



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA
TENSIÓN DE LA COMUNIDAD SAN AGUSTÍN (Caso: C.A. ELEVAL)**

Tutor Académico:

Prof. Eva Monagas

Tutores Industriales:

Ing. Félix Guevara

Ing. Teobaldo Rodríguez

Autores:

MARTÍNEZ, Jesús

ZERPA, Alexis

Valencia, Julio 2007.



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



**PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL
SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA
TENSIÓN DE LA COMUNIDAD SAN AGUSTÍN (Caso: C.A. ELEVAL)**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

Tutor Académico:

Prof. Eva Monagas

Tutores Industriales:

Ing. Félix Guevara

Ing. Teobaldo Rodríguez

Autores:

MARTÍNEZ, Jesús

ZERPA, Alexis

Valencia, Julio 2007.



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA



CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado ***“PROYECTO DE OPTIMIZACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN DE LA COMUNIDAD SAN AGUSTÍN (Caso: C.A. ELEVAL)”***, realizado por los Bachilleres: Martínez P. Jesús D, Cédula de Identidad: 15.072.759, Zerpa F. Alexis J, Cédula de Identidad: 15.745.501, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. _____

Eva Monagas

TUTOR

Prof. _____

Milagros Peña

JURADO

Prof. _____

Alejandro Sierra

JURADO

Valencia, Julio 2007.

DEDICATORIA

A mis padres **Anita** y **Chucho**, por ser ejemplo de trabajo y constancia, por su amor, comprensión, estímulo, colaboración y consejo a lo largo de mi vida. Mi logro y éxito es de ustedes. *Los Quiero!!!*

A mi hermano, **Luis**, gracias por estar siempre pendiente de mí. Sobran las palabras.

A **Rebeca**, quien me ha tenido paciencia y ha estado a mi lado en todo momento y ha sido mi guía a lo largo de mi carrera, gracias por aparecer en mi vida. *Te amo!!*

A todos mis **tíos, tías, primos, primas, padrinos, madrinas y abuelas**, por brindarme su apoyo incondicional, depositar en mí toda su confianza y alentarme en los momentos difíciles. Nunca dudaron que lo lograría. *Mil Gracias!!*

A **Orlando, Vicente y Julio** por enseñarme que la amistad verdadera perdura pese al tiempo y la distancia.

A mis compañeros de la UC, **Lisbeht, Oscar, José, Carlos, Manuel, Loli, Victor, Vicente, Manuel y Alexis** por recorrer junto a mi este largo camino y hacérmelo más llevadero.

A **Eduardo** hermano de mil batallas, en las buenas y en las malas.

A mis compañeros del Batey: **El Doctor Pekín, El Tío Viajero y Al Jornalista Venceremos...**

Jesús.

DEDICATORIA

A mi madre **Gregoria** por ser la motivación de mi vida, por darme todo y enseñarme lo necesario para luchar, por ser ejemplo constante de trabajo y esfuerzo, por estar ahí siempre cuando te necesité. *Gracias.*

A mis hermanos **Marisela, Marilin, Argenis, Carlos** por darme el apoyo necesario para lograr mis objetivos.

A mis tíos **Nancy, Chawy, Rafael** por su ayuda, confianza y por brindarme todo lo esencial para seguir adelante.

Al resto de mi familia y amigos que creyeron en mí e hicieron que este sueño se convirtiera en realidad y por enseñarme durante mi vida lo que es el cariño verdadero.

A mi compañero de tesis, a los pasantes (**Víctor, Vicente, Manuel**) y a todas aquellas personas que de alguna u otra forma a lo largo de mi carrera contribuyeron con este logro.

Javier

AGRADECIMIENTOS

- A la Universidad de Carabobo por la formación académica y como institución forjadora de talentos
- A la profesora Eva Monagas y al Ingeniero Teobaldo Rodríguez, por ser nuestros guías en la realización de esta investigación, Mil Gracias.
- A la C.A. Electricidad de Valencia, por darnos la oportunidad de realizar nuestro trabajo especial de grado.
- A todo el personal que labora en el departamento de Pérdidas No Técnicas de ELEVVAL, especialmente al personal técnico, gracias por su apoyo y cooperación.
- A los Ingenieros Félix Guevara, Héctor Elías, Alejandro Sánchez, Agustín Lares, Miguel Pernia, por su colaboración.
- A la Ingeniero Rebeca Bravo, por ser nuestra tutora fuera de la Universidad.

A todas y cada una de aquellas personas que contribuyeron a que este; nuestro logro, pueda verse materializado

Mil gracias!!!!

Jesús y Javier

RESUMEN

El objetivo del presente trabajo es desarrollar una propuesta para la optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad de San Agustín, a fin de reducir las pérdidas no técnicas y sentar las bases para la elaboración de un manual para optimizar urbanismos estrato R4.

Siendo las pérdidas no técnicas la razón de esta investigación se realiza en primera instancia una evaluación física del sistema, a objeto de identificar y cuantificar las tomas ilegales existentes en el sector y determinar las condiciones generales de la red de media y baja tensión. Para el diagnóstico del sistema en baja tensión se consideran como variables técnica la caída de tensión, capacidad de corriente y factor de uso de transformadores.

Una vez realizado el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión en San Agustín, se hace necesario plantear alternativas de solución que minimicen las pérdidas por hurto de energía, atienda las debilidades técnicas y garantice el buen funcionamiento del sistema eléctrico de distribución en baja tensión. En el sector no se detectaron pérdidas no técnicas a nivel 13.800 V, por lo tanto no se proponen diversas alternativas en media tensión, se plantean soluciones definitivas.

La selección de la alternativa adecuada se realiza mediante una matriz de criterios relevantes integrados, siendo los factores considerados la facilidad para conexiones ilegales, costo de materiales, costo de mano de obra de instalación, facilidad de instalación, facilidad de mantenimiento, exposición a fallas e impacto visual. Estos factores abarcan de manera general parámetros técnicos, económicos y sociales que inciden directamente en la elección del conductor adecuado.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
Introducción	1
Capítulo I. Planteamiento del problema	3
1.1 Descripción del problema.....	3
1.2 Objetivos.....	5
1.2.1 General.....	5
1.2.2 Específicos.....	5
1.3 Justificación.....	6
1.4 Alcance.....	8
Capítulo II. Marco Teórico	9
2.1 Antecedentes.....	9
2.2 Bases teóricas.....	10
2.2.1 Sistemas de distribución.....	10
2.2.1.1 Red Primaria de distribución.....	12
2.2.1.2 Puntos de transformación.....	12
2.2.1.3 Red Secundaria de distribución.....	13
2.2.2 Tipos de sistemas de distribución según el tipo de construcción.....	14
Sistema de distribución aéreo.....	14
2.2.3 Tipos de sistemas de distribución según la carga.....	14
Sistema de distribución urbano y residencial.....	14
2.2.4 Tipos de sistemas de distribución según el esquema de conexión.....	15

Topología radial.....	15
2.2.5 Pérdidas de energía eléctrica.....	16
2.2.5.1 Pérdidas técnicas.....	16
2.2.5.2 Pérdidas no técnicas.....	16
2.2.6 Optimización técnica y económica de sistemas eléctricos de distribución.....	17
2.2.6.1 Variables Consideradas en la Optimización.....	20
Caída de tensión.....	20
<i>Carga</i>	21
<i>conectada</i>	
Capacidad de corriente.....	23
Factor de uso de los transformadores.....	24
2.2.7 Conductores eléctricos en sistemas de distribución aéreos.....	25
2.2.8 Análisis económico.....	29
Valor presente neto.....	30
2.3 Glosario de Términos.....	30
Capítulo III. Marco metodológico.....	34
3.1 Tipo de investigación.....	34
3.2 Fases metodológicas.....	35
Fase 1 Actualización y digitalización de las redes eléctricas.....	35
Fase 1.1 Verificación catastral de la zona.....	35
Fase 1.2 Levantamiento de la red de media tensión y puntos de transformación.....	36
Fase 1.3. Levantamiento de la red de baja tensión y alumbrado público....	36
Fase 1.4. Levantamiento de acometidas.....	37
Fase 1.5. Digitalización de las redes.....	37
Fase 2 Diagnóstico del sistema eléctrico.....	37
Fase 2.1. Selección de la muestra.....	38
Fase 2.2. Censo de carga.....	39
Fase 2.3. Estimación del consumo mensual de energía del inmueble.....	39
Fase 2.4. Estimación de la demanda máxima.....	41

Fase 2.5. Estimación de la demanda diversificada.....	42
Fase 2.6. Calculo de caída de tensión.....	42
Fase 2.7. Capacidad de corriente.....	42
Fase 2.8. Factor de uso de los transformadores.....	43
Fase 3 Proposición de alternativas de solución.....	43
Fase 4. Selección de la alternativa de solución.....	44
Fase 5. Rentabilidad de la alternativa selecciona.....	46
3.3 Unidad de análisis.....	47
3.3.1 Población o universo de estudio	47
3.3.2 Muestra.....	47
3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	48
Capítulo IV. Análisis de resultados.....	50
4.1 Actualización y digitalización de las redes eléctricas.....	50
4.1.1 Verificación catastral de la zona.....	50
4.1.2 Levantamiento de la red de media tensión y puntos de transformación.....	51
4.1.3 Levantamiento de la red de baja tensión y alumbrado público.....	52
4.1.4 Levantamiento de acometidas.....	52
4.1.5 Digitalización de las redes.....	55
4.2 Diagnóstico del sistema eléctrico.....	55
4.3 Alternativas de solución.....	61
4.4 Selección de la alternativa adecuada.....	63
4.4.1 En la red de media tensión.....	63
4.4.2 En la red de baja tensión.....	64
4.4.3 Modificaciones en los circuitos de baja tensión.....	67
4.5 Rentabilidad de la Alternativa Seleccionada.....	76
4.6 Análisis de los resultados para efectos de diseño y mejoras en urbanismos R4...	78
Conclusiones.....	81
Recomendaciones.....	84
Referencias Bibliográficas.....	85
Bibliografía.....	88
Anexo A, Histórico de lectura de los totalizadores instalados en san agustín.....	91

Anexo B, Características técnicas e irregularidades de las redes de media y baja tensión	96
Anexo C, Censo de carga y consumo de energía mensual estimado por cliente.....	103
Anexo D, Precios de materiales y mano de obra para conductor Cuádruplex 2/0.....	112
Anexo E, Planos eléctricos de san agustín.....	121
Anexo F, Cálculo De La Distancia Máxima Entre Apoyo.....	127
Apéndice A, Instrumentos de recolección de datos.....	133
Apéndice B, Cálculos de caída de tensión.....	137
Apéndice C, Cálculo de capacidad de corriente.....	146
Apéndice D, Caída de tensión, circuitos modificados.....	150
Apéndice E, Cálculo de capacidad de corriente, circuitos modificados.....	159

ÍNDICE DE TABLAS

Tablas	Pág.
2.1 Tensiones normalizadas para líneas primarias.....	12
2.2 Características de conductores de aluminio desnudo, conductividad 61%.....	26
2.3 Características del cable Cuádruplex con neutro portante aislado.....	28
3.1 Muestra estratificada para el estudio de carga.....	39
3.2 Carga típica en clientes residenciales.....	40
3.3 Matriz de criterios relevantes integrados para la selección del conductor a utilizar en el sistema eléctrico de distribución en baja tensión de San Agustín.....	45
4.1 Característica técnicas de los puntos de transformación.....	52
4.2 Especificaciones técnicas por circuito de baja.....	55
4.3 Factor de uso de los transformadores.....	57
4.4 Consumo mensual y demanda máxima por cliente.....	58
4.5 Demanda diversificada por estrato.....	59
4.6 Características y constante de distribución del Arvidal 2/0.....	59
4.7 Caída de tensión, conductor Arvidal (2/0) y $K_d = 1,24 \cdot 10^{-3}$	60
4.8 Capacidad de corriente, conductor Arvidal (2/0).....	61
4.9 Características técnicas de algunos conductores de Arvidal.....	62
4.10 Características técnicas de algunos conductores Cuádruplex.....	63

	Matriz de criterios relevantes integrados para la selección del conductor a utilizar en el sistema eléctrico de distribución en baja tensión de San Agustín.....	65
4.11		
	Precio de material y mano de obra para conductor de Arvidal y Cuádruplex.....	66
4.12		
	Tramos de líneas modificados, circuito Q88.....	68
4.13		
	Tramos de líneas modificados, circuito Q18.....	72
4.14		
	Factor de uso de los transformadores empleando el conductor Cuádruplex 2/0.....	75
4.15		
	Capacidad de corriente empleando el conductor Cuádruplex (2/0).....	75
4.16		
	Caída de Tensión empleando el conductor Cuádruplex 2/0 ($K_d = 1,23 \text{ e}^{-3}$).....	76
4.17		
	Costo de materiales y mano de obra (Bs.).....	77
4.18		
	Energía recuperada (Bs. /mes) y tiempo de pago de la inversión (mes).....	77
4.19		
	Alcance.....	78
4.20		
B.1	Características técnicas e irregularidades del servicio de alumbrado público	97
B.2	Tipo de conexión por parcela.....	99
B.3	Irregularidades existentes en la red de media tensión.....	100
B.4	Irregularidades existentes en los puntos de transformación.....	101
B.5	Irregularidades existentes en la red de baja tensión.....	101
C.1	Censo de carga y consumo de energía viviendas de una planta.....	104
C.20	Censo de carga y consumo de energía viviendas de dos plantas.....	110
C.22	Censo de carga y consumo de energía comercios.....	111
D.1	Materiales requeridos para la instalación del cable Cuádruplex (2/0).....	113
D.2	Mano de obra para la instalación del cable Cuádruplex (2/0).....	114
D.3	Materiales requeridos para la red de distribución primaria.....	115
D.4	Mano de obra requeridos para la red de distribución primaria.....	116
D.5	Tiempo de pago, para un 100% de energía recuperada.....	117
D.6	Tiempo de pago, para un 90% de energía recuperada.....	117
D.7	Tiempo de pago, para un 80% de energía recuperada.....	118
D.8	Tiempo de pago, para un 70% de energía recuperada.....	118

D.9	Tiempo de pago, para un 60% de energía recuperada.....	119
D.10	Tiempo de pago, para un 50% de energía recuperada.....	120
F.1	Características de longitudes de los postes de acero embutidos en caliente.....	128
F.2	Características eléctricas del conjunto cuádruples con neutro portante aislado.....	130
1	Características técnicas, postes de media tensión.....	134
2	Irregularidades existentes en la red de media tensión.....	134
3	Característica técnicas de los puntos de transformación.....	134
4	Irregularidades existentes en los puntos de transformación.....	135
5	Características técnicas de postes de media tensión.....	135
6	Irregularidades existentes en la red de media tensión.....	135
7	Características técnicas e irregularidades del servicio de alumbrado público	136
8	Tipo de acometida por parcela.....	136
9	Tipo de conexión por parcela.....	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figuras	Pág.
1.1 Plano de la zona en estudio, comunidad San Agustín.....	4
2.1 Sistema típico de distribución.....	11
2.2 Topología radial.....	15
2.3 Cable de aluminio desnudo tipo A.C.S.R	25
2.4 Cable Cuádruplex.....	27
2.5 Cable Cuádruplex identificación.....	29
3.1 Curva de carga típica residencial estrato R4.....	41
4.1 Distribución de las viviendas en San Agustín según el tipo de construcción y uso.....	50
4.2 Altura normalizada para postes de distribución (13.8 KV/ 120/208 V)...	51
4.3 Tipo de acometida.....	53
4.4 Acometida por banco de transformación.....	53
4.5 Tipos de conexión.....	54
4.6 Disposición de los aisladores sobre las crucetas.....	56
4.7 Estado de funcionamiento de las lámparas.....	57
4.8 Red de baja transformador H07 de 1*75 KVA.....	68
4.9 Red de baja transformador Q88 de 3*50 KVA.....	69
4.10 Red de baja transformador R09C2 de 3*15 KVA.....	70
4.11 Red de baja transformador L48 de 1*25 KVA.....	70
4.12 Red de baja asociada al transformador K81 de 1*75 KVA.....	71
4.13 Red de baja transformador Q18 de 3*50 KVA.....	72
4.14 Red de baja transformador B87 de 2*50 KVA.....	73
4.15 Red de baja transformador B98 de 1*75 KVA.....	74
A.1 Histórico de lectura del totalizador 7002380.....	92
A.2 Histórico de lectura del totalizador 7002279.....	92
A.3 Histórico de lectura del totalizador 7002285.....	93
A.4 Histórico de lectura del totalizador 7002284.....	93

A.5	Histórico de lectura del totalizador 7002278.....	94
A.6	Histórico de lectura del totalizador 7002290.....	94
A.7	Histórico de lectura del totalizador 7002291.....	95
A.8	Histórico de lectura del totalizador 7002448.....	95
E.1	Plano catastral de San Agustín.....	122
E.2	Plano red de media tensión y puntos de transformación.....	123
E.3	Plano red de baja tensión y alumbrado público.....	124
E.4	Plano de acometidas.....	125
E.5	Plano propuesta de optimización técnica y económica.....	126
F.1	Sección del poste y fuerza del viento sobre cada sección.....	129

INTRODUCCIÓN

Las actividades que componen la industria eléctrica, desde la generación, pasando por la transmisión y subtransmisión, hasta llegar a la distribución son de vital importancia, principalmente la distribución de energía, debido a la proximidad con los clientes y a la magnitud de los costos de inversión. Esta fase de los sistemas de potencia se encuentra afectada por las Pérdidas No Técnicas (PNT) uno de los problemas que más ocupan a las empresas eléctricas, en lo social, técnico y económico.

Las Pérdidas No Técnicas, originadas principalmente por tomas ilegales, conexiones clandestinas y medidores adulterados, ponen en riesgo la seguridad de la red de distribución, limita la capacidad de extensión, ocasiona fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos, causa interrupciones del servicio, deteriora las instalaciones eléctricas, aumenta los gastos de mantenimiento y reduce los recursos financieros para el mejoramiento del servicio. Además existen otras causas de origen natural que afectan de cierta manera la calidad del servicio, como por ejemplo: descargas atmosféricas, condiciones ambientales, mal tiempo, entre otras.

Las Pérdidas No Técnicas de energía eléctrica pueden ser controladas si la empresa distribuidora de energía así lo decide, además el porcentaje de PNT de cada empresa es un indicador de su eficiencia. La C.A. Electricidad de Valencia (ELEVVAL) para finales del año 2006 registró PNT por el orden de los 17,60 GWh. /mes, lo que representa el 10,91% del total de energía generada.

Debido a la situación actual antes mencionada se plantea como objetivo principal de esta investigación desarrollar una propuesta para la optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión, para la empresa C.A. Electricidad de Valencia, en la comunidad San Agustín, que permita disminuir las Pérdidas No Técnicas, no solo en esta comunidad, sino que la metodología propuesta pueda ser implementada en el resto de las comunidades que forman la zona sur del municipio Valencia.

En esta investigación se realiza en primer lugar una recopilación de información de campo con el objeto de identificar la topología y características generales de la red de distribución en media y baja tensión de la zona en estudio. En segundo lugar, se determinan las condiciones operativas del sistema secundario evaluando la caída de tensión en los circuitos ramales, la capacidad de transporte en los conductores y factor de uso en los transformadores. Se proponen alternativas que atiendan las debilidades técnicas y garanticen el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

Las alternativas de solución se enfocan en el análisis de los conductores eléctricos para baja tensión. Los conductores eléctricos planteados como alternativa de solución, están orientados a disminuir las pérdidas no técnicas y brindar un máximo beneficio con un mínimo costo; siendo las opciones de conductores a considerar: Arvidal 2/0, Cuádruplex 2/0 y Cuádruplex 4/0. Seleccionado el conductor a utilizar, se plantean modificaciones en el sistema de distribución tales como redistribución de cargas en los nodos, reubicación de los transformadores, etc. y se verifica que estas modificaciones no excedan los valores máximos permitidos de caída de tensión, capacidad de corriente y factor de utilización del transformador.

En última instancia y a fin de determinar la factibilidad del proyecto, se estima la rentabilidad de la alternativa seleccionada mediante el cálculo del tiempo de pago de la inversión, considerando seis escenarios probables de recuperación de energía.

La investigación consta de cuatro capítulos. En el primer capítulo se expone el planteamiento del problema, el alcance, la justificación y los objetivos a seguir para la realización del mismo. En el segundo capítulo se muestra los fundamentos teóricos requeridos para la comprensión de esta investigación. En el tercer capítulo se describe la metodología seguida para el cumplimiento de todos y cada uno de los objetivos. Por último, en el capítulo cuatro se manifiestan las discusiones y análisis de resultados. Seguido de estos capítulos se reflejan las conclusiones obtenidas y se recomiendan algunos tópicos importantes que surgieron a lo largo de la investigación.

CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción del Problema

La energía eléctrica es la forma de [energía](#) más utilizada, una vez producida y a la disposición de los usuarios, es la fuente que mueve todo el sistema social, sirve para poner a funcionar diversos artefactos eléctricos del hogar y es necesaria para el funcionamiento de la industria y el alumbrado de la ciudad. Sin la electricidad la convivencia del hombre sería mucho más difícil, es por ello que la disponibilidad de energía es un factor fundamental para el [desarrollo](#) y [crecimiento económico](#) de toda nación, su utilización eficaz así como el uso responsable, son esenciales para la [sostenibilidad](#) del país.

El uso inadecuado y el hurto de energía son problemas de seguridad pública que atentan contra la estabilidad en la prestación de este servicio. En Venezuela para el año 2006 las pérdidas por concepto de hurto del fluido y alteración de medidores se colocaron en un 18% del total de energía generada en el país, de acuerdo a lo indicado por el presidente de CAVEINEL Pérez Mibelli [1]. Esta situación comúnmente pone en riesgo la seguridad de la red de distribución, limita la capacidad de extensión, ocasiona fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos, causa interrupciones del servicio, deteriora las instalaciones eléctricas, aumenta los gastos de mantenimiento y reduce los recursos financieros para el mejoramiento del servicio.

Esta realidad ha llevado a empresas del sector eléctrico, públicas y privadas, a poner en marcha una campaña de uso eficiente de la energía, dirigida especialmente al sector residencial de zonas populares que a pesar de ser el más numeroso y poseer las tarifas más bajas del mercado tiene los más elevados índices de morosidad y hurto de energía, de acuerdo a lo indicado por el ingeniero Teobaldo Rodríguez [2].

La C.A Electricidad de Valencia (ELEVAL) no escapa de este escenario, según cifras suministradas por el área de totalizadores de la empresa, las pérdidas por hurto de energía se ubicaron en 17,60 GWh/mes para finales del año 2006, lo que representa el 10,91% del total de energía generada [2]. ELEVAL ha decidido iniciar su campaña de uso eficiente de energía en la zona sur del municipio Valencia, por

ser el área servida con mayor cantidad de población y presentar gran cantidad de tomas clandestinas, conexiones irregulares y medidores adulterados.

La zona sur del Municipio Valencia está formada, en su mayoría, por urbanismos clase R4, este tipo de sub.-estrato residencial se caracteriza por tener habitantes con ingresos económicos bajos, las casas (individuales o apareadas) poseen una infraestructura de hierro, bloque y techo liviano, están equipadas con aparatos electrodomésticos mínimos necesarios y tienen como valores típicos de consumo de energía 639 kWh/mes aproximadamente, 1,17 KVA de demanda y un área de 180 m² por parcela [3]. Algunos de los barrios que entran dentro de esta clasificación son Francisco de Miranda, Monumental, Venezuela, y San Agustín, entre otros.

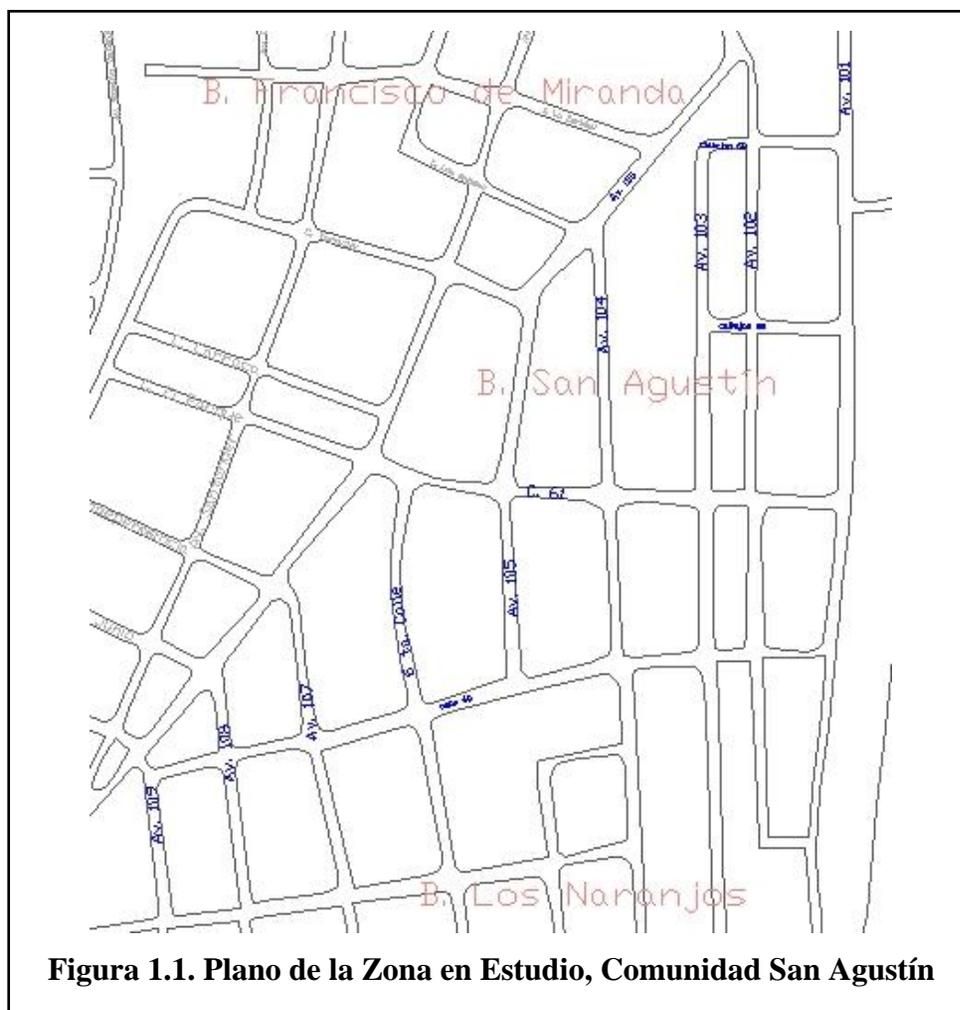


Figura 1.1. Plano de la Zona en Estudio, Comunidad San Agustín

Fuente: Centro de Operaciones de Distribución ELEVEL (CODE)

El barrio San Agustín abarca una superficie aproximada de 12 hectáreas, limita al Noroeste con el Barrio Francisco de Miranda, al Sur con el Barrio Los Naranjos y al Este con la Av. Las Ferias (ver figura 1.1). Las pérdidas por hurto de energía en esta comunidad se ubicaron en

129.961,6 kWh/mes para finales del año 2006 [4], lo que se traduce en 156 millones de bolívares al año que deja de percibir la empresa.

El crecimiento continuo de la demanda eléctrica en la comunidad San Agustín, el uso de viviendas como establecimientos comerciales en el sector, el deterioro de sus redes eléctricas, la desactualización de los planos en media y baja tensión, el ordenamiento geográfico, la seguridad en el acceso a la comunidad, la posibilidad de realizar mediciones y el contacto previo con líderes vecinales han llevado a ELEVAl a considerar esta zona como piloto para emprender el proyecto de optimización técnica y económica de toda la zona sur.

Con el propósito de garantizar a todos sus clientes atención y servicio de excelente calidad y siguiendo el marco de la campaña de uso eficiente de energía, el Centro de Operaciones de Distribución de ELEVAl (CODE) conjuntamente con el Departamento de Pérdidas No Técnicas (PNT) toma la decisión de realizar el proyecto de optimización técnica y económica de el sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Desarrollar una propuesta para la optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión, para la empresa C.A. Electricidad de Valencia, en la comunidad San Agustín.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Actualizar y digitalizar las redes eléctricas de la comunidad San Agustín en media y baja tensión, a objeto de identificar la topología de la red de distribución.
2. Efectuar el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín, con la finalidad de determinar sus condiciones operativas.

3. Proponer alternativas que atiendan las debilidades técnicas y garanticen el buen funcionamiento del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín.
4. Seleccionar la alternativa adecuada que genere mejoras en la disminución de las pérdidas no técnicas en el sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la comunidad San Agustín.
5. Estimar la rentabilidad de la alternativa seleccionada a fin de determinar la factibilidad del proyecto.

1.3 Justificación

Un sistema eléctrico de distribución es el responsable de unir todas las cargas aisladas de una determinada zona a las líneas de transporte; desde el punto de vista operativo es necesario contar con un sistema de distribución confiable, seguro, flexible, económico, expansible, tan amplio como lo exija el consumo y adaptado a las cargas particulares que debe servir.

El estudio se realiza en el marco del proyecto social ELEVAl – UC, denominado Proyecto CBI “Clientes de Bajos Ingresos”, con lo cual se fortalece la relación entre la empresa y la universidad, se brinda la oportunidad a los estudiantes de realizar pasantías profesionales y poner en práctica los conocimientos adquiridos durante la carrera. Además, este proyecto social beneficiará a la comunidad al ofrecerle un servicio óptimo que mejore la calidad de vida de las personas de bajos ingresos y favorecerá a la distribuidora al disminuir las pérdidas no técnicas en zonas populares del sur del Municipio Valencia.

Este estudio le ofrece la oportunidad a la empresa de actualizar los planos eléctricos en media y baja tensión del barrio San Agustín, conocer las condiciones en las que se

encuentran los puntos de transformación, el sistema de alumbrado público, el número de suscriptores existentes, tomas clandestinas, conexiones irregulares y cuantificar las pérdidas no técnicas.

Asimismo, la investigación busca plantear la combinación más económica de capacidad y cantidad de puntos de transformación y señalar las modificaciones que deben hacerse en el sistema de distribución del barrio San Agustín en media y baja tensión a corto, mediano y largo plazo, que permitan minimizar las pérdidas por hurto de energía y garantizar un servicio de manera continua, eficiente y no discriminatoria.

Para el año 2007 ELEVVAL tiene como meta global disminuir en dos puntos porcentuales las pérdidas no técnicas, lo que equivale a 3.226.397,80 Kwh. /mes. El proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín contribuirá con un 4% de la meta global (129.961,6 Kwh. /mes)

Para el departamento de planificación y desarrollo el estudio sentará las bases para la elaboración de un manual de optimización técnica y económica de urbanismos clase R4, para el área de mantenimiento de redes eléctricas reducirá las horas-hombre empleadas en la corrección de fallas y para el departamento de PNT permitirá actualizar la base de datos del sistema de gestión comercial (SGC) y reducir las pérdidas por hurto de energía en el sector.

El trabajo brinda al estudiante la oportunidad de aplicar diferentes conocimientos y herramientas adquiridos a lo largo de la carrera, proporciona una excelente oportunidad para adquirir nuevas destrezas en áreas como la planificación y diseño de sistemas eléctricos de distribución, además, le aporta a la Universidad de Carabobo una referencia bibliográfica para consultas en el área de sistemas de distribución en urbanismos R4, así como también sirve de antecedente a futuras investigaciones relacionadas al tema.

1.4 Alcance

El proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión en la comunidad San Agustín busca plantear modificaciones que permitan disminuir las pérdidas por hurto de energía y garantizar un servicio de manera continua, eficiente y no discriminatoria.

La investigación está conformada por la verificación catastral de la zona, señalando la vialidad y el parcelamiento del sector, el levantamiento de los planos en media y baja tensión de la red de distribución, indicando en ellos los puntos de transformación, de alumbrado público y las acometidas principales de los suscriptores. Asimismo, se estimará la caída de tensión y la demanda de energía en la comunidad San Agustín.

Las alternativas propuestas estarán alineadas con tecnología actual y serán evaluadas desde el punto de vista social, técnico y económico con la finalidad de seleccionar la combinación más económica posible del conjunto (Alimentador primario, capacidad y cantidad de puntos de transformación, alimentador secundario y acometidas).

