente trabajo de graduación se realiza un diseño y una instalación que compete a la actividad de distribución, sin por ello dejar de presentar ventajas en la etapa de comercialización. Antes de hacer un desarrollo

dedicado de estas partes del negocio se hace una pequeña reseña histórica del proceso de liberalización del mercado de la energía eléctrica en Guatemala.

### **1.3 Liberalización del sector eléctrico en Guatemala**

En 1,996 a través del decreto número 93-96, el Congreso de la República de Guatemala promulgó la Ley General de Electricidad. Su objetivo principal es permitir y atraer la participación de capital privado para satisfacer la demanda de electricidad de la población, reconociendo al estado como incapaz de realizar la inversión necesaria para equiparar la capacidad de producción con esta demanda. Para ello se establece básicamente que cualquiera que pueda, produzca y comercialice la electricidad con libertad de precios, dentro de un marco de competitividad, y la transporte y distribuya de acuerdo a tarifas reguladas.

El fin último es fomentar el desarrollo, que a través de la historia reciente y en todos los países del mundo ha estado correlativamente ligado a la explotación y consumo del recurso eléctrico. El crecimiento del PIB ha demostrado ser proporcional a la cantidad de energía eléctrica que consume un país así como al consumo per cápita de la misma.

La Ley General de Electricidad estipula la creación de los entes que realizan las funciones de regulación y la de operación y coordinación. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente regulador que vela por el correcto cumplimiento de la normativa legal aplicable al sector eléctrico así como de la moderación de todos los agentes que confluyen en el mercado eléctrico, dirime también cualquier controversia o problema que se suscite entre ellos. Para la operación y coordinación del sistema eléctrico se crea el Administrador del Mercado Mayorista que se encarga del funcionamiento en norma de todo el sistema eléctrico y ve en todo momento que su operación rinda los mejores beneficios económicos al operar al menor costo y garantizar siempre el despacho económico de la energía eléctrica.

Todo el sector eléctrico es competencia del Ministerio de Energía y Minas que es el órgano rector de cualquier desarrollo futuro de la Ley General de Electricidad. La entidad técnica que lo asiste es la misma Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que es parte independiente del mismo.

Con el fin de aumentar la cobertura en un menor tiempo, la ley establece la figura de centros de generación y distribución independiente, es decir, no necesariamente conectados al Sistema Nacional de Energía (SNE). Esto implica que centros alejados puedan acceder a la energía sin la dependencia de la cobertura de una red centralizada.

A diez años de la promulgación de esta ley, una gran cantidad de capital privado e inversión extranjera han entrado a impulsar el sector eléctrico. Se han establecido un número regular de comercializadoras así como dos grandes distribuidoras de capital extranjero. Una de ellas es UNION FENOSA que a través de DEOCSA y DEORSA distribuye la energía eléctrica a todo el interior del país, incluyendo esto las áreas rurales. Debido a la juventud de la ley y del proceso de liberalización de la energía eléctrica en Guatemala, el estado cumple todavía funciones determinantes en el proceso del negocio de la energía. En el caso particular del interior del país y de las áreas rurales, el Gobierno de la República de Guatemala participa a través del Plan de Electrificación Rural (PER) como subsidiario de proyectos de aumento en la extensión y cobertura a las áreas rurales así como de mejora de la calidad del servicio. Por la coyuntura geográfica estos proyectos se ejecutan a través de UNION FENOSA y bajo la figura legal de compromisos adquiridos. Estos compromisos delegan a UNION FENOSA la ejecución de Contratos de Fideicomiso y Construcción de Obras. El diseño y la instalación objeto de este trabajo de graduación corresponden a una mejora realizada dentro de este esquema de trabajo con capital de inversión de origen estatal.

A continuación se describen con mayor detalle las actividades de la industria eléctrica de distribución y transporte.

#### **1.4 Esquema básico del transporte y distribución**

Como se ha mencionado con anterioridad y con insistencia en este trabajo, las actividades involucradas en el negocio de la electricidad corresponden a las actividades técnicas necesarias para hacer posible la generación y traslado de la energía hasta su punto de consumo. Las actividades de transporte y distribución, no son la excepción.

La necesidad de la existencia de las actividades dedicadas del transporte y la distribución surgen del hecho de que el movimiento de energía eléctrica a largas distancias es eficiente y económico únicamente a altos voltajes. Así mismo el transporte de altos voltajes se hace a través de un modelo físico, tecnológico y estructural llamado líneas de transmisión.

En los inicios de la electricidad la generación y el transporte se hicieron con corriente continua y a bajas tensiones. Debido a las pérdidas por calentamiento resistivo en los cables, efecto Joule, este diseño resultó poco efectivo de vista a una gestión del transporte y la distribución efectivos a gran escala. Por ello se optó por la generación en corriente alterna, que aunada a la invención del transformador, por los ingenieros Brown y Boveri en 1,884, permitió aumentar el nivel del voltaje generado a tensiones mayores con el fin de ser transportado a distancias más largas y con menores pérdidas. Con esto un porcentaje razonable de la energía generada podía ser entregada a las redes de distribución.

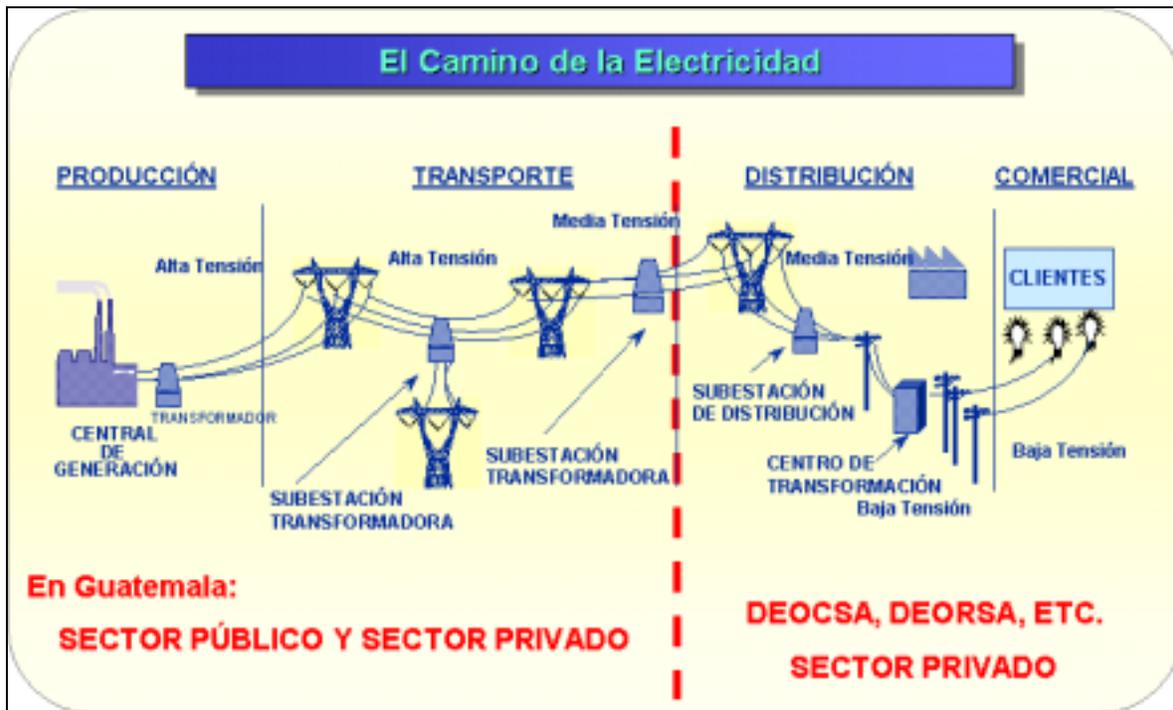
La necesidad del transporte y la distribución a altos voltajes surge del hecho de que la capacidad de transporte de energía crece en relación directa al cuadrado de la tensión y de que sus costos por unidad disminuyen inversamente al cuadrado del mismo.

Los niveles de voltaje que se utilizan en el transporte y la distribución alrededor del mundo son distintos y responden a la capacidad de generación instalada. En Guatemala el transporte se caracteriza por redes de Alta Tensión que manejan voltajes de 69 kV, 138 kV y 230 kV y por redes de distribución que manejan voltajes de Media Tensión (MT) que pueden ser de 34.5 kV, 13.2 kV. Como se puede deducir el manejo de estos niveles de tensión requiere de instalaciones y equipo especializado, así como del respectivo mantenimiento preventivo y correctivo que garantice su funcionamiento continuo y en norma.

Para poner en perspectiva las actividades del transporte y la distribución, se muestra listan los elementos conceptuales y físicos que forman el sistema eléctrico. Este sistema se caracteriza por la gran diversidad y número de instalaciones, si se siguiera el camino que toma la energía desde su punto de generación hasta su punto de consumo, éste sería el orden en el que se encontrarían estos elementos de sistema (véase la figura 1):

- Centrales generadoras de energía eléctrica.
- Subestaciones transformadores elevadoras del nivel de voltaje.
- Líneas de transporte de alta tensión.
- Subestaciones transformadoras reductoras del nivel de voltaje.
- Líneas de distribución de media tensión.
- Centros de transformación.
- Usuario.

Figura 1. Esquema básico del transporte y distribución.

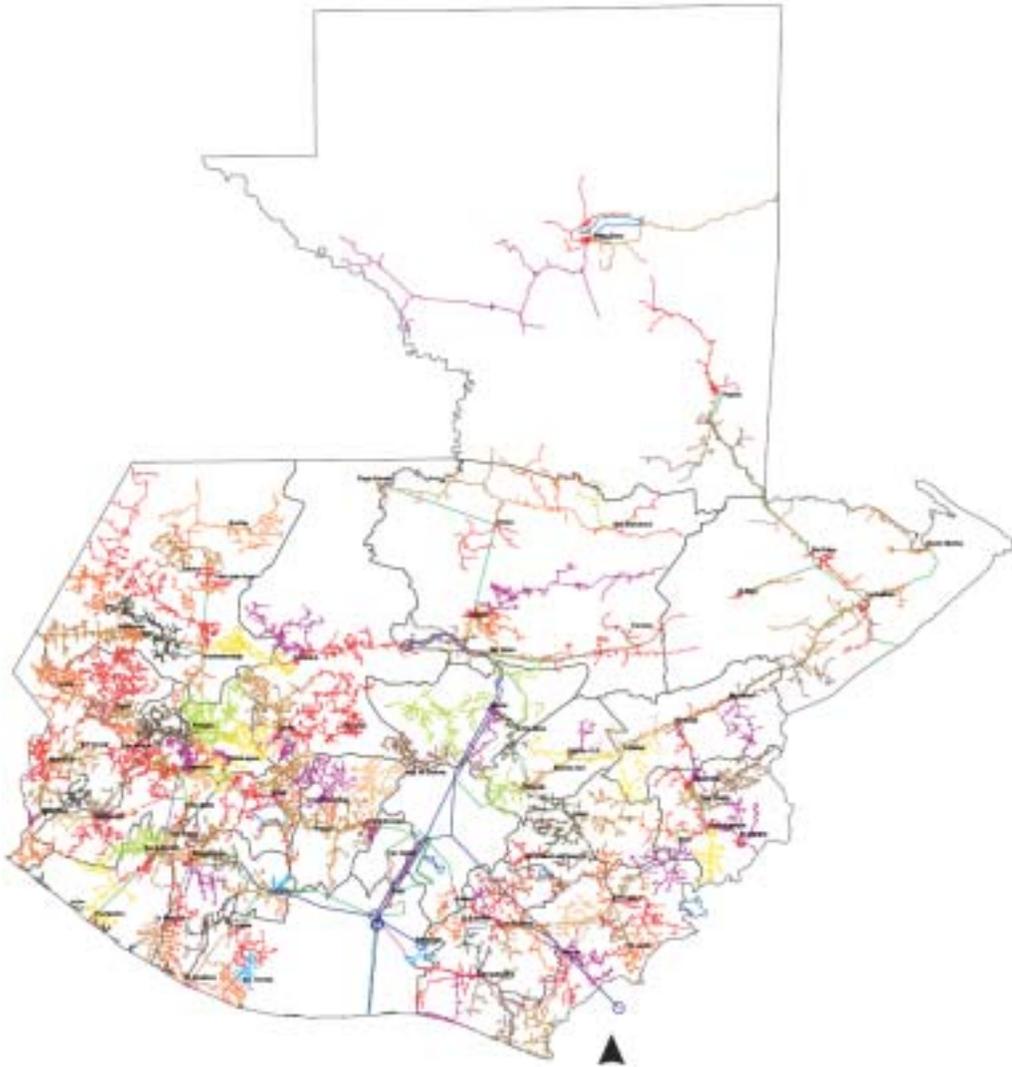


En la red de transporte es fundamental para garantizar la participación en competencia de los distintos agentes del mercado, ya que ésta puede enlazar o interconectar a distintas centrales eléctricas y distintas redes de distribución, esto implica que cualquier generador conectado a la misma red de transporte puede inyectar energía a la red y vender esta energía a cualquier distribuidor. Esta interconexión puede realizarse en distintas regiones de un mismo país o bien interconectar generadores y distribuidores a nivel internacional. Esto es importantísimo no sólo para el modelo del negocio sino que es fundamental para garantizar el consumo a gran escala ya que las centrales eléctricas se sirven de respaldo unas a otras. Cuando por algún motivo un generador deja de funcionar el accionamiento de otro u otros puede respaldar la energía faltante.

## 1.5 Sistema Nacional de Energía, red no interconectada

Al conjunto de centrales eléctricas, red de transporte y redes de distribución del país se le denomina Sistema Nacional de Energía (SNE). Como se ha dejado claro en el apartado anterior la existencia de una red de transporte única que interconecta a una gran cantidad de generadores con las redes de distribución presenta una ventaja en cuanto a competencia de precios y un valor agregado en cuanto a fiabilidad. En la Figura 2 se muestra la red de distribución actual manejada por UNION FENOSA en el Interior de la República.

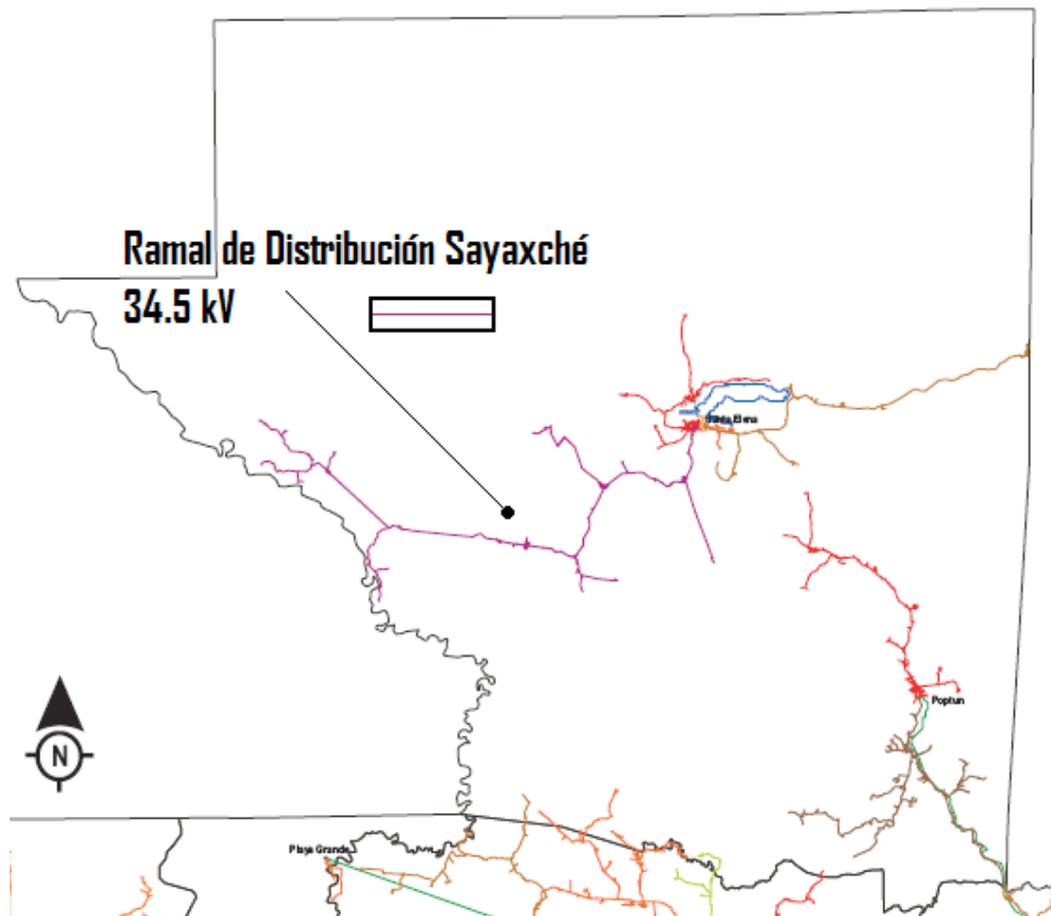
**Figura 2. Red de distribución en el Interior de la República.**



Sin embargo, las ventajas de la interconexión también significan que si la red de transporte fuera la única forma de acceder al suministro, todos aquellos puntos distantes de la red estarían condicionados al crecimiento de ésta para poder explotar la energía eléctrica. Por ello, tal y como se ha mencionado antes, la ley establece la existencia de porciones de la red no interconectadas. Así es pues, en el Sistema Nacional de Energía existe la red interconectada y la no interconectada.

El ramal de distribución de Sayaxché, objeto de este estudio, es parte del Sistema Nacional de Energía no interconectado. La no interconexión no implica, en sí misma, la inmediatez geográfica entre el punto de generación y el de consumo.

**Figura 3. Ramal de Distribución de Sayaxché.**



El modelo de negocio anteriormente descrito aplica también para la mayoría de redes no interconectadas. Así mismo los problemas que se presentan en las grandes redes interconectadas suelen presentarse en las no interconectadas cuando exceden un cierto tamaño.

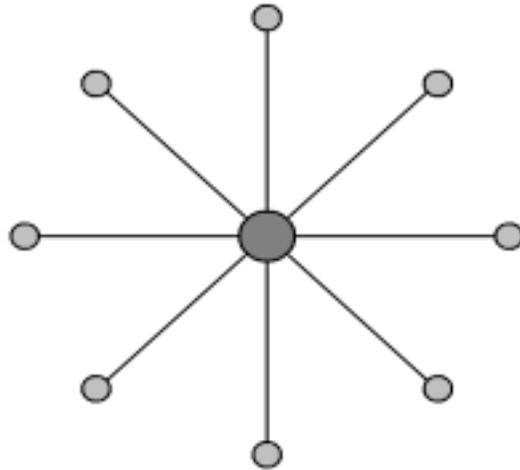
En el caso específico del ramal de distribución de Sayaxché, su longitud actual hasta el punto más distante de 314 Km, hacen que comparta el modelo de negocio antes descrito, a excepción del transporte, así como las dificultades técnicas y debilidades de los grandes ramales de distribución del Sistema Nacional de Energía interconectado, pero no así sus fortalezas ya que depende de una única fuente de generación. Por ello se requiere de mayores niveles de calidad en los parámetros de funcionamiento del ramal y márgenes de variación mínimos para garantizar la fiabilidad y continuidad del servicio.

## **1.6 Topología de red radial, aplicada al sistema no interconectado**

Con el fin de poder modelar de forma lógica, física y matemática el comportamiento de la porción del sistema no interconectado, se hará una reducción conceptual en cuanto a la topología de red que aplica al ramal en estudio.

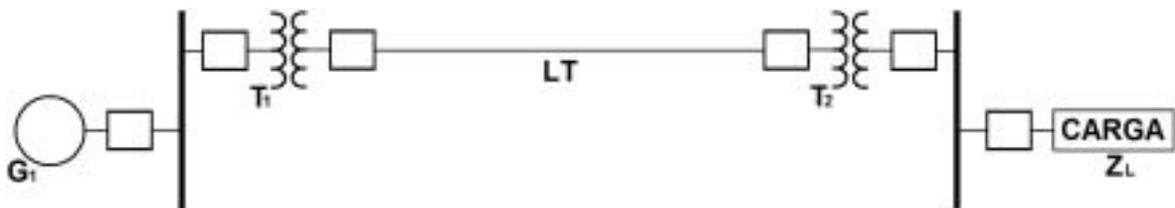
En general, y para el caso particular del ramal de Sayaxché este es el caso, la red no interconectada cuenta con un punto único de generación centralizada y un cierto número de cargas distantes diseminadas a lo largo de una o más líneas. Traduciéndolo a términos gráficos esto corresponde a la forma de una estrella y su equivalente en topología es la red radial. La estructura topológica gráfica se muestra en la Figura 4, en donde el punto del centro representa la generación y los de los extremos los puntos de consumo o cargas, unidos por líneas que representan los elementos de conexión y distribución de la red.

**Figura 4. Topología radial.**



En cuanto a su representación de circuito, la existencia de un generador único permite traducir esta topología de red en un diagrama unifilar lineal en donde la energía se distribuye desde el punto de generación hasta las cargas. Dado que lo que se quiere modelar es el comportamiento de un ramal y no así el del generador, se hará una nueva reducción en la cual se considera la existencia de una fuente única con una carga única colocada al final de la línea. De estas reducciones se traza el diagrama unifilar que se utiliza para modelar el comportamiento del ramal de distribución de Sayaxché y que se muestra en la Figura 5.

**Figura 5. Diagrama unifilar lineal.**



Este modelo se ha hecho a la medida para estudiar el caso particular correspondiente al ámbito de este estudio, un ramal no interconectado, sin etapa

de transporte. Por ello la línea de transmisión entre los dos puntos de transformación es una línea de distribución y no de transporte. Para efectos de análisis y predicción del comportamiento del ramal de distribución de Sayaxché se utilizará este modelo simplificado.

