

1-1-2006

Factibilidad técnico-económica para optimizar el sistema de distribución de energía eléctrica de Leticia por reconfiguración de redes

Carlos Enrique Reyes Castillo
Universidad de La Salle, Bogotá

Leonardo Sanabria Galindo
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

Reyes Castillo, C. E., & Sanabria Galindo, L. (2006). Factibilidad técnico-económica para optimizar el sistema de distribución de energía eléctrica de Leticia por reconfiguración de redes. Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/514

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA PARA OPTIMIZAR EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LETICIA
POR RECONFIGURACIÓN DE REDES**

**CARLOS ENRIQUE REYES CASTILLO
LEONARDO SANABRIA GALINDO**



**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
BOGOTÁ DC
2006**

**FACTIBILIDAD TÉCNICO - ECONÓMICA PARA OPTIMIZAR EL
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LETICIA
POR RECONFIGURACIÓN DE REDES**

**CARLOS ENRIQUE REYES CASTILLO
LEONARDO SANABRIA GALINDO**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA
OPTAR EL TÍTULO DE INGENIEROS ELECTRICISTAS**

DIRECTOR: RICARDO ERNESTO AYALA

Ingeniero Electricista

Especialista Transmisión y Distribución Energía Eléctrica

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA
BOGOTÁ DC
2006**

Nota de aceptación.

Director.

Calificador.

Calificador.

La Universidad y los Jurados se excluyen de cualquier tipo de responsabilidad en lo referente al contenido del presente Trabajo de Grado.

Bogotá 2006.



INTRODUCCIÓN

El tema de la tesis adquiere importancia debido a que el actual esquema eléctrico exige a las empresas distribuidoras de energía, la necesidad de establecer una política de operación óptima para el sistema, de tal manera que la labor de la distribución de energía se realice bajo los criterios de calidad, confiabilidad y minimización de pérdidas. Es en este punto en donde se empieza a hablar de la reconfiguración¹ de redes de distribución para obtener la reducción de pérdidas técnicas de potencia activa del sistema.

Las llamadas pérdidas técnicas de las redes de distribución de energía son aquellas debidas a la impedancia propia de la línea, efecto corona, efecto de magnetización de los elementos que conforman el sistema etc. El proceso de reducción de pérdidas se logra ya sea con la inversión de capital o por la operación adecuada de la red. Una de las alternativas mas utilizadas es la reconfiguración de las redes de distribución para la reducción de pérdidas técnicas.

La reconfiguración de redes de distribución propone modificar el estado de los interruptores existentes, de esta manera no se requieren nuevas inversiones en red. Además, si se desea reducir las pérdidas agregadas de todo el sistema, resulta coherente centrar esfuerzos en el sistema de distribución debido a que ahí donde se encuentra el mayor porcentaje (alrededor 70%) del total de pérdidas.

¹ La reconfiguración trata del cambio en la topología de la red por medio de interruptores de tal manera que cuando se realice se pueda cumplir con un objetivo específico y con los requerimientos de la explotación. La reconfiguración del sistema, plantea alternativas que son más rápidas y económicas de implementar que las alternativas de expansión



Todas la razones antes expuestas exhortaron a los autores de la presente tesis emprender una investigación centrada en la reducción de pérdidas técnicas en el sistema de distribución de energía eléctrica de la EEASA (Empresa de Energía del Amazonas)

El presente trabajo de grado se considera también como un llamado al trabajo conjunto y permanente de la EEASA y los autores del presente documento para alcanzar los objetivos propuestos de brindar herramientas para mejorar y optimizar resultados de operación en la red.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO	1
1.1 Descripción del Problema	1
1.2 Objetivos	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 Justificación	5
1.4 Desarrollo del Documento	6
2. CONCEPTOS BÁSICOS QUE SE MANEJAN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	7
2.1 Definiciones Conceptos y Criterios	7
2.1.1 Transformadores de Potencia	7
2.1.2 Sistema de Distribución	7
2.1.3 Transformadores de Distribución	7
2.1.4 Circuitos Alimentadores Primarios	8
2.1.5 Circuitos Alimentadores Secundarios	8
2.1.6 Protecciones	8
2.1.7 Sistemas de Distribución Radial	8
2.1.8 Sistemas de Distribución Mallado	9
2.1.9 Potencia Aparente (S)	10
2.1.10 Regulación	10
2.1.11 Nodo o Barra	10
2.1.12 Rama o Línea	11
2.1.13 Topología	11
2.1.14 Enlace o Interconexión	11
2.1.15 Árbol	11
2.1.16 Interruptor	11
2.2 Flujo de Carga	11
2.2.1 Ecuaciones Utilizadas en los Flujos de Carga	12
2.3 Pérdidas en Sistemas Eléctricos	15
2.3.1 Pérdidas Técnicas	15

2.3.2 Pérdidas No Técnicas	16
2.4 Restricciones de Red	16
3. METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DEL MODELO DE CARGA PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LETICIA	18
3.1 Levantamiento de la Topología de la Red	18
3.1.2 Tabla de Inventario Redes Secundarias	22
3.2 Definición de Tipos de Zonas	23
3.3 Proceso de Mediciones	24
3.3.1 Mediciones Redes Secundarias	25
3.3.2 Mediciones en los Transformadores	28
3.4 Modelamiento de los Usuarios	29
3.4.1 Curvas de Demanda Máxima Diversificada	29
4. RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	33
4.1 DIFERENTES MÉTODOS DE RECONFIGURACIÓN DE REDES	33
4.2 MÉTODOS BASADOS EN EL CONOCIMIENTO	33
4.2.1 Método Heurístico	34
4.2.2 Método de Programación Lineal	35
4.2.3 Método Utilizando Sistemas Expertos	37
4.2.4 Método de Lógica Difusa	37
4.3 MÉTODOS BASADOS EN TÉCNICAS EVOLUTIVAS	38
4.3.1 Método de Enfriamiento Simulado	39
4.3.2 Método de Algoritmos Genéticos	40
4.3.3 Método de Redes Neuronales	42
4.4 MÉTODOS MIXTOS	43
4.5 Método del Reconfigurador Óptimo del Programa Spard Distribución	43
5. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS CIRCUITOS A ANALIZAR	47
5.1 Descripción de los circuitos a reconfigurar	47
5.1.1 Características principales de los circuitos a reconfigurar	47
5.1.2 Nivel de voltaje	47

5.1.3 Características de los transformadores	47
5.1.4 Características de los conductores	48
5.1.5 Estructuras básicas	49
5.1.6 Regulación de voltaje	49
5.2 Proceso para la reconfiguración de circuitos	49
5.2.1 Factor de potencia	50
5.2.2 Factor de carga	50
5.2.3 Factores de demanda	51
5.2.4 Factores de demanda por zonas	51
5.2.5 Factor de coincidencia	53
5.2.6 Factor de pérdidas	53
5.3 Circuitos originales (topología inicial)	55
5.4 Análisis del sistema	57
6. RECONFIGURACIÓN DE LOS CIRCUITOS	62
6.1 Estudio del circuito reconfigurado	62
6.2 Análisis del Sistema (Nueva Topología)	65
6.2.1 Pérdidas de potencia (kW)	65
6.2.2 Pérdidas de potencia (kW) en cada circuito	65
6.2.3 Pérdidas de energía (kWh)	66
6.2.4 Pérdidas de energía (kWh) en cada circuito	66
6.2.5 Corriente (A) en cada circuito	67
6.2.6 Porcentaje de carga (%) en cada circuito	68
6.2.7 Regulación máxima (%) en cada circuito	69
7. MEDIDAS ADMINISTRATIVAS Y ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE PERDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	77
7.1 Descripción de las Medidas Propuestas	77
7.1.1 Medidas Administrativas	77
7.1.2 Medidas Técnicas	78
7.2 Aplicación de las Medidas	79

8. ANÁLISIS ECONÓMICO	80
8.1 Índice de Perdidas (%)	80
8.2 Comercialización	83
8.3 Parque Generador	86
8.4 Sistema de distribución	88
8.4.1 Estado actual	89
8.4.2 Comportamiento de las líneas	89
8.4.3 Sistema de medición	89
8.5 Calidad del Servicio	89
8.5.1 DES	89
8.5.2 FES	94
8.6 Cobertura	97
9. CONCLUSIONES RECOMENDACIONES Y FUTUROS TRABAJOS	99
9.1 Conclusiones	99
9.2 Recomendaciones	101
9.3 Desarrollo Futuros Trabajos	102
10. BIBLIOGRAFÍA	104
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Estado actual de las unidades de generación	2
Tabla 2. Composición de Usuarios por Sectores	4
Tabla 3. Inventario redes secundarias	22
Tabla 4. Medición con pinzas amperimétricas y voltímetros	27
Tabla 5. Medición con pinzas de potencia	28
Tabla 6. Transformadores trifásicos de 15 a 3750 kVA	48
Tabla 7. Características de los conductores	48
Tabla 8. Reporte de flujo de carga circuitos originales	56
Tabla 9. Reporte del programa SPARD mp Distribución resultado de la reconfiguración	63
Tabla 10. Reporte del programa SPARD mp Distribución resultado de la reconfiguración	63
Tabla 11. Flujo de carga circuito Reconfigurado	64
Tabla 12. Cuadro comparativo Índice de pérdidas	81
Tabla 13. Índice mensual de pérdidas de energía	82
Tabla 14. Composición de Usuarios por Sectores	83
Tabla 15. Estructura de las ventas y Consumos	84
Tabla 16. Distribución de consumo a septiembre de 2004 kWh	85
Tabla 17. Distribución de consumo a septiembre facturación pesos	86
Tabla 18. Estado actual de las unidades de generación	86
Tabla 19. Índice DES año 2004	90
Tabla 20. Índice DES año 2003	90
Tabla 21. Proyección Índice DES año 2005	92
Tabla 22. Proyección Índice DES año 2006	93
Tabla 23. Índice FES año 2004	94
Tabla 24. Índice FES año 2003	94
Tabla 25. Proyección Índice FES año 2005	95
Tabla 26. Proyección Índice FES año 2006	96
Tabla 27. Cobertura en Leticia y Zona río Amazonas 2004	98

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Sistemas de distribución radial	9
Figura 2. Sistemas de distribución Mallado	9
Figura 3.a) Zonificación de Leticia	24
Figura 3.b) Zonificación definitiva Leticia	25
Figura 4. Recorrido de mediciones para un transformador	26
Figura 5. Curva de diversidad	29
Figura 6. Curva promedio con probabilidad del 10% de ser excedida	30
Figura 7. Curva Demanda	32
Figura 8. Sistema ejemplo radial	44
Figura 9. Sistema ejemplo radial Reconfigurado	45
Figura 10. Sistema ejemplo radial explicativo	46
Figura 11. Análisis frontera	46
Figura 12. Topología Inicial	55
Figura 13. Alimentadores vs Pérdidas de Potencia	57
Figura 14. Alimentadores vs Pérdidas de Energía	58
Figura 15. Alimentadores vs Regulación de Voltaje	59
Figura 16. Perfil de Tensión (Flujo de Carga)	60
Figura 17. Alimentadores vs Corriente	61
Figura 18. Alimentadores vs Pérdidas de potencia (kW)	71
Figura 19. Alimentadores vs pérdidas de energía (kWh)	72
Figura 20. Alimentadores vs Corriente (A)	73
Figura 21. Alimentadores vs Porcentaje de carga	74
Figura 22. Alimentadores vs Regulación de voltaje (%)	75
Figura 23. Perfil de Tensión Reconfiguración (Flujo de Carga)	76
Figura 24. Índice de Pérdidas	82
Figura 25. Esquema de Usuarios por sectores	83
Figura 26. Esquema Distribución de consumo por sectores	85
Figura 27. Esquema Distribución de Facturación por sectores	86
Figura 28. Comportamiento DES, año 2004	91
Figura 29. Proyección Comportamiento DES, año 2005	92

Figura 30. Proyección Comportamiento DES, año 2006	93
Figura 31. Comportamiento FES 2004	95
Figura 32. Comportamiento FES Año 2005	96
Figura 33. Comportamiento FES Año 2006	97



1. ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En la operación de los sistemas eléctricos existe una variable importante sujeta a la estructura física del sistema denominada pérdidas que en muchos casos ocasiona a las empresas problemas tanto económicos como de operación. Estas pérdidas se presentan en todos los niveles de tensión y son más considerables en los niveles de baja tensión, razón por la cual, es necesario conocer el comportamiento de los usuarios finales y su incidencia en las pérdidas, para ello se requiere de un estudio más profundo que permita conocer de manera mas real al usuario y determinar de manera aproximada su comportamiento.

Las actuales alternativas de solución plantean el cambio de los elementos físicos que conforman la red, lo que puede ofrecer una solución satisfactoria pero que en muchos casos no compensa la inversión económica realizada. Por esto surge la necesidad de plantear técnicas para analizar los sistemas y proponer soluciones factibles utilizando la red existente. En este punto se presenta la reconfiguración como una metodología aplicable a cualquier tipo de red con resultados favorables.

- **Generación**

La central diesel propiedad de el Instituto de Planificación y Promoción de soluciones Energéticas –IPSE-, fue operada por la Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P, a través de un convenio de administración operación y mantenimiento -AOM - No. 033 del 1 de abril de 2004 hasta el 14 de octubre, fecha a partir de la cual cesaron las responsabilidades de la empresa como generador de energía. A partir de esa fecha la energía generada en la central por GENSA S.A. será adquirida por la EEASA a través del Convenio de



compraventa de energía. A partir del mes de octubre de 2004 la central de Generación esta siendo operado por la firma GENSA S.A. E.S.P. (Convenio Marco Interadministrativo No. 037 – 0 – 2004), la EEASA simplemente presta para apoyo con el personal que desarrollaba las laboras de generación a través de un convenio.

Parque Generador

El parque de generación se encuentra en la actualidad operando, así:

Tabla 1. Estado actual de las unidades de generación.

	UNIDADES GMT (2850 Kw)				EMD (2500Kw)	UNIDADES CUMMINS (1600 kW)		
	D 101	D 201	D 301	D 401	D 501	D 601	D 701	D801
EN SERVICIO								
FUERA DE SERVICIO								
EN REPARACION								
CAPADIDA DE GENERACION (5400KW)								

Como se puede apreciar el sistema de generación en la ciudad de Leticia es muy frágil y cualquier daño de las unidades genera automáticamente racionamiento del servicio, esto se ha podido observar en el ultimo mes cuando las unidades han presentado problemas y se ha tenido que incrementar el racionamiento.

- **Distribución**

La ciudad de Leticia cuenta con un sistema de redes de distribución de media tensión a 13.2 kV y de baja tensión con 5 conductores, trifásica y alumbrado público 208/120V.

El servicio de energía eléctrica tiene las siguientes características:

Servicio monofásico 110V / 1.0

Servicio bifásico trifilar 220V / 2.0 - 110V / 1.0

Servicio trifásico tetrafilar 220V / 3.0, 220V / 2.0, 110V / 1.0

Frecuencia 60 Hz

Los circuitos de media tensión están construidos con conductores ACSR 1/0 AWG excepto el circuito rural construidos con conductores ACSR 2/0 AWG, donde existen cinco alimentadores primarios.



Las redes de media y baja tensión están construidas bajo normas ICEL (IPSE) y en postera de concreto, con capacidad para atender la demanda actual. En algunas comunidades indígenas en el circuito rural, las redes de baja tensión están construidas en postes de madera. El alumbrado público en su mayoría está equipado con luminarias de mercurio de 150 W controlado por medio de celdas fotoeléctricas.

El problema que se presenta en las redes primarias, está relacionado por las fallas frecuentes ocurridas en el circuito rural debido a su construcción en zona arborizada, ocasionando constantes interrupciones.

kilómetros de red en M.T. 71,3 km (Ver Anexo 1) kilómetros de red en B.T. 163,5 km kVA instalados de transformación: 13.01 MVA (Ver Anexo 1)

Estado actual:

Se estima de manera indicativa que las redes de media y baja tensión requieren remodelación de un 30% y las redes rurales requieren de una remodelación de un 80%.

Comportamiento de las líneas:

Las líneas en general tienen un comportamiento bueno, sin embargo, existen cortes de energía debido a la salida de funcionamiento de los circuitos por problemas de acercamiento de vegetación, lo cual conlleva al accionamiento de los relés de protección, el factor de servicio se encuentra en 99,8%.

Comercialización

A septiembre de 2004, la Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P. contaba con 6299 usuarios. La composición de los usuarios por sectores se puede apreciar en el siguiente cuadro:

**Tabla 2.** Composición de Usuarios por Sectores

USUARIOS A SEPTIEMBRE DE 2004	
Residencial	5.132
Comercial	761
Industrial	116
Oficial	171
Alumbrado Público	1
Otros	118

Aunque el numero de usuarios a oscilado constante entre 6213 y 6299,

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio técnico-económico, de las posibles alternativas de solución para la disminución de pérdidas de energía eléctrica, tomando como referencia las técnicas de reconfiguración aplicables al sistema de distribución de la EEASA (Empresa de Energía del Amazonas S.A.), y cuantificar el impacto de esta reconfiguración.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar el comportamiento de la demanda y las pérdidas en los circuitos de baja tensión, en función de la tensión aplicada en el transformador.
- Plantear medidas técnicas y medidas administrativas como posibles soluciones, para disminuir las pérdidas de energía eléctrica en los diferentes sectores del área en donde ofrece sus servicios la EEASA.
- Hacer un análisis crítico donde se pueda evaluar el desempeño de cada una de estas técnicas de reconfiguración.
- Proponer un plan de control y reducción de pérdidas que permita optimizar el funcionamiento de la empresa.
- Realizar una evaluación financiera que indique su viabilidad en términos económicos y técnicos.



1.3 JUSTIFICACIÓN

La composición física de los sistemas de distribución hace que se presenten pérdidas, las cuales se pueden definir como la diferencia entre la energía suministrada al sistema y la energía facturada a los usuarios.

Las pérdidas técnicas son aquellas que tienen en cuenta la energía disipada debido a los fenómenos físicos; entre los cuales se encuentra, el efecto corona, disipación térmica (efecto joule) en líneas y transformadores y corrientes foucalt (o parásitas) e histéresis en núcleos de transformadores, luego en los aisladores, también existen las perdidas no técnicas que las constituyen las conexiones fraudulentas que usuarios y/o suscriptores realizan en la red de distribución, sin la debida autorización legal y técnica por parte de la empresa de energía.

Se puede decir que las pérdidas de un sistema son consecuencia de los criterios de diseño tenidos en cuenta en el pasado para la construcción del mismo, del crecimiento de la demanda, de la cultura social y de la calidad actual del servicio. Las pérdidas deben guiar las políticas a seguir en el futuro para tener una utilización más eficiente de la energía, tendiendo hacia la optimización del sistema de distribución.

Por lo que se consideró emprender un estudio de reconfiguración del sistema de distribución siendo ésta una de las técnicas más económicas que aprovecha la estructura física existente sin necesidad de una nueva inversión en infraestructura, buscando así la disminución de pérdidas y obtener un consecuente equilibrio económico. Al mismo tiempo se busca incrementar los ingresos y aumentar los abonados a este servicio.



Con el fin de disminuir las pérdidas de energía a nivel nacional, la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG, como ente regulador del sistema eléctrico, fijó los límites de pérdidas reconocidos en todos los niveles de tensión.

Las empresas electrificadoras se han visto entonces obligadas a buscar la optimización de los sistemas de distribución mediante la reducción de pérdidas técnicas. En este contexto, el trabajo presentado en este documento busca servir de aporte a la EEASA para realizar este proceso de disminución de pérdidas, así como permitirle a dicha empresa realizar de forma más adecuada la toma de decisiones en futuras inversiones de recursos.

1.4 DESARROLLO DEL DOCUMENTO

En el capítulo 1 , se presenta una descripción general del problema, los objetivos y justificación del estudio.

En el capítulo 2, se presenta algunos de los conceptos básicos en sistemas de distribución necesarios para la comprensión del trabajo adelantado.

En el capítulo 3, se estudia el comportamiento de los usuarios en baja tensión y se desarrolla una metodología para describir de manera aproximada su comportamiento.

En el capítulo 4, se plantea una introducción al tema de reconfiguración, se modela el sistema de distribución de la EEASA y se plantea otra forma de operar la red mejorando los perfiles de carga en los circuitos.

En el capítulo 5. Se realiza una evaluación de la situación actual del sistema con el modo actual de operación de la red.

En el capítulo 6, se propone otra forma de operar la red analizando los reportes de software Spard Distribución en porcentajes comparativos.

En el capítulo 7, se expone un plan de control y reducción de pérdidas planteando diferentes alternativas de solución.

En el capítulo 8, se describe la situación de la empresa en términos de indicadores generales en la prestación del servicio.

En el capítulo 9, Conclusiones y recomendaciones.



2. CONCEPTOS BÁSICOS QUE SE MANEJAN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 DEFINICIONES CONCEPTOS Y CRITERIOS

El objetivo del presente capítulo es presentar algunos de los criterios, conceptos y definiciones que se manejan en el campo de los sistemas de distribución, con el fin de tener una comprensión rápida y clara de los aspectos concernientes al desarrollo de esta tesis.

Definiciones básicas ver [1],[2],[3]:

2.1.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Localizados en las subestaciones y cuya función es reducir la tensión de las líneas de transmisión para alimentar el sistema de distribución. Este elemento se modela en el suministro de potencia al sistema de distribución, pero no se tiene en cuenta para cuantificar las pérdidas en el sistema de distribución.

2.1.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Es el conjunto de elementos eléctricos (Subestaciones, Transformadores, alimentadores, barrajes, postes, etc.) cuya función es distribuir, entre los usuarios, la energía que viene en bloque de los sistemas de subtransmisión y transmisión. En Colombia, normalmente se manejan los niveles de 13.2kV / 220-125V.

2.1.3 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Encargado de reducir la tensión a los usuarios finales. El modelo involucra las pérdidas en el hierro que se asumen constantes y las pérdidas en el cobre las cuales varían de acuerdo a su cargabilidad; para este modelo se requiere obtener la información de la resistencia y la impedancia de cortocircuito del transformador. Las pérdidas en estos transformadores son significativas



dependiendo de la hora del día y del número de transformadores existentes en cada circuito.

2.1.4 CIRCUITOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

Es el conjunto de redes y equipos tales como subestaciones, conductores, equipos de protección, postes, etc. Utilizados para la distribución de energía en los cascos urbanos. Los circuitos alimentadores primarios abarcan zonas geográficas definidas y normalmente de allí se conectan los transformadores de distribución. Su construcción se realiza en forma mallada, pero su explotación se realiza en forma radial, todo dentro del nivel de tensión II de distribución.

2.1.5 CIRCUITOS ALIMENTADORES SECUNDARIOS

Es el conjunto de redes y equipos que van desde el transformador de distribución hasta el equipo de medida, inclusive, necesarios para suministrar energía a los consumidores finales en el nivel I de tensión.

2.1.6 PROTECCIONES

Son los equipos capaces de detectar e interrumpir una falla en la red de distribución con el objeto de impedir daños severos en los equipos eléctricos que conforman el sistema, aislándolos en presencia de falla o contingencias. Dentro de este grupo de aparatos se encuentran los pararrayos, cajas de corta circuitos con fusibles, relés de protección circuitos, reconectores e interruptores, etc.

2.1.7 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL

Un sistema de distribución radial es aquel en el cual el flujo de energía se realiza en una sola dirección en busca de los usuarios finales. La distribución en forma radial es el sistema tradicional para el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales en baja tensión.

La figura 1 muestra este tipo de sistema.

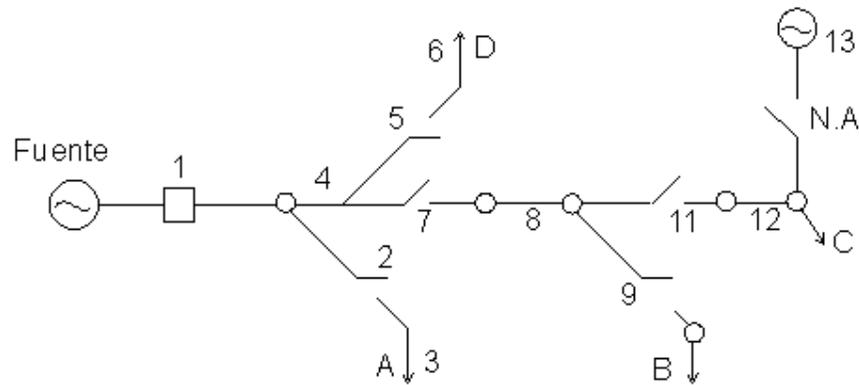


Figura 1

2.1.8 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN MALLADO

La principal característica de un sistema mallado es que un usuario puede estar alimentado por más de una subestación. Aunque la mayoría de los sistemas de distribución se diseñan mallados, pocas veces se explotan utilizando esta característica. Es más común esta configuración en sistemas de transmisión. La Figura 2 muestra este tipo de sistema.

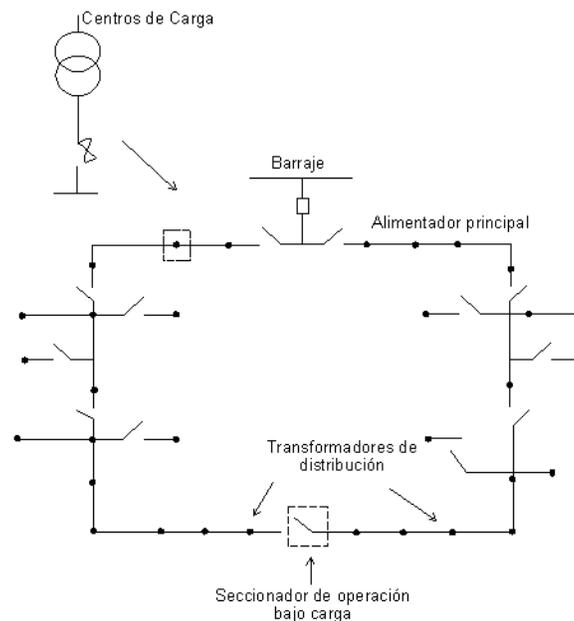


Figura 2



2.1.9 POTENCIA APARENTE (S)

Se define como una cantidad proporcional al producto de los valores eficaces de la tensión aplicada en un elemento eléctrico y la intensidad de la corriente que circula a través de él. Sus unidades son los Volts-Ampere (VA), pero en sistemas de distribución sus múltiplos más empleados son los kVA's y los MVA's.

La expresión de la potencia aparente expresada en por unidad (p.u.) es:

$$S = VI * \tag{2.1}$$

La expresión de la potencia aparente en un sistema trifásico en valores reales es:

$$S = \sqrt{3}VI * \tag{2.2}$$

2.1.10 REGULACIÓN

Es la relación dada en porcentaje entre la caída de tensión en un circuito y la tensión del punto receptor.

$$R(\%) = \frac{VE - VR}{VR} * 100 \tag{2.3}$$

Donde:

VE = Tensión en la fuente o punto de suministro.

VR = Tensión en el punto receptor.