El estudio se realizará en el Barrio San Agustín, ubicado en la zona sur del municipio Valencia, Estado Carabobo, desde el mes de Febrero de 2007 hasta Mayo de 2007.

CAPITULO II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

En marzo del 2006, el Vicepresidente de Tecnologías de Automatización en baja tensión de ABB-Argentina, Juan Carlos del Valle, en su trabajo “**Tarifa Social y Pérdidas no Técnicas**” dio a conocer las dos nuevas tecnologías desarrolladas por la empresa, el **Sistema Antifraude EF60** que permite realizar la acometida al medidor a través de un cable especial, que al intentar ser "descubierto" para realizar la conexión clandestina, genera una señal de disparo para un interruptor instalado directamente en la línea de distribución y los **Limitadores de Corrientes** que permiten la implementación de la tarifa social a través de un suministro limitado. Esta investigación, al igual que el presente trabajo, proporciona alternativas de solución para reducir las PNT por hurto o fraude.

En el año 2003, Pérez y Valera, realizaron una “**Evaluación del Sistema de Distribución de las Redes de Media y Baja Tensión en la Universidad de Carabobo Núcleo Aragua (la Morita)**”, detectando que la mayoría de los elementos que conforman la red de media y baja tensión incumplían con el Código Eléctrico Nacional (CEN), la norma Covenin 2800-98 y las normas de distribución de CADAFE. La metodología para el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución empleada en esta investigación es similar a la utilizada en el presente estudio, pero difiere en que las soluciones planteadas estaban orientadas a permitir la incorporación de cargas nuevas.

Carlos Cassiani y Franklin Velásquez, en agosto del 2003 elaboraron para la C.A. Electricidad de Valencia un “**Modelo Programado para La Estimación de la Demanda de Energía Eléctrica a Nivel de Distribución**”, basándose en las aplicaciones de Microsoft Office provistos con el lenguaje de Visual Basic, elaboraron un programa para la estimación de la demanda eléctrica a largo y mediano plazo, y lograron que los archivos de reportes y cálculos generados bajo esta herramienta pudieran ser utilizados por cualquier departamento de la empresa, Al igual que esta investigación, el presente estudio contempla la estimación de la demanda empleando otros métodos y no a través de un programa diseñado para tal fin.

Morales Kléber y Sánchez Whimper, en su trabajo **Identificación y Control de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución Secundario**, realizado en la Escuela Superior Politécnica del Litoral de Guayaquil – Ecuador, en el año 2000, caracterizaron y cuantificaron los diferentes tipos de pérdidas, determinando que del total de pérdida que puede existir en una red de distribución secundaria, el 86,89% corresponde a pérdidas no técnicas y el 42,68% de éstas se deben a hurto, fraude y manipulación de medidores. En este estudio, la reducción de las pérdidas no técnicas se logra a través de la adecuación de medidores y reemplazo de acometidas no permitidas. Al igual que esta investigación, el presente trabajo busca plantear soluciones que permitan disminuir las pérdidas no técnicas desde la red de baja tensión y no a nivel de acometidas y medidores.

Aquino Avilio y Flores Fray, en el año de 1999 realizaron un **Estudio de la Caracterización de las Cargas en los Sectores Residencial, Comercial e Industrial**, en la ciudad de Valencia para la empresa de suministro eléctrico ELEVVAL, el mismo involucra la búsqueda de información acerca de los factores que influyen en el consumo de energía eléctrica en los diferentes sectores existentes en la ciudad, tomando en cuenta los estratos socioeconómicos en la zona residencial y la diversidad económica en los sectores comercial e industrial. Este estudio demostró como el tamaño de la vivienda y el nivel de educación influyen directamente en el consumo de energía y en la utilización de ciertos tipos de equipos eléctricos. Al igual que esta investigación, el presente estudio contempla la estimación de la demanda partiendo de la caracterización de la carga.

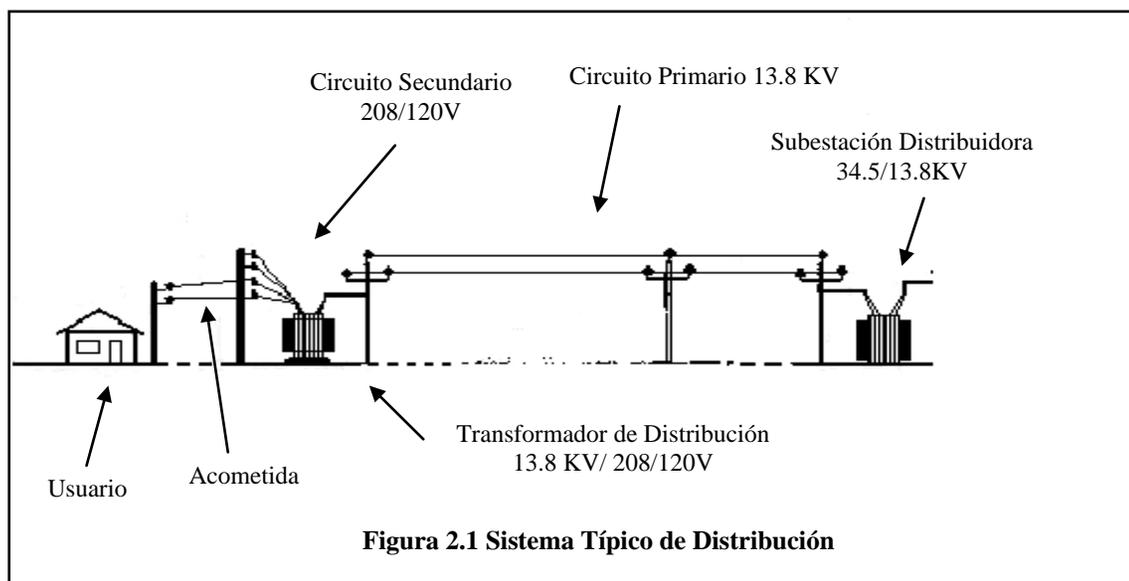
2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Sistema de Distribución

La producción de energía eléctrica se compone de tres etapas sucesivas que son: Generación, Transmisión y Distribución. De estas tres, las fases de generación y transmisión, están perfectamente definidas [5]. No obstante, existen diferentes criterios de lo que es un sistema de distribución, Alberto Naranjo, en su libro Apuntes de Sistemas de Distribución, lo define

como las técnicas y sistemas empleados para la conducción de la energía hasta los usuarios, dentro del área de consumo. Por su parte, CADAFE denomina a la red de distribución como el conjunto de equipos y conductores destinados a la distribución de energía eléctrica [6].

Sin embargo, Lukostchuk, en su texto *Fallas en Sistemas de Potencia*, presenta un concepto más completo de sistemas de distribución y lo define como la parte del sistema de potencia responsable de transportar el fluido eléctrico desde la barra de las subestaciones distribuidoras hasta los consumidores, a valores de voltaje adecuados. Comprende circuitos primarios, transformadores de distribución, circuitos secundarios, acometidas, dispositivos protección y mecanismos de control y mando. En la figura 2.1 se ilustra las partes componentes de un sistema típico de distribución.



Fuente: Martínez - Zerpa (2007).

De acuerdo a lo establecido en el título III, capítulo IV, artículo 2, de la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico en Venezuela, las compañías de suministro de energía deben prestar el servicio de manera continua, eficiente, no discriminatoria y dentro de los parámetros de calidad y atención

a los usuarios, en este sentido, la red de distribución ha de tener la capacidad de mantener la carga total del conjunto, aunque cualquier circuito troncal quede fuera de servicio.

El sistema eléctrico de distribución de San Agustín esta formado por los siguientes elementos:

2.2.1.1 Red Primaria de Distribución

Toma la energía de la barra de baja tensión de la subestación distribuidora y la reparte a los primarios de los transformadores de distribución situados en distintos puntos del sistema, generalmente recorre la ruta principal o de mayor densidad de carga de una zona [8]. En Venezuela las tensiones normalizadas para líneas primarias son:

Tabla 2.1 Tensiones Normalizadas para Líneas Primarias

Tensión (V)	Conexión
2.400	Delta
2.400/4.160	Estrella
4.800	Delta
4.800/8.314	Estrella
7.200/12.400	Estrella
13.800	Delta (Preferido)
13.800	Estrella
13.800/23.900	Estrella

Fuente: CADAPE.

Sin embargo, ELEVAL distribuye energía en 2,4 KV conexión delta y 13,8 KV conexión estrella aterrada. San Agustín es alimentado en 13.800V por medio del circuito “Cardenera III”, proveniente de la subestación Cardenera. Para minimizar los efectos de alguna falla en la red troncal, la red de media tensión de San Agustín cuenta con cortacorrientes y pararrayos como elementos de protección y control.

2.2.1.2 Puntos de Transformación

Convierten la energía procedente de la red primaria de distribución (2,4 KV, 13,8 KV y 35,5 KV) a la tensión de servicio de los usuarios, 120/240V ó 120/208V [8]. San Agustín cuenta con bancos de transformación compuestos por dos ó tres unidades monofásicas, los cuales se encuentran fijos en los postes, con una relación de transformación de 13,8 KV/120V/240 y 13,8 KV/120V/208V.

2.2.1.3 Red Secundaria de Distribución

Funciona a la tensión de servicio del usuario (120/208V ó 120/240V). Abarca las salidas de baja tensión de los puntos de transformación, las derivaciones de red secundaria y las acometidas de los usuarios, generalmente sus conductores son de menor calibre que el del circuito troncal [8]. La derivación de la red secundaria en la zona en estudio, se utiliza para distribuir la energía en baja tensión a lo largo de calles o pasajes hasta la proximidad de los usuarios y para conectar las acometidas de dichos usuarios.

Otro elemento que integra la red secundaria, es el alumbrado público, el cual generalmente va montado en cada uno de los postes de la red de baja y comprende un equipo formado por un brazo, pantalla o luminaria y lámpara [6]. San Agustín cuenta con un sistema de alumbrado público formado por lámparas de vapor de sodio de 160 W, colocadas en luminarias tipo globo con brazo. Se recomienda mantener la alimentación independiente de los circuitos de alumbrado y fuerza motriz, de esta manera se obtiene una regulación muy precisa y una iluminación constante en los circuitos de alumbrado.

Existen varios criterios para la clasificación de los sistemas de distribución:

- La corriente: continua o alterna

- El voltaje: 13,8 KV - 34,5 KV - 2,4 KV- 120 V- 208 V
- El esquema de conexión: radial, malla, múltiple y serie.
- Las cargas: residencial, comercial, industrial, de alumbrado y fuerza.
- El tipo de construcción: aéreos y subterráneos.

A su vez, los circuitos de corriente alterna se pueden clasificar según el número de fases en monofásicos dos hilos, monofásicos tres hilos o trifásicos, y de acuerdo a la frecuencia: de 50 Hz, de 60Hz [8]. En Venezuela se utilizan sólo sistemas de corriente alterna (ac) de 60 Hz o 60 C.P.S (ciclos por segundos) [6].

2.2.2 Tipos de Sistemas de Distribución Según el tipo de Construcción

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. Aún y cuando la construcción de sistemas de distribución aéreos sigue teniendo un menor costo que el de sistemas subterráneos, a la gran mayoría de nuevos desarrollos residenciales se les está dando servicio mediante sistemas subterráneos [8]. San Agustín es una zona residencial con más de 40 años de fundada y su sistema de distribución en media y baja tensión es 100% aéreo.

➤ Sistema de Distribución Aéreo

Se consideran aéreas todas las redes tendidas al aire libre y a vista directa, ya sean de conductores desnudos, asilados o protegidos [6]. La estructura que se adopte tanto en media como en baja tensión depende de

los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como densidad, tipos de cargas (residencial, comercial, industrial y mixta), localización geográfica de la carga, área de expansión de la carga, continuidad del servicio, etc.

2.2.3 Tipos de Sistemas de Distribución Según la Carga

La carga servida permite clasificar los sistemas de distribución en comercial, industrial, rural, urbano y residencial, cada uno con características propias de topología y construcción. San Agustín cuenta con un sistema de distribución de tipo urbano y residencial.

➤ Sistema de Distribución Urbano y Residencial

Estos sistemas, son responsabilidad de las compañías de suministro eléctrico [9], y consisten, en la mayoría de los casos, en grandes redes de cables aéreos desarrollados en zonas densamente pobladas. Por otra parte, en zonas residenciales las cargas son ligeras y sus curvas de carga muy diferentes a las de las zonas comerciales o mixtas; por lo tanto, las estructuras de alimentación para éstas zonas son distintas y los criterios con los que se deben diseñar son exclusivos para este tipo de carga.

2.2.4 Tipos de Sistemas de Distribución Según el Esquema de Conexión

La topología del sistema influye directamente en la continuidad del servicio y tiene un menor impacto en la regulación de la tensión. Los esquemas de conexión más comunes son radial, anillo abierto, anillo cerrado y malla. Generalmente, los sistemas de distribución urbanos y residenciales presentan una topología radial. Debido a que la zona en estudio (San

Agustín) presenta una topología radial, a continuación se describen las características y consideraciones de la topología radial.

➤ **Topología Radial**

Por definición esta configuración es aquella donde el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, es el más simple y generalmente el de menor costo (ver figura 2.2); sin embargo, una falla produce interrupción del servicio. Por otro lado, el punto donde el circuito deja la subestación es el de mayor corriente y a medida que el alimentador se desarrolla y se derivan de él circuitos ramales, laterales y se conectan transformadores de distribución, la corriente va decreciendo hasta el final del circuito lo cual permite la reducción del calibre del conductor [10].

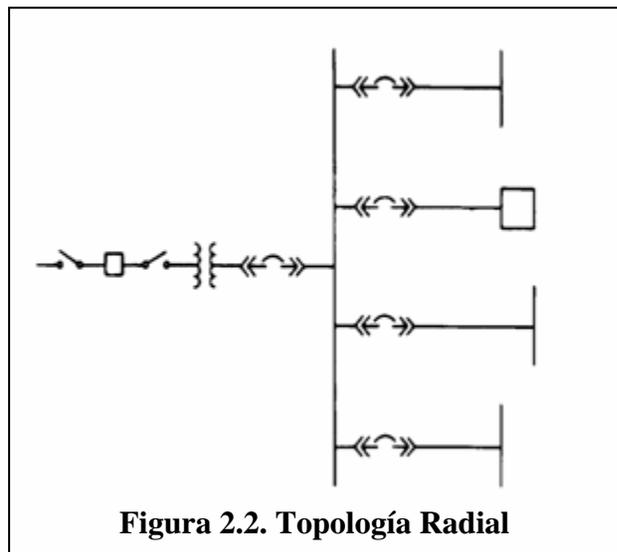


Figura 2.2. Topología Radial
Fuente: Estándar 141-1993. IEEE.

Los sistemas de distribución son particularmente importantes en una red eléctrica por dos razones principales: su proximidad a los clientes finales y la magnitud de los costos de inversión [11]. Actualmente la inversión para la distribución constituye el 40% ó 50% de la inversión de capital de un sistema típico de servicio eléctrico [5], pero ésta, se ve afectada por las deficiencias

en la planificación y diseño de los sistemas de distribución y principalmente por las pérdidas de energía.

2.2.5 Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía se estiman globalmente a partir de los balances de energía efectuados en cada sistema eléctrico. La exactitud del balance de energía y por consiguiente el valor global de las pérdidas de energía, está determinada por la precisión de las medidas, la simultaneidad y la periodicidad de las lecturas. Para lograr una visión más completa del comportamiento de las pérdidas en el tiempo y con el fin de evitar efectos estacionales, es conveniente, además de efectuar el balance mensual, llevar a cabo balances para el año en curso y para los últimos 12 meses [12]. En ELEVVAL este balance de pérdidas es llevado por el área de totalizadores, adscrito al departamento de Pérdidas No Técnicas.

2.2.5.1 Pérdidas Técnicas

Las pérdidas técnicas constituyen energía que se disipa y que no puede ser aprovechada de ninguna manera, sin embargo pueden ser reducidas a valores aceptables. Estas pérdidas se deben a las condiciones propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica y principalmente por la resistencia de los conductores que transportan la energía desde los lugares de generación hasta llegar a los consumidores [12].

2.2.5.2 Pérdidas No Técnicas

Las pérdidas no técnicas se definen como la diferencia entre la energía que fue entregada a los usuarios y la energía facturada por la empresa, se producen básicamente por el robo de energía originado a través de tomas clandestinas, conexiones ilegales y medidores adulterados. Estas conexiones se las realizan sin ninguna norma técnica, con uniones manuales y conductores inadecuados.

Este tipo de pérdidas produce cortocircuitos y sobrecargas en las redes e instalaciones, disminuye la calidad del servicio y, lo más perjudicial, que en horas de máxima demanda estos usuarios no pueden usar ningún electrodoméstico debido a que el voltaje en estas zonas es menor al aceptable, con lo cual la utilización normal de los electrodomésticos es técnicamente peligrosa para la duración de los mismos [13]. De igual forma el manejo por personas no capacitadas de partes sensibles de las instalaciones como medidores, produce en éstos un deterioro prematuro.

El porcentaje de pérdidas de cada empresa es un indicador de su eficiencia para lograr un suministro óptimo y confiable, es por ello que las compañías de distribución eléctrica en el mundo hacen un esfuerzo por optimizar técnicamente y económicamente sus sistemas de distribución, con la intención de disminuir las pérdidas no técnicas y con ello lograr un servicio continuo, eficiente y no discriminatorio, tal como le establece la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico en Venezuela.

Existen otros tipos de pérdidas no técnicas, como son los errores de precisión en los medidores y en los procedimientos de lectura y por deficiencias administrativas, estas representan menos del 10% del total de P.N.T. Las pérdidas no técnicas por deficiencia administrativa se deben a clientes conectados al sistema legalmente, pero que no se les cobra puesto que no están incluidos en el sistema de facturación, clientes con medidores defectuosos que no han sido reemplazados por que no se tienen repuestos, personal disponible o vehículos; clientes que están subfacturados por que la instalación no es correcta o por que la empresa no les ha colocado el medidor.

2.2.6 Optimización Técnica y Económica de Sistemas Eléctricos de Distribución

En esta etapa se debe tener como principio el factor social, a fin de lograr un sistema que se ajuste a las necesidades y requerimientos de la zona que debe servir. Sin embargo, se deben considerar tres aspectos básicos de ingeniería, como son el diseño eléctrico, el diseño mecánico y el diseño económico. Es muy difícil encasillar un problema específico en uno de estos tres tipos solamente, ya que siempre se encontrará interrelacionado con los otros dos, debiendo considerar su parte correspondiente para el resultado óptimo en el diseño final.

La optimización técnica y económica consiste en escoger la combinación más adecuada del conjunto: alimentador primario, capacidad y cantidad de puntos de transformación, alimentador secundario y acometidas. Para ello existen diferentes metodologías, una de ellas es la presentada en el trabajo **“Evaluación del sistema eléctrico de distribución de las redes de media y baja tensión en la Universidad de Carabobo Núcleo Aragua”**, realizado por Pérez y Valera, la cual consta de:

- Levantamiento del sistema actual (Diagrama unifilar)
- Análisis de la distribución de carga de la red de media y baja tensión
- Recopilación de información de la red de media y baja tensión
- Análisis de la red de media y baja tensión ante incremento de cargas.
- Propuestas de mejoras y evaluaciones de los parámetros de eficiencia energética.

Otras de las metodologías existentes es la planteada por Vargas y Joseph en su trabajo titulado **“Diseño de una red de distribución subterránea que permita aumentar la flexibilidad, confiabilidad y Calidad del servicio eléctrico en el casco central de san mateo C.A. Electricidad del Centro”**, realizado en ELECENTRO, en el cual proponen:

- Realizar el levantamiento y actualización de las redes en baja y alta tensión, para simular condiciones operativas actuales del sistema eléctrico usando el programa S.I.D (Sistema Integrado de Distribución) de Elecentro C.A.
- Determinar proyección y pronóstico del crecimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica a corto y mediano plazo.
- Diseñar un sistema de suministro de potencia y energía subterráneo que permita aumentar la flexibilidad, confiabilidad y calidad de servicio eléctrico en el casco central de la ciudad de San Mateo.
- Realizar el análisis costo-beneficio de la propuesta planteada.

Pero la más completa de todas las metodologías consultadas, es la sugerida por CADAFFE [6], la cual consiste en:

- Identificación de la topología de la red de distribución a evaluar.
- Inspección física del estado actual de cada uno de los componentes que conforman dicho sistema (Conductores, seccionadores, transformadores, estructuras y soportes, etc.).
- Estudio de la carga conectada (iluminación, neveras, aires acondicionados, etc.).
- Medición de los parámetros eléctricos de la red de distribución (Voltaje, corriente, frecuencia, Kvar).
- Cálculos de Caída de tensión, cortocircuito, calibre del conductor.
- Coordinación de protecciones.
- Comparación de los resultados de los cálculos matemáticos con los resultados de la inspección física.
- Evaluación de los parámetros de eficiencia energética.
- Resultados y recomendaciones.

Una vez analizadas las diversas metodologías de optimización técnica y económica de sistemas de distribución, se procede a plantear la que será empleada en la presente investigación, considerando que el objetivo principal es proponer soluciones que permitan disminuir las pérdidas no técnicas en la comunidad San Agustín. La metodología consta de las siguientes etapas:

- Actualizar y digitalizar las redes eléctricas a objeto de identificar la topología de la red de distribución.
- Efectuar el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión, con la finalidad de determinar sus condiciones operativas.
- Proponer alternativas que atiendan las debilidades técnicas y garanticen el buen funcionamiento del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión.
- Seleccionar la alternativa adecuada que genere mejoras en la disminución de las pérdidas no técnicas en el sistema eléctrico de distribución en baja tensión.
- Estimar la rentabilidad de la alternativa seleccionada a fin de determinar la factibilidad del proyecto.

En el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la zona en estudio, se consideran como variables determinantes en la optimización: el cálculo de caída de tensión, la capacidad de corriente de los conductores y el factor de utilización de los transformadores.

2.2.6.1 Variables Consideradas en la Optimización

En la selección de conductores eléctricos se consideran la capacidad de corriente y la caída de tensión en los mismos, como factores determinantes en la elección del calibre adecuado para un caso dado, la solución definitiva será aquella que refleje la condición más desfavorable o sea la que presente el calibre mayor del conductor entre la capacidad de corriente y la caída de tensión del circuito [14]. La capacidad de las redes de baja tensión de suministrar un servicio eléctrico adecuado se inicia con la determinación de la caída de tensión.

➤ Caída de Tensión

Cuando un circuito suministra corriente a una carga, experimenta una caída de tensión y una disipación de energía en forma de calor. En los circuitos de corriente directa, la caída de voltaje es igual a la corriente en amperios multiplicada por la resistencia óhmica de los conductores. En cambio, en los circuitos de corriente alterna, la caída de voltaje es una función de la tensión nominal del sistema, de la distancia, del factor de potencia y de la resistencia y reactancia de los conductores [8].

En muchos circuitos secundarios la regulación de voltaje permitida predomina ante la capacidad de transporte de corriente en la selección del calibre del conductor. Para su estimación se aplica la ecuación I, tomando en cuenta la regulación máxima de tensión establecida en las normas de diseño de CADAFE para líneas aéreas urbanas de 4%, siendo la caída de tensión máxima en la red secundaria de 3% y 1% en las acometidas. Para efectos de este análisis se toman en cuenta las normas de diseño de CADAFE, ya que las normas de la ELEVAL para caída de tensión no han sido publicadas y distribuidas, información suministrada por el departamento de PNT de la empresa.

$$\Delta V = K_d \times \sum (KVA \times L) \quad I \text{ (Naranjo, Pág. 3-6)}$$

Donde:

ΔV : Caída de tensión (%)

K_d : Constante de distribución ($KVA m^{-1}$)

KVA : Carga conectada (KVA).

L : Longitud (m).

➤ *Carga Conectada*

Es la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor que tienen la posibilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir la demanda máxima, dependiendo de la necesidad o requerimiento para su estudio, se puede expresar en watts, kilowatts, amperes, caballos de potencia, kilovolt-amperes, etc. [15].

Para estimar la carga conectada (KVA), ELEVAL emplea el método las cargas reales conectadas, que permite obtener resultados ajustados a la realidad y tiene la ventaja de poder ser aplicado en cualquier estrato social. Para aplicar este método es necesario realizar un censo de carga donde se obtenga información de la cantidad y variedad de artefactos eléctricos que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda.

Una vez realizado el censo de carga, se estima el consumo del artefacto (Kwh./mes) haciendo uso de la ecuación II, en donde la carga (Kw.) y las horas promedio de uso al mes del artefacto, son obtenidos de la caracterización de la carga realizada por la empresa distribuidora.

$$Ca = Ea \times h \times n \quad \text{II (ELEVAL)}$$

Donde:

Ca: Consumo del artefacto (Kwh. /mes)

Ea: Carga del artefacto (Kw.)

h: Horas promedio de uso al mes (h/mes)

n: Cantidad de artefactos (Adm.)

Finalmente la carga real conectada será el consumo del inmueble, el cual se estima de la siguiente manera:

$$Ci = \sum_{i=1}^n Ca \quad \text{III (ELEVAL)}$$

Donde:

Ci: Consumo del inmueble (kWh/mes)

Generalmente la demanda de una vivienda no coincide en tiempo con la de otra, por lo tanto es necesario relacionar el consumo energético en la hora punta de esa vivienda con la demanda máxima del grupo; es decir que el consumo de cada inmueble se divide entre un factor de coincidencia o factor de variación horaria, el cual se calcula a través de la ecuación IV.

$$fh = \sum_{i=1}^n \left[\frac{Ci}{Cm} \times fc \right] \quad \text{IV (ELEVAL)}$$

Donde:

fh: Factor de variación horaria (h/día)

it: Intervalo de tiempo (h)

fc: Factor de carga (p.u)

Esto permite estimar la demanda máxima de cada vivienda, que se define como la cantidad de energía que se consume en un momento o período y que varía de hora en hora [15].

$$D_{\text{máx}} = \frac{C_i}{f_h \times f_P \times t} \quad \text{V (ELEVAL)}$$

Donde:

$D_{\text{máx}}$: Demanda máxima por cliente (KVA)

f_P : Factor de potencia (Kw/KVA)

t : Factor de conversión de tiempo (30 días/mes)

La relación entre el total de demandas individuales de un conjunto en un determinado intervalo de tiempo y el número total de cargas, da origen a la demanda máxima diversificada del sistema, que es de gran importancia a la hora de proyectar un alimentador para un determinado consumidor, ya que ésta impondrá las condiciones más severas de carga y caída de tensión.

$$D_{\text{mdiv}} = \sum_1^n \frac{D_{\text{máx}}}{n} \quad \text{VI (Aquino-Flores, Pág.19)}$$

Donde:

D_{mdiv} : Demanda máxima diversificada (KVA)

$D_{\text{máx}}$: Demanda máxima por cliente (KVA)

n : Total de viviendas (adim)

La constante de distribución K_d , es un valor que depende de las características propias de cada conductor, específicamente de la resistencia y la reactancia, y se determina mediante la ecuación:

$$K_d = \frac{r \cos\theta + x \sin\theta}{10K_v^2} \quad \text{VII (Naranjo, Pág. 3- 6)}$$

Donde:

r : Resistencia del conductor ($\Omega / \text{Km.}$)

x : Reactancia del conductor ($\Omega / \text{Km.}$)

$\cos\theta$: Factor de potencia (0.9).

Kv: Voltaje nominal del sistema (V)

➤ **Capacidad de Corriente**

Todo conductor posee una capacidad de transportar corriente eléctrica a través de él, en conductores desnudos esta capacidad está limitada por la conductividad propia del material, pero en conductores aislados el paso de corriente se ve limitado también por la capacidad térmica del aislante. En el caso de los conductores desnudos como el Arvidal 2/0 empleado en la zona en estudio, el calor producido es disipado rápidamente por estar en contacto con el aire. De igual forma, si el conductor aislado está expuesto al aire, la disipación de calor se hará en forma espontánea y fácil [19].

Para la obtención de la corriente se toma en cuenta el tipo de sistema de distribución. Para el caso monofásico 3 hilos se emplea la ecuación VIII, y para el caso trifásico 3 ó 4 hilos se utiliza la ecuación IX.

$$I_c = \frac{P}{V \times fp} \quad \text{VIII (Penissi, Pág. 97)}$$

$$I_c = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times fp} \quad \text{IX (Penissi, Pág. 97)}$$

Donde:

I_c : Corriente de carga (A)

P: Potencia (Kw)

V: Voltaje de línea. (V)

fp: Factor de Potencia

➤ **Factor de Uso de los Transformadores**

Uno de los parámetros eléctricos que se debe tener en cuenta al momento de diseñar y planificar un determinado sistema eléctrico de distribución es el factor de utilización de los transformadores, ya que permite determinar la capacidad del banco de transformación que debe

ser instalado para suplir la carga de un determinado sector. El factor de utilización en un transformador es la relación entre la demanda pico del transformador y la potencia nominal del mismo [13].

Sin embargo, al momento de realizar diagnósticos en sistemas existentes, el factor de uso permite identificar bancos de transformadores subutilizados o sobrecargados, para efectuar una redistribución de cargas o aumento en la capacidad del banco en estudio, con la finalidad de optimizar el servicio eléctrico. ELEVVAL ha elaborado su propia fórmula para estimar el factor de utilización de los transformadores a partir de la lectura promedio de los totalizadores, con un factor de reserva mínimo de 15% a 20%.

$$f_u = \frac{D_p}{f_h \times f_p \times C_n} \times 100 \quad X \text{ (ELEVVAL)}$$

Donde:

f_u : Factor de uso (%)

D_p : Consumo promedio (kWh)

f_h : Factor de variación horaria (h)

f_p : Factor de potencia (adim)

C_n : Capacidad nominal del transformador (KVA)

2.2.7 Conductores Eléctricos en Sistemas de Distribución Aéreas

En sistemas de distribución aéreas de zonas urbanas, por lo general, se emplean cables de aluminio desnudo reforzados con acero tipo A.C.S.R (Aluminum Conductor Steel Reinforced) ya que permiten instalaciones con distancias interpostales cortas y el bajo peso del aluminio, en comparación con el del cobre, permite reducir costos de manejo, herrajes, postes, etc.



Figura 2.3 Cable de Aluminio Desnudo tipo A.C.S.R

Fuente: www.coalco.com.ve

Estos conductores son utilizados para líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica primaria y secundaria. Además ofrecen resistencia a la tracción o esfuerzo de tensión mecánico óptimo para el diseño de éstas líneas. El alma de acero de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo al esfuerzo de tensión deseado y sin sacrificar la capacidad de corriente del conductor [16]. En la tabla 2.2 se presentan las características de los conductores de aluminio desnudos.

Tabla 2.2. Características de Conductores de Aluminio Desnudo, Conductividad 61%

A.W.G. N°	Número de Hilos	Diámetro de cada Hilo en mm.	Diámetro Exterior en mm.	Carga de Ruptura en Kg.	Peso en Kg./Km.	(1) Capacidad en Amperios	Resistencia en ohm/Km.; a 60 C.P.S		React. Induct. a 60 C.P.S en ohm/Km. S=0,30487 m	React. Induct. a 60 C.P.S en MΩ/Km S=0,30487 m	Cobre Equivalente AWG
							25°C	50°C			
4/0	7	4,4170	13,2588	1631,81	295,71	380	0,2745	0,3018	0,3127	0,0705	2/0
3/0	7	3,9319	11,7856	1293,18	234,54	327	0,3465	0,3807	0,3215	0,0727	1/0
2/0	7	3,5023	10,5156	1068,18	185,77	282	0,4360	0,4788	0,3302	0,0747	1
1/0	7	3,1191	9,3472	847,72	147,43	242	0,5496	0,6043	0,3375	0,0770	2
1	7	2,7787	8,3312	698,63	116,70	209	0,6956	0,7639	0,3477	0,0790	3
2	7	2,4739	7,4168	575,45	92,74	180	0,8757	0,9627	0,3564	0,0812	4
3	7	2,2021	6,6040	464,53	73,57	155	1,0993	1,2111	0,3651	0,0893	5
4	7	1,9608	5,8928	375,45	58,35	134	1,3913	1,5279	0,3851	0,0854	6
6	7	1,5544	4,6736	239,71	36,64	100	2,2111	2,4285	0,3913	0,0897	8

(1) conductor a 75 °C, viento a 2254 Km./h, airea a 25 °C y frecuencia a 60 C.P.S.