### **1.7 Modelo de líneas de distribución y sus pérdidas**

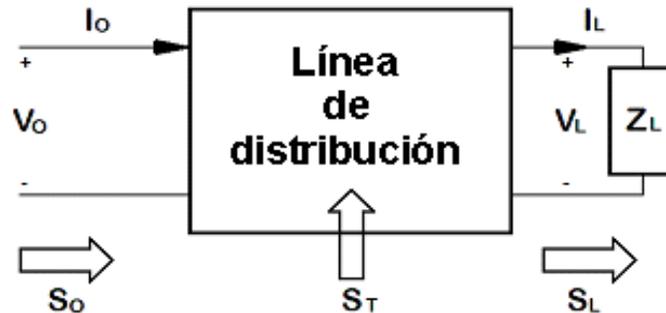
Como se ha mencionado antes el comportamiento de las líneas de distribución está sujeto al conjunto de leyes del electromagnetismo. Esto implica, en parte, que al desglosar cada una de las piezas que corresponden a este comportamiento, cada una de ellas puede representarse por un elemento de circuito.

Antes de entrar en detalle al análisis de las líneas de distribución, hay que recordar la construcción física y algunos hechos de las mismas:

- El servicio que transportan es trifásico
- Son tendidos paralelos de muchos kilómetros de cable desnudo, generalmente de aluminio con alma de acero. En el modelo simplificado son tres cables, uno por cada fase.
- Existe una distancia de aire, que funciona como aislamiento, de fase a fase. En el modelo simplificado serían tres cables con dos espacios de aire entre ellos.
- El arreglo paralelo de cables corre a una distancia de seguridad con respecto del suelo.
- A lo largo del tendido, de tramo en tramo, existen estructuras de apoyo o postes que le proveen anclaje mecánico. La longitud del tramo entre poste y poste es función de las propiedades mecánicas del cable. El cable se sujeta a los postes a través de aisladores.

En base a estos hechos se puede establecer el circuito equivalente que modele el comportamiento de una línea. El esquema general de lo que se desea modelar se muestra en la Figura 6.

**Figura 6. Modelo general de una línea de distribución.**



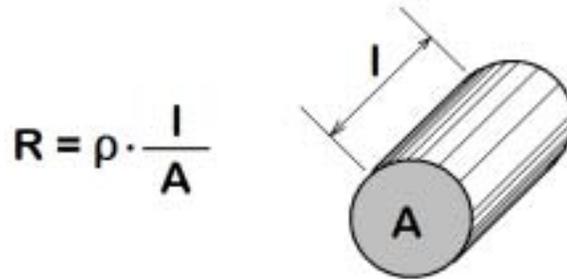
Lo que el modelo pone de manifiesto es que a la línea se le entrega una tensión y una energía inicial y que al salir de la misma se entrega una tensión y una energía distintas a la carga. Esto implica que hay una cierta energía que se disipa en la línea de distribución.

Debido a la extensión de estos tendidos para su análisis se establecen valores distribuidos por unidad de longitud. Así mismo para un análisis simplificado se considera el funcionamiento en régimen permanente. Como se verá el circuito equivalente de la línea será una impedancia equivalente que es función del régimen en el que trabaja el sistema.

### **1.7.1 Resistencia**

Lo primero que hay que establecer es que al transportar energía eléctrica existe una corriente que circula por los cables. Al ser éstos conductores reales de aluminio, tienen una resistencia óhmica que se opone al paso de la corriente. Básicamente el valor de la resistencia es función de la resistividad del material y del área transversal efectiva (véase la figura 7):

**Figura 7. Resistividad de un conductor.**



Por ser una línea de distribución un sistema de gran tamaño el valor de la resistencia se ve afectado principalmente por los siguientes fenómenos:

- Efecto de la temperatura: en un conductor real la elevación en la temperatura aumenta la entropía de los electrones en la banda de valencia por lo que el paso de la corriente se hace más dificultoso, la resistencia aumenta proporcionalmente a la diferencia positiva de la temperatura.
- Efecto piel: una señal de corriente alterna hace que el paso de los electrones se haga en los bordes del conductor y no en toda el área transversal disponible. Como se nota en la fórmula una reducción del área equivale a aumentar la resistencia. Esta reducción es proporcional a la frecuencia de la señal. La aplicación del factor debida a este efecto toma mayor importancia en voltajes elevados como el que manejan las líneas de transporte. En las líneas de distribución, objeto de este trabajo, su efecto es despreciable, pero se incluye aquí como parte del modelo completo de pérdidas de una línea de transmisión.
- Efecto de proximidad: debido a las altas tensiones que se manejan en las líneas de distribución, y considerando que por ser el servicio trifásico existe una diferencia de potencial entre fase y fase, la presencia de cada conductor representa en los otros una perturbación de campo, esta diferencia de potencial atrae a los electrones que circulan en los otros cables incidiendo en una nueva reducción del área efectiva.

La representación en una fórmula matemática del comportamiento de la resistencia se da por la siguiente fórmula:

$$R=R_o.(\alpha.\Delta T).(1+K_s).(1+K_p)$$

**donde:**

**R<sub>o</sub>: resistencia base del material**

**$\alpha$ : coeficiente de temperatura**

**$\Delta T$ : diferencial de temperatura**

**K<sub>s</sub>: coeficiente por efecto piel**

**K<sub>p</sub>: coeficiente por efecto de proximidad**

### 1.7.2 Inductancia

Las leyes del electromagnetismo establecen también que a toda corriente se asocia un campo magnético circulante. Un tendido de las magnitudes de una línea de distribución no es la excepción. El flujo de este campo magnético va a enlazar a cada conductor consigo mismo y con los demás, a la cantidad de flujo enlazado por unidad de corriente se le modela en la teoría de circuitos como inductancia. Así pues todas las líneas de distribución tienen asociada una inductancia, que es función básicamente de la geometría de la línea de distribución.

$$L_{fase} = \frac{\mu_o}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_{xy}^{eq}}{D_{xx}^{eq}}$$

**$D_{xy}^{eq}$  distancia media geométrica entre fases**

**$D_{xx}^{eq}$  radio medio geométrico de conductores de fase**

Tanto la resistencia como la inductancia actúan en serie con la corriente.

### 1.7.3 Capacitancia

La inclusión de este parámetro en el modelo de línea de distribución se debe a dos hechos. El primero es que existe una diferencia de potencial entre conductores de fase y el segundo es que entre cada fase existe una porción de aire que actúa como dieléctrico. Este modelo de emparedado de dos superficies conductoras divididas por un dieléctrico con una concentración de cargas en sus fronteras, es por definición, un capacitor.

$$C_{\text{fase}} = \frac{2\pi \epsilon_0}{\ln \frac{D_{xy}^{\text{eq}}}{D_{xxm}^{\text{eq}}}}$$

$D_{xy}^{\text{eq}}$  **distancia media geométrica entre fases**

$D_{xxm}^{\text{eq}}$  **radio medio geométrico de conductores de fase modificada**

Al igual que la inductancia el valor de la capacitancia es función de la geometría de la línea. La diferencia que existe entre el radio medio geométrico de conductores de fase y el modificado, es porque el campo magnético puede existir dentro de un material conductor, en tanto que cargas no, y por lo tanto para el cálculo del parámetro de la inductancia se toma en cuenta el interior de los cables y en la capacitancia no.

### 1.7.4 Conductancia

Finalmente hay que incluir en el modelo un elemento de circuito que describa el comportamiento de los aisladores reales. Ningún elemento es infinitamente dieléctrico y a pesar de que las líneas están aisladas entre sí y con respecto a la superficie del suelo a través del aire, y aún más, a pesar de estar enclavadas a las

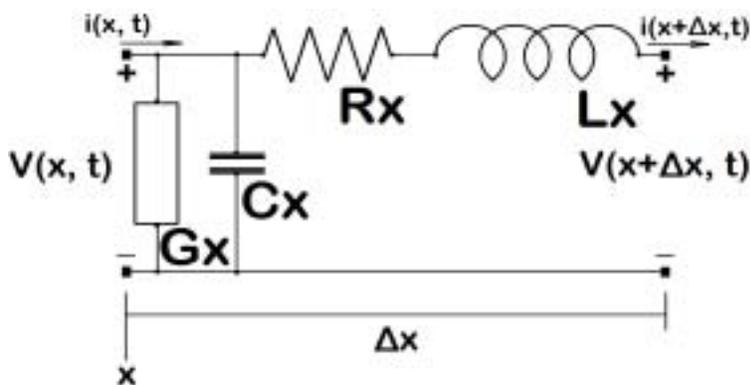
estructuras de apoyo (postes de hormigón o madera) a través de aisladores, la tensión tan elevada que se utiliza en las líneas de distribución tiende a romper el dieléctrico del aire y los aisladores.

En el aire se da el efecto corona (fenómeno relevante en las líneas de transmisión), que es la ionización del aire circundante a las líneas de distribución y en los aisladores se dan corrientes de fuga. Debido a la longitud de los tendidos, las condiciones que existen en la línea no son uniformes y en función de la distancia se presentan condiciones irregulares que representan mayores o menores cantidades de fuga. El comportamiento promedio característico de estas fugas se representa en el circuito equivalente de la línea de distribución a través de una conductancia. Al igual que la capacitancia estos efectos se dan en la sección transversal de la línea y por lo tanto se dice que son parámetros paralelos a ella.

### 1.7.5 Modelo completo

Uniendo los cuatro parámetros, resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, los dos primeros en serie y los dos segundos en paralelo se tiene el modelo completo simplificado de una línea de distribución y de su comportamiento (véase la figura 8).

**Figura 8. Circuito equivalente distribuido.**



Los parámetros antes mencionados son distribuidos, es decir que se expresan por unidad de longitud. Así pues para un segmento de longitud se tiene el circuito mostrado en la Figura 8. En las líneas de distribución el voltaje y la corriente son funciones en primer lugar del tiempo, esto debido a que la corriente que los alimenta es alterna, y en segundo lugar son función de la longitud debido al efecto de los parámetros distribuidos.

Para poder modelar el comportamiento en relación a la distancia se hace la siguiente reducción del modelo que es considerar al sistema funcionando en estado estacionario sinusoidal, es decir congelándolo en un instante del tiempo. Con ello se puede expresar la forma en que el voltaje y la corriente varían con respecto a la distancia. Esto se expresa a través de las derivadas parciales que se muestran a continuación.

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -\left(Ri + L \frac{\partial i}{\partial t}\right)$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = -\left(Gv + C \frac{\partial v}{\partial t}\right)$$

Como se ve, existe una caída de tensión a lo largo de la extensión de la línea de distribución. Esta caída asociada a la disminución de la corriente hace que exista una pérdida total de potencia en la línea tal y como se predijo al inicio de este apartado. De la potencia que se entrega al sistema una parte se consume en la línea de distribución. En términos de circuito una línea de distribución se puede reducir a una impedancia equivalente de línea que consume cierta potencia.

Hay que hacer notar que en el extremo final de una línea de distribución de distribución se acopla la carga, que es la sumatoria del consumo de los usuarios. Esta carga se puede modelar como una impedancia equivalente, tal y como se muestra en la Figura 6. En situaciones reales esta impedancia sólo puede aproximarse estadísticamente ya que el consumo de energía que hacen los

usuarios es a discreción. Varía con respecto al tiempo, la hora del día, el día de la semana, la adición de nuevos usuarios y nuevas cargas por usuario y todo esto con un alto grado de aleatoriedad. Para fines de cálculo se recurre a tomar el dato de la potencia demandada en base a la sumatoria de usuarios y sus consumos instalados.

Pudiéndose modelar el sistema como una impedancia equivalente de línea y una impedancia equivalente de carga, se tiene que el comportamiento total del sistema va a ser función del acople de las mismas. En general la tensión se comporta de la siguiente manera:

- Si la impedancia de carga es igual a la impedancia de línea, la tensión se mantiene.
- Si la impedancia de carga es menor que la impedancia de línea, la tensión aumenta, a esto se le llama el efecto Ferranti.
- Si la impedancia de carga es mayor que la impedancia de línea, la tensión disminuye.

Está demás mencionar que en la práctica este último esquema es el que prevalece y la reducción de voltaje y corriente que se ha modelado a lo largo del tendido de la línea de distribución a través de las ecuaciones diferenciales es válido para la línea con carga.

La incidencia del modelo de carga en la cuantificación de las pérdidas es, que tal y como se ve en las ecuaciones diferenciales presentadas arriba, las pérdidas dependen de la caída de voltaje y del valor de la corriente. En el esquema real de la distribución el nivel de voltaje se escoge como un parámetro discreto de diseño, por ejemplo 34.5 kV, es decir que es en cierta forma fijo y depende del diseño y análisis económico hecho por la entidad encargada de la distribución. El valor de la corriente está definido, en cambio, por la carga conectada a la red.

Reduciendo el análisis al objeto de este informe, para el caso en el que un tendido de distribución alimenta una carga que es predominantemente residencial, en el largo plazo, el nivel de carga o demanda aumentará en función del crecimiento de la población, y con ello el nivel de pérdidas. Puesto que el crecimiento poblacional no es algo que esté dentro de la competencia o poder de entidad de distribución alguna, el manejo de la reducción de pérdidas a largo plazo está en el manejo de la caída de tensión que se presente en la línea, que es el único parámetro que queda en manos de la entidad distribuidora al dejar fijas las demás variables del sistema.

Finalmente para dar una visión más completa del modelo de las pérdidas en una línea de distribución de un tendido de distribución real, hay que agregar que el esquema que se ha dibujado de un solo tendido para una sola carga de distribución, rara vez se cumple. En la realidad un mismo tendido de distribución tiene acopladas varias impedancias equivalentes de carga a distintas distancias, es decir no están todas conectadas al final de la línea. Esto implica que la conexión de cada una de ellas afecta el comportamiento de la línea para todas las que están a distancias mayores. Para modelar el comportamiento de estos tendidos de distribución se recurre al análisis del flujo de cargas a través de varios métodos numéricos iterativos que en las entidades de distribución se corren a través de programas de ordenador. Con la rutina del flujo de carga se puede saber la caída de voltaje y la cantidad de potencia que se ha perdido a lo largo de un tendido de distribución o de una línea de distribución en general.

## **1.8 Importancia de la calidad y la estandarización en el suministro**

Como en toda actividad económica existe un factor de escala, y es así como debe de establecerse de forma clara que el objetivo de la industria del suministro de energía eléctrica es la venta y consumo masivo de esta forma de energía. Esto es de beneficio tanto para los productores como para los consumidores, para los primeros porque sin una escala masiva de consumo las

grandes inversiones que se requieren tendrían una muy lenta recuperación y para los segundos porque el costo del servicio sería muy alto si la demanda fuera muy pequeña. El interés por hacer disponible este recurso es que permite el uso de maquinaria, dispositivos o electrodomésticos en el hogar y en la industria, estos productos representan un valor agregado en comodidad y ahorro de tiempo o bien en capacidad de producción. Hacer funcionar toda esta gama de objetos de la tecnología eléctrica es el fin último de tener una toma de usuario del suministro en cierto lugar.

El sector económico de manufactura y comercialización de aparatos eléctricos se beneficia también por un factor de escala, en tanto más masivo y extendido sea su uso, más rentable es para los inversionistas y más económico es para los consumidores. Este objetivo de cobertura masiva hace necesaria la creación de estándares de servicio bajo los cuales todos estos aparatos garanticen su operación. Esta estandarización del servicio permite que sean vendidos y utilizados en cualquier lugar independientemente del lugar en el que hayan sido fabricados, teniendo como única condición que el servicio reúna determinadas características. Cualquier consumidor va a poder comprar cualquier aparato de cualquier fabricante que reúna las características del servicio de suministro que posea. Esto implica también una competencia y un abaratamiento en los precios de los productos eléctricos.

Las características más importantes en términos de estandarización son el nivel de voltaje y la frecuencia de la onda. A través de la historia del desarrollo de la electricidad se ha hecho un esfuerzo por estandarizar los niveles de voltaje utilizados así como la frecuencia. Este último parámetro es el único no estándar, aunque se ha reducido su uso a dos valores únicos 50 Hz y 60 Hz. El sistema nacional de energía utiliza la frecuencia de 60 Hz al igual que la mayoría de países en el mundo.

La sobre tensión en los aparatos eléctricos causa efectos destructivos en ellos. Porcentajes reducidos sobre el nivel normal provocan una fatiga o

envejecimiento prematuro en tanto que cuando pasa de ciertos niveles causa la destrucción irreversible del aislamiento y ciertos elementos de circuito. La baja tensión hace que los dispositivos funcionen fuera de parámetro entregando potencias por debajo de su diseño y en algunos casos impidiendo su arranque.

Los efectos de las variaciones de frecuencia son más sutiles en la mayoría de los aparatos. Su efecto más visible es en los motores eléctricos cuya velocidad es función de la frecuencia. Un motor de inducción va a caminar más rápido si se aumenta la frecuencia del sistema y va a disminuir sus revoluciones si baja la frecuencia. Adicionalmente a esto los aumentos de frecuencia están relacionados con la entrega de una mayor cantidad de energía por ciclo, por lo que van acompañados también de un calentamiento de la maquinaria.

Actualmente en una típica vivienda residencial puede encontrarse un número importante de cargas no lineales: televisores, computadoras personales, videograbadoras, equipos de audio, hornos a microondas, lámparas fluorescentes compactas, etc., las que introducen también un elevado contenido armónico en la red de distribución. Uno de los índices más utilizados es la denominada distorsión armónica total, citada en la literatura anglosajona como THD (Total Harmonic Distortion), Éste tema que escapa del ámbito de éste trabajo.

En resumen la importancia de la calidad en los estándares de servicio es que si no se cumple con ellos el suministro que se entregue será inservible o bien provocará efectos destructivos en los aparatos que se alimenten de él. La prestación misma del servicio implica el cumplimiento con estos mínimos de calidad.

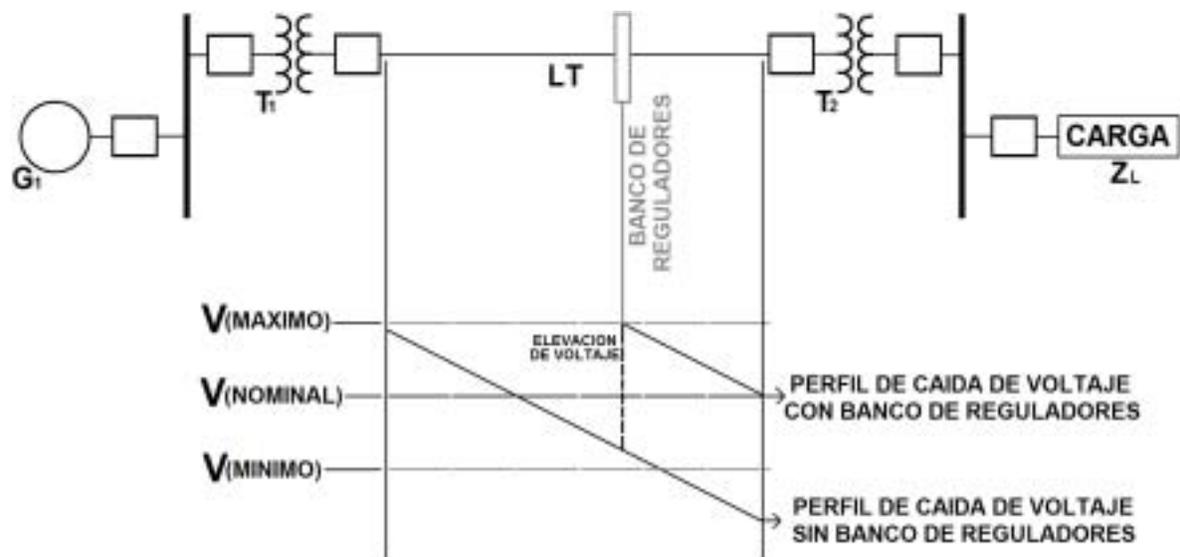
## **1.9 Corrección de la caída de voltaje en líneas de distribución**

Tal y como se ha apuntado en el apartado relativo al modelo de líneas de distribución y sus pérdidas, el control de las pérdidas que queda en manos de la

entidad distribuidora es el nivel de tensión o dicho de otro modo la caída de voltaje. Hay que hacer notar que el tema de la corrección de la caída de voltaje sale a colación para sugerir soluciones dentro de cierta escala económica. Es decir que si se quisiera aumentar la capacidad de transporte bastaría con elevar el nivel de tensión que se maneja en la línea. Matemáticamente esta sustitución es un procedimiento sencillo, en la realidad implica el cambio de los equipos de transformación en las subestaciones y el rediseño y nuevo tendido de la línea de distribución misma. Todo ello equivale a inversiones millonarias que únicamente se justifican con retornos de inversión de igual escala que devienen de un crecimiento de la carga gigantesco. Esto equivaldría casi a convertir una línea de distribución en una de transporte.

El tipo de compensación al voltaje al que este informe se refiere es una elevación menor que permita que toda la línea opere en norma, o bien que el punto más lejano tenga una regulación de voltaje bajo parámetros, sin modificar las instalaciones en los puntos de generación, transformación y transporte. La elevación del potencial de la línea en un cierto punto se hace utilizando reguladores de voltaje.

**Figura 9. Diagrama unifilar con banco de reguladores.**



Al introducir un banco de reguladores se rompe el perfil de caída de tensión a lo largo de la línea y se eleva a manera de escalón dando como resultado que dentro del nuevo perfil el punto más lejano opere bajo norma. Esto se muestra en la Figura 9.

Los reguladores funcionan bajo el mismo principio que los transformadores, es decir que utilizan un enlace magnético para producir niveles distintos de potencial, de hecho los reguladores son auto-transformadores de una construcción tal que permiten la elevación del voltaje. Debido a este principio de regulación puramente inductivo los reguladores representan una pérdida de potencia reactiva, por ello en conjunto con los reguladores se utilizan capacitores para compensar esta pérdida.