2.1.11 NODO O BARRA

Se define como nodo o barra a aquel punto del sistema en el cual converge una o más ramas del sistema. También se puede definir como un punto del sistema en el que se encuentra localizado un transformador y del cual parte dos o más ramas.



2.1.12 RAMA O LÍNEA

Es aquella parte del sistema que interconecta dos nodos. Se representa por un modelo pi ó simplemente como una impedancia serie.

2.1.13 TOPOLOGÍA

Rama de la geometría que se ocupa de las propiedades de una figura las cuales no cambian al girarla, comprimirla, etc., con la condición de que ninguna parte sea cortada ni unida a otra de las partes del sistema.

2.1.14 ENLACE O INTERCONEXIÓN

Es una línea que interconecta dos sistemas radiales para convertirlo en un sistema mallado. Contiene un interruptor cuya posición es normalmente abierto.

2.1.15 ÁRBOL

Es una subgráfica conectada que contiene todos los nodos del sistema y que no tiene ninguna trayectoria cerrada. Una gráfica puede tener muchas formas de incluir todos los nodos de la red por diferentes caminos, por lo tanto, hay muchos árboles posibles para una red.

2.1.16 INTERRUPTOR

Es un elemento del sistema ubicado en las ramas. Los interruptores pueden estar normalmente abiertos o normalmente cerrados. Se utilizan para cambiar la topología de la red, aislar una falla, conectar o desconectar el suministro de energía a los usuarios, realizar mantenimiento, etc.

2.2 FLUJO DE CARGA

Es el nombre dado al proceso de solución de variables de sistemas tales como corrientes, tensiones y flujos de potencia en todas las barras. Normalmente se asume que el sistema es balanceado matemáticamente, el flujo de carga requiere solucionar un sistema de ecuaciones no lineales mediante métodos iterativos.



Para el análisis de pérdidas y reconfiguración de redes se implementan dos algoritmos diferentes para el cálculo del flujo de cargas: uno considerado el sistema radial y otro para un sistema mallado.

2.2.1 ECUACIONES UTILIZADAS EN LOS FLUJOS DE CARGA

▪ FLUJOS DE CARGA RADIAL

La ecuación general que define la potencia aparente está dada por:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (2.4)$$

S_i = Potencia aparente.

V_i = Tensión.

I_i^* = Corriente compleja conjugada.

Para el cálculo de valores en por unidad, se requiere obtener los valores base del sistema (V_B , I_B , S_B , Z_B), de los cuales dos son definidos arbitrariamente (generalmente S_B , y V_B) y a partir de ellos se calculan los restantes:

$$V_{P.U.} = \frac{V_{REAL}}{V_{BASE}} \quad (2.5)$$

$V_{P.U.}$ = Tensión en por unidad.

V_{REAL} = Tensión real.

V_{BASE} = Tensión base.

$$Z_{BASE} = \frac{V_{BASE}^2}{S_{BASE}} \quad (2.6)$$

Donde:

Z_{BASE} = Impedancia base del sistema.

S_{BASE} = Potencia aparente del sistema.



$$Z_{P.U.} = \frac{Z_{REAL}}{Z_{BASE}} \quad (2.7)$$

$Z_{P.U.}$ = Impedancia en por unidad.

Z_{REAL} = Impedancia real.

$$I_{BASE} = \frac{S_{BASE}}{\sqrt{3} * V_{BASE}} \quad (2.8)$$

I_{BASE} = Corriente base.

$$I_{P.U.} = \frac{I_{REAL}}{I_{BASE}} \quad (2.9)$$

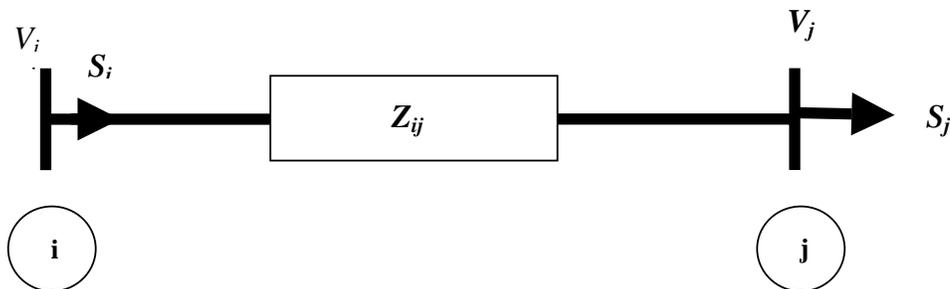
$I_{P.U.}$ = Corriente en por unidad.

I_{REAL} = Corriente real.

Acumulación de potencias aguas arriba:

Para el cálculo de las potencias aguas arriba considerando pérdidas:

$$S_{ij} = S + \left| \frac{S_j}{V_j} \right|^2 * Z_{ij} \quad (2.10)$$



Para calcular el valor de demanda se tiene:



$$S_i = \left(K_1 + K_2 * |V_{i(P.U.)}| + K_3 * |V_{i(P.U.)}|^2 \right) * S_0 \quad (2.11)$$

Donde:

S_0 = es el valor de demanda en el nodo i, calculada para $V_i = 1$ p.u.

K_1, K_2, K_3 = Constantes que determinan el modelo híbrido.

Cálculo de las tensiones aguas abajo:

$$V_j^{(n)} = V_i^{(n)} - Z_{ij} \left(\frac{S_{ij}}{V_i} \right) \quad (2.12)$$

Donde:

$V_i^{(n)}$ = Tensión en el nodo i (nodo precedente) para la iteración actual.

$V_j^{(n)}$ = Tensión en el nodo j para iteración actual.

$Z_{ij} = R_{ij} + j X_{ij}$ = impedancia de la línea.

▪ FLUJO DE CARGA MALLADO

Para el flujo de cargas mallado se requiere obtener la Y_{BUS} del sistema, cuyos términos se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$Y_{ij} = -\frac{1}{Z_{ij}} \quad (2.13)$$

Z_{ij} = Impedancia de la línea.

$$Y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n -\frac{1}{Z_{ij}} \quad (2.14)$$

La expresión que permite determinar las tensiones en cada iteración es:



$$V_i^{(n)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{S_K}{V_i^{(N-1)}} \right)^* - \frac{1}{Y_{ii}} \left(\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(N)} + \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} V_j^{(N-1)} \right) \quad (2.15)$$

Donde:

$V_i^{(N)}$ = Valor de la tensión obtenido en la iteración n-ésima, para el nodo i.

$$S_{ij} = \left(\frac{V_i - V_j}{Z_{ij}} \right)^* V_i \quad (2.16)$$

Cálculo de pérdidas en los enlaces:

$$\Delta S_{ij} = \left| \frac{V_i - V_j}{Z_{ij}} \right|^2 * Z_{ij} \quad (2.17)$$

2.3 PÉRDIDAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

En la operación de los sistemas eléctricos debido a las pérdidas hay una diferencia entre la potencia generada y la potencia consumida por los usuarios del sistema. Las pérdidas en los sistemas eléctricos se clasifican en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

2.3.1 PÉRDIDAS TÉCNICAS:

Son el reflejo del estado de las características físicas de un sistema, las cuales son a su vez consecuencia de los criterios de planeamiento, diseño y de las condiciones operativas. Básicamente dependen de los dispositivos que conforman la red y se presentan en forma de calor disipado, tales fenómenos físicos que originan las pérdidas son el efecto corona, disipación térmica (efecto joule) en líneas y transformadores y corrientes de Foucault (o parásitas) e histéresis en núcleos de transformadores.



Pueden reducirse mediante el uso de diferentes estrategias, como la reconfiguración de circuitos, control de tensión, rediseño de redes existentes, etc.

2.3.2 PÉRDIDAS NO TÉCNICAS:

Son aquellas que reflejan el desempeño y la efectividad de los sistemas de facturación, de la precisión de los equipos de medida, de los mecanismos empleados por las empresas para cobrar por el servicio prestado, del nivel de las tarifas, de la calidad del servicio, del hurto de energía, etc., es decir, la energía consumida pero no facturada o facturada erróneamente.

2.4 RESTRICCIONES DE RED:

Dentro de un sistema de distribución, existen límites de funcionamiento máximos establecidos por las condiciones físicas de las instalaciones que lo conforman.

Estos límites se denominan restricciones de red y se puede clasificar como sigue:

Las asociadas a la capacidad térmica de los conductores que conforman los circuitos:

$$S_{i,térmica} \geq \sqrt{(FP_i)^2 + (FQ_i)^2} \quad (2.18)$$

Donde:

FP_i, FQ_i = Flujos de Potencia Activa y Reactiva por el tramo i .

$S_{i,térmica}$ = Potencia Aparente asociada con la temperatura máxima de funcionamiento del tramo i .

Las asociadas con las condiciones de funcionamiento del sistema. Aquí se considera la regulación de tensión, la cual se puede expresar como:

$$(V_{O_i} - \varepsilon) \leq V_i \leq (V_{O_i} + \varepsilon) \quad (2.19)$$



Donde:

V_i = Tensión del nodo i .

ϵ = Desviación máxima o mínima de tensión con respecto a la nominal.

V_{0i} = Tensión nominal del nodo i .

Las asociadas a la capacidad nominal de las subestaciones que alimentan el sistema de distribución, que se puede expresar como sigue:

$$S_{\max} \geq \sqrt{(FP_i)^2 + (FQ_i)^2} \quad (2.20)$$

FP_i, FQ_i = Flujos de Potencia Activa y Reactiva por el tramo i .

S_{\max} = Capacidad nominal de la subestación.



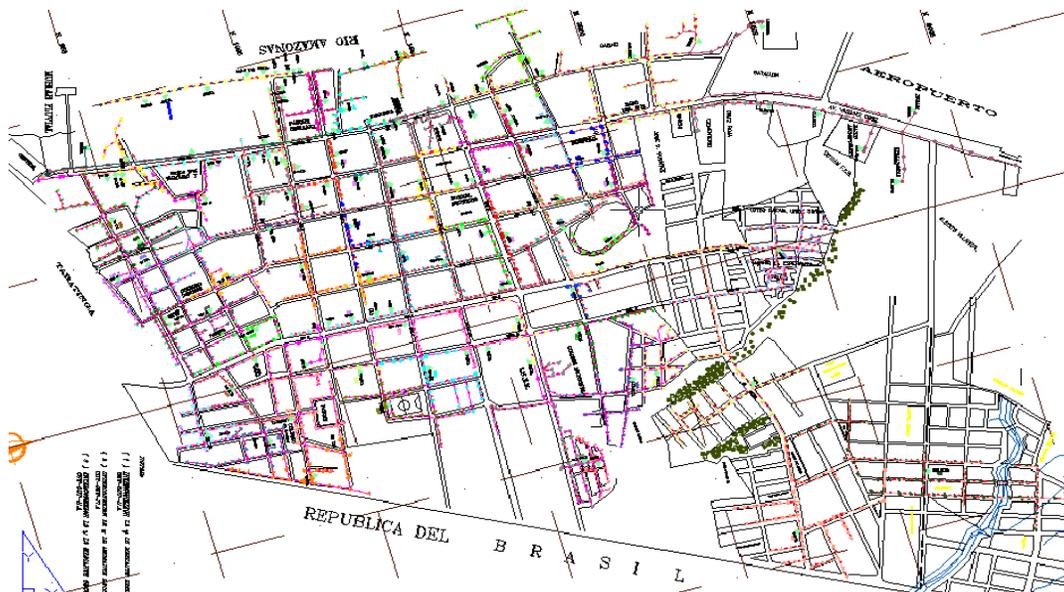
3. METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DEL MODELO DE CARGA PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LETICIA

Para un circuito de distribución en el nivel I de tensión, el comportamiento de la carga es un importante parámetro en el planeamiento y operación de los sistemas de distribución. Se busca obtener las características agregadas de potencia suministrada y pérdidas en función de la tensión de servicio.

La carga agregada vista por un transformador de distribución puede ser estimada a partir del modelo de consumo de usuario tipo, partiendo de las características socioeconómicas, sus patrones de utilización y la topología de la red.

3.1 LEVANTAMIENTO DE LA TOPOLOGÍA DE LA RED

Para un mejoramiento continuo del servicio en un sistema de distribución es importante mantener actualizados los datos que describen los circuitos, para efectuar operaciones que permitan reducir las pérdidas y prestar el servicio con calidad. Se presenta a continuación la metodología para el levantamiento de datos en la red de distribución primaria y secundaria de energía eléctrica, utilizado para EEASA. Grafica sistema de BT





- **TERMINOLOGÍA UTILIZADA**

Se presenta a continuación la terminología para identificar los elementos del sistema. De acuerdo a las Normas ICEL la cual asigna un código a cada estructura que compone el sistema.

Nodos Eléctricos: Son los puntos de contacto de los diferentes tramos de conductor o secciones, en ellos se define la continuidad o tipo de transformación que se sucede sobre el fluido eléctrico. Los nodos eléctricos se clasifican según su funcionalidad en nodos significativos y no significativos.

Nodos Eléctricos Significativos: Son aquellos donde se puede encontrar equipos en serie o en paralelo. Estos equipos pueden ser transformadores, fusibles, seccionadores, capacitores y recloser.

Nodos Eléctricos No Significativos: Estos nodos carecen de los equipos mencionados anteriormente y sirven como apoyo o paso para la línea.

Nodo físico: Es el punto donde se ubican cada uno de los postes, cajas subterráneas y cruces aéreos. Ellos fueron medidos por medio de un decámetro punto a punto y ubicados en los planos para saber la localización en el sistema.

Nodo físico virtual: Es tomado como aquel nodo donde existe un cruce aéreo. Debido a que no hay un apoyo en el punto, se ubica virtualmente para tomar su posición.

- **ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA: PASOS**

Dado que la EEASA no poseía información actualizada del inventario de los elementos físicos del sistema de distribución (como el tipo de estructura, distancias entre nodos, calibres de conductores) ni del número y tipo de acometidas, fue necesario realizar un proceso de actualización de dicha información. Este proceso se realiza siguiendo los pasos y usando las herramientas que se nombran a continuación:



- 1) Determinación del estado de la información. Se encuentra que en los archivos de la EEASA sólo existían dos planos generales del sistema (correspondientes al sistema de baja y media tensión) sin información asociada. No se encontró información textual referente a número de acometidas por transformador, tipo de estructura o tipos de usuarios.
- 2) Diseño de la tabla de campo. Se diseñó una tabla de recolección de datos para realizar la anotación de la información de campo relacionada en el inventario (esta tabla es descrita en la sección 3.1.2).
- 3) Recopilación de información sobre el terreno. Durante la primera visita de los autores del proyecto a la ciudad (junio y julio de 2004), se realizaron tres recorridos de actualización de información: uno en la red de media tensión y dos en la red de baja tensión.
 - 3.1) En el recorrido correspondiente a la media tensión se ubicaron switches, sitios de posible conmutación de carga, reconectores, y se verificó el tipo de conductor utilizado en los tramos de la red.
 - 3.2) En el primer recorrido de baja tensión, mediante las tablas de campo (una por cada circuito) se recolectó información correspondiente a la topología de la red, tipos de carga y estado general de la conexión en cada nodo (luminarias dañadas, acercamiento de vegetación, ausencia de medidores, conexiones fraudulentas). Esta información se anotaba manualmente en las tablas, las cuales se transcribían al computador al final de cada jornada.
 - 3.3) En el segundo recorrido de baja tensión se identificaron los recorridos correspondientes a cada transformador y se asoció a cada uno de ellos un color representativo en el plano de baja tensión, logrando así una fácil visualización de los diferentes circuitos.
- 4) Asociación de la información digitalizada. Al final de los recorridos se tenían dos tipos de información digital: los planos digitales corregidos (información visual) y la información de inventarios (información textual). Fue necesario entonces realizar una asociación entre la información textual y la información visual, que actualmente es de gran utilidad para



la EEASA ya que le permite ubicar fácilmente elementos de la red sobre el plano así como encontrar rápidamente información textual de un elemento sobre el plano.

- **ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA:
RECOMENDACIONES**

Para realizar los pasos descritos anteriormente, se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

Disponibilidad de elementos: Se debe tener disponible los planos en formato físico, la tipología de los nodos, tablas de circuitos, normas de diseño y decámetro.

Identificación de los planos: Previamente se debe observar en los planos las características del terreno, de la red vial, de la red hidrológica, la infraestructura física, la presencia de centros poblados y otros sitios claves para el recorrido. Se debe localizar la subestación, recorrido principal, sitios de bifurcación y recorrido de los ramales.

Recorrido del circuito: El circuito debe recorrerse siguiendo el sentido de la corriente: se inicia desde la subestación para terminar en el punto de carga. Se debe identificar el nombre y código del circuito, localizar los puntos de apertura y de cierre, definir el nodo eléctrico, localizar los seccionadores y puntos de frontera con otros circuitos.

Orden en la toma de datos: Para facilitar la transcripción de los datos al computador, el levantamiento de los datos debe llevar el orden específico de las tablas.

Verificación de la digitalización: Al terminar la transcripción de los datos, se debe verificar que ellos están completos, ordenados y correctos, de acuerdo a lo consignado en las tablas. Esta información debe ser corroborada, o corregida sí es el caso, durante la realización del segundo recorrido.

Coincidencia de datos: Las tablas del levantamiento de datos de los circuitos deben coincidir con los números de los apoyos, sus niveles y las fases tomadas en cada tramo.



3.1.2 TABLA DE INVENTARIO REDES SECUNDARIAS

El formato de tabla de inventario se diseñó para recolectar la información relacionada con los tipos de conexión de los nodos, calibre y longitud de los conductores secundarios, tipos de usuarios, número de usuarios y fase, alumbrado público, estructura Normas (ICEL) y observaciones.

La Tabla 1 muestra el formato para el levantamiento de las redes secundarias. A continuación se describen cada uno de los campos de la tabla [ANEXO1]:

Tabla 3. Inventario redes secundarias

Transformador: _____

Capacidad: _____

Tramos		Calibre conductor	Long. (m)	Usuarios		Fases			N	Lámpara		Estructura		Observación
Inicio	Final			Num.	Tipo	R	S	T		P (W)	Control	Cód.	Altu	

Transformador: Número que identifica el circuito al cual se le toman los datos.

Capacidad: Dada en kVA.

Nodo Eléctrico inicio: Corresponde al nodo eléctrico donde el conductor termina el trayecto.

Nodo Eléctrico final: Corresponde al nodo eléctrico de donde sale el conductor a tener en cuenta.

Calibre del conductor: De acuerdo con las características del circuito.

Longitud: Distancia en metros del tramo.

Usuarios: Clasificación de cargas de acuerdo a la zona a servir: cargas residenciales, cargas comerciales, cargas industriales y cargas especiales.



Faseado: En esta casilla se debe especificar la disposición de las fases es decir a cual de las fases (R, S, T) sale la acometida.

Lámpara: Consumo en vatios y el fotocontrol individual o general.

Estructura: Altura en metros y código según Normas ICEL.

Observaciones: Se utiliza esta casilla para colocar anomalías presentadas por los equipos o en los nodos eléctricos.

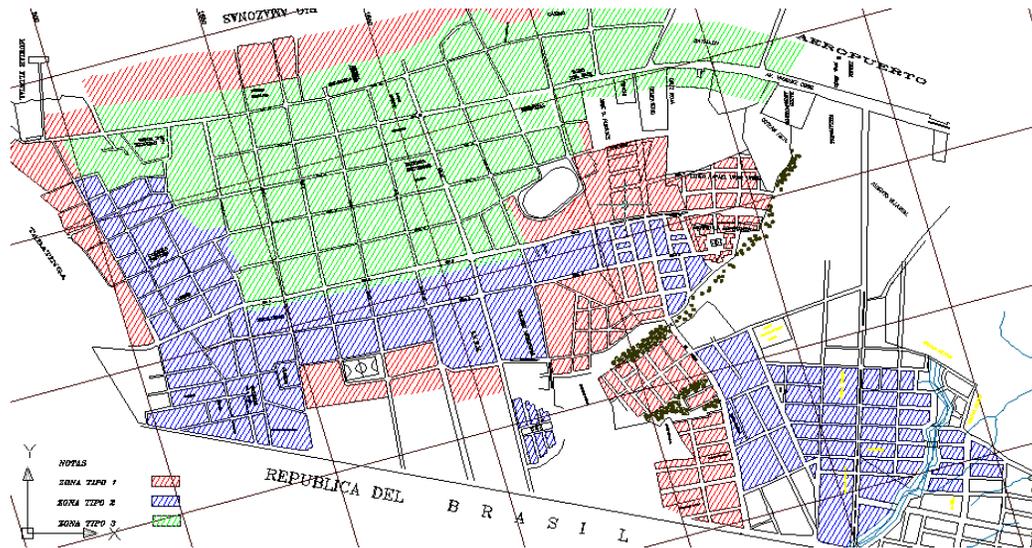
3.2 DEFINICIÓN DE TIPOS DE ZONAS

Después de actualizar los planos y la información de las redes de la ciudad, el siguiente proceso a realizar consiste en zonificar las redes de la ciudad por tipos de consumos. Para esto, se tuvieron en cuenta tres criterios:

- La zonificación existente antes del proyecto, la cual se basaba en la estratificación con la que la Alcaldía de la ciudad definía el valor a pagar por los servicios públicos,
- La información obtenida por los autores del proyecto en los diferentes recorridos realizados para la actualización de la información,
- Los conceptos del Jefe de la división de Distribución y del Jefe de la División de Comercialización de la EEASA.

Como resultado, se identificaron las siguientes tres zonas de consumo (ver figura 3.a):

- Zona Tipo 1: Bajo consumo (de color rojo en la figura).
- Zona Tipo 2: Medio consumo (color azul).
- Zona Tipo 3: Alto consumo (color verde).



(Figura 3.a) Primera zonificación de Leticia.

3.3 PROCESO DE MEDICIONES

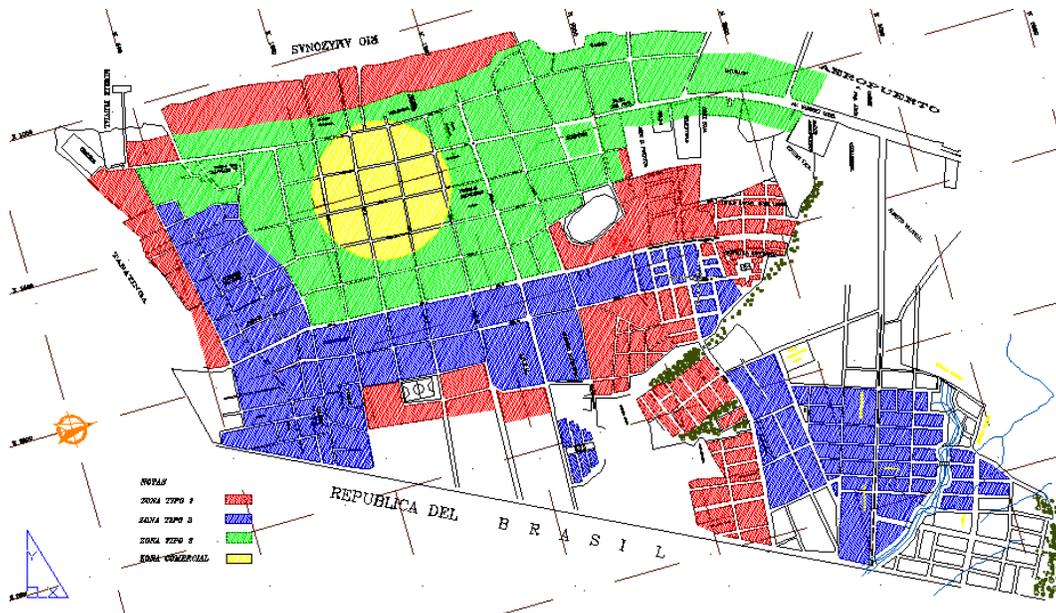
Con el fin de obtener el perfil de carga por zonas más acertado para este estudio, se planificó tomar una muestra del 33% de los transformadores de cada zona, identificando los aspectos más representativos como; tipo de carga, capacidad (kVA), número de usuarios, ubicación y su topología para realizar las correspondientes mediciones durante el tiempo de mayor demanda. Hora pico 17:30 a 20:30 (Este proceso de mediciones se describe en la sección 3.3.1.).

Al realizar este proceso, se encontró que la dispersión de las mediciones del consumo de las zonas de Bajo y Medio consumo (tipos 1 y 2) era aceptable y fácilmente ajustable a una curva de diversidad. Diferente situación ocurrió para la zona de Alto consumo (tipo 3), en la cual la alta dispersión de las mediciones no permitía ajustar debidamente dicha dispersión a una curva típica de diversidad. Al examinar los datos correspondientes, se encontró que para una parte de dicha zona sobresalían las mediciones. Se determinó verificar sobre el terreno los datos encontrados, y así se encontró que dicha parte de la zona Tipo 3 correspondía al sector comercial del centro de la ciudad (bancos, supermercados y establecimientos de venta de electrodomésticos). Se decide

entonces crear otra zona de consumo (tipo Comercial) y esto permite ajustar las curvas correspondientes a las zonas definidas en primera instancia.

Como resultado, las zonas de consumo definitivas fueron las siguientes (ver figura 3.b):

- Zona Tipo 1: Bajo consumo (de color rojo en la figura).
- Zona Tipo 2: Medio consumo (color azul).
- Zona Tipo 3: Alto consumo (color verde).
- Zona Tipo Comercial (color amarillo).



(Figura 3.b) Zonificación definitiva de Leticia [Anexo 2]

3.3.1 MEDICIONES EN REDES SECUNDARIAS

El proceso de mediciones se realiza durante la segunda visita de los autores del proyecto a la región. Este proceso de medición tuvo complicaciones por las condiciones climáticas de la zona así como por factores sociales, ya que el

sindicato de la EEASA solicitó a los operarios no laborar en horas diferentes a la jornada laboral diurna (7:00 a.m. a 12:00 m. y de 2:00 p.m. a 6:00 p.m.).

Tampoco aceptaron la propuesta de la empresa de modificar el horario de trabajo durante la realización de las mediciones. Fue necesario entonces contratar personal alterno para llevar a cabo el proceso, encareciendo el proceso con respecto a lo presupuestado.

El primer paso del proceso de medición fue el diseño del recorrido correspondiente a cada transformador. Los sitios de toma de mediciones fueron propuestos por los autores del proyecto y finalmente definidos de común acuerdo con la cuadrilla de trabajo, quienes conocían muy bien la red y las dificultades y ventajas de cada punto. La figura 4 presenta un ejemplo de los recorridos definidos.

