

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN
REDES DE BAJA TENSIÓN, EN LAS CALLES 7 Y 9 DEL SECTOR 2 DE LA
URBANIZACIÓN BOYACA III DE LA CIUDAD DE BARCELONA, ESTADO
ANZOÁTEGUI”**

Realizado por:

ALEXDYS MARÍA MUZIOTTI BRAZÓN

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito
parcial para optar por el título de
INGENIERO ELECTRICISTA

Barcelona, Abril de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN
REDES DE BAJA TENSIÓN, EN LAS CALLES 7 Y 9 DEL SECTOR 2 DE LA
URBANIZACIÓN BOYACA III DE LA CIUDAD DE BARCELONA, ESTADO
ANZOÁTEGUI”**

ASESORES:

ING. MELQUIADES BERMUDEZ

Asesor Académico

ING. ARSENIO SALAZAR

Asesor Industrial

Barcelona, Abril de 2010.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**“EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN
REDES DE BAJA TENSIÓN, EN LAS CALLES 7 Y 9 DEL SECTOR 2 DE LA
URBANIZACIÓN BOYACA III DE LA CIUDAD DE BARCELONA, ESTADO
ANZOÁTEGUI”**

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

PROF. MELQUIADES BERMUDEZ

Asesor Académico

PROF. DANIEL VELÁSQUEZ

Jurado Principal

PROF. MANUEL MAZA

Jurado principal

Barcelona, Abril de 2010.

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajos de Grado de la Universidad de Oriente: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Concejo del Núcleo respectivo, quien lo participara al Concejo Universitario”.

DEDICATORIA

A mis hermanos, sobrina, esposo, a mi Padre ***DIEGO PÉREZ***, y en especial a mi ***MAMÁ***, por no dejar de creer en mí y darme el apoyo para recorrer tan largo camino, mami; eres y serás clave principal de mi éxito, y en un futuro sólo deseo con ansias poder mostrarte los logros que formaran parte de un mundo, a ti madre por todo tu amor y tu cariño mil ***¡GRACIAS!***

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todo Poderoso por guiarme mis pasos a lo largo de mi camino, por proporcionarme más de lo necesario para culminar mis objetivos. Por su compasión y perdón ante mis errores. Y por brindarme un nuevo amanecer cada mañana.

A mi **MADRE** por ser pilar fundamental de mi vida, por su apoyo, amor, comprensión, y regaños. Este logro es para ti Madre, gracias por existir y por tus valiosos consejos y enseñanzas que hoy me han llevado a lograr esta meta. Eres mi orgullo, y mi razón de seguir adelante. Agradezco a la vida que estés a mi lado, y espero que estés orgullosa de mí, como yo de ser tu hija. **Te Amo**.

A mi Padre **DIEGO PÉREZ** por su gran aporte a lo largo de mi vida., por lo que este logro también es para ti. Nunca me ha faltado nada y todo gracias a ti, y a tu dedicación apoyo y comprensión. Espero poder retribuirte el amor y afecto que me han convertido en la mujer que hoy soy.

A mis hermanos **ALEXIS** y **DIECELIS**, que representa la fortaleza que siempre he necesitado ante los obstáculos. Por sus consejos, apoyo incondicional, por estar siempre cerca en los momentos difíciles. Espero contar con ustedes para todo lo que venga, y viceversa. **¡LOS QUIERO!**

A mi esposo **RENÉ BRITO**, por confiar y creer en mí, por su amor y cariño, ha sido una de las bases fundamentales en este proceso, por brindarme su valioso apoyo para mi crecimiento personal, y profesional, **¡GRACIAS POR SER PARTE DE MI VIDA!**

A la Célebre **Universidad de Oriente**, en especial al excelente personal del

Departamento de Electricidad, quienes con esmero y profesionalismo hacen del Departamento uno de los más importantes de la Universidad.

A la empresa **CADAFE**, por brindarme la oportunidad de realizar mi trabajo en sus instalaciones. Al personal que labora en el Distrito de Barcelona, en especial, a la Sra. Betty Carr, José Ortiz, Pedro Sánchez, Antonio Castillo, Miguel Barrios, y todas aquellas personas que forman parte de este distrito, que de manera desinteresada colaboraron con la realización de este trabajo. A todos ellos **¡MUCHAS GRACIAS!**

Al **Ing. Arsenio Salazar**, quién se desplegó como asesor industrial brindándome su dedicación, apoyo, asesoramiento y luces para la realización de esta meta.

Al **Técnico Francisco Bastardo**, por todo su apoyo, dedicación y en especial por su amistad y su cariño, a ti pancho **¡muchas gracias!** Eres un gran hombre y un excelente amigo.

Al **Ing. Melquiades Bermúdez**, por su dedicación a la hora de asesorar este trabajo. Por sus palabras de apoyo y sabiduría, que permitieron guiarme a lo largo de la realización de esta meta.

Al Ing. **Daniel Velásquez**, por brindarme tu apoyo y todos tus conocimientos para la realización de este trabajo, a ti mi dani **¡MIL GRACIAS!** por creer y confiar en mí, por tu amistad, regaños y consejos **¡ERES LO MAXIMO!**

A mis amigos de siempre, en especial a Nelsis, Daniel, Gina, Yuli, Marinel, Carmen Angélica, gracias por el apoyo, por el cariño, no hay palabras para agradecerte todo lo que me han brindado.

RESUMEN

El presente estudio tiene como propósito realizar una evaluación del Sistema Eléctrico de Distribución de Potencia de las calles 7 y 9 del sector #2 de la Urbanización Boyacá III, desde el punto de vista de funcionamiento de los conductores y banco de transformadores, estableciendo los sectores críticos por medio de una auditoría de campo basado en un inventario de cargas críticas, donde posteriormente se realizaron mediciones en los puntos de conexión de los bajantes de los transformadores. Adicionalmente, se realizó un diagnóstico de los dispositivos de protección de media tensión (13,8KV), y se elaboro un plan de mejoras para el Sistema Eléctrico de Distribución de la zona con el que se busca asegurar la eficacia y seguridad del servicio de energía eléctrica de la zona estudiada.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN.....	VIII
CONTENIDO	IX
LISTA DE FIGURAS	XIV
LISTA DE TABLAS	XVI
CAPITULO I.....	18
LA EMPRESA	18
1.1.- Reseña histórica	18
1.1.1.- Objetivos	20
1.1.2.- Primera Estructura de la Organización	20
1.1.3.- Etapa de Regionalización.....	21
1.1.4.- Misión	22
1.1.5.-Visión	22
1.1.6.-Valores	23
1.1.7.-Políticas y Estrategias	23
1.1.8.- Atribuciones de la Empresa	24
1.2.- Distrito Barcelona	24
1.2.1.- Origen.....	24
1.2.2.- Misión	25
1.2.3.- Estructura Organizativa.....	25
1.3.- Planteamiento del problema.....	26
1.4.- Objetivos	27
1.4.1.- Objetivo general.....	27
1.4.2.- Objetivos específicos	27

CAPÍTULO II	29
FUNDAMENTO TEÓRICO	29
2.1.- Proceso de planificación del sistema eléctrico de distribución.....	30
2.2.- Conceptos básicos.....	31
2.3.- Sistemas de Distribución.....	31
2.3.1.- Sistemas de Distribución Subterránea.....	31
2.3.2.- Sistemas de Distribución Aérea	31
2.3.3.- Clasificación de los Sistemas de Distribución	32
2.3.3.1.- Sistemas de Distribución Industrial.....	32
2.3.3.2.- Sistemas de Distribución Comercial	32
2.3.3.3.- Sistemas de Distribución Urbana	32
2.3.3.4.- Sistemas de Distribución Rural.	33
2.4.- Estudio del sistema eléctrico.....	33
2.4.1.- Voltaje Nominal del Sistema de Distribución.....	33
2.4.2.- Transformadores y Circuitos Secundarios	34
2.4.3.- Distribución Primaria	34
2.4.4.- Cargas Concentradas.....	35
2.4.5.- Cargas Puntuales	36
2.4.6.- Demanda (D).....	36
2.4.7.- Demanda Promedio.....	36
2.4.8.- Demanda Máxima	36
2.4.9.- Predicción de Demanda.....	37
2.4.10.- Factor de Utilización.....	37
2.4.11.-Factor de Pérdidas	37
2.4.12.- Factor de Carga	37
2.4.13.- Localización y Tamaño de la Carga.....	38
2.4.14.- Voltajes	38
2.4.15.- Confiabilidad.....	39
2.4.16.- Calidad del Servicio	39

2.4.17.- Continuidad del Servicio.....	39
2.4.18.- Flexibilidad del Servicio	39
2.4.19.- Caída de Voltaje.....	41
2.4.20.- Sectorización.....	41
2.4.21.- Ramal del Alimentador	41
2.4.22.- Troncal del Alimentador	42
2.4.23.- Alimentadores de Distribución	42
2.4.24.- Alimentadores Primarios.....	42
2.4.25.- Alimentadores Secundarios.....	42
CAPÍTULO III.....	44
DESARROLLO DEL PROYECTO	44
3.1.- Levantamiento físico de la zona	44
3.1.1.- Descripción del Sistema Eléctrico	45
3.1.2.- Descripción de los Transformadores.....	49
3.1.2.1.- Zona 1: Sector 2. Calle 9. Vereda 43	51
3.1.2.2.- Zona 2: Entre Calle 9 Y Calle 7. Vereda 37.....	53
3.1.2.3.- Zona 3: Calle 7. Vereda 56.....	54
3.1.2.4.- Zona 4: Calle 7. Vereda 29 C/Estacionamiento	56
3.1.2.5.- Zona 5: Calle 9. Vereda 46 C/Estacionamiento	58
3.1.2.6.- Zona 6: Calle 9. Vereda 48 C/Estacionamiento	60
3.1.2.7.- Zona 7: Calle 7. Vereda 29 C/Estacionamiento	62
3.1.2.8.- Zona 8: Calle 9. Vereda 42.....	64
3.1.2.9.- Zona 9: AV.2. Vereda 29	66
3.2.- Plan de medición de carga en el sistema eléctrico de distribución	67
3.2.1.- Mediciones de Campo.....	74
3.2.1.1.- Zona 1.....	75
3.2.1.2.- Zona 2.....	76
3.2.1.3.- Zona 3.....	77
3.2.1.4.- Zona 4.....	78

3.2.1.5.- Zona 5.....	79
3.2.1.6.- Zona 6.....	80
3.2.1.7.- Zona 7.....	81
3.2.1.8.- Zona 8.....	82
3.2.1.9.- Zona 9.....	83
3.2.2.- Análisis de Resultados	83
3.3.- Cálculo de la capacidad de bancos de transformadores.....	85
Para el cálculo de la Potencia Aparente real de una vivienda multifamiliar se utilizó la siguiente ecuación:	86
3.3.1.1.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 1	87
3.3.1.2.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 2.....	88
3.3.1.3.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 3.....	88
3.3.1.4.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 4.....	89
3.3.1.5.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 5.....	90
3.3.1.6.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 6.....	90
3.3.1.7.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 7.....	91
3.3.1.8.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 8.....	91
3.3.1.9.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 9.....	92
3.4.- Cálculo de la caída de voltaje. Selección de los conductores de baja tensión	94
3.4.1.- Zona 1.....	95
3.4.2.- Zona 2.....	99
3.4.3.- Zona 3.....	102
3.4.4.- Zona 4.....	105
3.4.5.- Zona 5.....	108
3.4.6.- Zona 6.....	111
3.4.7.- Zona 7.....	116
3.4.8.- Zona 8.....	118
3.4.9.- Zona 9.....	121
3.5.- Mejoras al sistema de distribución.....	123

3.5.1.- Sector 1.....	123
3.5.2.- Sector 2.....	126
3.5.3.- Sector 3.....	127
3.5.4.- Sector 4.....	129
3.5.5.- Sector 5.....	131
3.5.6.- Sector 6.....	132
3.5.7.- Sector 7.....	135
3.5.8.- Sector 8.....	136
3.5.9.- Sector 9.....	138
3.6.- Diagnóstico de los dispositivos de protección a nivel de media tensión a 13,8kv	140
3.6.1 Sector 1	140
3.6.2 Sector 2	142
3.6.3.- Sector 3.....	143
3.6.4.- Sector 4.....	144
3.6.5.- Sector 5.....	145
3.6.6.- Sector 6.....	146
3.6.7.- Sector 7.....	147
3.6.8.- Sector 8.....	148
3.6.9.- Sector 9.....	149
3.6.10.- Análisis de Resultados	149
CAPITULO IV.....	151
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
4.1.- Conclusiones.....	151
4.2.- Recomendaciones.....	153
BIBLIOGRAFÍA	155
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	157