La aplicación de equipos de compensación (banco de reguladores y banco de capacitores) en los sistemas de distribución de energía eléctrica inició en la década de 1,940. En los países desarrollados, principalmente en Estados Unidos, las redes de distribución crecieron en función de su gran extensión territorial, y los centros de consumo estaban cada vez más dispersos en vastas áreas, aumentando su distancia con respecto a los puntos de generación. Paralelo a esta distribución geográfica extendida se desarrolló una nueva generación de dispositivos electrónicos de uso común, sensibles a los niveles y oscilaciones de la tensión. Todo esto provocó un aumento en la exigencia de calidad en el servicio distribución de energía eléctrica. Por ello, hoy se encuentran instalados en varios puntos de aquel país, decenas de millares de reguladores, suministrando a los puntos de consumo una regulación de tensión adecuada y proveyendo calidad al suministro de energía. Eso trae, a saber, tres consecuencias benéficas: satisfacción del consumidor, reducción de la pérdidas en la distribución e incremento de la facturación.

El desarrollo posterior de este informe muestra el diseño, instalación y mejoras alcanzadas al aplicar estos equipos de compensación en el ramal de

Sayaxché, esta mejora a este ramal se dio en el marco de la inversión 2004-2005: Q8,846,000.00 (78 reguladores monofásicos y 63 bancos de capacitores trifásicos). Las mejoras obtenidas en la regulación de voltaje a nivel global, se pueden apreciar en la tabla I.

<b>Tabla I. Valores generales promedio de regulación alcanzados con la puesta en servicio de bancos de reguladores y capacitores.</b>	
2 Sem. 2004	1 Sem. 2005
DEOCSA = 4.42 %	DEOCSA = 2.40 %
DEORSA = 6.21 %	DEORSA = 3.56 %

### **1.10 Apuntes generales acerca de la región**

El área de Sayaxché se encuentra al suroeste del Petén, sus colindancias son al norte con La Libertad, al sur con Chisec Alta Verapaz, al este con los municipios de San Luis, San Francisco y Poptún y al oeste con la República de México. Tiene una extensión territorial aproximada de 3,904 kilómetros cuadrados, representando el 10.89% del área total del Petén. Es una vasta llanura pantanosa con una proliferación boscosa riquísima, el mayor porcentaje de su territorio se encuentra entre los 100 y 250 metros sobre el nivel del mar, haciendo de éste un territorio especialmente cálido con un clima subtropical húmedo. Cuenta con un recurso hídrico abundante formado por 12 ríos, siendo el más importante el Usumacinta que sirve de limite territorial con México, cuenta con 25 riachuelos, 24 arroyos, una laguna Petexbatún, 28 lagunetas, un rápido y dos ensenadas.

La vocación del suelo es agropecuaria y agroforestal, determinando esto en gran medida la actividad comercial y la distribución geográfica de sus habitantes. Sólo el 10% de la población vive en áreas urbanas en tanto que el resto vive en el área rural dispersos de acuerdo a la distribución de los recursos hídricos importantes que permitan las actividades agropecuarias. Geopolíticamente hablando la población vive en un pueblo, cinco aldeas, veintisiete caseríos, y

numerosas fincas. Sólo veintidós poblados pasan de los 500 habitantes, lo que representa una dificultad especial en términos de cobertura de electrificación así como un flujo de carga complicado en el sistema.

Las actividades económicas son esencialmente agrícolas y pecuarias, los cultivos más importantes son el maíz, el frijol, el arroz, la caña de azúcar y los árboles maderables. Existen únicamente dos campamentos petroleros, un aserradero y dos campos chicleros. Es una de las áreas con menor cobertura de satisfactores sociales y la inversión que se realiza actualmente se concentra en cultivos no tradicionales y en reservas boscosas.

De lo anterior se desprende que el uso de la energía es ahora y en el futuro cercano, utilizada en aplicaciones de perfil residencial. Esta base es importantísima para definir el comportamiento de la carga a futuro. En cuanto al crecimiento de la población, éste ha sido un territorio especialmente despoblado y de gran tránsito migratorio, no fue sino hasta el término del conflicto armado interno que se ha estabilizado y se ha comenzado a comportar como una población normal, facilitando así el uso de análisis normales para modelar el crecimiento de la población.

## **2 BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS NORMAS TÉCNICAS DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN**

A pesar de la alta complejidad del sistema de suministro eléctrico, tanto en la cantidad de aparatos involucrados como a las continuas variaciones de carga, el comportamiento del sistema en cuanto a las magnitudes de tensión, intensidad y frecuencia es de una regularidad asombrosa. Esto es así gracias a la aplicación de una amplia gama de medios de comunicación, que hacen llegar la información relativa a estos parámetros a los ordenadores colocados en los centros de gestión de energía, donde se elaboran las decisiones de control correspondientes, que a su vez son dirigidas a los transformadores que regulan las tensiones o a las plantas generadoras de electricidad, para adaptar continuamente la respuesta del sistema a las condiciones siempre cambiantes y mantener el equilibrio dinámico entre consumo y producción. Como se ha mencionado con anterioridad, para vigilar que este comportamiento tenga esta estabilidad característica se han creado entidades que corresponden a las partes de regulación y de coordinación y operación, definidas dentro de la Ley General de Electricidad como la Comisión Nacional de Energía y el Administrados del Mercado Mayorista, respectivamente.

De acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad en su Título VI, Capítulo I y artículo 78, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica es la encargada de emitir las normas técnicas del servicio de distribución y es de aquí que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió el 7 de abril de 1999 las Normas Técnicas del Servicio de Distribución –NTSD. El objetivo de esta norma es establecer derechos y obligaciones de los prestatarios y usuarios del servicio eléctrico de distribución, índices o indicadores de referencia

para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica, tanto en el punto de entrega como en el punto de utilización de tales servicios, tolerancias permisibles, métodos de control, Indemnizaciones, sanciones y/o multas, respecto de los siguientes parámetros:

a) Calidad del producto suministrado por el distribuidor:

- Regulación de tensión,
- Desbalance de tensión en servicios trifásicos,
- Distorsión armónica, y
- *Flicker*.

b) Incidencia del usuario en la calidad del producto:

- Distorsión armónica,
- *Flicker*, y
- Factor de potencia.

c) Calidad del servicio técnico:

- Interrupciones.

d) Calidad del servicio comercial:

- Calidad del servicio comercial del distribuidor, y
- Calidad de la atención al usuario.

Nos enfocaremos en el inciso a, específicamente en las variaciones de voltaje y cómo puede éste mejorarse utilizando bancos trifásicos de capacitores y de reguladores.

### **3 PRINCIPIOS Y FUNCIONAMIENTO DEL BANCO DE REGULADORES**

Un regulador de voltaje es un transformador de aplicación especial. Como todo transformador cambia niveles de voltaje entre el primario y el secundario en una relación definida por la razón del número de vueltas de sus devanados. Su característica principal con respecto al resto de transformadores de uso general, es la de tener relaciones de transformación cercanas a la unidad y el apelativo de reguladores se les da debido a que son utilizados dentro de las líneas para mantener el nivel de voltaje dentro de valores nominales y para corregir el ángulo de fase de la señal de voltaje. Dentro del alcance de este trabajo interesan únicamente los reguladores del nivel de voltaje, por lo que en lo sucesivo al hacer referencia a reguladores se entenderá específicamente que son los reguladores del nivel de voltaje. Los reguladores permiten realizar ajustes al valor del voltaje dentro de un rango del 10% hacia arriba o hacia abajo.

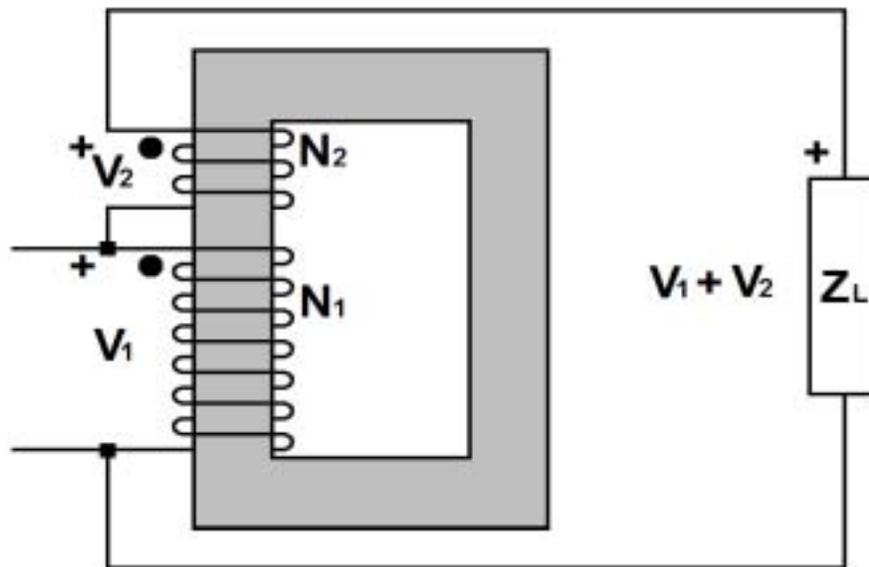
Por supuesto, el desarrollo tecnológico agrega cada vez más valor a los equipos perfeccionando su desempeño y funciones básicas, tal es el caso de los reguladores de tensión que han evolucionado de ser meros elementos electromagnéticos a tener funciones automatizadas y de monitoreo remoto.

#### **3.1 Construcción**

Los reguladores de voltaje se construyen como autotransformadores. En esta configuración el devanado primario y el secundario se encuentran ligados tanto

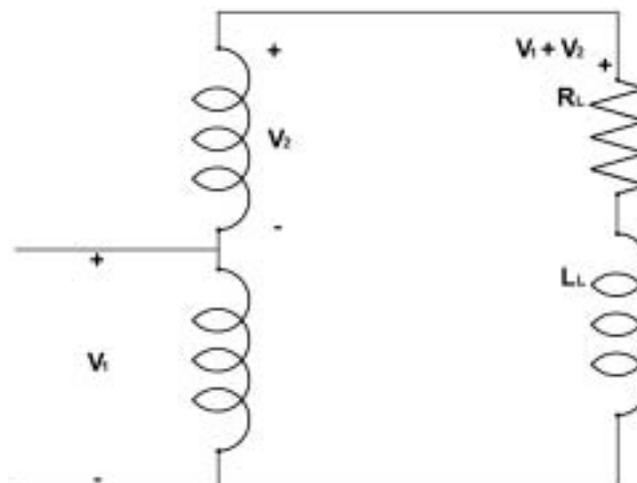
magnéticamente como eléctricamente. En la Figura 10 se muestra esquemáticamente la construcción de un autotransformador regulador.

**Figura 10. Esquema básico de un autotransformador.**



Los bobinados primario y secundario forman parte de un sólo circuito eléctrico con la carga, la cual recibe ahora la suma de las tensiones primaria y secundaria. Así, si el voltaje primario tuviera un nivel empobrecido debido a la regulación, éste puede ser corregido a través de la adición del voltaje secundario.

**Figura 11. Circuito equivalente del autotransformador.**



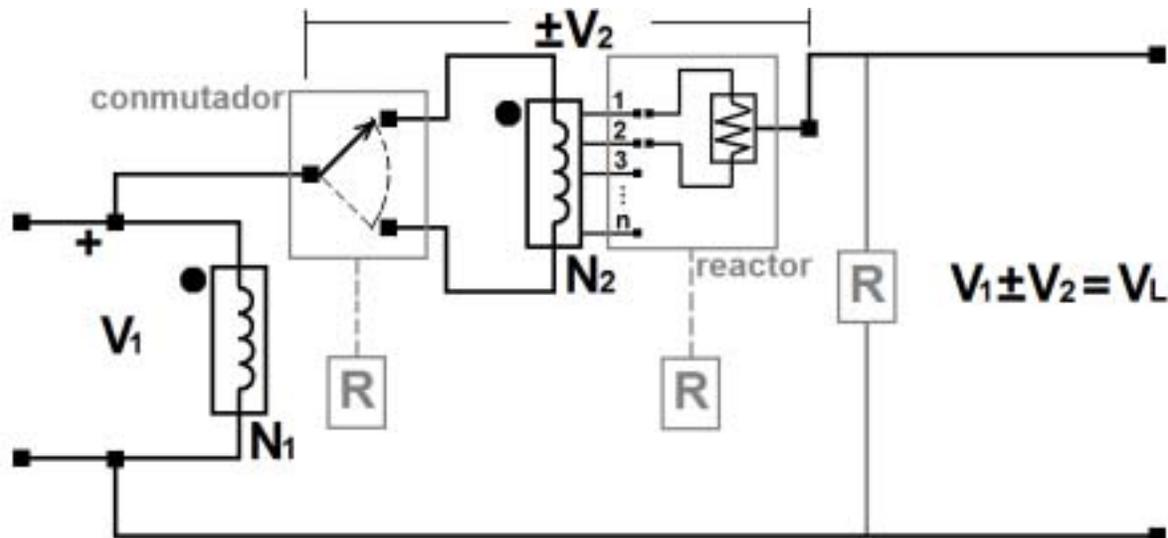
El uso de la configuración como autotransformador no es arbitraria y posee una justificación técnica y económica validada con las ventajas listadas a continuación:

- Ahorro en el volumen de cobre: comparado con un transformador convencional de la misma potencia y relación de transformación el autotransformador tiene un ahorro de cobre del  $100/a$  %, en donde  $a$  es la relación de transformación. Como se nota en tanto más cercano esté este valor a la unidad, mayor será el ahorro en cobre. Esta ventaja representa un menor costo y un diseño más compacto.
- Ahorro en aislamiento eléctrico: dado que el primario y el secundario están eléctricamente conectados no es necesaria la utilización de dieléctrico. Con esto el equipo es más barato, menos pesado, menos propenso a fallas y menos peligroso.
- Menor cantidad de pérdidas eléctricas: a una menor cantidad de cobre existirá también una menor cantidad de pérdidas resistivas.

Hasta el momento se ha descrito cómo el autotransformador puede corregir el nivel de voltaje por adición del potencial inducido en el secundario y también las razones por las cuales esta opción es la más viable en términos técnicos y económicos. Existen además otras funciones complementarias que permiten que el autotransformador se adhiera de forma integral como un elemento de red en las líneas. En primer lugar está la capacidad de hacer dinámica la relación de transformación a fin de adaptarse a las distintas condiciones de carga de la red, esta función al igual que en el resto de transformadores se implementa a través de tapes que cambian la relación de transformación del autotransformador, permitiendo adicionar más o menos voltaje. En segundo lugar está la función de regular el voltaje hacia abajo, es decir, en casos en los que lo que se tiene es un problema de sobre voltaje. Si se nota con detenimiento la Figura 10, se notará que al cambiar la polaridad de la bobina del secundario de aditiva a sustractiva, se

tendría en el secundario un voltaje que es restado en lugar de ser sumado. Para la implementación de esta función basta con colocar un conmutador de polaridad que haga que cambie los terminales del secundario y del mismo modo del voltaje inducido. En tercer lugar está la capacidad del regulador de hacer todos estos ajustes de polaridad y relación de transformación bajo carga, esta función se implementa con la utilización de un diseño especial en los tapes de regulación y del uso de reactores. El diseño completo de un regulador con estas funciones implementadas, se presenta en la gráfica siguiente.

**Figura 12. Diseño completo de un regulador.**



Como se nota en la figura, al cambiar la posición del conmutador se cambia la polaridad del secundario del autotransformador y con ello se invierte el sentido de voltaje de positivo a negativo. Si se necesita aumentar el nivel de voltaje el secundario se suma, en tanto que si necesita ser rebajado éste se resta.

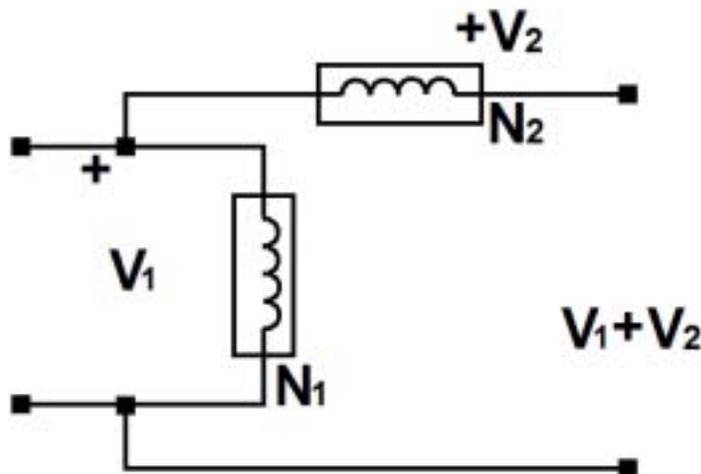
Para realizar cambios menores en la regulación de la tensión existen tapes y para que los cambios de tape a tape puedan realizarse con carga se recurre a la utilización de un reactor que permite ir saltando de tape a tape sin interrumpir el servicio.

Tanto el accionamiento del conmutador como el del reactor son gobernados por un relevador de carga. Este es un dispositivo al cual se le programa el nivel de tensión que debe de mantenerse a la salida regulador y compara de forma continua el voltaje real con el programado realizando los ajustes necesarios en los tapes o el conmutador.

### 3.2 Funcionamiento como elevador de la tensión

La conexión de la polaridad del secundario en forma aditiva hace al regulador funcionar como elevador de la tensión. La inserción de un regulador en esta configuración en un determinado punto de la línea de distribución regenera el valor de la tensión a un valor adecuado dependiendo de las condiciones de carga y de la longitud del tendido. Un nuevo perfil de caída comienza en este punto con dirección a la carga y final de la línea. Los efectos totales sobre el tendido de distribución dependen así, del punto donde se coloque. La inclusión de un regulador dentro de la línea modifica el flujo de carga de la misma así como el valor de las pérdidas y de la caída de voltaje.

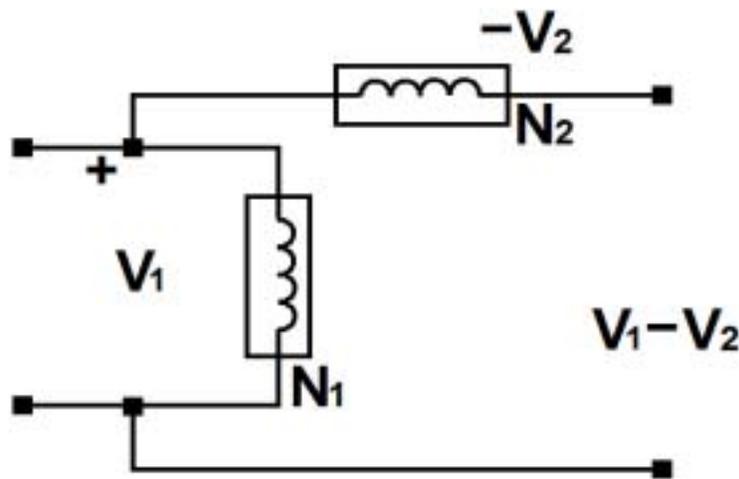
Figura 13. Funcionamiento del regulador como elevador.



### 3.3 Funcionamiento como reductor de la tensión

La conexión de la polaridad del secundario en forma sustractiva de tal modo que la tensión en él se reste de la del primario hacen funcionar al regulador como un reductor de voltaje. Esta configuración se muestra en la figura 9. El efecto que tiene es el de disminuir el voltaje a partir del punto de colocación y hasta el final de la línea.

**Figura 14. Diagrama que describe el funcionamiento de un regulador como reductor.**



### 3.4 Pérdidas en un regulador

Como todo elemento pasivo de red, al ser conectado a la línea, los reguladores tienen una cierta cantidad de pérdidas asociadas al paso de la corriente a través de los mismos. Las pérdidas de un regulador son, en esencia, las mismas que las que presentan los transformadores de uso general, con la única diferencia que, tal y como se ha mencionado en el primer apartado de este capítulo, tienen una mayor eficiencia y por lo tanto valores reducidos de pérdidas relativas. Teniendo esto en cuenta se listan a continuación las pérdidas típicas en un autotransformador.

- Pérdidas en el cobre: es la energía que se disipa debido a la resistencia óhmica propia del material del que están hechos los devanados del primario y secundario. Esta cantidad de energía se describe a través de la relación matemática definida por el efecto Joule, es decir que las pérdidas son proporcionales al producto de la resistencia de los devanados por el cuadrado de la corriente y se pierde en forma de calor.
- Pérdidas por corrientes parásitas en el núcleo: es la cantidad de energía que se disipa por un efecto Joule secundario asociado a las corrientes que se inducen en el núcleo que son inducidas a su vez por el paso del campo magnético a través de la estructura de hierro laminado que forma el núcleo. Son proporcionales al cuadrado del voltaje aplicado.
- Pérdidas por histéresis: es la cantidad de energía que se gasta en el reacomodo de los dominios magnéticos del hierro en el núcleo del transformador. Debido a que la señal que alimenta al autotransformador es alterna, parte del flujo magnético se pierde al orientar la estructura interna de los dominios magnéticos del hierro que tienen que alinearse con la señal de entrada.
- Pérdidas por flujo de dispersión: es la cantidad de energía que se pierde en el flujo magnético que no acopla al devanado primario con el secundario. Esta parte del flujo toma rutas alternas en el espacio circundante y se constituyen en una pérdida.

En la práctica las pérdidas suelen clasificarse de acuerdo a la parte constructiva del autotransformador, si se analiza con detenimiento únicamente la primera se da en el cobre en tanto que las restantes tres ocurren en el núcleo y están asociadas al acople magnético del devanado. Por ello las pérdidas suelen listarse en dos categorías: a) pérdidas en el cobre y b) pérdidas en el núcleo. Esta división además de permitir una comprensión simple del origen de las pérdidas permite modelar de una forma sencilla el comportamiento real del elemento de red en condiciones de carga.

Las pérdidas en el núcleo están asociadas al acoplamiento magnético y no cambian significativamente con las condiciones de carga de la red, tienden a disminuir de forma no lineal con la carga. Por el contrario las pérdidas en el cobre aumentan con el aumento de la carga ya que son una función del cuadrado de la corriente, por ello son proporcionales de forma aproximada al cuadrado de la carga.

En términos de circuito las pérdidas se representan por: a) una resistencia fija que engloba las pérdidas en el cobre y b) una reactancia variable, de carácter inductivo, que representa las pérdidas en el núcleo.

Dentro de los límites físicos de construcción de los autotransformadores existen normas que rigen los valores máximos permisibles para las pérdidas. Las normas tomadas como referencia por UNION FENOSA son las ANSI C57.12.00, de 1993 titulada "IEEE Standard General Requirements for Liquid Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers". Según esta norma privan los límites de pérdida mostrados en la siguiente tabla.