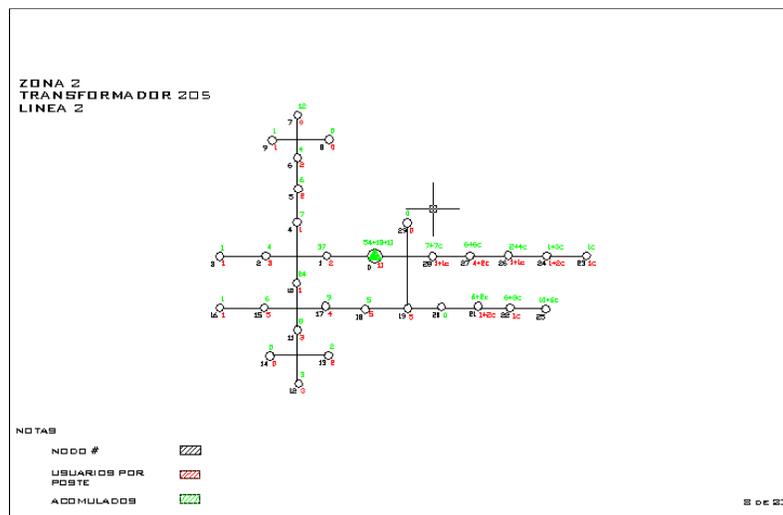


Figura 4. Recorrido de mediciones para un transformador

El paso siguiente fue la definición de los formatos a utilizar para la toma de las mediciones. El equipo de trabajo contaba con tres tipos de instrumentos de medida:



- Pinzas volti-amperimétricas propiedad de la Empresa,
- Una pinza de potencia, la cual fue prestada por el Laboratorio de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle,
- Un analizador de red AR5, prestado por el Laboratorio de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la Salle.

Dado que se contaba con dos tipos de pinzas, se diseñaron dos tipos de formato para anotar las mediciones realizadas. La tabla 4 presenta el formato correspondiente a la toma de datos con la pinza volti-amperimétrica, mientras que el formato definido para la toma de datos de potencia se ilustra en la Tabla 5.

Las columnas de las tablas son las siguientes:

- **Nodo:** Número correspondiente al inventario inicial.
- **Datos:** Hora de la medición, números de usuarios finales asociados al nodo, tipo de usuario (R para residencial, C para comercial, I para industrial, O para oficial, E para carga especial),
- **Voltajes:** Se registran los voltajes línea – línea (columnas RS, ST, TR, correspondientes a las medidas entre las fases del circuito), y línea - neutro (columnas RN, SN, TN).
- **Corrientes:** Se registra la corriente por fase (R, S, T) y por neutro (N).
- **Potencia Total/Usuario:** Este dato corresponde a la sumatoria de las potencias por fase dividido entre el número de usuarios, y era calculado mediante una fórmula Excel.
- **Fecha:** Se registra la fecha de la toma de datos de los equipos, el formato de la fecha debe ser día/mes/año.

Tabla 4. Medición con pinzas amperimétricas y voltímetros

Nodo	Datos			Voltajes						Corrientes				Potencia Total/Usua.
	Hora	#Usua.	Tipo	RS	ST	TR	RN	SN	TN	R	S	T	N	

**Tabla 5. Medición con pinzas de potencia**

Nodo	Datos			Potencia (kVA)			Potencia Total/Usua.
	Hora	#Usuarios	Tipo	R	S	T	

El ANEXO 3 presenta todas las mediciones realizadas con los formatos mencionados.

3.3.2 MEDICIONES EN LOS TRANSFORMADORES

En los transformadores se utilizó el analizador de red AR5 Circuitor proporcionado por la Universidad. La información suministrada por este dispositivo es muy confiable y así permite tener una visión más exacta del comportamiento de la carga.

El programa que permite trabajar en el computador las mediciones realizadas con el AR5 es el Power Vision. Dicho programa está específicamente diseñado para operar con los analizadores de redes y dispositivos de medida AR5, QNA, CVM-COM, CVM-BDM-1M y CPL de CIRCUITOR, y permite leer los datos capturados por dichos aparatos y tratarlos con un potente conjunto de herramientas. Los tres principales grupos de funciones de Power Vision son las siguientes:

1. Funciones de comunicación con los dispositivos portátiles (AR5 y CPL), las cuales permiten extraer los archivos almacenados en estos aparatos y guardarlos en el disco duro del computador.
- 2- Funciones para la comunicación y configuración, vía RS-232 y GSM.
- 3 - Funciones para el análisis de los datos, las cuales permiten trabajar analizar con todo detalle el rendimiento y comportamiento de la red de la que se han tomado los datos.



En el ANEXO 4 se presenta el reporte de los datos tomados con dicho dispositivo.

3.4. MODELAMIENTO DE LOS USUARIOS

En las siguientes secciones se presenta la metodología con que se obtuvieron los diferentes perfiles de la carga teniendo en cuenta los factores socio-económicos, demográficos y tecnológicos; lo que permite explorar los efectos sobre la demanda actual y futura para adquirir la mayor cantidad de información.

3.4.1 CURVAS DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA

Para obtener las curvas de demanda máxima diversificada se determina la potencia en kVA correspondientes al consumo pico de los diferentes conjuntos de usuarios en función de la tensión V y la corriente I de la medida obtenida y por medio de analizadores de red (AR5) dispuestos en los transformadores [ANEXO 5].

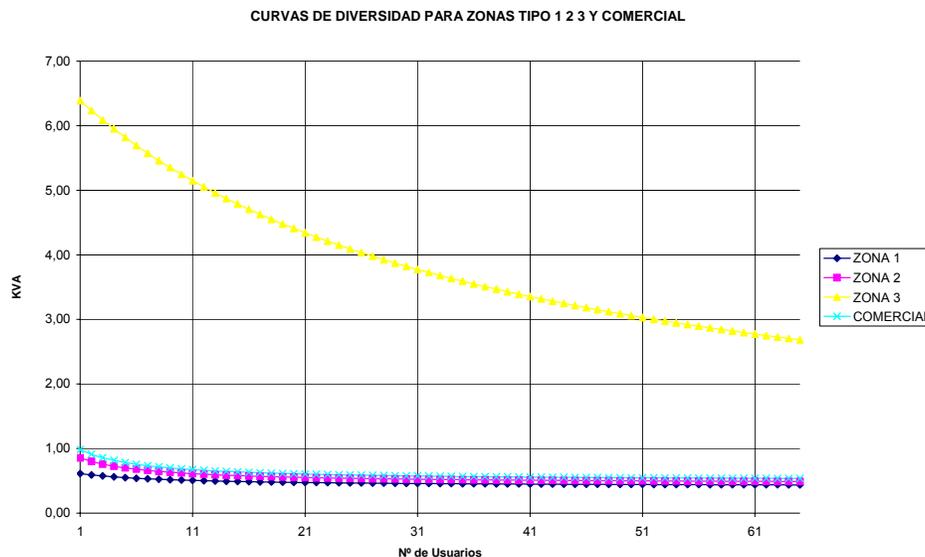


Figura 5. Curvas de diversidad

Estas Gráficas permiten definir al operador de red criterios de diseño para el planeamiento del sistema y determinar el comportamiento de la carga para los diferentes usuarios en las diferentes zonas definidas.

Demanda diversificada [4]: Es la demanda de un grupo de cargas no relacionadas, en un período de tiempo especificado. La demanda máxima diversificada es la máxima suma de las contribuciones de las demandas individuales a la demanda diversificada sobre un período de tiempo.

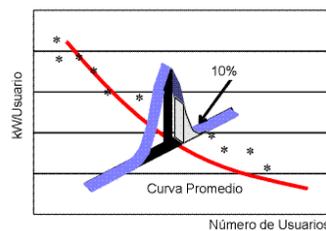
La demanda máxima diversificada puede expresarse en por unidad del número de cargas para obtener la demanda máxima diversificada promedio por carga o por usuario si las cargas son usuarios.

Este término también se puede definir probabilísticamente como la carga por usuario que tiene una probabilidad del 10% de ser excedida. Este valor se obtiene con base en las estadísticas de mediciones hechas en la hora de carga pico para el mismo número de cargas o usuarios considerados del mismo tipo.

La Figura 5 muestra gráficamente esta definición. Estas curvas de demanda diversificada se ajustan a funciones matemáticas de la forma:

$$L_d = \frac{1}{C_1 + C_2^n} + D$$

En donde las constantes C_1 , C_2 , y D dependen del tipo de carga para los diferentes tipos de usuarios residenciales y para el sector comercial. Estos parámetros se obtienen por regresión de los valores con 10% de probabilidad de ser excedidos, calculados de las mediciones, tal como se describe en la Figura 6.



* Demandas para cada número de usuarios, con probabilidad del 10% de ser excedida

Figura 6. Curva promedio con probabilidad del 10% de ser excedida



Bases para los parámetros de la demanda:

La información sobre la carga (consumos medios, curvas de carga, etc.), es fundamental para evaluar la demanda actual y las tendencias de crecimiento. Los requerimientos de información dependen directamente del modelo considerado para el crecimiento de la demanda y del grado de precisión deseado para los resultados.

La información fundamental comprende los siguientes aspectos:

Curvas de carga características para cada clase de carga y estrato

Demanda promedio por usuario y por clase de carga

Capacidad instalada (para consumos no residenciales)

Cargas especiales

Historia de consumos de energía y potencia de los usuarios

Factores de conversión de energía a potencia

Factor de potencia

Factor de pérdidas

Variables demográficas

Número de hogares

Tamaño promedio por hogar

Variables econométricas

Producción y requisitos de capital

Producción bruta regional

Valor agregado neto e ingresos por estrato

Variables Econométricas: Hace énfasis principalmente a la relación entre consumo de electricidad y sus variables explicatorias tal como el crecimiento económico (o crecimiento económico por sectores de consumo), número de viviendas, ingresos, precios combustibles sustitutos, precio electricidad, etc.



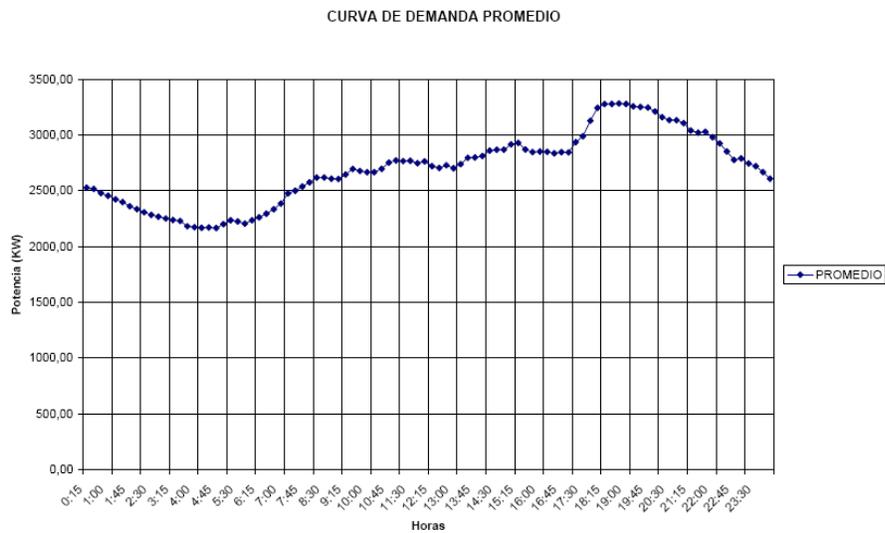
Consumo real e inversión realizada

Ahorro total y planes de inversión y consumo

Precios de sustitutos

Tarifas

Figura 7 Curva Demanda



El pronóstico de la demanda permite caracterizar el comportamiento del sistema, planificar, determinar patrones de demanda y controlar la capacidad de generación para beneficiar a los usuarios con un costo de electricidad más bajo y obtener ahorros en mantenimiento y operación.



4. RECONFIGURACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

La importancia de la implementación de la función de reconfiguración, está basada en la reducción de pérdidas. Se estima que las pérdidas de un sistema eléctrico no deben ser mayores del 10% e idealmente deben estar entre 3 y 6%. Sin embargo este objetivo raramente se cumple hasta en los países desarrollados. En los países en vía de desarrollo, el porcentaje de pérdidas es mayor al 20%, razón por la cual actualmente las empresas del sector eléctrico están interesadas en disminuir este índice para ser más competitivas, ya que el precio de la tarifa de los mercados no regulados esta asociado a las pérdidas del sistema[3].

4.1. DIFERENTES MÉTODOS DE RECONFIGURACIÓN DE REDES

La reconfiguración de redes se puede realizar mediante la apertura ó cierre de seccionadores y/o la conexión ó desconexión de tramos de interconexión entre alimentadores.

Ya que las redes de distribución mantienen una estructura dinámica en movimiento, no existe una configuración estática óptima, de manera que deben ser diseñadas con suficiente flexibilidad de transferencias de carga para que mediante accionamientos, se pueda llevar la red, rápidamente, a un punto de operación óptimo.

4.2 MÉTODOS BASADOS EN EL CONOCIMIENTO

Los métodos basados en el conocimiento, se fundamentan en la experiencia de los operadores sobre las maniobras del sistema. Con base en estos conocimientos se han diseñado varios algoritmos que facilitan la búsqueda de la



nueva configuración de la red de distribución, tratando de obtener una opción cercana a la óptima. Dentro de esta categoría se encuentran los métodos más estudiados que son los heurísticos y que además se utilizan en combinación con otros métodos.

Otra técnica empleada es la programación lineal, la cual ha sido utilizada en planeación, para reducir los costos de la expansión del sistema involucrando las pérdidas de potencia. Recientemente técnicas como las de Sistemas Expertos (SE) y Lógica Difusa (LF) han sido también aplicadas para solucionar el problema de la reconfiguración de redes. Estas técnicas han sido implementadas con reglas heurísticas para solucionar el problema con menos carga computacional.

4.2.1 MÉTODO HEURÍSTICO:

El método heurístico fue planteado por primera vez en 1975 por Merlin & Back Ingenieros de Electricité de France. Este método permite encontrar soluciones cercanas a la óptima en tiempos de cómputo rápidos. Se realiza la búsqueda para encontrar un óptimo local y no necesariamente un óptimo global.

En el método Heurístico los equipos de flexibilización se clasifican en dos tipos: los de seccionamiento que son los interruptores normalmente cerrados que se abren; y los de frontera que son interruptores normalmente abiertos que separan un circuito de otro.

Los métodos heurísticos utilizados en reconfiguración, se clasifican en dos, según como realicen la búsqueda: el primero planteado por Merlyn & Back y posteriormente modificado por Shirmohammadi et al ,el cual consiste en cerrar todos los interruptores de frontera, hasta obtener una red enmallada y a partir de un flujo de carga óptimo, se comienzan a abrir los interruptores de seccionamiento, hasta obtener nuevamente una red radial. En este algoritmo se utiliza la regla heurística, de abrir la rama con el menor flujo de corriente para obtener una mayor reducción de pérdidas. En este algoritmo las



restricciones operativas son chequeadas cada vez que se realiza la operación de un interruptor, si esta operación viola las restricciones, entonces se opera el interruptor siguiente con el flujo de corriente más bajo.

El segundo, es el método de Civanlar (Investigador del Centro de Investigaciones de Energía de la Universidad Carolina del Norte) y posteriormente mejorado por Barand & Wu (Profesor de la Universidad de California), el cual se basa en el intercambio de ramas, manteniendo la radialidad del sistema. Consiste en cerrar un interruptor de frontera y buscar el interruptor de seccionamiento que debe abrirse. Esta búsqueda se realiza mediante dos reglas heurísticas:

1. Cuando se considera el cierre de un interruptor de frontera, es necesario transferir la carga, desde el lado con mayor caída de tensión al lado con la caída de tensión más baja.
2. Solo es posible una reducción de pérdidas, si existe una sustancial caída de tensión a través del interruptor de frontera. Mediante este procedimiento se escogen las opciones que reducen pérdidas, las cuales se calculan a través de una expresión matemática.

De acuerdo al método empleado se realiza la búsqueda seleccionando la opción de mayor reducción de pérdidas y repitiendo el procedimiento hasta no obtener más opciones que reduzcan pérdidas. Luego a las opciones seleccionadas se les verifican las restricciones operativas mediante un flujo de carga, para determinar si existe violación o no. La opción seleccionada será la que más pérdidas reduzca y no viole las restricciones.

4.2.2 MÉTODO DE PROGRAMACIÓN LINEAL:

Este método fue aplicado para la solución de este problema por el profesor Glamocanin de la Universidad de Skopje en Yugoslavia. El método de programación lineal, se utiliza para planear la operación y expansión de los



sistemas de distribución. Su objetivo fundamental es reducir los costos de capital para la construcción de un sistema nuevo o la expansión de uno existente. La función objetivo se linealiza como una reducción de costos, y en forma indirecta una reducción de las pérdidas.

La programación lineal es una técnica de optimización matemática desarrollada por George Dantzing en 1947. El problema en reconfiguración se formula como la optimización de una función objetivo, sujeta a las siguientes restricciones:

- La potencia suministrada a cada una de las cargas debe ser menor o igual a la potencia suministrada por la fuente.
- La suma de la potencia de las cargas debe ser igual a la potencia suministrada por la fuente.

Estas restricciones no involucran límites operativos, por lo tanto no se requiere la utilización de un flujo de carga.

La reconfiguración de los sistemas de distribución se expresa mejor dentro la programación lineal como un problema de transporte. La función objetivo es el costo total de llevar la potencia suministrada de una fuente a cada uno de los puntos de carga del sistema. Para solucionar el problema del transporte se utiliza una tabla típica que ayuda al procesamiento de la información y a visualizar mejor el comportamiento de las variables en los resultados obtenidos para cada una de las soluciones factibles que la técnica va arrojando.

Por estar los sistemas de distribución constituidos por redes radiales, el proceso matemático para la solución se facilita mucho, ya que ningún destino puede tener más de un solo proveedor o fuente. Con el fin de obtener mayor precisión en el factor de costos, la función de pérdidas que es no lineal, se linealiza por el método de linealización por partes que tiene mejor precisión



entre mayor sea la carga de los usuarios, pero esto también requiere un mayor esfuerzo computacional.

4.2.3 MÉTODO UTILIZANDO SISTEMAS EXPERTOS:

Este método está basado en el conocimiento del operador de la red. Para el caso de la reconfiguración, esta técnica se ha utilizado como apoyo en la toma de decisiones del operador y no para la toma de decisiones en forma autónoma.

A partir de la experiencia del operador se extraen unas reglas sobre las maniobras tendientes a reducir las pérdidas en el sistema, las cuales se suscriben solo entre dos alimentadores. Con todas las reglas se crea la base de conocimiento del sistema.

En este método no se utiliza el flujo de carga para verificar restricciones, sino que se utiliza el sistema SCADA para tener información de las variables reales de voltaje y corriente. Si al ejecutar una maniobra el operador observa que los límites de las variables se han violado, deshace la maniobra y de acuerdo a la base de conocimiento procede a realizar la siguiente maniobra.

4.2.4 MÉTODO DE LÓGICA DIFUSA:

Este método tiene importancia en el direccionamiento de la búsqueda, y se utiliza combinado con reglas heurísticas. Para una búsqueda más eficiente, este método define unos coeficientes que cuantifican las reglas heurísticas y permiten orientar la búsqueda.

El método de la referencia parte de una red enmallada y las decisiones se toman para retornar a una red radial con menores pérdidas que la inicial. Para ello se definen cuatro índices calculados a partir de los resultados de un flujo de carga de la red enmallada y los parámetros de la línea. Las decisiones de apertura se dan en los tramos donde las corrientes son más bajas, lo cual



ocurre donde existe poca diferencia de tensión entre los nodos y la impedancia es grande. Estos criterios se cuantifican mediante los siguientes índices:

- Índice de tensión(μV): Las líneas con alto índice de tensión, son las que transportan menos corriente y son mejores candidatas a ser abiertas.
- Índice óhmico(μI): Este índice es proporcional al valor de la resistencia y la admitancia. Valores bajos de este índice implican bajas pérdidas y por lo tanto mayor probabilidad de ser abierto el interruptor.
- Factor de peso(ω): Es un valor que se asigna a las ramas de un lazo. Entre más distantes la rama del enlace inicial, el factor de peso es menor y por lo tanto las ramas más cercanas al enlace tienen más probabilidad de ser seleccionadas.
- Índice de decisión(μD): Este índice es el que toma la decisión de apertura de las ramas, y tiene en cuenta los índices anteriores. Las ramas a ser abiertas son las que mayor valor de este índice poseen.

Estos índices son calculados para cada malla formada en el sistema y dependiendo de los valores selecciona el interruptor que se debe abrir para retornar a la configuración radial. El procedimiento de apertura se inicia desde las mallas más cercanas a la fuente y las restricciones se chequean con un flujo de carga. Si las restricciones se violan entonces se selecciona el siguiente interruptor con el mayor factor de decisión siguiente, hasta que las restricciones no sean violadas.

4.3 MÉTODOS BASADOS EN TÉCNICAS EVOLUTIVAS

La segunda categoría, corresponde a los métodos basados en técnicas evolutivas. Se basa en la imitación del comportamiento de procesos físicos, biológicos y neurológicos que existen en la naturaleza, las cuales tienen como característica importante la carencia de una formulación matemática rigurosa, que permita establecer con certeza su comportamiento en cada situación.



Como ejemplo de técnicas en esta categoría están la técnica de enfriamiento simulado (AS), algoritmos genéticos (GA) y redes neuronales (RN). Estas técnicas parten de una solución y la mejoran.

El método de enfriamiento simulado permite encontrar una solución más aproximada al óptimo global., fue trabajado y propuesto en 1990 por el profesor Nara de la universidad de Hiroshima en Japón. Este método resuelve el problema de optimización por simulación del proceso de enfriamiento del metal. En esta técnica se define un parámetro llamado temperatura, el cual tiene las mismas dimensiones que el costo de la función objetivo.

Los algoritmos genéticos entregan una solución óptima que permiten mayor reducción de pérdidas y buscan soluciones basados en mecanismos de selección y en la genética natural. Estos combinan la naturaleza adaptativa de la genética natural con la optimización funcional, fue propuesto por Nara en Japón en 1992.

Más adelante en 1993 el profesor Bouchard de la Universidad de Queen's en Canadá propone el método de redes neuronales.

4.3.1 MÉTODO DE ENFRIAMIENTO SIMULADO:

Este método asimila los conceptos del proceso de enfriamiento de los metales para obtener cristales perfectos. El metal durante este proceso se somete a altas temperaturas, para liberar las tensiones y que sus moléculas se puedan mover libremente. Después se enfría lentamente hasta que el metal se asienta en una configuración de mínima energía. Si el proceso no es suficientemente lento, las moléculas tenderán a asentarse en una configuración de energía superior. El proceso se realiza siguiendo un plan de enfriamiento que consiste en especificar una serie de temperaturas y permitir que el sólido alcance el equilibrio térmico en cada una de ellas.



El método se basa en una búsqueda local del óptimo con saltos aleatorios en el espacio de las variables, para buscar óptimos locales mejores, donde la probabilidad de los saltos disminuya en función del tiempo. El método converge asintóticamente al óptimo global en un número infinito de iteraciones. Por lo tanto, la obtención de la solución requiere de la limitación del tiempo y de la dimensión del sistema, haciendo que la solución obtenida, solo corresponda a un óptimo local.

Esta técnica comienza por evaluar las pérdidas del sistema inicial, luego genera aleatoriamente una configuración la cual debe cumplir con las restricciones de tipo operativo, validación que se realiza a través de un flujo de carga. Para esta configuración se evalúa la función objetivo y se aplica el criterio de aceptación, que en algunos casos es el de Boltzmann, el cual consiste en que a partir de la variación de pérdidas y la temperatura, se calcula un índice de probabilidad, que se compara con uno generado aleatoriamente de 0 a 1. Si el índice calculado es mayor que el generado, se acepta la configuración propuesta y se toma como la configuración inicial, se generan nuevas configuraciones hasta que el parámetro de control que es la temperatura, detenga el proceso. Si por el contrario el índice calculado es menor, se regresa a la configuración previa y el proceso se repite hasta que se cumpla el criterio de parada.

4.3.2 MÉTODO DE ALGORITMOS GENÉTICOS:

Los algoritmos genéticos fueron propuestos en 1975 por Holland, en la Universidad de Michigan y estos se basan en los mecanismos de selección y genética natural.

El método combina la naturaleza adaptativa de la genética, con la optimización de funciones. El algoritmo se inicia generando un conjunto de soluciones, que se denominan padres, los cuales son representados por una cadena de



caracteres (cromosomas) y deben cumplir con las restricciones de tipo operativo. A esta etapa se le conoce como etapa de generación.

La segunda etapa consiste en evaluar la función objetivo de cada una de las configuraciones propuestas; por esto se conoce como etapa de evaluación.

A partir de las evaluaciones, se generan copias idénticas de los padres que tienen una reducción mayor de pérdidas, esto con el fin de garantizar que los individuos más aptos, tengan mayores posibilidades en las etapas siguientes. Esta etapa se denomina de reproducción.

Con las nuevas copias obtenidas se generan nuevas soluciones, que se denominan “hijos”, a la cuales se les debe verificar las restricciones operativas. Esta etapa se denomina recombinación.

Ocasionalmente se modifica una de las soluciones para evitar estancamiento en la evolución; a esta etapa se le denomina mutación.

El proceso se detiene cuando transcurrido un número definido de generaciones, no se obtienen mejores individuos. A veces el proceso se detiene si no hay mejoras, así no se hallan completado las generaciones preestablecidas.

En este método cada cromosoma representa una configuración de la red y cada gen representa el estado de cada malla del sistema, es decir el enlace abierto en esa malla. Esto implica que en operaciones de cruce, se generen configuraciones topológicamente no factibles, debiéndose verificar cada configuración, lo cual se convierte en un inconveniente ya que el algoritmo se hace muy lento.



4.3.3 MÉTODO DE REDES NEURONALES:

Esta técnica se ha utilizado en el problema de reconfiguración seleccionando estructuras definidas de redes neuronales. En los artículos, se mencionan la red de Hopfield y perceptron multi - Layer.

Partiendo de una estructura de red, esta se entrena con ejemplos que se encuentran dentro de algoritmos de aprendizaje, los cuales permiten encontrar los factores de peso de interconexión de las neuronas, que luego se utilizarán para evaluar las posibles soluciones de reconfiguración.

Para aplicar las redes neuronales al problema combinatorio de la reconfiguración, es necesario someter la red neuronal a un aprendizaje supervisado, en el cual se parte de un conjunto de entrenamiento formado por entradas y salidas. Las entradas corresponden a diversos patrones de carga y las salidas a las configuraciones óptimas. La red neuronal aprende la relación entre la entrada y la salida y la generaliza. De esta forma, cuando se le presenta un ejemplo, es capaz de dar una buena solución.

El conjunto de entrenamiento puede obtenerse por cualquier método heurístico y en la etapa de aprendizaje requiere la ayuda de un método adicional, lo que implica un tiempo largo para su entrenamiento.

En este método no se utiliza el flujo de carga para verificar las restricciones, debido a que no se modelan las restricciones de tipo operativo. Por esta razón en la solución se entrega la configuración óptima de los interruptores para minimizar pérdidas, pero no necesariamente puede ser implementada.

Esta técnica se ha utilizado para reducción de pérdidas de potencia y no garantiza un óptimo global. La formulación del modelo computacional se basa en las leyes de Kirchhoff.



4.4 MÉTODOS MIXTOS

Desde 1996 los métodos trabajados son métodos mixtos, es decir combinación de los dos métodos anteriores. El método heurístico combinado con programación lineal fue propuesto por el profesor Wagner en la Universidad de Winsort en Canadá. Luego se trabajaron combinación de otros métodos.