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Estructura Organizativa del. Distrito Barcelona.....	26
Figura 2.1 Proceso de planificación del sistema eléctrico de distribución.	30
Figura 3.1. DIAGRAMA Unifilar de la Subestación TRONCONAL V.....	48
Figura 3.2. Ubicación Geográfica de la Zona.	49
Figura 3.3. Ubicación de la Zona 1.	51
Figura 3.4. Ubicación de la Zona 2.	53
Figura 3.5. Ubicación de la Zona 3.	54
Figura 3.6. Ubicación de la Zona 4.	56
Figura 3.7. Ubicación de la Zona 5.	58
Figura 3.8. Ubicación de la Zona 6.	60
Figura 3.9. Ubicación de la Zona 7.	62
Figura 3.10. Ubicación de la Zona 8.	64
Figura 3.11. Ubicación de la Zona 9.	66
Figura 3.12. Equipo de medición PROMETERS 4343.....	73
Figura 3.13. Diagrama de Fase. Conexión Fases Divididas.	74
Figura 3.14. Troncal de Zona 1.....	95
Figura 3.15. Esquema del ramal Crítico de la Zona 1.....	96
Figura 3.16. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 1.....	98
Figura 3.17. Troncal de Zona 2.....	99
Figura 3.18. Esquema del ramal Crítico de la Zona 2.....	100
Figura 3.20. Troncal de Zona 3.....	102
Figura 3.21. Esquema del ramal Crítico de la Zona 3.....	102
Figura 3.22. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 3.....	104
Figura 3.23. Troncal de Zona 4.....	105
Figura 3.24. Esquema del ramal Crítico de la Zona 4.....	106
Figura 3.25. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 4.....	107

Figura 3.26. Troncal de Zona 5.....	108
Figura 3.27. Esquema del ramal Crítico de la Zona 5.....	109
Figura 3.28. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 5.....	110
Figura 3.29. Troncal de Zona 6.....	111
Figura 3.30. Esquema del ramal Crítico de la Zona 6.....	112
Figura 3.31. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 6.....	114
Figura 3.32. Troncal de Zona 7.....	115
Figura 3.33. Esquema del ramal Crítico de la Zona 7.....	116
Figura 3.34. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 7.....	117
Figura 3.35. Troncal de Zona 8.....	118
Figura 3.36. Esquema del ramal Crítico de la Zona 8.....	119
Figura 3.37. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 8.....	120
Figura 3.38. Troncal de Zona 9.....	121
Figura 3.39. Esquema del ramal Crítico de la Zona 9.....	121
Figura 3.40. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 9.....	122

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 voltajes nominales y elevados según las normas cadafe.....	38
Tabla 3.1 descripción del banco de transformador de la zona 1.....	50
Tabla 3.2 descripción del banco del transformador de la zona 2.....	52
Tabla 3.3 descripción del banco del transformador de la zona 3.....	55
Tabla 3.4 descripción del banco del transformador de la zona 4.....	57
Tabla 3.5 descripción del banco del transformador de la zona 5.....	59
Tabla 3.6 descripción del banco del transformador de la zona 6.....	61
Tabla 3.7 descripción del banco del transformador de la zona 7.....	63
Tabla 3.8 descripción del banco del transformador de la zona 8.....	65
Tabla 3.9 descripción del banco del transformador de la zona 9.....	67
Tabla 3.10 factor de demanda para el cálculo de demanda de 3 ó más viviendas multifamiliares.....	69
Tabla 3.11 parámetros a considerar para el diseño de demanda de carga (boyacá iii, casas de nivel aproximado ii).....	70
Tabla 3.12 mediciones de campo en la zona 1.....	75
Tabla 3.13 mediciones de campo en la zona 2.....	76
Tabla 3.14 mediciones de campo en la zona 3.....	77
Tabla 3.15 mediciones de campo en la zona 4.....	78
Tabla 3.16 mediciones de campo en la zona 5.....	79
Tabla 3.17 mediciones de campo en la zona 6.....	80
Tabla 3.18 mediciones de campo en la zona 7.....	81
Tabla 3.19 mediciones de campo en la zona 8.....	82
Tabla 3.20 mediciones de campo en la zona 9.....	83
Tabla 3.21 banco de transformador de 3*37,5kva.....	85
Tabla 3.22 banco de transformador de 3*50kva.....	85
Tabla 3.23 banco de transformador de 1*37,5kva y 2*50kva.....	85

Tabla 3.24 banco de transformador de 1*100kva	86
Tabla 3.25 valores de potencia aparente y corriente nominales y calculados de los banco de transformador	93
Tabla 3.26 constantes del sector eléctrico de la zona.....	95
Tabla 3.27 datos de los cambios a futuro del sector 1	125
Tabla 3.28 datos de los cambios a futuro del sector 2	127
Tabla 3.29 datos de los cambios a futuro del sector 3	129
Tabla 3.30 datos de los cambios a futuro del sector 4	130
Tabla 3.31 datos de los cambios a futuro del sector 5	132
Tabla 3.32 datos de los cambios a futuro del sector 6	134
Tabla 3.33 datos de los cambios a futuro del sector 7	136
Tabla 3.34 datos de los cambios a futuro del sector 8	138
Tabla 3.35 datos de los cambios a futuro del sector 9	140
Tabla 3.36 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	141
Tabla 3.37 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	142
Tabla 3.38 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	143
Tabla 3.39 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	144
Tabla 3.40 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	145
Tabla 3.41 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	146
Tabla 3.42 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	147
Tabla 3.43 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	148
Tabla 3.44 dispositivos de protección a nivel de 13,8kv.	149

CAPITULO I

LA EMPRESA

1.1.- Reseña histórica

El 27 de octubre de 1958, se formó la compañía Anónima de administración y fomento eléctrico (CADAFE), como Empresa de servicio eléctrico, la cual fue fundada de acuerdo con la Resolución N°3218 de fecha 25 de agosto de 1958, del Ministerio de Fomento. La misma inició sus actividades con quince (15) Empresas Eléctricas que eran subsidiarias de la Corporación de Venezolana de Fomento: En junio de 1959, se acordó la fusión de esas compañías con CADAFE, quedando ésta como la compañía de electricidad del estado, encargada de crear uniformidad de los consideraciones tecno-administrativas que permitiesen la formulación de programas en una forma integral.

Desde ese momento, desarrolló una infraestructura eléctrica en Generación, Transmisión y Distribución y logró un alto grado de electrificación en Venezuela, lo cual le permite atender, hoy en día a más del 80 por ciento del territorio nacional.

Gracias a su presencia a nivel nacional, se ha hecho posible el funcionamiento de empresas vitales y estratégicas para el país, como la industria siderúrgica, metalmecánica, del aluminio, manufacturera, alimentos, petroquímica y telecomunicaciones, entre otras.

Además, presta un servicio público, ya que suministra electricidad a hogares, hospitales, centros de enseñanzas, sistemas de protección, seguridad ciudadana, investigaciones científicas, entretenimiento y alumbrado público, garantizando la calidad de vida de los venezolanos. Prácticamente está presente en todas las

actividades del ser humano.

En 1990, partiendo de la estructura organizativa de la Empresa, se concluyó el modelo conceptual que guiara el proceso de descentralización, una filial de generación y transmisión, cuatro filiales de distribución y comercialización (Eleoriente, Cadelca, Elecentro y Eleoccidente), empresas de servicios eléctricos, y con el complejo Uribante – Caparo adscrito a un ente que designara el ejecutivo. De esta manera, la nueva organización proporciona mayor atención a los suscriptores, incrementara la calidad técnica y lograra una razonable rentabilidad por efectos de la reducción de costos.

El 18 de Marzo de 1993, es presentada en el registro mercantil de la ciudad de Cumaná, Estado Sucre, el Acta Constitutiva-Estatutos de la Compañía Anónima Electricidad de Oriente (ELEORIENTE), a los fines de su inscripción, fijación y publicación actuando como presidente de la misma el Sr. Héctor R. Ortiz.

El 13 de noviembre de 1996, a través del decreto 1558, el Ejecutivo Nacional ordena al fondo de inversiones de Venezuela y CADAPE elaborar y ejecutar un plan de reestructuración y privatización del sector eléctrico nacional, dividiéndose en filiales

En el mes de septiembre de 2005, la asamblea de accionistas de CADAPE acordó unificar la dirección funcional, administrativa y operativa de los entes de la Corporación, mediante la sustitución de los presidentes y juntas directivas de las filiales por el Presidente y Junta Directiva de CADAPE.

En esa dirección, el Ejecutivo Nacional aprobó un Decreto que ordenó la fusión de CADAPE con sus filiales y dejó sin efecto el Decreto que disponía la privatización del Sistema Eléctrico de Monagas y Delta Amacuro.

Al reunificarse CADAFE, se crearon nueve regiones para atender el servicio en todo el país, bajo un esquema de mayor flexibilidad operativa, desconcentración de su funcionamiento operativo y un control más eficiente.

En el 2007 CADAFE se convirtió en una filial de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), empresa estatal creada ese año con el fin de agrupar todas las empresas, y así cumplir con las exigencias del proceso de desarrollo económico.

1.1.1.- Objetivos

Generar energía eléctrica.

Administrar la energía eléctrica.

Transmitir energía eléctrica.

Distribuir energía eléctrica

Vender energía eléctrica.

1.1.2.- Primera Estructura de la Organización

C.V.F., Electricidad de Apure C.A.

C.V.F., Electricidad de Bolívar C.A.

C.V.F., Electricidad de Carabobo C.A.

C.V.F., Electricidad de Centro C.A.

C.V.F., Electricidad de Falcón C.A.

C.V.F., Electricidad de Guárico C.A.

C.V.F., Electricidad de Lara - Yaracuy C.A.

C.V.F., Electricidad de Los Llanos Occidentales C.A.

C.V.F., Electricidad de Mérida C.A.

C.V.F., Electricidad de Miranda C.A.

- C.V.F., Electricidad de Monagas C.A.
- C.V.F., Electricidad de Oriente C.A.
- C.V.F., Electricidad de Táchira C.A.
- C.V.F., Electricidad de Valle de la Pascua C.A.
- C.V.F., Electricidad de Zulia – Trujillo C.A.

CADAFE, a finales del 2007 pasó a convertirse en Filial de la Corporación Eléctrica Nacional, como es sabido, el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (Menpet) resolvió reorganizar el territorio nacional para el ejercicio de la actividad de distribución de potencia y energía eléctrica, lo cual quedó establecido en la publicación de la Resolución 190 del Menpet, en la Gaceta Oficial N° 38.785 del día 8 de octubre de 2007. A tales efectos se crean las siguientes regiones operativas:

- 1) Región Noroeste que comprende los estados Zulia, Falcón, Lara y Yaracuy.
- 2) Región Norcentral integrada por los estados Carabobo, Aragua, Miranda, Vargas y Distrito Capital.
- 3) Región Oriental conformada por los estados Anzoátegui, Monagas, Sucre, Nueva Esparta y Delta Amacuro.
- 4) Región Central que comprende los estados Guárico, Cojedes, Portuguesa, Barinas y Apure.
- 5) Región Andina compuesta por los estados Mérida, Trujillo y Táchira.
- 6) Región Sur integrada por los estados Bolívar y Amazonas.

1.1.3.- Etapa de Regionalización

En este periodo los cambios ocurridos en la estructura de la empresa obedecieron más a factores externos que internos. Nos referimos al proceso de

reforma administrativa planteado en el ámbito de toda la administración pública, justo con el reordenamiento territorial para el desarrollo de las regiones, con lo cual se esperaba lograr un desarrollo armónico del país. Atendiendo a esa necesidad y a los decretos presidenciales se instaló en CADAPE un consejo de reformas administrativas y se iniciaron los estudios para la regionalización, partiendo de la premisa, de eliminar en lo posible las consecuencias negativas para el desarrollo futuro de la región.

Los sistemas de producción actuaban como tres centros que vendían la energía producida a la oficina principal de Caracas, la cual a su vez la ofrecía en reventa a las regiones de distribución y ventas. De ese modo se utiliza un mecanismo contable como base para controlar la gestión administrativa y la rentabilidad de todas las regiones de acuerdo a las características del mercado, el personal, número de suscriptores y fijar los precios de compra-venta entre ellos a fin de que los estados financieros de cada una reflejen al final del ejercicio la marcha de esas entidades y de toda CADAPE. Para ese año 2007 se contó con la estructura de las regiones de distribución y ventas con base en zonas, distritos y oficinas.

1.1.4.- Misión

Generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica, en forma confiable, segura, efectiva, rentable y a un costo mínimo, a los fines de promover el desarrollo económico y social de la región, mejorando así el bienestar de la población asociada al uso del sector eléctrico.

1.1.5.-Visión

“Prestar un servicio público de energía eléctrica de calidad, con un personal comprometido en la gestión productiva, para satisfacer necesidades de los usuarios,

hacer uso eficiente de los recursos, en una Gestión que garantice ingresos suficientes, necesarios a la sostenibilidad financiera de la organización y en concordancia con un Proyecto País expresado en políticas sociales y de desarrollo”.

1.1.6.-Valores

- Ética organizacional.
- Responsabilidad por los resultados.
- Orientación al usuario/ vocación de servicio.
- Respeto.
- Apoyo mutuo y trabajo en equipo.
- Comunicación efectiva.

1.1.7.-Políticas y Estrategias

1. Facilitar el proceso de optimización de los recursos humanos, técnicos y financieros de la organización.
2. Adecuar la organización, funcionamiento y desarrollo de la empresa al momento actual del país, para mejorar su productividad.
3. Modernizar la empresa, mejorando la atención al suscriptor, los sistemas de facturación, y en general desarrollando los procesos para la actualización de la empresa.
4. Mantener y optimizar preventivamente las instalaciones, plantas y equipos de la empresa.
5. Desarrollar el recurso humano, para elevar la productividad de la operación global y para sustentar los planes de expansión de la empresa.