<b>Tabla II. Pérdidas máximas en los reguladores permitidas por ANSI C57.12.00</b>	
Potencia nominal	> 50 kVA
Pérdidas con carga	1 % (de la potencia nominal)
Pérdidas en vacío	0.3 % (de la potencia nominal)

Los reguladores reales considerados en el ámbito de este trabajo de investigación y en el montaje final en el ramal de distribución de Sayaxché cumplen con esta norma. Los artefactos seleccionados tienen una potencia nominal de 100 kVA. De acuerdo a los datos del fabricante presentan los valores de pérdida en el núcleo y en el cobre que se muestran en la siguiente tabla. Las pérdidas se cuantifican en términos de vatios para reflejar directamente la pérdida de potencia.

<b>Tabla III. Pérdidas en reguladores reales</b>		
Capacidad (KVA)	Núcleo (VAR)	Cobre (W)
100	265	912
Pérdidas en vacío		0.265 %
Pérdidas con carga		0.950 %

En la realidad las pérdidas asociadas al núcleo son de tipo reactivo, por ello para compensar estas pérdidas pueden utilizarse capacitores que inyecten reactiva capacitiva al sistema. Es de hacer notar en este punto la alta eficiencia de los reguladores y sobre todo las ventajas que se obtienen en este sentido al utilizarlos en la configuración de autotransformador.



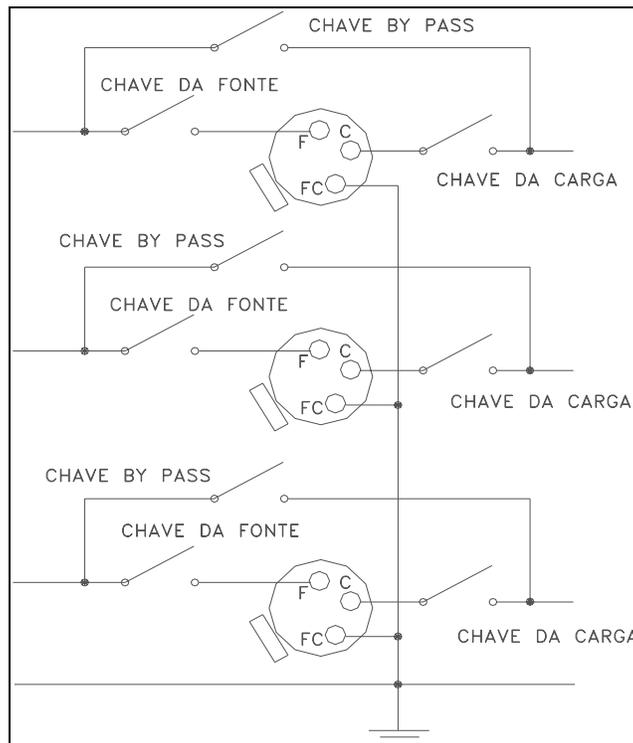
## **4 TIPO DE CONEXIONES EN BANCO DE REGULADORES**

Como se ha mencionado antes, la distribución se hace en servicio trifásico, por ello los reguladores monofásicos se conectan en determinadas configuraciones para formar bancos trifásicos. Las conexiones disponibles para estos bancos se detallan a continuación.

### **4.1 Conexión estrella**

La recomendación es que si el banco de reguladores va a ser conectado en estrella (véase la figura 15), necesariamente la fuente también deberá estar conectada en estrella, para que la corriente de neutro, debido a posibles desequilibrios de carga del banco tenga camino cerrado para la tierra y por tanto para la fuente.

**Figura 15. Esquema básico de un banco de reguladores en conexión estrella.**



Véase la página 74, tabla IX para conocer los valores de la resistencia de puesta a tierra.

La regulación del banco conectado en estrella es de  $\pm 10\%$

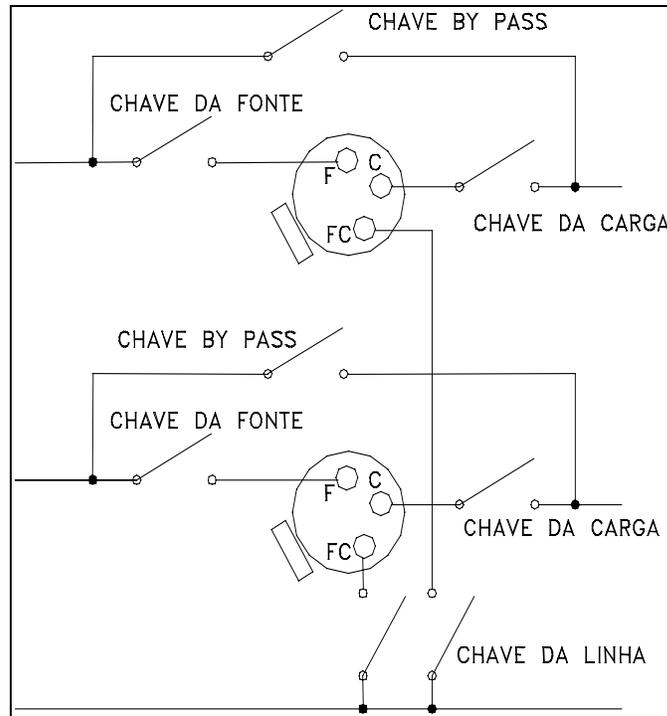
En caso de que la fuente esté conectada en delta y el banco de reguladores en estrella, el neutro virtual de la estrella se desviará si la carga es desequilibrada. Entonces, el banco de reguladores entrará en una avalancha de conmutaciones.

#### **4.2 Conexión delta abierta**

Esta conexión es ventajosa cuando se tiene planificado colocar varios bancos de reguladores en cascada, ya que se colocan dos reguladores en cada punto de la cascada, y se economiza un regulador. Se recomienda utilizar tres y

un máximo de cuatro bancos de reguladores en cascada, debido a las posibles sobretensiones que se pueden presentar en el sistema cuando ocurren las conmutaciones (véase la figura 16).

**Figura 16. Esquema básico de un banco de reguladores en conexión delta abierta.**

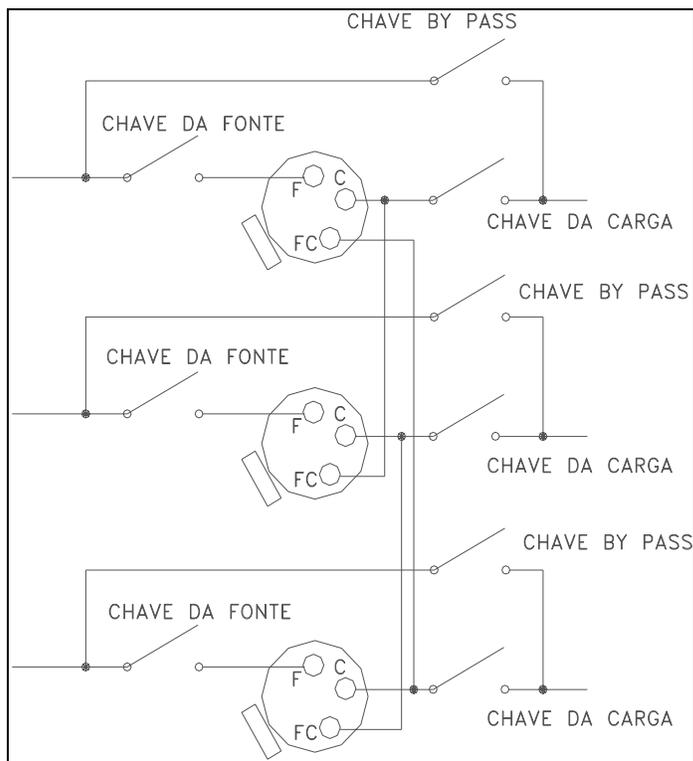


La regulación del banco conectado en delta abierta es de  $\pm 10\%$ .

### 4.3 Conexión delta cerrada

La regulación del banco conectado en delta cerrada es de  $\pm 15\%$  (véase la figura 17).

**Figura 17. Esquema básico de un banco de reguladores en conexión delta cerrada.**



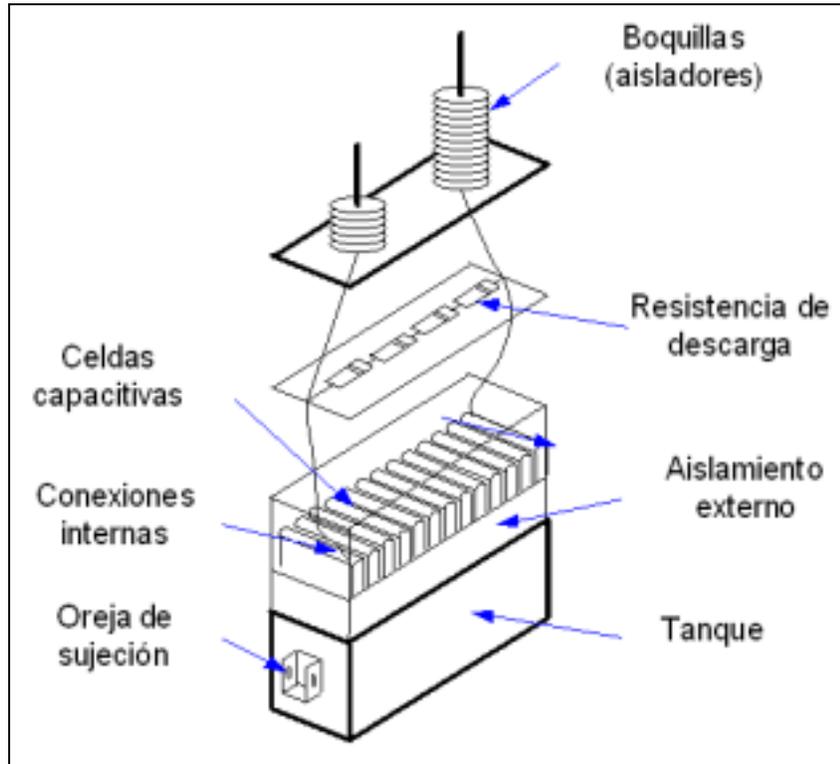
## **5 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL BANCO DE CAPACITORES**

Colocar bancos de capacitores (véase la figura 18) en los sistemas eléctricos ofrece las siguientes ventajas:

- Corrección del factor de potencia.
- Mejora en la caída de voltaje.
- Reducción de las pérdidas  $R I^2$ .
- Reducción de cargos en la facturación (bancos de capacitores industriales).

Los bancos de capacitores se utilizan en conjunto con los de reguladores para compensar las pérdidas de estos últimos debidas a su naturaleza puramente inductiva. Por supuesto además de compensar las pérdidas en potencia reactiva, realizan las funciones arriba listadas.

**Figura 18. Corte de un capacitor de potencia**



La colocación de bancos de capacitores en una línea es parte de lo que se conoce como compensación reactiva de líneas. La compensación reactiva consiste en colocar inductores en paralelo para mejorar la susceptancia a bajo voltaje o bien colocar capacitores en serie para rebajar el valor de la impedancia. La compensación capacitiva se hace instalando bancos de capacitores en serie con cada conductor de línea. Con esta adición se reduce la impedancia de la línea. Al reducir la impedancia no sólo se aminoran las pérdidas sino que además se permite el transporte de una mayor cantidad de potencia.

Cuando la línea se encuentra en condiciones de baja carga los capacitores ayudan a controlar valores de sobre tensión regulando el comportamiento de la línea tanto en condiciones de carga como de vacío. Los bancos de capacitores reales cuentan con un control electrónico que se coloca en el cuerpo de la

estructura que sostiene al banco, éste además de permitir la maniobra con toda seguridad, puede programarse para que el banco se energice durante períodos de carga pico o condiciones de bajo voltaje y se des-energice durante períodos de carga baja o condiciones de alto voltaje.



## **6 TIPO DE CONEXIONES EN BANCO DE CAPACITORES**

Al igual que los reguladores, la naturaleza trifásica de la tensión de distribución, obliga a que los capacitores se instalen también en arreglos trifásicos de capacitores monofásicos. Los capacitores instalados en los sistemas de potencia pueden conectarse en cualquiera de las conexiones trifásicas clásicas que son: delta, estrella sólidamente aterrizada y estrella con neutro flotante.

### **6.1 Conexión estrella**

En particular para las conexiones en estrella existen variantes que están relacionadas principalmente con los factores.

- Los transitorios de voltaje y corriente.
- La protección contra sobrecorriente y su coordinación.
- El nivel de tensión del sistema al cual se van a conectar.
- La capacidad del banco y la protección del mismo.

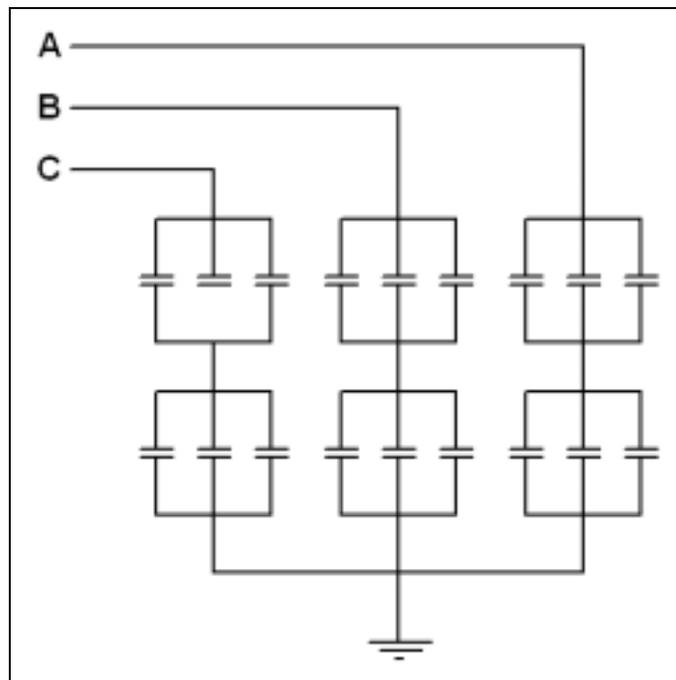
Cada fase está formada por grupos de unidades capacitivas conectadas en serie paralelo para dar el valor de la potencia deseada.

Generalmente se adopta una protección por fusibles para cada unidad capacitiva.

En este arreglo, se presenta el problema de que la falla en una unidad capacitiva presenta una sobretensión en el resto de las unidades del arreglo, sometiéndolas a mayores esfuerzos dieléctricos.

La conexión estrella (véase la figura 19) con neutro sólidamente aterrizado, tiene la ventaja de permitir un balanceo de fases más fácil que en otras conexiones.

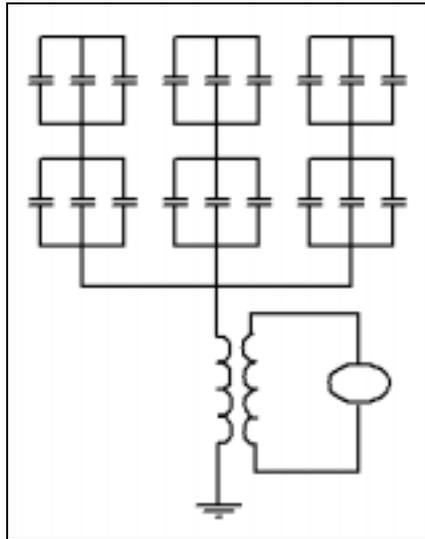
**Figura 19. Conexión estrella con neutro sólidamente conectado a tierra.**



## 6.2 Conexión estrella con neutro flotante

La conexión estrella con neutro flotante (véase la figura 20) se usa en sistemas de alta tensión, es decir, igual o arriba de 69 KV, tiene la ventaja de evitar transitorios de sobretensión y permite también una mejor protección contra sobre-corrientes. Tiene la desventaja que se pueden presentar desbalances de tensión, que hace que aparezcan tensiones en el neutro, por lo que es necesario incorporar una protección contra sobretensiones al neutro.

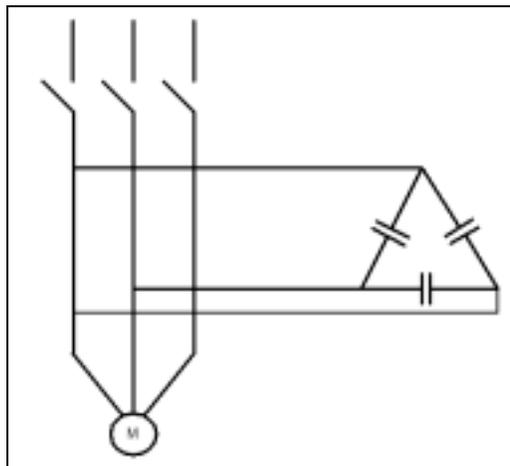
**Figura 20. Conexión estrella con neutro flotante.**



### 6.3 Conexión delta

La conexión delta (véase la figura 21) se usa generalmente en baja tensión (600 V o menos) en motores eléctricos o cargas de valor similar, para la corrección del factor de potencia. Tiene la ventaja sobre la conexión estrella de que no presenta problemas de desbalance y confina también las corrientes armónicas.

**Figura 21. Conexión delta.**





## **7 MODELO MATEMÁTICO DE LÍNEA RADIAL, EFECTOS DE LOS EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

Como se ha mostrado en la sección 1.7 de este trabajo, una línea se puede representar en su equivalente de elementos de circuito de acuerdo a parámetros distribuidos por unidad de longitud. La aplicación de esta aproximación para hacer cálculos de la tensión y la corriente a lo largo de la línea se hace necesaria en tanto más longitud posea la línea. En lo referente al análisis y cálculo de líneas la longitud de la misma determina el modelo matemático a utilizar. De forma general se divide el análisis en líneas cortas, medianas y largas, considerándose largas aquellas cuya longitud sobrepase los 320 kilómetros. Por ser este el caso del ramal objeto de este estudio se hará referencia únicamente al modelo de línea larga.

En los apartados de este capítulo se aplicará este modelo de circuito de las líneas de transmisión para observar el comportamiento de la tensión y la corriente. De acuerdo a estas ecuaciones se hará un análisis matemático de los efectos de los equipos de compensación sobre la tensión de la línea.

### **7.1 Solución a los parámetros de voltaje y corriente en las líneas**

Retomando las ecuaciones diferenciales que se han deducido de la sección 1.7, tenemos que el comportamiento del voltaje y la corriente con respecto a la longitud de la línea se representan de acuerdo a un par de ecuaciones diferenciales que básicamente describen que tanto el voltaje como la corriente en

la línea son funciones del espacio y el tiempo. Estas ecuaciones se muestran a continuación

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -(Ri + L \frac{\partial i}{\partial t})$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = -(Gv + C \frac{\partial v}{\partial t})$$

Debido a que dentro del alcance y objetivos de este estudio no está el dominio del tiempo, es decir no se están analizando transitorios ni perturbaciones temporales en la línea, se puede reducir el análisis únicamente al dominio del espacio y considerar condiciones estacionarias en el tiempo, esto con el fin de determinar un valor para las derivadas parciales con respecto al tiempo. Modelando pues las ondas de voltaje y corriente en condiciones estacionarias se tiene que

$$v(x,t) = \mathcal{R}(V(x) \cdot e^{j\omega t})$$

$$i(x,t) = \mathcal{R}(I(x) \cdot e^{j\omega t})$$

En donde el operador  $\mathcal{R}$  designa la parte real de las expresiones. Con ello se determina un valor para las derivadas parciales con respecto al tiempo y se obtiene

$$\frac{dV}{dx} = IZ$$

$$\frac{dI}{dx} = Vy$$

Las constantes que multiplican a la corriente y al voltaje son la impedancia en serie y la admitancia en paralelo, respectivamente, y se definen de acuerdo a las expresiones siguientes

$$Z = R + j\omega L \quad (\Omega/m)$$

$$y = G + j\omega C \quad (S/m)$$

Debido a que su valor se ha determinado de acuerdo a parámetros distribuidos su valor también se expresa de forma distribuida con respecto a la longitud. Si se extrae la segunda derivada de las ecuaciones diferenciales del voltaje y la corriente con respecto a la distancia, se obtiene lo siguiente

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yzV$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = yzI$$

Resolviendo estas ecuaciones se obtienen las siguientes expresiones que determinan el voltaje y la corriente en cualquier punto de la línea.

$$V = A_1 e^{\sqrt{yz} x} + A_2 e^{-\sqrt{yz} x}$$

$$I = \frac{1}{\sqrt{Z}} A_1 e^{\sqrt{yz} x} - \frac{1}{\sqrt{Z}} A_2 e^{-\sqrt{yz} x}$$

donde:

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \quad A_2 = \frac{V_R - I_R Z_C}{2}$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{y}}$$

El cálculo de las constantes se deriva de las condiciones iniciales de la línea. En este caso el subíndice R representa los valores de voltaje y corriente que se registran en el extremo de la carga y que se toma como referencia cero para equis, es decir los valores de voltaje y corriente R son los que se obtienen cuando equis vale cero ( $x=0$ ). En este caso los valores iniciales son los que existen al final

de la línea. Como resulta obvio estos valores así como los valores punto a punto del voltaje y la corriente dependen de la carga al extremo de la línea. Esta carga es variable y únicamente se puede aproximar estadísticamente a lo largo de los distintos segmentos horarios del día, la misma varía de acuerdo a la demanda de los consumidores. Para términos del análisis matemático, de aquí en adelante se hará una reducción o simplificación en la cual se tomará a la carga como un valor fijo, no variable en el tiempo y sobre todo como una variable conocida. El equivalente real de este valor fijo podría ser el valor de diseño de la carga que soportará la línea o bien el valor de carga estimado actual de la línea.

Tanto la expresión del voltaje como la corriente se forma por la adición de dos componentes. Si se hace crecer la longitud  $x$  desde cero hasta el final de la línea, se verá que el primer término crece exponencialmente, en tanto que el otro disminuye. Este comportamiento representa una onda que se transmite, o incide, desde el punto de generación hasta la carga y que va decreciendo a medida que se aleja del punto de generación y otra onda que se refleja desde la carga hasta el punto de generación y que decrece en sentido contrario. Esto implica que una parte del flujo de potencia se transmite desde el generador hasta la carga y que parte de este flujo rebota desde la carga y regresa a través de la línea hacia el generador.