Estos métodos por ser un híbrido de dos métodos anteriores buscan combinar las fortalezas de ambos, por eso se obtienen mejores resultados.

4.5 MÉTODO DEL RECONFIGURADOR ÓPTIMO DEL PROGRAMA SPARD DISTRIBUCIÓN

El desarrollo del presente trabajo de grado utiliza el método del reconfigurador óptimo del programa spard distribución para el modelamiento del sistema de distribución de la EEASA.

Este programa determina los puntos de corte entre circuitos de tal forma que las pérdidas globales del sistema sean mínimas, preservando la configuración radial del sistema. Además cuenta con aplicaciones de análisis como el flujo de carga balanceado y desbalanceado.

Con este programa se analiza la configuración actual de la red en la cual se tiene en cuenta el estado de todos los seccionadores para posibles transferencias. Después de un análisis de optimización encuentra los puntos de corte, de forma que se obtenga un sistema radial de mínimas pérdidas. Bajo estas condiciones es factible obtener una red de mínimas pérdidas sin inversión alguna.

Por ejemplo se tiene un sistema de distribución compuesto por varios alimentadores, provenientes, posiblemente, de distintas subestaciones, cabe la pregunta de si la configuración mostrada es la óptima operativamente hablando.

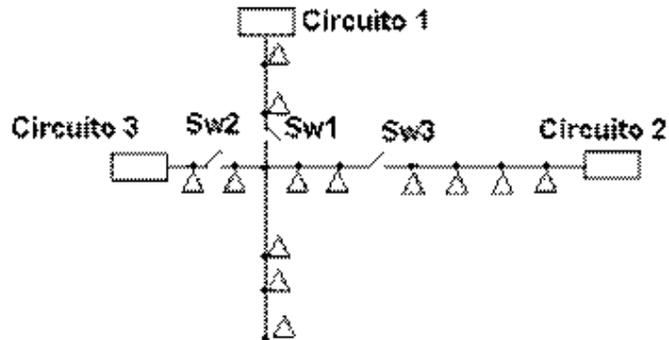


Figura 8 Sistema ejemplo radial

SW: Seccionador.

Observando, desde el punto de vista de pérdidas globales del sistema, la mejor opción sería transferir cargas de un circuito a otro. Por ejemplo, cabe preguntar si operará mejor el sistema si se abre el seccionador Sw1 y se cierra el seccionador Sw2, es decir, si al transferir cargas del Circuito 1 al Circuito 2 se obtendrá menos pérdidas totales.

El problema anterior puede catalogarse como un típico problema de optimización discreta. Podría llamarse "Switcheo óptimo", y podría plantearse así. En qué estado deben estar los tres switches (Sw1, Sw2, Sw3) para que las pérdidas totales del sistema sean mínimas pero con la condición de que los circuitos sean radiales y todas las cargas sean alimentadas.

Adicionalmente, el problema puede ampliarse a la búsqueda de la Red Radial de pérdidas mínimas. Para ello si se olvida de los switches el problema puede plantearse según la figura 9, así: De qué circuito debe alimentarse cada carga para que la red radial de tres circuitos tenga las mínimas pérdidas posibles.

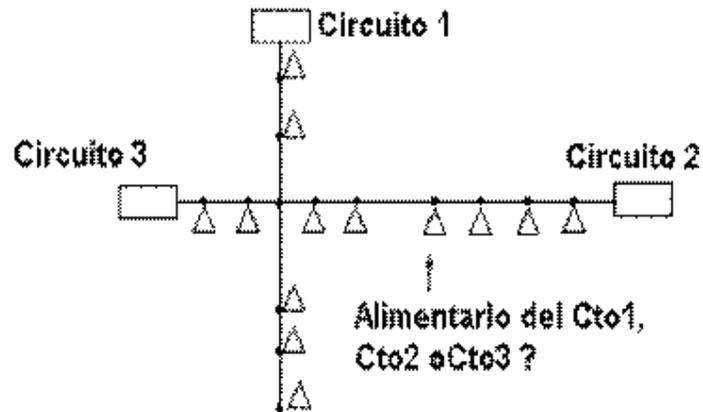


Figura 9 Sistema ejemplo radial

Generalizando a N circuitos, este problema es el de la "Reconfiguración Óptima" de SPARD[®] mp Distribución:

Para resolver este problema se puede recurrir a distintos algoritmos. El SPARD mp utiliza un algoritmo heurístico que se explica a continuación:

ALGORITMO:

La base del algoritmo heurístico que utilizan los sistemas SPARD radica en la dependencia de las pérdidas con las magnitudes de voltaje.

Así por ejemplo si se tiene un sistema radial de dos circuitos y es posible subir el peor voltaje del sistema mediante transferencias de carga, las pérdidas totales disminuirán. Bajo estas condiciones el algoritmo de reconfiguración puede explicarse con la ayuda del siguiente gráfico:

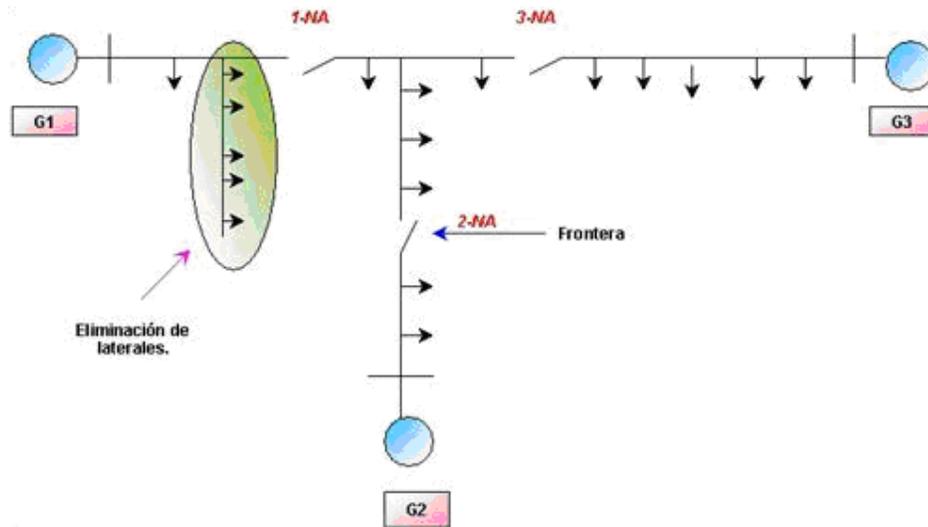


Figura10. Sistema ejemplo radial explicativo

PASOS DEL ALGORITMO:

1. Seleccione los nodos terminales de los circuitos.
2. Elimine laterales y concentra la carga en el punto más cercano.
3. Arma vector de frontera (conjunto de líneas en que cada nodo pertenece a distinto circuito), inicialmente son las líneas con switches abiertos.
4. Analiza cada frontera.

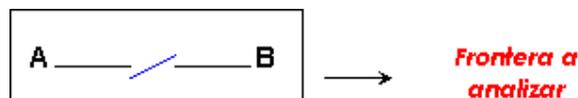


Figura 11. Análisis frontera

Luego si $V_a > V_b$, se simula el traspaso del nodo B al circuito del nodo A y por medio del análisis de sensibilidad se analiza si $V_b \text{ nuevo} > V_b \text{ antiguo}$ si es así se transfiere la carga de B al circuito A y la frontera se desplaza un tramo mas y así sucesivamente hasta que se no se obtenga mejora de voltaje.

5. Repite los pasos 3 y 4, hasta que ya no pueda cambiar las fronteras.

Para este análisis es necesario tener los valores de Z thevenin y para ello se debe correr Análisis de falla y en el Source Bus se debe tener las capacidades de corto circuito en MVA.



5. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS CIRCUITOS A ANALIZAR

5.1 Descripción de los circuitos a reconfigurar

5.1.1 Características principales de los circuitos a reconfigurar

El sistema de Distribución de Energía Eléctrica de Leticia y su área de influencia, está compuesto de 5 alimentadores los cuales vinculan a todos los sectores, sin embargo se presentan características que permiten clasificarlos de la siguiente manera:

LÍNEA 1: Zona Rural.

LÍNEA 2: Zona Residencial.

LÍNEA 3: Zona Comercial y Residencial.

LÍNEA 4: Zona Industrial y Oficial.

LÍNEA 5: Zona Oficial, Comercial, Residencial.

La Línea 1 no hace parte de este estudio.

5.1.2 Nivel de voltaje

Los circuitos primarios de distribución urbana son trifásicos trifilares y tensión de 13.2 kV.

5.1.3 Características de los transformadores

Las capacidades de los transformadores instalados en los circuitos son las siguientes: 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 30 kVA, 37.5 kVA, 45 kVA, 75 kVA, 112.5 kVA, 150 kVA, 220 kVA, 300 kVA trifásicos, 13.2 kV 110/208 V instalados de acuerdo a los requerimientos de demanda de los lugares donde están ubicados. En la siguiente tabla se tienen los valores máximos declarados permisibles de corriente sin carga (I_0), pérdidas sin carga o en el hierro (P_0), pérdidas totales o en el cobre (P_t) y tensión de cortocircuito a 85°C (U_z) según la Norma ICONTEC 819.



Tabla 6. Transformadores trifásicos de 15 a 3750 kVA serie AT <= kV/ serie BT <= 1.2 kV (asumiendo $\text{Cos}\phi=0.8$)

Potencia (kVA)	Uz (%)	Io (% de In)	Po (W)	Pt (W)	Po (%)	Pt (%)
15	3.0	4.7	95	455	0.7916	3.7916
30	3.0	3.7	160	755	0.6666	3.1458
45	3.0	3.7	215	1070	0.5972	2.9722
75	3.5	3.3	315	1580	0.5250	2.6333
112.5	3.5	3.0	440	2245	0.4888	2.4944
150	4.0	2.9	540	2825	0.4500	2.3541
220	4.0	2.4	745	4060	0.4232	2.3080
300	4.5	2.3	935	5200	0.3895	2.1666

5.1.4 Características de los conductores

Los parámetros de operación de los conductores eléctricos, son muy importantes para diseñar los sistemas de distribución eléctrica ya que estos, permiten el estudio técnico-económico, que sirve de base para la elección correcta del calibre y tipo de conductor teniendo en cuenta la caída de tensión, las pérdidas de energía y capacidad de corriente. Los conductores utilizados son:

Tabla 7. Características de los conductores

Características eléctricas	Conductor		
	2 ACSR	1/0 ACSR	2/0 ACSR
Capacidad de I (A)	184	242	276
Resistencia (Ω/km)	0.8344	0.5243	0.4160
Diámetro (cm)	0.803	1.011	1.135
R.M.G.	0.108450	0.1353408	0.155448
Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	75	75	75



Estas características eléctricas de los conductores se basan en la norma técnica para conductores elaborada por Codensa S.A. [ANEXO 6].

5.1.5 Estructuras básicas

La altura del poste, las distancias entre conductores y la forma física, se encuentran en las Normas ICEL para construcción de redes de distribución.

5.1.6 Regulación de voltaje

Los circuitos deberán mantener la regulación de voltaje entre la subestación de distribución y el transformador de distribución del 5% y transportar la carga de horas de alta demanda sin afectar su vida útil.

5.2 Proceso para la reconfiguración de circuitos

Con los datos anteriores, se simularon los circuitos de los cuatro alimentadores en el programa de sistemas para redes de distribución SPARD. Se eligió este programa por que es una herramienta efectiva para correr los flujos de carga con gran rapidez permitiendo el ahorro de tiempo que es tan necesario cuando se hacen análisis a circuitos mucho más grandes.

El SPARD permite importar archivos .dxf desde autocad para obtener la cartografía, en este caso la de Leticia y así poder hacer el montaje de los diferentes circuitos que conforman esta ciudad.

Para el proceso de reconfiguración en el programa Spard mp Distribución se deben realizar el siguiente procedimiento. Inicialmente se realiza un reconocimiento por parte de los alimentadores de cada uno de los circuitos, los diferentes nodos físicos, nodos eléctricos, transformadores, seccionadores y conductores que se han ubicado a lo largo de los mismos, esto en términos del programa es configurar la red.



Luego se le asignan las cargas de cada circuito, esto significa que se debe estimar la carga, tanto activa como reactiva, en cada nodo de la red primaria donde se encuentra un transformador de distribución. En el programa se realiza esta asignación de cargas proporcional a la capacidad del transformador conectado a este. El factor de proporcionalidad es dado por el usuario (este factor es por defecto 1).

A continuación se calcula el flujo de carga, para ello se deben establecer los siguientes factores en cada alimentador: cabe anotar que el proceso anterior se realiza para configuración inicial que se muestra en el ANEXO 9.

5.2.1 Factor de potencia 0,9.

Se define como el coseno del ángulo de desfase entre la tensión y la corriente existente en cualquier elemento ó sistema eléctrico. En términos de potencia se define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente existente en un sistema.

$$Fp = \frac{P}{S} \quad (5.1)$$

Donde:

Fp = Factor de Potencia.

S = Potencia Aparente.

P = Potencia Activa.

Este es un dato de entrada al circuito y se considera el mismo para todas las cargas en los circuitos.

5.2.2 Factor de carga 0,6.

La razón entre la demanda promedio en un intervalo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo. Matemáticamente lo podemos expresar como:

Fc= Demanda promedio / Demanda máxima



Con límites $0 < F_c \leq 1$, F_c

Este factor también indica el grado del pico de la carga en un periodo de tiempo. Al igual que en el caso del factor de potencia, se considera el mismo para todas las cargas de los circuitos obtenidos de los medidores de la central.

5.2.3 Factores de demanda

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 solo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estuviesen absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto lo podemos expresar como:

$$F_d = \text{Carga Máxima} / \text{Carga Instalada} = D_m / C_i \leq 1$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

5.2.4 Factores de demanda por zonas

Se calcularon de acuerdo con la muestra de mediciones hechas en los transformadores correspondientes a la zona tipo.

F_d= Factor de demanda

C_i= Total carga Instalada

D_m= Carga máxima

[10] Ramirez, Samuel. Redes subtransmisión y distribución de energía.



- **Zona tipo 1:**

En la zona 1 tenemos una carga instalada de 270 kVA para un total de usuarios igual a 313.

De la curva de demanda diversificada propia de esta zona se obtiene la potencia (en kVA) consumida por este número de usuarios que corresponde a:

$$\text{KVA/Usuario} = 0,5$$

$$\text{Dm} = 0,5 \text{ kVA} \times 313 \text{ Usuarios} = 156,5 \text{ kVA}$$

$$\text{Fd} = \text{Carga Máxima} / \text{Carga Instalada}$$

$$\text{Fd} = 156,5 \text{ kVA} / 270 \text{ kVA} = 0,58$$

- **Zona tipo 2:**

En la zona 2 tenemos una carga instalada de 570kVA para un total de usuarios igual a 613.

De la curva de demanda diversificada propia de esta zona se obtiene la potencia (en kVA) consumida por este número de usuarios que corresponde a:

$$\text{KVA/Usuario} = 0,75$$

$$\text{Dm} = 0,75 \text{ kVA} \times 613 \text{ Usuarios} = 459,75 \text{ kVA}$$

$$\text{Fd} = \text{Carga Máxima} / \text{Carga Instalada}$$

$$\text{Fd} = 459,75 \text{ kVA} / 570 \text{ kVA} = 0,80$$

- **Zona tipo 3:**

En la zona 3 tenemos una carga instalada de 645kVA para un total de usuarios igual a 417.

De la curva de demanda diversificada propia de esta zona se obtiene la potencia (en kVA) consumida por este número de usuarios que corresponde a:

$$\text{KVA/Usuario} = 1,3$$

$$\text{Dm} = 1,3 \text{ kVA} \times 417 \text{ Usuarios} = 542,1 \text{ kVA}$$



Fd= Carga Máxima / Carga Instalada

$$\mathbf{Fd= 542,1 \text{ kVA} / 645 \text{ kVA} = 0,85}$$

- **Zona tipo comercial:**

En la zona comercial tenemos una carga instalada de 712,5 kVA para un total de usuarios igual a 267.

De la curva de demanda diversificada propia de esta zona se obtiene la potencia (en kVA) consumida por este número de usuarios que corresponde a:

$$\text{KVA/Usuario} = 2,5$$

$$\mathbf{Dm= 2,5 \text{ kVA} \times 267 \text{ Usuarios} = 667,5 \text{ kVA}}$$

Fd= Carga Máxima / Carga Instalada

$$\mathbf{Fd= 667,5 \text{ kVA} / 712,5 \text{ kVA} = 0,9}$$

5.2.5 Factor de coincidencia 0,6

Es un factor con el cual la demanda máxima es corregida. En el momento del diseño ésta demanda corregida, es utilizada para seleccionar los equipos (transformadores o cables).

5.2.6 Factor de pérdidas 0,49

Este factor tiene su origen a partir de las pérdidas de potencia y se define como la relación entre el valor medio y máximo de la potencia disipada en un intervalo de tiempo. Este factor también puede ser el porcentaje de tiempo que requiere el valor pico de una carga para producir las mismas pérdidas que las producidas por la carga real en un periodo de tiempo dado. El programa Spard mp distribución se basa en la fórmula de Buller donde se calcula el factor de pérdidas en función del factor de carga, con la siguiente ecuación:

$$\mathbf{F_{perd} = K F_c + (1-K) F_c^2} \quad (5.2)$$



Donde:

F_c = Factor de Carga.

K = Coeficiente variable dependiente de aproximaciones estadísticas.

El factor K utilizado en el programa son:

$K = 0,3$ Para la red de media tensión.

$K = 0,15$ Para los transformadores.

$K = 0,2$ Para los circuitos de baja tensión.

Después del flujo de carga, se aplica el módulo de reconfiguración de redes donde se ha tenido en cuenta los nodos significativos, definidos anteriormente para posteriormente obtener los reportes que arroja el programa, se manipularan el estado de los seccionadores de abierto a cerrado o viceversa y por último se obtendrá una nueva topología y un nuevo flujo de carga que consecutivamente se comparará con el flujo inicial y con el que se realizará el respectivo análisis de pérdidas eléctricas.

Este procedimiento se realiza primero para los circuitos originales (topología inicial) y luego para la topología propuesta la cual cumple con mejorar la confiabilidad y reducir pérdidas, cada uno de los procedimientos anteriores se han nombrado por casos.

El programa SPARD mp distribución permite observar reportes completos de los alimentadores, análisis global de pérdidas, secciones sobrecargadas, nodos correspondientes a cada uno de los alimentadores, con sus respectivos voltajes.

A continuación se presenta cada uno de los casos que anteriormente se nombraron.

5.3 Circuitos originales (topología inicial)

Son los circuitos con la configuración topológica original y real con diferentes factores de demanda. En el ANEXO 9 se muestra la disposición de estos circuitos (Línea 2, Línea 3, Línea 4 y Línea 5) después del modelamiento en el programa. Aquí se indica la topología de la red en general y se nombra cada transformador con su capacidad nominal.

Además se puede observar en el ANEXO 10, los códigos de los diferentes nodos eléctricos de los diferentes circuitos, estos sirven para que más adelante se puedan identificar fácilmente las secciones que deben ser cortadas ó abiertas.

El estado inicial de los circuitos en cuanto a pérdidas de potencia, energía, carga, regulación entre otros datos, se resume en la siguiente tabla [ANEXO 7].

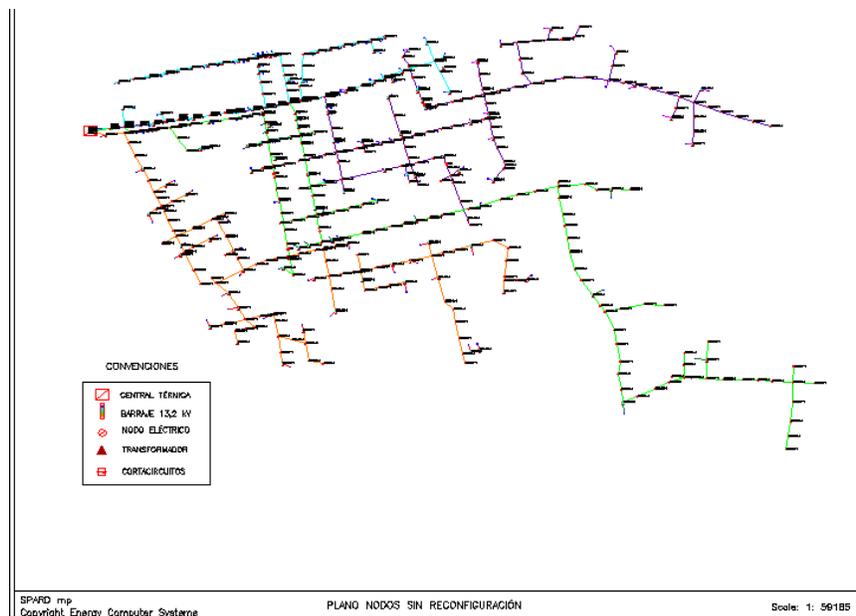


Figura 12. Topología inicial



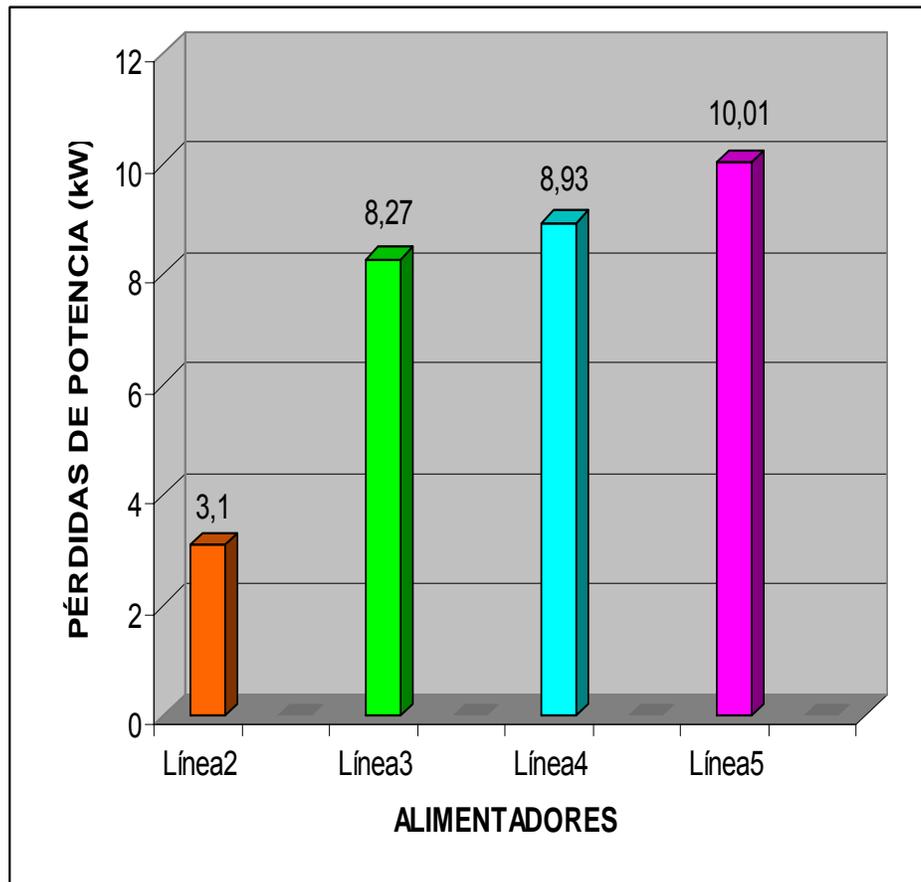
Tabla 8. Reporte de flujo de carga circuitos originales

Información General	Circuitos			
	Línea 2	Línea 3	Línea 4	Línea 5
Factor de demanda	0.60	0.85	0.90	0.80
Total Potencia Enviada (kW)	1396.60	2437.57	2391.43	1916.21
Total Potencia Enviada (kVAr)	677.98	1186.86	1163.66	935.84
Potencia de Carga (kW)	1393.50	2429.30	2382.50	1906.20
Potencia de Carga (kVAr)	674.50	1177.10	1153.20	923.70
Pérdidas de Potencia (kW)	3.10	8.27	8.93	10.01
Pérdidas de Potencia (kVAr)	3.48	9.76	10.46	12.14
Pérdidas de Potencia Activa (%)	0.22	0.34	0.37	0.52
Pérdidas de Potencia Reactiva (%)	0.51	0.82	0.90	1.30
Pérdidas de Energía (kWh)	1093.70	2919.10	3150.50	3533.20
Caída de Voltaje Máxima (%)	0.45	0.79	0.59	0.83
Regulación Máxima (%)	0.45	0.80	0.59	0.83
Corriente (A)	67.90	118.60	116.30	93.30
Porcentaje de Carga (%)	67.90	118.6	116.3	93.3
Distancia Máxima (km)	2.31	4.09	1.58	2.94
Longitud Total (km)	5.40	6.86	3.30	6.49
Número de Transformadores	32	39	39	34
Kva Instalados	2580.00	3175.00	2940.00	2647.50
Número de Nodos Eléctricos	108	137	72	150
Número de Secciones Eléctricas	107	136	71	149

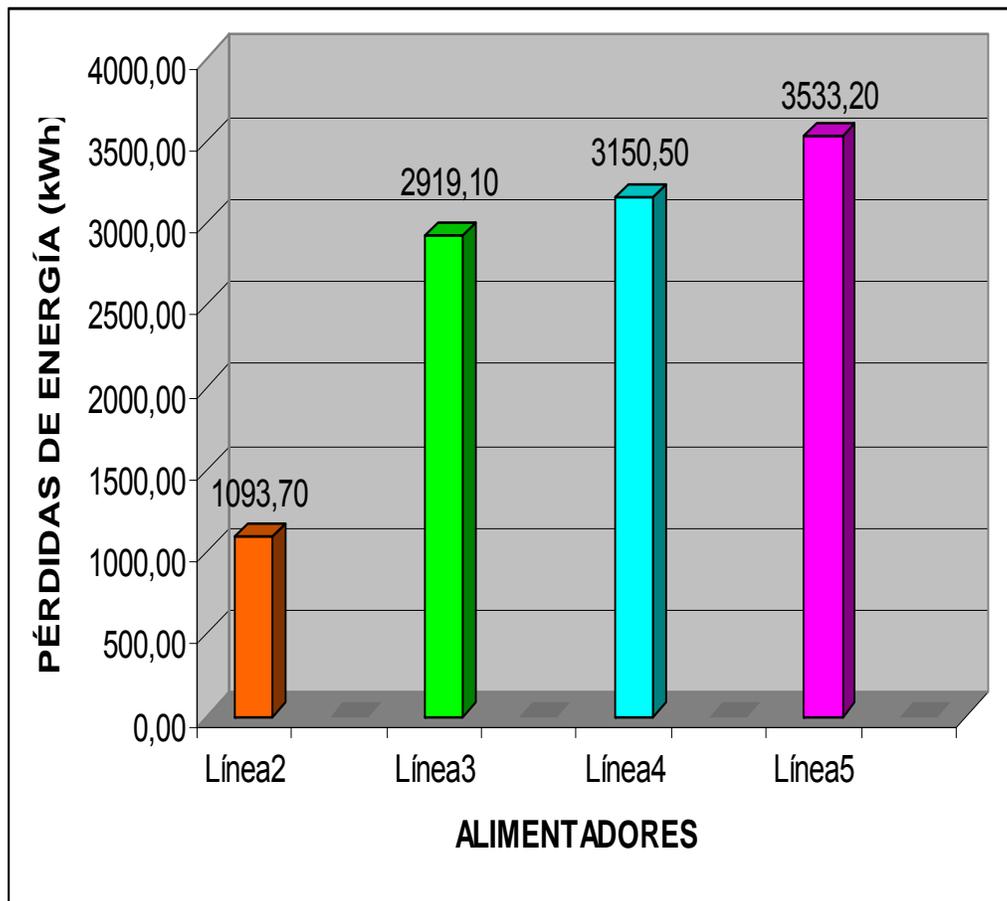
5.4 Análisis del sistema

Con los datos obtenidos en el flujo de carga, se representa de forma gráfica por medio de diagramas de barras los datos de la tabla 6, y así realizar un mejor análisis al compararlos con los nuevos datos del circuito reconfigurado del siguiente capítulo.