6. Alcanzar niveles óptimos de seguridad y calidad en el servicio prestado.
7. Suministrar energía eléctrica al mayor número de población, tanto en zonas urbanas como rurales.

1.1.8.- Atribuciones de la Empresa

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, en su carácter de compañía anónima con personalidad jurídica, posee una serie de atribuciones que son conferidas a través del acta constitutiva-estatutos, publicada el 27 de octubre de 1958. En tal sentido, las mismas podrían estar limitadas en la medida en que tiendan a desviarse del alcance de los objetivos. Tales atribuciones se resumirán en tres grandes aspectos:

- a. Distribuir y comercializar la energía eléctrica que compra en bloques de acuerdo con las exigencias de los que integran la empresa.
- b. Proveer un suministro eléctrico de calidad al mayor número posibles de suscriptores con una tarifa justa.
- c. Desarrollar cualquier otra actividad conexas con el objetivo mencionado.

1.2.- Distrito Barcelona

1.2.1.- Origen

El Distrito Barcelona fue fundado en el año 1977, con el propósito de hacer una reorganización desde el punto de vista técnico y administrativo. Dar respuesta inmediata a los problemas de energía eléctrica, en lo que se refiere a mantenimiento de líneas de alta y baja tensión y la pronta colocación de transformadores dañados. Además de ofrecer un mejor servicio a las comunidades pertenecientes al municipio Bolívar. Pertenece a la estructura organizativa de la Corporación Venezolana de

Fomento CADAFE. Región 1.

1.2.2.- Misión

El Distrito Barcelona tiene como misión fundamental:

El mantenimiento general en las redes de distribución de alta y baja tensión.

Sustitución y colocación de transformadores dañados o quemados.

Corrección de fallas en líneas de 13,8 Kv. y 34,5 Kv.

Análisis de sectores con sobre carga.

Realización de podas en alta y baja tensión.

División de sectores en baja tensión.

Retiro y colocación de pararrayos

1.2.3.- Estructura Organizativa

La organización del Distrito Barcelona, está basada en la teoría organizacional “Lineo-Funcional” en la cual se destacan las líneas de autoridad y responsabilidad, así como la comunicación, indicando las variedad de las actividades que se realizan para alcanzar los objetivos de la Empresa, de acuerdo con el acta constitutiva- estatutos y otras disposiciones existentes.

El Distrito, en función del logro de sus objetivos tiene una estructura organizativa de varios niveles.

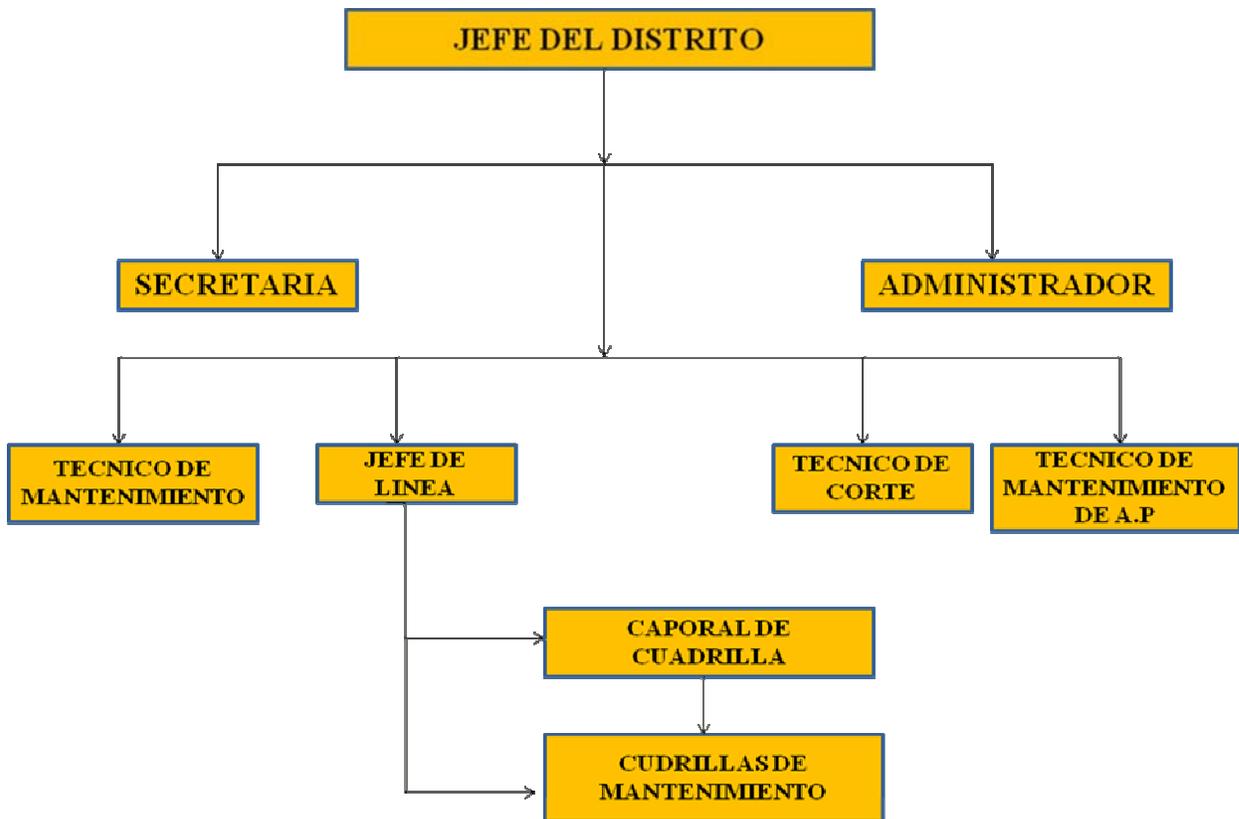


Figura 1.1. Estructura Organizativa del. Distrito Barcelona.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI.

1.3.- Planteamiento del problema

Actualmente la empresa CADAPE se encuentra realizando un estudio de distribución en las redes de baja tensión, específicamente en el sector 2, de la urbanización BOYACA III, ubicada en la ciudad de Barcelona del estado Anzoátegui.

En los últimos años este sector ha experimentado un incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica debido al aumento poblacional no planificado, lo cual atenta directamente en la configuración del sistema afectando su capacidad, y por

ende su confiabilidad, bien sea porque los bancos de transformadores están sobrecargados o mal distribuidos, por el uso de la energía eléctrica sin ninguna norma por parte de los usuarios o por el desbalance de carga que presentan actualmente.

Por lo tanto, se planteó realizar una evaluación del sistema de distribución de las redes de baja tensión y el consumo de los usuarios, con el propósito de diagnosticar la condición actual de funcionamiento del sistema eléctrico de la zona, bajo ciertos criterios o parámetros de continuidad, calidad y flexibilidad; y a su vez aplicar en forma inmediata correctivos que requieran pocas inversiones y corto tiempo de implementación, debido a que el crecimiento planificado del sistema de distribución de energía eléctrica de la zona garantiza al suscriptor calidad y continuidad de servicio y a la empresa eléctrica, la mejor utilización de sus recursos.

1.4.- Objetivos

1.4.1.- Objetivo general

Evaluar el sistema de distribución eléctrica en redes de baja tensión, en las calles 7 y 9 del sector 2 de la Urbanización BOYACA III, en la ciudad de Barcelona Estado Anzoátegui.

1.4.2.- Objetivos específicos

Realizar el levantamiento eléctrico de la red de baja tensión.

Medir la carga típica para cada vivienda y comercio, verificando todos los parámetros de diseño.

Obtener el análisis de carga total por banco de transformador del sistema de distribución en redes de baja tensión, en condición de carga actual y futura.

Calcular las características del conductor de la red de baja tensión y acometidas.

Verificar la condición actual de las protecciones en las redes de media tensión de la zona.

CAPÍTULO II

FUNDAMENTO TEÓRICO

La planificación de los sistemas de distribución es un paso fundamental para el mejoramiento del servicio prestado por las empresas encargadas para tal fin, la cual envuelve todo un proceso de estudio lógico que conduce a la puesta en práctica de obras, de acuerdo al presupuesto anual de cada empresa.

El análisis del sistema presente es el diagnóstico del estado actual de operatividad del sistema de distribución, bajo ciertas normas de continuidad, calidad y flexibilidad del servicio con el fin de hacer las modificaciones que sean necesarias, y por su baja magnitud requieren poca inversión y poco tiempo de ejecución, además este estudio sirve para tener presentes las irregularidades existentes en el diseño.

La predicción de demanda se fundamenta en la determinación de la demanda futura, con estimación que varía entre cuatro (4), ocho (8) y veinte (20) años, dependiendo de la zona de estudio.

La planificación a corto plazo constituye la parte más importante del proceso general de planificación, ya que conduce a un plan que representa el desembolso de dinero para la puesta en práctica, mediante la priorización de un cronograma de inversión y ejecución de obras.

2.1.- Proceso de planificación del sistema eléctrico de distribución

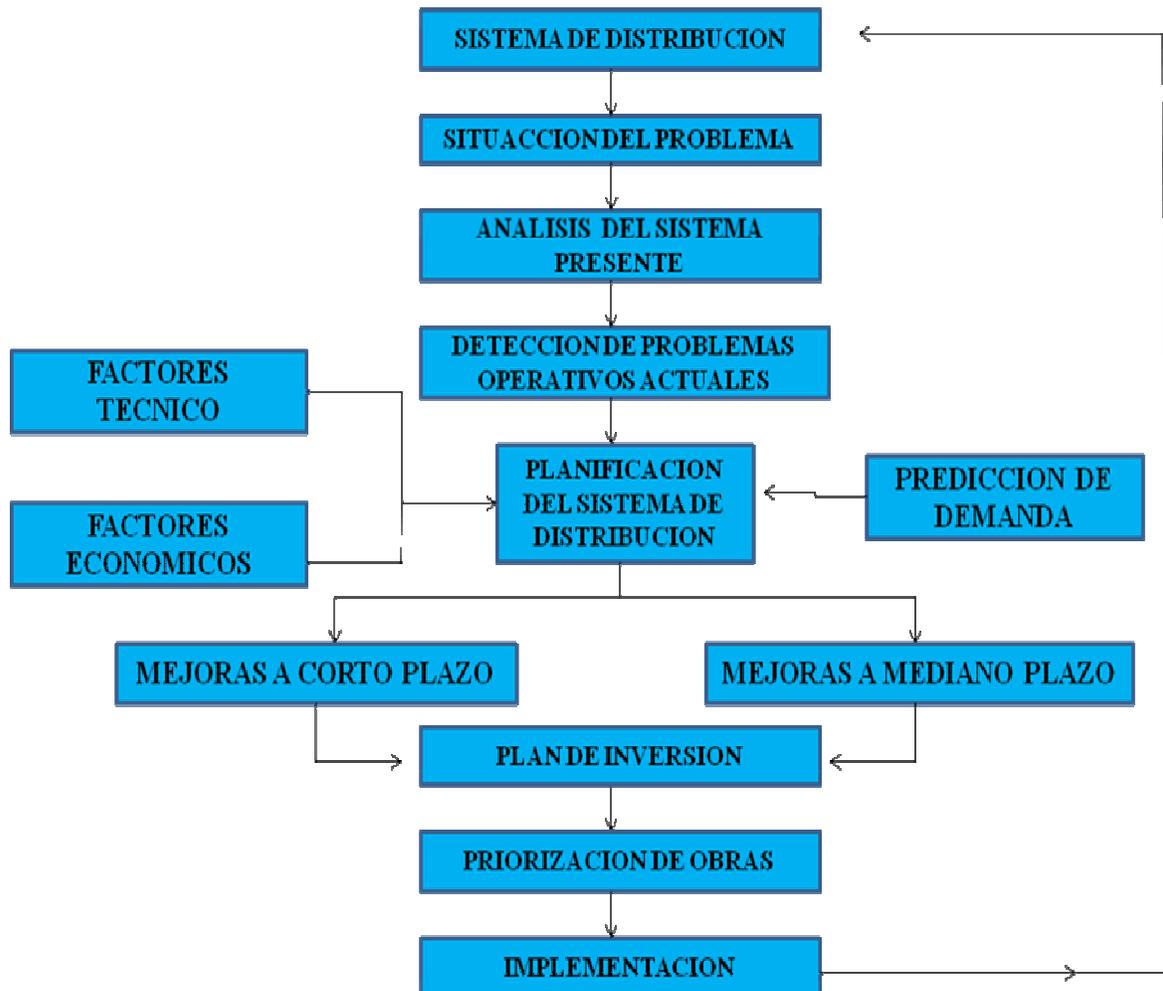


Figura 2.1 Proceso de planificación del sistema eléctrico de distribución.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI.

2.2.- Conceptos básicos

En toda investigación es importante tener en cuenta los conceptos básicos que van a formar parte de la misma, es por ello que a continuación se desarrollan conceptos de parámetros fundamentales para el entendimiento y diseño del proyecto a realizar.

2.3.- Sistemas de Distribución

Se denomina sistema de distribución la parte del sistema eléctrico que permite el transporte de la energía a partir de una subestación reductoras 115/13.8 Kv o 34.5/13.8 Kv hasta los transformadores de distribución 13.8/0.120/0.240 Kv, y desde ahí hasta las acometidas de cada suscriptor en baja tensión.