Las ecuaciones de voltaje y corriente presentadas con anterioridad pueden ser representadas también en términos de funciones hiperbólicas equivalentes. Esta representación tiene ciertas ventajas en el manejo de cantidades complejas.

$$V = V_R \cosh \gamma x + I_R Z_C \sinh \gamma x$$

$$I = I_R \cosh \gamma x + \frac{V_R}{Z_C} \sinh \gamma x$$

$$\gamma = \sqrt{YZ}$$

La variable representada por gamma es la constante de propagación de la onda en la línea. Si la línea tiene una longitud l, sustituyendo ese valor por la variable x se tendrían los valores en la parte de generación de la línea designados por el subíndice S, es decir los valores de voltaje y corriente en la fuente.

$$V_S = V_R \cosh \gamma l + I_R Z_C \sinh \gamma l$$

$$I_S = I_R \cosh \gamma l + \frac{V_R}{Z_C} \sinh \gamma l$$

Del análisis de este último juego de ecuaciones se puede desprender un modelo en el cual la línea actúa como un sistema al cual se le pueda asociar una función de transferencia. En este caso la función estará definida por cuatro parámetros que se muestran a continuación.

$$V_S = A V_R + B I_R$$

$$I_S = C I_R + D V_R$$

$$A = \cosh \gamma l \quad B = Z_C \sinh \gamma l$$

$$C = \frac{1}{Z_C} \sinh \gamma l \quad D = \cosh \gamma l$$

A esto se le denomina el modelo de parámetros ABDC. Representándolo con nociones y conceptos de los sistemas de control queda como sigue.

Figura 22. Modelo ABCD de la línea



Al mantener las condiciones en los extremos, se puede despejar del modelo anterior de funciones de transferencia, las expresiones para el voltaje y la corriente en la carga a partir de las condiciones en el punto de generación, que es el análisis acostumbrado en la resolución de redes. Estas ecuaciones se presentan a continuación.

$$\mathbf{V}_R = \mathbf{A} \mathbf{V}_S - \mathbf{B} \mathbf{I}_S$$

$$\mathbf{I}_R = \mathbf{C} \mathbf{I}_S - \mathbf{D} \mathbf{V}_S$$

Matricialmente estas ecuaciones se pueden presentar en forma compacta tal y como se muestra a continuación.

$$\begin{pmatrix} \mathbf{V}_R \\ \mathbf{I}_R \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{A} & -\mathbf{B} \\ -\mathbf{C} & \mathbf{D} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{V}_S \\ \mathbf{I}_S \end{pmatrix}$$

La forma matricial que se ha presentado tiene una relevancia especial. Todas las redes o elementos de red pueden ser representados matricialmente para relacionar el voltaje y la corriente tal y como se ha hecho con los parámetros distribuidos de línea. Esta matriz, sea cual sea el elemento, tendrá cuatro parámetros representados por las letras ABCD. Este modelo será de utilidad al integrar en cascada los compensadores en la línea.

Aunque el componente reflejado del flujo de potencia es importante para la comprensión completa del comportamiento de una línea, el problema fundamental del transporte y distribución está en la regulación del flujo incidente o transmitido. Llevar este flujo de potencia desde el punto de generación o inicio de la línea hasta el otro extremo, donde se encuentra la carga es la función final de las partes del modelo de negocio que se refieren al transporte y a la distribución, y dentro del alcance particular de este trabajo la líneas de distribución.

En este punto es fundamental recordar que la potencia en todo momento es la resultante del producto fasorial entre el voltaje y la corriente y que estas cantidades vectoriales se encuentran relacionadas con la impedancia a través de las leyes de Kirchhoff . Así pues los equipos de compensación actúan para regular este flujo modificando:

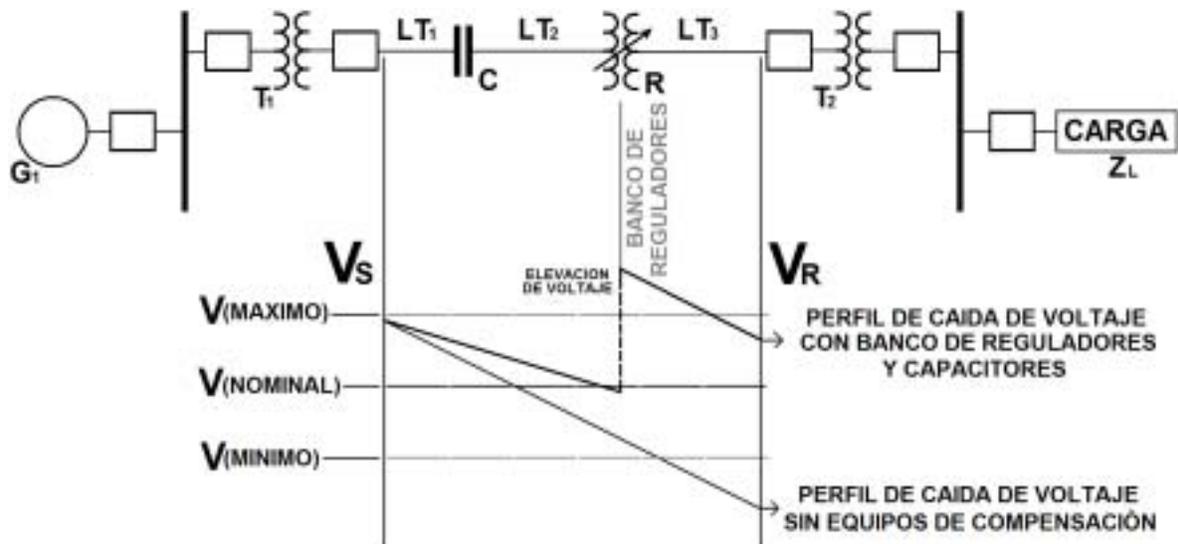
1. El nivel de voltaje en la línea
2. La impedancia de la línea
3. El ángulo entre ambos (para regular la cantidad de real y reactiva en la transferencia, es decir el factor de potencia)

Como los elementos que realizan estas funciones son en general elementos pasivos, la modificación de cualquiera de los primeros dos parámetros tiene una incidencia, debida a la naturaleza de los dispositivos, en el valor de la tercera. En el ámbito particular de este trabajo de investigación el nivel de voltaje se ajusta a través de un regulador que es un dispositivo puramente inductivo y la reducción de la impedancia de la línea se hace a través de un banco de capacitores que además de reducir la impedancia de la línea compensa la carga inductiva del regulador.

Así pues el regulador de voltaje modifica la onda incidente o transmitida de voltaje aumentando el flujo de potencia que se transmite a través de la línea, y el banco de capacitores a su vez reduce la impedancia aminorando las pérdidas, es decir que el perfil de regulación de voltaje disminuye. El efecto combinado de ambos se muestra en la figura 23. En ella se puede contrastar el comportamiento del sistema con y sin equipos de compensación. También se puede comparar este comportamiento con el mostrado en la figura 9 en donde únicamente se insertaron reguladores en el unifilar de la línea, al utilizar reguladores y capacitores combinados se obtiene una doble compensación en el sentido de que no únicamente se corrige el nivel de voltaje en forma puntual sino que adicionalmente se reduce el perfil de caída de voltaje al disminuir las pérdidas. En la siguiente

sección se introduce el equivalente circuital, en elementos concentrados de una línea con parámetros distribuidos y a través de la inserción de los equivalentes de circuito de los reguladores y los capacitores se estudia su efecto en la regulación del voltaje y por consiguiente en el flujo de potencia.

**Figura 23. Línea con equipos de compensación**



### 7.3 Línea con compensación de reguladores y capacitores

La resolución del comportamiento de la línea con la inserción de los equipos de compensación se hace a través de establecer nodos imaginarios definidos por los tramos de línea desde el inicio de la misma, hasta y entre los equipos de compensación y hasta el final de la misma. De esta forma se puede establecer una combinación de tramos línea-capacitores-línea-reguladores-línea.

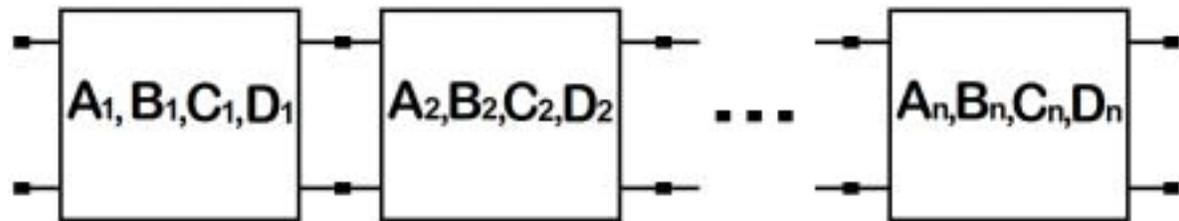
Para el análisis se mantendrá este orden de referencia, tal y como se ha mostrado en la figura del unifilar de una línea con equipos de compensación. Todos y cada uno de los tramos de línea se comportan de acuerdo a las ecuaciones arriba definidas tanto para la impedancia como para el voltaje y la

corriente. Resta ahora definir cómo se integrarán los capacitores y reguladores como elementos de circuito y su efecto a lo largo del tendido.

El análisis se hará tomando como base la distancia y comparando al final de cada uno de los tramos cómo se comportaría una línea de la misma longitud e idéntica construcción sin equipos de compensación. El resultado, como se demostrará, es la entrega de un voltaje mayor a la carga colocada al final de la línea.

Como se ha apuntado con anterioridad, los elementos de red pueden asociar funcionalmente el voltaje y la corriente a través de los parámetros ABCD que resultan de la representación matricial de los mismos. La ventaja de este tipo de modelo matemático es que permite la combinación en cascada de los elementos de red, a través de la suma simple de los parámetros equivalentes de cada elemento, para tener una respuesta total del sistema. A continuación se muestra cómo se suman los elementos de red en cascada.

**Figura 24. Equivalentes de red en cascada**



$$A_{eq} = A_1 + A_2 + \dots + A_n$$

$$B_{eq} = B_1 + B_2 + \dots + B_n$$

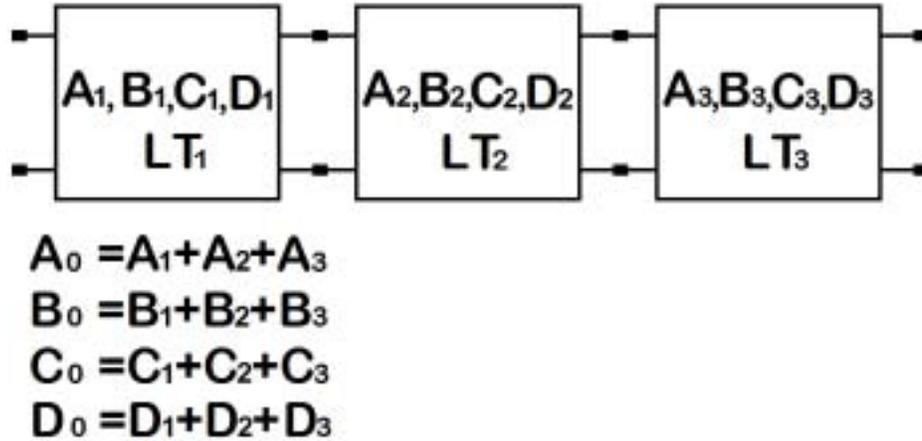
$$C_{eq} = C_1 + C_2 + \dots + C_n$$

$$D_{eq} = D_1 + D_2 + \dots + D_n$$

Tomado como base esta forma de analizar matemáticamente una línea, se tiene primero la representación de la línea sin compensadores. Esta se considera

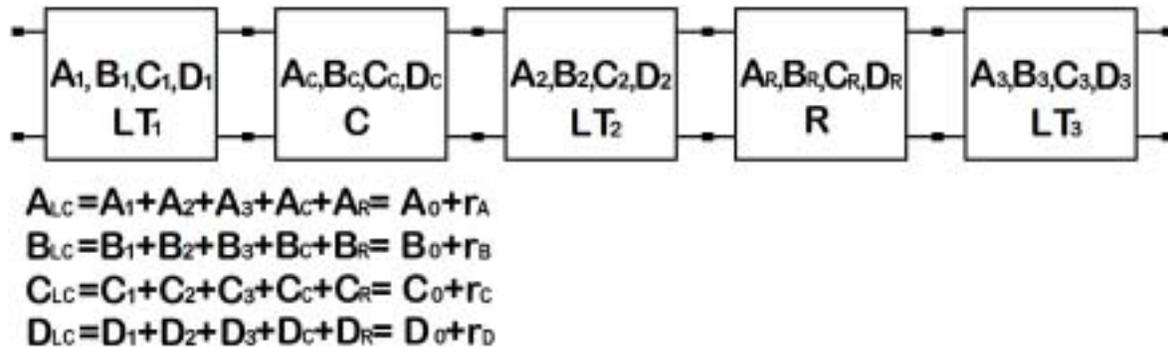
como la suma de tres tramos de línea entre los cuales se colocarán posteriormente los equipos de compensación.

**Figura 25. Tramos de línea ABCD sin compensación**



El subíndice 0 se utiliza para designar a la línea sin compensar. Esa misma línea con equipos de compensación tendría la siguiente representación de acuerdo a los tramos que se han definido con anterioridad.

**Figura 26. Tramos de línea ABCD con compensación**

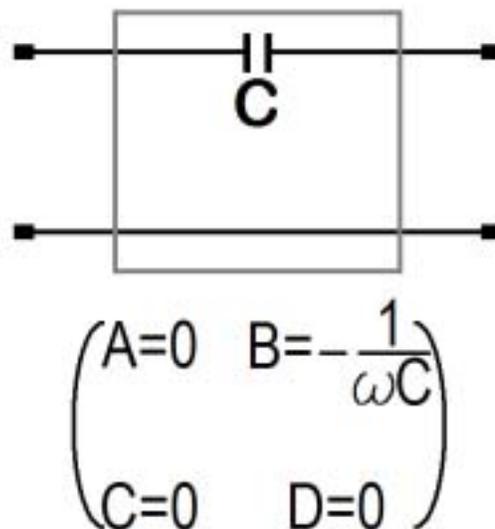


El subíndice LC se utiliza para designar a la línea compensada. Como se nota los parámetros para la línea compensada equivalen a los de la línea sin compensar más los parámetros de corrección r, correspondientes a cada uno de los parámetros ABCD, que se forman por la adición de los parámetros del capacitor y los reguladores.

Así, para completar el modelo sólo hace falta insertar los modelos ABCD correspondientes al banco de capacitores y al de reguladores. De acuerdo al orden que se ha adoptado para el análisis, se introduce primeramente el equivalente de los parámetros ABCD para el capacitor.

Como se nota el capacitor únicamente afecta a la parte serial de los parámetros y en términos aritméticos representa que esta componente capacitiva se resta a la parte inductiva de las impedancias de línea. El efecto total es la reducción de la impedancia conjunta de los dos tramos de línea cuando el capacitor está presente.

**Figura 27. Parámetros ABCD para el capacitor**

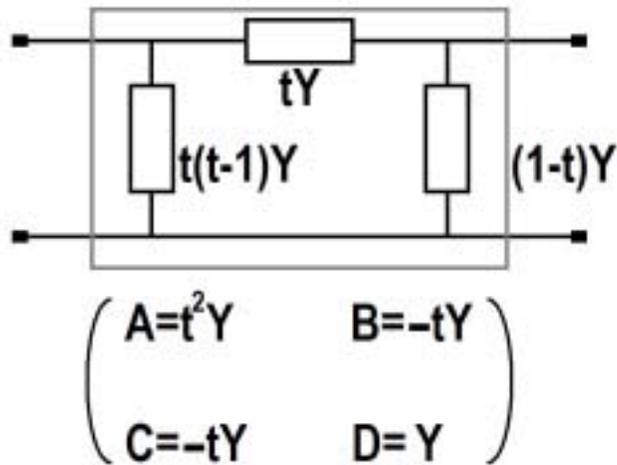


El efecto de restar la impedancia capacitiva a la inductiva se conoce como compensación reactiva en serie, la línea con capacitores insertados serialmente en cada uno de sus hilos tendrá una menor impedancia que una línea sin ellos. La compensación reactiva serial es una de las formas estándar utilizadas para controlar las pérdidas y con ello la caída de voltaje. Cuando los porcentajes de regulación rebasan ciertos límites se utilizan en conjunto con los reguladores para compensar la caída de voltaje de las líneas. En este caso además de compensar

la inductancia propia de la línea contrarresta también los efectos inductivos de los reguladores en sí mismos.

Continuando con el análisis se introduce el modelo equivalente de parámetros ABCD para el regulador. En la siguiente figura se presenta su equivalente de circuito en parámetros concentrados y a continuación su equivalente matricial

**Figura 28. Parámetros ABCD para el regulador**



En donde  $t$  es la relación de transformación, es decir el regulador tiene una relación de  $1:t$ , y la  $Y$  representa la admitancia del circuito equivalente del regulador. Al insertar estos equivalentes en parámetros ABCD correspondientes al capacitor y el regulador en los tramos de red, se pueden evaluar las expresiones para los parámetros ABDC de la línea compensada. Al operar se obtienen las siguientes expresiones.

$$\begin{aligned} A_{LC} &= A_0 + r_A = A_0 + t^2 Y \\ B_{LC} &= B_0 + r_B = B_0 - \frac{1}{\omega C} - tY \\ C_{LC} &= C_0 + r_C = C_0 - tY \\ D_{LC} &= D_0 + r_D = D_0 + Y \end{aligned}$$

Para los usos que a este informe interesan, se evaluarán aquí sólo los parámetros que conciernen al cálculo del voltaje, es decir A y B. Como se nota en las expresiones mostradas arriba, los parámetros con y sin compensación cumplen con la siguiente relación

$$\begin{aligned} A_{LC} &> A_0 \\ B_{LC} &< B_0 \end{aligned}$$

Con esta relación en mente, se insertan ahora las ecuaciones que se obtendrían para calcular el voltaje al final de la línea con y sin compensación. Colocando los parámetros que corresponden para cada situación se obtiene

$$\begin{aligned} V_{R0} &= A_0 V_S - B_0 I_S \\ V_{RLC} &= A_{LC} V_S - B_{LC} I_S \end{aligned}$$

Combinando estas ecuaciones con el juego de desigualdades de los parámetros A y B se puede concluir que si el término que suma (A) aumenta y el término que resta (B) disminuye, la cantidad total de voltaje aumenta. Con esto queda demostrado fehacientemente, utilizando el modelo de una línea con topología radial con una sola carga en el extremo final, que se cumple con que el voltaje con equipos de compensación es mayor que el voltaje sin ellos

$$V_{RLC} > V_{R0}$$

Con la confianza que da esta base teórica se remite el cálculo del circuito real a cálculos de flujo de potencia hechos a través de programas de ordenador.



## **8 ELEMENTOS DE DISEÑO Y PRESUPUESTO DE LAS INSTALACIONES**

El plan de diseño corresponde al esquema de compensación más sencillo, es decir la colocación de un único banco de reguladores y capacitores a lo largo del tendido del ramal de Sayaxché, para el control de pérdidas y regulación de la caída de voltaje en el ramal completo.

Se procederá primero a definir la lista de elementos necesarios para el levantado de los bancos así como sus especificaciones técnicas de acuerdo a las condiciones de la línea y la carga. Eso se hace en este capítulo dividido en dos partes, la primera que consiste en la definición de los reguladores y luego la especificación normada de la instalación y la infraestructura adicional asociada necesaria para su montaje en banco. Luego lo único que hace falta para completar el diseño es definir el lugar en el que se colocarán los bancos, esto se desarrolla en el capítulo siguiente.

### **8.1 Especificaciones técnicas para una unidad reguladora**

En la tabla II se listan los elementos básicos para construir un punto de compensación de voltaje. Por supuesto la parte medular del banco lo constituyen en sí los reguladores aunque adicionalmente a ellos es importante listar las estructuras y artefactos involucrados en un punto de compensación.

Los parámetros más importantes para definir un regulador lo constituyen:

- La capacidad de potencia
- El nivel de tensión y el
- Porcentaje de regulación máximo

**Tabla II. Especificaciones técnicas para una unidad reguladora.**

No de pasos de regulación	32
Porcentaje de regulación	10%
Voltaje nominal (V)	34.5 KV
Amperios nominales (A)	50 A
Carga	100 KVA
BIL	150 KV
Frecuencia	60 Hz
Pararrayos para colocarse entre los bushings de carga y fuente (bypass)	27 KV
Pararrayos para colocarse entre carga/tierra y fuente/tierra	27 KV
Altura total	1.83 m
Peso unitario	1210.00 Kg
Anchura total	0.92 m

Adicionalmente es recomendable también que cuente con las siguientes opciones:

- Control electrónico con indicador de posición neutral.
- Terminales de medición de voltaje indicando el voltaje en el regulador en una base de 120 V.
- Switch para el nivel de selección de voltaje de referencia.
- Switch selector de operación automática o manual.

## 8.2 Diseño de las instalaciones de montaje y presupuesto para el banco de reguladores

Las instalaciones de montaje se norman de acuerdo a la extensión del terreno que se tenga disponible (véase el Anexo) pudiendo ser terrestre precintado o bien aéreo sobre poste. La escogencia de este último para la instalación del punto de compensación del ramal de Sayaxché corresponde a disponibilidad del terreno en el punto de instalación.

En la siguiente tabla se resume el cálculo del soporte tipo poste utilizado para sustentar mecánicamente el banco. En él se toma en cuenta la carga del regulador, la del viento, la del peso del cable y la de una persona hipotética para instalación, mantenimiento y maniobras.