Fuente: Reglamentos y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación C.A.D.A.F.E.

Sin embargo, las líneas aéreas convencionales están siendo remplazadas por nuevas tecnologías. Una de ellas es el cable Cuadruptex que ofrece los mismos beneficios técnicos, disminuye el margen de pérdidas por hurto de energía [18]. Su instalación requiere de menor cantidad de herrajes y accesorios, el costo de material y mano de obra, por metro lineal, de cable Cuádruplex es más económico que el del conductor de Arvidal (ver tabla 4.12).

El cable Cuadruptex, para líneas aéreas de distribución de energía eléctrica en baja tensión, está constituido por tres fases aisladas cableadas en espiral, con un neutro portante (mensajero) aislado o desnudo y soporta tensiones nominales de hasta 1 KV entre fases (ver figura 2.4). El conjunto descrito puede ser suministrado con una o dos fases adicionales para alumbrado público.



Figura 2.4. Cable Cuadruptex

Fuente: www.cearca.com.ar

Las fases se encuentran elaboradas de aluminio puro 1350 (AAC), clase 2, compactadas ó sin compactar dependiendo del pedido, el neutro puede ser una aleación de aluminio (AAAC), de aluminio con alma de acero (ASCR) o aluminio puro. El conductor de alumbrado es elaborado de la misma manera que el de las fases.

El aislamiento puede ser de polietileno reticulado o termoplástico. El polietileno reticulado (XLPE) color negro, posee elevada resistencia a la intemperie y a los rayos ultravioletas, apto para trabajar a una temperatura máxima en el conductor de 90°C en condiciones normales, 130°C en condiciones de emergencia y 250°C en condiciones de cortocircuito. Las características del conductor Cuadriplex con neutro portante se presentan en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Características del Cable Cuadriplex con Neutro Portante Aislado

DATOS CONSTRUCTIVOS Y CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS							
Conductores de fase aislados XLPE							
Sección	Número de alambres	Espesor de Aislación	Diámetro Aprox	Peso Aprox	Intensidad de Corriente (1)	Resistencia eléctrica en c.a a 90°C	Reactancia inductiva media por fase a 50Hz.
	Nº	mm.	mm.	Kg./Km.	A	Ω/Km.	Ω/Km.
mm ²							
10	7	1,2	6,0	45	55	3,949	0,105
15	7	1,2	7,2	63	65	2,449	0,096
25	7	1,4	9,0	98	75	1,539	0,097
35	7	1,6	10,5	135	100	1,113	0,097
50	14	1,6	11,4	173	120	0,822	0,093
70	19	1,8	13,5	244	155	0,568	0,092
95	19	2,0	15,8	332	190	0,410	0,089
120	19	2,0	17,0	400	230	0,324	0,088
150	19	2,2	19,2	502	270	0,264	0,085
AWG							
6	7	1,2	7,0	56	70	2,782	0,098
4	7	1,2	8,0	113	85	1,744	0,094
2	7	1,2	9,7	124	120	1,097	0,087
1/0	7 ó 19	1,5	11,7	176	150	0,690	0,090
2/0	19	1,5	13,0	232	190	0,547	0,087
04/0	19	1,5	15,5	352	250	0,345	0,084

(1) Valores validos para conjuntos trifásicos, expuestos al sol con una temperatura ambiente de 40°C a 90°C en los conductores.

Fuente: www.cearca.com.ar

Estos cables son elaborados bajo las normas IRAM 2263, NBR 8182, ICEAS S-76-474 y NFC 33209, la identificación de los cables se hace mediante números rotulados cada 30 cm. en la chaqueta del mismo (ver figura 2.5), pueden instalarse en los mismos soportes empleados por las líneas aéreas convencionales y disminuyen considerablemente las tomas clandestinas o conexiones irregulares.

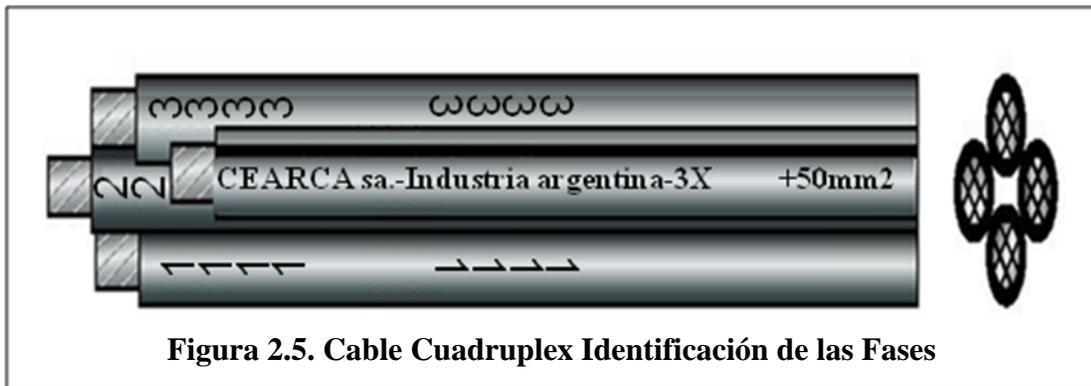


Figura 2.5. Cable Cuadruplex Identificación de las Fases

Fuente: www.cearca.com.ar

2.2.8 Análisis Económico

Una vez culminado el proyecto en su aspecto técnico, el siguiente paso consiste en realizar el análisis económico, el cual permite resumir de una manera anticipada el resultado global del proyecto desde el punto de vista económico [20]. Los modelos comúnmente utilizados por la ingeniería económica para determinar la rentabilidad de los proyectos son:

- Valor Actual (VA)
- Equivalente Anual (EA)
- Tasa de Rendimiento (TR)
- Tiempo de Pago (TP)

- Valor Presente Neto (VPN)
- Relación Costo-Beneficio (Rb/C)

Los tres primeros se emplean cuando el objetivo fundamental en la toma de decisiones es el de maximización de beneficios para el inversionista. El tiempo de pago y el valor presente neto cuando lo que prima es la rapidez con que se recupera la inversión realizada y la relación costo-beneficio en el caso de proyectos de utilidad pública [20].

En el presente proyecto se emplea el valor presente neto, como modelo para realizar el análisis económico.

➤ Valor Presente Neto

Es un índice de evaluación que mide en forma aproximada la rentabilidad de un proyecto y se define como el tiempo requerido para que los ingresos netos recuperen la inversión inicial a un interés pasivo de 10% anual [20].

$$TP = -II + \left(\sum_{t=0}^{TP} Ft = 0 \right) \quad \text{XI (De Alvarado, Pág. 117)}$$

Donde:

TP: Tiempo de pago (mes)

II: Inversión inicial (Bs.)

Ft: flujos total (Bs. /mes)

En este proyecto la inversión inicial esta representada por los costos de materiales y mano de obra, por otro lado el flujo total será estimado mediante la ecuación:

$$Ft = \left(PNT \times \frac{R}{100} \right) \times V \quad \text{XII (Martínez-Zerpa, 2007)}$$

Donde:

Ft: Flujo Total (Bs. /mes)

PNT: Pérdidas No Técnicas (Kwh. /mes)

R: Reducción de Pérdidas No Técnicas (%)

$(PNT \times R/100)$: Energía Recuperada (Kwh./mes)

V: Valor de energía recuperada Bs./ Kwh..

2.3 Glosario de Términos

Acometida Eléctrica: Se define así al cableado, instalaciones y equipos destinados al suministro de energía desde la red de distribución de la compañía hasta el punto de entrega.

Adecuación: Normalización que amerita cambio del equipo de medición.

Alimentador de Media Tensión o de Distribución: es todo circuito eléctrico que transmite la energía desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de consumo.

Anomalía: Todo desperfecto que presente el medidor, sus accesorios o acometidas, no imputables al usuario, que originan una alteración en el correcto registro del consumo de potencia y energía eléctrica, o la que establezca el Reglamento General de la Ley de Servicio Eléctrico.

Banco de Transformación: Cuando dos o mas transformadores se encuentran conectados uno con otro, se dice que existe un banco de transformación.

Balance Energético: Estudio que se realiza a los circuitos de distribución para poder determinar, las diferencias entre la energía despachada y la energía facturada por punto de transformación.

Carga Conectada: es la suma de los valores nominales de todas las cargas que tienen la probabilidad de estar en servicio al mismo tiempo para producir una demanda máxima.

Circuito: Nombre que se le da a las redes eléctricas de distribución que salen de cada uno de los alimentadores de las Subestaciones.

Conector perforante: Se utiliza en líneas aéreas de BT con conductores aislados cableados en haz en todas las derivaciones de redes aéreas con cables preensamblado, sin necesidad de regenerar el aislamiento de éstos.

Consumo de Energía (KWh): Cantidad de energía eléctrica en KWh, entregada por la Distribuidora al usuario en un determinado lapso.

Conductores: Es el material metálico (alambre o conjunto de alambre no aislado entre sí), adecuado para el transporte de la corriente eléctrica.

Demanda Máxima: es el valor más alto que la demanda alcanza en el intervalo de tiempo especificado.

Demanda: es el promedio de la carga absorbida en los terminales de los receptores durante un determinado intervalo de tiempo adecuado y especificado.

Energía Despachada: Cantidad de energía eléctrica en KWh, entregada por la distribuidora a la red de distribución en un determinado lapso.

Energía Facturada: Cantidad de KWh calculada y puesta al cobro (energía vendida).

Grapa de suspensión: Diseñadas para líneas de distribución de servicio normal con conductores de Aluminio, Aleación de Aluminio o ACSR, Se aplican en suspensiones de alineación en combinación con aisladores de tipo rígido en disposición vertical u horizontal.

Irregularidad: Toda alteración al Equipo de Medición, sus accesorios o acometidas originadas por la manipulación de terceros, produciendo el incorrecto registro de los consumos de energía y demanda, así como también las tomas ilegales, o los cambios en el uso del servicio que impliquen la aplicación de tarifas diferentes o la que establezca el reglamento de la Ley del Servicio Eléctrico.

Lámparas: son fuentes de luz artificial que sirven de soporte y distribuye adecuadamente la luz.

Luminarias: son aparatos que sirven de soporte y conexión a la red eléctrica a las lámparas y responsable del control y la distribución de la luz emitida por la misma.

Medidor: Instrumento destinado a cuantificar o registrar las unidades de consumo. Se instala el adecuado al consumo que el usuario haya definido en el contrato para el control del gasto producido.

Mensula de suspensión: Se utilizan como soporte del cable, se utiliza con la mayoría de las grapas de suspensión.

Punto de Entrega: Punto de conexión, normalmente ubicado a la salida del equipo de medición, donde la compañía suministra la energía a las instalaciones y responsabilidades de la compañía y el cliente.

Punto de Suministro: Es aquel donde el sistema de la distribuidora queda conectado a las instalaciones del usuario, y donde se delimitan las responsabilidades de mantenimiento, de guarda y custodia, y de pérdidas, entre la distribuidora y el usuario.

Terminal bimetalico: Se utiliza en líneas aéreas de BT con conductores aislados cableados en haz en la conexión con bornes de CT intemperie y cuadro de protección, para redes aéreas de baja tensión.

Totalizador: Equipo de medición conformado por un contador de energía y transformadores de corriente conectados en los conductores de baja tensión de un punto de transformación de distribución, ubicados en postes, casetas y/o pedestales y dispuestos a objeto de medir la carga “total” asociada al equipo de transformación y lograr registrar las variables eléctricas asociadas a esta.

Usuario, Cliente o Suscriptor: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico bien como titular de un contrato de servicio o como receptor directo del mismo, sujeta a los derechos y obligaciones que establece la ley del servicio eléctrico y sus reglas.

CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de Investigación

El presente trabajo titulado “Proyecto de Optimización Técnica y Económica del Sistema Eléctrico de Distribución en Media y Baja Tensión, de la Comunidad San Agustín” se encuentra enmarcado en la modalidad de **Proyecto Factible**, ya que proporciona una solución viable a un problema de tipo práctico, para satisfacer las necesidades de una organización, como lo es la empresa C.A Electricidad de Valencia. El Proyecto Factible presenta una gran ventaja ya que brinda la oportunidad de llevar a la práctica o ejecución la propuesta de investigación.

El manual de la UPEL (2006) define:

"El Proyecto Factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos"

Este, proyecto tiene como marco de referencia la **Investigación de Campo**, que según el manual de la UPEL (2006) establece como:

"El análisis sistemático de problemas con el propósito de describirlos, explicar sus causas y efectos, entender su naturaleza y factores constituyentes o predecir su ocurrencia. Los datos de interés son recogidos de forma directa de la realidad por el propio estudiante, en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios"

Por lo antes escrito, este Trabajo Especial de Grado, posee características de una investigación de campo, ya que como primera etapa se reúne información directa del sector en estudio, con la finalidad de constatar la realidad existente, plantear la verdadera problemática y

luego determinar las posibles soluciones que pueden solventar los problemas para finalmente indicar las acciones a seguir.

3.2 Fases Metodológicas

Para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos planteados, se llevan a cabo las siguientes fases.

Fase 1. Actualización y Digitalización de las Redes Eléctricas

Esta fase permite identificar la topología del sistema de distribución, conocer el estado en que se encuentran las líneas, los puntos de transformación y alumbrado público, identificar las acometidas ilegales y actualizar los planos de la red de media y baja tensión.

Fase 1.1. Verificación Catastral de la Zona

Con la finalidad de identificar y delimitar el área en estudio, se examinan los planos de catastro de la zona, esto se solicitan a través del CODE, (Ver Figura 1.1). Mediante visitas sucesivas al barrio San Agustín y empleando la técnica de la observación se valida la información correspondiente a la disposición de las calles, avenidas y parcelas existentes en la zona, de hallarse alguna diferencia se realiza en el plano la modificación. Además, se procede a efectuar la división interna de cada una de las parcelas, clasificar y cuantificar las unidades de viviendas según su estructura (Una planta, Dos Plantas) y uso, es decir, aquellas viviendas empleadas como comercios o talleres.

Una vez recabados los datos de interés, se digitaliza el parcelamiento empleando como herramienta el programa AutoCAD 2004 ®. Estos planos servirán de base para la elaboración de los planos de las redes de distribución, si existen dudas con respecto a la vialidad o la disposición de las parcelas, se visita nuevamente la comunidad para asegurar que el plano que está siendo elaborado es efectivamente una representación del urbanismo.

Fase 1.2. Levantamiento de la Red de Media Tensión y Puntos de Transformación

Esta etapa involucra un trabajo de campo enmarcado en la realización de visitas a la zona en estudio, con la colaboración del personal técnico del departamento de PNT y el empleo de la técnica de observación se procede a identificar las siguientes características técnicas en la red de media tensión: topología de la red, disposición, número, material y calibre del conductor, altura de los postes y localización geográfica de las estructuras (soporte de redes) sobre los planos de catastro.

En los puntos de transformación se valida la información acerca de la cantidad y capacidad de los bancos. Además, se identifica la existencia de elementos de protección y maniobra como pararrayos y cortacorrientes, material y calibre del conductor de puesta a tierra, así como las condiciones generales de los mismos.

Los puntos de transformación y los postes anteriormente identificados se incluyen en el plano de catastro previamente digitalizado.

En cuanto al estado general de la red, se procede a considerar la existencia de objetos extraños enredados en las líneas (Papagayos, zapatos, animales, etc.), obstáculos (Árboles o cruces de líneas con redes de otra compañía), empalmes a mitad de vano, vanos destensados, identificación y pintura de los postes.

Fase 1.3. Levantamiento de la Red de Baja Tensión y Alumbrado Público

Se emplean las mismas técnicas de recolección de datos utilizadas en el levantamiento de la red de media tensión, pero se consideran las siguientes características técnicas: topología de la red, altura de los postes, disposición, número, material y calibre de los conductores y localización geográfica de las estructuras (soporte de redes) sobre los planos de catastro. En los puntos de alumbrado público se identifica el tipo de lámpara y luminaria, así como el estado de las mismas.

Los puntos de alumbrado público y los postes anteriormente identificados se incluyen en el plano de parcelamiento previamente digitalizado

En cuanto al estado general de la red, se considera señalar la existencia de objetos extraños enredados en las líneas (Papagayos, zapatos, animales, etc.), obstáculos (Árboles o cruces de líneas con redes de otra compañía), empalmes a mitad de vano, vanos destensados, identificación y pintura de los postes, y cajas de control de alumbrado.

Fase 1.4. Levantamiento de Acometidas

Se emplea la técnica de la observación para identificar las acometidas (legal e ilegal) por nodo (poste), su longitud y las características técnicas del conductor (tipo y calibre), además se precisa el tipo de acometida (monofásica 2h, monofásica 3h o trifásica) mediante los datos de placa del medidor.

Fase 1.5. Digitalización de las Redes

Con la información recopilada de las redes de media y baja tensión, puntos de transformación, alumbrado público y acometidas existentes se procede a elaborar el diagrama unifilar de las redes sobre el plano del urbanismo elaborado previamente, tomando como guía las estructuras, para ello se emplea nuevamente el programa AutoCAD 2004 ® y se utiliza la simbología normalizada por ELEVVAL. Al igual que con el plano del parcelamiento se debe cuidar que la digitalización de las redes sea una representación real.

Fase 2. Diagnóstico del Sistema Eléctrico

Esta etapa permite conocer las características generales y determinar las condiciones operativas de la redes de media y baja tensión.

Fase 2.1. Selección de la Muestra

La comunidad de San Agustín está conformada por 245 unidades de vivienda alimentadas por ELEVAL, por lo tanto para determinar el tamaño de la muestra se utiliza la ecuación para poblaciones finitas:

$$n = \frac{p \times (1-p) \times N}{p \times (1-p) + N \times se^2} \quad \text{XIII (Sampieri, Pág. 309)}$$

Donde:

n: Tamaño de la muestra (adim)

p: Probabilidad de ocurrencia del evento (adim)

N: Tamaño de la población (adim)

se: Error estándar (adim)

Para determinar el tamaño de la muestra se parte de la situación más desfavorable, es decir aquella que origine un mayor tamaño de la misma; la cual consiste en considerar que la probabilidad de ocurrencia del evento es de 0,5. Esto se debe a que no se cuenta con información suficiente que permita fijar la probabilidad en un valor distinto.

A medida que el error estándar es más pequeño el tamaño de la muestra es mayor, lo que incrementa el tiempo y costo del estudio, por ello se fija un error de 0,1. Al sustituir este valor y el de la probabilidad de ocurrencia en XIII se obtiene que la muestra esta conformada por 23 unidades de vivienda.

Los diferentes tipos de construcción representan un porcentaje de la población total (ver figura 4.1), por lo tanto se procede a estratificar la muestra para garantizar la homogeneidad de ésta con la población (ver tabla 3.1). Las casas encuestadas son seleccionadas al azar.

Tabla 3.1. Muestra Estratificada para el Estudio de Carga

Estrato	Muestra	%
Una Planta	19	83
Dos Plantas	2	9
Comercios	2	9
Otros	0	0
Total	23	100

Fuente: Martínez – Zerpa (2007).

Fase 2.2. Censo de Carga

Se efectúa una entrevista no estructurada a la persona que al momento de la visita se encuentra en la casa, en ella se pregunta cantidad y tipos de artefactos eléctricos que posee la vivienda, número de medidor (si existe), número de la casa y nombre y cédula de la persona encuestada.

Fase 2.3. Estimación del Consumo Mensual de Energía del Inmueble

Primero se estima el consumo mensual de energía para cada uno de los artefactos con el uso de la ecuación II. La carga en KW y las horas promedio de uso al mes de los artefactos eléctricos de cada vivienda se obtienen de la caracterización de la carga realizada por ELEVAl, presentada en la tabla 3.2

Una vez calculado el consumo mensual de los artefactos, se estima el consumo mensual de energía por cada una de las viviendas aplicando la ecuación III.

Tabla 3.2. Carga Típica en Clientes Residenciales

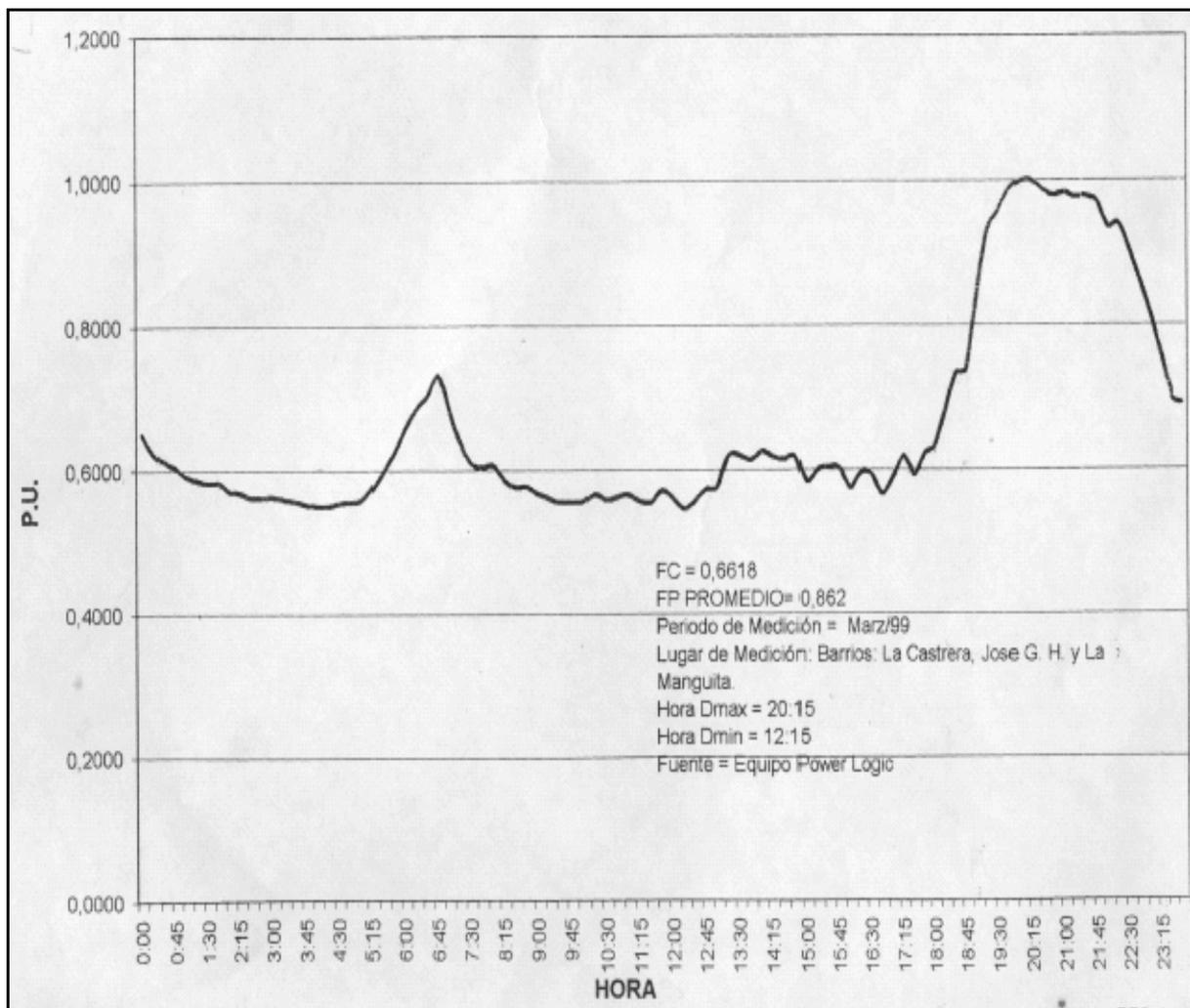
Equipos electrodomésticos	Carga en Kilovatios (kW)	Horas promedio uso mes
Asistente de cocina	0,4	5
Aspiradora	0,4	20
Cafetera eléctrica	0,88	15
Calentador de agua	1,5	90
Cocina eléctrica 2 discos	3	160
Cocina eléctrica 4 discos	6	120
Congelador pequeño	0,4	300
Equipo de sonido	0,1	40
Equipo de video	0,1	30
Extractor de jugo	0,08	8
Filtro ozonificador eléc.	0,1	35
Fotocopiadora	3,6	100
Hidroneumático	0,74	180
Lavadora	0,35	60
Licuadaora	0,25	30
Máquina de coser	0,22	30
Microcomputador	0,4	30
Microondas 1200 W	1,2	35
Motor portón eléc.	0,74	12
Nevera 12´	0,3	300
Nevera 14´	0,56	300
Nevera 22´	0,75	300
Plancha	1,2	32
Pulidora	0,3	25
Radio	0,1	50
Sandwichera	1,2	15
Sartén eléctrico	1,25	12
Secador de cabello	0,75	25
Secadora	5,6	32
Televisor 13´´	0,3	200
Televisor 24´´	0,5	200
Tostador	1,1	15
Tostiarepa	1,25	15
Ventilador	0,15	220
Ventilador pie o techo	0,25	220
Bombillo 60 W	0,06	120
Bombillo 100 W	0,1	120
Fluorescente 2 tub 18´´	0,08	80
Fluorescente 2 tub 48´´	0,12	80
Fluorescente 4 tub 18´´	0,16	80
Fluorescente 4 tub 48´´	0,24	80
ACONDICIONADORES DE AIRE		
Baja eficiencia:		
De 7.000 BTU 110 V	0,95	200
De 12.000 BTU	1,92	200
De 18.000 BTU	2,87	200
De 21.000 BTU	3,25	200
De 36.000 BTU	5,5	200
1 tonelada de refrig.	1,92	200
Alta eficiencia:		
De 7.000 BTU 110 V	0,55	200
De 12.000 BTU	1,17	200
De 18.000 BTU	1,81	200
De 21.000 BTU	2,65	200
De 36.000 BTU	4,50	200
1 tonelada de refrig.	1,17	200
Cafetera comercial	3	200
Mostrador enfriador ppe.	0,4	180
Mostrador enfriador gde.	0,85	180
Pulidora de mecánica	0,75	30
Rebanadora comercial	0,2	150
Secador de cabello gde.	1,2	200
soldadora	6	30
taladro	0,35	25
Motor 1 Hp (Portón)	0,74	6

Fuente: ELEVAl.

Fase 2.4. Estimación de la Demanda Máxima

Inicialmente, se calcula el factor de variación horaria donde ocurre la demanda máxima de energía, aplicando la ecuación IV. Para ello se consideran dos intervalos de tiempo, el primero comprendido entre las 0 h y las 18 h y el segundo entre las 19 h y las 24 h, el factor de carga de cada intervalo se obtiene de la curva de carga típica para urbanismos tipo R4 (ver figura 3.1), siendo de 0,6 y 1 respectivamente.

Figura 3.1. Curva de Carga Típica Residencial Estrato R4



Fuente: ELEVEL.

Al sustituir los datos en la ecuación IV se obtiene un factor de variación horaria de 16 horas y asumiendo un factor de potencia de 0,9 se procede a determinar la demanda máxima por cliente mediante la ecuación V.

Fase 2.5. Estimación de la Demanda Diversificada

Una vez calculada la demanda máxima para cada vivienda de la muestra se determina la demanda diversificada del estrato, aplicando la ecuación VI. Así mismo la demanda máxima diversificada del sector se estima aplicando la ecuación VI considerando el total de estratos. Los resultados se presentan en la sección 4.2 del capítulo IV.

Fase 2.6. Cálculo de Caída de Tensión

La caída de tensión se obtiene resolviendo la red de baja tensión de cada sector mediante la ecuación I. La longitud se obtiene de los planos de baja tensión, los KVA están formados por la demanda máxima diversificada del sector mas la demanda del servicio de alumbrado público, el cual se encuentra formado por lámparas de luz mixta con una carga específica de 160W por unidad, el factor de carga para la iluminación se fija en uno ya que se considera que las lámparas trabajan al 100%.

La constante de distribución K_d se determina a partir de las características técnicas del cable mediante la ecuación VII, los valores de resistencia y reactancia del conductor se obtienen de catálogos de fabricantes de cables.

Fase 2.7. Capacidad de Corriente

Una vez calculada la caída de tensión, se evalúan las condiciones térmicas del conductor en cada uno de los circuitos, para ello se emplea el método pesimista el cual consiste en ubicar la carga total en el extremo del circuito. El valor de la corriente de carga se obtiene empleando las ecuaciones VIII y IX, dependiendo del tipo de sistema, considerando la potencia total que alimenta el circuito y tomando en cuenta la tensión aplicada y el factor de potencia.

Luego se verifica, en las tablas normalizadas, que el valor de corriente de carga obtenido sea menor que el de la corriente de diseño especificada por el fabricante para la sección del conductor utilizado.

Fase 2.8. Factor de Uso de los Transformadores

Con el histórico de lectura de cada totalizador (ver anexo A) se calcula el promedio de consumo asociado, considerando un factor de variación horario de 16 horas y un factor de potencia de 0,9 se procede a determinar el factor de uso de cada transformador empleando la ecuación X.

Fase 3. Proposición de Alternativas de Solución

Las alternativas propuestas deben estar orientadas a disminuir las pérdidas no técnicas, brindar un máximo beneficio con un mínimo costo y utilizar la mayor cantidad posible de soportes y elementos de las redes existentes.

En la comunidad San Agustín no se detectaron conexiones ilegales (pérdidas no técnicas) a nivel de media tensión y el tendido se encuentra en buen estado físico, esto unido al hecho de que deban utilizarse al máximo las instalaciones existentes ocasiona que las alternativas de solución sólo se planteen a nivel de baja tensión. Diseñar un sistema de distribución subterráneo en baja tensión está fuera del alcance de esta investigación, es por ello que las alternativas de solución se enfocan en el análisis de los conductores eléctricos para baja tensión.

El planteamiento de las propuestas de solución se inicia con la consulta de textos especializados en el diseño y planificación de sistemas aéreos de distribución, con el fin de identificar los conductores de baja tensión que puedan ser considerados en la selección. Las normas de distribución de CADAPE, el código eléctrico nacional y el manual para instalación de líneas aéreas Cuádruplex (ELEVVAL), son algunas de las bibliografías de referencia.

En la selección de los conductores se busca que la capacidad de corriente soporte la carga requerida determinada en el objetivo anterior y que la caída de tensión en los mismos, desde el alimentador hasta la acometida más lejana que deben servir, sea menor al 4%, de acuerdo a lo indicado en el capítulo II, sección 2.2.6.1. Otros factores considerados en la selección del conductor son continuidad del servicio, seguridad de las personas, costos de instalación, mantenimiento, inserción de alumbrado público y armonía con el ambiente.

Fase 4. Selección de la Alternativa de Solución

Esta etapa se inicia con la elección de los factores que influyen en la selección del conductor a utilizar en el sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la comunidad San Agustín. Los factores considerados son facilidad para conexiones ilegales, costo de materiales, costo de mano de obra de instalación, facilidad de instalación, facilidad de mantenimiento, exposición a fallas e impacto visual, éstos abarcan de manera general parámetros técnicos, económicos y sociales.

Para llevar a cabo la selección se emplea una matriz de criterios relevantes integrados, la cual consta de dos escalas para realizar la evaluación. Una escala del “**1** al **7**” para asignar la importancia de cada uno de los factores, y otra escala que consta de tres valores para asignar la puntuación que tiene cada conductor en cuanto a cada uno de los factores estudiados, siendo **0** la peor puntuación, **5** una puntuación considerable y **10** la mejor puntuación. La matriz de decisión puede observarse en la tabla 3.2.

Las conexiones ilegales ponen en riesgo la seguridad de la red de distribución ya que ocasiona fluctuaciones de voltaje que dañan artefactos y equipos, causa interrupciones del servicio, deteriora las instalaciones eléctricas, aumenta los gastos de mantenimiento y reduce los recursos financieros para el mejoramiento del servicio, por otro lado considerando que el objetivo principal de la presente investigación es disminuir las pérdidas no técnicas, a el criterio facilidad para conexiones ilegales se le asigna el factor de jerarquía mayor, equivalente a 7 puntos, sin embargo el impacto visual que no influye directamente en la selección del conductor se le asigna un factor de jerarquía de 1 punto.