2.3.1.- Sistemas de Distribución Subterránea

Son aquellos que se encuentran bajo la superficie terrestre, sus construcciones son realizadas comúnmente por alta demanda de electricidad, alto grado de contaminación en el ambiente, y calidad de servicios y condiciones físicas (zonas turísticas, zona de carga crítica, instituciones militares, instituciones públicas de gran riesgo, aun sin mucha demanda y gran contaminación).

2.3.2.- Sistemas de Distribución Aérea

Se consideran redes de distribución aéreas a todas las tendidas al aire libre y en vista directa, ya sean conductores desnudos, aislados o protegidos.

2.3.3.- Clasificación de los Sistemas de Distribución

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en: Industriales, Comerciales, Urbano, Rural.

2.3.3.1.- Sistemas de Distribución Industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

2.3.3.2.- Sistemas de Distribución Comercial

Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.

2.3.3.3.- Sistemas de Distribución Urbana

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.

2.3.3.4.- Sistemas de Distribución Rural.

Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del KWH consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

2.4.- Estudio del sistema eléctrico

Dentro de este aspecto se notan los puntos más importantes que se deben analizar:

2.4.1.- Voltaje Nominal del Sistema de Distribución

En general las empresas eléctricas en todo el mundo han normalizado sus tensiones nominales, tanto en medida como en bajo voltaje; las consideraciones que se deben contemplar en los estudios deberán ser cuando menos las siguientes:

- Voltajes normalizados oficiales.
- Prevención del crecimiento de la carga a largo plazo.
- Voltajes existentes en la zona.
- Tipo de sistema de distribución (aéreo o subterráneo).
- Disponibilidad del equipo.
- Distancia media entre subestaciones de potencia.

2.4.2.- Transformadores y Circuitos Secundarios

Los tipos de sistemas más utilizados en la actualidad en redes de distribución secundarias son:

Aéreo (radial o anillo).

Subterráneo (radial o en malla).

En cuanto a la localización de los transformadores de distribución, deben situarse preferiblemente en los centros de carga de la zona que podrán ser previstas de acuerdo a los levantamientos de carga.

En la formulación de alternativas en redes secundarias deben considerarse los siguientes aspectos:

- **Carga de los Transformadores.** El mejor aprovechamiento de la capacidad de los transformadores será obtenido por medio de su carga económica definida en función de su costo inicial, pérdidas eléctricas y vida útil, entre los principales.
- **Dimensionamiento de la Red Secundaria.** Los conductores también deberán ser seleccionados en función de los factores económicos, tomando en cuenta la caída de tensión a lo largo de los conductores y a la coordinación de los equipos de protección.
- **Niveles de Corto Circuito.** Los valores de corriente de cortocircuito deberán estar dentro de los límites establecidos por la capacidad de los equipos.

2.4.3.- Distribución Primaria

En los sistemas de distribución primaria, se utilizan generalmente las

configuraciones siguientes o las combinaciones de ellas que sean necesarias para satisfacer los requerimientos de diseños de cada aplicación.

- **Configuración Radial Simple.** Es la que tiene una sola vía de alimentación para la carga servida. En esta configuración, una falla de cualquier elemento de un circuito, puede dejar fuera de servicio toda una parte de la carga hasta que se efectúen las reparaciones necesarias.
- **Configuración en Anillo Abierto.** Es la constituida por dos circuitos de distribución en configuración radial que pueden interconectarse en sus extremos mediante un equipo de seccionamiento, operando normalmente en condición de abierto.

Con el empleo de equipos de seccionamiento, en condiciones de falla, es posible aislar la sección fallada de un circuito y efectuar operaciones de maniobras para restablecer el servicio a la mayor de las cargas posibles. Una vez que finalizan las labores de reparación de la sección fallada, es práctica usual realizar las maniobras contudentes a restituir los circuitos en condición original.

- **Configuración en Lazo Abierto.** Es una variante de la configuración de anillo abierto, en que solamente existe una fuente o alimentación principal. La confiabilidad de esta configuración es inferior a la del anillo, pues las fallas en la alimentación principal afecta a todos los suscriptores conectados al circuito.

2.4.4.- Cargas Concentradas

Es la sumatoria de las cargas en KVA distribuidas sobre un área determinada, las cuales son concentradas sobre un punto específico.

2.4.5.- Cargas Puntuales

Es la carga en KVA dispuesta para un suscriptor específico.

2.4.6.- Demanda (D)

Representa el consumo de energía eléctrica en KW o KVA.

2.4.7.- Demanda Promedio

Es la potencia medida mediante algún método o dispositivo integrador de energía, durante un periodo de tiempo. La misma puede calcularse mediante la expresión:

$$D_{prom} = \frac{1}{T} \int_0^T D dt = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T (D \max) t \Delta t \quad \text{EC. (2.1)}$$

Donde:

T= Período total de medición.

t= Tiempo transcurrido entre mediciones, $t < .15$ min.

D = Demanda.

Dmax = Demanda máxima entre periodos.

2.4.8.- Demanda Máxima

Se define así, a la relación de la demanda máxima a la carga conectada en un sistema, entendiéndose por carga conectada a la capacidad de régimen en placa de los aparatos receptores de corriente.

2.4.9.- Predicción de Demanda

Consiste en la determinación de la demanda en el futuro, generalmente con predicciones que varían entre 8 y 20 años según el método utilizado. Estas predicciones se efectúan sobre pequeños módulos de áreas o cuadrículas (generalmente menores de 25 hectáreas).

2.4.10.- Factor de Utilización

Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del equipo individual o del sistema.

2.4.11.-Factor de Pérdidas

Es la relación entre el valor medio y el máximo de las perdidas o parte de él durante un cierto periodo. Se calcula mediante la siguiente formula.

$$F_{\text{perdidas}} = \frac{\text{perdidas promedio en } \Delta t}{\text{perdidas max en } \Delta t} \quad \text{EC. (2.2)}$$

2.4.12.- Factor de Carga

Es la relación entre la demanda medida y la demanda máxima durante un periodo de tiempo definido, (días, mes, año); dando origen a factor de carga diario, mensual, o anual respectivamente. Se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$F_{\text{carga}} = \frac{D_{\text{prom}}}{D_{\text{max}}} \quad \text{EC. (2.3)}$$

2.4.13.- Localización y Tamaño de la Carga

La localización y tamaño de la carga se debe conocer de antemano, especialmente de las cargas significativas e importantes de la zona. También el tiempo aproximado necesario para determinar tanto el proyecto como su realización, con el objeto de estimar la carga que aparecerá en ese lapso y considerarla al inicio del proyecto.

2.4.14.- Voltajes

Se entiende por “voltaje nominal”, el valor convencional del voltaje eficaz entre fases con que se designa la línea y a la cual se refiere determinada características de funcionamiento, y por “ voltaje más elevado” de la línea, al mayor voltaje eficaz entre fases, que pueden presentarse en un instante en un punto cualquiera de la línea, en condiciones normales de explotación, sin considerar las variaciones de voltajes de corta duración debidas a defectos o desconexiones bruscas de cargas importantes. A continuación se muestran algunas de las tensiones nominales elevadas según las normas.

Tabla 2.1 Voltajes nominales y elevados según las normas CADAFE

Voltaje nominal (Kv)	Voltaje más elevado (Kv)
3	3,6
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24

FUENTE: CORPOELEC.

2.4.15.- Confiabilidad

Se define confiabilidad de un sistema a la probabilidad de que funcione adecuadamente durante su vida útil cuando se encuentra sometido a las condiciones de operación para las cuales está diseñado. En el análisis de confiabilidad las características del sistema de distribución son las siguientes:

Calidad del servicio.

Continuidad del servicio.

Flexibilidad del servicio.

2.4.16.- Calidad del Servicio

Se refiere a la capacidad de operación dentro de un rango preestablecido de voltaje y frecuencia del sistema. Estos niveles de operación son fijados por la empresa de electricidad.

2.4.17.- Continuidad del Servicio

Se refiere al rango de disponibilidad que presenta el sistema. Esto depende básicamente de la cantidad, tipos de fallas y la facilidad para solventarlas.

2.4.18.- Flexibilidad del Servicio

Representa la capacidad del sistema para operar bajo condiciones de emergencia dentro de los rangos de tensión operación preestablecidos. La flexibilidad y la continuidad del sistema están ligadas estrechamente, ya que a medida que el sistema es más flexible mayor será la facilidad de resolver los problemas derivados de

la falla. La flexibilidad de un sistema se evalúa mediante los siguientes parámetros:

- **Factor de utilización de los conductores.** Ninguno de los conductores debe sobrepasar un máximo de 66% de su capacidad nominal, lo que permite la posibilidad de un traspaso de carga a otros circuitos en caso de emergencia.
- **Capacidad Firme de las Subestaciones.** La capacidad transformadora de una subestación de distribución, o de un grupo de subestaciones, debe ser tal que con un transformador fuera de servicio aun sea posible suplir la totalidad de la demanda.
- **Puntos de transferencia de Carga entre los Circuitos.** La posibilidad de alimentación alterna de un circuito es una función de las condiciones operativas y del número de circuitos que puedan auxiliarlo en caso de falla. El criterio usado es no exceder la capacidad máxima nominal de los conductores ni la caída de tensión máxima permisible en caso de emergencia.
- **Puntos de seccionamiento de los troncales.** Para el seccionamiento de los troncales CADAFE ha establecido:
 - Cada cinco (5) kilómetros de líneas o 500 KVA de capacidad instalados en los troncales, debe existir al menos un punto de seccionamiento.
 - Los puntos de seccionamiento deben estar ubicados en las derivaciones importantes del alimentador.

2.4.19.- Caída de Voltaje

Es la diferencia de tensión que existe entre los puntos de un circuito en un mismo instante. Esta diferencia de tensión es producida por la corriente que circula por un circuito con una impedancia distribuida.

2.4.20.- Sectorización

Para realizar un proyecto de urbanismo se debe tener un plano del mismo, el cual se debe dividir en varios sectores, y la primera incógnita que se presenta es saber la cantidad de casa que debemos alimentar por banco de transformadores. Para la resolución de este problema debemos tener unos datos previos que son:

- **Capacidad del Banco de Transformadores:** Este sería la suma de la potencia en KVA de tres transformadores que serán dispuestos en delta-estrella.
- **El Factor de Potencia:** Será suministrado luego del estudio de la carga.
- **Carga por Residencia:** Es la potencia (en KW) estimada por residencia.
- **Factor de Diversidad:** será un parámetro definido en coincidencia de carga de los suscriptores. Es la relación entre las sumas de las demandas máximas del conjunto. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$F_{div} = \frac{D_1 + D_2 + \dots + D_m}{D_{max}} \quad EC (2.4)$$

2.4.21.- Ramal del Alimentador

Es una derivación directa, trifásica o bifásica, del circuito troncal y se extiende

por las rutas secundarias de un a zona, sirve para la alimentación de las cargas o para efectuar enlaces entre circuitos.

2.4.22.- Troncal del Alimentador

Es la ruta de mayor potencia de carga por metro lineal de recorrido. Esto se basa en que la importancia del troncal es función de la magnitud de la demanda servida, excepto en el caso de clientes o consumidores especiales.

2.4.23.- Alimentadores de Distribución

Es todo circuito eléctrico que transmite la energía desde la subestación de distribución hasta los puntos de consumo de los suscriptores.

2.4.24.- Alimentadores Primarios

Se debe saber número, voltaje, tamaño, longitud y capacidad de los alimentadores primarios disponibles para alimentar a la red a proyectar. El voltaje del alimentador, el tipo de conductor y calibre determinaran si la regulación de voltaje en los primarios será satisfactoria. La capacidad disponible de los alimentadores debe ser tal que la carga de la red se pueda llevar con cualquier alimentador fuera de servicio.

2.4.25.- Alimentadores Secundarios

Los transformadores secundarios distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. En la mayoría de los casos estos alimentadores secundarios son radiales, salvo en los casos de las estructuras subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en la que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. Los alimentadores

secundarios por el número de hilos se pueden clasificar en:

- Monofásico dos hilos.
- Monofásico tres hilos.
- Trifásico cuatro hilos.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL PROYECTO

En este capítulo se dan a conocer las etapas a seguir para el desarrollo del proyecto, primeramente se llevará a cabo un levantamiento de información sobre la zona a estudiar, para luego realizar mediciones en los sectores críticos y calcular la carga total correspondiente a cada banco de transformador instalado, con el propósito de verificar el funcionamiento del sistema de distribución y las características de los conductores y alimentadores. Posteriormente se realizará una inspección de los dispositivos de protección a niveles de media tensión con el fin de garantizar la continuidad del servicio, para así evitar futuras fallas que afecten directamente el funcionamiento del sistema de distribución de baja tensión de la zona. Adicional se dará a conocer un plan de mejoras para el sistema, esta propuesta busca asegurar la eficiencia y continuidad del servicio de energía eléctrica de los sectores afectados.

3.1.- Levantamiento físico de la zona

Para llevar a cabo las mediciones, fue necesario realizar un seguimiento del sistema eléctrico de los sectores a evaluar con la finalidad de recopilar los datos necesarios de cada uno de ellos. Para ello se procederá a realizar las siguientes actividades:

- Visitas a la zona a estudiar.
- Registro fotográfico de los elementos que forman parte del sistema de distribución de alta y baja tensión.
- Revisión de documentos, trabajos y manuales sobre mantenimiento y actividades realizadas en la zona.