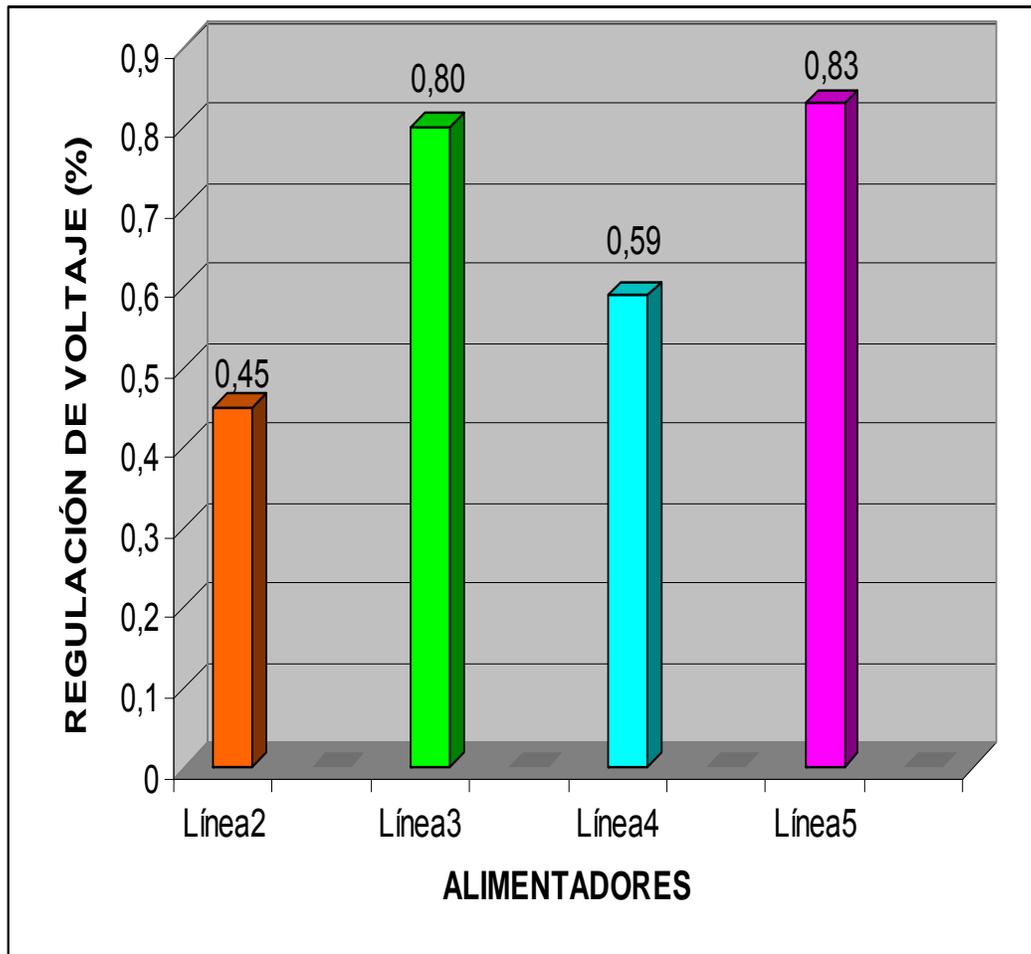
Figura 13. Alimentadores Vs Pérdidas de Potencia.



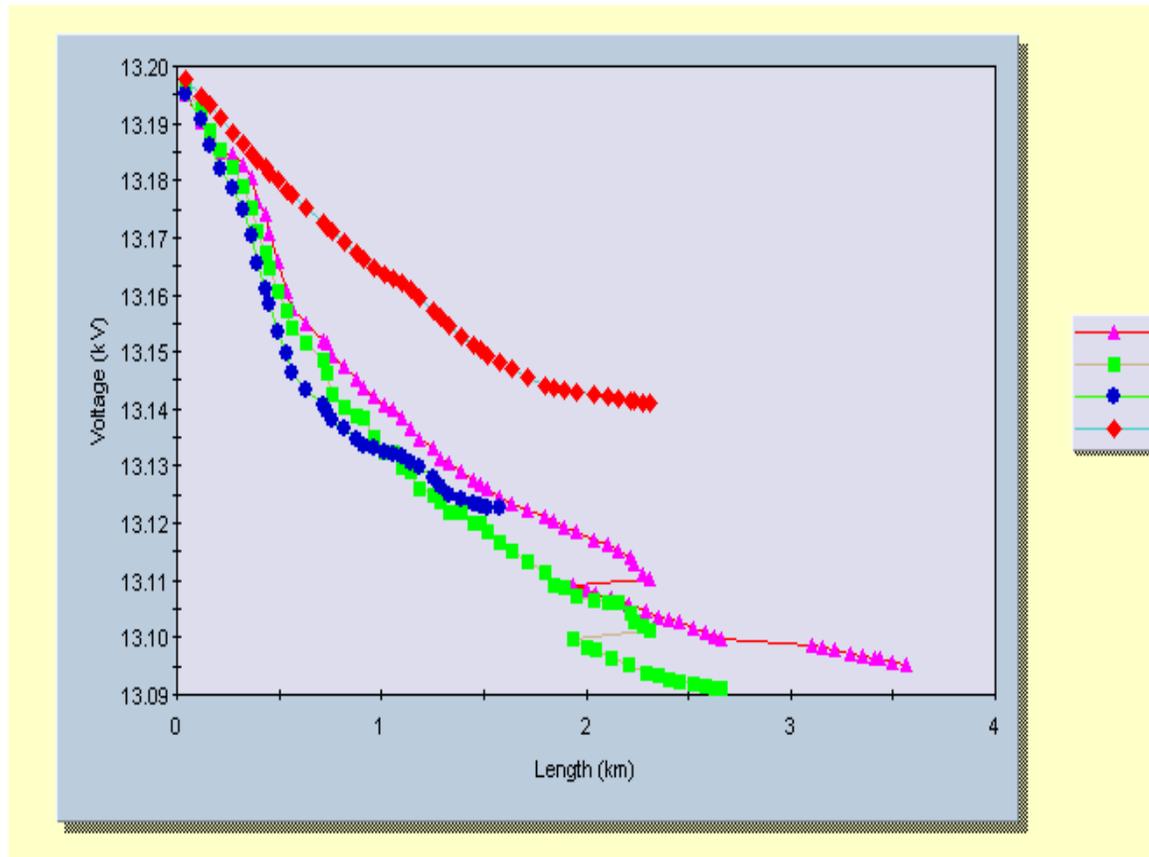
En la figura 13 se observa claramente que la línea 5 tiene el nivel de pérdidas más altas debido a las características de las cargas asociadas a este alimentador como son : Oficial, Comercial y Residencial.

Figura 14. Alimentadores vs Pérdidas de Energía

En esta figura se puede observar la cantidad de pérdidas de energía por alimentador. La línea 2 presenta las menores pérdidas de energía alrededor de 1093.70 kW/h se destaca este alimentador por tener en su mayoría usuarios tipo de residencial.

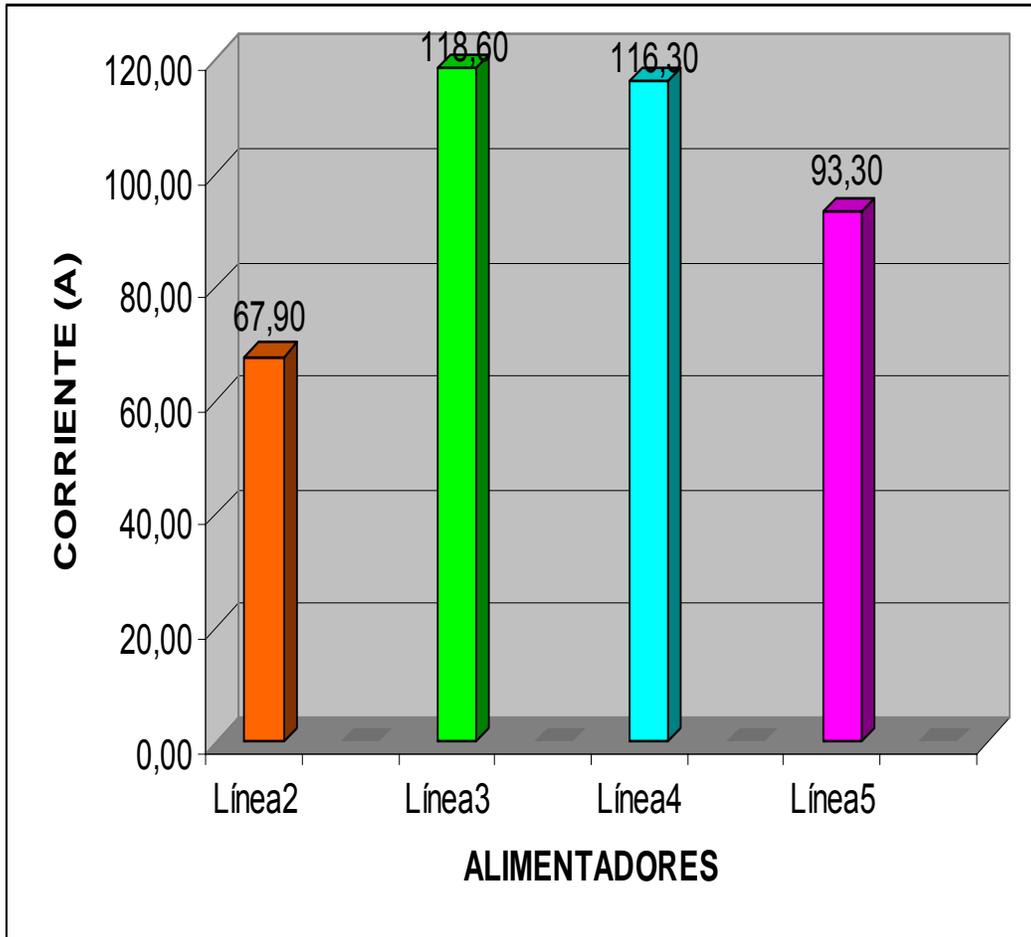
Figura 15. Alimentadores vs Regulación de Voltaje

Se describe en esta imagen la regulación en porcentaje de los alimentadores analizados, las líneas 3 y 5 presentan características similares en tipo de carga instalada y longitudes de red.

Figura 16. Perfil de Tensión (Flujo de Carga)

- ▲ Línea 3
- Línea 5
- Línea 4
- ◆ Línea 2

En esta gráfica se presentan los perfiles de tensión obtenidos en el flujo de carga original Vs la distancia recorrida en km. Vale la pena destacar que la regulación de tensión en estas líneas se encuentra dentro de los parámetros exigidos por las normas de diseño.

Figura 17. Alimentadores vs Corriente

Para mejorar el balance de carga en el sistema, se busca posibles puntos de permutación de carga entre los diferentes alimentadores y hacer una redistribución del flujo de carga considerando las restricciones de red. Podemos observar en la figura 17, Línea 2 con niveles de flujo corriente por debajo del 45% con respecto a las líneas 3 y 4.



6. RECONFIGURACIÓN DE LOS CIRCUITOS

En el capítulo anterior, se establecieron las características iniciales de los circuitos y los flujos de carga respectivos.

Ahora en este capítulo se analizará la reconfiguración mediante la aplicación del módulo de Reconfiguración Óptima del programa SPARD, aquí se realiza el análisis de pérdidas iniciales, se muestra que secciones de líneas se necesitan abrir y cuales secciones se necesitan cerrar por medio de equipos físicos (seccionadores), y cuanto son las pérdidas finales.

6.1 Estudio del circuito reconfigurado

Es aquí donde se aplica el módulo de reconfiguración del programa SPARD mp distribución, cuando finaliza el proceso de reconfiguración, se presenta un reporte con las pérdidas iniciales y finales y se nombra por medio de un código asignado a los nodos eléctricos donde está ubicado el tramo de línea sobre el cual hay que trabajar ver Tabla 7, estos mismos tramos aparecen resaltados en color rojo en el plano 3 del ANEXO 11 “Circuitos iniciales de las subestaciones con secciones a modificar”, y al actuar sobre estas secciones de línea o tramos por medio de adición o apertura de seccionadores ya existentes se obtiene la nueva topología del plano 4 ANEXO 12 “Topología final de los circuitos de la central térmica de Leticia”.

Por último se corre el flujo de carga para conocer las nuevas condiciones del sistema. Aquí se muestra el nuevo flujo de carga con los circuitos ya reconfigurados [ANEXO 8]:

**Tabla 9. Reporte del programa SPARD mp Distribución resultado de la reconfiguración**

Características	Circuitos							
	Línea 2		Línea 3		Línea 4		Línea 5	
	Condiciones		Condiciones		Condiciones		Condiciones	
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final
Potencia Absorbida por la carga (kW)	1393.50	1596.00	2429.30	2257.10	2382.50	2655.90	1906.20	1555.20
Potencia Absorbida por la carga (kVAr)	674.50	772.50	1177.10	1093.70	1153.20	1285.60	923.70	753.60
Pérdidas de Potencia (kW)	3.10	4.36	8.27	7.19	8.93	11.31	10.01	6.45
Máxima Regulación (%)	0.45	0.53	0.79	0.76	0.59	0.64	0.83	0.68

Pérdidas iniciales del Sistema: 30.31 (kW)

Pérdidas finales del Sistema: 29.31 (kW)

Tabla 10. Maniobra Interruptores

NEW STATE	SECCION	ELNODE1	ELNODE2	SW
Close	MVLS485	MVEL393-1	MVEL197-1	SW6
Close	MVLS487	MVEL103-1	MVEL345-1	SW9
Open	MVLS198	MVEL184-1	MVEL187-1	SW2
Open	MVLS107	MVEL97-1	MVEL96-1	Create



Tabla 11. Flujo de carga circuito Reconfigurado

Información General	Circuitos			
	Línea 2	Línea 3	Línea 4	Línea 5
Factor de demanda	0.60	0.85	0.90	0.80
Total Potencia Enviada (kW)	1600.36	2264.29	2667.21	1561.55
Total Potencia Enviada (kVAr)	777.40	1102.09	1298.99	761.49
Potencia de Carga (kW)	1596.00	2257.10	2655.90	1555.20
Potencia de Carga (kVAr)	772.50	1093.70	1285.60	753.60
Pérdidas de Potencia (kW)	4.36	7.19	11.31	6.45
Pérdidas de Potencia (kVAr)	4.90	8.39	13.39	7.89
Pérdidas de Potencia Activa (%)	0.27	0.32	0.42	0.41
Pérdidas de Potencia Reactiva (%)	0.63	0.76	1.03	1.04
Pérdidas de Energía (kWh)	1537.00	2537.30	3990.00	2275.30
Caída de Voltaje Máxima (%)	0.53	0.76	0.64	0.68
Regulación Máxima (%)	0.54	0.76	0.64	0.68
Corriente (A)	77.80	110.10	129.80	76.00
Porcentaje de Carga (%)	77.80	110.10	129.80	76
Distancia Máxima (km)	2.39	4.10	1.58	2.95
Longitud Total (km)	6.31	6.38	3.56	5.88
Número de Transformadores	36	37	43	28
kVA Instalados	2955	2950	3277.50	2160
Número de Nodos Eléctricos	126	127	80	134
Número de Secciones Eléctricas	125	126	79	133



6.2 Análisis del Sistema (Nueva Topología)

Al tomar los datos de corriente, regulación de voltaje, porcentaje de pérdidas, pérdidas de potencia y de energía del circuito original y estos mismos datos pero ahora de la Tabla 11 y comparándolos se obtiene un análisis porcentual que muestra la variación del circuito original al circuito ya reconfigurado.

6.2.1 Pérdidas de potencia (kW)

Pérdidas de potencia en todos los circuitos

- Σ Pérdidas circuitos iniciales (kW): 30,31
- Σ Pérdidas circuito reconfigurado (kW): 29,31
- Porcentaje comparativo: 3,29 %

6.2.2 Pérdidas de potencia (kW) en cada circuito

Línea 2

- Pérdidas circuitos iniciales (kW): 3,10
- Pérdidas circuito reconfigurado (kW): 4,36
- Porcentaje comparativo: 40,64 %

Línea 3

- Pérdidas circuitos iniciales (kW): 8,27
- Pérdidas circuito reconfigurado (kW): 7,19
- Porcentaje comparativo: 13,05 %



Línea 4

- Pérdidas circuitos iniciales (kW): 8,93
- Pérdidas circuito reconfigurado (kW): 11,31
- Porcentaje comparativo: 26.65 %

Línea 5

- Pérdidas circuitos iniciales (kW): 10,01
- Pérdidas circuito reconfigurado (kW): 6,45
- Porcentaje comparativo: 35.56 %

6.2.3 Pérdidas de energía (kWh)

Pérdidas de energía en todos los circuitos

- Σ Pérdidas circuitos iniciales (kWh): 10696,5
- Σ Pérdidas circuito reconfigurado (kWh): 10339,6
- Porcentaje comparativo: 3,33 %

6.2.4 Pérdidas de energía (kWh) en cada circuito

Línea 2

- Pérdidas circuitos iniciales (kWh): 1093,70
- Pérdidas circuito reconfigurado (kWh): 1537.00
- Porcentaje comparativo: 40,53 %

Línea 3

- Pérdidas circuitos iniciales (kWh): 2919,10



- Pérdidas circuito reconfigurado (kWh): 2537.30
- Porcentaje comparativo: 13,07 %

Línea 4

- Pérdidas circuitos iniciales (kWh): 3150.50
- Pérdidas circuito reconfigurado (kWh): 3990.00
- Porcentaje comparativo: 26,64 %

Línea 5

- Pérdidas circuitos iniciales (kWh): 3533.20
- Pérdidas circuito reconfigurado (kWh): 2275.30
- Porcentaje comparativo: 35.60 %

6.2.5 Corriente (A) en cada circuito

Línea 2

- Circuito inicial (A): 67,90
- Circuito reconfigurado (A): 77,80
- Porcentaje comparativo: 14,58 %

Línea 3

- Circuito inicial (A): 118,60
- Circuito reconfigurado (A): 110,10
- Porcentaje comparativo: 7,16 %



Línea 4

- Circuito inicial (A): 116,30
- Circuito reconfigurado (A): 129,80
- Porcentaje comparativo: 11,60 %

Línea 5

- Circuito inicial (A): 93,30
- Circuito reconfigurado (A): 76,00
- Porcentaje comparativo: 18,54 %

6.2.6 Porcentaje de carga (%) en cada circuito

Línea 2

- Circuito inicial (%): 67,90
- Circuito reconfigurado (%): 77,80
- Porcentaje comparativo: 14,58 %

Línea 3

- Circuito inicial (%): 118,60
- Circuito reconfigurado (%): 110,10
- Porcentaje comparativo: 7,16 %

Línea 4

- Circuito inicial (%): 116,30



- Circuito reconfigurado (%): 129,80
- Porcentaje comparativo: 11,60 %

Línea 5

- Circuito inicial (%): 93,30
- Circuito reconfigurado (%): 76,00
- Porcentaje comparativo: 18,54 %

6.2.7 Regulación máxima (%) en cada circuito

Línea 2

- Circuito inicial (%): 0,45
- Circuito reconfigurado (%): 0,54
- Porcentaje comparativo: 20 %

Línea 3

- Circuito inicial (%): 0,80
- Circuito reconfigurado (%): 0,76
- Porcentaje comparativo: 5 %

Línea 4

- Circuito inicial (%): 0,59
- Circuito reconfigurado (%): 0,64
- Porcentaje comparativo: 8,47 %



Línea 5

- Circuito inicial (%): 0,83
- Circuito reconfigurado (%): 0,68
- Porcentaje comparativo: 18,07 %

Posteriormente en los diagramas de barras se muestran los resultados anteriores. El programa balancea las cargas, como en la Línea 2, que presentaba menor potencia de carga 1393,50 kW, tiene ahora 1596 kW un incremento en la carga de 14,53 % y esto debido a que el factor de demanda es el más bajo de 0,6 permitió recibir nuevas cargas, y obviamente al recibir más carga aumenta la corriente. Además que era el circuito casi en su totalidad con cargas residenciales de bajos consumos, lo cual hacía más susceptible a recibir nuevas cargas.

Por otro lado la Línea 5 presenta una notable mejoría en las pérdidas de energía pasando de 3533,20 kWh a 2275,30 kWh, esto significa que se disminuyeron en un 35,60 %. En este caso cediendo parte de su carga a las otras Líneas con el fin de equilibrar los circuitos.

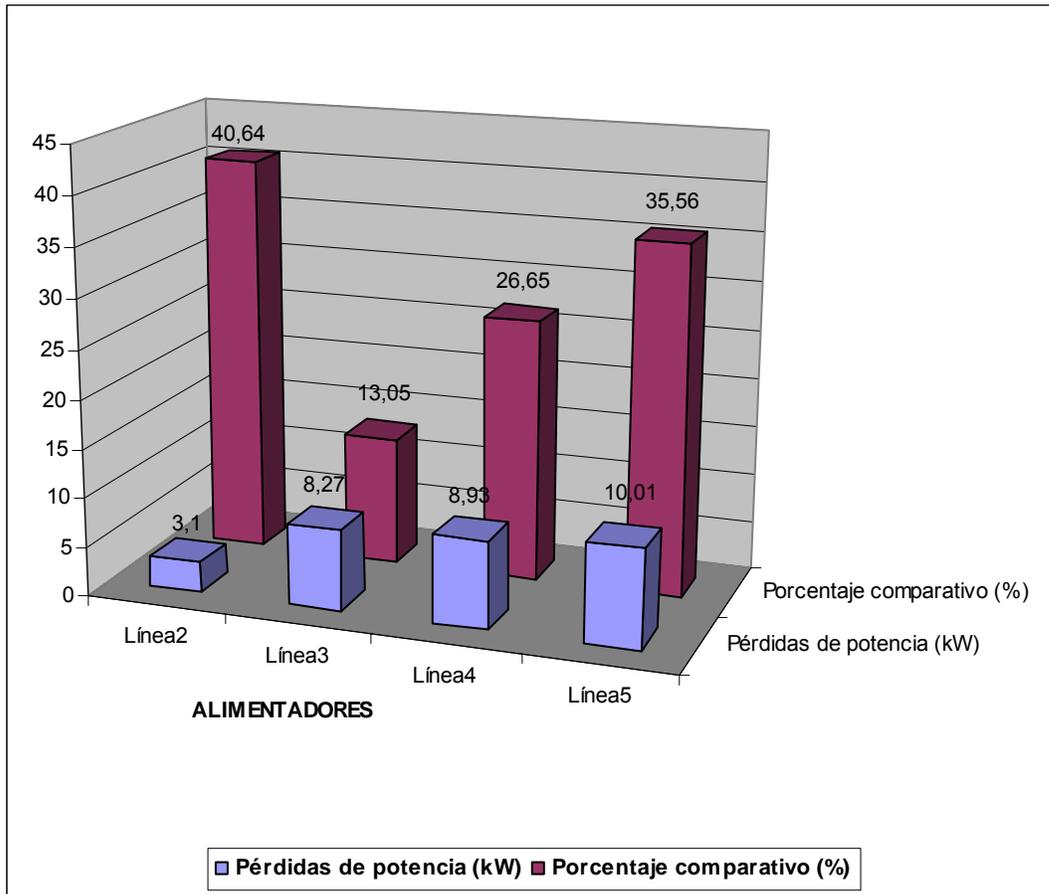
Por ello el porcentaje de regulación mejorado es muy alto para la Línea 5, de 18 % en comparación con el circuito original.

En cuanto a las pérdidas globales lo más importante, es que las pérdidas eléctricas se redujeron en un 3,3 % al igual que las pérdidas de energía lo que es muy significativo teniendo en cuenta que los circuitos son relativamente pequeños, y además están alimentados por una sola subestación limitando las bondades del programa y por lo tanto las posibilidades de reconfiguración.



Es interesante y de gran trascendencia que se reducen las pérdidas y el circuito queda equilibrado, con solo maniobrar algunos seccionadores, que ya existían en el sistema y agregando unos pocos; sin necesidad de cambiar conductores o algún otro sistema que representan mayores gastos económicos.