En todo proyecto una vez culminado su aspecto técnico, el siguiente paso consiste en realizar el análisis económico, el cual es determinante en la realización del mismo, para ello es indispensable conocer los costos de materiales y mano de obra, por lo tanto se considera como criterio en la selección del conductor a emplear, el costo de material y se le asigna la segunda mayor puntuación, es decir un factor de jerarquía de 6 puntos, así mismo al costo de mano de obra se le asigna un factor de jerarquía de 4 puntos.

Tabla 3.3. Matriz de Criterios Relevantes Integrados para la Selección del Conductor a Utilizar en el Sistema Eléctrico de Distribución en Baja Tensión de San Agustín

Factores	Factor de Jerarquía	Tipo de Conductor					
		Arvidal (2/0)		Cuádruplex (2/0)		Cuádruplex (4/0)	
		Punt	Prod	Punt	Prod	Punt	Prod
Facilidad para conexiones ilegales	7						
Costo de materiales	6						
Costo de mano de obra de instalación	4						
Facilidad de instalación	5						
Facilidad de mantenimiento	2						
Exposición a fallas	3						
Impacto visual	1						
Totales	28						

Punt: Puntuación

Prod: Producto del factor de jerarquía y la puntuación

Otro aspecto técnico que debe considerarse al momento de colocar un conductor es la facilidad de instalación, ya que ésta se relaciona con el tiempo de ejecución del proyecto y las interrupciones de servicio que afectan a los suscriptores, por lo tanto a la facilidad de instalación se le asignan 5 puntos.

Las conexiones ilegales causan interrupciones y aumentan los gastos de mantenimiento, por ello se consideran como factores la exposición a fallas y la facilidad de mantenimiento, asignándole a cada criterio una ponderación de 3 y 2 puntos respectivamente.

La selección del conductor a emplear se logra mediante una comparación cuantitativa de las puntuaciones obtenidas por cada uno de los conductores analizados (Ver Sección 4.4)

Una vez seleccionado el conductor a emplear se plantean, de ser necesario, modificaciones en el sistema de distribución tales como redistribución de cargas en los nodos, reubicación de los transformadores o aumento de su capacidad y agrupamiento de sectores pequeños para minimizar los bancos de transformación. De ejecutarse algunos de los cambios mencionados anteriormente, deben realizarse nuevamente los cálculos de caída de tensión, capacidad de corriente y factor de utilización del transformador, a fin de verificar que las modificaciones planteadas no excedan los valores máximos permitidos y que resulten económicamente rentables.

Fase 5. Rentabilidad de la alternativa seleccionada

A fin de determinar la factibilidad del proyecto se estima la rentabilidad de la alternativa seleccionada mediante el cálculo del tiempo de pago de la inversión.

La inversión inicial esta conformada por los costos de materiales, mano de obra y equipos requeridos para realizar las obras que permiten la optimización. Los costos son suministrados por el área de adecuaciones la empresa. Los flujos totales mensuales se estiman con la ecuación XII, en donde el costo de 1 kWh/mes para un sector residencial estrato R4 es de Bs. 100 [2], y las pérdidas de energía en el sector son de 129.961,6 kWh/mes [4], y son calculados para seis escenarios posibles de recuperación d energía.

Finalmente el ingreso o ganancia mensual aportada por cada uno de los cinco posibles escenarios de recuperación de energía, es el producto entre la energía recuperada en (Kwh. /mes) por el valor de un Kwh. (100 Bs. /Kwh.).

El tiempo de pago de la inversión inicial se determina mediante la expresión XI, considerando una tasa pasiva de interés anual igual a 10%, y se estima para cada uno de los diferentes porcentajes de recuperación de energía planteados anteriormente.

3.3 Unidad de Análisis

La unidad de análisis se refiere al “qué o quién” es objeto de interés en un estudio, quizás lo anterior parezca muy obvio, aunque en la práctica no es tan sencillo, ya que muchas propuestas de investigación o tesis de grado no logran una coherencia entre los objetivos planteados y la unidad de análisis [22].

Por lo antes expuesto y considerando que el objetivo de esta investigación es disminuir las pérdidas no técnicas por hurto de energía y tomas ilegales, la unidad de análisis a estudiar son los sistemas eléctricos de distribución en baja tensión.

3.3.1 Población o Universo de Estudio

Es el conjunto de elementos o individuos objeto de estudio [22]. Este proyecto tiene como población los sistemas aéreos de distribución de energía urbanos de la C.A. Electricidad de Valencia que pertenecen a la zona sur del municipio Valencia.

3.3.2 Muestra

Las muestras son en esencia un subgrupo de la población y se utilizan para economizar tiempo y recursos [22]. Para el desarrollo del presente estudio se selecciona como zona piloto el sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la comunidad de San Agustín, dado que es la zona servida más representativa en cuanto a extensión de terreno, suscriptores, cargas, conexiones ilegales y pérdidas no técnicas, en la zona sur del municipio Valencia. Además, presenta un tendido eléctrico en baja tensión en pésimas condiciones. El proyecto se realiza bajo la coordinación y supervisión del departamento de Pérdidas No Técnicas (PNT) y el Centro de Operaciones de Distribución de ELEVAL (CODE).

3.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Son las distintas formas o maneras empleadas para obtener la información [23], las técnicas de recolección aplicadas en este estudio se describen a continuación:

- **Recopilación documental:** Esta técnica permite la recolección de información bibliográfica [23], en el presente estudio se efectuó mediante la revisión de textos, trabajos de investigación, revistas, páginas web, normas y reglamentos relacionados al tema de investigación.
- **La entrevista no estructurada:** Es un acto de comunicación no planeado con el cual se obtiene información clara, real y objetiva del tema en estudio [23]. Se aplica al personal técnico e ingenieros relacionados al área de estudio y permite ampliar la información acerca del funcionamiento del sistema y sus elementos, junto a las condiciones operativas del mismo.
- **La observación:** Esta técnica se caracteriza por la visualización directa del entorno físico objeto de la investigación lo cual permite obtener información general y específica [23], esta técnica se llevo a cabo en las redes de distribución abarcadas en la investigación, con la cual se obtuvo información como ubicación geográfica, tipo y calibre de los conductores, capacidad de los bancos de transformación, etc.

Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso del que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información, por ejemplo: fichas, formatos de cuestionarios, tablas, etc. [23].

Para esta investigación se diseñan diferentes tablas en las cuales se recoge la información preliminar de todo el levantamiento, estas tablas se pueden apreciar en el apéndice A.

Las técnicas de procesamiento de dato describen las distintas operaciones a las que serán sometidos los datos que se obtengan: Clasificación, registro, tabulación y codificación si fuere el caso. En lo referente al análisis se definen las técnicas lógicas (inducción, deducción, análisis-síntesis) o estadísticas (descriptivas o inferenciales), que son empleadas para descifrar lo que revelan los datos recolectados [23].

La digitalización de las redes se realiza con el programa AutoCad 2004 ®, de esta manera los planos elaborados serán compatibles con los existentes en la empresa, además, por ser un programa de fácil manejo y estar orientado a la producción de planos cuenta con recursos tradicionales del grafismo en el dibujo, como color, grosos de líneas y texturas tramadas.

Las alternativas propuestas serán evaluadas desde el punto de vista técnico, económico y social y la selección se realiza mediante una matriz de criterios relevantes integrados.

La información procesada en esta investigación se presenta de manera detallada y ordenada para su mejor comprensión, además, será entregada al departamento de ELEVAl correspondiente para que éste ejecute las acciones necesarias empleando la menor cantidad de tiempo posible.

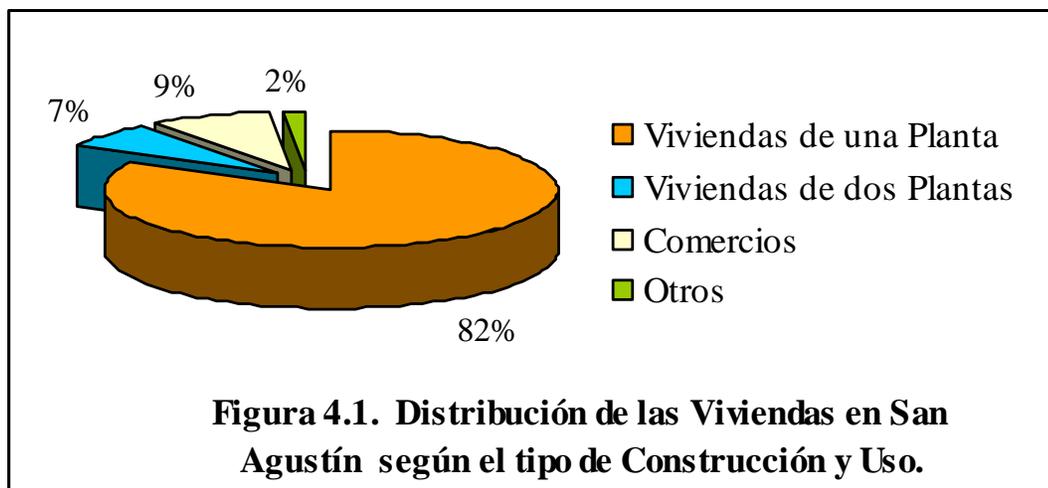
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Actualización y Digitalización de las Redes Eléctricas

4.1.1 Verificación Catastral de la Zona

El Barrio San Agustín se encuentra ubicado en la zona sur del municipio Valencia, abarca una superficie aproximada de 12 hectáreas, limita al Noroeste con el Barrio Francisco de Miranda, al Sur con el Barrio Los Naranjos y al Este con la Av. Las Ferias. Presenta un catastro tal como se muestra en el plano **E1** (ver anexo E). En la comunidad existen en total 396 unidades de viviendas, con área de parcela promedio de 180 m². De éstas, sólo 245 son suplidas por circuitos de la Electricidad de Valencia.

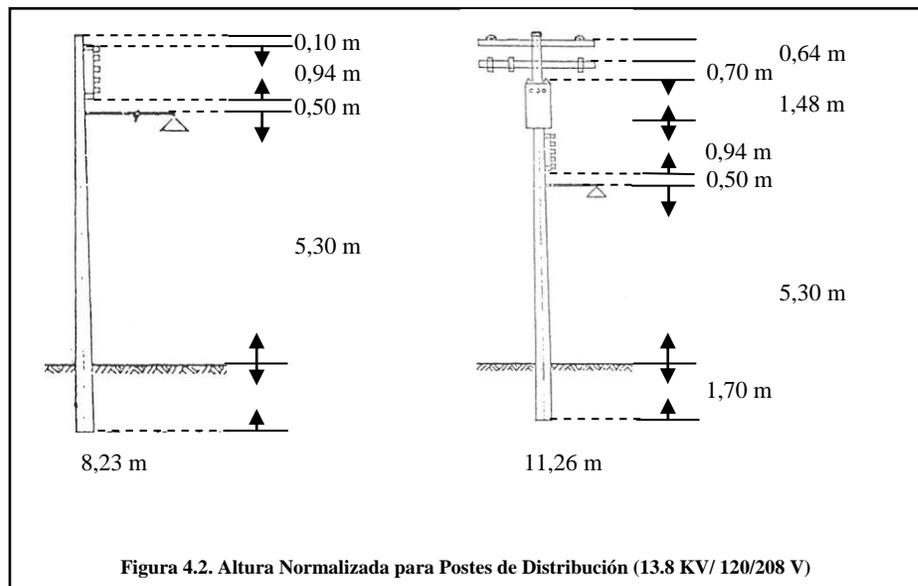
De las 245 viviendas servidas por ELEVVAL 203 son de una planta, 17 de dos plantas, 21 son empleadas como comercios (abastos, fotocopiadoras, agencias de loterías, etc.), 3 talleres (herrería, latonería, y reparación de radiadores) y la escuela Miguel González Granadillo. En la Figura 4.1 se muestra la distribución porcentual de viviendas de acuerdo al tipo de construcción y uso.



Fuente: Martínez-Zerpa (2007).

4.1.2 Levantamiento de la Red de Media Tensión y Puntos de Transformación

El Circuito Primario o red de media tensión se encuentra alimentado por el circuito troncal “Cardenera III” de 13,8 KV, proveniente de la subestación Cardenera. Éste presenta una topología de tipo radial y está formado por un circuito ramal principal y dos derivaciones, tal como se muestra en el plano E2 (ver anexo E). El tendido eléctrico se extiende en 1.185,00 ML. de conductor por fase, para un total de 3.555,00 ML. Está compuesto por 28 postes de 11,26 m de altura y 3 conductores de cobre # 4 dispuestos de manera horizontal. La altura de todos los postes que conforman la red de media cumple con la exigida en las normas de distribución de CADAFE.



Fuente: Normas de Distribución CADAFE.

El sistema de distribución está compuesto por 11 puntos de transformación, para una capacidad instalada de 665 KVA, las características técnicas de cada punto de transformación se muestran en la tabla 4.1. Es necesario aclarar que tres de estos puntos son bancos de transformación exclusivos, el E3CDL50-24 que alimenta la escuela Miguel González Granadillo y el E3CDR09C2-5 y E3CDL49-23 que no tienen red de baja asociada y sólo suplen tres clientes cada uno. Además, el banco E3CDR02 de 2*15 KVA y el transformador E3CDK81 de 1*75 KVA poseen su red de baja fuera de la zona en estudio. Es por ello que del total de puntos de transformación sólo se consideran en el proyecto los 6 puntos que poseen red de baja asociada dentro de la comunidad San Agustín.

Tabla 4.1. Característica Técnicas de los Puntos de Transformación

Nº de ID. De ELEVAl	Nº de transformadores	Capacidad (KVA)	Conductor de Puesta a Tierra	Calibre	Nº de Totalizador	Pararrayo	Corta Corriente
E3CDH07 - 1	1	15	Cu	4	-	-	2
E3CDR09C2-5	3	10	-		07002380	-	5
E3CDR02 - 7	2	15	-		-	-	3
E3CDQ88 - 9	2	50	-		07002279	-	2
E3CDQ18 -14	3	50	-		07002285	1	3
E3CDB98 - 15	1	75	Cu	4	07002284	1	2
E3CDB87 - 16	1	75	Cu	4	07002278	2	2
E3CDL49 - 23	1	15	-		07002290	4	2
E3CDL50 - 24	3	25	Cu	4	-	3	3
E3CDL48 - 25	1	25	-		07002291	-	2
E3CDK81 - 27	1	75	-		07002448	2	2

En la tabla 4.1 se percibe que solamente 4 de los 11 puntos de transformación existentes poseen conductor de puesta a tierra, y que el 45% de los mismos no cuentan con los dispositivos de protección y maniobra correspondientes (Pararrayos y Cortacorrientes).

4.1.3 Levantamiento de la Red de Baja Tensión y Alumbrado Público

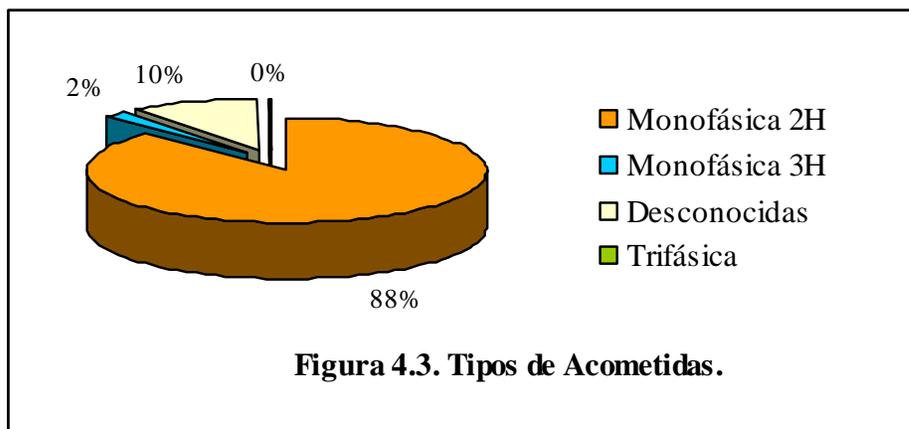
El circuito secundario o red de baja tensión presenta una configuración de tipo radial y una extensión de 1.689,50 ML de conductor por fase, para un total de 5.565,50 ML de tendido eléctrico. Está integrado por 6 circuitos que contienen en total 46 postes de 8,23 m de altura, 15 postes de 11,26 m (ver figura 4.2), y 3 conductores de Arvidal # 2/0 + 1 neutro # 2 dispuestos de manera vertical.

El tendido eléctrico de alumbrado público de San Agustín es alimentado por cables pilotos de arvidal # 8 y # 6 y, posee luminarias tipo brazo con globo y lámparas de luz mixta de 160 W. En la tabla B.1 del anexo B, se presentan de manera detallada las características técnicas del servicio de alumbrado público y las irregularidades observadas.

4.1.4 Levantamiento de Acometidas

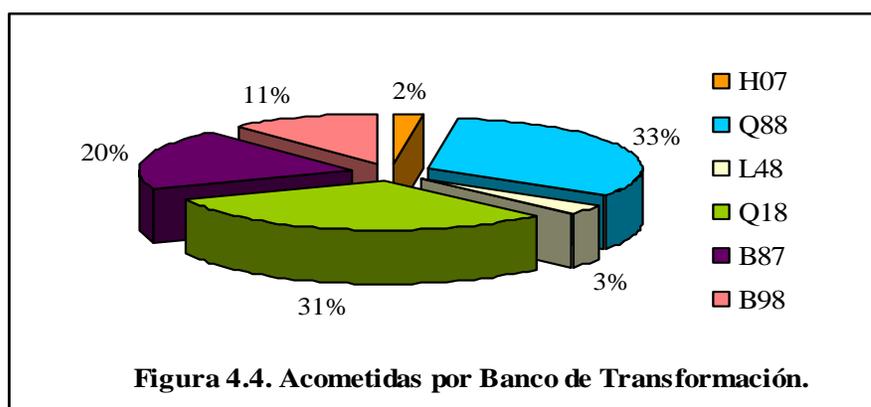
La comunidad San Agustín se encuentra servida en un 60% por ELEVAl y un 40% por CADAPE. Gran parte de sus acometidas están hechas con cable concéntrico 2*10 AWG y es

resto con 2*8 + 1*10 AWG, con una longitud promedio de 20 m. El tipo predominante es la acometida monofásica 2H (ver figura 4.3).



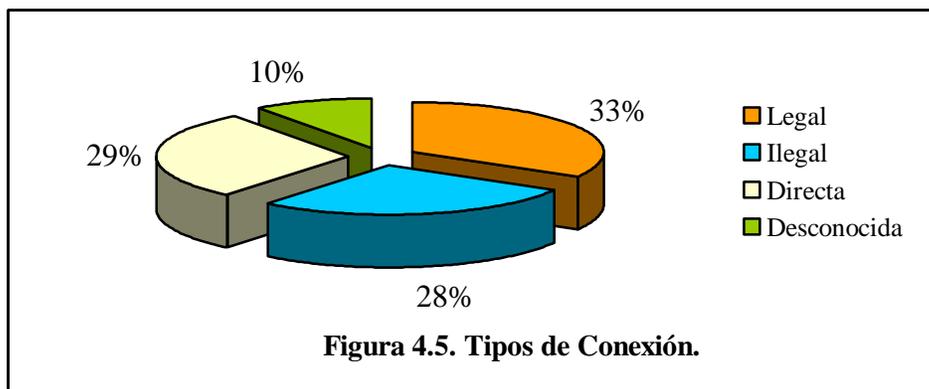
Fuente: Martínez-Zerpa (2007)

Los medidores, por lo general, se encuentran ubicados dentro de las viviendas, la mayoría son viejos, están en mal estado y no poseen número de identificación. La figura 4.4 muestra la proporción de acometidas de la comunidad por banco de transformación, en la misma se observa que más del 60% de las acometidas se encuentran repartidas en los bancos Q88 y Q18.



Fuente: Martínez-Zerpa (2007).

En San Agustín existen conexiones legales, directas e ilegales. En el 10% de las viviendas del sector no fue posible determinar el tipo de conexión debido a que no podía apreciarse directamente y al momento de realizar el levantamiento no se encontraban personas en la misma (ver figura 4.5)



Fuente: Martínez-Zerpa (2007).

El 28% de las conexiones existentes en San Agustín son ilegales producto del hurto de energía y el 29% son conexiones directas que reciben facturación por el servicio, donde la estimación del consumo se realiza mediante un pro-rateo. Este pro-rateo es erróneo dado que el equipamiento de las viviendas ha cambiado, en cantidad y variedad de artefactos, en el tiempo, de acuerdo a la información suministrada por el departamento de lectura de ELEVEL.

Todo esto, permite afirmar que aproximadamente el 60% de las conexiones en el sector originan pérdidas para la empresa. Mientras que, los medidores del 33% de las viviendas que poseen conexiones legales se encuentran en sitios inadecuados (cuartos o salas oscuras), lo que dificulta el proceso de lectura y ocasiona errores en la misma, pudiendo incrementar las pérdidas de energía a la empresa.

La tabla 4.2 presenta un resumen detallado por circuito de baja, donde se muestra la capacidad y el código del banco, los postes de baja asociados a cada banco, el tipo de conexión y el total de acometidas existentes en cada circuito.

El circuito Q18 cuenta con el mayor número de conexiones ilegales, a pesar de ser el segundo con mayor cantidad de clientes asociados, esto se debe a que sus redes cubren gran cantidad del sector y se encuentran situadas en los lugares más alejados de las vías de acceso principales de la comunidad.

Tabla 4.2. Especificaciones Técnicas por Circuito de Baja

Circuito	Código Del Banco	Capacidad del Banco (KVA)	Postes de Baja Asociados	Tipo de Conexión				Total Acometidas
				Legal	Ilegal	Directa	Desconocida	
1	H07	1*15	46-1-2-3-15	3	2	0	0	5
2	Q88	2*50	4-5-6-7-8-9-10-11-12-13-14-16-17-18-19-20-25	33	18	15	8	74
3	L48	1*25	42-43-44	3	3	1	0	7
4	Q18	3*50	39-27-26-44-45-24-23-22-21-31-40-41-28-29	22	20	20	6	68
5	B87	1*75	33-57-52-55-56-53-54-51-50-49-48-47	2	11	23	8	44
6	B98	1*75	32-30-33-34-35-36-29-31	4	11	8	2	25
TOTAL				67	65	67	24	223

Este comportamiento también se observa en los circuitos B87 y B98, donde las conexiones ilegales por bancos de transformador son mayores que las conexiones legales, dado que sus redes se extienden hacia los lugares más apartados del barrio. Adicionalmente, en la tabla B.2 del anexo B se presenta el tipo de conexión por parcela.

4.1.5 Digitalización de las redes

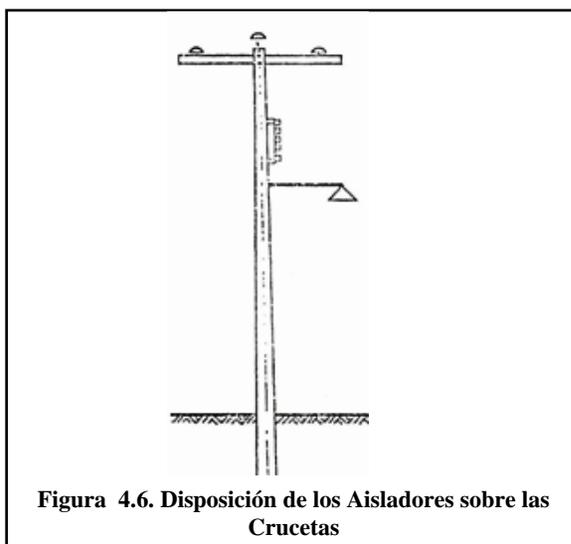
Con la información recopilada en las redes de media y baja tensión, puntos de transformación, alumbrado público y acometidas existentes, se procede a elaborar los diagramas unifilares sobre el plano del urbanismo elaborado previamente, de esta manera quedan digitalizados y actualizados los planos de *Media Tensión y Puntos de Transformación* (plano **E2**), *Baja Tensión y Puntos de Alumbrado Público* (plano **E3**) y *Acometidas* (plano **E4**).

4.2 Diagnóstico del Sistema Eléctrico

El tendido eléctrico en media tensión de la comunidad San Agustín presenta, en algunas partes de la red, ciertas irregularidades como postes ubicados sobre el pavimento o dentro de las casas, situación originada por el crecimiento de la población sin planificación alguna. Además

presenta crucetas de madera, vientos rotos y vanos destensados. En la tabla B.3 se muestran de manera detallada cada una de estas irregularidades (ver anexo B)

En general los postes carecen de identificación y pintura, las crucetas galvanizadas y las de madera poseen una longitud de 2,44 m y los aisladores se encuentran separados por 51 cm, distancia mínima exigida en las normas de distribución de CADAFE. Sin embargo, la disposición óptima de los aisladores sobre las crucetas es aquella en la cual se presentan equidistante el uno del otro, que garantiza un buen espacio de trepado y facilita las labores de mantenimiento de las redes (ver figura 4.6).



Fuente: Normas de Distribución CADAFE.

En algunos puntos de la red se observan bancos cuya capacidad no se corresponde con la especificada por ELEVVAL, transformadores derramando aceite, falta del conductor de puesta a tierra y conexión incorrecta del perma-grip. Todas estas irregularidades se muestran de manera detallada en la tabla B.4 en el anexo B.

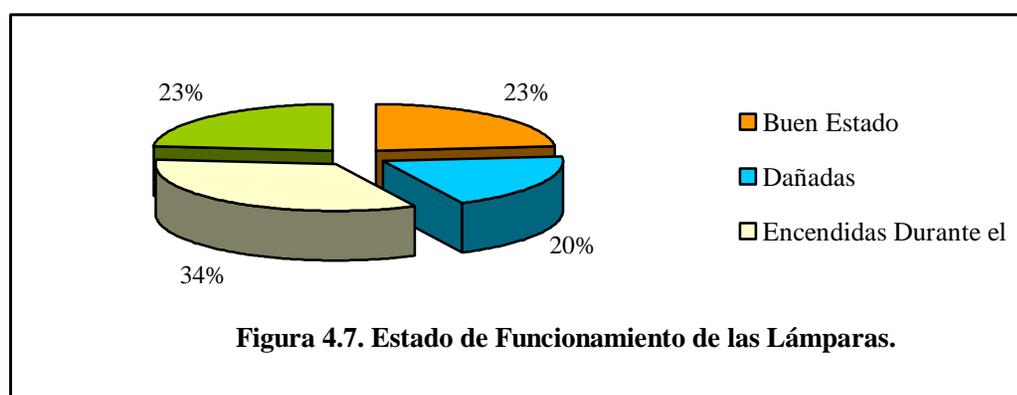
Por otra parte, el factor de uso se determina con la finalidad de conocer si los transformadores operan por encima de su capacidad nominal. En la comunidad San Agustín existen transformadores sobrecargados, siendo el banco Q88 el que presenta un mayor factor de utilización, con una sobrecarga de 33,13% (ver tabla 4.3). Esta irregularidad origina fallas repetitivas y deja sin servicio a la red de baja asociada a ese banco, es decir, al 33% de los

suscriptores del sector. No se estima el factor de utilización para el transformador H07, a pesar de tener una red de baja ya que no posee un totalizador asociado.

Tabla. 4.3 Factor de Uso de los Transformadores

Circuito	Código	Capacidad (KVA)	Totalizador	Lectura Promedio (Kwh.)	Factor de Utilización (%)
1	H07	1*15	-	-	-
2	Q88	2*50	07002279	1.917,00	133,13
3	L48	1*25	07002291	222,66	61,85
4	Q18	3*50	07002285	1.637,83	75,83
5	B87	1*75	07002278	1.151,16	106,59
6	B98	1*75	07002284	537,66	49,78

El tendido eléctrico en baja tensión, al igual que en la red de media, carece de identificación y pintura, y en algunos puntos presenta ciertas irregularidades desde el punto de vista físico como postes dentro de las casas, vientos rotos, vanos destensados, empalmes a mitad de vano, objetos extraños enredados en las líneas y tramos de línea que presentan hasta tres conductores desmantelados. Todas las irregularidades se muestran de manera detallada en la tabla B.5 del anexo B.



Fuente: Martínez-Zerpa (2007)

El alumbrado público se encuentra en malas condiciones operativas, dado que el 20% de las lámparas no funcionan, el 34% permanecen encendidas durante el día por la falta de cajas de

control de alumbrado y existe un número considerable de luminarias rotas en distintas partes de la red (Ver figura 4.6). Todo esto origina pérdidas de energía a la empresa distribuidora

Para determinar las condiciones operativas del sistema de distribución en baja tensión se estima la caída de tensión y capacidad de corriente en cada uno de los 6 circuitos. Una vez seleccionada la muestra se procede a realizar el censo de carga, el instrumento de recolección de datos utilizado se muestra debidamente llenado en el anexo C.

La tabla 4.4 muestra el consumo mensual de energía para cada una de las viviendas consideradas, se aprecia que el consumo de energía promedio en el sector es menor al estipulado por la empresa distribuidora, equivalente a 639 Kwh. /mes.

Tabla 4.4. Consumo Mensual y Demanda Máxima por Cliente

Estrato	Consumo Mensual (Kwh.)	Demanda Máxima (KVA)
Viviendas de una Planta	498,4	1,15
	851,9	1,97
	505,9	1,17
	484,9	1,12
	460,9	1,07
	492,4	1,14
	484,9	1,12
	474,4	1,10
	441,4	1,02
	472,9	1,09
	849,4	1,97
	478,4	1,11
	467,9	1,08
	540,0	1,25
	554,4	1,28
	500,4	1,16
	554,4	1,28
	672,6	1,56
478,4	1,11	
Viviendas de dos Plantas	687,4	1,59
	810,4	1,88
Comercios	741,4	1,72
	883,84	2,05
Promedio	582,04	

Los valores de demanda máxima de las viviendas indican que no existe gran diferencia en equipamiento eléctrico entre los estratos de la muestra, sólo en el caso de los comercios se nota la existencia de artefactos eléctricos distintos. En consecuencia, la diferencia entre la demanda diversificada de un estrato y otro está dada por la cantidad de equipos y no por el tipo de artefacto (ver tabla 4.5)

Tabla 4.5 Demanda Diversificada por Estrato

Estrato	Demanda Diversificada (KVA)	Demanda Máxima Diversificada del Sector (KVA)
Viviendas de una Planta	1,25	1,62
Viviendas de dos Plantas	1,74	
Pequeños Comercios	1,89	

El tipo de conductor influye sobre la caída de tensión, dado que ésta es directamente proporcional al valor de la constante de distribución (Kd) del conductor empleado. Las características técnicas de resistencia y reactancia por kilómetro, y la constante de distribución del cable arvidal calibre 2/0 se muestran en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Características y Constante de Distribución del Arvidal 2/0

Tipo de conductor	Calibre	Características Técnicas		Kd
		r (Ω / Km.)	x (Ω / Km.)	
Arvidal	2/0	0,4360	0,3302	$1,24 \cdot 10^{-3}$

Con la constante de distribución del conductor, el valor de demanda máxima diversificada del sector y la carga por servicio de alumbrado público, equivalente a 0,18 KVA en los puntos donde existan, se determina la carga total por nodo para estimar la caída de tensión en cada uno de los extremos de los circuitos. Los resultados se presentan en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Caída de Tensión, Conductor Arvidal (2/0) y $Kd = 1,24 \cdot 10^{-3}$

Circuito	N° Poste	KVAm	ΔV (%)
H07	15	532,08	0,66
Q88	14	1439,77	1,78
	09	1364,73	1,69
	04	1965,48	2,44
	08	1612,70	2,00
	16	1607,70	1,99
	20	1187,04	1,47
	25	886,81	1,07
L48	42	283,41	0,35
Q18	31	5637,01	6,65
	44	3662,76	4,54
	29	994,86	1,23
	41	1474,56	1,83
B87	47	3829,73	4,75
	54	2276,51	2,82
	56	2001,32	2,48
B98	36	407,57	0,51
	35	1013,76	1,26
	31	348,57	0,43
	29	481,77	0,60

En la tabla anterior se aprecia que los valores de caída de tensión en algunos puntos del sector sobrepasan el máximo permitido de 4%, siendo el punto más crítico el poste 31 del circuito Q18 con 6,65%; esto indica que las cargas deben redistribuirse o efectuarse un cambio de calibre en el conductor.