- Encuestas realizadas al personal de mantenimiento, linieros y caporales, técnicos sobre el funcionamiento del sistema eléctrico de la zona.

3.1.1.- Descripción del Sistema Eléctrico

LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE BARCELONA, es una subestación de tipo nodal II (115 Td) a niveles de voltaje 115/13,8 KV, la cual esta operativa desde el año de 1977 con una capacidad actual de 144 MVA, con barra principal y de transferencia y seccionadores de acople en 115KV/13,8KV; donde se conectan cuatro (4) transformadores reductores a niveles de voltaje 115/13,8KV, dos (2) con capacidad de 30 MVA, y dos (2) con capacidad de 36 MVA respectivamente.

La Subestación Eléctrica de Barcelona está ubicada en la Av. Fernández Padilla de Barcelona y alimenta la demanda de la zona industrial Los Montones, y gran parte de la carga comercial y residencial de la ciudad de Barcelona.

- **Especificaciones Técnicas de la S/E de Barcelona;**
- **Nivel de Voltaje de 115 KV;**
 - ✓ Barra principal y de transferencia con capacidad de 600 A.
 - ✓ Cuatro (4) salidas de línea de 60 MVA cada una.
 - ✓ Cuatro (4) salidas para transformadores.
 - ✓ Un tramo de transferencia.
 - ✓ Mando de disyuntor: Local-Remoto.
 - ✓ Mando de los seccionadores: manual.
- **Nivel de Voltaje de 13,8 KV;**
 - ✓ Cuatro (4) barras principales con capacidad para 1200 A cada una.
 - ✓ Cuatro (4) barras de transferencia con capacidad para 600 A cada una.

- ✓ Quince (15) Salidas de líneas.
- ✓ Cuatro (4) conexiones de transformadores a las barras.
- ✓ Dos (2) acoplamientos de barra.
- ✓ Dos (2) tramos de trasferencias.
- ✓ Dos (2) salidas para los servicios auxiliares.
- ✓ Mando de los disyuntores: Local-Remoto.
- ✓ Mando de los seccionadores: manual.
- ✓ Tramo de Transformación elevador: 13,8/34,5 KV.

El Sistema Eléctrico de la urbanización BOYACA III de la ciudad de Barcelona fue alimentado por el circuito **TROCONAL II** de la **Subestación Eléctrica Barcelona** a nivel de 13,8 KV. No obstante a partir del 2009, la alimentación de la zona proviene de la **SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TRONCONAL V**.

LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TROCONAL V, es una subestación de tipo nodal II (115 Td) a niveles de voltaje 115/13,8 KV, la cual esta operativa desde el año de 2004 con una capacidad actual de 72 MVA, con barra principal y de transferencia y seccionadores de acople en 115KV/13,8KV; donde se conectan dos (2) transformadores reductores a niveles de voltaje 115/13,8KV, ambos transformadores con capacidad de 36 MVA respectivamente.

La Subestación Eléctrica de TRONCONAL V está ubicada al final de la Av. 1 de la Urbanización TRONCONAL V en Barcelona.

- **Especificaciones Técnicas de la S/E TRONCONAL V;**
- **Nivel de Voltaje de 115 KV;**
- ✓ Barra principal y de trasferencia con capacidad de 1000 A.

- ✓ Un tramo de llegada de línea a nivel de voltaje de 115 KV.
 - ✓ Un tramo de salida de línea a nivel de 115 KV.
 - ✓ Dos (2) salidas para transformadores.
 - ✓ Un tramo de transferencia.
 - ✓ Mando de disyuntor: Local-Remoto.
 - ✓ Mando del seccionador: Local.
-
- **Nivel de Voltaje de 13,8 KV;**
 - ✓ Barra principal y de transferencia con capacidad de 3000 A.
 - ✓ Ocho (8) salidas de líneas.
 - ✓ Dos (2) acoplamientos de transformadores a barra.
 - ✓ Dos (2) tramos de trasferencias.
 - ✓ Dos (2) salidas para los servicios auxiliares.
 - ✓ Mando de los disyuntores: Local-Remoto.
 - ✓ Mando de los Seccionadores: local.

El circuito **ROTARY CLUB-SALIDA #7**, derivado del Disyuntor **D-705** a nivel de tensión de 13,8KV con relación 600/5 A energizado por el transformador #2 de la subestación eléctrica **TRONCONAL V**, surte de energía a las calles 7 y 9 del sector # 2 de la Urbanización **BOYACA III**. Cuyo troncal principal es del tipo **RADIAL I**, de longitud aproximadamente 2500 metros, a nivel de tensión de 13,8 KV. Conductor # 4/0 de cobre (Cu).

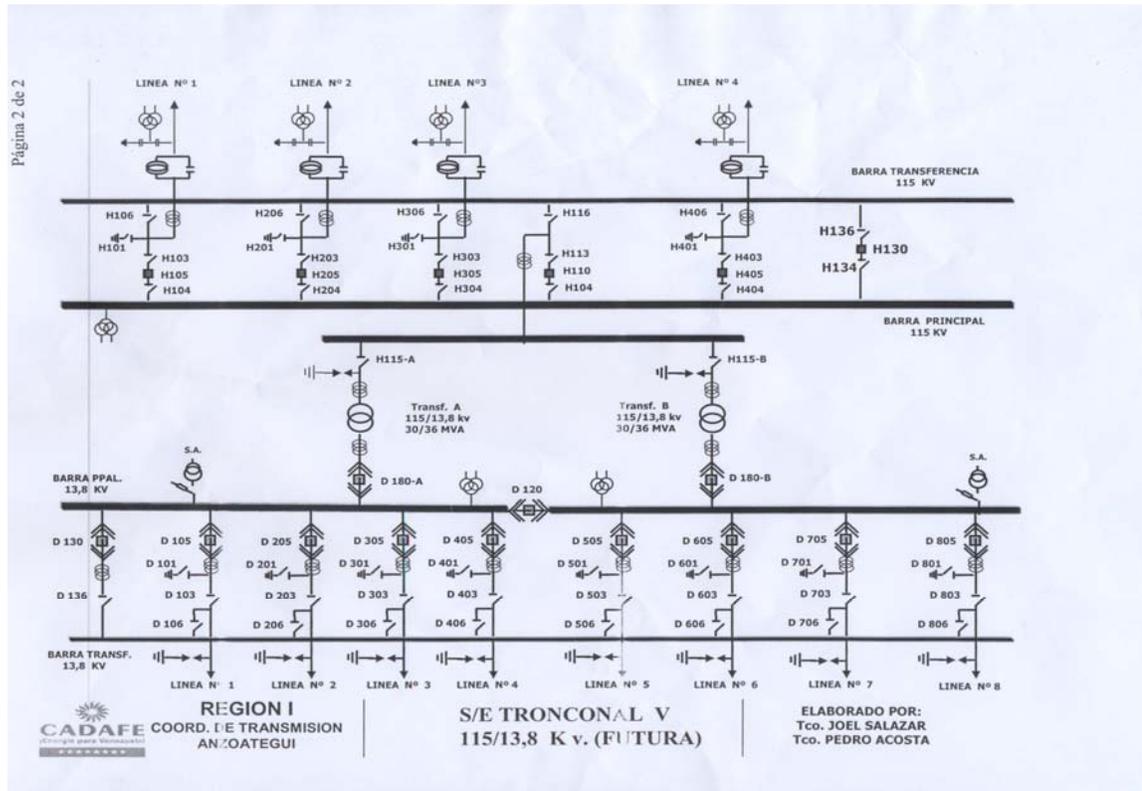


Figura 3.1. DIAGRAMA Unifilar de la Subestación TRONCONAL V.

FUENTE: CORPOELEC

La zona a estudiar está comprendida por las calles 7 y 9 del sector 2, entre la avenida 2 y 4 de la Urbanización BOYACA III. Cada calle está conformada por casas de dos plantas, con un área de 120 mts². En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica de la zona, adicional se da a conocer los bancos de transformadores a estudiar, y el circuito de alimentación.

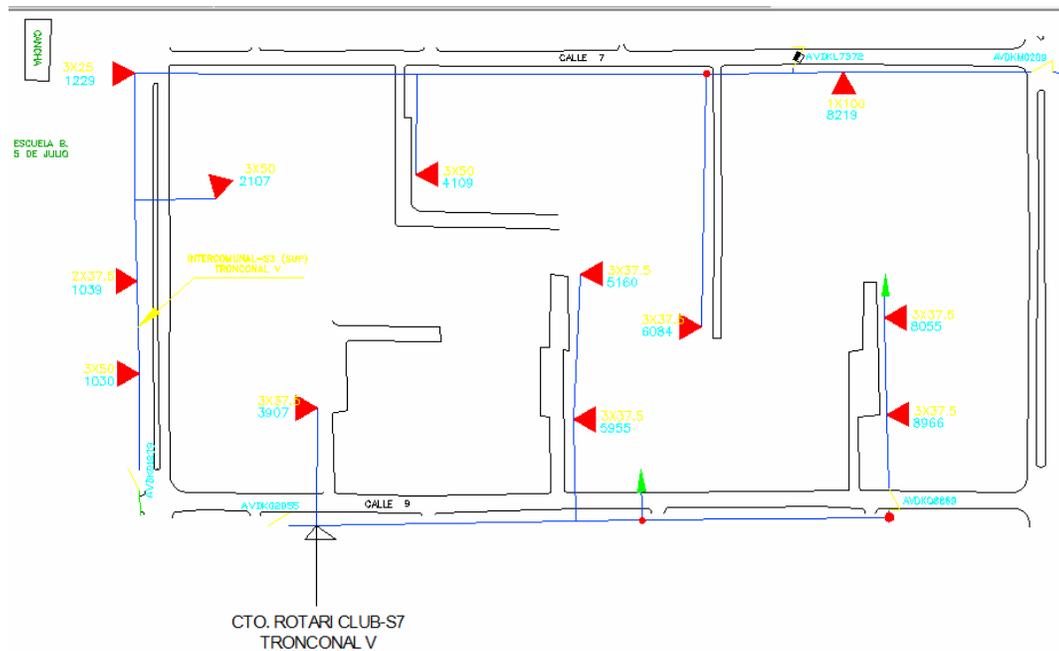


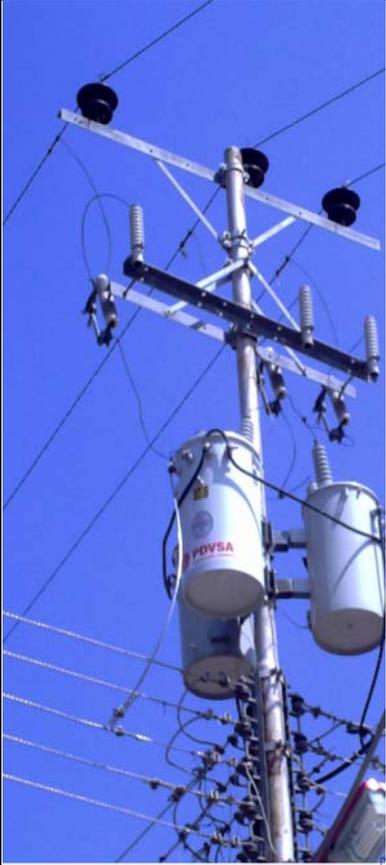
Figura 3.2. Ubicación Geográfica de la Zona.

FUENTE: CORPOELEC

3.1.2.- Descripción de los Transformadores

Los sistemas de distribución de los sectores eléctricos a analizar están conformados por nueve (9) Bancos de Transformadores; seis (6) de 3*37,5 KVA, uno (1) de 1*100KVA, uno (1) de 1*37,5KVA y 2*50KVA, y uno (1) de 3*50KVA. A continuación se muestra un resumen de las características de cada sector, y las especificaciones principales de los postes, banco de transformadores, capacidad de los transformadores, calibre de conductor, distancia de vanos, y otros.

TABLA 3.1 Descripción del banco de transformador de la Zona 1.