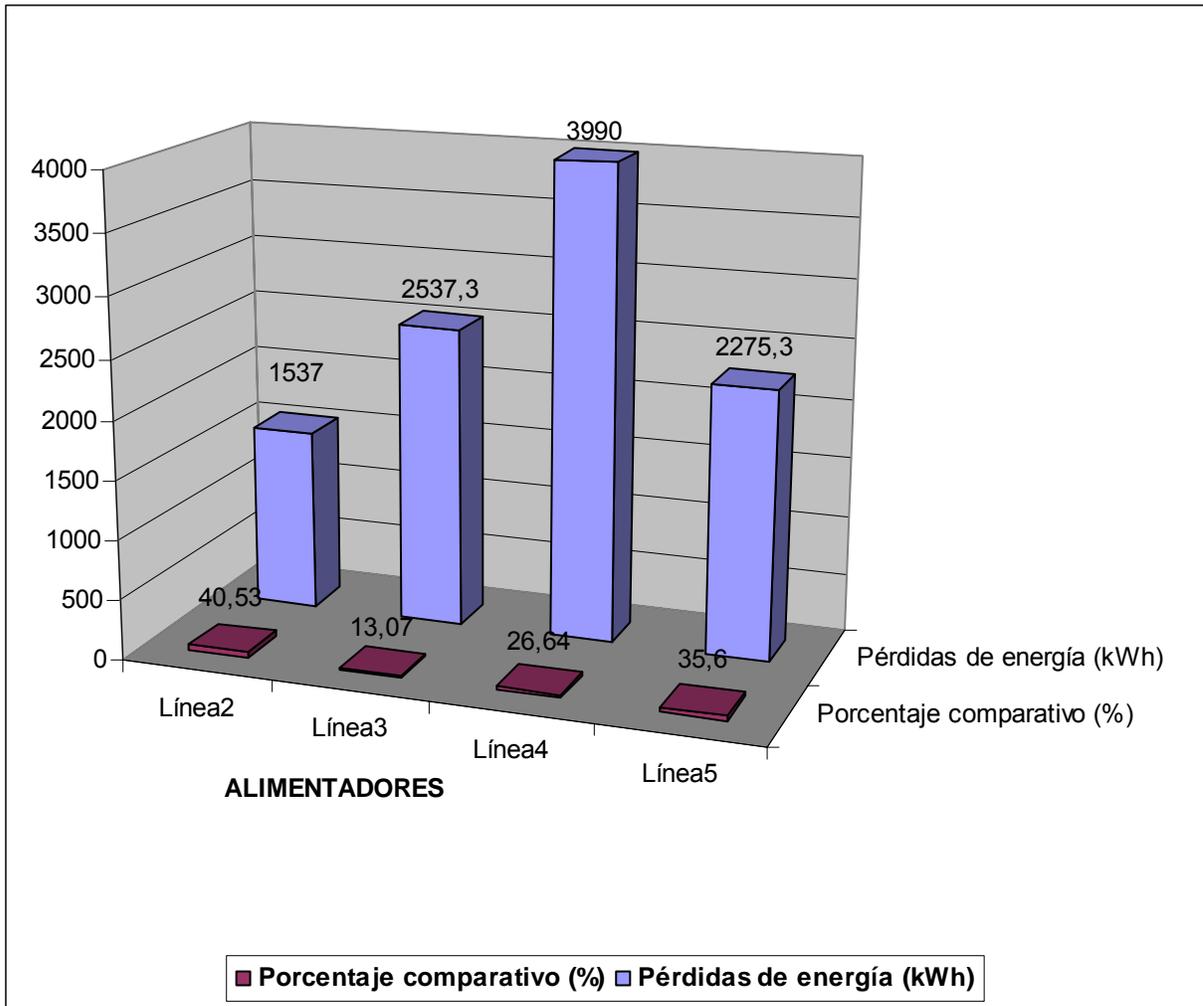
Figura 18. Alimentadores vs Pérdidas de potencia (kW)



En la Línea 2, que presentaba menor potencia de carga 1393,50 kW, tiene ahora 1596 kW un incremento en la carga de 14,53 %, esto debido a que el factor de demanda es el más bajo de 0,6 permitió recibir nuevas cargas.



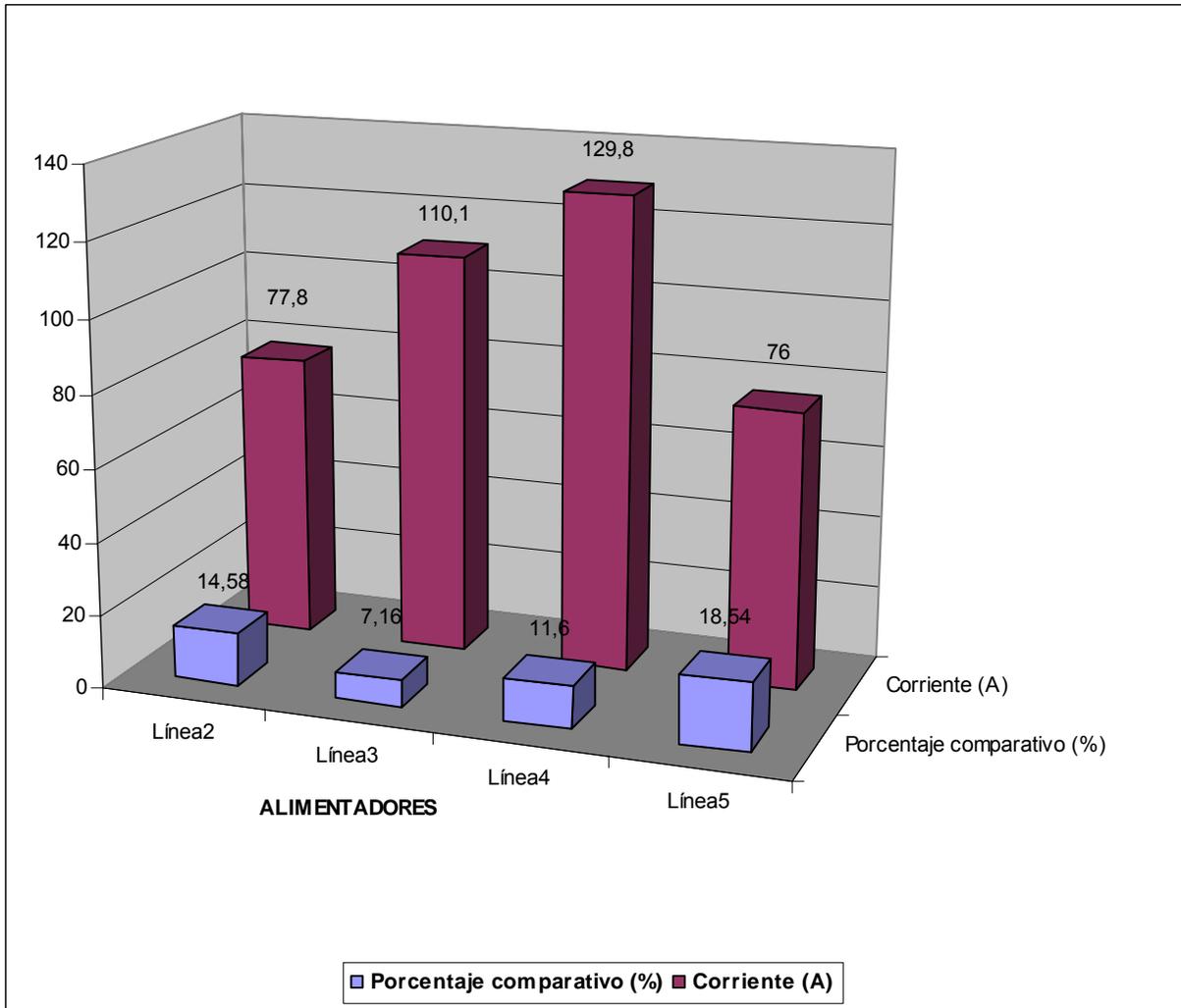
Figura 19. Alimentadores Vs pérdidas de energía (kWh)



La Línea 5 presenta una notable mejoría en las pérdidas de energía pasando de 3533,20 kWh a 2275,30 kWh, esto significa que se disminuyo en un 35,60 %. El total de alimentadores presenta disminución de pérdidas de energía 3.33% en comparación al sistema original.



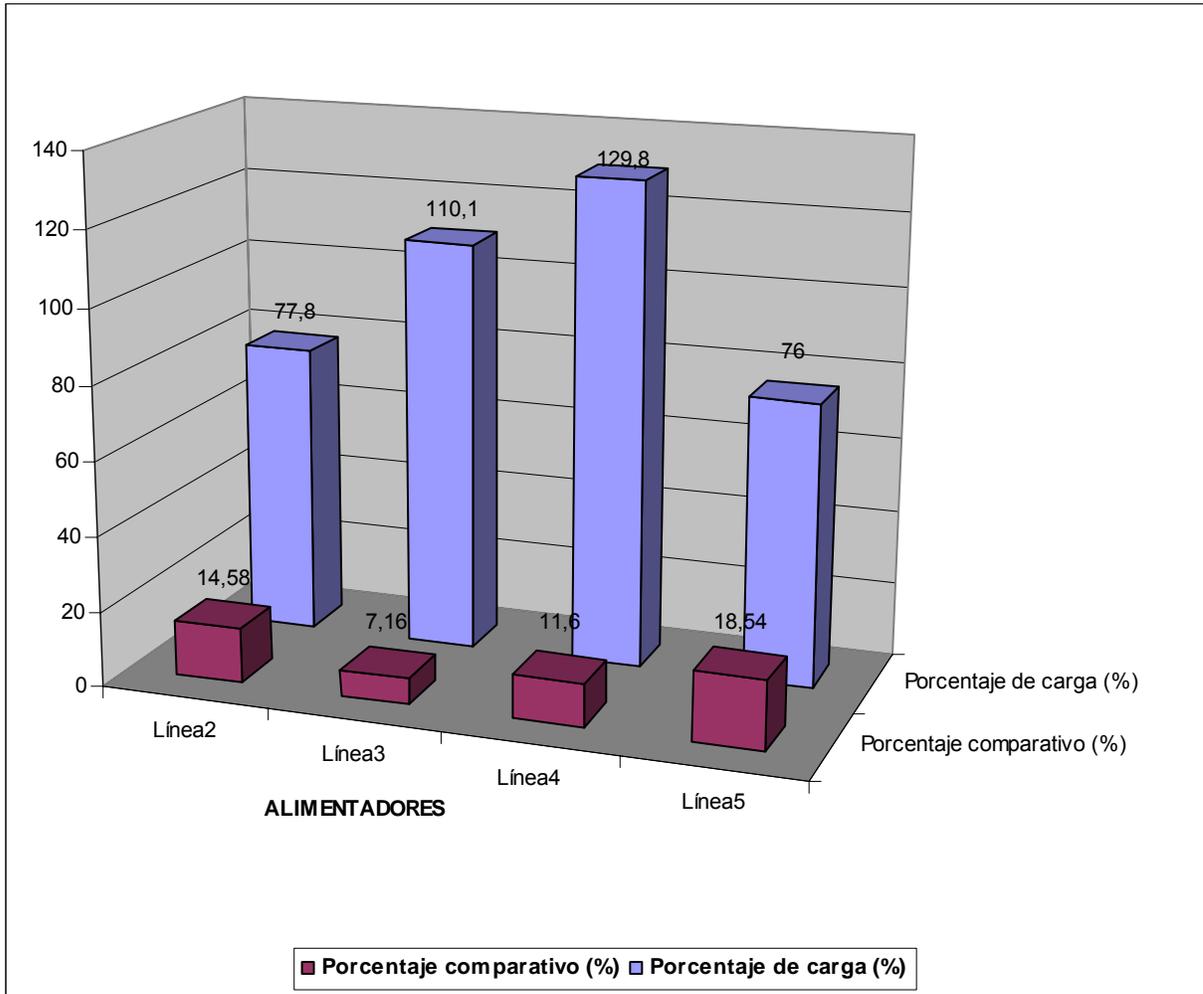
Figura 20. Alimentadores vs Corriente (A)



Lo que se había pronosticado en el capítulo anterior la Línea 2 por tener un factor de carga bajo recibe más carga de los alimentadores frontera a éste y por lo tanto hay un incremento del 14.58% en corriente.



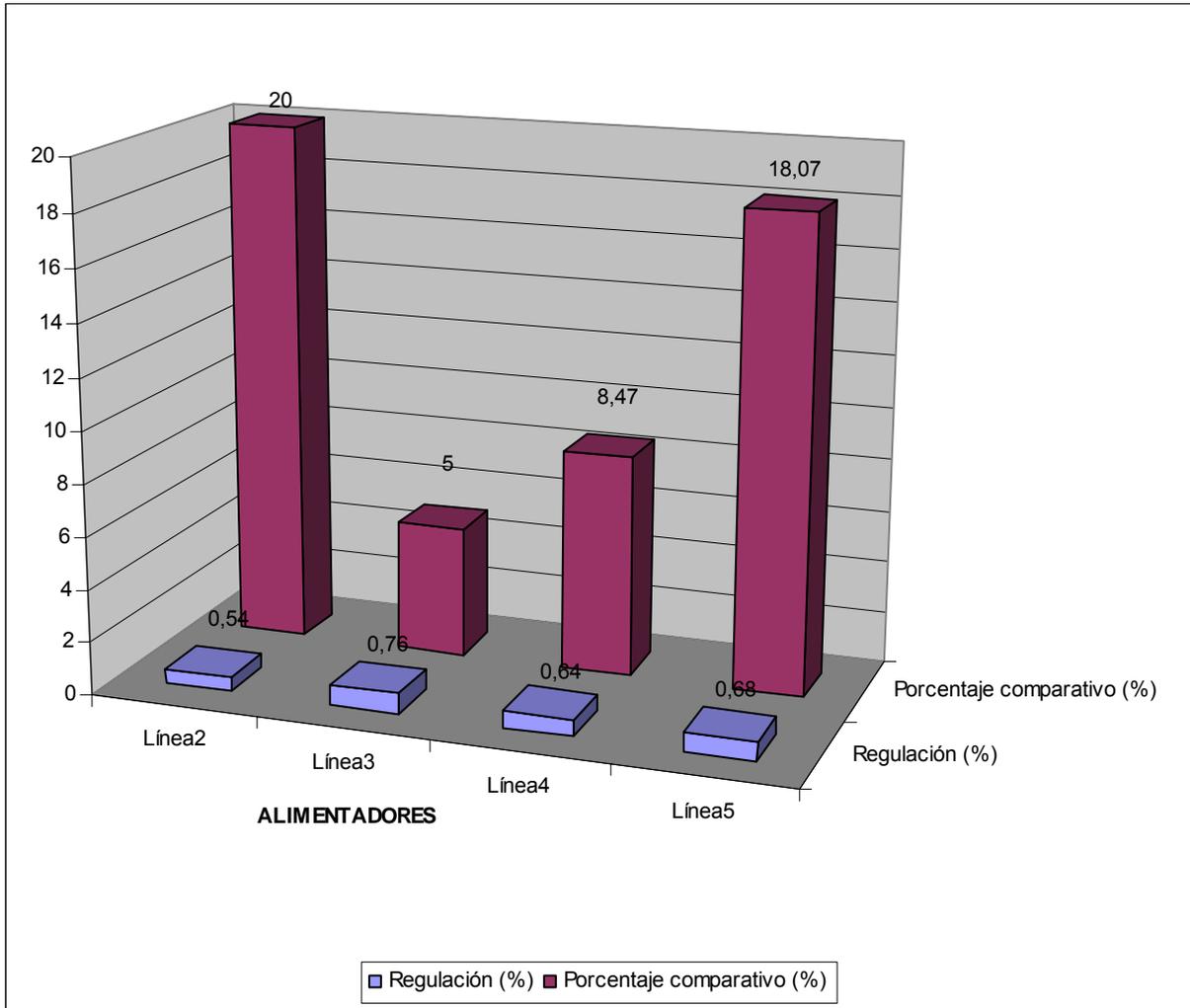
Figura 21. Alimentadores Vs Porcentaje de carga



La Línea 4 permite aumentar la carga en un 11% con respecto a la topología inicial cerca del 129.80% porque es uno de los alimentadores con mejor porcentaje de regulación, esto permite transferencias de cargas a otros circuitos.



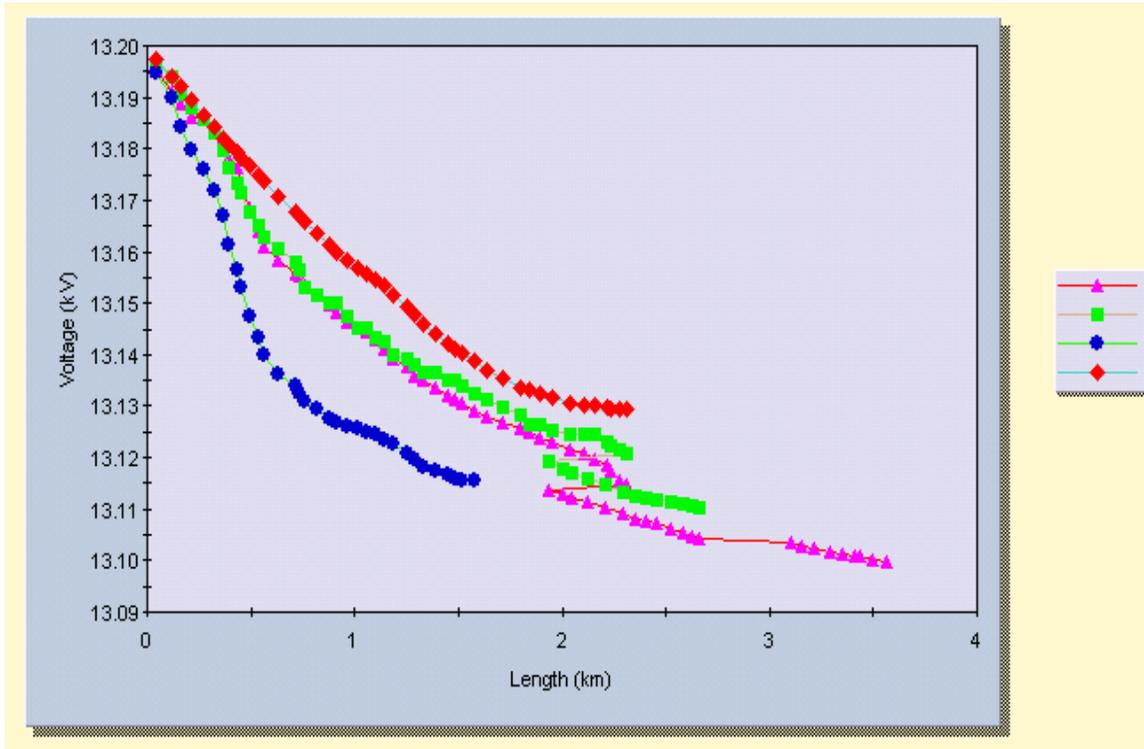
Figura 22. Alimentadores vs Regulación de voltaje (%)



Al hacer la redistribución de circuitos se muestra claramente la mejoría en todos los alimentadores en cuanto a la regulación de tensión que no supera el 1%.



Figura 23. Perfil de Tensión Reconfiguración (Flujo de Carga)



- ▲ Línea 3
- Línea 5
- Línea 4
- ◆ Línea 2

En los circuitos originales la Línea 5 tiene el mayor porcentaje de regulación de tensión, ahora con los circuitos reconfigurados la Línea 3 se encuentra con el 0.76% de regulación mayor en comparación con los otros alimentadores.



7. MEDIDAS ADMINISTRATIVAS Y ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA EL CONTROL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo, se plantean y describen algunas medidas destinadas a disminuir las pérdidas de energía eléctrica en los diferentes circuitos del sistema eléctrico de la EEASA.

Estas medidas pueden clasificarse de acuerdo con su carácter en administrativas y técnicas.

7.1. DESCRIPCIÓN DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS

7.1.1. MEDIDAS ADMINISTRATIVAS.

Las medidas administrativas consisten en:

FACILIDADES DE PAGO A LOS MOROSOS

El otorgamiento de facilidades de pago esta orientado a permitir a los clientes morosos contar nuevamente con un abastecimiento regular de energía eléctrica.

INSTALACIÓN DE OFICINA SATELITE DE LA UNIDAD DE CONTROL DE PÉRDIDAS

A través de la oficina satélite se persigue descentralizar los servicios de atención al usuario que presta la EEASA, desarrollando una política de acercamiento que permita establecer relaciones más personales entre el cliente y la empresa. Además permitir un mayor control y seguimiento de los clientes con deudas morosas y mejorar la detección de las pérdidas de energía.



7.1.2. MEDIDAS TÉCNICAS

Las medidas técnicas consisten en cambios tecnológicos en las redes de distribución y acometidas domiciliarias. Con estas medidas se pretende aumentar la protección del sistema eléctrico, dificultando su intervención para el hurto de energía y ejercer un mayor control sobre las pérdidas técnicas.

Las alternativas planteadas son las siguientes:

ALTERNATIVA A. EMPALME CON CABLE CONCÉNTRICO Y CHAPA DE SEGURIDAD

Consiste en el reemplazo de cable utilizado actualmente en la acometida y bajante de la acometida domiciliaria por un cable concéntrico, instalando adicionalmente chapa de seguridad en la caja de empalme.

ALTERNATIVA B. PEQUEÑOS TRANSFORMADORES MÁS ALTERNATIVA ANTERIOR.

De manera similar que la alternativa “A”, agregando la eliminación de la red de distribución en baja tensión utilizando pequeños transformadores, desde los cuales se daría directamente el servicio a los clientes.

ALTERNATIVA C. PEQUEÑOS TRANSFORMADORES MEDIDORES EN EL POSTE Y ACOMETIDA ACTUAL.

Consiste la eliminación de la red de distribución en baja tensión mediante la utilización de pequeños transformadores. Adicionalmente, los medidores de los clientes se trasladan a una caja metálica sellada ubicada en el poste del transformador, realizándose la conexión domiciliaria con los mismos conductores del sistema actual.



7.2. APLICACIÓN DE LAS MEDIDAS

La aplicación de las medidas pueden ser:

De carácter general: para aquellas dirigidas a toda la zona de concesión (facilidades de pago), ya sea para todos los usuarios del servicio o para un grupo determinado de estos.

De carácter local: para áreas específicas (Oficina satélites y medidas técnicas)

Las medidas de carácter general también podrán aplicarse en áreas específicas, Sin embargo, esto tendría dos desventajas:

- ✓ Una administración de la medida más compleja.
- ✓ El riesgo de convertirse en un motivador del hurto para aquellos usuarios que no lo hacen y se encuentran fuera del área de aplicación de las medidas.

La aplicación de las medidas de carácter local, en especial, las técnicas, deberían realizarse seleccionando y priorizando áreas, definiendo la alternativa más conveniente de acuerdo a las características de cada área en cuanto a las pérdidas técnicas y pérdidas negras y elaborando un programa de ejecución según los recursos disponibles por EEASA.



8. ANÁLISIS ECONÓMICO

Colombia es uno de los países de América Latina que pierde más energía en su sistema eléctrico: un 12%. Según cifras de Interconexión Eléctrica (ISA), un 2% corresponde a más de 91 mil millones de pesos que se pierden en el proceso de generación de energía. El restante 10% no se puede cuantificar porque involucra casos de robos en el proceso de transmisión y distribución.

La reducción de las pérdidas también se refleja en el mejoramiento de los índices de desempeño de las empresas distribuidoras de energía, pues las pérdidas son uno de los índices fundamentales con los que las entidades reguladoras miden su productividad.

Los estudios de pérdida de energía en el país se trabajan con estimativos promedios, que no tienen en cuenta las variables mencionadas y por lo tanto no muestran cifras reales.

8.1 Índice de Perdidas (%)

El índice de pérdidas está definido como, la diferencia entre la Energía de entrada menos la Energía de salida sobre la Energía de entrada así:

$$\text{Perdidas} = \frac{\text{Energía Entrada} - \text{Energía Salida}}{\text{Energía Entrada}}$$



Tabla 12: Cuadro comparativo Índice de pérdidas

CUADRO COMPARATIVO ÍNDICE DE PERDIDAS
Enero - Septiembre de 2004

MESES	ENERGIA	ENERGIA	VENTA	ÍNDICE
	GENERADA (KWH)	COMPRADA (KWH)	ENERGIA (KWH)	Res. 072 de 2002
	1	2	3	$5 = \frac{2-3}{3}$
Enero	2.441.130	2.302.106	2.017.302	12,37%
Febrero	2.460.328	2.325.558	2.016.336	13,30%
Marzo	2.699.167	2.543.566	2.078.541	18,28%
Abril	2.541.874	2.392.215	1.924.211	19,56%
Mayo	2.472.545	2.318.878	1.941.295	16,28%
Junio	2.326.998	2.177.208	1.873.975	13,93%
Julio	2.412.236	2.256.174	1.754.561	22,23%
Agosto	2.454.042	2.302.723	1.883.186	18,22%
Septiembre	2.565.576	2.400.197	1.916.312	20,16%
Total	22.373.896	21.018.625	17.405.719	17,19%

Fuente: Area Comercial.

Meta Año : 16,85%

En este cuadro se muestra de forma general los índices de pérdidas que motivaron el desarrollo de la presente tesis. Información suministrada por la EEASA en diciembre del año 2004.



Figura 24. Índice de Pérdidas

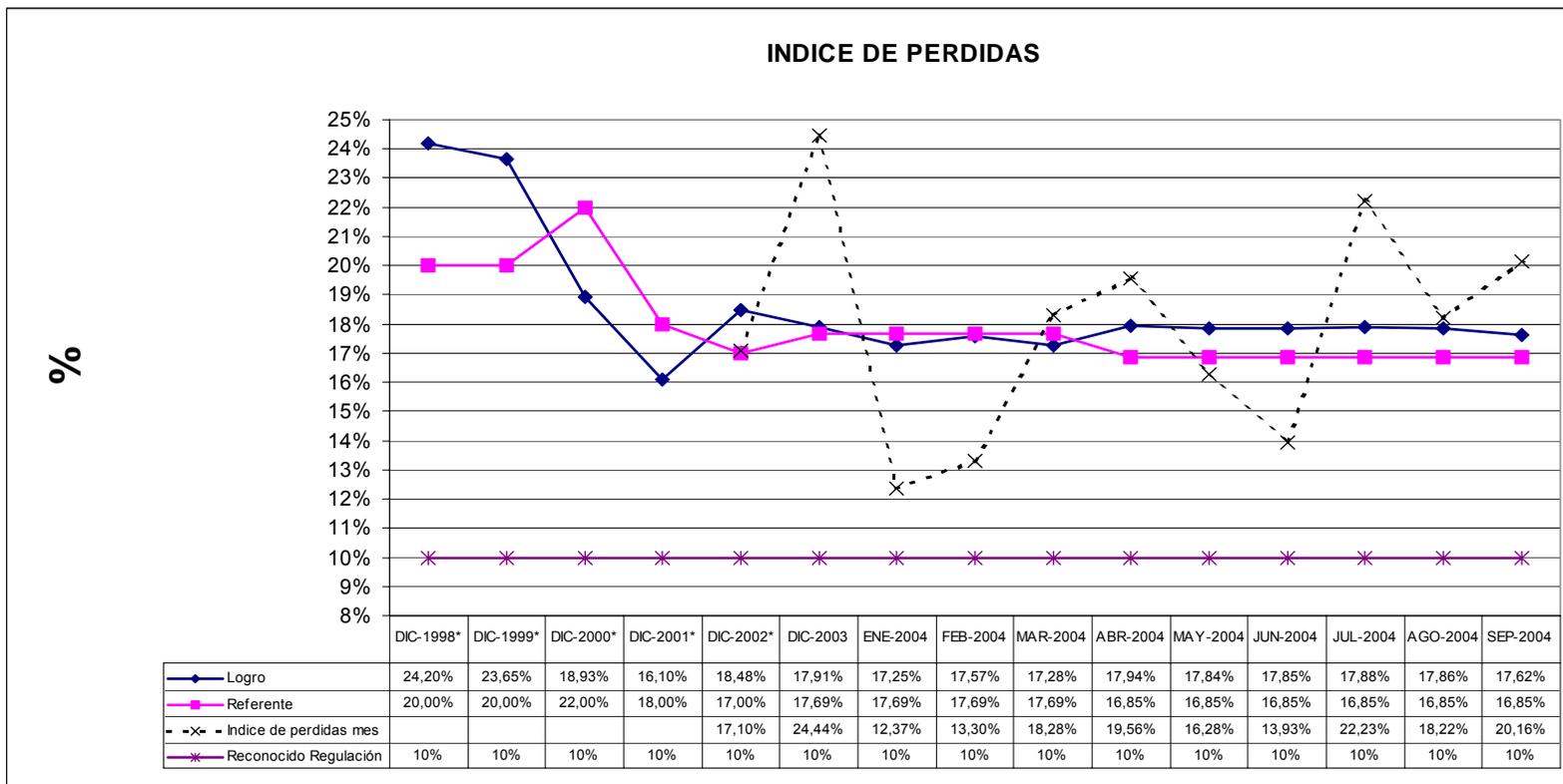


Tabla 13. Índice mensual de pérdidas de energía.