El cálculo de capacidad de corriente se efectúa para verificar que las condiciones térmicas en las que opera el conductor arvidal 2/0 sean las adecuadas. En la tabla 4.8 se aprecia que no existe ramales sobrecargados, ya que la corriente máxima que soporta el cable arvidal 2/0 es de 282 Amperios, a una temperatura ambiente de 75 °C, vientos de 2,25 Km./h, temperatura del aire de 25 °C y frecuencia de 60 c.p.s.

Tabla 4.8 Capacidad de Corriente, Conductor Arvidal (2/0)

Circuito	Ramal	I (A)
H07	Ramal 1 postes 1, 2, 3,15.	43,27
Q88	Ramal 1 postes 25, 18, 17, 16, 19, 20.	182,73
	Ramal 2 postes 9, 10.	121,15
	Ramal 3 postes 13,14.	129,81
	Ramal 4 postes 12, 4, 5, 6, 7, 8.	147,11
L48	Ramal 1 postes 42, 43,44.	60,57
Q18	Ramal 1 postes 39.	14,39
	Ramal 2 postes 28, 29.	69,95
	Ramal 3 postes 40, 41.	94,93
	Ramal 4 postes 26, 31, 21, 22, 23, 24, 45, 44.	174,87
B87	Ramal 1 postes 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56.	185,95
	Ramal 2 poste 33.	8,65
B98	Ramal 1 postes 33, 34, 35, 36.	95,19
	Ramal 2 postes 29,30, 31.	86,54

4.3 Alternativas de Solución

Una vez realizado el diagnóstico del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión en San Agustín, se hace necesario plantear alternativas de solución que minimicen las pérdidas por hurto de energía, atienda las debilidades técnicas y garantice el buen funcionamiento del sistema. En el sector no existen pérdidas no técnicas a nivel 13.800 V, por lo tanto no se proponen diversas alternativas en media tensión, sino que las soluciones definitivas se plantean en el objetivo siguiente.

Para plantear las alternativas de solución en baja tensión se consultaron diversos textos especializados en el diseño y planificación de sistemas aéreos de distribución. Según el ingeniero José Raga, en Venezuela, para líneas o redes aéreas de 120/208 voltios, los conductores utilizados en la mayoría de las instalaciones son cables de aleación de aluminio 6201 ó AA6201 (aluminio reforzado con aluminio 6201) mejor conocidos como **Arvidal**, siendo los calibres utilizados No. 04, 02, 1/0, 2/0 y 4/0 AWG.

En la tabla que se muestra a continuación se presentan algunas características técnicas de los conductores de Arvidal comúnmente utilizados en los sistemas de distribución aéreos del país:

Tabla 4.9 Características Técnicas de Algunos Conductores de Arvidal

Calibre A.W.G	Capacidad (A)	Resistencia (Ω / Km.)	Reactancia (Ω / Km.)	Constante de Distribución Kd
4/0	380	0,2745	0,3127	0,89E-03
2/0	282	0,4360	0,3302	1,24E-03
1/0	242	0,5496	0,3375	1,48E-03
2	180	0,8757	0,3564	2,18E-03
4	134	1,3913	0,3851	3,28E-03

Fuente: Reglamento y Normas Generales para redes de Distribución CADAPE

Los conductores de Arvidal calibre 2 y 4 no son considerados como alternativas de solución, ya que la capacidad de corriente que ellos soportan está por debajo de la mínima requerida de 185,95 A, como se evidencia en el ramal 1 del circuito B87 (ver tabla 4.8). Por otro lado, el conductor 1/0 posee una constante de distribución mayor a la del conductor 2/0, utilizado actualmente en el sistema de distribución de la zona en estudio, y de ser considerado como solución podría ocasionar que la caída de tensión, desde los alimentadores hasta la acometida más lejana que deben servir, supere el 4% permitido.

El conductor de Arvidal calibre 4/0 disminuye la caída de tensión debido a su baja constante de distribución, pero supera en más de 100% la capacidad de corriente requerida por lo cual estaría siendo sub-utilizado, además, no permite disminuir las conexiones ilegales por lo tanto queda descartado como una posible alternativa.

A nivel mundial se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten disminuir las pérdidas no técnicas. Una de estas tecnologías son los cables Cuádruplex que dificultan las conexiones ilegales en la red de distribución. La tabla 4.10 presenta algunas características técnicas de los conductores Cuádruplex empleados en sistemas aéreos de distribución.

Tabla 4.10. Características Técnicas de Algunos Conductores Cuádruplex

Calibre A.W.G	Capacidad (A)	Resistencia (Ω / Km.)	Reactancia (Ω / Km.)	Constante de Distribución Kd
4/0	250	0,345	0,084	0,80E-03
2/0	190	0,547	0,087	1,23E-03
1/0	150	0,690	0,090	1,53E-03
2	120	1,097	0,087	2,37E-03
4	85	1,744	0,094	3,72E-03

Fuente: www.cearca.com.ar

La capacidad de corriente de los conductores Cuádruplex calibre 1/0, 2 y 4 es menor a la requerida en el sistema y presentan una constante de distribución mayor a la del conductor Arvidal 2/0, por lo cual son descartados como alternativas de solución. Los conductores Cuádruplex calibres 4/0 y 2/0 presentan una constante de distribución menor a la del conductor de Arvidal 2/0, una capacidad de corriente óptima para el sistema y contribuyen a la disminución de las conexiones ilegales en la red de baja.

El análisis efectuado a los diversos tipos de conductores empleados comúnmente en líneas aéreas de distribución, arroja a los conductores Arvidal 2/0, Cuádruplex 2/0 y Cuádruplex 4/0, como alternativas de solución para atender las debilidades técnicas de la red de baja tensión de la comunidad San Agustín.

4.4 Selección de la Alternativa Adecuada

4.4.1 En la Red de Media Tensión

Debido a que no se realizaron cálculos de parámetros eléctricos en la red de media tensión, por estar fuera del alcance de esta investigación, las soluciones que se muestran a continuación se refieren a mejoras físicas en la red de distribución primaria y tienen como objeto garantizar el buen funcionamiento de la red y proporcionar un servicio de óptima calidad.

- Reubicar los postes número 2, 3, 4, 5 y 9 que se encuentran situados sobre el pavimento y los postes 19, 21 y 26 que están colocados dentro de viviendas, conservando la

distancia mínima permitida entre la calzada y el poste de 0,30m y la distancia máxima entre apoyos de 40m.

- Remover los vientos de los postes número 6, 11 y 20 que se hallan colocados en el interior de algunas viviendas, deben ser fijados tan cerca como sea posible del punto de aplicación de la carga, de igual forma la retenida del poste 28 debe ser colocada nuevamente. Los amarres serán de tipo sencillo a ancla para retenida normal en alta tensión, con guayas de acero galvanizado.
- Pintar los postes a objeto de facilitar su localización y fiscalización. Estos deben contener una franja de color negro de 1,20m de altura medidos desde la base del poste, seguida de otra franja color amarillo de 0,20m de espesor y el resto de la estructura de color aluminio.
- Los postes donde exista un punto de transformación, un elemento de protección o maniobra, deben identificarse con su respectivo número mediante el uso de la calcomanía normalizada por ELEVAL. El número de identificación debe ser legible, de larga duración y con una altura mínima de 8 cm y debe estar colocado en dirección vertical por encima de la franja amarilla. Dicho número está estructurado de la siguiente manera: los primeros cuatro dígitos corresponden al sector o tramo al que pertenecen los postes, seguidos de las siglas indicadoras del componente eléctrico ubicado en él.

4.4.2 En la Red de Baja Tensión

En la tabla 4.11 se muestran las ponderaciones obtenidas para cada uno de los conductores eléctricos aéreos utilizados en sistemas de distribución, considerados en el estudio

El cable Cuádruplex se encuentra aislado por una chaqueta de polietileno reticulado lo que representa una gran dificultad para las conexiones ilegales, por lo tanto ambos calibres reciben la ponderación mayor, correspondiente a 10 puntos. Por el contrario, el conductor de Arvidal

desnudo calibre 2/0 facilita la práctica de conexiones clandestinas, es por ello que recibe la puntuación más desfavorable de 0 puntos.

La facilidad de instalación es otro de los criterios evaluados, en este rubro el conductor de Arvidal 2/0 recibe la menor puntuación ya que su instalación requiere gran cantidad de accesorios y herrajes, además, se debe realizar el tendido, tensado y amarre de manera separada en cada uno de los conductores a utilizar. En cambio, el cable Cuádruplex requiere menor cantidad de herrajes, accesorios y sólo es necesario el tendido, tensado y amarre de un solo cable. Al conductor Cuádruplex calibre 2/0 se le asigna la ponderación más alta por ser más liviano que el calibre 4/0.

Tabla 4.11. Matriz de Criterios Relevantes Integrados para la Selección del Conductor a Utilizar en el Sistema Eléctrico de Distribución en Baja Tensión de San Agustín

Factores	Factor de Jerarquía	Tipo de Conductor					
		Arvidal (2/0)		Cuádruplex (2/0)		Cuádruplex (4/0)	
		Punt	Prod	Punt	Prod	Punt	Prod
Facilidad para conexiones ilegales	7	0	0	10	70	10	70
Costo de materiales	6	5	30	10	60	5	30
Costo de mano de obra de instalación	4	0	0	10	40	10	40
Facilidad de instalación	5	0	0	10	50	5	25
Facilidad de mantenimiento	2	5	10	10	20	10	20
Exposición a fallas	3	5	15	10	30	10	30
Impacto visual	1	5	5	10	10	10	10
Totales	28	60		280		225	

Punt: Puntuación

Prod: Producto del factor de jerarquía y la puntuación

El costo de material y mano de obra del conductor Cuádruplex 2/0 y 4/0 y Arvidal 2/0 puede observarse en la tabla 4.12, el conductor Arvidal es el más costoso, el metro lineal de material se cobra por fase, por otro lado, el costo por mano de obra solo incluye el tendido, tensado y amarre del cable, los herrajes y accesorios se cobran por separado, es por esto que tiene una ponderación baja en la matriz de selección, 5 puntos para el costo de materiales y 0 puntos en el costo de mano de obra de instalación.

Por otro lado, el cable Cuádruplex resulta económico en ambos calibres en costo por mano de obra, ya que el metro lineal de ésta, involucra el tendido, tensado y amarre del conductor e incluye la colocación de herrajes y accesorios requeridos, es por ello que recibe 10 puntos en este criterio en la matriz de ponderación. Sin embargo el costo de metro lineal de cable Cuádruplex 2/0 es menor al Cuádruplex 4/0, por lo cual, se le asigna 10 puntos en el costo de materiales al conductor 2/0 y 5 puntos al 4/0.

Tabla 4.12. Precio de Material y Mano de Obra para Conductor de Arvidal y Cuádruplex

Descripción	Unidad	Precio Unitario (Bs.), para 1 ML.	
		Material	Mano de Obra
Cable cuádruplex BT, 2/0.	MI.	12.000,00	8.500,00
Cable cuádruplex BT, 4/0.	MI.	18.000,00	8.500,00
Conductor Arvidal 2/0, 3F+1N.	MI.	25.760,00	21.250,00

Fuente: ELEVEL.

Las redes aéreas convencionales requieren de labores de mantenimiento preventivo frecuentes, para retirar objetos extraños enredados en las líneas y realizar la poda de árboles y ramas que estén obstaculizando los conductores. Esta tarea involucra un gasto en horas hombre, por lo cual se le asigna al conductor de ARVIDAL 5 puntos en este factor. Por el contrario, el mantenimiento en el cable Cuádruplex es prácticamente nulo, sólo lo requiere por trabajos de poda, en consecuencia obtiene 10 puntos en este factor.

Los conductores desnudos como el ARVIDAL presentan una mayor exposición a fallas ya sea por descargas atmosféricas, por la acción combinada de vientos y árboles sobre los conductores o por objetos extraños enredados en las líneas que pueden en un momento dado,

causar daños a personas y equipos. Por lo tanto se le asigna 5 puntos en este factor. Por otro lado, el cable Cuádruplex presenta una cubierta de plástico que ofrece un alto grado de seguridad para personas y equipos, asimismo, evita el contacto entre conductores. Por esta razón se le da la ponderación óptima.

El último factor considerado en la selección es el aspecto visual. Los conductores Cuádruplex causan un mejor impacto visual y crean una perfecta armonía con el ambiente, por lo cual se le asigna 10 puntos a ambos calibres. Sin embargo, los conductores de ARVIDAL, al igual que todos los conductores eléctricos, están sometidos a esfuerzos mecánicos y eléctricos, que con el transcurrir del tiempo dan origen a elongaciones las cuales ocasionan un impacto visual desfavorable, por ello recibe 5 puntos en este factor.

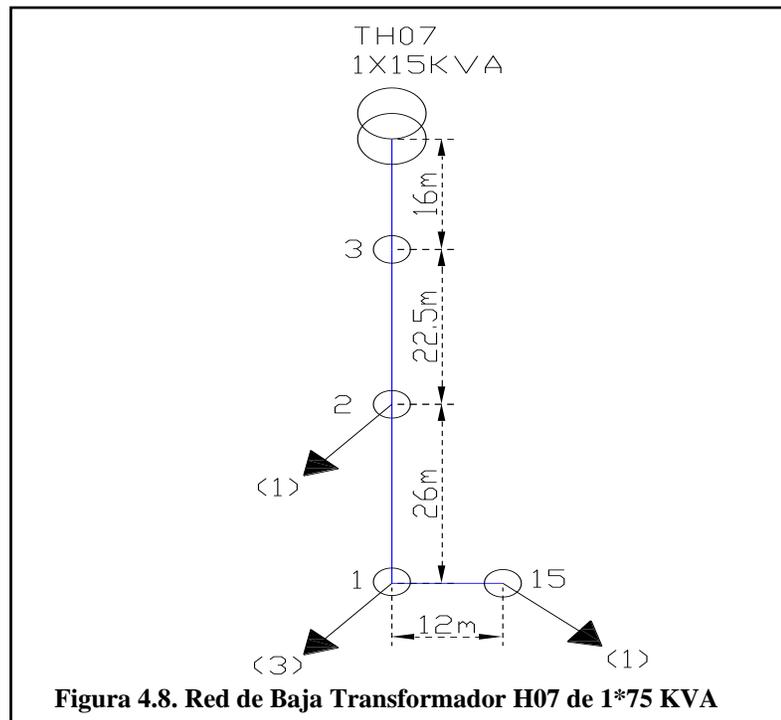
Este análisis conduce a la selección del conductor **Cuádruplex 2/0** a ser utilizado en la optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la comunidad San Agustín, debido a que obtuvo la mayor puntuación dentro de la matriz de criterios relevantes integrados.

4.4.3 Modificaciones en los Circuitos de Baja Tensión

Una vez seleccionado el conductor se plantean modificaciones en los circuitos de baja tensión, con la finalidad de obtener la combinación más adecuada de capacidad y puntos de transformación. Es necesario aclarar que se realizan nuevamente los cálculos de caída de tensión, capacidad de corriente y factor de utilización del transformador para verificar que las modificaciones planteadas no exceden los valores máximos permitidos.

- **Circuito H07:**

Se eliminan 37,5 ml. de conductor por fase, es decir 112,5 ml. de Arvidal 2/0 correspondiente al tramo de línea que va del poste N° 1 al N° 46, debido a que este tramo de línea no supe a ningún cliente. De esta manera el circuito de baja asociado al transformador H07 de 1*15KVA presenta la topología mostrada en la figura 4.8



▪ **Circuito Q88**

Se aumenta la capacidad del banco de transformación de 2*50 KVA a 3*50 KVA y se transfiere parte de su carga al banco R09C2. El poste N° 12, que presenta la base deteriorada, se sustituye por otro de 11,26 m de altura y se incorporan al tendido 4 postes de 8,23 m de altura a fin de mantener una distancia máxima entre soportes de 40m (ver anexo F). En la tabla 4.13 se muestran los tramos de línea donde se incorporan nuevos postes.

Tabla 4.13. Tramos de Líneas Modificados, Circuito Q88

Anterior		Modificado	
Tramo de Línea	Longitud (m)	Tramo de Línea	Longitud (m)
10 – 11	42,69	10 – &1	21,35
		&1 - 11	21,35
11 – 13	48,50	11 -&2	24,25
		&2 – 13	24,25
17 – 18	44,50	17 -&3	22,25
		&3 – 18	22,25
19 – 20	48,00	19 – &4	24,00
		&4 – 20	24,00

Una vez realizados los cambios en la red y en la capacidad del banco de transformación, el circuito de baja asociado al transformador Q88 de 3*50 KVA queda con la topología mostrada en la figura 4.9.

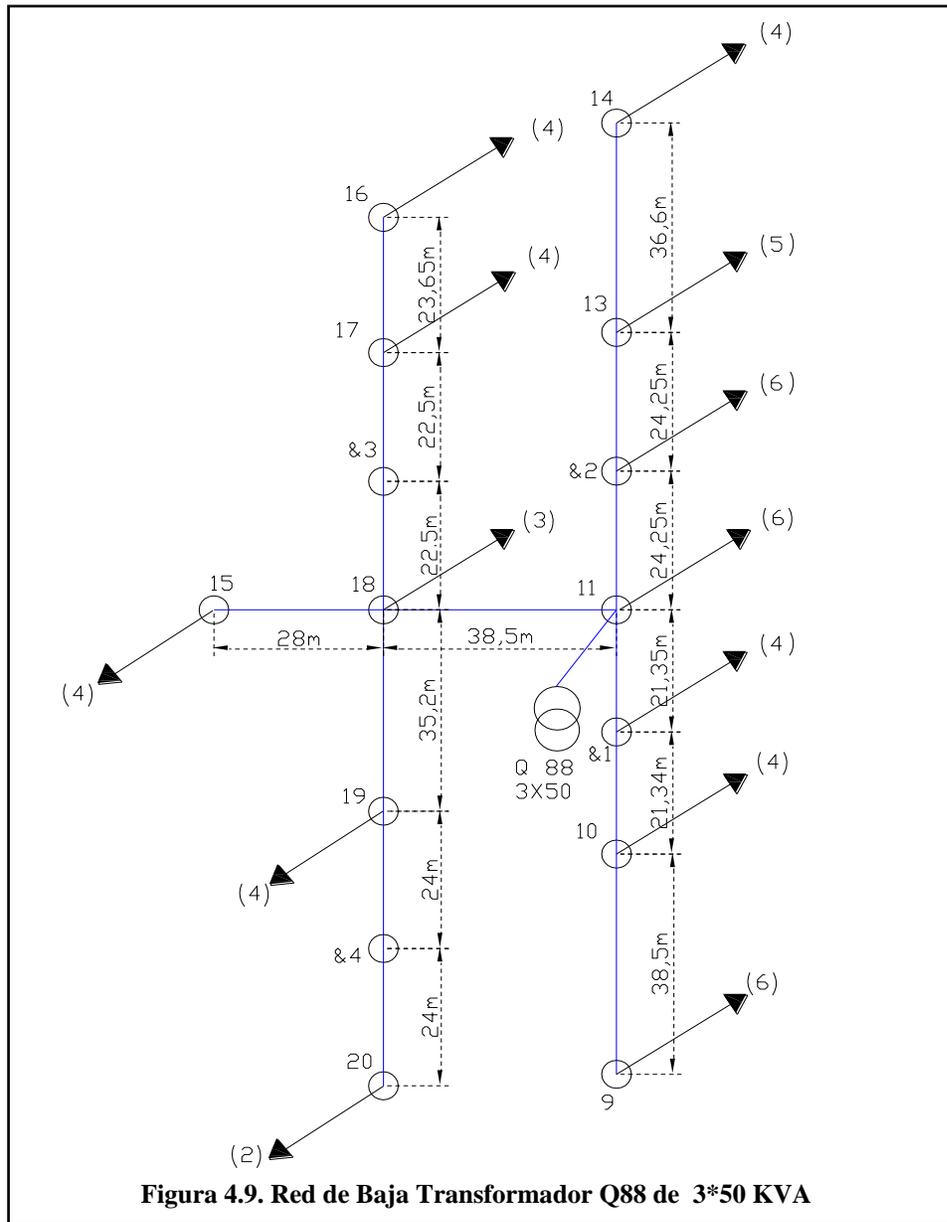
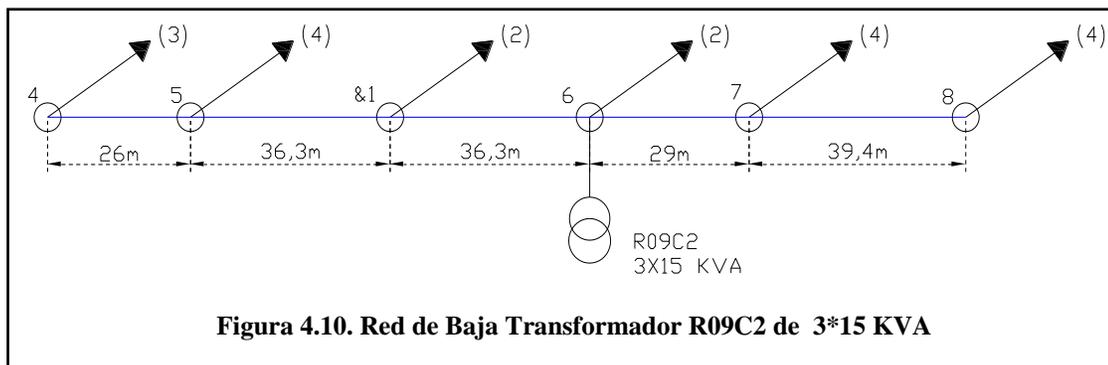


Figura 4.9. Red de Baja Transformador Q88 de 3*50 KVA

▪ **Circuito R09C2:**

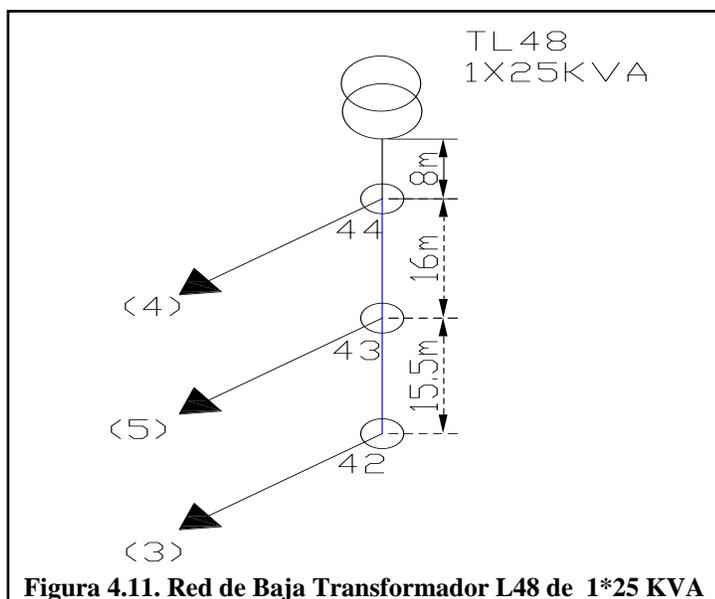
El banco de transformación de 3*10 KVA, presenta serios problemas, dos de sus transformadores deben ser sustituidos ya que se encuentran derramando aceite, el poste sobre el cual se encuentra situado este banco, debe ser removido por estar ubicado sobre el pavimento y

por último cuenta con un factor de utilización menor al 50%, por lo anterior expuesto, se decide aumentar la capacidad del banco a 3*15 KVA e incorporar cargas pertenecientes al banco Q88, además se incluye un poste de 8,23 m de altura, entre el poste N° 5 y N° 6, a fin de mantener la distancia máxima entre soportes permitida de 40m. De esta manera la red de baja asociada al circuito R09C2 de 3*15 KVA queda con la topología mostrada en la figura 4.10.



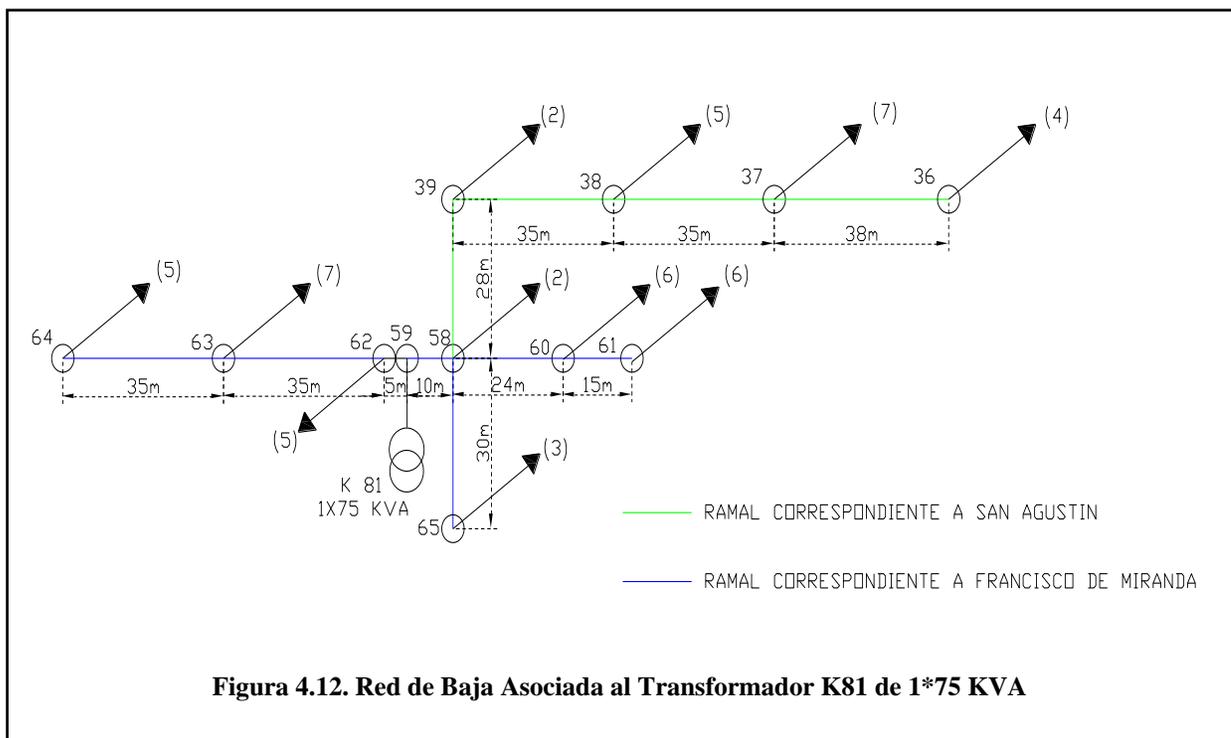
▪ **Circuito L48:**

Se incorporan los clientes asociados al banco L49 de 1*15KVA, de esta manera se elimina este punto exclusivo, así mismo se incorporan clientes asociados al banco Q18 lo que permite desincorporar 56 ml. de conductor por fase, es decir 224,00 ml. de conductor Arvidal 2/0. El circuito conserva su topología, tal como se muestra en la figura 4.11.



▪ **Circuito Q18:**

Antes de plantear las modificaciones, es necesario aclarar, que el transformador K81 se encuentran situado en la comunidad Francisco de Miranda, y una parte de sus circuitos de baja supe cargas de la comunidad San Agustín, como se observa en la figura 4.12. Con la intención de que cada sector se encuentre alimentado por bancos ubicados en el mismo, se transfieren las cargas de San Agustín asociadas al punto de transformación K81, hacia el banco Q18 perteneciente a la zona en estudio. Además esta transferencia de carga ayuda a solventar los problemas de sobrecarga del transformador K81.



Por otro lado, se incluyen cuatro postes de 8,23 m de altura a fin de mantener la distancia máxima entre soportes permitida de 40m, y se sustituyen los postes N° 27, 29, 38 y 39 por presentar la base deteriorada y estar ubicado dentro de una casa. En la tabla 4.14 se muestran los tramos de línea donde se incorporan nuevos postes.

Tabla 4.14. Tramos de Líneas Modificados, Circuito Q18

Anterior		Modificado	
Tramo de Línea	Longitud (m)	Tramo de Línea	Longitud (m)
40 – 41	50,00	40 – &2	25,00
		&2 - 41	25,00
44 – 45	83,00	&1 -45	27,00
27 – 28	46,00	27 -&3	23,00
		&3 – 28	23,00
27 – 39	53,00	27 – &4	26,50
		&4 – 39	26,50

Se transfieren cargas al transformador B98 de 1*75 KVA y con ello se eliminan 40 ml. de conductor por fase, es decir 160 ml. de conductor Arvidal 2/0. De esta manera el circuito de baja asociado al banco Q18 queda con la siguiente topología.