	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: ALINEACIÓN. DERIVACIÓN EN BAJA TENSIÓN
	ANCLAJE: POSEE ANCLAJE. TIPO VIENTO
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 8966
	MARCA: MEVENCA, WENCA, WENCA
	CAPACIDAD: 3*37,5 KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV/208-120V. GRUPO: DyN-1
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ ESTRELLA
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 3*4/0TTU, 1*250 MCM
TIPO DE CANALIZACIÓN EN BAJA TENSIÓN: AEREA	
N° DE ACOMETIDAS: 52	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.1.- Zona 1: Sector 2. Calle 9. Vereda 43

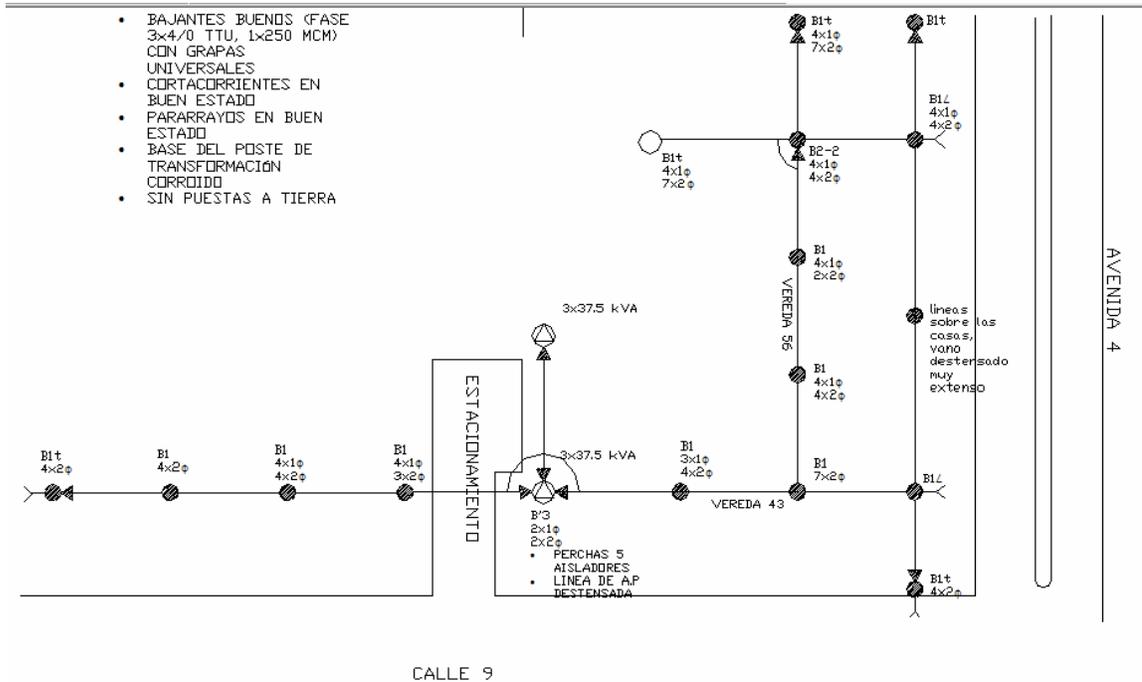


Figura 3.3. Ubicación de la Zona 1.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.2 Descripción del banco del transformador de la Zona 2.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: TERMINAL
	ANCLAJE: TIPO VIENTO.
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 8055
	MARCA: SIEMENS, SIEMENS, SIEMENS
	CAPACIDAD: 3*37,5 KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV/208-120V. Grupo: DyN-1
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ESTRELLA
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 3X250 MCM, NEUTRO 2/0 TUU
TIPO DE CANALIZACIÓN	
EN BAJA TENSÓN: AEREA	
N° DE ACOMETIDAS: 29	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.2.- Zona 2: Entre Calle 9 Y Calle 7. Vereda 37

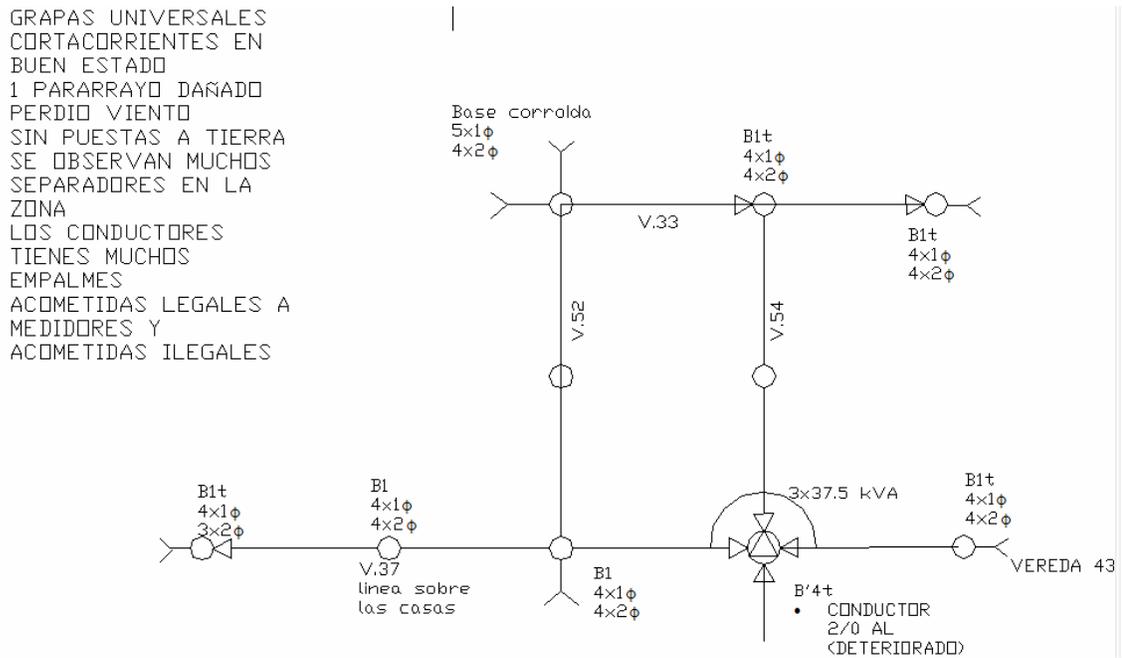


Figura 3.4. Ubicación de la Zona 2.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.3.- Zona 3: Calle 7. Vereda 56

BAJANTES DAÑADO
(FASE 3x250 MCM
TTU, NEUTRO 2/0)
CORTACORRIENTES
EN BUEN ESTADO
PARARRAYOS EN
BUEN ESTADO
SIN PUESTAS A
TIERRA
MUCHOS
CONDUCTORES
DETERIORADOS
FALTA ALUMBRADO
PUBLICO EN EL
SECTOR

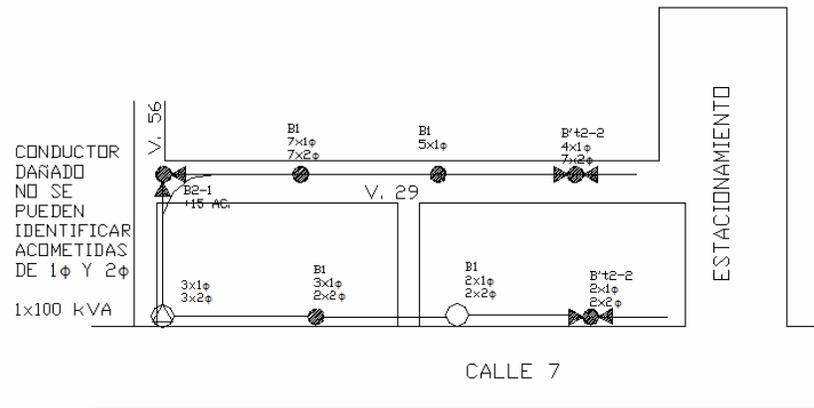


Figura 3.5. Ubicación de la Zona 3.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.3 Descripción del banco del transformador de la Zona 3.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: ALINEACIÓN
	ANCLAJE: POSEE. TIPO VIENTO.
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 8219
	MARCA: WENCA
	CAPACIDAD: 1X100 KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8 KV/240-120 V
	TIPO DE CONEXIÓN: 1*1□ (monofásico)
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE.
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 3X250 MCM, NEUTRO 2/0
TIPO DE CANALIZACIÓN	
EN BAJA TENSIÓN: SISTEMA AEREO	
N° DE ACOMETIDAS: 44	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.4.- Zona 4: Calle 7. Vereda 29 C/Estacionamiento

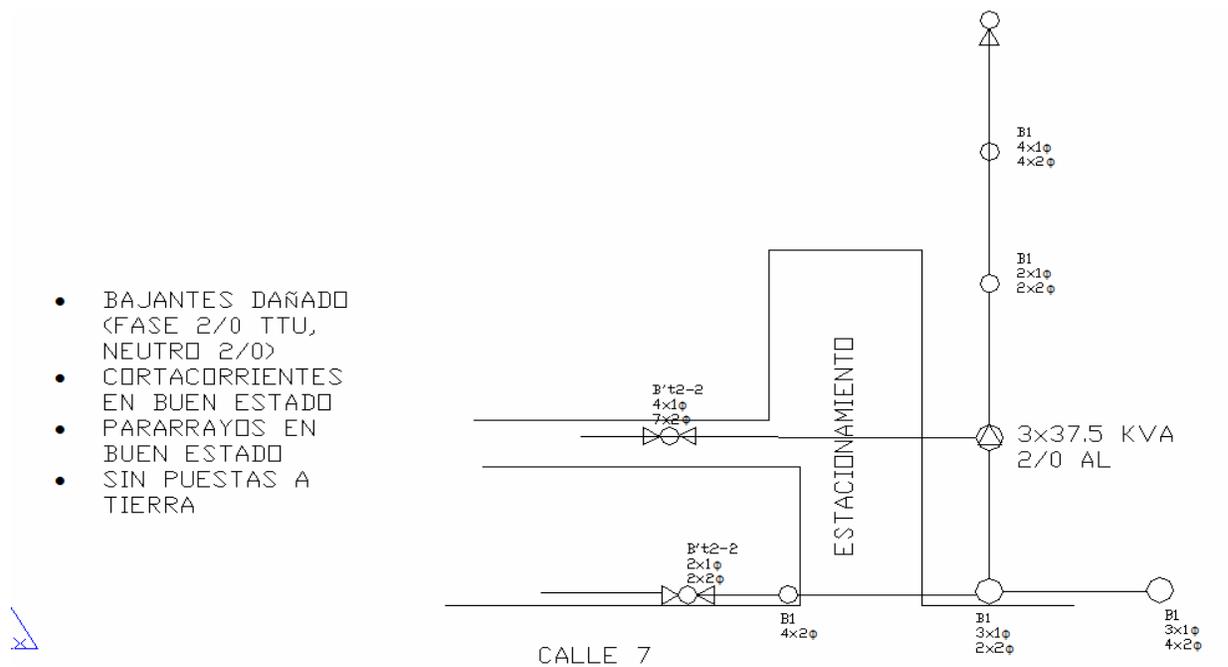


Figura 3.6. Ubicación de la Zona 4.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.4 Descripción del banco del transformador de la Zona 4.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: TERMINAL
	ANCLAJE: POSEE. TIPO VIENTO.
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE.
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 6084
	MARCA: CAIVET. WENCA. WENCA.
	CAPACIDAD: 3*37,5 KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV / 208-120V
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA /ESTRELLA. Grupo: DyN1
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE.
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 4*2/0 TTU
TIPO DE CANALIZACIÓN: SISTEMA AEREO	
N° DE ACOMETIDAS: 25	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.5.- Zona 5: Calle 9. Vereda 46 C/Estacionamiento

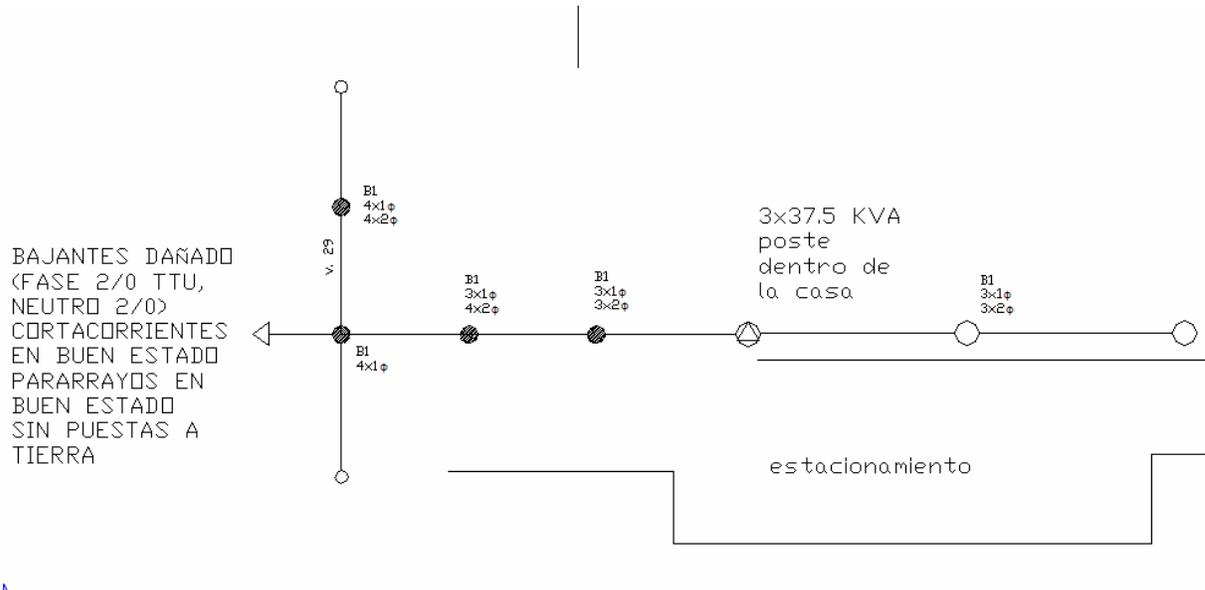


Figura 3.7. Ubicación de la Zona 5.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.5 Descripción del banco del transformador de la Zona 5.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: TERMINAL
	ANCLAJE: POSEE. TIPO VIENTO
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE.
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 5955
	MARCA: WENCA. WENCA. MEVENCA
	CAPACIDAD: 3*37,5 KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV / 208-120V
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ ESTRELLA. Grupo: DyN1
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 4*2/0 TTU
	TIPO DE CANALIZACIÓN: SISTEMA AEREO
N° DE ACOMETIDAS: 18	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.6.- Zona 6: Calle 9. Vereda 48 C/Estacionamiento