INDICE DE PERDIDAS %															
DESCRIPCION	DIC-1998*	DIC-1999*	DIC-2000*	DIC-2001*	DIC-2002*	DIC-2003	ENE-2004	FEB-2004	MAR-2004	ABR-2004	MAY-2004	JUN-2004	JUL-2004	AGO-2004	SEP-2004
ENERGIA DE ENTRADA						2.532.478	2.302.106	2.325.558	2.543.566	2.392.215	2.318.878	2.177.208	2.256.174	2.302.723	2.400.197
ENERGIA DE SALIDA						1.913.495	2.017.302	2.016.336	2.078.541	1.924.211	1.941.295	1.873.975	1.754.561	1.863.186	1.916.312
Índice de pérdidas mes					17,10%	24,44%	12,37%	13,30%	18,28%	19,56%	16,28%	13,93%	22,23%	18,22%	20,16%
Índice móvil pérdidas	24,20%	23,65%	18,93%	16,10%	18,48%	17,91%	17,25%	17,57%	17,28%	17,94%	17,84%	17,85%	17,88%	17,86%	17,62%
Referente	20,00%	20,00%	22,00%	18,00%	17,00%	17,69%	17,69%	17,69%	17,69%	16,85%	16,85%	16,85%	16,85%	16,85%	16,85%
Reconocido Regulación	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%



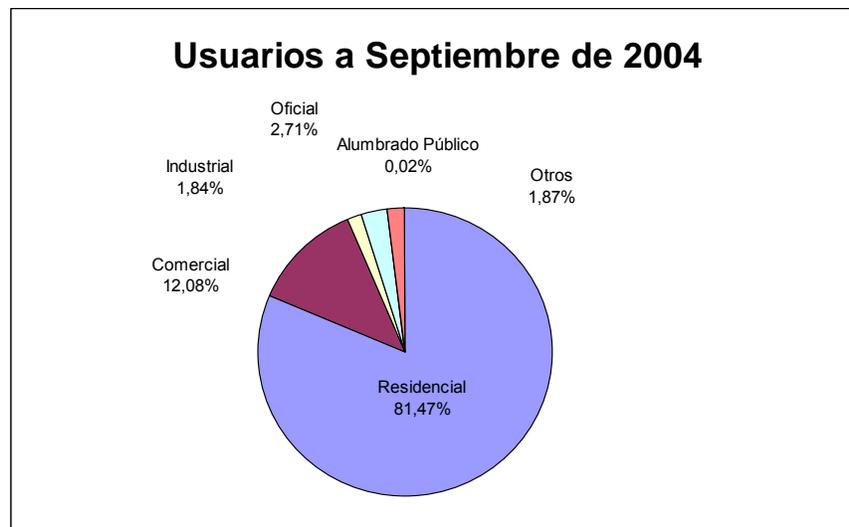
8.2 Comercialización

Con corte a septiembre de 2004, la Empresa de Energía del Amazonas S.A. E.S.P. contaba con 6299 usuarios. La composición de los usuarios por sectores se puede apreciar en el siguiente cuadro:

Tabla 14. Composición de Usuarios por Sectores

USUARIOS A SEPTIEMBRE DE 2004	
Residencial	5.132
Comercial	761
Industrial	116
Oficial	171
Alumbrado Público	1
Otros	118

Figura 25. Esquema de Usuarios por sectores.



La grafica permite observar la distribución porcentual de los tipos de usuarios predominando el numero de usuarios tipo residencial con 81.47%.

**Tabla 15. Estructura de las ventas y Consumos.**

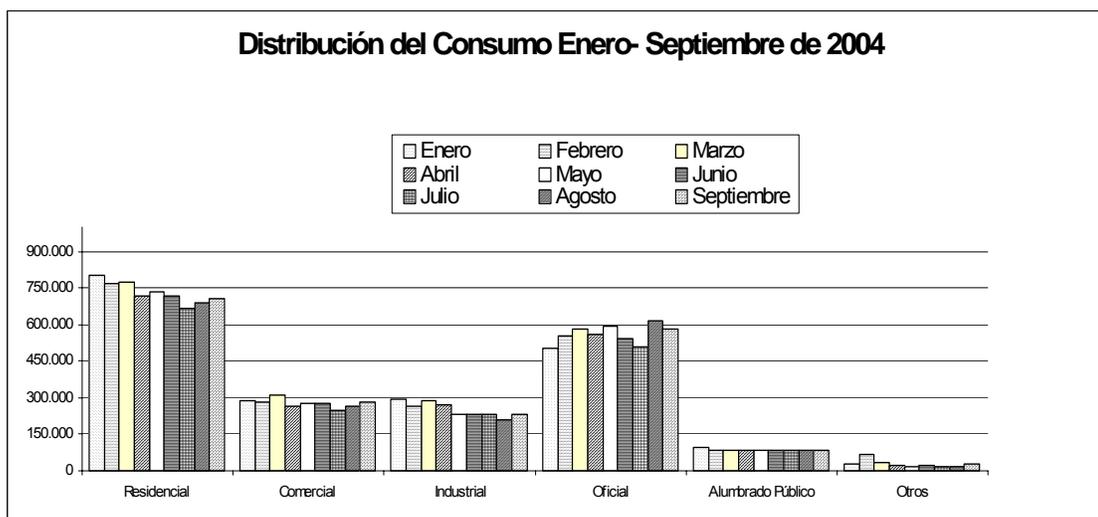
Informe a Septiembre de 2004

Municipio	millones*	%	usuarios	%	Consumo/Kwh	%
Residencial	168.060.640	28,15%	5.132	81,47%	707.603	36,93%
Comercial	107.508.540	18,01%	761	12,08%	282.789	14,76%
Industrial	88.866.800	14,88%	116	1,84%	231.853	12,10%
Oficial	144.615.470	24,22%	156	2,48%	451.204	23,55%
Bombeo	28.498.470	4,77%	12	0,19%	88.916	4,64%
Consumo propio	13.226.490	2,22%	4	0,06%	41.267	2,15%
Consumidores Especial	5.385.210	0,90%	55	0,87%	16.802	0,88%
Provisionales	1.351.450	0,23%	62	0,98%	4.213	0,22%
Alumbrado Publico	27.569.630	4,62%	1	0,02%	86.018	4,49%
Fraudes (Recup Energia	1.809.792	0,30%		0,00%	5.647	0,29%
Recargos por Mora	4.624.300	0,77%		0,00%		0,00%
Reconexiones	5.559.380	0,93%		0,00%		0,00%
Servicios de Conexión	23.860	0,00%		0,00%		0,00%
Contadores	0	0,00%		0,00%		0,00%
Totales	597.100.032	100,00%	6.299	100,00%	1.916.312	100,00%

Fuente: División Comercial

Para efectos del siguiente análisis, se debe tener en cuenta que se realiza, teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Los datos corresponden al periodo de enero a septiembre de 2004.
- El sector oficial se incluye el consumo propio de la EEASA S.A.
- Difiere del análisis del balance comercial ya que aquí se compara los tres trimestres de 2003 y los tres trimestres de 2004 datos no analizados.

Figura 26: Esquema Distribución de consumo por sectores.



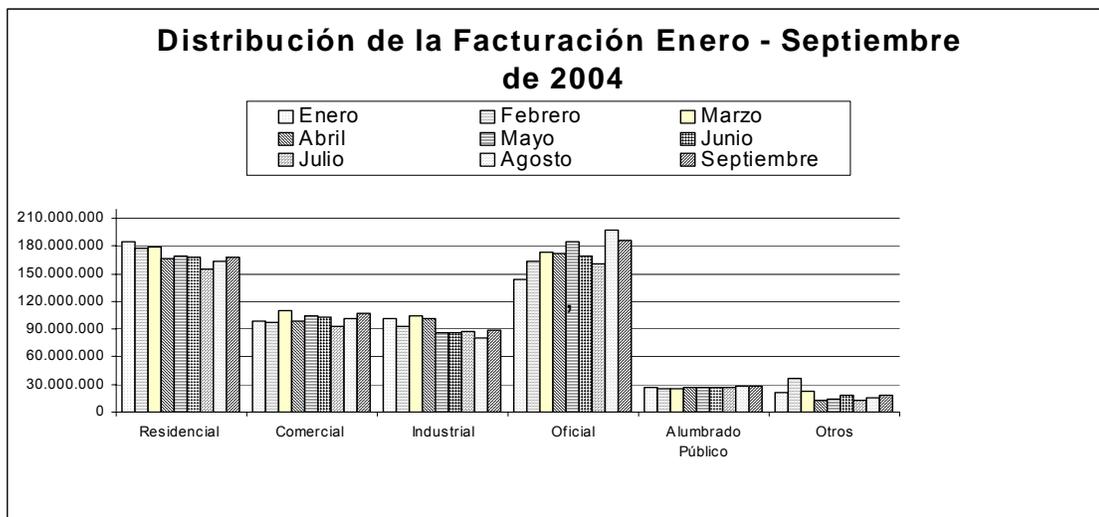
Aunque el número de usuarios a oscilado constante entre 6213 y 6299, se puede apreciar en el sector residencial e industrial que ha decrecido el consumo medio mensual entre enero a septiembre de 2004, en 11.8% y 21.6% respectivamente, a diferencia del sector oficial que ha incrementado 15.5%. Ante estos cambios en el consumo, se debe entrar a verificar que es lo que está ocurriendo en estos dos sectores e implementar políticas para detectar que ocurre en cada uno de ellos, Adicionalmente es preocupante el incremento de la facturación en el área oficial si se tiene en cuenta que este sector tiene problemas financieros para cancelar sus compromisos a tiempo.

Tabla 16. Distribución de consumo a septiembre de 2004 kWh.

Sector	Consumo KWH								
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Residencial	802.896	766.006	775.483	718.166	731.944	718.104	664.957	689.005	707.603
Comercial	289.672	280.659	310.713	267.278	279.089	274.291	246.718	263.521	282.789
Industrial	296.009	263.078	290.537	273.682	231.179	230.292	229.163	209.589	231.853
Oficial	502.960	554.352	579.350	558.985	595.628	541.468	508.093	618.306	581.387
Alumbrado Público	95.000	86.018	86.018	86.018	86.018	86.018	86.018	86.018	86.018
Otros	30.765	66.223	36.440	20.072	17.437	23.802	19.612	16.747	26.662
Total	2.017.302	2.016.336	2.078.541	1.924.201	1.941.295	1.873.975	1.754.561	1.883.186	1.916.312

Fuente: División Comercial

Figura 27. Esquema Distribución de Facturación por sectores.





Como el consumo y la facturación están relacionados directamente el valor de la factura en el sector residencial e industrial ha decrecido en el 9% y 13% respectivamente, a diferencia del sector oficial que se ha incrementado en un 30%.

Tabla 17: Distribución de consumo a septiembre facturación en pesos.

Facturación en pesos \$									
Sector	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
Residencial	184.620.000	178.166.720	178.544.360	166.664.940	169.774.300	167.432.270	154.869.870	163.257.090	168.060.640
Comercial	98.799.300	97.484.980	110.454.450	99.070.970	104.160.150	102.920.410	93.333.020	101.325.320	107.508.540
Industrial	101.915.780	92.526.930	104.661.720	101.215.560	86.280.660	86.349.720	86.800.170	80.580.790	88.866.800
Oficial	143.869.620	162.985.230	173.248.610	172.664.860	185.252.170	169.365.840	160.400.910	198.099.080	186.340.430
Alumbrado Público	27.382.800	25.290.150	25.922.380	26.570.100	26.753.320	26.905.570	27.150.720	27.559.310	27.569.630
Otros	20.680.185	36.138.663	23.232.536	13.205.320	14.450.224	17.982.164	12.028.586	15.862.148	18.753.992
Total	577.267.685	592.592.673	616.064.056	579.391.750	586.670.824	570.955.974	534.583.276	586.683.738	597.100.032

Fuente: División Comercial

8.3 Parque Generador

El parque de generación se encuentra en la actualidad operando, así:

Tabla 18. Estado actual de las unidades de generación.

	UNIDADES GMT (2850 Kw)				EMD (2500Kw) D 501	UNIDADES CUMMINS (1600 kW)		
	D 101	D 201	D 301	D 401		D 601	D 701	D801
EN SERVICIO								
FUERA DE SERVICIO								
EN REPARACION								
CAPADIDA DE GENERACION (5400KW)								

La capacidad actual de la generación de la central es de 5400 kW, teniendo una demanda de la población en la hora pico de 5600kW es necesario hacer un racionamiento del 5%. Adicionalmente las unidades D701 y D801 (Cummins) tienen que realizar paradas obligadas entre 1–2 horas diarias para su recuperación y mantenimiento.



- La unidad D101 se encuentra en proceso de reparación su fecha aproximada de puesta en servicio es el 20 de diciembre (reparación realizada por la firma Wartsila).
- La unidad D201 se termino el proceso de reparación, y se encuentra en pruebas de flushing del aceite, estaba planteado su puesta en funcionamiento para el 15 de noviembre lo cual no ha ocurrido a la fecha.
- La unidad D 301 se encuentra en operación con 83279 horas de servicio se encuentra pendiente para realizar un OVER HAULT general situación que no se ha logrado ya que no se cuenta con respaldo para sacarla de funcionamiento.
- La unidad D401 fuera de servicio.
- La unidad D501 salió de reparación general (con la firma Stewart Steverson), fecha de entrada a servicio 20 de diciembre.
- La unidad D701 con 10015 horas esta pendiente para reparación general.
- La unidad D801 ha presentado problemas de fuga de agua del carter y en la actualidad se encuentra funcionando.

Como se puede apreciar el sistema de generación en la ciudad de Leticia es muy frágil y cualquier daño de las unidades genera automáticamente racionamiento del servicio, esto se ha podido observar en el ultimo mes cuando las unidades han presentado problemas y se ha tenido que incrementar el racionamiento.



8.4 Sistema de distribución

La ciudad de Leticia cuenta con un sistema de redes de distribución de media tensión a 13.2 kV y de baja tensión con 5 conductores, trifásica y alumbrado público 208/120V.

El servicio de energía eléctrica tiene las siguientes características:

Servicio monofásico 110V / 1.O

Servicio bifásico trifilar 220V / 2.O - 110V /1.O

Servicio trifásico tetrafilar 220V / 3.O, 220V / 2.O, 110V / 1.O

Frecuencia 60 Hz

Los circuitos de media tensión están contruidos con conductores ACSR 1/0 AWG excepto el circuito rural contruidos con conductores ACSR 2/0 AWG, existen cinco alimentadores primarios.

Las redes de media y baja tensión están contruidas bajo normas ICEL (IPSE) y en postería de concreto, con capacidad para atender la demanda actual. En algunas comunidades indígenas en el circuito rural, las redes de baja tensión están contruidas en postes de madera. El alumbrado público en su mayoría está equipado con luminarias de mercurio de 150 W controlado por medio de celdas fotoeléctricas.

El problema que se presenta en las redes primarias, está relacionado por las fallas frecuentes ocurridas en el circuito rural debido a su construcción en zona arborizada, ocasionando constantes interrupciones.

kilómetros de red en A.T. 71,3 km (Ver ANEXO 1) kilómetros de red en B.T. 163,5 km kVA instalados de transformación: 13.01 MVA (Ver ANEXO 1)



8.4.1 Estado actual:

Se estima de manera indicativa que las redes de media y baja tensión requieren remodelación de un 30% y las redes rurales requieren de una remodelación de un 80%.

8.4.2 Comportamiento de las líneas:

Las líneas en general tienen un comportamiento bueno, sin embargo, existen cortes de energía debido a la salida de funcionamiento de los circuitos por problemas de acercamiento de vegetación, accionando los relés de protección, el factor de servicio se encuentra en 99,8%.

8.4.3 Sistema de medición

El 25% del sistema de medición a usuarios se encuentran deteriorados o en estado de obsolescencia. El 4% de los usuarios se encuentra sin medición.

8.5 Calidad del Servicio

8.5.1 DES

Horas interrumpidas: Es el tiempo total en que el servicio es interrumpido en un circuito. Hace referencia a la sumatoria del tiempo en horas de las interrupciones de un circuito acumuladas mes a mes, durante el tiempo transcurrido en cada uno de los semestres y durante el año.



Tabla 19. Índice DES año 2004.

INDICADOR DES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Distribucion													
Generacion													
Circuito II	53,17	2,54	4,64	53,17	5,60	4,62	0,55	39,26	2,42	26,18	44,00	29,00	265,15
Distribucion	1,37	0,12	3,37	1,37	0,83	4,62	0,08	3,08	0,07	1,35	4	4	24,26
Generacion	51,8	2,42	1,27	51,8	4,77	0	0,47	36,18	2,35	24,83	40	25	240,89
Circuito III	43,43	0,89	2,6	43,43	6,87	1,77	0,33	10,28	0,4	28,41	44	29	211,41
Distribucion	1,83	0,17	2,43	1,83	2,67	1,60	0,03	0	0,08	2,73	4	4,00	21,37
Generacion	41,6	0,72	0,17	41,6	4,2	0,17	0,3	10,28	0,32	25,68	40	25	190,04
Circuito IV	42,87	2,86	0,09	42,87	17,17	1,6	6,06	46,24	2,24	34,65	44	29	269,65
Distribucion	4,1	0,93	0,07	4,1	11,42	1,6	3,38	7,87	0,47	3,5	4	4	45,44
Generacion	38,77	1,93	0,02	38,77	5,75	0	2,68	38,37	1,77	31,15	40	25	224,21
Circuito V	46,9	5,05	3,25	46,9	9,35	7,32	4,33	32,58	1,08	11,16	48	33	248,92
Distribucion	1,95	2,43	1,9	1,95	7,95	7,32	3,5	4,73	0,33	5,58	8	8	53,67
Generacion	44,95	2,62	1,35	44,95	1,4	0	0,8	27,85	0,75	5,58	40	25	195,25

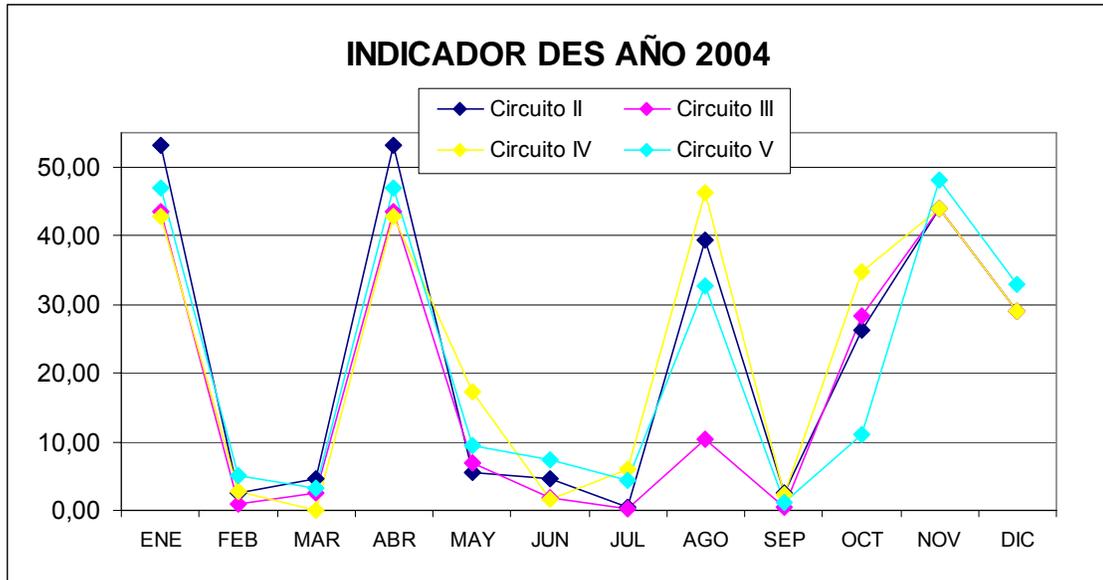
Fuente: División Comercial

Noviembre y Diciembre son datos proyectados.

Tabla 20. Índice DES año 2003.

INDICADOR DES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Distribucion													
Generacion													
Circuito II	20,50	15,85	0,50	0,97	4,18	0,53	1,24	1,43	2,00	5,15	12,77	10,53	75,65
Distribucion	0,73	0,43	0,13	0,32	1,25	0,33	1,07	0,78	1,8	4,28	2,97	4,1	18,19
Generacion	19,77	15,42	0,37	0,65	2,93	0,2	0,17	0,65	0,20	0,87	9,8	6,43	57,46
Circuito III	26,92	18,51	0,57	1,86	3,11	2,64	0,81	0,38	0,32	6,07	19,9	3,95	85,04
Distribucion	4,1	2,38	0,2	0,23	0,43	2,02	0,08	0,3	0,27	6,02	5,35	1,80	23,18
Generacion	22,82	16,13	0,37	1,63	2,68	0,62	0,73	0,08	0,05	0,05	14,55	2,15	61,86
Circuito IV	23,42	25,5	1,93	1,19	3,6	0,6	0,05	0,97	0,95	6,1	7,26	5,57	77,14
Distribucion	3,27	2,38	1,45	0,32	0,18	0,5	0,05	0,77	0,93	5,32	6,08	5	26,25
Generacion	20,15	23,12	0,48	0,87	3,42	0,1	0	0,2	0,02	0,78	1,18	0,57	50,89
Circuito V	32,77	23,13	1,6	3,54	4,65	1,06	2,43	2,75	6,08	9,78	30,11	15,6	133,5
Distribucion	7,22	4,18	1,37	2,77	1,07	0,53	2,0	2,33	5,98	8,75	11,73	11,08	59,01
Generacion	25,55	18,95	0,23	0,77	3,58	0,53	0,43	0,42	0,1	1,03	18,38	4,52	74,49

Fuente: División Comercial

**Figura 28. Comportamiento DES, año 2004.**

De las cifras de DES, se puede concluir que el numero de horas interrumpidas en la mayoría de los circuitos se ha incrementado. Para entrar a analizar el comportamiento del indicador al finalizar el año 2004 se tendrá los siguientes resultados: un incremento en el Circuito II de 189.6 horas, Circuito III de 126.37 horas de incremento, Circuito IV de 192.51 horas de incremento y Circuito V con 115.42 horas de incremento con respecto de diciembre de 2003, estos incremento son causados por la fragilidad del parque generador.

Las proyecciones realizadas por la empresa para el año 2005 y 2006 decrecen en comparación de las actuales, se consideran que se contara con un parque de generación más confiable y en mejores condiciones mecánicas que permitan disminuir el índice a unas condiciones razonables.

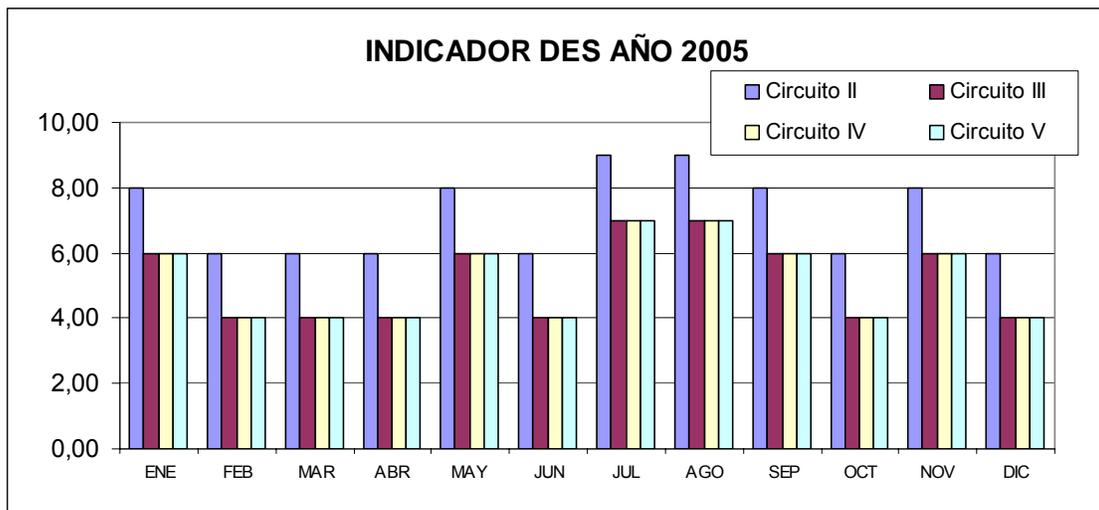


Tabla 21. Proyección Índice DES año 2005.

2005													
INDICADOR DES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I	N/A												
Distribucion													
Generacion													
Circuito II	8,00	6,00	6,00	6,00	8,00	6,00	9,00	9,00	8,00	6,00	8,00	6,00	86,00
Distribucion	5	4	4	4	5	4	6	6	5	4	5	4	56,00
Generacion	3	2	2	2	3	2	3	3	3	2	3	2	30,00
Circuito III	6,00	4,00	4,00	4,00	6,00	4,00	7,00	7,00	6,00	4,00	6,00	4,00	62,00
Distribucion	3	2	2	2	3	2	4	4	3	2	3	2	32,00
Generacion	3	2	2	2	3	2	3	3	3	2	3	2	30,00
Circuito IV	6,00	4,00	4,00	4,00	6,00	4,00	7,00	7,00	6,00	4,00	6,00	4,00	62,00
Distribucion	3	2	2	2	3	2	4	4	3	2	3	2	32,00
Generacion	3	2	2	2	3	2	3	3	3	2	3	2	30,00
Circuito V	6,00	4,00	4,00	4,00	6,00	4,00	7,00	7,00	6,00	4,00	6,00	4,00	62,00
Distribucion	3	2	2	2	3	2	4	4	3	2	3	2	32,00
Generacion	3	2	2	2	3	2	3	3	3	2	3	2	30,00

Fuente: Division Comercial

Figura 29. Proyección Comportamiento DES, año 2005.



Con los resultados proyectados la empresa solo se tendría un índice DES entre 60 y 84 horas al año sin servicio por cada uno de los circuitos.