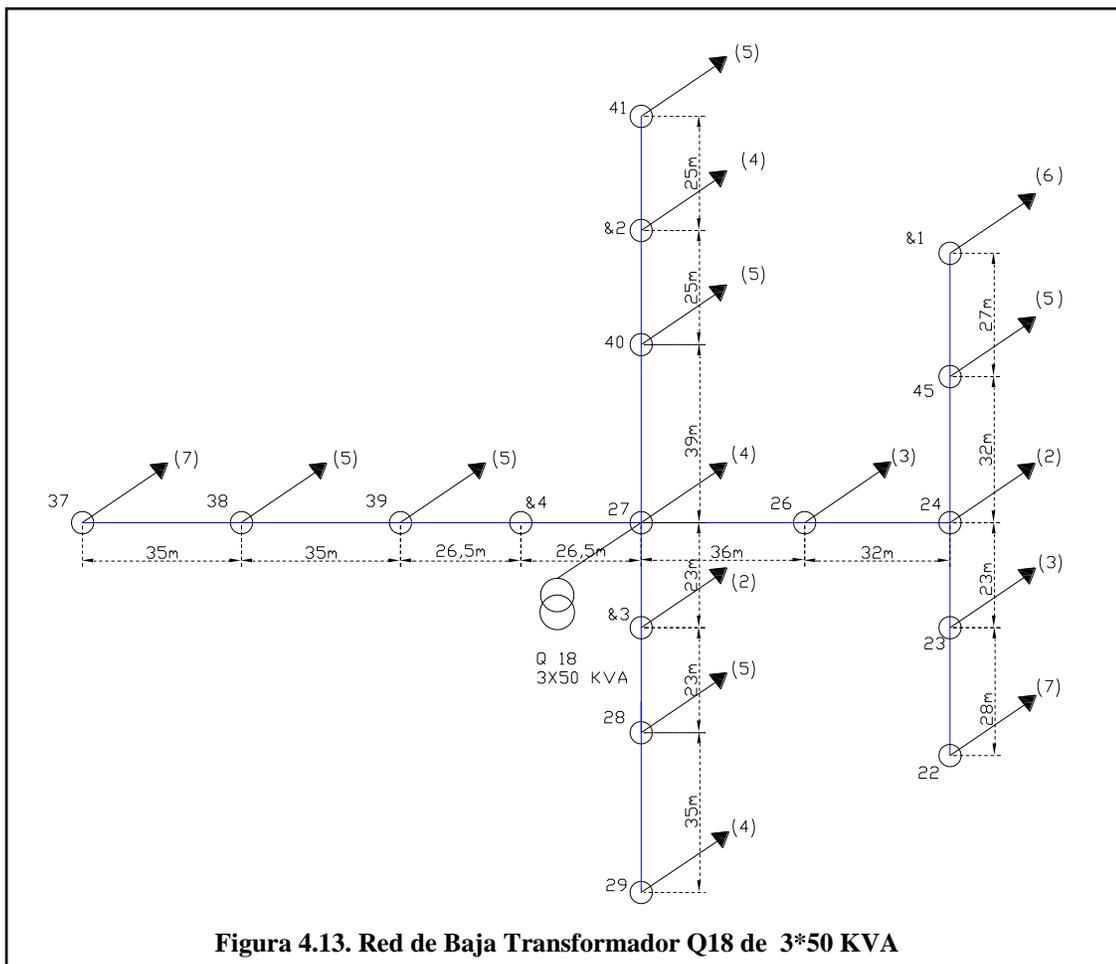
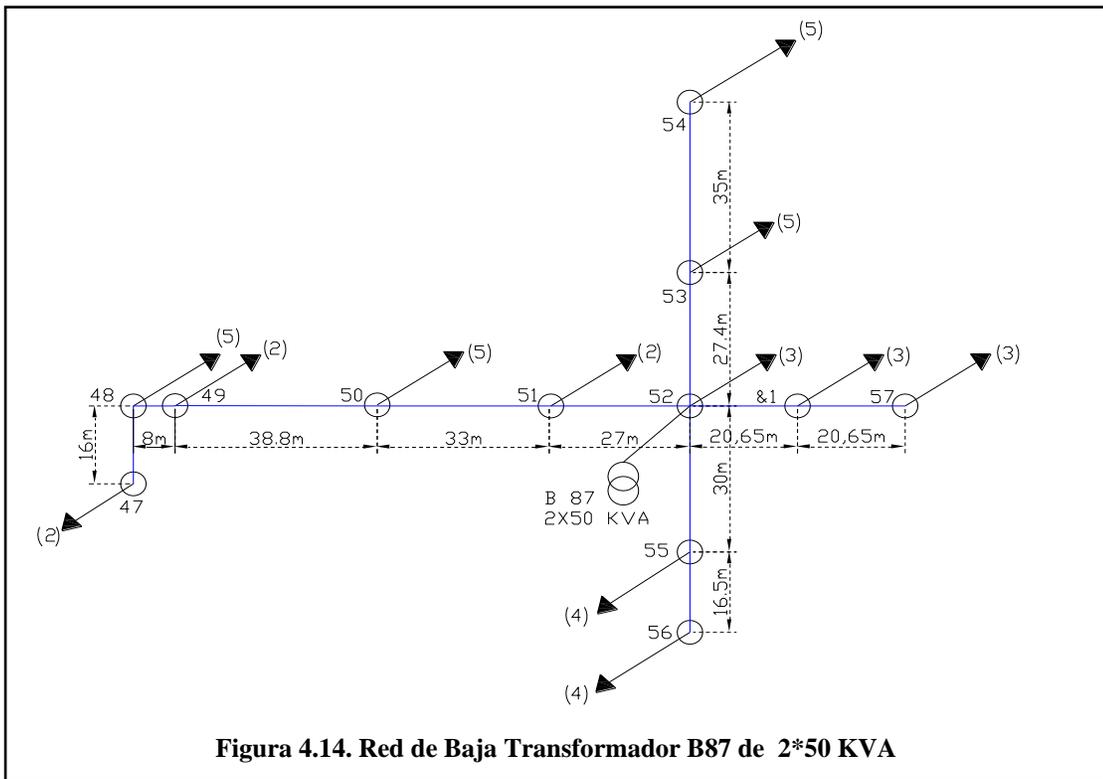


Figura 4.13. Red de Baja Transformador Q18 de 3*50 KVA

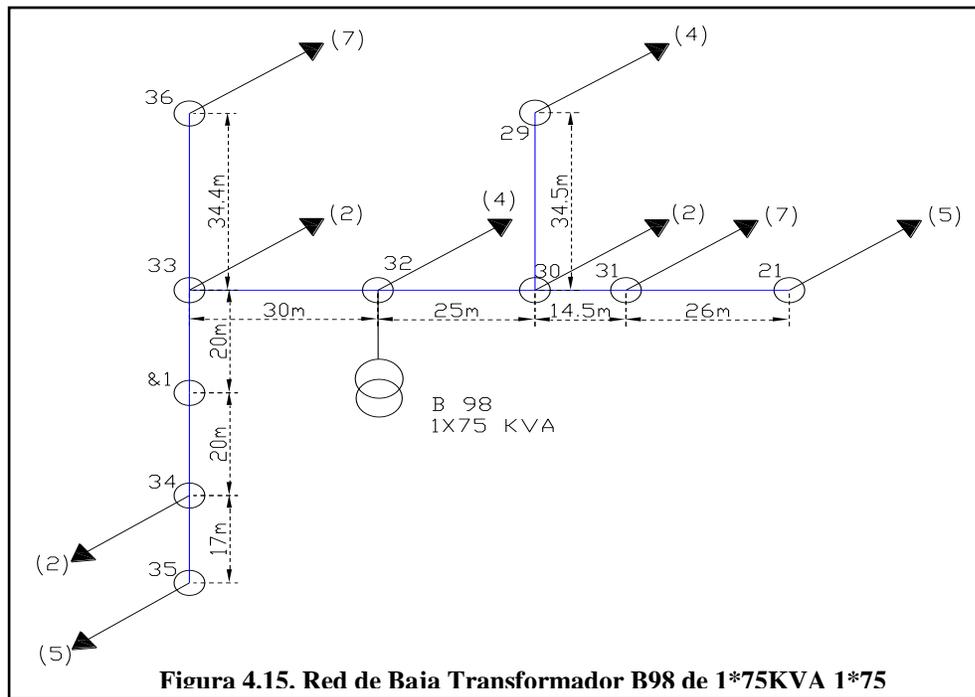
▪ **Circuito B87:**

En este circuito de baja tensión se reubica el punto de transformación, pasa del poste N° 57 al N° 52, y se aumenta la capacidad del banco de 1*75 KVA a 2*50 KVA, además se incluye un poste de 8,26 m de altura, entre el poste N° 52 y N° 57, a fin de mantener el vano máximo permitido, así mismo el poste N° 47 se reubica, por estar situado dentro de una vivienda. Se transfiere carga al transformador B98 y con ello se eliminan 30 ml. de conductor por fase, es decir 90 ml. de conductor Arvidal 2/0. De esta manera la red de baja asociada al circuito B87 de 2*50 KVA queda con la topología mostrada en la figura 4.14.



▪ **Circuito B98:**

Se incorporan las cargas del banco Q18 y B87 y se incluye un poste de 8,26 m de altura, entre el poste N° 33 y N° 34, a fin de mantener el vano máximo permitido. Una vez realizado los cambios, el circuito de baja del transformador B98 de 1*75 KVA presenta la topología mostrada en la figura 4.15.



Debido a la transferencia de carga realizada entre diferentes circuitos, el factor de utilización de los transformadores no puede ser estimado a partir de la lectura promedio de los totalizadores, si no a partir de la carga total conectada que debe servir, para ello se emplea la siguiente ecuación:

$$f_u = \frac{D_{mdiv} \times T_c + A.p \times T_l}{C_n} \times 100 \quad \text{XIV (Martínez-Zerpa, 2007)}$$

Donde:

f_u : Factor de uso. (%)

D_{mdiv} : Demanda máxima diversificada del sector. (KVA)

T_c : Total de clientes asociados al circuito. (adim)

$A.p$: Demanda del servicio de alumbrado público. (KVA)

T_l : Total de Luminarias asociadas al circuito (adim)

C_n : Capacidad nominal del Banco de Transformación. (KVA)

Con una demanda máxima diversificada de 1,62 KVA por cliente y una carga por alumbrado público de 0,18 KVA, el factor de uso de los transformadores se muestra en la tabla

4.15, en el cual se aprecia un factor de reserva mínimo de 18% en el peor de los casos.

Tabla. 4.15 Factor de Uso de los Transformadores Empleando el Conductor Cuádruplex 2/0

Circuito	Código	Capacidad (KVA)	Total Clientes	Total Luminarias	Total KVA	Factor de Utilización (%)
1	H07	1*15	5	4	8,82	58,80
2	Q88	3*50	56	15	93,42	62,28
3	R09C2	3*15	20	6	33,48	74,40
4	L48	1*25	12	3	19,98	79,92
5	Q18	3*50	72	17	119,70	79,80
6	B87	2*50	43	12	71,82	71,82
7	B98	1*75	37	9	61,56	82,00

En la tabla 4.16 y 4.17 muestran respectivamente, los resultados de capacidad de corriente y caída de tensión en cada uno de los circuitos de baja, en donde se aprecia que la caída máxima de tensión es de 3,27% y la corriente máxima que debe soportar un conductor es de 138,46 A. En el plano E5 del anexo E, se presenta la red de baja tensión modificada.

Tabla 4.16 Capacidad de Corriente empleando el Conductor Cuádruplex (2/0)

Circuito	Ramal	I (A)
H07	Ramal 1 postes 1, 2, 3,15.	43,27
Q88	Ramal 1 postes 25, 18, 17, 16, 19, 20.	104,92
	Ramal 2 postes 9, 10.	69,95
	Ramal 3 postes 13,14.	104,92
R09C2	Ramal 1 postes 4, 5.	44,97
	Ramal 2 postes 7, 8.	39,97
L48	Ramal 1 postes 42, 43,44.	103,85
Q18	Ramal 1 postes 26, 22, 23, 24, 45, &1.	129,90
	Ramal 2 postes 40, &2, 41	104,92
	Ramal 3 postes &4,39, 38,37.	84,94
	Ramal 4 postes &5, 28, 29.	54,96
B87	Ramal 1 postes 53,54.	86,53
	Ramal 2 postes &1,57.	51,92
	Ramal 3 postes 55,56.	69,23
	Ramal 4 postes 47, 48, 49, 50,51.	138,46
B98	Ramal 1 postes 33, &1, 34, 35, 36.	138,46
	Ramal 2 postes 2 9,30, 31, 21	129,81

Estos resultados garantizan desde el punto de vista técnico, el buen funcionamiento de la red de baja tensión, ya que no existen transformadores sobrecargados, la caída máxima en ninguno de los casos sobrepasa el 4% permitido, y los conductores cuentan con un factor de reserva mayor al 20%.

Tabla 4.17 Caída de Tensión empleando el Conductor Cuádruplex 2/0 ($Kd = 1,23 \text{ e-}^3$)

Circuito	N° Poste	KVAm	ΔV (%)
H07	15	532,08	0,61
Q88	14	1208,42	1,47
	09	1230,45	1,50
	16	1601,04	1,95
	20	1187,67	1,45
	25	867,32	1,06
R09C2	4	1104,61	1,35
	8	648,68	0,79
L48	42	239,04	0,31
Q18	22	2495,58	3,04
	&1	2680,74	3,27
	29	999,00	1,22
	41	1486,08	1,81
	37	2589,21	3,16
B87	47	2231,32	2,72
	54	743,54	0,91
	56	509,49	0,62
	57	312,23	0,38
B98	36	873,48	1,07
	35	1071,36	1,31
	21	1084,86	1,32
	29	663,32	0,81

4.5 Rentabilidad de la Alternativa Seleccionada

El listado de materiales y mano de obra con sus respectivos costos asociados, requeridos para la instalación del cable preensamblado en la comunidad San Agustín, así como los necesarios para realizar las mejoras físicas en la red de distribución primaria, se muestra en el apéndice D. La tabla 4.18 muestra un resumen de los costos de materiales y mano de obra de la red de baja y media tensión, además del monto total de la inversión inicial requerida para la

optimización técnica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín.

Tabla 4.18. Costo de Materiales y Mano de Obra (Bs.)

	Baja Tensión	Media Tensión	Total
Materiales	88.393.698,00	14.226.772,80	102.620.470,80
Mano de Obra	60.903.618,75	8.908.913,00	69.812.531,75
Total	149.297.316,75	23.135.685,80	172.433.002,55

Los cálculos para estimar el tiempo de pago de la inversión se exponen en el anexo D. En la tabla 4.19 se muestra de manera resumida el tiempo de pago de la inversión inicial, para cada uno de los seis posibles escenarios, calculado a una tasa pasiva de interés de 10% anual y 0.83% de interés mensual

Tabla 4.19. Energía Recuperada (Bs. /mes) y Tiempo de Pago de la Inversión (mes)

Pérdidas No Técnicas (Kwh./mes)	Reducción de Pérdidas No Técnicas (%)	Energía Recuperada (Kwh./mes)	Energía Recuperada (Bs./mes)	Tiempo de Pago (mes)
130.000,00	100	130.000,00	13.000.000,00	13
	90	117.000,00	11.700.000,00	14
	80	104.000,00	10.400.000,00	16
	70	91.000,00	9.100.000,00	18
	60	78.000,00	7.800.000,00	21
	50	65.000,00	6.500.000,00	25

La alternativa que se presenta es rentable o beneficiosa para la empresa C.A. Electricidad de Valencia (ELEVVAL), ya que cubre los requerimientos mínimos, que en este caso son los costos de inversión inicial (materiales y mano de obra), en un periodo no mayor a dos años (1 año y 2 meses). Aún y cuando sólo se recupere el 50% de la energía, la alternativa seleccionada sigue siendo rentable, ya que la inversión se recupera en un periodo no mayor a tres años, específicamente en dos años y un mes.

Considerando que el promedio de energía recuperada una vez colocado el cable preensamblado se encuentra entre el 90% y 95%, el proyecto de optimización técnica y económica del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín contribuye aproximadamente con un 3,7% en la reducción de las pérdidas no técnicas de energía, de la meta global planteada por ELEVVAL para el año 2007 de 3.226.397,80 Kwh. /mes. (Ver tabla 4.20)

Tabla 4.20. Alcance

	Porcentaje	Kwh./ mes	Bs./mes
Meta de Recuperación en el Estudio	4 %	130.000,00	13.000.000,00
Energía Efectiva Recuperada	3,7 %	120.214,48	12.021.448,00

Además, de los beneficios que el proyecto de optimización técnica y económica en la comunidad San Agustín le ofrece a ELEVVAL, los clientes del sector contarán con un sistema seguro, flexible, confiable, adaptado a las cargas que debe servir y con capacidad de evitar las fallas causadas por conexiones ilegales, mejorando así su calidad de vida.

El porcentaje de pérdidas no técnicas, que no puede ser reducido, equivalente al 5% corresponde a pérdidas no técnicas de carácter administrativo (1%), pérdidas no técnicas por errores de lectura (1%), por alteración de medidores (2%) y por tomas ilegales (1%).

4.6 Análisis de los Resultados para Efectos de Diseño y Mejoras en Urbanismos R4

- Realizar una verificación catastral de la zona en estudio, previa al levantamiento de las redes, con la finalidad de identificar y delimitar el área en estudio y con ello facilitar la actualización y digitalización de las redes eléctricas.
- Evaluar el estado físico de las redes en media y baja tensión e identificar las irregularidades existentes tales como: postes sobre el pavimento o dentro de las viviendas, vanos destensados, objetos enredados en las líneas, vientos rotos, empalmes a

mitad de vano, aisladores partidos, pintura e identificación de los postes. De igual forma se debe identificar el tipo y calibre del conductor, la topología de la red, altura de los postes, longitud y tipo de cruceta, y la disposición de los aisladores sobre las crucetas.

- Para tramos de líneas nuevos en media tensión se deben usar crucetas galvanizadas sencillas o dobles con una longitud de 2,44 m, montadas en postes de 11,26m de altura. Los aisladores tipo espiga deben quedar dispuestos a no menos de 51 cm y equidistantes unos de otros.
- En los puntos de transformación se verifica la existencia del conductor de puesta a tierra su calibre, que cuente con los pararrayos y cortacorrientes necesarios, la conexión en alta de los bajantes al transformador, la capacidad y cantidad de clientes asociados a cada banco.
- Para determinar las condiciones operativas de la red de baja, se calcula la caída de tensión en cada uno de los circuitos ramales, se verifica la capacidad de transporte del conductor existente y el factor de uso de los transformadores.
- La caída de tensión en los circuitos ramales no debe exceder el máximo permitido de 4%, el factor de reserva en los conductores y transformadores no debe ser menor a 20%.
- Para puntos de transformación nuevos se debe tener en cuenta el factor de reserva definido anteriormente, el conductor de puesta a tierra debe ser # 4 AWG. Cu., los bajantes en alta deben estar conectados al perma-grip y este al estribo. Los postes donde sean ubicados estos puntos de transformación deben poseer una identificación diferente al resto de los postes.
- Para mejorar los valores de caída de tensión y factor de uso de los transformadores se deben redistribuir las cargas en los nodos, transferir cargas de un circuito a otro o aumentar la capacidad de los bancos de transformación.

- Para tramos de líneas o circuitos nuevos en baja tensión se debe tener en cuenta que la distancia máxima entre postes de 8,26m de altura no debe ser mayor a 40m, y la longitud máxima de los circuitos ramales no debe ser mayor a los 140m.

- La evaluación económica del proyecto se efectuara mediante el cálculo del tiempo de pago de la inversión inicial, tomando en cuenta que éste no debe exceder los 5 años.

CONCLUSIONES

- Las conexiones ilegales deterioran las redes eléctricas existentes, introducen desbalances en las fases, sobrecargan los transformadores y originan fallas e interrupciones del servicio. Su control y reducción permite dar un mejor servicio al cliente e incrementar los ingresos de las empresas eléctricas.
- El plano de catastro de San Agustín, suministrado por ELEVAL, no presentó diferencias en cuanto a disposición de calles, avenidas y parcelas existentes en la comunidad, lo que facilitó la recolección de datos para la actualización y digitalización del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión.
- La red de distribución en media y baja tensión de la comunidad San Agustín, tiene una topología tipo radial y presenta postes ubicados sobre el pavimento o dentro de las casas, vientos rotos, falta de identificación y pintura en los postes y objetos extraños enredados en las líneas.
- La cantidad, capacidad y ubicación de los bancos de transformación en el sector no es la adecuada, debido a la existencia de transformadores sobrecargados en 33% de su capacidad nominal y transformadores subutilizados hasta en 51%.
- El servicio de alumbrado público no se encuentra en condiciones operativas satisfactorias, el 20% de las lámparas no funcionan y otro 34% permanecen encendidas durante el día, debido a la falta de cajas de control de alumbrado.
- El 60% de los suscriptores del sector son servidos por ELEVAL y el tipo de acometida predominante es la monofásica dos hilos ($1\Phi-2H$).
- El 28% de las acometidas del sector corresponden a conexiones ilegales, un 29% a conexiones directas y solo el 33% a acometidas legales. El 60% de las conexiones

originan pérdidas para la empresa, producto de las conexiones ilegales y clientes sin medidor con facturación subestimada.

- Los medidores instalados en el sector, se encuentran ubicados en sitios inadecuados lo que dificulta el proceso de lectura y ocasiona errores en la misma, pudiendo incrementar el porcentaje de pérdidas de energía a la empresa.
- En algunos puntos de la red de baja de San Agustín, la caída de tensión sobrepasa la máxima permitida en las normas de distribución de C.A.D.A.F.E.
- En San Agustín no existen pérdidas no técnicas a nivel de 13.800 V, por lo tanto no se proponen alternativas sino que se dan soluciones referidas a mejoras físicas en la red. Algunas de las mejoras planteadas son reubicación y pintura de los postes, remoción de vientos deteriorados y colocación de la calcomanía normalizada por ELEVVAL, en los postes donde exista un punto de transformación, un elemento de protección o maniobra.
- Los conductores propuestos como alternativa de solución para la optimización de la red de baja tensión son el Arvidal 2/0 AWG, Cuádruplex 2/0 AWG y Cuádruplex 4/0 AWG, que presentan constantes de distribución bajas y capacidad de corriente óptima para el sistema.
- El conductor Cuádruplex 2/0 AWG es seleccionado para la optimización técnica y económica, dado que obtuvo la mayor puntuación dentro de la matriz de criterios relevantes integrados. Éste conductor permite obtener valores óptimos de caída de tensión sin sobrepasar la capacidad de transporte del conductor y presenta las mejores condiciones para evitar las tomas ilegales.
- Se propone el aumento en la capacidad de los bancos de transformación Q88 y B87, por estar sobrecargados, y en el banco R09C2 para suplir la demanda de los clientes transferidos a su red de baja.

- Se propone incorporar 4 postes en la red de baja asociada al banco Q88 y otros 4 postes en la red de baja asociada al banco Q18, con el fin de evitar que la distancia interpostal supere los 40m.
- Se propone transferir cargas asociadas al punto de transformación K81, ubicado fuera de la zona en estudio, hacia el banco Q18, con la intención de que cada sector se encuentre alimentado por bancos ubicados en el mismo y para solventar los problemas de sobrecarga del transformador K81.
- Después de plantear las modificaciones se realizan nuevamente los cálculos de parámetros eléctricos, obteniendo un valor máximo de caída de tensión de 3,27% y un factor de reserva igual al 20% en la capacidad de corriente del conductor y en el factor de utilización de los transformadores.
- La inversión inicial es recuperada por ELEVVAL en 1 año y 2 meses para el 100% de energía recuperada y en 2 años y 1 mes para el 50% de recuperación de energía.
- El cable Cuádruplex 2/0 AWG permite reducir entre el 90% y 95% las pérdidas no técnicas de San Agustín, lo que representa el 3,7% de la meta de recuperación planteada por ELEVVAL para el año 2007.

RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis de sensibilidad para determinar el porcentaje de reincidencia de conexiones ilegales una vez instalado el cable Cuádruplex y realizadas las mejoras en la zona.
- Efectuar un estudio en los medidores instalados en el sector, para comprobar sus condiciones operativas, determinar si deben ser reemplazados y considerar la posibilidad de ser reubicados.
- Realizar un estudio detallado sobre el cálculo mecánico de las estructuras y herrajes utilizados para el montaje del cable cuádruplex.
- De presentarse alguna modificación en las tarifas eléctricas para servicio residencial social y residencial general en un periodo menor a dos años, deben revisarse los tiempos de pago o tiempo de retorno de la inversión inicial.
- Otorgar facilidades de pago a los suscriptores para regularizar las deudas por consumo y reducir así los índices de morosidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Hruskovec González, Katherina. (2006). ¿Se Hará La Luz?. **GERENTES DE VENEZUELA**. 288, 86-88.
- [2] Área de Recuperación de Energía. ELEVVAL. (Diciembre 2006). Indicadores de PNT: Promedio Móvil de Pérdidas.
- [3] Gaceta Municipal del Distrito Valencia (1968). Ordenanza de zonificación.
- [4] Área de Totalizadores. ELEVVAL. (Diciembre 2006). Ranking de Pérdidas por Barrio.
- [5] NARANJO, Alberto (1974). **Apuntes de sistemas de distribución**. Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.
- [6] Departamento de Redes de Baja Tensión (1974). **Reglamentos y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación C.A.D.A.F.E.**
- [7] Lukostchuk, A. (2000). **Fallas en sistemas de potencia**. Trabajo no publicado de la Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- [8] Donald G. Fink y Wayne H. Beaty. (1995). **Manual de ingeniería eléctrica**. (13ra ed). México: Mc Graw-Hill.
- [9] Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2001). **Ley Orgánica del Servicio Eléctrico**. Gaceta Oficial N°. 5.568.
- [10] Estándar 141-1993 IEEE (1986). **Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants**.
- [11] Jiménez Trejo, Zitlali y Moreno Ruiz, José de Jesús. (2002). **Metodología Multi-Etapa para la Automatización de Redes de Distribución**. México.

- [12] OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). (2001). Control de Pérdidas Eléctricas. **El NoticiEEero**. 29, 3. [en línea]. Disponible en www.ewh.ieee.org/r9/panama/nocieero/Boletin2-2001.pdf [2006, 20 de noviembre]
- [13] Morales Kléber y Sánchez Whimper (2000). **Identificación y Control de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución Secundario**. Escuela Superior Politécnica del Litoral de Guayaquil – Ecuador.
- [14] Penissi F, Oswaldo A. (2004). Experiencias en canalizaciones eléctricas subterráneas, políticas de mantenimiento para el alumbrado público. **Seminario internacional de tecnología, regulación y mantenimiento en sistemas de alumbrado público de la CIER (Comisión de Integración Energética Regional)**.
- [15] Aquino Avilio y Flores Fray (1999). **Estudio de la Caracterización de las Cargas en los Sectores Residencial, Comercial e Industrial**. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- [16] Raga M, José del S. (1999). **Transmisión de Energía II**. Universidad de Carabobo. Valencia, Venezuela.
- [17] Dirección y distribución de ventas (1985). **Normas de diseño CADAPE**.
- [18] Tarifa Social y Pérdidas No Técnicas. [en línea]. Disponible en: <http://www.ar.abb.com/cawp/arabb101/A7E6949842054CCE032571200054F04F.aspx?> [2006, 10 de diciembre].
- [19] Penissi F, Oswaldo A. (2001). **Canalizaciones eléctricas residenciales**. (7ma ed). Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.

- [20] De Alvarado, Luz y De Betancourt Corina (1985). **Bases para la evaluación económica de proyectos de inversión.** (2da ed). Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- [21] Fabrycky W. J. y Thuesen G.J. (1974). **Economía del proyecto en ingeniería.** Editorial prentice/hall internacional.
- [22] Hernández, Sampieri. (2003). **Metodología de la investigación.** (3ra ed). México. McGraw-Hill. Pág. 8, 300.
- [23] Arias, Fidias. (1998). **Mitos y errores en la elaboración de Tesis & Proyectos de investigación.** Caracas. Editorial Episteme. 110-111

BIBLIOGRAFÍA

- Aquino Avilio y Flores Fray (1999). **Estudio de la Caracterización de las Cargas en los Sectores Residencial, Comercial e Industrial.** Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela. (2001). **Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.** Gaceta Oficial N°. 5.568.
- Características técnicas del cable preensamblado [en línea]. Disponible en: www.cearca.com.ar [2006, 10 de diciembre]
- Características técnicas del cable de aluminio desnudo tipo A.S.C.R [en línea]. Disponible en: www.coalco.com.ve [2006, 10 de diciembre]
- Cassiani, Carlos y Velásquez, Franklin. (2003). **Modelo programado para La estimación de la demanda de energía eléctrica a nivel de distribución.** Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- Departamento de Normas procedimientos y políticas (2004). **Manual de instalación de un sistema antifraude en las redes aéreas de baja tensión (Cable Cuádruplex).** ELEVVAL
- Departamento de Redes de Baja Tensión (1974). **Reglamentos y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación C.A.D.A.F.E.**
- Donald G. Fink y Wayne H. Beaty. (1995). **Manual de ingeniería eléctrica.** (13ra ed). México: Mc Graw-Hill.
- ELEVVAL [en línea]. Disponible en: www.elevval.com [2006, 10 de diciembre]

- Gaceta municipal del distrito Valencia (1968), **Ordenanza de Zonificación**.
- González, Marleni y Jiménez, Carlos (2005). **Normas para la elaboración y presentación del trabajo especial de grado en la escuela de ingeniería eléctrica**. Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- Hernández, Sampieri. (2003). **Metodología de la Investigación**. (3ra ed). México: Mc Graw-Hill.
- Hroskovec G. Katherina. (2006). ¿Se hará la luz?. **Gerentes de Venezuela**. 288, 86-88.
- Josept Jonathan y Vargas Fuentes. (1999). **Diseño de una red de distribución subterránea que permita aumentar la flexibilidad, confiabilidad y Calidad del servicio eléctrico en el casco central de san mateo C.A. Electricidad del Centro**. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Núcleo Maracay, Venezuela.
- Lukostchuk, A. (2000). **Fallas en sistemas de potencia**. Trabajo no publicado de la Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- Morales Kléber y Sánchez Whimper (2000). **Identificación y Control de Pérdidas de Energía en el Sistema de Distribución Secundario**. Escuela Superior Politécnica del Litoral de Guayaquil – Ecuador.
- NARANJO, Alberto (1974). **Apuntes de sistemas de distribución**. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
- Pérez H. Dismelis y Valera B. Eruma (2003). **Evaluación del sistema eléctrico de distribución de las redes de media y baja tensión en la Universidad de Carabobo Núcleo Aragua (La Morita)**. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.

- Tarifa Social y Pérdidas No Técnicas. [en línea]. Disponible en: <http://www.ar.abb.com/cawp/arabb101/A7E6949842054CCE032571200054F04F.aspx?> [2006, 10 de diciembre].
- Roseros C. José L. (2002). **Diseño y revisión de metodologías para la estimación de pérdida técnicas de energía en redes de baja tensión. Caso: ELEVAl.** Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.
- Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL) (2006). **Manual de trabajos de grado de especialización, maestrías y tesis doctorales.**

ANEXO A
HISTÓRICO DE LECTURA DE LOS TOTALIZADORES
INSTALADOS EN SAN AGUSTÍN

Figura A.1. Histórico de Lectura del Totalizador 7002380

Fecha Emisión: 18/12/2006
Hora Emisión: 10:13
Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
Número de medidor: 7002380

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
595	15/11/2006	743	15/12/2006	99	20	0
443	16/10/2006	595	15/11/2006	101	20	0
295	14/09/2006	443	16/10/2006	93	20	0
148	15/08/2006	295	14/09/2006	98	20	0
0	13/07/2006	148	15/08/2006	90	20	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.2. Histórico de Lectura del Totalizador 7002279

Fecha Emisión: 18/12/2006
Hora Emisión: 10:14
Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
Número de medidor: 7002279

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
3.970	16/10/2006	4.922	15/11/2006	1.904	60	0
2.920	14/09/2006	3.970	16/10/2006	1.969	60	0
1.969	15/08/2006	2.920	14/09/2006	1.902	60	0
1.049	17/07/2006	1.969	15/08/2006	1.903	60	0
0	14/06/2006	1.049	17/07/2006	1.907	60	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.3. Histórico de Lectura del Totalizador 7002285

Fecha Emisión: 18/12/2006
 Hora Emisión: 10:14
 Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
 Número de medidor: 7002285

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
3.125	15/11/2006	3.768	15/12/2006	1.715	80	0
2.508	16/10/2006	3.125	15/11/2006	1.645	80	0
1.824	14/09/2006	2.508	16/10/2006	1.710	80	0
1.225	15/08/2006	1.824	14/09/2006	1.597	80	0
655	17/07/2006	1.225	15/08/2006	1.572	80	0
0	14/06/2006	655	17/07/2006	1.588	80	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.4. Histórico de Lectura del Totalizador 7002284

Fecha Emisión: 18/12/2006
 Hora Emisión: 10:14
 Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
 Número de medidor: 7002284

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
1.346	15/11/2006	1.648	15/12/2006	604	60	0
1.073	16/10/2006	1.346	15/11/2006	546	60	0
787	14/09/2006	1.073	16/10/2006	536	60	0
533	15/08/2006	787	14/09/2006	508	60	0
281	17/07/2006	533	15/08/2006	521	60	0
0	14/06/2006	281	17/07/2006	511	60	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.5. Histórico de Lectura del Totalizador 7002278

Fecha Emisión: 18/12/2006
 Hora Emisión: 10:15
 Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
 Número de medidor: 7002278

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
2.914	15/11/2006	3.528	15/12/2006	1.228	60	0
2.328	16/10/2006	2.914	15/11/2006	1.172	60	0
1.708	14/09/2006	2.328	16/10/2006	1.163	60	0
1.150	15/08/2006	1.708	14/09/2006	1.116	60	0
603	17/07/2006	1.150	15/08/2006	1.132	60	0
0	14/06/2006	603	17/07/2006	1.096	60	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.6. Histórico de Lectura del Totalizador 7002290

Fecha Emisión: 18/12/2006
 Hora Emisión: 10:15
 Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
 Número de medidor: 7002290

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
439	15/11/2006	548	15/12/2006	73	20	0
340	16/10/2006	439	15/11/2006	66	20	0
248	18/09/2006	340	16/10/2006	66	20	0
152	17/08/2006	248	18/09/2006	60	20	0
75	17/07/2006	152	17/08/2006	50	20	0
0	14/06/2006	75	17/07/2006	45	20	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.7. Histórico de Lectura del Totalizador 7002291

Fecha Emisión: 18/12/2006
Hora Emisión: 10:15
Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
Número de medidor: 7002291

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
1.674	15/11/2006	2.051	15/12/2006	251	20	0
1.314	16/10/2006	1.674	15/11/2006	240	20	0
935	14/09/2006	1.314	16/10/2006	237	20	0
662	17/08/2006	935	14/09/2006	195	20	0
357	17/07/2006	662	17/08/2006	197	20	0
0	14/06/2006	357	17/07/2006	216	20	0

Fuente: ELEVAL

Figura A.8. Histórico de Lectura del Totalizador 7002448

Fecha Emisión: 18/12/2006
Hora Emisión: 10:15
Página: 1 de 1

ELEVAL

HISTÓRICO DE LECTURAS DEL MEDIDOR TOTALIZADOR
Número de medidor: 7002448

Lectura Anterior	Fecha de Lectura Anterior	Lectura Actual	Fecha de Lectura Actual	Consumo (Kw/h)	Factor Multiplicador	Carga Alumbrado-Otros
2.478	15/11/2006	3.176	15/12/2006	1.396	60	0
1.782	16/10/2006	2.478	15/11/2006	1.392	60	0
1.047	14/09/2006	1.782	16/10/2006	1.378	60	0
413	15/08/2006	1.047	14/09/2006	1.268	60	0
0	26/07/2006	413	15/08/2006	1.239	60	0

Fuente: ELEVAL

ANEXO B
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E IRREGULARIDADES
DE LAS REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Tabla B.1. Características Técnicas e Irregularidades del Servicio de Alumbrado Público

Nº de ID. de ELEVEL	Calibre	Estado de la Lámpara	Observación
1	8	Apagada	Fotocelda, luminaria en buen estado.
2	-	-	-
3	-	-	-
4	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
5	8	Apagada	Luminaria, en buen estado.
6	8	Partida	Luminaria partida.
7	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
8	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
9	6	Sirve	Fotocelda, luminaria en buen estado.
10	6	Apagada	Fotocelda, luminaria en buen estado.
11	6	Dañada	Fotocelda.
12	-	-	-
13	6	Sirve	Fotocelda, luminaria rota.
14	6	Encendida	Fotocelda, Luminaria en buen estado.
15	8	Encendida	Fotocelda.
16	-	-	Fotocelda, luminaria en buen estado.
17	8	Sirve	Fotocelda, luminaria en buen estado.
18	6	Dañada	Fotocelda.
19	6	Dañada	Fotocelda.
20	6	Dañada	Fotocelda.
21	6	Sirve	Fotocelda.
22	6	Sirve	
23	6	Sirve	
24	6	-	
25	-	-	
26	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
27	6	Sirve	Luminaria en buen estado.
28	8	Encendida	
29	8	Dañada	Fotocelda.
30	8	Dañada	Fotocelda, luminaria rota.
31	8	Sirve	
32	6	Sirve	Luminaria en buen estado.