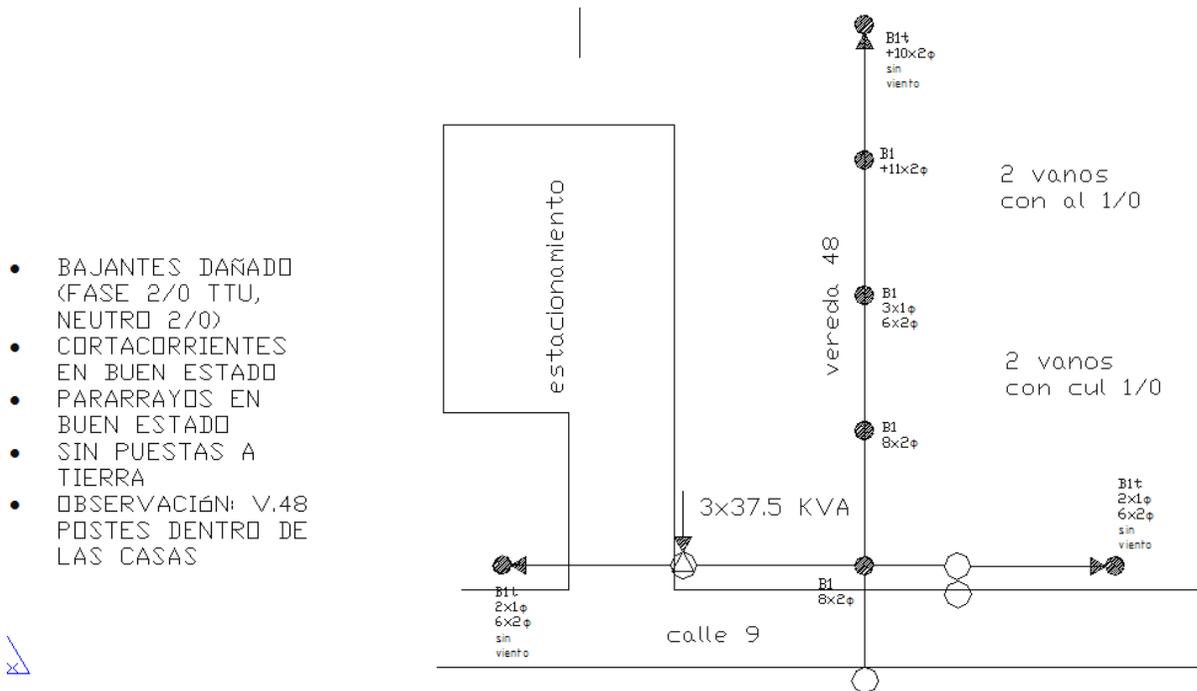


Figura 3.8. Ubicación de la Zona 6.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.6 Descripción del banco del transformador de la Zona 6.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: ALINEACIÓN
	ANCLAJE: TIPO VIENTO
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30mts.
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 5160
	MARCA: CAIVET. CAIVET. CAIVET
	CAPACIDAD: 3*37,5 KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV / 208-120V
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ESTRELLA. Grupo DyN1
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 4* 2/0 TTU
	TIPO DE CANALIZACIÓN: SISTEMA AEREO
N° DE ACOMETIDAS: 55	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.7.- Zona 7: Calle 7. Vereda 29 C/Estacionamiento

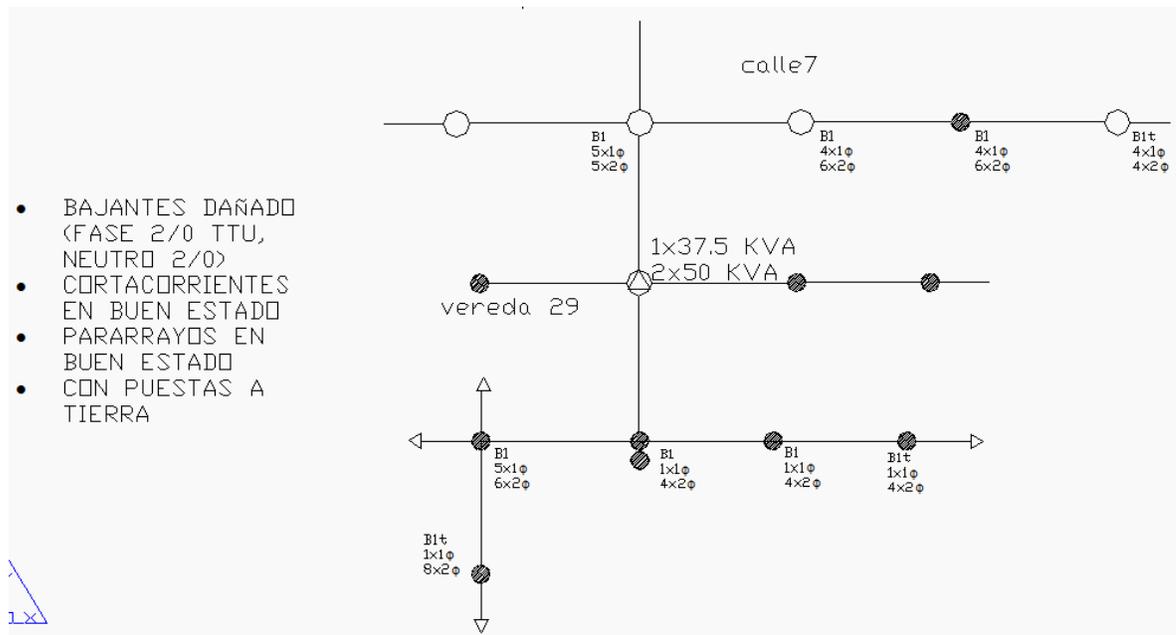


Figura 3.9. Ubicación de la Zona 7.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.7 Descripción del banco del transformador de la Zona 7.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: ALINEACIÓN
	ANCLAJE: TIPO VIENTO
	SIST. DE TIERRA: POSEE CONEXIÓN A TIERRA
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 4109
	MARCA: SIEMENS. SIEMENS. CAIVET
	CAPACIDAD: 1*37,5KVA-2*50KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV / 208-120V
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ESTRELLA. Grupo DyN1
	CONEXIÓN A TIERRA: POSEE CONEXIÓN A TIERRA
	N° DE BAJANTES: 4
CALIBRE: 4*2/0TTU	
TIPO DE CANALIZACIÓN: SISTEMA AEREO	
N° DE ACOMETIDAS: 47	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.8.- Zona 8: Calle 9. Vereda 42

- BAJANTES REGULARES (FASE 2/0 TTU, NEUTRO 2/0)
- CORTACORRIENTES EN BUEN ESTADO
- 1 PARARRAYO DAÑADO
- PERDIO VIENTO
- CON PUESTAS A TIERRA

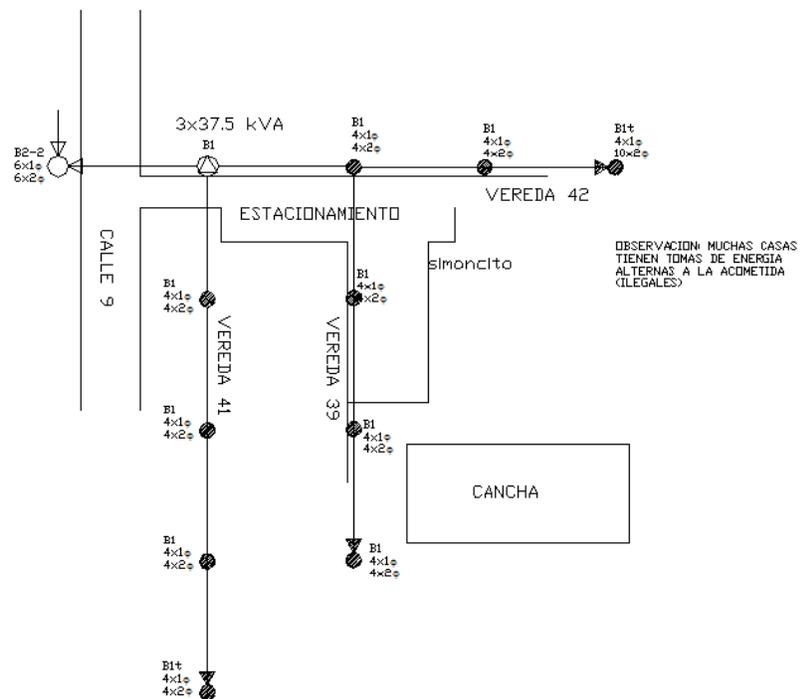


Figura 3.10. Ubicación de la Zona 8.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.8 Descripción del banco del transformador de la Zona 8.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: TERMINAL
	ANCLAJE: TIPO VIENTO
	SIST. DE TIERRA: POSEE CONEXIÓN A TIERRA
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 3907
	MARCA: WENCA. WENCA. WENCA.
	CAPACIDAD: 3 *37,5KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV /208-120V
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ESTRELLA. Grupo: DyN1
	CONEXIÓN A TIERRA: POSEE CONEXIÓN
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 4*2/0 TTU
	TIPO DE CANALIZACIÓN: SISTEMA AEREO
N° DE ACOMETIDAS: 52	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.1.2.9.- Zona 9: AV.2. Vereda 29

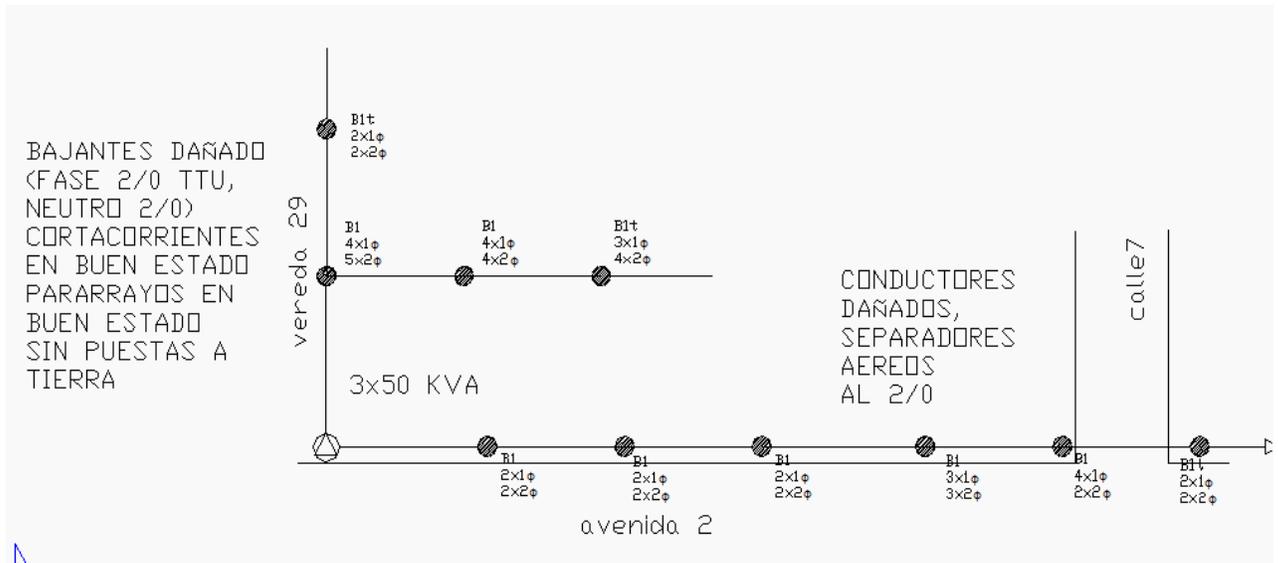


Figura 3.11. Ubicación de la Zona 9.

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.9 Descripción del banco del transformador de la Zona 9.

	POSTE
	ALTURA: 45'
	MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN: HIERRO
	TIPO: TERMINAL
	ANCLAJE: PIE AMIGO
	SIST. DE TIERRA: NO POSEE
	DIST. SEPARACION DE VANOS: 30 mts
	BANCO DE TRANSFORMADOR
	CÓDIGO DE PADEE: 2107
	MARCA: SIEMENS. SIEMENS. SIEMENS
	CAPACIDAD: 3*50KVA
	NIVEL DE VOLTAJE: 13,8KV/280-120V
	TIPO DE CONEXIÓN: DELTA/ESTRELLA. Grupo: DyN-1
	CONEXIÓN A TIERRA: NO POSEE
	N° DE BAJANTES: 4
	CALIBRE: 4*2/0TTU
TIPO DE CANALIZACIÓN: SISTEMA AEREO	
N° DE ACOMETIDAS: 28	

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.- Plan de medición de carga en el sistema eléctrico de distribución

El plan de medición de carga en el Sistema Eléctrico de distribución consistió de las siguientes etapas:

φ *Planteamiento del problema*, la realización de estas mediciones tuvo como

objeto determinar el nivel de capacidad actual de los bancos de transformadores, además de los niveles de voltaje, corriente, potencia y factor de potencia del sistema de cada sector, y determinar las condiciones del Sistema Eléctrico de las zonas.