**Tabla III. Cálculo para el diseño de la estructura soporte del banco de reguladores.**

REGULADOR CLASE R - 11    POSTE 10.67 METROS				
	CLASE=	500 C (m) =alt reg	1.83	
	F. Viento (lb)	440 W (lb) =	2668	
	Peso cable=	151.18 A (m) =	0.63	
	A Peso pers =	360 B (m) =	4.07	
	MOMENTOS A EVALUAR	w (carga)	Brazo	Momento lb-m
	$M_{reg}(w) = w \cdot A$	2668	0.626	1670.17
	$M(\text{viento}) = B \cdot 440$	440	4.065	1788.60
	$M(\text{cable}) = A \cdot 151.18$	151.18	0.626	94.64
	$M(\text{persona}) = A \cdot 360$	360	0.626	225.36
	MOMENTO TOTAL (MT) =			3778.77
	MR (resist) = CLASE * B	500	4.07	2032.50
	MR < MT			
	colocar 2 postes			
	no necesita refuerzo			

**Tabla IV. Presupuesto del proyecto de las instalaciones de montaje.**

Tipo de Viga	No. de cortes y/o soldaduras por viga	Dimensiones frontales pulg	Dimensiones laterales pulg	Total de pulgadas cortadas	Costo por pulgada Q	Costo total por viga Q	Costo Total Q
Viga tipo U o C de 6" x 2" x 5/16"	12	6	2	12	3	36	432
Viga tipo U o C de 6" x 2" x 5/16"	10	6	2	12	3	36	360
Viga tipo H o I de 6" x 6" x 7/32"	6	6	6	36	3	108	648
Viga tipo U o C de 6" x 2" x 5/16"	9	6	2	12	3	36	324
Lamina de 4" x 8" x 1/2"	3	5	2	10	3	30	90
Lamina de 4" x 8" x 1/2"	48	48	1	48	1,5	72	3456
Viga tipo U o C de 4" x 2" x 1/4"	4	4	2	8	3	24	96
							5406
<b>Total Q</b>							<b>39073,76</b>

**Tabla V. Materiales y herrajes eléctricos para el montaje de un banco de reguladores.**

Descripción	Cantidad	Unidad
Grilletes de 9/16" * 3"	2	U
Aislador de suspensión Clase 52-9 ANSI	6	U
Grapa de remate 0.22"-0.55"	2	U
Estribo Ampact 1/0	6	U
Cinta protectora de aluminio de 1.27 mm	1	U
Aislador de espiga clase 56-3, ANSI	3	U
Alambre sólido de aluminio suave No. 6 AWG	4.5	M
Cruceta pino tratado 1800 * 90 * 115 mm	1	U
Perno de maquina de 1/2" * 10"	1	U
Perno de maquina de 5/8" * 10"	1	U
Perno de maquina de 5/8" * 14"	1	U
Perno de carruaje de 1/2" * 5"	18	U
Contratuerca para perno de 1/2" diámetro	75	U
Contratuerca para perno de 5/8" diámetro	12	U
Arandela acero galvanizado 2" * 2" * 1/8"	38	U
Arandela acero galvanizado 2 1/4" * 2 1/4" * 3/16"	8	U
Arandela acero galvanizado 1 3/8", calibre no. 12	12	U

Espiga para cruceta de madera 14" longitud	2	U
Espiga para punta de poste de 24"	1	U
Protector preformado corto No. 1/0 AWG	3	U
Puntal de pletina 1 7/32" * 7/32" * 28"	2	U
Luminaria de Mercurio de 175 W, 240 V, con brazo de 4' para instalar en poste	2	U
Conductor triplex No. 6, para luminaria	50	U
Soporte para pararrayos en cruceta de madera	6	U
Conductor ACSR 2 AWG	6	U
Conector Ampact 1/0 – 2	6	U
Conector Fargo	6	U
Abrazadera galvanizada de doble vía	6	U
Conector terminal Nema 2 de compresión	2	U
Perno de rosca corrida 5/8" * 14"	12	U
Aislador de carrete, ANSI 53-2, blanco	2	U
Remate preformado para ACSR No. 2 AWG	2	U
Estribo para aislador de carrete 3 1/4" * 4"	2	U
Abrazadera galvanizada de una vía	5	U
Perno de maquina galvanizado de 5/8" * 4"	4	U
Perno de rosca corrida 5/8" * 22"	4	U
Protector de madera 8'	1	U
Cinta bandit	4	U
Hebillas bandit	4	U
Varillas de cobre de 5/8" * 6'	2	U
Conector Ampact Tipo T de cable 2 a varilla	2	U
Conector Ampact Tipo T de cable 2 a cable 2	1	U
Conductor de cobre desnudo 2 AWG	90	U
Conductor ACSR 3/0 AWG	40	U
Cortacircuitos para las corrientes requeridas	3	U
Pararrayos para los voltajes requeridos	3	U

**Tabla VI. Materiales de la obra civil.**

Descripción	Cantidad	Unidad
Hierro No. 3	0.25	Quintal
Hierro No. 2	0.32	Quintal
Alambre	2.00	Libra
Cemento	15.14	Bolsas
Arena	0.85	M <sup>3</sup>
Piedrín	0.85	M <sup>3</sup>
Madera tabla	101.00	Pie tablar
Clavo 2"	2.00	Libra

Extracto de algunas de las tareas o actividades a considerar para el costo de la mano de obra en la instalación de banco de reguladores.:

Limpieza de terreno.

Excavación.

Cimentación.

Izado de poste.

Armadura.

Encofrado.

Montaje del banco de reguladores de tensión.

Instalación eléctrica de los reguladores de tensión, conexionado.

Instalación de artículos de señalización.

Pruebas.

Programación.

Puesta en servicio.

Presupuesto del montaje del banco de reguladores:

Duración del proyecto: 6 días

**Tabla VII. Presupuesto del montaje del banco de reguladores.**

Estructura metálica (completamente galvanizada)	Q.39.073,76
Costo del banco de reguladores	Q.170.628,76
Materiales y herrajes eléctricos	Q.12,.565,66
Mano de obra de la instalación eléctrica	Q.17.318,75
Materiales de la obra civil	Q.1.337,50
Mano de la obra civil	Q.5.046,43
Total	Q.245.670,10

### **8.3 Especificaciones técnicas para el banco de capacitores:**

Banco de capacitores trifásico para montura en poste, con estructura de aluminio soldada para 3 posiciones, con 3 unidades de 50 kVAR instaladas y conectadas en estrella solidamente aterrizada, para instalación a la intemperie, estos deben incluir interruptores de aceite para su desconexión por fase, cortacircuitos y fusibles, control para detección de voltaje y para su conexión y desconexión automática, programable por medio de una computadora en ambiente Windows.

**Tabla VIII. Especificaciones técnicas para el banco de capacitores.**

Voltaje nominal (V)	34.5 KV
Capacidad	150 KVAR
BIL	150 KV
Frecuencia	60 Hz

#### 8.4 Diseño de las instalaciones de montaje y presupuesto para el banco de capacitores.

Todos los bancos de capacitores deben contar con pararrayos y cortacircuitos externos, conectados en estrella sólidamente aterrizados, véase la siguiente tabla:

**Tabla IX. Materiales y herrajes eléctricos para el montaje de un banco de capacitores.**

Descripción	Cantidad	Unidad
Estribo tipo cuña	3	U
Conector Fargo	3	U
Cable ACSR 1/0 AWG	15	m
Cruceta de madera 8'	1	U
Perno de rosca corrida de 5/8"	3	U
Arandela de acero galvanizado 2 1/4" x 2 1/4" x 3/16"	6	U
Contratuerca para perno de 5/8"	7	U
Perno de carruaje de 1/2" x 5"	2	U
Arandela de acero galvanizado 2" x 2" x 1/8"	5	U
Contratuerca para perno de 1/2"	2	U
Perno de cabeza cónica de 5/8" x 2"	1	U
Puntal angular doble (pecho de paloma)	1	U
Cinta Bandit	6	m
Hebilla Bandit	6	U
Protector de madera 8'	1	U
Varillas de cobre de 5/8" x 8'	1	U
Conector Ampact tipo T de cable 2 a varilla	1	U
Conductor 2 AWG Cu desnudo	10	m
Cortacircuitos para las corrientes requeridas	3	U
Pararrayos para los voltajes requeridos	3	U

Extracto de algunas de las tareas o actividades a considerar para la instalación de banco de capacitores.

Montaje del banco de capacitores.

Armadura.

Instalación eléctrica del banco de capacitores, conexionado.

Instalación de artículos de señalización.

Pruebas.

Programación.

Puesta en servicio.

Instalación de artículos de señalización.

Presupuesto del montaje del banco de reguladores (véase la tabla X):

Duración del proyecto: 6 días

**Tabla X. Presupuesto del montaje del banco de capacitores.**

Costo del banco de capacitores	Q.31.060,65
Instalación de banco de capacitores en un poste	Q.3.640,00
Total	Q.34.700.65

### **8.5 Puestas a tierra en la instalación de equipos de compensación.**

La medición de la resistencia de tierra tanto en la instalación de un banco de reguladores como en un banco de capacitores deberá ser lo más cercana a cero ohmios o con los valores que se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla XI. Valores de resistencia en función del clima imperante.**

Invierno	menor o igual	5 $\Omega$
Verano	menor o igual	10 $\Omega$

En la tabla que se muestra a continuación aparece el listado de materiales y herrajes para agregar una varilla de tierra a la configuración original, en la tabla XIII se muestra el presupuesto de la misma.

**Tabla XII. Materiales y herrajes instalar una varilla adicional para la mejora de puestas a tierra.**

Descripción	Cantidad	Unidad
Conductor 2 AWG Cu desnudo	5	m
Varilla de tierra 5/8p x 8' estándar	1	U
Conector tipo cuña AMPACT conexión cable #2 - varilla 5/8p	1	U
Conector tipo cuña AMPACT de cobre tipo T Para conexión de cable-cable	1	U

**Tabla XIII. Presupuesto de la instalación de una varilla adicional para la mejora de puestas a tierra**

Varilla adicional para mejora de tierras	Q.607.00
--	----------

## **9 METODOLOGÍA PARA ESCOGER EL PUNTO DE INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE COMPENSACIÓN**

### **9.1 Datos técnicos de la línea de media tensión de Sayaxche.**

La línea de media tensión que nos interesa se encuentra localizada en el departamento de Petén con un nivel de tensión 34,500 voltios. Tiene una longitud total de 314 Km. y beneficia a 66,765 habitantes, alimentando los siguientes municipios.

- Las Cruces.
- Bethel.
- Sayaxché.

### **9.2 Cálculo del flujo de carga, aplicación Open Estudios 01.1**

Sin duda alguna, la rutina del flujo de cargas (*load flow* o *power flow* en lengua inglesa) es la más empleada por la ingeniería del área de potencia, éste constituye la base del análisis de seguridad del sistema. Esta herramienta se ejecuta periódicamente para identificar posibles problemas de sobrecargas o tensiones inaceptables, como consecuencia de la evolución de la carga, o cuando ocurre algún cambio brusco (inesperado o programado) en la topología de la red.

Realizar un análisis de flujo de cargas consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica.

El flujo de cargas consta básicamente de dos etapas: la primera consiste en obtener las tensiones complejas en todos los nudos eléctricos. Para este propósito no es posible utilizar las herramientas convencionales de análisis de circuitos lineales, porque las restricciones del contorno no se especifican en términos de impedancias (cargas) y fuentes de tensión (generadores) sino de potencias, lo cual conduce a un sistema no lineal de ecuaciones. La segunda etapa consiste simplemente en el cálculo de todas las magnitudes de interés, como flujos de potencia activa y reactiva, pérdidas, etc.

En los sistemas reales la escala de cálculos y variables que se deben manejar para resolver un flujo de carga resulta impráctica de ser llevada a mano, sobre todo porque es un proceso de rutina que se corre frecuentemente. Por ello existen programas de computación especializados en realizar estos cálculos al mismo tiempo que sirven como bases de datos para almacenar la información de todos los elementos de red en los ramales.

En el caso específico de este trabajo de investigación, y gracias a la colaboración de UNION FENOSA, se ha utilizado el programa de aplicación (API: Application Program Interface) denominado Open Estudios V2001.1. Este programa implementa el juego de objetos de la librería especializada PSS/Engines desarrollado y distribuido por Power Technologies Inc. Cada objeto de la librería es un modelo lógico de algún elemento de red, por ejemplo generadores, switches, transformadores en todas las configuraciones, nodos de red, cargas, máquinas sincrónicas, máquinas de inducción, capacitores, tramos de línea, etc...

El sistema cuenta con un módulo denominado OpenBDI que es la base de datos de todos los objetos que forman el sistema. En ella se almacenan todos los componentes y sus propiedades, a través de esta interfase se puede alimentar, consultar y mantener la información de una forma gráfica y alfanumérica pudiendo establecer un modelo virtual de las redes de distribución de la empresa DEORSA.

La librería PSS/Engines cuenta al mismo tiempo con una serie de funciones y procedimientos que corren sobre los objetos almacenados en la base de datos. Con estas funciones se pueden hacerse fácil y rápidamente simulaciones y cálculos basados en los elementos de red de la base de datos. A partir de ahí es posible calcular el flujo de cargas y obtener los valores de los parámetros eléctricos en los elementos y puntos de la red que se seleccionen sobre la red virtual.

Con lo que respecta al algoritmo utilizado por PSS/Engines en el cálculo del flujo de carga, hay que hacer notar que en líneas de distribución éste se ajusta a la relación significativa que existe entre la reactancia y la resistencia de línea, ya que en la distribución la resistencia no es despreciable si se compara con el valor de la reactancia. Por ello en el cálculo de ramales de distribución PSS/Engines adapta un algoritmo basado en la suma de corrientes, la suma de potencias y aplica en ellos el escalonamiento para lograr una mejor convergencia. Por supuesto todos estos métodos son derivados del método de Gauss-Seidel.

La utilización del algoritmo tal y como se ha descrito en el párrafo anterior consume menos recurso de máquina para el cálculo y presenta una convergencia más rápida.

### **9.3 Metodología para escoger el punto de instalación de los equipos de compensación**

Para escoger el punto en donde debe de colocarse el equipo de compensación se corre de forma iterativa el procedimiento de cinco pasos que se muestra a continuación. Lo que se varía en la corrida de cada iteración son las distintas opciones de colocación del equipo (es decir sobre qué puntos de la

extensión del ramal, a qué distancia de la SE) hasta que se obtengan las menores pérdidas. El análisis económico se corre sobre esta instalación hipotética.

1. Ejecutar un programa de flujo de carga, para determinar las caídas de tensión a lo largo de la línea y las pérdidas de potencia activa. Estas son las condiciones iniciales del ramal.
2. De acuerdo de las normas de la CNEE las caídas de tensión deben estar en un porcentaje menor o igual al 10% (área rural). Se compara el resultado del paso 1 para verificar si las pérdidas se encuentran bajo norma. Si la regulación de la tensión cumple con la norma, saltar al paso 5, si no, seguir con el paso 3.
3. Virtualmente se ingresan en la Open BDI los datos de modelo del regulador y capacitor en una posición específica del ramal. El banco de capacitores se coloca aproximadamente a  $\frac{3}{4}$  de la distancia de la SE y el regulador.
4. Luego se ejecuta otro flujo de carga para determinar si la caída de tensión está bajo norma y si es el punto óptimo o se elige otro. Si ya es el punto óptimo hay que seguir al paso 5, si no regresar al paso 3.
5. Luego se hace un evaluación económica de lo que nos ahorremos contra lo que nos gastaremos para encontrar la rentabilidad de esta instalación.

El estado actual del ramal de Sayaxché muestra los siguientes valores de regulación y de pérdidas.

#### DATOS INICIALES DEL RAMAL.

Datos del flujo de carga:

Potencia instalada	7815,5	KVA
Potencia demandada	3516,975	KVA

Regulación (en el lugar más lejano)	19,30%
Pérdida de activa total	196.6 KW

(Fuente de estas cantidades: base de datos de instalaciones (Open BDI))

La potencia demandada es la carga perfilada para el ramal, es decir es la sumatoria en promedio del consumo unitario de los usuarios alimentados por este ramal de distribución. El valor de esta demanda es crucial para el análisis de las pérdidas, ya que como se ha mencionado en el primer capítulo de este informe, el comportamiento de las pérdidas en una línea de distribución depende de la carga conectada a la misma. La potencia demandada será la carga que se tomará en cuenta para el análisis de las pérdidas en este ramal. Hay que hacer notar que para el caso particular de Sayaxché, esta carga es predominantemente residencial.

A continuación se muestran los resultados alcanzados al ensayar varios puntos de colocación del equipo de compensación utilizando el programa Open BDI antes mencionado:

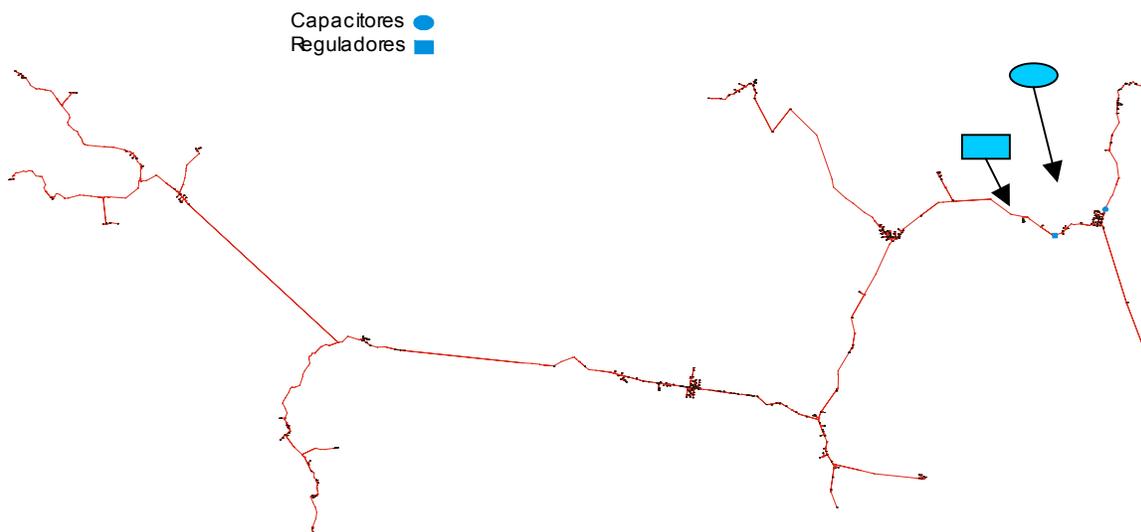
#### CASO I.

Datos del flujo de carga (véase la figura 29):

Equipo de compensación	Capacidad	Localización
Banco de Capacitores	900 KVAR	Santa Ana
Banco de reguladores	100 A	A 10 km de San Ana
Potencia instalada	7815,5	KVA
Potencia demandada	3516,975	KVA
Regulación (en el lugar más lejano)	15,30%	
Pérdida de activa total	170.23 KW	

(Fuente de estas cantidades: base de datos de instalaciones (Open BDI))

**Figura 29. Caso I.**



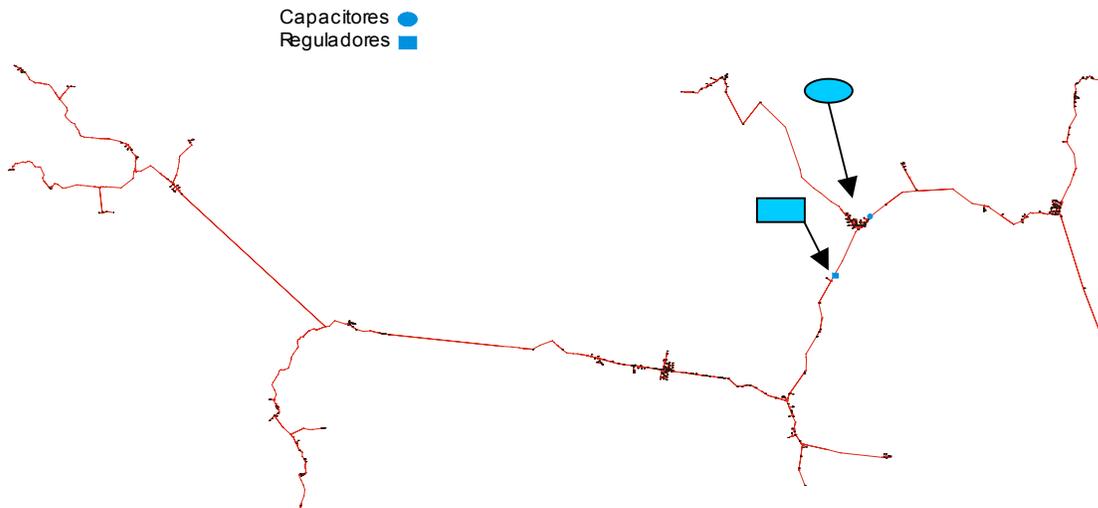
**CASO II.**

Datos del flujo de carga (véase la figura 30):

Equipo de compensación	Capacidad	Localización
Banco de Capacitores	900 KVAR	La Libertad
Banco de reguladores	100 A	A 10 km de La Libertad
Potencia instalada	7815,5	KVA
Potencia demandada	3516,975	KVA
Regulación (en el lugar más lejano)	12%	
Pérdida de activa total	140.3KW	

(Fuente de estas cantidades: base de datos de instalaciones (Open BDI))

**Figura 30. Caso II.**



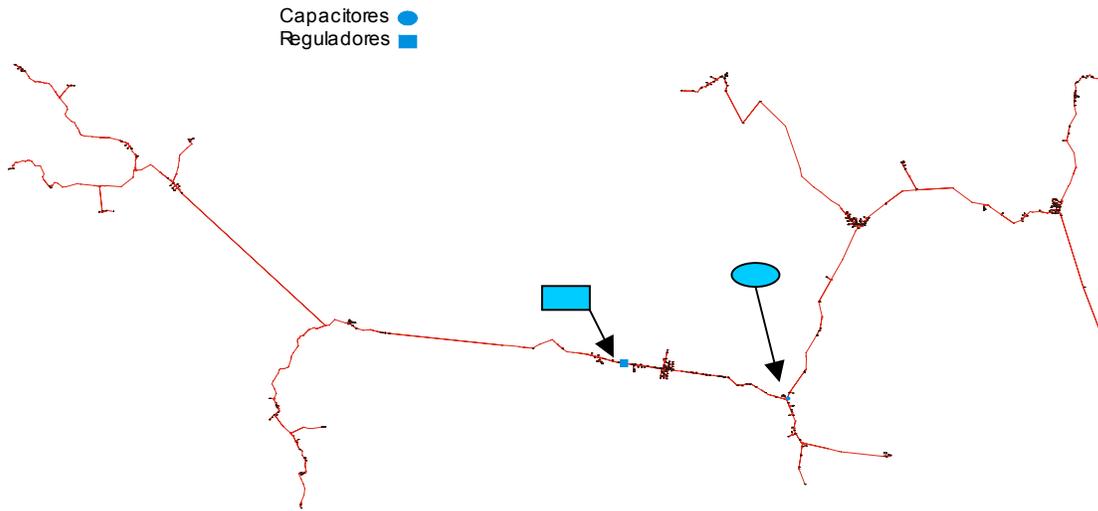
CASO III (véase la figura 31).