Continuación Tabla B.1. Características Técnicas e Irregularidades del Servicio de Alumbrado Público

Nº de ID. de ELEVEL	Calibre	Estado de la Lámpara	Observación
33	6	Dañada	Luminaria rota.
34	6	Encendida	Fotocelda, luminaria en buen estado.
35	6	Dañada	Fotocelda.
36	6	Sirve	
37	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
38	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
39	8	Encendida	Fotocelda, luminaria en buen estado.
40	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
41	8	-	
42	8	-	
43	8	-	
44	8	Sirve	Fotocelda.
45	8	Sirve	Fotocelda.
46	8	-	Fotocelda
47	8	Dañada	Fotocelda.
48	6	-	Sin luminaria
49	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
50	8	Sirve	Fotocelda,
51	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
52	6	Dañada	
53	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
54	8	-	
55	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
56	8	-	
57	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
58	8	Encendida	Luminaria en buen estado.
59	8	-	Luminaria en buen estado.
60	6	Encendida	Luminaria en buen estado.
61	8	-	fotocelda.

Tabla B.2 Tipo de Conexión por Parcela.

N° Parcela	Tipos de Conexión				Conexión por Parcela
	Legal	Ilegal	Directa	Desconocida	
1	1	1	0	0	2
2	7	3	4	4	18
3	9	2	7	1	19
4	0	0	0	0	0
5	7	1	0	0	8
6	9	0	0	0	9
7	9	5	3	3	20
8	5	8	7	0	20
9	3	10	12	0	25
10	3	9	2	6	20
11	15	7	3	2	27
12	7	2	11	4	24
13	0	4	3	1	8
14	0	3	0	0	3
15	0	4	3	0	7
16	0	0	3	2	5
17	1	0	8	0	9
18	1	5	3	2	11
19	0	0	3	0	3
20	3	3	0	0	6
21	2	1	0	0	3
Total	82	68	72	25	247

Tabla B.3. Irregularidades Existentes en la Red de Media Tensión

N° de ID. de ELEVAl	OBSERVACION
E3CDTH13 - 2	Crucetas de madera, ubicado sobre el pavimento, elementos de maniobra.
E3CD - 3	Ubicado sobre el pavimento, objetos enredados en las líneas
E3CD - 4	Ubicado sobre el pavimento, objetos enredados en las líneas.
E3CDR09C2-5	Cruceta de madera, ubicado sobre el pavimento.
E3CD - 6	Crucetas de madera, objetos enredados en las líneas, Viento dentro de una casa.
E3CDR02 - 7	Crucetas de madera, objetos enredados en los corta corrientes.
E3CD - 8	Vano destensado, objetos en las líneas, empalme a mitad de vano.
E3CDQ88 - 9	Vano destensado, objetos en las líneas, ubicado sobre el pavimento, base del poste dañada.
E3CD - 10	Crucetas de madera.
E3CD - 11	Viento dentro de una casa, cruce con líneas de CADAFE en 115 KV.
E3CD - 12	Vano destensado.
E3CDB87 - 16	Objetos enredados en las líneas.
E3CD - 18	Objetos enredados en las líneas.
E3CD - 19	Crucetas de madera, ubicado dentro de una casa, cruce con líneas de CADAFE en 115 KV.
E3CD - 20	Amarre dentro de una casa, objetos colocado en el poste.
E3CD - 21	Ubicado dentro de una casa.
E3CDTP9 - 22	Crucetas de madera, elementos de maniobra.
E3CDL49 - 23	Crucetas de madera.
E3CD - 26	Ubicado dentro de una casa, elementos de maniobra.
E3CD- 27	Elementos de protección y maniobra.
E3CD - 28	Viento roto, elementos de protección y maniobra.

Tabla B.4. Irregularidades Existentes en los Puntos de Transformación.

N° de ID. de ELEVAl	OBSERVACION
E3CDH07 - 1	La capacidad del transformador no se corresponde con la señalada en los planos.
E3CDR09C2-5	Transformador derramando aceite por los buchen de baja, buchen de alta partido, perma-grip conectado de manera incorrecta.
E3CDR02 - 7	Objetos enredados en los corta corrientes, perma-grip conectado de manera incorrecta.
E3CDQ88 - 9	Perma-grip conectado de manera incorrecta.
E3CDQ18 -14	Transformador derramando aceite por los buchen de baja, la capacidad no coincide con la de los planos, perma-grip conectado de manera incorrecta

Tabla B.5. Irregularidades Existentes en la Red de Baja Tensión

N° del Poste	OBSERVACION
1	Vano destensado entre poste 1 y 2., empalme a mitad de vano.
2	Vano destensado entre poste 2 y 3.
5	Vano destensado entre poste 5 y 6.
8	Objetos enredados en las líneas.
9	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste 9 y 10.
10	Objetos enredados en las líneas.
11	Vano destensado entre poste 11 y 12.
12	Base del poste deteriorada, vano destensado entre poste 12 y 13.
13	Vano destensado entre poste 13 y 14.
16	Vano destensado entre poste 16 y 17.
18	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste 18 y 19.
19	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste 19 y 20.
20	Objetos enredados en las líneas, vano destensado entre poste 20 y 21.
21	Objetos enredados en las líneas.
26	Vano destensado entre poste 26 y 27.
27	Vano destensado entre poste 27 y 28, base deteriorada.
29	Poste dentro de la vivienda, vano destensado entre poste 29 y 30.
31	Vano destensado entre poste 31 y 21, base deteriorada.
32	Vano destensado entre poste 32 y 29.

Continuación Tabla B.5. Irregularidades Existentes en la Red de Baja Tensión

Nº del Poste	OBSERVACION
33	Poste sin viento.
34	Poste sin viento.
35	Objetos enredados en las líneas
37	Objeto colgado en el poste.
38	Poste dentro de la casa.
39	Base deteriorada.
40	Objetos enredados en las líneas
41	Objetos enredados en las líneas
42	Vano destensado entre poste 42 y 43.
44	Empalme a mitad de vano
45	Vano destensado entre poste 45 y 46
47	Poste dentro de la casa, poda con tensión, vano destensado entre poste 47 y 48
49	Viento dentro de la casa.
50	Viento dentro de la casa, cruce de líneas CADAFE en 115 Kv.
51	Vano destensado entre poste 51 y 50.
53	Vano destensado entre postes 53 y 54, obstáculos en las líneas.
54	Viento con maleza, poda con tensión, obstáculos entre los postes 54 y 53.
55	Vano destensado entre postes 55 y 56.
57	Vano destensado entre postes 57 y 52, empalme a mitad de línea, obstáculos.
58	Viento roto.
60	Poste dentro de la casa, vano destensado entre postes 60 y 58.
61	Poste torcido, base deteriorada.

ANEXO C
CENSO DE CARGA Y CONSUMO DE ENERGÍA MENSUAL
ESTIMADO POR CLIENTE

Tabla C.1. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Carmen Pastrana	C.I	4635929	
N° Casa	100-50	N° Medidor	2405327	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 60 w	0,1	120	10	120
Total				498,4

Tabla C.2. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Ángel Méndez	C.I	-	
N° Casa	60-15	N° Medidor	7883735	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuada	0,25	30	1	7,5
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
A/A de 12000 BTU	1,92	200	1	384
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 60 w	0,1	120	15	108
Total				851,9

Tabla C.3. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Durvia Sánchez	C.I	19.425.900	
N° Casa	60-48	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuada	0,25	30	1	7,5
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				505,9

Tabla C.4. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Bartolomé Barrios	C.I	2.779.581	
N° Casa	60-73	N° Medidor	6845445	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Radio	0,1	50	1	5
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Total				484,9

Tabla C.5. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Antonio Moreno	C.I	3.574.511	
N° Casa	61-20	N° Medidor	5184128	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Radio	0,1	50	1	5
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				460,9

Tabla C.6. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Lola Pérez	C.I	1.342.845	
N° Casa	60-79	N° Medidor	2096716	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Pulidora	0,3	25	1	7,5
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Radio	0,1	50	1	5
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				492,4

Tabla C.7. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Juana Velásquez	C.I	15.283.938	
N° Casa	60-93	N° Medidor	7883601	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Radio	0,1	50	1	5
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				484,9

Tabla C.8. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Irilu Mendoza	C.I	2.046.878	
N° Casa	60-46	N° Medidor	6069145	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				474,4

Tabla C.9. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Dominga Manzanilla	C.I	1.145.396	
N° Casa	60-28	N° Medidor	7393064	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	1	33
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				441,4

Tabla C.10. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Luz Hernández	C.I	1.334.255	
N° Casa	60-93	N° Medidor	1656042	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	1	33
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				472,9

Tabla C.11. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Maritza Bueno	C.I	5.752.416	
N° Casa	60-07	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
A/A De 12000				
BTU	1,92	200	1	384
Radio	0,1	50	1	5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	1	33
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				849,4

Tabla C.12. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Erlinda Guevara	C.I	-	
N° Casa	60-47	N° Medidor	8080287	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Microondas 1200W	1,2	35	1	42
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	1	33
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				478,4

Tabla C.13. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Rubén Godoy	C.I	7.883.649	
N° Casa	60-70	N° Medidor	3209733	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuadaora	0,25	30	1	7,5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	1	33
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				467,9

Tabla C.14. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Wendy Hernández	C.I	13.810.237	
N° Casa	61-33	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Radio	0,1	50	1	5
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				540

Tabla C.15. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Luís Fernández	C.I	7.884.175	
N° Casa	60-68	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Plancha	1,2	32	1	38,4
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Radio	0,1	50	1	5
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				554,4

Tabla C.16. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Pinto Antero	C.I	-	
N° Casa	60-115	N° Medidor	8423663	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Licuada	0,25	30	1	7,5
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				500,9

Tabla C.17. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Ana Mendoza	C.I	-	
N° Casa	-	N° Medidor	7883525	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Plancha	1,2	32	1	38,4
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Radio	0,1	50	1	5
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				554,4

Tabla C.18. Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Galimira Ruiz	C.I	4.450.772	
N° Casa	61-95	N° Medidor	2406087	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Radio	0,1	50	1	5
Secadora	5,6	32	1	179,2
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				672,6

Tabla C.19.Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Una Planta

Nombre	Pedro Pérez	C.I	-	
N° Casa	60-37	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Microondas 1200W	1,2	35	1	42
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	1	168
Plancha	1,2	32	1	38,4
Televisor 19"	0,4	200	1	80
Ventilador	0,15	220	1	33
Bombillo 100 w	0,1	120	8	96
Total				478,4

Tabla C.20.Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Dos Plantas

Nombre	Juan Rodríguez	C.I	4.448.076	
N° Casa	60-130	N° Medidor	37151088	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Plancha	1,2	32	1	38,4
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 22'	0,75	300	1	225
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	3	99
Bombillo 100 w	0,1	120	12	144
Total				687,4

Tabla C.21.Censo de Carga y Consumo de Energía para Vivienda de Dos Plantas

Nombre	Raúl Marcano	C.I	-	
N° Casa	60-115	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Plancha	1,2	32	1	38,4
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	2	336
Enfriador	0,6	120	1	72
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	3	99
Bombillo 100 w	0,1	120	7	84
Total				810,4

Tabla C.22.Censo de Carga y Consumo de Energía Comercios

Nombre	Antonio Mendoza	C.I	1.137.316	
N° Casa	60-06	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Plancha	1,2	32	1	38,4
Lavadora	0,35	60	1	21
Nevera 14'	0,56	300	2	336
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	10	120
Total				741,4

Tabla C.23.Censo de Carga y Consumo de Energía Comercios

Nombre	Enrique Chávez	C.I	2.134.306	
N° Casa	61-79	N° Medidor	-	
Consumo de Energía Mensual Estimado				
Equipamiento	Carga (kW)	Horas Promedio Uso mes	Cantidad	kWH/ Mes
Plancha	1,2	32	1	38,4
Lavadora	0,35	60	1	21
Motor 1 Hp	0,74	6	1	4,44
Nevera 22'	0,75	300	2	450
Televisor 19"	0,4	200	2	160
Ventilador	0,15	220	2	66
Bombillo 100 w	0,1	120	12	144
Total				883,84

ANEXO D
PRECIOS DE MATERIALES Y MANO DE OBRA
PARA CONDUCTOR CUÁDRUPLEX 2/0

Tabla D.1. Materiales Requeridos para la Instalación del Cable Cuádruplex (2/0).

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	CABLE CUADRUPLEX, 95 mm, BT 2/0	ML	12.000,00	1650	19.800.000,00
2	Cable piloto nº 8 TW.	ML	9.000,00	1050	9.450.000,00
3	Cable concéntrico 2x8 + 1x10	ML	5.310,00	5000	26.550.000,00
4	Conector perforante	PZa.	6.250,00	62	387.500,00
5	Caja de control de alumbrado	PZa	50.000,00	7	350.000,00
6	Fleje 3/8"	ML	3.083,00	70	215.810,00
7	Fotocelda NA.	PZa	19.545,00	7	136.815,00
8	Grapa de suspensión 2/0	PZa	11.900,00	32	380.800,00
9	Grapa de retención 2/0	PZa	12.600,00	58	730.800,00
10	Hebilla 3/8"	PZa	495,00	140	69.300,00
11	Luminaria 150 w, vapor de sodio	PZa	21.983,00	24	527.592,00
12	MEDIDOR TRIFÁSICO 2ø	PZa	55.900,00	150	8.385.000,00
13	Mensula de suspensión 2/0	PZa	7.900,00	32	252.800,00
14	Mensula de retención 2/0	PZa	7.500,00	58	435.000,00
15	Terminal bimetalico Pre-aislado a compresión 2/0	PZa	7.500,00	52	390.000,00
16	Poste de BT: 8,23 m, tubular de 4"x3"	PZa	344.530,00	17	5.857.010,00
17	Pintura amarilla	Glon	26.600,00	1	26.600,00
18	Pintura negra	Glon	24.420,00	2	48.840,00
19	Pintura aluminio	Glon	4.300,00	14	60.200,00
20	Transformado 15 KVA	PZa	1.476.289,00	3	4.428.867,00
21	Transformado 50 KVA	PZa	3.303.588,00	3	9.910.764,00
			TOTAL		88.393.698,00

Tabla D.2. Mano de Obra para la Instalación del Cable Cuádruplex (2/0).

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	1 cable cuádruplex BT. al-plt 2/0 a 4/0. Incluye colocación de accesorios y herrajes	ML	8.500,00	1.650,00	14.025.000,00
2	Reubicación y desmantelamiento en poste línea arvidal hasta 4/0	ML	5.312,50	5.565,50	29.566.718,75
3	Desmantelamiento y reinstalación de circuito bajante de Transf. 3fases+ N + T conductor cu 4/0 a 500 MCM.	ML	8.287,50	52,00	430.950,00
4	Desmontaje luminaria m-100/m200 c/brazo 1,00m f-n 120v	Und	14.237,50	24,00	341.700,00
5	Instalación o cambio de fotocélula	Und	10.625,00	7,00	74.375,00
6	Montaje de caja de control de AP. en poste 120/240v	Und	42.500,00	7,00	297.500,00
7	Montaje de luminaria m-100/m200 c/brazo 1,00m f-n 120v	Und	30.812,50	24,00	739.500,00
8	Pintura en poste de 10-14 mts.	ML	3.187,50	680,00	2.167.500,00
9	Colocación de poste tubular hasta 10,4 ml. Incluye excavación	Und	255.000,00	17,00	4.335.000,00
10	Colocación de acometida aérea desde no. 10 hasta no. 2	ML	772,00	5.000,00	3.860.000,00
11	Conexión BT:./bornes de grupo de transformadores de 10 a 75 KVA.	Und	8.045,00	6,00	48.270,00
12	Corte de energía en alta tensión (por fase)	Und	7.723,00	3,00	23.169,00
13	Desconexión BT:./bornes de grupo de transformadores (por fase)	Und	8.045,00	26,00	209.170,00
14	Desmantelamiento de acometida aérea desde no. 10 hasta no. 2	ML	322,00	3.280,00	1.056.160,00
15	Empalme monofásico en caliente en poste Cond. Desde # 10 al # 2	Und	6.436,00	243,00	1.563.948,00
16	Empalme monofásico en frío en poste Cond. Desde # 1/0 al # 4/0	Und	8.045,00	52,00	418.340,00
17	Empalme monofásico en frío en poste Cond. Desde # 8 al # 2	Und	5.363,00	243,00	1.303.209,00
18	Montaje de transformador monofásico de 50 KVA en poste normal	Und	69.990,00	3,00	209.970,00
19	Montaje de transformador monofásico de 15 KVA en poste normal	Und	69.990,00	3,00	209.970,00
20	Reconexión de energía en alta tensión (por fase)	Und	7.723,00	3,00	23.169,00
				Total	60.903.618,75

Tabla D.3. Materiales Requeridos para la Red de Distribución Primaria.

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	Poste de BT. 15,00 m, tubular de 4"x3"	PZa	1.230.000,00	9	11.070.000,00
2	Abrazadera soporte p/03	Und	36.000,00	6	216.000,00
3	Guaya galvanizada de 3/8"	ML	2.650,00	36	95.400,00
4	Barra de anclaje 5/8" * 8"	Und	16.000,00	9	144.000,00
5	Ancla de expansión de 135 mm	Und	8.000,00	9	72.000,00
6	Perno para guaya 3/8"	Und	850,00	27	22.950,00
7	Protector tubular de 2,44 mts.	Und	13.500,00	9	121.500,00
8	Casquillo para guaya 3/8"	Und	375,00	9	3.375,00
9	Pintura amarilla	Glon	26.600,00	1	26.600,00
10	Pintura negra	Glon	24.420,00	1	24.420,00
11	Pintura aluminio	Glon	4.300,00	8	34.400,00
12	Estribos en alta tensión del N° 4/0 normal	PZa	5.200,00	6	31.200,00
13	Calcomanía de identificación	PZa	10.000,00	10	100.000,00
14	Línea Cu. hasta 4/0	ML	6.162,50	200	1.232.500,00
15	Cruceta galvanizada, doble 75*75*7mm * 2,4 mts.	Und	65.000,00	1	65.000,00
16	Abrazadera 4t-5 a 5-1/2	Und	6.988,64	3	20.965,92
17	Adaptador para crucetas	Und	2.695,47	4	10.781,88
18	Pletinas hierro galvanizado de 32"	Und	4.400,00	8	35.200,00
19	Tornillos maquinas c/t 3/8 * 1-1/2	Und	300,00	8	2.400,00
20	Aisladores de suspensión 7,5 KV.	Und	18.820,00	3	56.460,00
21	Pararrayo de porcelana, 15KV.	Und	125.000,00	3	375.000,00
22	Cortacorriente 15/27 KV. 100 Amp.	Und	103.000,00	3	309.000,00
23	Perno roscado 5/8" * 10	Und	3.340,00	3	10.020,00
24	Grapa mordaza de aluminio 2/0 a 4/0	Und	8.500,00	6	51.000,00
25	Grillete de 1/2" * 5/8"	Und	3.200,00	6	19.200,00
26	Barra cooperweld 5/8" * 2,4 mts	Und	11.500,00	6	69.000,00
27	Conector barra cooperweld 5/8"	Und	1.400,00	6	8.400,00
				TOTAL	14.226.772,80

Tabla D.4. Mano de Obra Requeridos para la Red de Distribución Primaria.

Partida	Descripción	Unidad	P. Unitario	Cantidad	Total
1	Suministro y colocación de poste tubular hasta 15,00 ml. Incluye excavación	PZa	142.850,00	9	1.285.650,00
2	Suministro y colocación de viento sencilla a ancla para retenida normal. Incluye accesorios	ML	161.000,00	9	1.449.000,00
3	Pintura en poste de 10-14 mts	ML	3.187,50	330	1.051.875,00
4	Colocación de estribos en alta tensión del no.4/0 normal	PZa	3.560,00	6	21.360,00
5	Suministro y colocación de calcomanía de identificación	PZa	2.350,00	10	23.500,00
6	Colocación y tensado de línea cu hasta 4/0	ML	13.540,00	200	2.708.000,00
7	Montaje de transformador monofásico de 15 KVA en poste normal. Incluye accesorios	PZa	161.350,00	3	484.050,00
8	Montaje de transformador monofásico de 50 KVA en poste normal. Incluye accesorios	PZa	191.680,00	3	575.040,00
9	Instalación tres cortacorrientes para Transf. Y/o derivación normal. Incluye accesorios	PZa	95.000,00	3	285.000,00
10	Instalación de tres pararrayos normales. Incluye accesorios	PZa	95.000,00	3	285.000,00
11	Instalación de tres aisladores de suspensión normal. Incluye accesorios	PZa	95.000,00	3	285.000,00
12	Aterramiento de poste normal. Incluye la colocación de la barra cooperweld	PZa	57.573,00	6	345.438,00
13	Instalación de cruceta galvanizada doble. Incluye accesorios	PZa	110.000,00	1	110.000,00
TOTAL					8.908.913,00

Tabla D.5. Tiempo de Pago, Para un 100% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	13.000.000,00	13.000.000,00	13.000.000,00
2	13.000.000,00	108.333,33	13.000.000,00	13.108.333,33	26.108.333,33
3	26.108.333,33	217.569,44	13.000.000,00	13.217.569,44	39.325.902,78
4	39.325.902,78	327.715,86	13.000.000,00	13.327.715,86	52.653.618,63
5	52.653.618,63	438.780,16	13.000.000,00	13.438.780,16	66.092.398,79
6	66.092.398,79	550.769,99	13.000.000,00	13.550.769,99	79.643.168,78
7	79.643.168,78	663.693,07	13.000.000,00	13.663.693,07	93.306.861,85
8	93.306.861,85	777.557,18	13.000.000,00	13.777.557,18	107.084.419,03
9	107.084.419,03	892.370,16	13.000.000,00	13.892.370,16	120.976.789,19
10	120.976.789,19	1.008.139,91	13.000.000,00	14.008.139,91	134.984.929,10
11	134.984.929,10	1.124.874,41	13.000.000,00	14.124.874,41	149.109.803,51
12	149.109.803,51	1.242.581,70	13.000.000,00	14.242.581,70	163.352.385,21
13	163.352.385,21	1.361.269,88	13.000.000,00	14.361.269,88	177.713.655,09

Tabla D.6. Tiempo de Pago, Para un 90% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	11.700.000,00	11.700.000,00	11.700.000,00
2	11.700.000,00	97.500,00	11.700.000,00	11.797.500,00	23.497.500,00
3	23.497.500,00	195.812,50	11.700.000,00	11.895.812,50	35.393.312,50
4	35.393.312,50	294.944,27	11.700.000,00	11.994.944,27	47.388.256,77
5	47.388.256,77	394.902,14	11.700.000,00	12.094.902,14	59.483.158,91
6	59.483.158,91	495.692,99	11.700.000,00	12.195.692,99	71.678.851,90
7	71.678.851,90	597.323,77	11.700.000,00	12.297.323,77	83.976.175,67
8	83.976.175,67	699.801,46	11.700.000,00	12.399.801,46	96.375.977,13
9	96.375.977,13	803.133,14	11.700.000,00	12.503.133,14	108.879.110,27
10	108.879.110,27	907.325,92	11.700.000,00	12.607.325,92	121.486.436,19
11	121.486.436,19	1.012.386,97	11.700.000,00	12.712.386,97	134.198.823,16
12	134.198.823,16	1.118.323,53	11.700.000,00	12.818.323,53	147.017.146,69
13	147.017.146,69	1.225.142,89	11.700.000,00	12.925.142,89	159.942.289,58
14	159.942.289,58	1.332.852,41	11.700.000,00	13.032.852,41	172.975.141,99

Tabla D.7. Tiempo de Pago, Para un 80% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	10.400.000,00	10.400.000,00	10.400.000,00
2	10.400.000,00	86.666,67	10.400.000,00	10.486.666,67	20.886.666,67
3	20.886.666,67	174.055,56	10.400.000,00	10.574.055,56	31.460.722,22
4	31.460.722,22	262.172,69	10.400.000,00	10.662.172,69	42.122.894,91
5	42.122.894,91	351.024,12	10.400.000,00	10.751.024,12	52.873.919,03
6	52.873.919,03	440.615,99	10.400.000,00	10.840.615,99	63.714.535,02
7	63.714.535,02	530.954,46	10.400.000,00	10.930.954,46	74.645.489,48
8	74.645.489,48	622.045,75	10.400.000,00	11.022.045,75	85.667.535,23
9	85.667.535,23	713.896,13	10.400.000,00	11.113.896,13	96.781.431,35
10	96.781.431,35	806.511,93	10.400.000,00	11.206.511,93	107.987.943,28
11	107.987.943,28	899.899,53	10.400.000,00	11.299.899,53	119.287.842,81
12	119.287.842,81	994.065,36	10.400.000,00	11.394.065,36	130.681.908,17
13	130.681.908,17	1.089.015,90	10.400.000,00	11.489.015,90	142.170.924,07
14	142.170.924,07	1.184.757,70	10.400.000,00	11.584.757,70	153.755.681,77
15	153.755.681,77	1.281.297,35	10.400.000,00	11.681.297,35	165.436.979,12
16	165.436.979,12	1.378.641,49	10.400.000,00	11.778.641,49	177.215.620,61

Tabla D.8. Tiempo de Pago, Para un 70% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	9.100.000,00	9.100.000,00	9.100.000,00
2	9.100.000,00	75.833,33	9.100.000,00	9.175.833,33	18.275.833,33
3	18.275.833,33	152.298,61	9.100.000,00	9.252.298,61	27.528.131,94
4	27.528.131,94	229.401,10	9.100.000,00	9.329.401,10	36.857.533,04
5	36.857.533,04	307.146,11	9.100.000,00	9.407.146,11	46.264.679,15
6	46.264.679,15	385.538,99	9.100.000,00	9.485.538,99	55.750.218,15
7	55.750.218,15	464.585,15	9.100.000,00	9.564.585,15	65.314.803,30
8	65.314.803,30	544.290,03	9.100.000,00	9.644.290,03	74.959.093,32
9	74.959.093,32	624.659,11	9.100.000,00	9.724.659,11	84.683.752,44
10	84.683.752,44	705.697,94	9.100.000,00	9.805.697,94	94.489.450,37
11	94.489.450,37	787.412,09	9.100.000,00	9.887.412,09	104.376.862,46
12	104.376.862,46	869.807,19	9.100.000,00	9.969.807,19	114.346.669,65
13	114.346.669,65	952.888,91	9.100.000,00	10.052.888,91	124.399.558,56
14	124.399.558,56	1.036.662,99	9.100.000,00	10.136.662,99	134.536.221,55
15	134.536.221,55	1.121.135,18	9.100.000,00	10.221.135,18	144.757.356,73
16	144.757.356,73	1.206.311,31	9.100.000,00	10.306.311,31	155.063.668,03
17	155.063.668,03	1.292.197,23	9.100.000,00	10.392.197,23	165.455.865,27
18	165.455.865,27	1.378.798,88	9.100.000,00	10.478.798,88	175.934.664,14

Tabla D.9. Tiempo de Pago, Para un 60% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	7.800.000,00	7.800.000,00	7.800.000,00
2	7.800.000,00	65.000,00	7.800.000,00	7.865.000,00	15.665.000,00
3	15.665.000,00	130.541,67	7.800.000,00	7.930.541,67	23.595.541,67
4	23.595.541,67	196.629,51	7.800.000,00	7.996.629,51	31.592.171,18
5	31.592.171,18	263.268,09	7.800.000,00	8.063.268,09	39.655.439,27
6	39.655.439,27	330.461,99	7.800.000,00	8.130.461,99	47.785.901,27
7	47.785.901,27	398.215,84	7.800.000,00	8.198.215,84	55.984.117,11
8	55.984.117,11	466.534,31	7.800.000,00	8.266.534,31	64.250.651,42
9	64.250.651,42	535.422,10	7.800.000,00	8.335.422,10	72.586.073,52
10	72.586.073,52	604.883,95	7.800.000,00	8.404.883,95	80.990.957,46
11	80.990.957,46	674.924,65	7.800.000,00	8.474.924,65	89.465.882,11
12	89.465.882,11	745.549,02	7.800.000,00	8.545.549,02	98.011.431,13
13	98.011.431,13	816.761,93	7.800.000,00	8.616.761,93	106.628.193,05
14	106.628.193,05	888.568,28	7.800.000,00	8.688.568,28	115.316.761,33
15	115.316.761,33	960.973,01	7.800.000,00	8.760.973,01	124.077.734,34
16	124.077.734,34	1.033.981,12	7.800.000,00	8.833.981,12	132.911.715,46
17	132.911.715,46	1.107.597,63	7.800.000,00	8.907.597,63	141.819.313,09
18	141.819.313,09	1.181.827,61	7.800.000,00	8.981.827,61	150.801.140,69
19	150.801.140,69	1.256.676,17	7.800.000,00	9.056.676,17	159.857.816,87
20	159.857.816,87	1.332.148,47	7.800.000,00	9.132.148,47	168.989.965,34
21	168.989.965,34	1.408.249,71	7.800.000,00	9.208.249,71	178.198.215,05

Tabla D.10. Tiempo de Pago, Para un 50% de Energía Recuperada.