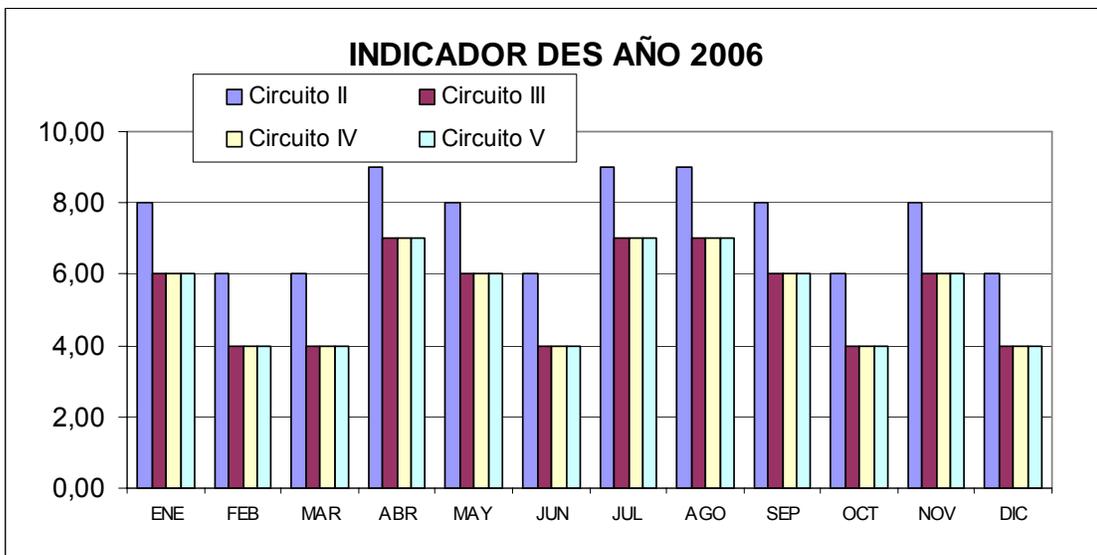


Tabla 22. Proyección Índice DES año 2006

		2006												
INDICADOR	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL	
DES														
Circuito I	NA													
Distribucion														
Generacion														
Circuito II	8,00	6,00	6,00	9,00	8,00	6,00	9,00	9,00	8,00	6,00	8,00	6,00	89,00	
Distribucion	5	4	4	6	5	4	6	6	5	4	5	4	58,00	
Generacion	3	2	2	3	3	2	3	3	3	2	3	2	31,00	
Circuito III	6,00	4,00	4,00	7,00	6,00	4,00	7,00	7,00	6,00	4,00	6,00	4,00	65,00	
Distribucion	3	2	2	4	3	2	4	4	3	2	3	2	34,00	
Generacion	3	2	2	3	3	2	3	3	3	2	3	2	31,00	
Circuito IV	6,00	4,00	4,00	7,00	6,00	4,00	7,00	7,00	6,00	4,00	6,00	4,00	65,00	
Distribucion	3	2	2	4	3	2	4	4	3	2	3	2	34,00	
Generacion	3	2	2	3	3	2	3	3	3	2	3	2	31,00	
Circuito V	6,00	4,00	4,00	7,00	6,00	4,00	7,00	7,00	6,00	4,00	6,00	4,00	65,00	
Distribucion	3	2	2	4	3	2	4,0	4	3	2	3	2	34,00	
Generacion	3	2	2	3	3	2	3	3	3	2	3	2	31,00	

Fuente: Division Comercial

Figura 30. Proyección Comportamiento DES, año 2006.



Para el 2006 los resultados proyectados la empresa solo tendría un índice DES entre 64.8 y 88.8 horas al año sin servicio por cada uno de los circuitos.

**8.5.2 FES**

Número de interrupciones: mide la confiabilidad de un STR y/o SDL como el número de interrupciones que presenta un circuito, hace referencia a la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, acumuladas mes a mes durante el tiempo transcurrido en cada uno de los semestres y durante todo el año.

Tabla 23. Índice FES año 2004.

INDICADOR FES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I	NA												
Distribucion													
Generacion													
Circuito II	40	14	15	40	11	7	4	36	11	30	58	38	304
Distribucion	7	2	8	7	2	7	1	3	2	5	8	8	60
Generacion	33	12	7	33	9	0	3	33	9	25	50	30	244
Circuito III	37	8	5	37	9	6	2	21	6	29	58	38	256
Distribucion	5	2	3	5	3	4	1	0	2	5	8	8	46
Generacion	32	6	2	32	6	2	1	21	4	24	50	30	210
Circuito IV	31	8	3	31	15	4	11	31	8	38	58	38	276
Distribucion	6	3	2	6	6	4	5	3	3	7	8	8	61
Generacion	25	5	1	25	9	0	6	28	5	31	50	30	215
Circuito V	42	20	23	42	16	15	12	38	6	28	62	42	346
Distribucion	11	8	15	11	14	15	7	10	2	14	12	12	131
Generacion	31	12	8	31	2	0	5	28	4	14	50	30	215

Fuente: Division Comercial

Noviembre y Diciembre son datos proyectados.

Tabla 24. Índice FES año 2003.

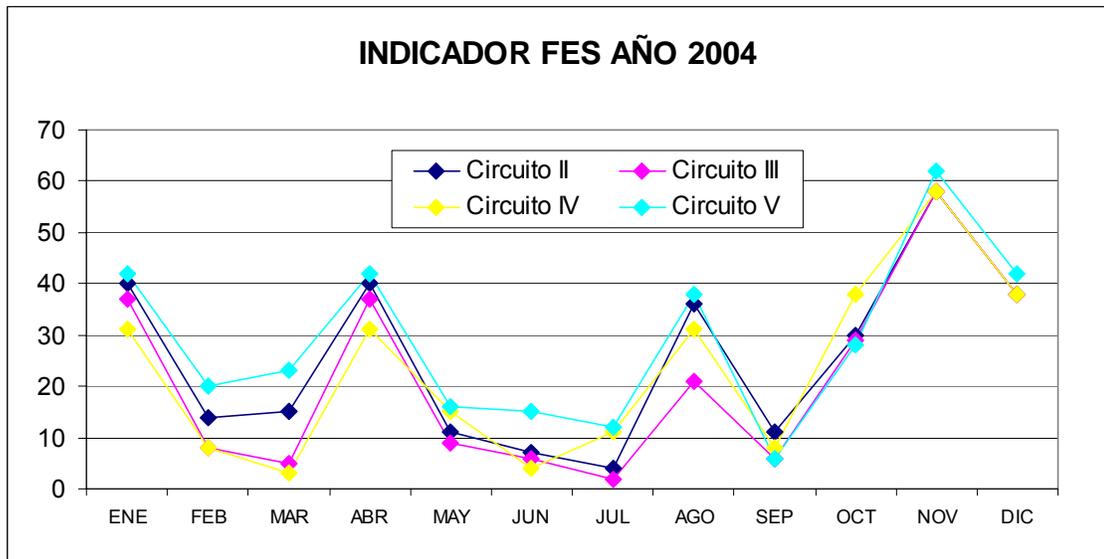
INDICADOR FES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I	N/A												
Distribucion													
Generacion													
Circuito II	25	10	5	5	8	4	6	13	8	9	21	14	128
Distribucion	4	3	2	2	1	2	5	7	5	4	12	3	50
Generacion	21	7	3	3	7	2	1	6	3	5	9	11	78
Circuito III	30	30	8	11	10	10	11	5	5	8	28	10	166
Distribucion	6	7	1	2	2	5	1	4	4	7	14	3	56
Generacion	24	23	7	9	8	5	10	1	1	1	14	7	110
Circuito IV	20	28	10	9	7	4	1	6	6	10	24	12	137
Distribucion	3	7	5	2	2	2	1	3	5	8	12	2	52
Generacion	17	21	5	7	5	2	0	3	1	2	12	10	85
Circuito V	32	28	16	13	8	6	9	19	16	21	44	20	232
Distribucion	12	12	13	9	3	5	8	16	14	15	22	9	138
Generacion	20	16	3	4	5	1	1	3	2	6	22	11	94

Fuente: Division Comercial



Las cifras de FES, se puede concluir que la confiabilidad del sistema en todos los circuitos ha desmejorado con respecto al mismo periodo del año 2003 así: Circuito II se incremento en las fallas en 176 veces, Circuito III incrementaron en 90 veces, Circuito IV incrementaron en 139 veces y Circuito V incrementaron en 114 veces, este índice tan elevado es producto de las fallas recurrentes presentadas en la central de generación.

Figura 31. Comportamiento FES 2004



Las proyecciones para los FES años 2005 y 2006 se presentan a continuación:

Tabla 25: Proyección Índice FES año 2005.

2005													
INDICADOR FES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I	N/A												
Distribucion													
Generacion													
Circuito II	14	12	11	14	13	11	14	13	13	11	13	11	150
Distribucion	10	8	8	10	9	8	10	9	9	8	9	8	106
Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44
Circuito III	10	8	7	10	9	7	10	9	9	7	9	7	102
Distribucion	6	4	4	6	5	4	6	5	5	4	5	4	58
Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44
Circuito IV	10	8	7	10	9	7	10	9	9	7	9	7	102
Distribucion	6	4	4	6	5	4	6	5	5	4	5	4	58
Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44
Circuito V	10	8	7	10	9	7	10	9	9	7	9	7	102
Distribucion	6	4	4	6	5	4	6	5	5	4	5	4	58
Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44

Fuente: Division Comercial



Figura 32. Comportamiento FES Año 2005.

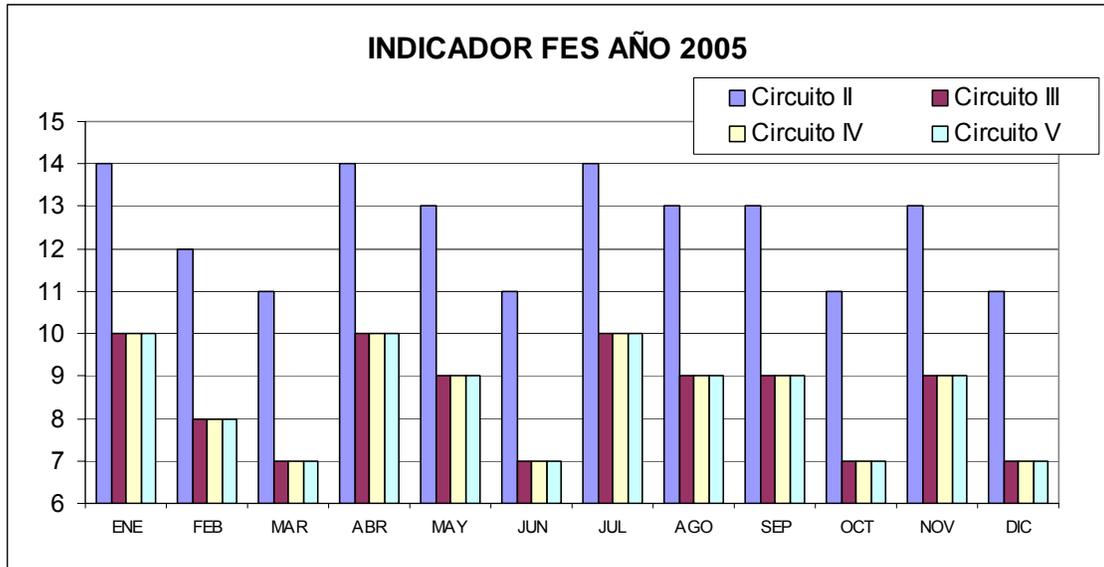


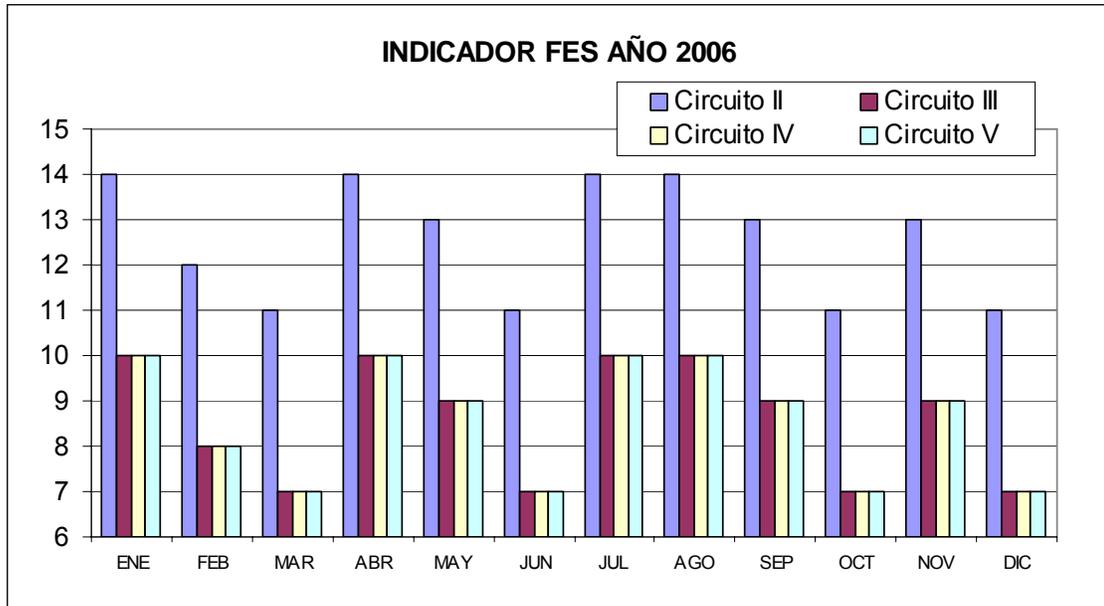
Tabla 26. Proyección Índice FES año 2006.

		2006												
INDICADOR	FES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Circuito I		NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Distribucion													
	Generacion													
Circuito II		14	12	11	14	13	11	14	14	13	11	13	11	151
	Distribucion	10	8	8	10	9	8	10	10	9	8	9	8	107
	Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44
Circuito III		10	8	7	10	9	7	10	10	9	7	9	7	103
	Distribucion	6	4	4	6	5	4	6	6	5	4	5	4	59
	Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44
Circuito IV		10	8	7	10	9	7	10	10	9	7	9	7	103
	Distribucion	6	4	4	6	5	4	6	6	5	4	5	4	59
	Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44
Circuito V		10	8	7	10	9	7	10	10	9	7	9	7	103
	Distribucion	6	4	4	6	5	4	6	6	5	4	5	4	59
	Generacion	4	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	3	44

Fuente: Division Comercial



Figura 33. Comportamiento FES Año 2006.



La empresa busca que para finalizar el año 2006 el índice FES haya decrecido entre un 50% y 70% con respecto a las cifras de 2004.

8.6 COBERTURA

La cobertura de prestación del servicio de energía en el Departamento del Amazonas se midió por la siguiente formula:

$$\text{Cobertura} = \frac{\text{Habitantes Atendidos}}{\text{Total de Habitantes}} * 100$$

$$\text{Cobertura} = 42.387 / 47.950 * 100 = 88,40\%$$



Tabla 27. Cobertura en Leticia y Zona río Amazonas 2004.

LOCALIDAD	HABITANTES CON SERVICIO	NUMERO HABITANTES	COBERTURA
Leticia	30.840	31.668	97,39%
La Milagrosa la playa	65	398	16,33%
Ronda	230	408	56,37%
San jose del Rio	150	230	65,22%
Los Yaguas	125	269	46,47%
El Progreso	136	150	90,67%
Santa Sofia	186	187	99,47%
Lomalinda	75	195	38,46%
Puerto Triunfo	100	130	76,92%
La Libertad	135	165	81,82%
Zaragoza	400	415	96,39%
El Vergel	135	295	45,76%
Macedonia	530	761	67,86%
San martin Amacayacu	275	418	65,79%
Mocaguas	335	399	83,96%
Palmeras	75	230	32,61%
SUBTOTAL LETICIA	33.792	36.338	92,99%
Puerto Esperanza	450	481	93,56%
Puerto Nariño	1.640	2.100	78,10%
San Francisco	310	479	64,72%
Nuevo Paraiso	65	110	59,09%
Santa Teresita	49	54	90,74%
San Jose de Villa Andrea	60	103	58,25%
San Juan de Soco	150	178	84,27%
Doce de octubre	195	195	100,00%
Tipisca	120	120	100,00%
Naranjales	275	275	100,00%
Boyahuazu	188	213	88,26%
Siete de agosto	270	270	100,00%
San Juan de Atacuari	170	281	60,50%
SUBTOTAL ZONA RIO AMAZON	3.942	4.859	81,13%
Tarapaca	1.250	1.502	83,22%
Puerta Ventura	170	245	69,39%
Puerto Huila	90	132	68,18%
Puerto Arica	320	416	76,92%
El Encanto	165	345	47,83%
Puerto Alegria	215	544	39,52%
San Rafael	210	340	61,76%
Providencia	273	301	90,70%
la Chorrera	390	580	67,24%
Puerto Faraon	104	126	82,54%
Puerto Colombia	68	280	24,29%
El Refugio	125	150	83,33%
TOTAL ZONA RIO PUTUMAYO	3.380	4.961	68,13%
La Pedrera	450	460	97,83%
Miriti	130	305	42,62%
Comeyafu	105	133	78,95%
Puerto Remanzo	110	140	78,57%
Puerto santander	370	600	61,67%
La Victoria pacoa	108	154	70,13%
SUBTOTAL ZONA RIO CAQUET	1.273	1.792	71,04%
TOTAL DEPTO AMAZONAS	42.387	47.950	88,40%

El servicio de energía se presta a la mayor parte de los habitantes del municipio de Leticia el detalle de las cifras e muestran en los cuadros.

Viviendas Atendidas

Cobertura por viviendas Atendidas = ----- * 100

Total de Viviendas

Cobertura por Viviendas Atendidas = 5058/5200 *100 = 97.69%



9. CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y FUTUROS TRABAJOS

9.1. CONCLUSIONES

El trabajo presentado en este documento permitió a los autores proponer a la EEASA otras formas de operar la red, aprovechando la estructura existente. Como resultado del mismo, se disminuyeron los niveles de pérdidas en los diferentes alimentadores.

Al comparar la propuesta elegida con el estado inicial del sistema, se encuentra que con el sistema reconfigurado se logra mayor beneficio, dado que se mejoran significativamente los perfiles de tensión. La propuesta sólo genera un pequeño costo de mano de obra, sin ocasionar ningún costo o inversión inicial en la red. A pesar de que los reconectores son útiles para mejorar la confiabilidad y ayudan al despeje de las posibles fallas del sistema, ellos no se tuvieron en cuenta en este proyecto porque la EEASA desconocía el estado de los reconectores existentes en su red.

Con el proceso de reconfiguración se mejoran los perfiles en la red puesto que se mejora la regulación en los diferentes alimentadores. La técnica aplicada en el proceso con ayuda del software fue la propuesta por W.M. Lin y H.C Chin en [2], la cual se basa en la transferencia de carga.

Durante el presente trabajo se obtuvieron las curvas de demanda del sistema, en base a datos obtenidos durante dos meses. Dichas curvas dieron un mejor conocimiento del comportamiento de la red, así como una primera aproximación al control planificado de la tensión. Dado que el control de tensión es un mecanismo bastante utilizado por las empresas de



suministro de energía como medio para optimizar la explotación de sistema y reducir la demanda sin afectar al usuario final, es necesario que la EEASA construya curvas sobre un mayor período de tiempo para poder realizar un mejor control de tensión.

Propuestas alternas como la normalización de acometidas, la utilización de transformadores de menor capacidad y el uso de medidores en poste permitirían mejorar los resultados en la operación y control del sistema de distribución.

Aún cuando desde el punto de vista operativo es conveniente implementar las alternativas propuestas Alternativa A (empalme concéntrico), Alternativa B (pequeños transformadores), Alternativa C (Medidores en el poste), desde el punto de vista económico podría resultar inconveniente aplicar esas alternativas a todos los sectores de Leticia, ya que cada área tiene condiciones diferentes como se ha manifestado a lo largo de todo el documento; evaluar estas propuestas en cada una de las zonas tipo definidas en este trabajo permitirá al operador de red tomar decisiones de inversión y conseguir condiciones óptimas globales en sus redes.

Durante el desarrollo del trabajo, los autores encontraron en el sistema de distribución problemas cuya solución estaba fuera del alcance de los objetivos propuestos. Uno de los más importantes es la necesidad de rediseñar el sistema de baja tensión ya que se detectaron situaciones como desbalance de carga, transformadores sobredimensionados, recorridos muy largos en los circuitos e incluso caídas de tensión de hasta el 30% de la tensión nominal.

Se logró una redistribución de la carga en los circuitos, obteniendo disminución de pérdidas de energía de alrededor del 3.33% en comparación



con las condiciones iniciales del sistema. No se consigue el resultado esperado debido a las características de la red y a las limitaciones del software Spard Power (Versión Estudiantil).

El hecho de poder conocer las condiciones del perfil de tensión, el flujo de potencia, el de corriente y las de pérdidas en el sistema de distribución. Proporciona una herramienta de trabajo importante para la toma de decisiones y selección de medidas encaminadas a mejorar las condiciones de operación del sistema. Ya que utilizar este tipo de herramientas computacionales permite conocer las condiciones del sistema cada vez que se realice un cambio.

Finalmente se considera importante indicar que el hurto de energía eléctrica es en gran parte consecuencia de las difíciles condiciones sociales y económicas existentes en la región. El valor del kW es uno de los más altos del país debido a factores asociados con el tipo de generación de energía como son los altos costos del combustible y de su transporte hasta el lugar de generación.

9.2 RECOMENDACIONES

Del trabajo realizado quedan muchas experiencias y conocimientos al equipo de trabajo.

- ✓ Es importante que las empresas distribuidoras ejecuten programas de reconfiguración óptima periódicamente (cada año) y efectuar las transferencias de carga sugeridas.
- ✓ Realizar campañas sobre el uso racional de la energía, que permitan reducir la demanda, las cuales ayudarían a mitigar la presión que existe sobre el parque generador, mientras se ejecutan las inversiones para su optimización y modernización.



- ✓ La herramienta computacional utilizada Spard Power en este proyecto mostró limitaciones que ocasionaron retrasos en el cronograma y produjo demora por falta de soporte en el desarrollo de la investigación.
- ✓ Adicionalmente es recomendable el uso extensivo de reconectores bajo carga en la red, de tal forma que hagan flexibles las distintas transferencias sugeridas por el programa.
- ✓ Soportado en la tecnología y amparado en la ley se pueden iniciar proyectos tendientes a utilizar medidores que registren con mayor precisión los consumos, se disminuya el riesgo de fraudes, se verifiquen los consumos hora/hora, que permitan la lectura en el sitio de instalación y la interrogación remota y que a su vez hagan seguimiento de la energía entregada en cada punto de medida por el distribuidor. Lo anterior permitirá acoplar a grupos de usuarios tales como conjuntos residenciales, comerciales e industriales para ofrecerles un mejor servicio.

9.3 DESARROLLO FUTUROS TRABAJOS

En lo relacionado a los modelos de los elementos del sistema, se puede considerar en investigaciones futuras, modelar los transformadores de distribución con curvas de cargas mensuales en estos dispositivos para cuantificar sus pérdidas y lograr escoger el transformador técnico-económico.

Con el fin de brindar resultados exactos y confiables en la reconfiguración de redes para minimizar pérdidas de energía y utilizar éstos en la operación real del sistema, las empresas deben tener registros detallados de las



curvas de demanda pertenecientes a los diferentes tipos de usuarios conectados a sus redes y así poder caracterizarlos de manera más aproximada al comportamiento real.

Realizar un análisis de flujo de carga del sistema de distribución de la EEASA utilizando la compensación de potencia reactiva en alimentadores y usuarios industriales, cuantificar las pérdidas de potencia después de ubicados estos dispositivos y proponer otra alternativa para mejorar las condiciones de operación del sistema, aprovechando lo adelantado en este proyecto de grado.

Entre los beneficios que se obtienen al ubicar bancos de condensadores en un alimentador de distribución radial, se destacan: Mejorar el factor de potencia promedio de los alimentadores, disminuye el flujo de corriente y la cargabilidad de los conductores a lo largo del alimentador, Eleva el nivel de tensión y en consecuencia mejora la regulación del sistema, Disminuye las pérdidas de potencia y de energía.

Realizar una interpretación del perfil de la función de distribución de la carga a lo largo del alimentador, buscando obtener la localización óptima de bancos de condensadores valiéndose en los resultados obtenidos en este documento.



10. BIBLIOGRAFÍA

- [1]. R. TALESKI, D. RAJIČIĆ, "Distribution Network Reconfiguration for energy Loss Reduction", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 398-406.
- [2]. W.M. LIN, H.C. CHIN, "A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No 3, July 1998, pp. 870-875.
- [3]. H. CASTRO, J. B. BUNCH, T. M. TOPKA, "Generalized Algorithms for Distribution Feeder Deployment and Sectionalizing", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 2, March/April 1980, pp. 549-556.
- [4]. E. GAUCHE, J. COHELO, R.C. TEIVE, "An On-Line Distribution Feeder Optimal Reconfiguration Algorithm for Resistive Loss Reduction Using Multi-Layer Perceptron", IEEE 1997, pp. 179 – 182.
- [5]. J.M. GERS," Feeder Reconfiguration for Losses Reduction Considering Harmonic Penetration", Thesis presented for the degree of Doctor, Power System Research Group, University of Strathclyde, Jul 1998.
- [6]. G. CARRILLO, I.J. PEREZ, "Optimal reconfiguration of distribution networks for a diversity of regulatory frameworks" International Symposium on Electric Power Engineering, Jun 1995, pp. 784-793.
- [7] G.J. PEPONIS, M.P. PAPADOPOULOS, "Distribution Network Reconfiguration to Minimize Resistive Line Losses", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 3, July 1995, pp. 1338-1342.
- [8] R. TALESKI, D. RAJIČIĆ, "Distribution Network Reconfiguration for energy Loss Reduction", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 398-406.
- [9] J.M. GERS," Feeder Reconfiguration for Losses Reduction Considering Harmonic Penetration", Thesis presented for the degree of Doctor, Power System Research Group, University of Strathclyde, Jul 1998.
- [10] R. Céspedes. New method for the analysis of distribution networks, IEEE transactions on power Delivery, Vol 5, No. 1, pp 391-396, January 1990
- [11] GERS O., Juan Manuel. Reconfiguración de sistemas de distribución. II seminario sobre análisis y automatización de sistemas de distribución, Cali. Abril 1995.



- [12] RICO R., Carlos A. Reconfiguración de alimentadores primarios para su operación en estado normal y de emergencia. Tesis, Universidad Tecnológica de Pereira. 1990.

- [13] Candelo E, Figueroa D, Metodología para la recopilación de datos utilizados en la reconfiguración automática de redes de distribución. Tesis de grado, Universidad del Valle, 2001

- [14] LATORRE, Gerardo. Et al. Respuesta de los circuitos de nivel I, ante cambio de tensión consumo y pérdidas. Universidad Industrial de Santander.

- [15] RODAS, Dario E. et al. Modelamiento de la carga en sistemas de distribución. En: Scientia et technica. N° 7 (Mayo 1998) p. 31-39.

- [16] GERS. Juan Manuel. Feeder Reconfiguration for losses reduction considering harmonic penetration. Glasgow United Kingdom, 1998. 218 pag. Thesis for the degree (doctor of Philosophy). University of Stranclyde. Power System Research Group. Department of electrical Engineering

- [17] CHEN, C-S, et al. The application of load models of electric appliances to distribution system analysis. En: Transactions on Power Systems de IEEE. Vol. 10, N° 3 (August 1995) p. 1376-1382.