Datos del flujo de carga:

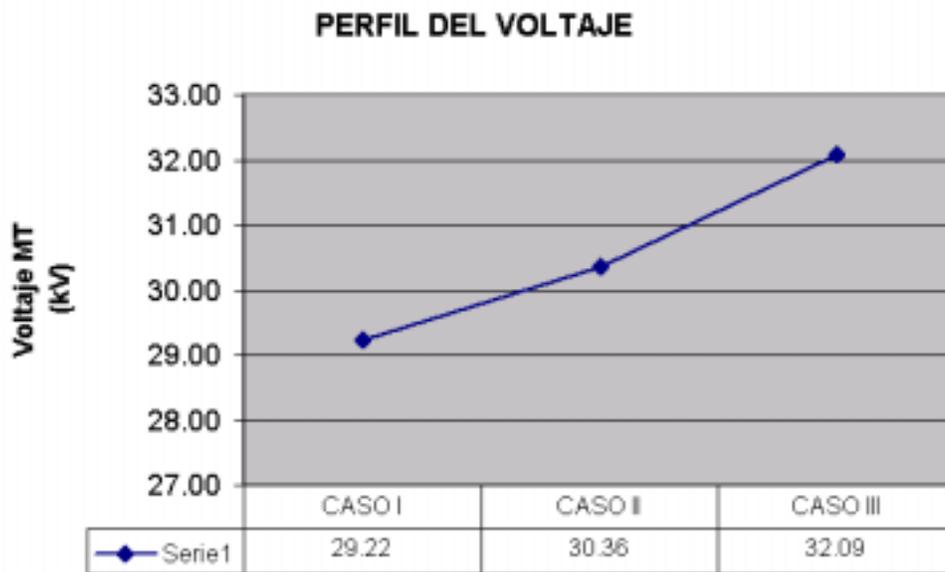
Equipo de compensación	Capacidad	Localización
Banco de Capacitores	900 KVAR	Las Cruces
Banco de reguladores	100 A	A 10 km de Las Cruces
Potencia instalada	7815,5	KVA
Potencia demandada	3516,975	KVA
Regulación (en el lugar más lejano)	7%	
Pérdida de activa total	90.3KW	

(Fuente de estas cantidades: base de datos de instalaciones (Open BDI))

**Figura 31. Caso III.**



**Tabla XIV. Perfil de voltaje.**



De los resultados del apartado anterior se sabe que el punto óptimo, técnicamente hablando, para la colocación de los equipos de compensación es el denominado CASO III (véase la tabla XIV), en el cual los reguladores están a 10 Km de Las Cruces y el banco de capacitores están en Las Cruces. Lo que hace falta para evaluar en su totalidad el proyecto es el estudio económico.

## **10 ESTUDIO DEL CRECIMIENTO DEMOGRÁFICO DE LA REGIÓN Y SU IMPACTO**

La evaluación de este tipo de proyectos de mejora se hace a través de la cuantificación de los ahorros que se obtendrán proyectados en el tiempo al recortar ciertos costos en los que actualmente se incurre. Estos costos se reducen en el ámbito de este estudio a dos: a) el ahorro en penalizaciones, ya que como se ve de los datos iniciales el porcentaje de regulación sobrepasa los niveles permitidos por la norma y b) el ahorro en pérdidas, como se mencionó en el primer capítulo de este informe las pérdidas no se cobran y son por lo tanto un costo que debe de absorber el distribuidor y por lo tanto al reducirlas se aumenta la cantidad de energía facturada y se reduce un costo.

En términos de proyectar a futuro la recuperación del capital invertido en la colocación y puesta en funcionamiento de los equipos de compensación se tomarán en cuenta únicamente aquellos ahorros relativos a la reducción de las pérdidas. La cuantificación del ahorro se hará al comparar el costo de las pérdidas sin la instalación de los equipos de compensación con el costo de las pérdidas con este equipo instalado. Sin embargo para modelar el comportamiento de estos costos se hace necesario modelar el comportamiento de la carga, ya que las pérdidas son función de ésta.

Debido a que el perfil de la carga conectada a este ramal es predominantemente residencial, la proyección de la carga está íntimamente ligada a la proyección de la población. Con el crecimiento de la población crece la potencia demandada y nuevamente las pérdidas. En este capítulo se define el

modelo de crecimiento de la población y su crecimiento asociado de la carga. Con el aumento de la proyección en el tiempo del crecimiento de la población y su carga asociada se pueden conocer dos cosas: a) El tiempo en el cuál la regulación de voltaje decaerá nuevamente por encima del nivel establecido en la NTSD, esto es el equivalente a la vida útil del proyecto y b) el nivel de ahorro, o retorno de la inversión.

### 10.1 Definición de un modelo matemático para el crecimiento demográfico.

El crecimiento de una población depende, en todo momento, de la cantidad de individuos que la forman. Es decir que el crecimiento con respecto al tiempo de una población es directamente proporcional al tamaño de la misma. Sea N la cantidad de habitantes y t el tiempo, tenemos:

$$\frac{dN}{dt} = k.N$$

donde k es una constante. Resolviendo esta ecuación diferencial se procede a:

$$\frac{dN}{N} = k \cdot dt$$

integrando de ambos lados

$$\int \left( \frac{dN}{N} \right) = k \int dt$$

$$\ln(N) = k.t + C$$

aplicando la función exponencial de ambos lados

$$e^{\ln(N)} = e^{(k.t + C)}$$

$$N = e^C \cdot e^{(k.t)}$$

La ecuación del número de individuos en una población en función del tiempo queda como sigue:

$$N = Co.e^{kt}$$

donde Co es una constante.

Como se ve, el modelo matemático corresponde a la ley de crecimiento natural y en base a este modelo exponencial se puede estimar, de forma proyectada, la cantidad de habitantes que habrá en una población en base a datos históricos conocidos (véase el inciso 1.10).

En la práctica el parámetro t es el número de años que han transcurrido a partir de un año base que se toma como tiempo cero (t=0)., siendo éste el año más antiguo del que se tengan datos estadísticos confiables o que dentro de la extensión del estudio esté razonablemente próximo al rango de años a estudiar.

En el caso de Sayaxché los datos estadísticos fidedignos recientes que se tienen son los que se resumen en la siguiente tabla:

**Tabla XV. Datos obtenidos del Instituto Nacional de Estadística INE.**

Año	T	N (Petén)	N (Sayaxché)
1994	0	224,884	34,081
2002	8	366,735	55,578

Tomando como año base o tiempo cero el año de 1994 y al sustituir estos datos en la ecuación se tiene que:

$$Co = 224884 \quad (\text{al sustituir } N=224884, t=0)$$

teniendo este valor de la constante  $C_0$ , se sustituyen en la ecuación los datos del año 2002 y se despeja el valor de la constante  $k$ . Con ello se obtienen los valores siguientes:

$$k = 0,06113185 \text{ (al sustituir } N=366735, t=8 \text{ y despejar } k)$$

Esto equivale a una tasa de crecimiento poblacional anual del 6.11%. La ecuación general de la población alimentada por este ramal queda como sigue:

$$N = 224884 \cdot e^{0.0613185 \cdot t}$$

### **10.2 Definición de un modelo matemático para deducir cómo afecta el crecimiento demográfico a la potencia demandada.**

Conociendo el modelo en base al que se describe el crecimiento de la población, hay que definir ahora uno que permita la estimación de la potencia demandada en función de éste. Si se asume un consumo constante anual de 0.05276008 KVA/habitante, datos registrados en el año 2005, se puede proyectar la cantidad de KVA demandados multiplicando este consumo distribuido por la cantidad de habitantes. Es decir que bastaría multiplicar la ecuación de habitantes por este factor para obtener la cantidad total de KVA consumidos por la población.

$$KVA = (0.05276008 \text{ KVA/hab.}) (224884 \cdot e^{0.0613185 \cdot t} \text{ hab.})$$

obteniéndose al operar:

$$KVA = 11865 \cdot e^{0.0613185 \cdot t}$$

Tomamos como cierto que el crecimiento de la carga es directamente proporcional al crecimiento de la población en este factor, con las dos ecuaciones anteriores se procede a la proyección del aumento de la población y la potencia demandada en los años que siguen a la puesta en funcionamiento de los reguladores y el banco de capacitores.

Para cada valor de habitantes y potencia demandada se corre nuevamente el flujo de carga para evaluar el porcentaje de regulación al final de la línea y conocer la vida útil del proyecto. La columna de habitantes y la de KVA demandados se alimentan con las dos ecuaciones exponenciales deducidas con anterioridad.

**Tabla XVI. Valores del crecimiento de la demanda y de regulación.**

Año	T	Habitantes	KVA demandado Sayaxché	% Regulación
2005	24	66660	3517	7,00
2006	25	71656	3781	7,82
2007	26	77026	4064	8,42
2008	27	82798	4368	8,82
2009	28	89003	4696	9,22
2010	29	95673	5048	9,52
2011	30	102843	5426	9,62
2012	31	110551	5833	10,12
2013	32	118836	6270	10,32
2014	33	127741	6740	10,52
2015	34	137314	7245	10,92
2016	35	147605	7788	11,22
2017	36	158667	8371	11,62
2018	37	170558	8999	11,82
2019	38	183339	9673	12,22
2020	39	197079	10398	12,62

De la tabla anterior se puede concluir que el proyecto tiene una vida útil de 6 años plenamente justificados, dependiendo del crecimiento real de la carga puede alargarse otros tres dentro de los cuales el porcentaje de regulación está dentro de límites ajustables por el equipo de compensación y por otras medidas

correctivas en la red. Se tomará pues para la evaluación del proyecto y del retorno de la inversión este período de seis años.

## 11 FACTIBILIDAD DEL PROYECTO

La factibilidad del proyecto es su viabilidad económica, es decir es la evaluación de si la decisión de invertir en los equipos de compensación representará algún beneficio desde el punto de vista del negocio. Para ello, tal y como ha quedado apuntado en la primera parte del capítulo anterior, se recurre a calcular el retorno de la inversión a través de la cantidad de ahorro que se obtiene al realizar la inversión. Este ahorro es la diferencia entre las pérdidas que habrían al no realizar mejora alguna y las que hay al realizar el proyecto de instalación de compensadores. Como se mencionó se dejarán de lado los ahorros concernientes a penalizaciones por mala regulación del voltaje.

Las pérdidas en un sistema eléctrico, son tanto de energía como de potencia y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas; el de las pérdidas de energía es el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas (o puntos de compra de energía en bloque) hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de distribución y distribución; el de las pérdidas de potencia es el costo marginal de la inversión de capital, requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

Para la cuantificación económica se toma la pérdida de potencia activa, del modelo de comportamiento de la línea se sabe que la caída de voltaje junto con las pérdidas están íntimamente relacionadas. Así pues la empresa distribuidora tiene un costo asociado Q/kWH por la potencia activa que se desperdicia en concepto de pérdidas.

Con el programa de cálculo Open BDI, se corren nuevamente los flujos de carga para el levantado definitivo de dos escenarios. El primero es la definición de la cantidad de pérdidas por potencia activa anuales con los equipos de compensación instalados y el segundo escenario es el cálculo de las pérdidas sin la adición de este equipo, es decir si las condiciones iniciales del ramal no varían.

El comportamiento de las pérdidas de potencia activa con el equipo de compensación instalado se resume en la Tabla XVII. Para ello se han utilizado las proyecciones de población y potencia demandada calculadas en la Tabla XVI del apartado 10.2.

**Tabla XVII. Pérdidas de potencia activa con equipos de compensación**

Año	t	Habitantes	Potencia demandada Sayaxché (KVA)	Pérdidas con compensación (W)
2005	24	66660	3517	90300
2006	25	71656	3781	95500
2007	26	77026	4064	97300
2008	27	82798	4368	98800
2009	28	89003	4696	100200
2010	29	95673	5048	101600
2011	30	102843	5426	103500
2012	31	110551	5833	104800
2013	32	118836	6270	106200
2014	33	127741	6740	107900
2015	34	137314	7245	109300
2016	35	147605	7788	110200
2017	36	158667	8371	112700
2018	37	170558	8999	113400
2019	38	183339	9673	115100
2020	39	197079	10398	116800

En contraste se presenta el desarrollo de la cantidad de potencia activa de pérdida si no se tomara ninguna acción correctiva con respecto a la regulación de la tensión. Para ello se ha utilizado también el programa Open BDI para correr los mismos flujos de carga pero sin el equipo de compensación. En base también al desarrollo poblacional y de demanda de la Tabla XVI, se tiene como sigue.

**Tabla XVIII. Pérdida de potencia activa sin equipos de compensación**

Año	t	Habitantes	Potencia demandada Sayaxché (KVA)	Pérdidas sin compensación (W)
2005	24	66660	3517	196000
2006	25	71656	3781	203500
2007	26	77026	4064	214000
2008	27	82798	4368	224500
2009	28	89003	4696	234200
2010	29	95673	5048	244800
2011	30	102843	5426	254400
2012	31	110551	5833	264200
2013	32	118836	6270	274600
2014	33	127741	6740	284500
2015	34	137314	7245	294800
2016	35	147605	7788	304100
2017	36	158667	8371	315200
2018	37	170558	8999	325600
2019	38	183339	9673	335800
2020	39	197079	10398	345500

Cruzando las tablas XVII y XVIII, se puede obtener el ahorro en pérdidas de potencia activa restando la columna de pérdidas sin corrección menos la columna de pérdidas con corrección. Esto se resume en la Tabla XIX, en la columna Ahorro en W.

Multiplicando la cantidad de W ahorrados en pérdidas, por su costo, se obtiene el ahorro económico en términos monetarios. El costo en quetzales de las pérdidas es actualmente de aproximadamente  $Q1.526951/W$ . El resultado de la multiplicación de este costo por la cantidad total de potencia ahorrada se muestra en la Tabla XIX en la columna Ahorro (Q).

En base a estos datos se hace el análisis del retorno de la inversión de acuerdo a las siguientes simplificaciones:

- El interés aplicado a la inversión es del 20% y se capitaliza anualmente al final del período sobre el saldo del período anterior.
- El monto total de la inversión es la suma de los costos de compra e instalación de los reguladores (Q245,670.10) más la suma de los costos de compra e instalación del banco de capacitores (Q34,700.65) que es: Q280,370.75
- El ahorro en quetzales por concepto de ahorro en pérdidas se considera como el ingreso de capital que amortiza la deuda. Este se calcula también en una base anual y se aplica al final del período toda vez capitalizados los intereses. Una vez saldada la deuda de la inversión, este ahorro en pérdidas significa efectivamente, ahorro de capital o ganancia.

Esta simplificación deja de lado el ahorro en penalizaciones y es reducida ya que el capital que se ahorra ingresa al flujo de efectivo en términos de facturación, esto implica que la recuperación del capital se hará en la realidad con un tanto de antelación al período aquí presentado. El flujo de efectivo para el retorno del capital invertido se muestra en la Tabla XIX.

**Tabla XIX. Ahorro y retorno de la inversión**

Año	T	% Regulación	Ahorro en W	Ahorro (Q)	Retorno de la inversión (Q)	Intereses Capitalizados período anterior
2005	24	7.00	105700	Q161.398,73	-Q280.670,75	
2006	25	7,82	108000	Q164.910,71	-Q171.894,19	-Q56.134,15
2007	26	8,42	116700	Q178.195,19	Q6.301,00	-Q34.378,84
2008	27	8,82	125700	Q191.937,75	Q198.238,75	Q0,00
2009	28	9,22	134000	Q204.611,44	Q402.850,19	Q0,00
2010	29	9,52	143200	Q218.659,39	Q621.509,58	Q0,00
2011	30	9,62	150900	Q230.416,91	Q851.926,50	Q0,00
2012	31	10,12	159400	Q243.396,00	Q1.095.322,50	Q0,00
2013	32	10,32	168400	Q257.138,56	Q1.352.461,06	Q0,00
2014	33	10,52	176600	Q269.659,56	Q1.622.120,61	Q0,00
2015	34	10,92	185500	Q283.249,42	Q1.905.370,04	Q0,00
2016	35	11,22	193900	Q296.075,81	Q2.201.445,85	Q0,00
2017	36	11,62	202500	Q309.207,59	Q2.510.653,44	Q0,00

2018	37	11,82	212200	Q324.019,01	Q2.834.672,45	Q0,00
2019	38	12,22	220700	Q336.998,10	Q3.171.670,55	Q0,00
2020	39	12,62	228700	Q349.213,71	Q3.520.884,26	Q0,00

La columna Retorno de la inversión (Q) representa el saldo en contra o a favor que el ahorro representa al ser aplicado a la deuda. Como se nota al final del tercer año se ha cancelado en su totalidad la deuda y sus intereses y al final del sexto año, que se considera como el fin de la vida del proyecto en las condiciones actuales, se tiene un ahorro de capital de Q851,926.50, representado esto una ganancia virtual bruta del 303.5% sobre la inversión inicial.

De los datos presentados queda demostrado que el proyecto es económica y técnicamente factible, no siendo sólo conveniente sino que además realizable.

Como resultado de estos análisis el proyecto de diseño e instalación de equipos de compensación en el ramal Sayaxché de 34.5kV se pone a punto y en funcionamiento a finales del año 2005, esperando obtener los beneficios sustentados en este informe.



## 12 MANIOBRAS

En este capítulo se resumen las maniobras específicas para la puesta en funcionamiento de estos equipos de compensación.

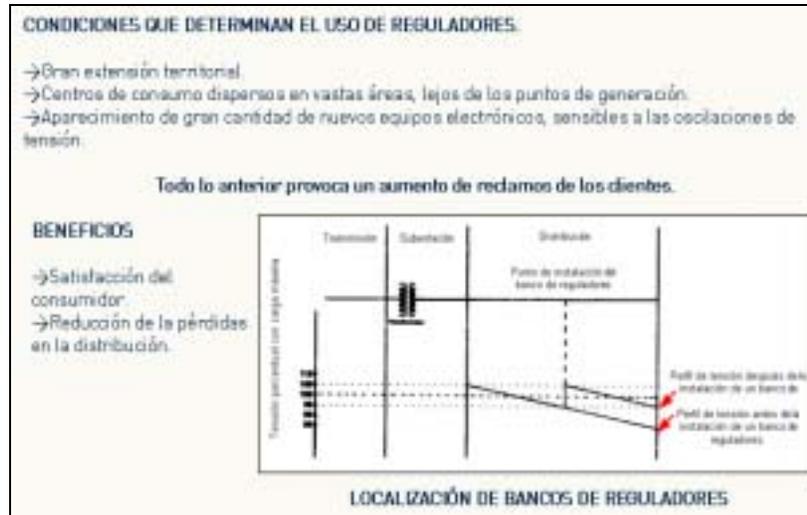
### 12.1 Puesta en servicio del banco de reguladores

La puesta en servicio del banco de reguladores sigue el procedimiento listado en los pasos siguientes:

1. Cerrar uno de los seccionadores de línea para que le llegue carga al control de regulador.
2. Oprimir el botón para colocarlo en manual.
3. En la carátula del regulador, el número de pasos debe ser “cero” (el led enciende).
4. Cerrar el seccionador de **barra**.
5. Cerrar el seccionador de **línea**.
6. Abrir el seccionador de **bypass**.

A continuación se muestran el conjunto de diapositivas que acompañan a este trabajo de graduación y donde se puede ver la combinación de maniobras.

**Figura 32. Introducción, figura donde se muestra gráficamente la mejora en el valor de la tensión.**



**Figura 33. Muestra el seccionador de barra y de línea activado, por lo tanto la unidad reguladora está en servicio**



Figura 34. Muestra el bypass activado, por lo tanto la unidad reguladora está fuera de servicio



Figura 35. Muestra la configuración trifásica donde el bypass está activado, por lo tanto el banco de reguladores está fuera de servicio.

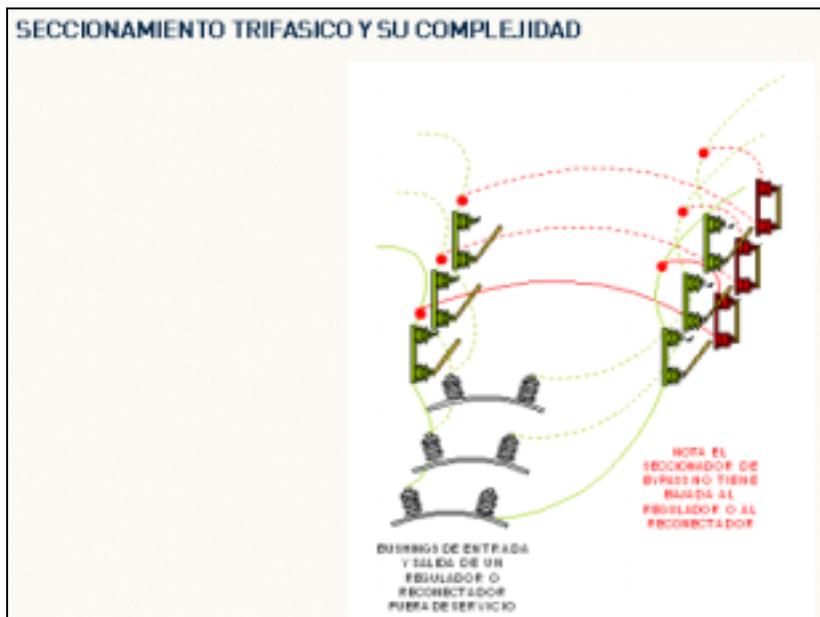


Figura 36. Diagrama unifilar (monofásico). Inicio de las maniobras para poner en servicio una unidad reguladora de tensión.