Mes N°	Saldo Inicial	Intereses	Monto Recup.	Abono a Cuenta	Saldo Final
1	0,00	0,00	6.500.000,00	6.500.000,00	6.500.000,00
2	6.500.000,00	54.166,67	6.500.000,00	6.554.166,67	13.054.166,67
3	13.054.166,67	108.784,72	6.500.000,00	6.608.784,72	19.662.951,39
4	19.662.951,39	163.857,93	6.500.000,00	6.663.857,93	26.326.809,32
5	26.326.809,32	219.390,08	6.500.000,00	6.719.390,08	33.046.199,39
6	33.046.199,39	275.384,99	6.500.000,00	6.775.384,99	39.821.584,39
7	39.821.584,39	331.846,54	6.500.000,00	6.831.846,54	46.653.430,93
8	46.653.430,93	388.778,59	6.500.000,00	6.888.778,59	53.542.209,52
9	53.542.209,52	446.185,08	6.500.000,00	6.946.185,08	60.488.394,60
10	60.488.394,60	504.069,95	6.500.000,00	7.004.069,95	67.492.464,55
11	67.492.464,55	562.437,20	6.500.000,00	7.062.437,20	74.554.901,76
12	74.554.901,76	621.290,85	6.500.000,00	7.121.290,85	81.676.192,60
13	81.676.192,60	680.634,94	6.500.000,00	7.180.634,94	88.856.827,54
14	88.856.827,54	740.473,56	6.500.000,00	7.240.473,56	96.097.301,11
15	96.097.301,11	800.810,84	6.500.000,00	7.300.810,84	103.398.111,95
16	103.398.111,95	861.650,93	6.500.000,00	7.361.650,93	110.759.762,88
17	110.759.762,88	922.998,02	6.500.000,00	7.422.998,02	118.182.760,90
18	118.182.760,90	984.856,34	6.500.000,00	7.484.856,34	125.667.617,25
19	125.667.617,25	1.047.230,14	6.500.000,00	7.547.230,14	133.214.847,39
20	133.214.847,39	1.110.123,73	6.500.000,00	7.610.123,73	140.824.971,12
21	140.824.971,12	1.173.541,43	6.500.000,00	7.673.541,43	148.498.512,54
22	148.498.512,54	1.237.487,60	6.500.000,00	7.737.487,60	156.236.000,15
23	156.236.000,15	1.301.966,67	6.500.000,00	7.801.966,67	164.037.966,82
24	164.037.966,82	1.366.983,06	6.500.000,00	7.866.983,06	171.904.949,87
25	171.904.949,87	1.432.541,25	6.500.000,00	7.932.541,25	179.837.491,12

ANEXO F
CÁLCULO DE LA DISTANCIA MÁXIMA ENTRE APOYOS

Las líneas de distribución aéreas se construyen con postes de acero por la facilidad y versatilidad de estos en la construcción de líneas aéreas. Estos postes se encuentran normalizados, en la tabla F.1 se presentan las características mecánicas y Los diámetros de los diferentes postes normalizados empleados en líneas aéreas de baja tensión.

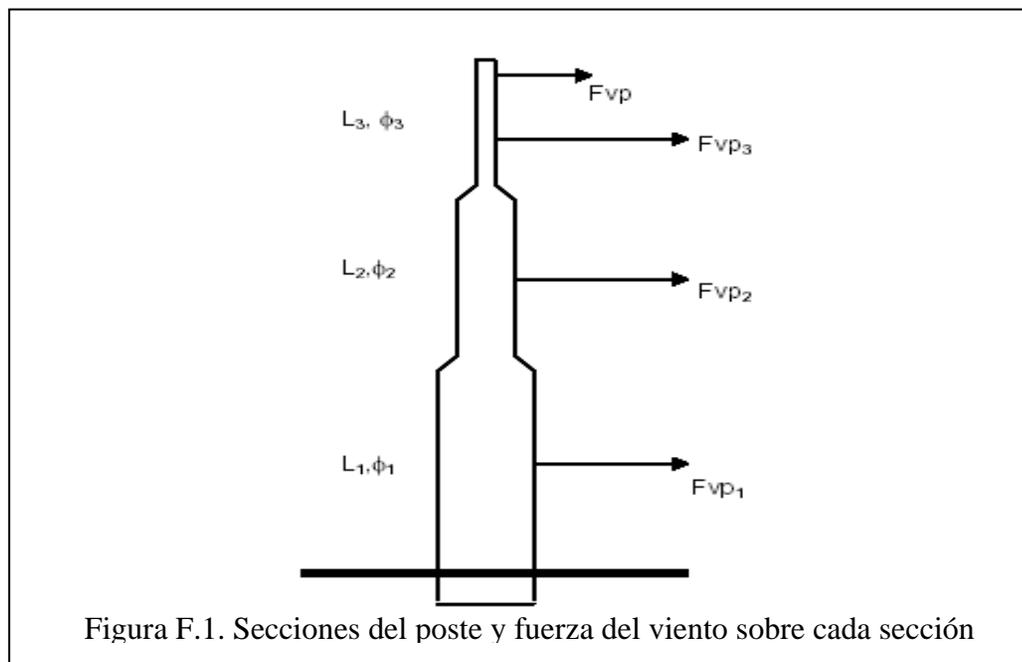
Tabla F.1. Características de Longitud de los Postes de Acero Embutidos en Caliente

Stock Nº	A mts	B1 mts	B2 mts	B3 mts	C1 mm	C 2 mm	C 3 mm	Esfuerzo en cumbre Kgs	Peso Unitario aproximado Kg
100860	7	4,26	2,74	-	114	89	-	158	80
100861	8,23	4,27	3,96	-	89	60	-	110	70
100862	8,23	4,27	3,96	-	114	89	-	120	85
100863	8,23	4,27	1,98	1,98	114	89	60	180	90
100864	8,23	4,27	1,98	1,98	140	114	89	330	145
100865	9,14	4,94	2,1	2,1	140	114	89	220	140
100866	9,14	4,94	2,1	2,1	168	114	89	280	165
100867	9,14	4,94	2,1	2,1	168	140	114	320	180
100868	9,75	5,17	2,29	2,29	140	114	89	185	135
100869	9,75	5,17	2,29	2,29	168	114	89	225	175
100870	9,75	5,17	2,29	2,29	168	140	114	340	185
100871	10,67	5,65	2,51	2,51	140	114	89	175	145
100872	10,67	5,65	2,51	2,51	168	140	114	255	190
100873	10,67	5,65	2,51	2,51	178	140	114	315	210
100874	10,67	5,65	2,51	2,51	191	140	114	360	220
100875	10,67	5,65	2,51	2,51	219	191	140	485	280
100876	11,28	5,94	2,67	2,67	140	114	89	160	155
100877	11,28	5,94	2,67	2,67	168	140	114	240	200
100878	11,28	5,94	2,67	2,67	178	140	114	295	220
100879	11,28	5,94	2,67	2,67	191	168	114	340	240
100880	11,28	5,94	2,67	2,67	219	178	140	450	285
100881	11,28	5,94	2,67	2,67	244	191	168	660	355
100882	12,2	6,26	2,97	2,97	140	144	89	150	165
100883	12,2	6,26	2,97	2,97	168	140	114	220	215
100884	12,2	6,26	2,97	2,97	178	140	114	270	235
100885	12,2	6,26	2,97	2,97	191	168	114	305	255
100886	12,2	6,26	2,97	2,97	219	168	140	430	320
100887	12,2	6,26	2,97	2,97	219	178	140	445	340
100888	12,2	6,26	2,97	2,97	244	191	168	605	385
100889	13,72	7,02	2,97	3,35	140	114	89	130	185
100890	13,72	7,02	3,35	3,35	168	140	114	195	240
100891	13,72	7,02	3,35	3,35	191	168	140	270	305
100892	13,72	7,02	3,35	3,35	219	191	140	360	350
100893	13,72	7,02	3,35	3,35	219	191	168	485	400
100894	13,72	7,02	3,35	3,35	244	191	168	530	500
100895	14	7,16	3,42	3,42	168	140	114	110	260
100896	14	7,16	3,42	3,42	191	168	114	190	330
100897	14	7,16	3,42	3,42	219	168	114	320	380
100898	14	7,16	3,42	3,42	244	191	140	480	460
100899	15	7,16	3,67	3,67	191	168	114	115	360
100900	15	7,16	3,67	3,67	219	168	140	290	425
100901	15	7,16	3,67	3,67	244	191	140	400	520

Fuente: Manual de instalación de un sistema antifraude en las redes aéreas de baja tensión (Cable Cuádruplex).
ELEVAL.

Para realizar el cálculo de los soportes, el primer paso es seleccionar el tipo de soporte, como se señaló anteriormente se utilizaran soportes de acero para baja tensión, según el tipo normalizado por **ELEVAL**. Se escoge un poste de 8,23 m de longitud, que según la tabla F.1 posee las siguientes características técnicas:

- $L = 8.23\text{m}$
- $L_1, L_2, = 4.27\text{m}, 3.96\text{m}$
- $\Phi_1, \Phi_2, = 89\text{ mm}, 60\text{ mm}$
- Esfuerzo en cumbre = 110 Kg
- Peso unitario aproximado = 70



Fuente: Martínez- Zerpa. (2007).

El cable cuádruplex utilizado en la optimización técnica del sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la comunidad San Agustín, se compone de 3# 2/0 + 1#/0 AWG cuyas características técnicas del conjunto según tabla F.2 son:

- Carga de rotura = 1428 Kg.F
- $F_{ext} = 29\text{ mm}$.

- Peso = 785 Kg/Km

Se aplica como criterio calcular la distancia máxima entre apoyos, y sólo en los postes de paso ó alineación, debido a que sólo se utilizaron postes de paso en la optimización técnica del sistema eléctrico de distribución en baja tensión de la comunidad San Agustín

Tabla F.2. Características Eléctricas del Conjunto Cuádruplex con Neutro Portante Aislado

Fases	Neutro	Iluminación	Diámetro ext. del haz	Corriente Admisible*2	Resistencia a 60 °C.	Reactancia inductiva media por fases a 60 Hz	Caída de tensión a 60 °C y Cos = 0,8.	Peso total *1
Nºmm2	Nºmm2	Nºmm2	mm	A	Ohm/ Km.	Ohm/ Km.	V/A Km.	Kg/Km
3 x 25	1 x 50	-	26	76	1.39	0.0973	2.02	528
3 x 25	1 x 50	1 x 16	28	76	1.39	0.0973	2.02	597
3 x 25	1 x 50	2 x 16	29	76	1.39	0.0973	2.02	666
3 x 25	1 x 50	1 x 25	30	76	1.39	0.0973	2.02	634
3 x 25	1 x 50	2 x 25	30	76	1.39	0.0973	2.02	741
3 x 35	1 x 50	-	30	96	1.01	0.0965	1.50	642
3 x 35	1 x 50	1 x 16	30	96	1.01	0.0965	1.50	711
3 x 35	1 x 50	2 x 16	30	96	1.01	0.0965	1.50	780
3 x 35	1 x 50	1 x 25	32	96	1.01	0.0965	1.50	748
3 x 35	1 x 50	2 x 25	32	96	1.01	0.0965	1.50	855
3 x 50	1 x 50	-	29	117	0.744	0.0931	1.13	785
3 x 50	1 x 50	1 x 16	30	117	0.744	0.0931	1.13	854
3 x 50	1 x 50	2 x 16	33	117	0.744	0.0931	1.13	923
3 x 50	1 x 50	1 x 25	31	117	0.744	0.0931	1.13	892
3 x 50	1 x 50	2 x 25	33	117	0.744	0.0931	1.13	999
3 x 70	1 x 50	-	36	152	0.514	0.0915	0.805	1007
3 x 70	1 x 50	1 x 16	36	152	0.514	0.0915	0.805	1076
3 x 70	1 x 50	2 x 16	36	152	0.514	0.0915	0.805	1145
3 x 70	1 x 50	1 x 25	36	152	0.514	0.0915	0.805	1114
3 x 70	1 x 50	2 x 25	36	152	0.514	0.0915	0.805	1220
3 x 95	1 x 50	-	36	190	0.372	0.0891	0.611	1285
3 x 95	1 x 50	1 x 16	36	190	0.372	0.0891	0.611	1354
3 x 95	1 x 50	2 x 16	39	190	0.372	0.0891	0.611	1423
3 x 95	1 x 50	1 x 25	39	190	0.372	0.0891	0.611	1392
3 x 95	1 x 50	2 x 25	42	190	0.372	0.0891	0.611	1498
3 x 95	1 x 50	1 x 50	42	190	0.372	0.0891	0.611	1498

Fuente: Manual de instalación de un sistema antifraude en las redes aéreas de baja tensión (Cable Cuádruplex).
ELEVVAL.

➤ Cálculo del Vano Máximo por Carga de Viento

En los postes de alineación debe cumplirse que la fuerza del viento sobre los conductores sea menor o igual al esfuerzo útil disponible en la cumbre del poste, es decir:

$$F_{cv} < EU$$

$$EU = E_c - F_{vp}$$

Donde:

F_{cv} = Fuerza del viento sobre los conductores.

E.U. = Esfuerzo útil en la cumbre del poste.

E_c = Esfuerzo en cumbre del poste.

F_{vp} = Fuerza del viento sobre el poste.

$$F_{vp} = \frac{1}{h} (F_{vp1} * h_1 + F_{vp2} * h_2 + F_{vp3} * h_3)$$

$$h_1 = \frac{1l}{2} \quad y \quad F_{vpn} = P_{vp} (1n, F_n)$$

Donde:

$1n$ = Altura de la primera sección del poste.

F_1 = Diámetro de la sección del poste

P_{vp} = Presión máxima del viento sobre elementos circulares. = 92 Kg/m²

$$F_{vc} = P_{vc} * S_m * F_c$$

$$EU = P_{vc} * S_m * F_c$$

$$S_m = \frac{EU}{P_{vc} * F_c}$$

$$P_{vc} = 55 \text{ Kg/m}^2$$

F_c = Diámetro del conductor en m

S_m = Vano máximo en m

Fuente: apuntes de líneas de transmisión II del Ing. José Raga

$$F_{vp1} = 92 \text{ Kg/m}^2 * 4,27\text{m} * 0,089\text{m} = 34,96 \text{ Kg}$$

$$F_{vp2} = 92 \text{ Kg/m}^2 * 3,96\text{m} * 0,06\text{m} = 21,86 \text{ Kg}$$

$$h_1 = 4,27\text{m}/2 = 2,135\text{m}$$

$$h_2 = 3,96\text{m}/2 + 4,27\text{m} = 6,25\text{m}$$

$$h = L_{\text{poste}} - L_{\text{fundacion}}$$

$$h = 8,23\text{m} - 0,50\text{m} = 7,73\text{m}$$

$$F_{vp} = \frac{1}{7,73\text{m}} (4,96\text{Kg} * 2,135\text{m} + 21,86\text{Kg} * 6,25\text{m})$$

$$F_{vp} = 27,33 \text{ Kg}$$

$$EU = 110\text{Kg} - 27,33\text{Kg} = 82,67 \text{ Kg}$$

$$S_m = \frac{82,67 \text{ Kg}}{55 \text{ Kg/m}^2 * 0,029 * m}$$

$$S_m = 51,83\text{m}$$

La distancia máxima entre apoyos calculada resulto ser de 51,83m, para efectos de esta investigación se tomara como distancia máxima entre apoyos la establecida en las norma 2.04.14 del reglamentos y normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación de C.A.D.A.F.E., la cual establece que la distancia máxima entre postes que lleven instalado circuitos de alta y baja tensión, no debe exceder de 40 metros en zonas urbanas y de 50 metros en las zonas rurales.

APÉNDICE A
INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

APÉNDICE B
CÁLCULOS DE CAÍDA DE TENSIÓN

▪ **Transformador TH07 1*15 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 15:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) + 64,5m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \\ 76,50 m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[32,08 KVA \cdot m \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	0,66
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,65
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,43

▪ **Transformador Q88 2*50 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 14:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 48,50m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) + 85,10m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[439,77 KVA \cdot m \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,78
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,76
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	1,15

2. Caída de Tensión, Poste nº 09:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 42,69m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) + 81,19m \times \left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[364,73 KVA \cdot m \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,69
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,66
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	1,09

$$KVA_{18} = \frac{48m \times 4 \times 1,62 \text{ KVA}}{83,20m} = 3,74KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 3,74 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] + 83,50m \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] \\ 107,15 \text{ m} \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[607,70 \text{ KVAm} \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,99
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,96
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	1,29

6. Caída de Tensión, Poste nº 20:

6.1 Transferencia de Carga del Poste nº 16 al poste nº 18:

$$KVA_{18} = \frac{23,65m \times 4 \times 1,62 \text{ KVA}}{68,65m} = 2,23KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 2,23 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] + 73,70m \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] \\ + 121,70 \text{ m} \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[187,04 \text{ KVAm} \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,47
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,45
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,95

7. Caída de Tensión, Poste nº 25:

7.1 Con los resultados obtenidos en 6.1 y 5.1 se realiza dicho cálculo:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 2,23 \text{ KVA} + 3,74 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] \\ 66,50m \times \left[\begin{array}{l} \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{86,81 \text{ KVA m}^{-1}}$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,07
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,06
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,69

▪ **Transformador TL48 2*15 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 15:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} \left[6,00m \times 2 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + 24,00m \times \left[1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + \\ \left[39,50m \times 1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{83,41 \text{ KVA m}^{-1}}$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	0,35
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,35
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,23

▪ **Transformador Q18 3*50KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 31:

1.1 Transferencia de Carga del Poste nº 44 al poste nº 24:

$$KVA_{24} = \frac{83,00 \text{ m} \times 11 \times 1,62 \text{ KVA}}{115 \text{ m}} = 12,86 \text{ KVA}$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} \left[36,00 \text{ m} \times 1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + 68 \text{ m} \times \left[1 \times 1,62 \text{ KVA} + 12,86 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + \\ \left[91 \text{ m} \times 1 \times 1,2 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + 119 \text{ m} \times \left[1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + \\ \left[159 \text{ m} \times 1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] + \left[85 \text{ m} \times 3 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{637,01 \text{ KVA m}^{-1}}$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	6,65

Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	6,55
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	4,29

2. Caída de Tensión, Poste nº 44:

2.1 Transferencia de Carga del Poste nº 31 al poste nº 24:

$$KVA_{24} = \frac{26,00 \text{ m} \times 5 \times 1,62 \text{ KVA} + 66,00 \text{ m} \times 7 \times 1,62 \text{ KVA} + 4,00 \text{ m} \times 3 \times 1,62 \text{ KVA}}{117 \text{ m}}$$

$$KVA_{24} = 12,10 \text{ KVA}$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\frac{36,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA}) + 68,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 12,10 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA})}{100,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA}) + 183 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA})} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times 662,76 \text{ KVAm}^{-1}$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	4,54
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	4,47
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	2,93

3. Caída de Tensión, Poste nº 29:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\frac{6,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA}) + 81,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA})}{100,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA}) + 183 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA})} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times 94,86 \text{ KVAm}^{-1}$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,23
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,21
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,80

4. Caída de Tensión, Poste nº 41:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\frac{9,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA}) + 89,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA})}{100,00 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA}) + 183 \text{ m} \times (1 \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA})} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times 474,56 \text{ KVAm}^{-1}$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,83

Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,80
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	1,18

▪ **Transformador B87 1*75 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste n° 47:

1.1 Transferencia de Carga del Poste n° 56 al poste n° 52:

$$KVA_{52} = \frac{16,50m \times 4 \times 1,62 \text{ KVA}}{46,50 \text{ m}} = 2,30 \text{ KVA}$$

1.2 Transferencia de Carga del Poste n° 54 al poste n° 52.

$$KVA_{52} = \frac{35,00 \text{ m} \times 5 \times 1,62 \text{ KVA}}{62,40 \text{ m}} = 4,54 \text{ KVA}$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 41,30m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 2,30 \text{ KVA} + 4,54 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \quad \text{]} + 68,30m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \quad \text{]} \\ 101,10 \text{ m} \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \quad \text{]} + 148,10m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \quad \text{]} \\ 164,10m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \quad \text{]} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[829,73 \text{ KVAm} \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	4,75
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	4,67
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	3,06

2. Caída de Tensión, Poste n° 54:

2.1 Transferencia de Carga del Poste n° 47 al poste n° 52:

$$KVA_{52} = \frac{16,00m \times 5 \times 1,62 \text{ KVA} + 24,00m \times 2 \times 1,62 \text{ KVA} + 62,80m \times 5 \times 1,62 \text{ KVA} + 95,00m \times 2 \times 1,62 \text{ KVA}}{122,80m}$$

$$KVA_{52} = 13,22 \text{ KVA}$$

2.2 Con la transferencia obtenida en 1.1 se realiza el cálculo de los KVAm

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 41,30m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 13,22 KVA + 2,30 KVA + 0,18 KVA \\ 103,70 m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[276,51 KVA \cdot m \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	2,82
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	2,78
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	1,82

3. Caída de Tensión, Poste nº 56:

3.1 Con los resultados obtenidos en los puntos 1.2 y 2.1 se realiza el cálculo:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 41,30m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 4,54 KVA + 13,22 KVA + 0,18 KVA \\ 71,30m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \\ 87,8m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[1001,32 KVA \cdot m \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	2,48
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	2,44
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	1,60

▪ Transformador B98 1*75 KVA

1. Caída de Tensión, Poste nº 36:

1.1 Transferencia de Carga del Poste nº 35 al poste nº 33:

$$KVA_{33} = \frac{17,00m \times 2 \times 1,62 KVA}{57,00m} = 0,97 KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 30,00m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 0,97 KVA + 0,18 KVA \\ 64,40m \times \text{C} \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[107,57 KVA \cdot m \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	0,51
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,50

Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,33
-------------------	-----------------------	------

2. Caída de Tensión, Poste nº 35:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 30,00m \times \left(\left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right) + 70,00m \times \left(\left(\times 1,62 KVA + 1,62 KVA \right) \right) + \\ \left(\left(7,00 m \times 5 \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[013,76 \text{ KVAm} \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	1,26
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,24
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,81

3. Caída de Tensión, Poste nº 31:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 25,00m \times \left(\left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right) + 39,50m \times \left(\left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[48,57 \text{ KVAm} \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	0,43
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,43
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,28

4. Caída de Tensión, Poste nº 29:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 25,00m \times \left(\left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right) + 59,50m \times \left(\left(\times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[81,77 \text{ KVAm} \right]$$

Conductores Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Arvidal 2/0	$1,24 \times 10^{-3}$	0,60
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,59
Preensamblado 4/0	$8,02 \times 10^{-3}$	0,39

APÉNDICE C
CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CORRIENTE

- **Transformador TH07 1*15 KVA**

$$I = \frac{5 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 43.27A$$

- **Transformador Q88 2*50 KVA**

Tramo 1 postes (25, 18, 17, 16, 19, 20)

$$I = \frac{21 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 181.73A$$

Tramo 2 postes (9, 10)

$$I = \frac{14 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 121.15A$$

Tramo 3 postes (13, 14)

$$I = \frac{15 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 129.81A$$

Tramo 4 postes (12, 4, 5, 6, 7, 8)

$$I = \frac{17 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 147.11A$$

- **Transformador TL48 1*25 KVA**

$$I = \frac{7 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 60.57A$$

- **Transformador Q18 3*50 KVA**

Tramo 1 postes (39)

$$I = \frac{3 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 14.99A$$

Tramo 2 postes (28, 29)

$$I = \frac{14 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 69.95A$$

Tramo 3 postes (40, 41)

$$I = \frac{19 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 94.93A$$

Tramo 4 postes (26, 31, 21, 22, 23, 24, 45, 44)

$$I = \frac{35 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 174.87A$$

- **Transformador B87 1*75 KVA**

Tramo 1 postes (47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56)

$$I = \frac{37 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 185,95A$$

Tramo 2 poste (33)

$$I = \frac{1 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 8.65A$$

▪ **Transformador B98 1*75 KVA**

Tramo 1 postes (33, 34, 35, 36)

$$I = \frac{11 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 95.19A$$

Tramo 2 postes (29, 30, 31)

$$I = \frac{10 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 86.54A$$

APÉNDICE D
CAÍDA DE TENSIÓN, CIRCUITOS MODIFICADOS

▪ **Transformador TH07 1*15 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 15:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) + 64,5m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) \\ 76,50 \text{ m} \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[32,08 \text{ KVAm} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,61

▪ **Transformador Q88 3*50 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 14:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 24,25m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) + 24,25m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) \\ + 85,10m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[208,42 \text{ KVAm} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,47

2. Caída de Tensión, Poste nº 09:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 21,35m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) + 42,70m \times \left(\left(\times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \right) \right) \\ \left(\left(\times 1,20 \text{ m} \times 6 \times 1,62 \text{ KVA} \right) \right) \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[230,45 \text{ KVAm} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,50

3. Caída de Tensión, Poste nº 16:

3.1 Transferencia de Carga del Poste nº 20 al poste nº 18.

$$KVA_{18} = \frac{48m \times 4 \times 1,62 \text{ KVA}}{83,20m} = 3,74KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \text{C} \times 1,62KVA + 3,74KVA + 0,18KVA \text{ } \uparrow \\ 83,00m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18KVA \text{ } \uparrow + 106,65 \text{ m} \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18KVA \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \mathbf{601,04 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,95

4. Caída de Tensión, Poste nº 20:

4.1 Transferencia de Carga del Poste nº 16 al poste nº 18.

$$KVA_{18} = \frac{23,65m \times 4 \times 1,62 \text{ KVA}}{68,15m} = 2,25KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \text{C} \times 1,62KVA + 2,25KVA + 0,18KVA \text{ } \uparrow \\ 73,70m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18KVA \text{ } \uparrow + 121,70 \text{ m} \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18KVA \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \mathbf{187,67 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,45

5. Caída de Tensión, Poste nº 25:

5.1 Con los resultados obtenidos en 3.1 y 4.1 se realiza dicho cálculo.

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 38,50m \times \text{C} \times 1,62KVA + 3,74KVA + 2,25KVA + 0,18KVA \text{ } \uparrow \\ 66,50m \times \text{C} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18KVA \text{ } \uparrow \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \mathbf{67,32 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,06

- Transformador TL48 1*25 KVA

1. Caída de Tensión, Poste nº 15:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 8,00m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] + 24,00m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] + \\ 39,50m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 39,04 KVA \cdot m \end{array} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,31

▪ **Transformador R09C2 3*15 KVA:**

1. Caída de Tensión, Poste nº 4:

1.1 Transferencia de Carga del Poste nº 35 al poste nº 33.

$$KVA_{33} = \frac{17,00m \times 2 \times 1,62 KVA}{57,00m} = 0,97 KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 30,00m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,97 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] + 64,40m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 73,48 KVA \cdot m \end{array} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,07

2. Caída de Tensión, Poste nº 8:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 9,00m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] + 68,40m \times \left[\begin{array}{l} \bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \end{array} \right] \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 48,88 KVA \cdot m \end{array} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,79

▪ **Transformador Q18 3*50KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 22:

1.1 Transferencia de Carga del Poste nº &1 al poste nº 24.

$$KVA_{24} = \frac{27,00 \text{ m} \times 5 \times 1,62 \text{ KVA}}{59,00 \text{ m}} = 3,71 \text{ KVA}$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 36,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 36,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + \\ 68 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 3,71 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 68 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 3,71 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + 91 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 91 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + \\ 119 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 119 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[495,58 \text{ KVA m} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	3,04

2. Caída de Tensión, Poste nº &1:

2.1 Transferencia de Carga del Poste nº 31 al poste nº 24.

$$KVA_{24} = \frac{28,00 \text{ m} \times 3 \times 1,62 \text{ KVA}}{51,00 \text{ m}}$$

$$KVA_{24} = 2,67 \text{ KVA}$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 36,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 36,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + 68,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 2,67 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 68,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 2,67 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + \\ 100,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 100,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + 127,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 127,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[680,74 \text{ KVA m} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	3,27

3. Caída de Tensión, Poste nº 29:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 23,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 23,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + 46,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 46,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} + \\ 81,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \text{ } \left. \vphantom{\begin{array}{l} 81,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array}} \right\} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{99,00 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,22

4. Caída de Tensión, Poste nº 41:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 39,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{39,00} \right\} + 64,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{64,00} \right\} \\ 89,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{89,00} \right\} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{486,08 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,81

5. Caída de Tensión, Poste nº 37:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 53,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{53,00} \right\} + 88,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{88,00} \right\} \\ 123,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{123,00} \right\} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{589,21 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	3,16

▪ **Transformador B87 1*75 KVA**

1. Caída de Tensión, Poste nº 47:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 27,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{27,00} \right\} + 60,00 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{60,00} \right\} \\ 98,80 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{98,80} \right\} + 106,80 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{106,80} \right\} \\ 122,80 \text{ m} \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{KVA} \text{ } \left. \vphantom{122,80} \right\} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \boxed{231,32 \text{ KVAm}}$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	2,72

2. Caída de Tensión, Poste n° 54:

$$\Delta V(\%) = Kd \times [7,40m \times \sqrt{1,62KVA + 0,18KVA} + 62,40m \times \sqrt{1,62KVA + 0,18KVA}]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times [43,54 KVA \cdot m]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,91

3. Caída de Tensión, Poste n° 56:

$$\Delta V(\%) = Kd \times [0,00m \times \sqrt{1,62KVA + 0,18KVA} + 46,50m \times \sqrt{1,62KVA + 0,18KVA}]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times [09,49 KVA \cdot m]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,62

4. Caída de Tensión, Poste n° 57:

$$\Delta V(\%) = Kd \times [0,65m \times \sqrt{1,62KVA + 0,18KVA} + 41,30m \times \sqrt{1,62KVA + 0,18KVA}]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times [12,23 KVA \cdot m]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,38

▪ **Transformador B98 1*75 KVA:**

1. Caída de Tensión, Poste n° 36:

1.1 Transferencia de Carga del Poste n° 35 al poste n° 33.

$$KVA_{33} = \frac{17,00m \times 2 \times 1,62 \text{ KVA}}{57,00m} = 0,97 \text{ KVA}$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 30,00m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,97 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \\ + 64,40m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[73,48 \text{ KVAm} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,07

2. Caída de Tensión, Poste nº 35:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 30,00m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \\ + 70,00m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \\ + 87,00m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[171,36 \text{ KVAm} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,31

3. Caída de Tensión, Poste nº 21:

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[\begin{array}{l} 25,00m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \\ + 39,50m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \\ + 65,50m \times \text{☉} \times 1,62 \text{ KVA} + 0,18 \text{ KVA} \end{array} \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[182,88 \text{ KVAm} \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	1,32

4. Caída de Tensión, Poste nº 29:

4.1 Transferencia de Carga del Poste nº 21 al poste nº 30.

$$KVA_{30} = \frac{26,00m \times 7 \times 1,62 KVA}{40,50m} = 0,97 KVA$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[25,00m \times \left(\bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) + 34,50m \times \left(\bullet \times 1,62 KVA + 0,18 KVA \right) \right]$$

$$\Delta V(\%) = Kd \times \left[63,77 KVA \cdot m \right]$$

Conductor Calibre AWG	Constante de distribución Kd	Caída de Tensión ΔV (%)
Preensamblado 2/0	$1,23 \times 10^{-3}$	0,81

APÉNDICE E
CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CORRIENTE,
CIRCUITOS MODIFICADOS

- **Transformador TH07 1*15 KVA**

$$I = \frac{5 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 43.27 A$$

- **Transformador Q88 3*50 KVA**

Tramo 1 postes (15, 16, &3, 17, 18, 19, &4, 20)

$$I = \frac{21 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 104.92 A$$

Tramo 2 postes (9, 10, &1)

$$I = \frac{14 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 69.95 A$$

Tramo 3 postes (11, &2, 13, 14)

$$I = \frac{21 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 104.92 A$$

- **Transformador B R09C2 3*15 KVA**

Tramo 1 postes (4, 5, &1)

$$I = \frac{9 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 44.97 A$$

Tramo 2 postes (7, 8)

$$I = \frac{8 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 39.97 A$$

- **Transformador TL18 1*25 KVA**

$$I = \frac{12 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 103.85A$$

- **Transformador Q18 3*50 KVA**

Tramo 1 postes (26, 22, 23, 24, 45, &1)

$$I = \frac{26 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 129.90A$$

Tramo 2 postes (40, &2, 41)

$$I = \frac{21 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 104.92A$$

Tramo 3 postes (37, 38, 39, &4)

$$I = \frac{17 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 84.94A$$

Tramo 4 postes (28, 29, &3)

$$I = \frac{11 * 1.8KVA}{\sqrt{3} * 208V}$$

$$I = 54.96A$$

- **Transformador B87 1*75 KVA**

Tramo 1 poste (53, 54)

$$I = \frac{10 * 1.8KVA}{208V}$$

Tramo 2 poste (&1, 57) $I = 86.53A$

$$I = \frac{6 * 1.8KVA}{208V}$$

Tramo 3 poste (55, 56) $I = 51.92A$

$$I = \frac{8 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 69.23A$$

Tramo 4 postes (47, 48, 49, 50, 51)

$$I = \frac{16 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 138.46A$$

▪ **Transformador B 98 1* 75 KVA**

Tramo 1 postes (33, &1, 34, 35, 36)

$$I = \frac{16 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 138.46A$$

Tramo 2 postes (21, 29, 30, 31)

$$I = \frac{15 * 1.8KVA}{208V}$$

$$I = 129.81A$$