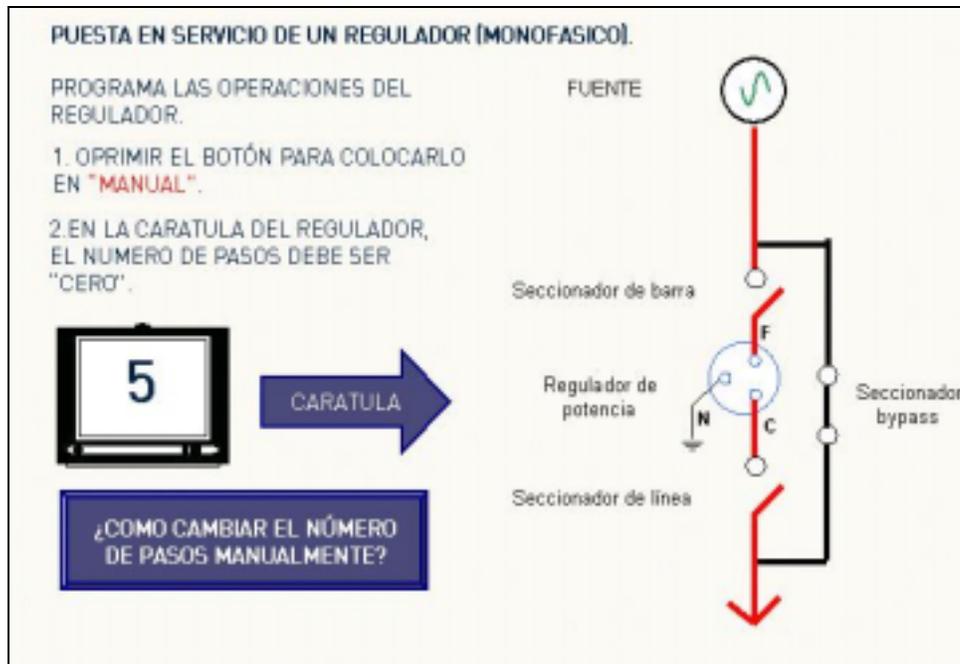
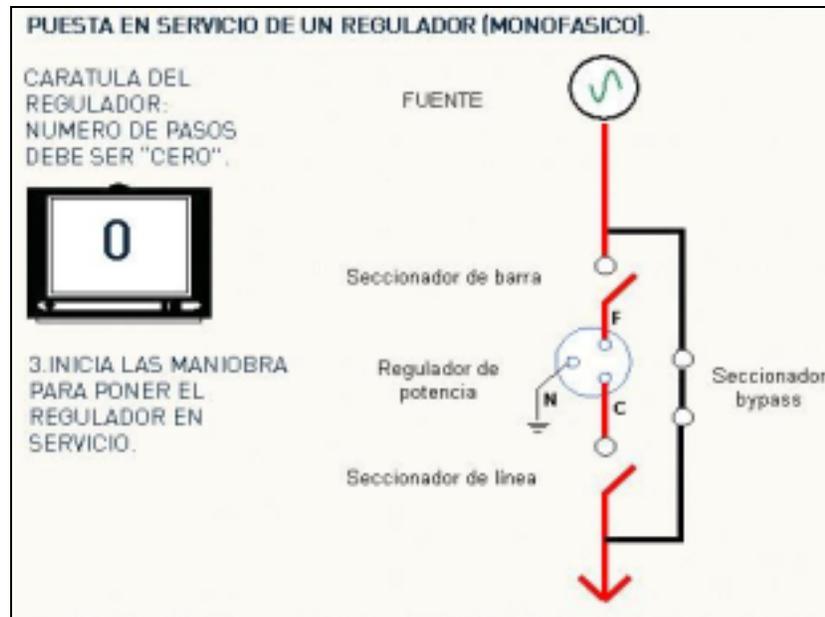


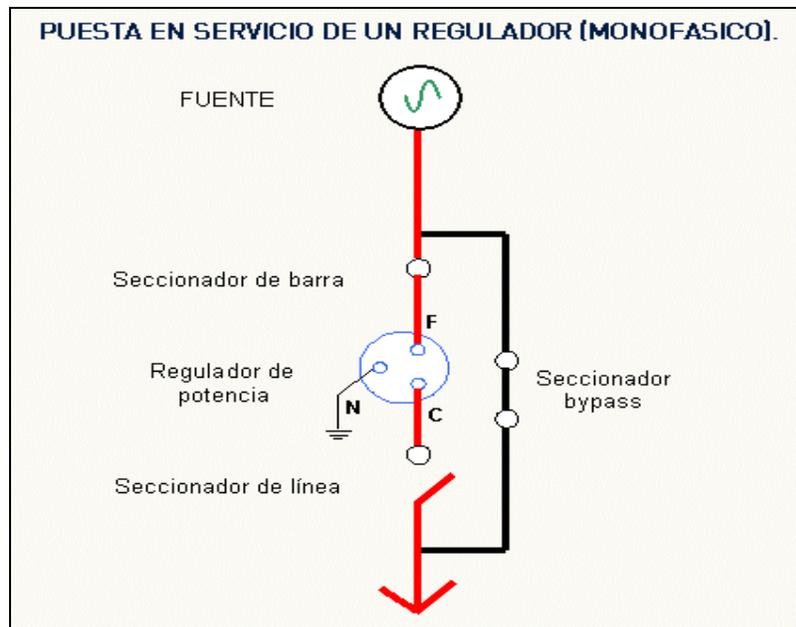
Figura 37. Carátula del control de un banco de reguladores de tensión.



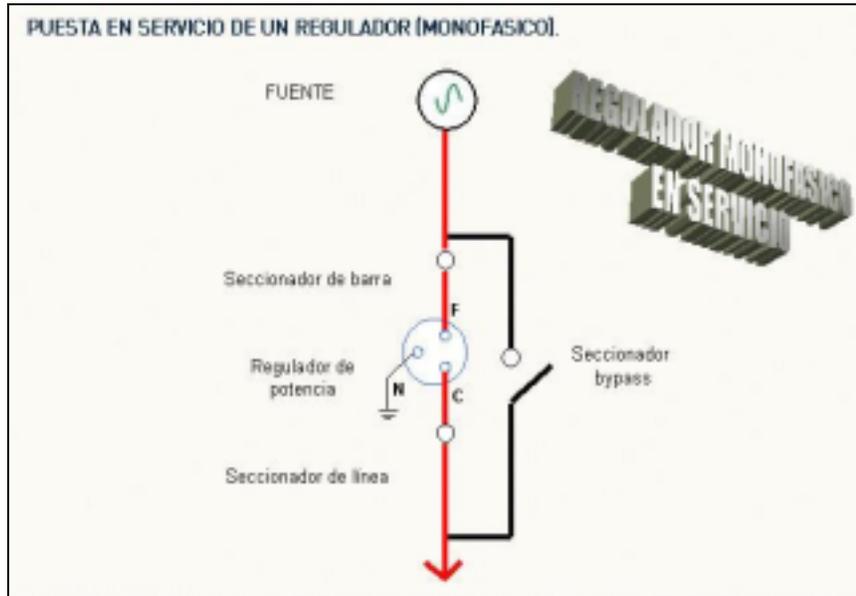
**Figura 38. Diagrama unifilar (monofásico). Maniobras para poner en servicio una unidad reguladora de tensión.**



**Figura 39. Diagrama unifilar (monofásico). Cerrar el seccionador de barra.**



**Figura 40. Diagrama unifilar (monofásico). Cerrar el seccionador de línea y abrir el seccionador de bypass.**



## 12.2 Puesta en servicio del banco de capacitores

La puesta en servicio del banco de capacitores sigue el procedimiento descrito en los pasos siguientes:

1. Oprimir el botón para colocarlo en manual.
2. Activado el switch "open" el banco de capacitores realizará la apertura en sus interruptores (banco de capacitores en servicio).
3. Activado el switch "close" el banco de capacitores realizará el cierre en sus interruptores (banco de capacitores fuera de servicio).

A continuación se muestran el conjunto de diapositivas que acompañan a este trabajo de graduación y donde se puede ver la combinación de maniobras.



Figura 43. Vista interna y externa del control del banco.



Figura 44. Valores de las tensiones en la red de baja tensión.



Figura 45. Maniobras para poner o quitar de servicio un banco de capacitores.

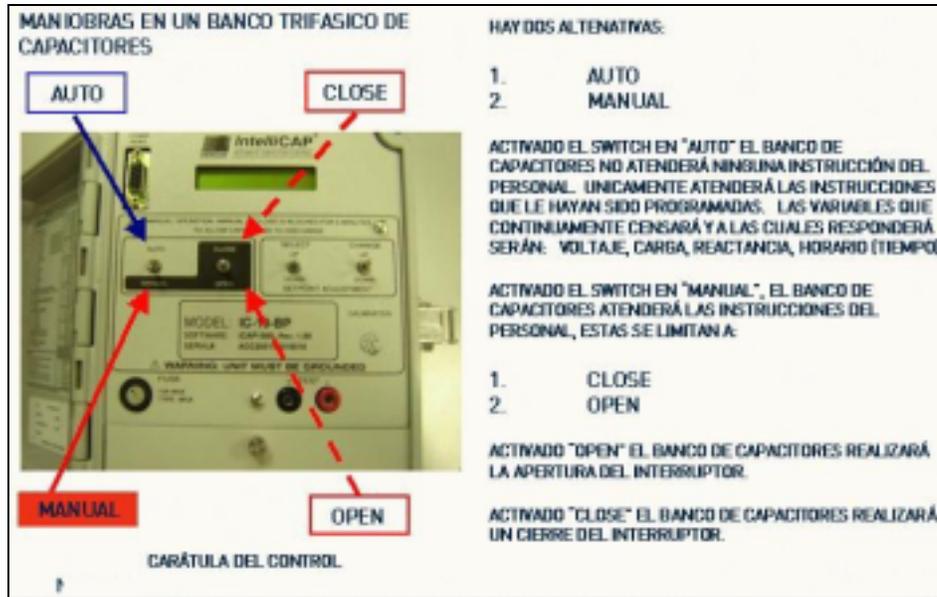
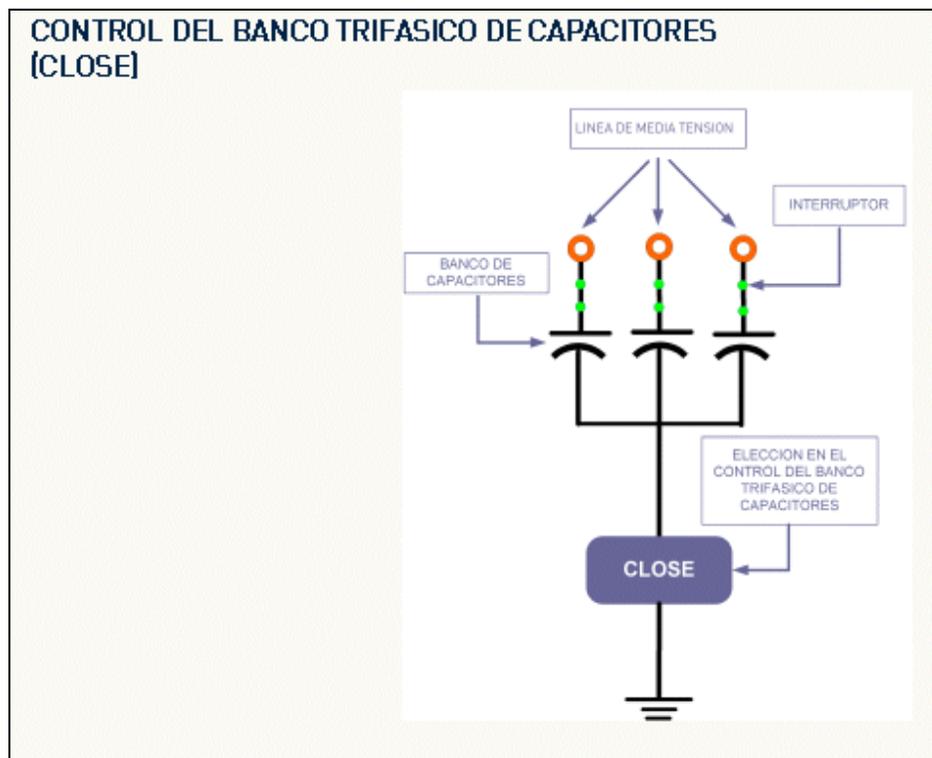
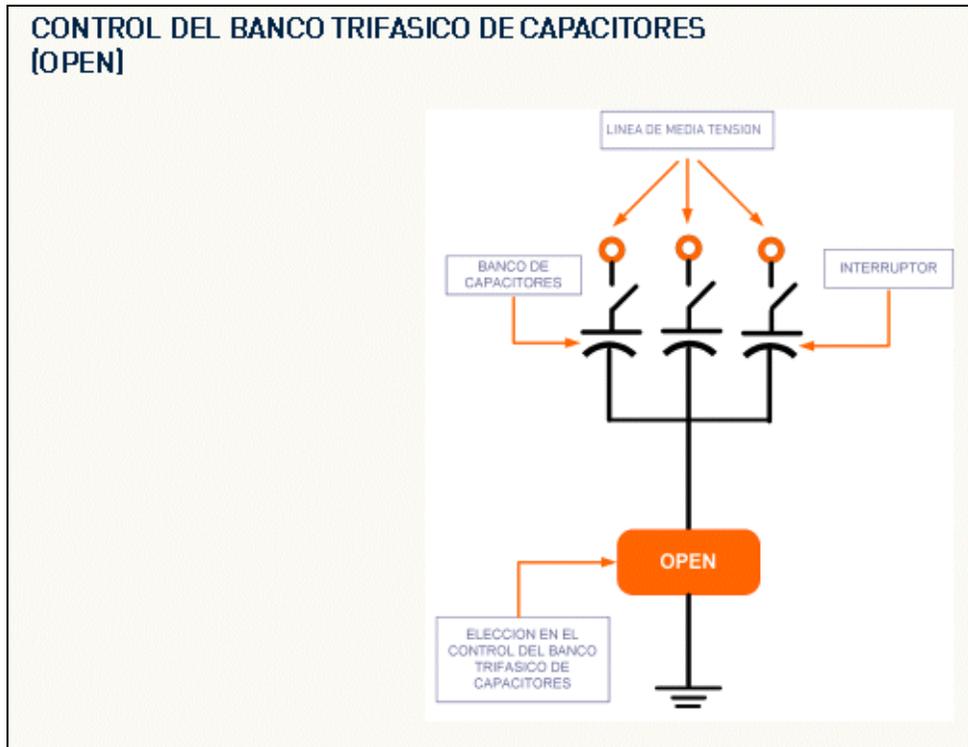


Figura 46. Diagrama unifilar trifásico, donde se muestra el estado de los interruptores (cerrado). Banco de capacitores en servicio.



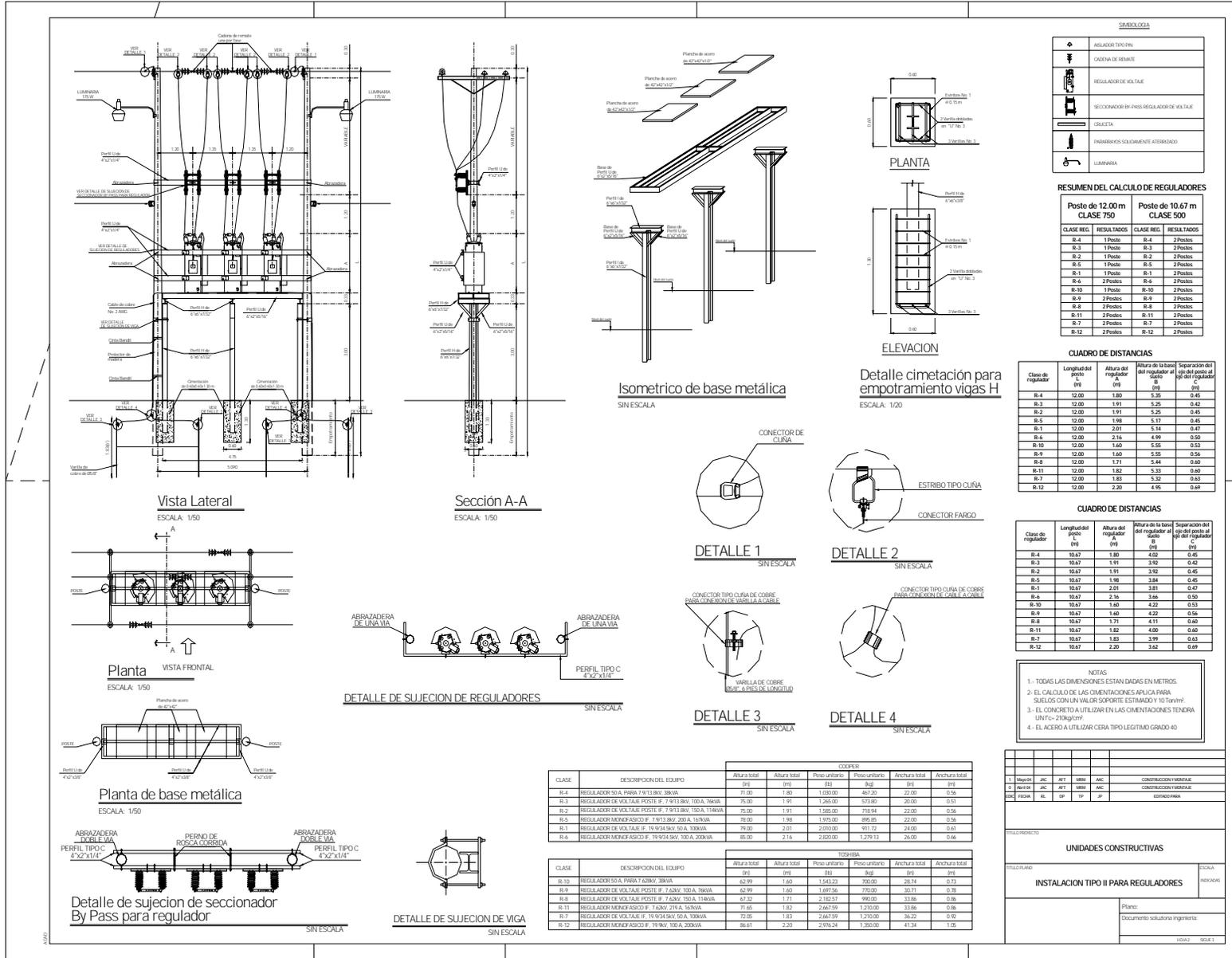
**Figura 47. Diagrama unifilar trifásico, donde se muestra el estado de los interruptores (abierto). Banco de capacitores fuera de servicio.**



## **ANEXO**



Figura 48. Diseño de la estructura de montaje del banco de reguladores.



111



## CONCLUSIONES

1. El diseño para los equipos de compensación en el ramal de distribución de Sayaxché de 34.5kV permitió encontrar un punto óptimo para su instalación colocando los reguladores de tensión a 10km de Las Cruces y el banco de capacitores en este poblado. Con ello se logró mejorar la regulación de la tensión de un valor de 19.3% a uno de 7%.

El análisis del impacto poblacional predice que esta mejora se sostendrá durante los próximos seis años, permitiendo recuperar la inversión inicial de Q280,670.75 en tres años y con un ahorro bruto al final del período de seis años de Q851,926.50.

2. El proyecto además de factible y conveniente es necesario, ya que el nivel de regulación en las condiciones iniciales del ramal estaba 9.30% por arriba del valor permitido por las NTSD.



## RECOMENDACIONES

1. Utilizar el método de cálculo para definir puntos económicamente y técnicamente óptimos en todas las instalaciones que tengan las longitudes y dificultades similares, con el fin de disminuir las pérdidas técnicas, mejorar la regulación de voltaje y asegurarle al usuario un mejor servicio.
2. Ejecutar una obra similar en el año 2011, pues en ese año el proyecto transgredirá nuevamente la normativa establecida; proponiéndose dos alternativas: la primera es colocar otro equipo de compensación y el segundo planificar la construcción de una subestación eléctrica en Las Cruces.
3. Establecer un programa para determinar todos los puntos en los que se puedan apoyar las líneas de distribución, realizar el análisis de las posibles configuraciones, a fin de determinar la configuración óptima e implantarla.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1

**Reglamento de la Ley General de Electricidad.** Acuerdo gubernativo número 256-97 del Presidente de la República de Guatemala. Título I, Capítulo I, Artículo 1.

2

**Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD.** Resolución CNEE No. 09-99. Título I, Capítulo II, Artículo 2.

3

**Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD.** Resolución CNEE No. 09-99. Título VI, Capítulo I, Artículo 54.

4

**Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD.** Resolución CNEE No. 09-99. Título VI, Capítulo II, Artículo 55.

5

*Ibid.*, Artículo 56.

6

*Ibid.*, Artículo 58.

7

Leland Blank y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica.** (3ª edición; México: McGraw-Hill, 1992), p. 90.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Balance energético de las instalaciones de DEORSA, Union Fenosa, 2004.
2. BLANK, Leland y Anthony Tarquín. **Ingeniería económica**. 3ª ed.; México, McGraw-Hill, 1992.
3. Información alfanumérica de facturación de energía del Sistema de Gestión Comercial de DEROSA. Union Fenosa, 2004.
4. Información alfanumérica de incidencias del Centro de Operaciones de Red de DEORSA. UNION Fenosa, 2004.
5. Información alfanumérica de instalaciones eléctricas de la Base de Datos de Instalaciones de DEORSA. UNION Fenosa, 2004.
6. Ley General de Electricidad. Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala.
7. Normas técnicas del servicio de distribución, NTSD. Resolución CNEE No. 09-99.
8. Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo 256-97 del Presidente de la República de Guatemala.