φ *Levantamiento del sistema eléctrico*, consistió en lo siguiente:

Análisis de la topología de la red. Se analizó las características del Sistema Eléctrico de las zonas, como niveles de voltaje (13,8/0,208/0,120 KV). Se estudió la estructura de los troncales. Características de los postes, elementos de protección como Pararrayos, Cortacorrientes, Aisladores en niveles de 13,8 KV.

Inventario de las cargas conectadas. Se estudiaron las diferentes cargas conectadas al Sistema Eléctrico, especialmente las conectadas en los distintos bancos de transformadores, donde se realizaron las mediciones debido a la cantidad de cargas y acometidas conectadas.

Se realizó un sondeo con el propósito de definir el factor de demanda de las acometidas por poste de baja y alta a evaluar, la criticidad viene dado por el número de casas por poste. En la tabla 3.10 se da a conocer los valores de factor de demanda tomados en cuenta para el cálculo de las cargas de los bancos de transformadores a estudiar según el código eléctrico nacional.

TABLA 3.10 Factor de Demanda para el cálculo de demanda de 3 ó más viviendas
Multifamiliares

Número de Unidades de Vivienda	Factor de Demanda %
3-5	45
6-7	44
8-10	43
11	42
12-13	41
14-15	40
16-17	39
18-20	38
21	37
22-23	36
24-25	35
26-27	34
28-30	33
31	32
32-33	31
34-36	30
37-38	29
39-42	28
43-45	27
46-50	26
51-55	25
56-61	24
De 62 en adelante	23

FUENTE: CODIGO ELECTRICO NACIONAL.

Además se llevó a cabo un estudio para determinar las posibilidades de medición, este reconocimiento físico se hizo para determinar las limitantes de realización de las mediciones, considerando las dificultades en la instalación de los equipos de medición, necesidad de continuidad del servicio, y mantener la seguridad de los equipos instalados, y de los operadores. Para este estudio se detectó como punto de medición, el Sistema Eléctrico de 208/120V de los bajantes de los bancos de transformadores. Adicional se realizó una encuesta a los suscriptores de los diferentes sectores a estudiar con el fin de recabar información sobre el consumo estimado de carga por residencia. En la tabla 3.11 muestra las características de carga en una

vivienda típica de la zona.

- ✓ **Análisis de Carga.** Mediante el análisis de carga, se obtendrá un estimado de la demanda general, y de la acometida eléctrica de la vivienda. Para fines de obtener la demanda de diseño y la carga de iluminación, se hará el estudio considerando el área total y la densidad de carga respectiva. Posteriormente se considerará el factor de demanda correspondiente, afectando esto a las cargas de tomas de uso general. A esta demanda se le sumara las cargas especiales, considerando los factores de demanda establecidos en el Código Eléctrico Nacional (C.E.N).

TABLA 3.11 Parámetros a considerar para el Diseño de Demanda de Carga (Boyacá III, casas de nivel aproximado II)

PARÁMETROS	
Categoría de Vivienda	Tipo II
Área de Construcción	120 m ²
Circuitos de Tomacorrientes de Uso General	2
Circuitos Especiales	(2) Aires Acondicionados ¾ HP (1600 W)
Servicio Eléctrico (Acometida)	Residencial. 1 □ de 3 hilos 208/120 V

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

Estudio de carga de una vivienda.

- ✓ ALUMBRADO = Área * Unidad de carga;
- ✓ Según el CEN, la unidad de carga residencial es de 30 W/m²;
 - ALUMBRADO = 120 m² * 30 W/m² = 3600 W;
- ✓ Según el CEN, se requerirán (2) Circuitos de tomacorrientes de uso general, distribuidos en el área del lavadero, y el resto de la casa. 1500 W c/u.
- ✓ Circuito de Tomacorrientes = 1500 W*2 = 3000W;

$$X = \text{Alumbrado} + \text{Circuito de tomacorrientes};$$

$$X = 3600\text{W} + 3000\text{W} = 6600 \text{ W};$$

Aplicando el factor de demanda: Los primeros 3000W al 100%.....**3000W**

El resto (3600W) al 35%.....**1080W**

Demanda de Iluminación: 4080W

Aires Acondicionados (2): 3200W

Demanda Total: 7280W

- φ **Estrategia de Medición**, esta actividad busca encontrar las condiciones que se deben tener en cuenta para poder realizar una medición adecuada, como lo es determinar el nivel de tensión a la cual se realizará la mediciones, determinación de los parámetros de interés, determinación del momento en el cual se debe medir y cuanto tiempo medir, y determinar el intervalo de las mediciones. Para este estudio las mediciones se realizaron a un nivel de baja tensión de 208/120V; (bajantes de los bancos de transformadores).

Se centró el análisis en los parámetros de voltaje, corriente, potencia y factor de potencia en cada banco de transformador a estudiar.

Las medidas se realizaron por espacios de (1) semana en cada uno de los puntos de medición ya que el sistema eléctrico opera bajo condiciones desbalanceadas de carga, y en días comprendidos entre lunes y Domingos. El intervalo de muestra se tomó de 15 a 30 segundos según recomendaciones de la Norma CADAFE.

- φ ***Selección del equipo***, la elección del equipo debe garantizar que la medida a realizar sea la más adecuada y cumpla con las normas recomendadas por la empresa para la medición de las señales de corriente y voltaje.

El levantamiento de información en campo se realizó por medio de un equipo de medición de potencia llamado “**CONTADOR CEWE-PROMETER**”; el cual combina una sofisticada unidad de monitoreo (registrator de potencia) con un control separado (un programa que ejecuta el software del registrator de potencia del sistema) con el cual se puede visualizar y analizar la energía eléctrica en una industria, como también formas de onda, armónicas, impedancias y parámetros de potencia por medio de la herramienta de osciloscopio, además de monitorear la dinámica de un sistema de distribución. El equipo presenta las siguientes especificaciones: **1040 VA_(MAX) @ 208 / 3*120V_(RMS), 3 Fases, 4 hilos, 60 Hz, Eff. 97,5%. Marca: PROMETERS 4343. MAX COM X/5Amps. Relación del Transformador de Corriente 400/5.**



Figura 3.12. Equipo de medición PROMETERS 4343

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

Para instalar el registrador de potencia en el Sistema Eléctrico de la empresa, se tomó en consideración los siguientes pasos básicos:

- Seleccionar y conectar las pinzas de corriente apropiadas al equipo.
- Seleccionar y conectar las pinzas de voltaje apropiadas al equipo.
- Colocar el registrador en su lugar y conectar la alimentación a los bajantes de cada transformador.
- Conectar los cables al panel del equipo, comenzando por conectar primeramente la sonda de tierra a la tierra del sistema de distribución, entonces conectar la sonda de neutro al neutro del sistema, y, a continuación conectar las pinzas de corriente, y las sondas de voltaje.

φ ***Realización de la Toma de Datos:***

- ✓ Las medidas fueron realizadas entre el 29 de Julio al 30 de Septiembre de 2009, aproximadamente.

- ✓ Se establecieron los montajes del equipo de medición en los puntos seleccionados (bajantes de los bancos de transformadores), durante el tiempo establecido.

Para el caso de medición en los bajantes de los bancos de transformadores estudiados, el diagrama de fase se muestra a continuación en la figura 3.13.

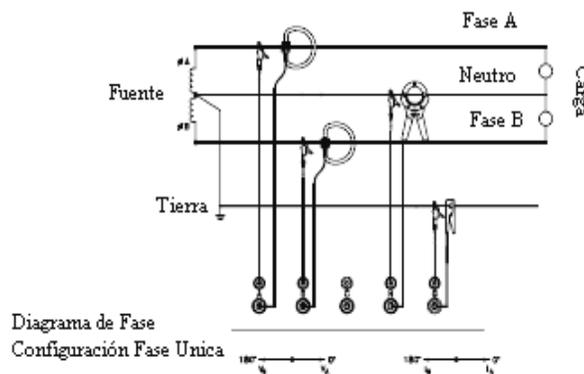


Figura 3.13. Diagrama de Fase. Conexión Fases Divididas.

FUENTE: MANUAL DEL EQUIPO PROMETER 4343

3.2.1.- Mediciones de Campo

A continuación se presenta un resumen de los diferentes resultados obtenidos de las mediciones en campo, esta información se presenta de manera estadística por zona.

3.2.1.1.- Zona 1

TABLA 3.12 Mediciones de Campo en la Zona 1

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=273	F1=2	F1=76	F1
	F2=243	F2=1	F2=56	F2
	F3=189	F3=1,6	F3=110	F3
	N= 41	N=0,9	N=40	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIOS)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2= 207	F1-F2 =207	F1-F2=207	F1-F2=207	F1-F2=207
F1-F3= 199	F1-F3=199	F1-F3=199	F1-F3=199	F1-F3=199
F2-F3=202	F2-F3=202	F2-F3=202	F2-F3=202	F2-F3=202
F1-N=122	F1-N=122	F1-N=122	F1-N=122	F1-N=122
F2-N=80	F2-N=80	F2-N=80	F2-N=80	F2-N=80
F3-N=110	F3-N=110	F3-N=110	F3-N=110	F3-N=110
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
369	291	298	45	0,942

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.2.- Zona 2

TABLA 3.13 Mediciones de campo en la zona 2

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=102	F1=82	F1=8	F1
	F2=121	F2=128	F2=30	F2
	F3=206	F3=178	F3=18	F3
	N= 60	N=75	N=13	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2= 212	F1-F2= =212	F1-F2= 212	F1-F2= 212	F1-F2= 212
F1-F3= 211	F1-F3= 211	F1-F3= 211	F1-F3= 211	F1-F3= 211
F2-F3=203	F2-F3=203	F2-F3=203	F2-F3=203	F2-F3=203
F1-N=124	F1-N=124	F1-N=124	F1-N=124	F1-N=124
F2-N=118	F2-N=118	F2-N=118	F2-N=118	F2-N=118
F3-N=118	F3-N=118	F3-N=118	F3-N=118	F3-N=118
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
206	307	480	214	0,9

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.3.- Zona 3

TABLA 3.14 Mediciones de campo en la zona 3

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=40	F1=113	F1	F1
	F2=51	F2=250	F2	F2
	F3	F3	F3	F3
	N= 14	N=130	N	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2= 213	F1-F2= 213	F1-F2= 213	F1-F2= 213	F1-F2= 213
F1-F3=	F1-F3	F1-F3	F1-F3	F1-F3
F2-F3=	F2-F3	F2-F3	F2-F3	F2-F3
F1-N=105	F1-N=105	F1-N=105	F1-N=105	F1-N=105
F2-N=115	F2-N=115	F2-N=115	F2-N=115	F2-N=115
F3-N=	F3-N	F3-N	F3-N	F3-N
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
233	223		91	0,939

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.4.- Zona 4

TABLA 3.15 Mediciones de campo en la zona 4

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=156	F1=85	F1=99	F1
	F2=48	F2=25	F2=90	F2
	F3=130	F3=120	F3=137	F3
	N= 77	N=33	N=23	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2=200	F1-F2=200	F1-F2=200	F1-F2=200	F1-F2=200
F1-F3= 210	F1-F3= 210	F1-F3= 210	F1-F3= 210	F1-F3= 210
F2-F3= 215	F2-F3= 215	F2-F3= 215	F2-F3= 215	F2-F3= 215
F1-N=120	F1-N=120	F1-N=120	F1-N=120	F1-N=120
F2-N=123	F2-N=123	F2-N=123	F2-N=123	F2-N=123
F3-N=124	F3-N=124	F3-N=124	F3-N=124	F3-N=124
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
340	169	379	118	0,942

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.5.- Zona 5

TABLA 3.16 Mediciones de campo en la zona 5

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=05	F1=175	F1	F1
	F2=40	F2=120	F2	F2
	F3=35	F3=150	F3	F3
	N= 21	N=75	N	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2=200	F1-F2=200	F1-F2=200	F1-F2=200	F1-F2=200
F1-F3= 190	F1-F3= 190	F1-F3= 190	F1-F3= 190	F1-F3= 190
F2-F3= 220	F2-F3= 220	F2-F3= 220	F2-F3= 220	F2-F3= 220
F1-N=120	F1-N=120	F1-N=120	F1-N=120	F1-N=120
F2-N=125	F2-N=125	F2-N=125	F2-N=125	F2-N=125
F3-N=110	F3-N=110	F3-N=110	F3-N=110	F3-N=110
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
205	170	204	70	0,918

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.6.- Zona 6

TABLA 3.17 Mediciones de campo en la zona 6

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=24	F1=124	F1	F1
	F2=52	F2=232	F2	F2
	F3=27	F3=296	F3	F3
	N= 14	N=200	N	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2=203	F1-F2=203	F1-F2=203	F1-F2=203	F1-F2=203
F1-F3= 212	F1-F3= 212	F1-F3= 212	F1-F3= 212	F1-F3= 212
F2-F3= 209	F2-F3= 209	F2-F3= 209	F2-F3= 209	F2-F3= 209
F1-N=119	F1-N=119	F1-N=119	F1-N=119	F1-N=119
F2-N=117	F2-N=117	F2-N=117	F2-N=117	F2-N=117
F3-N=121	F3-N=121	F3-N=121	F3-N=121	F3-N=121
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
106	316	341	200	0,942

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.7.- Zona 7

TABLA 3.18 Mediciones de campo en la zona 7

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=199	F1=142	F1=75	F1=135
	F2=331	F2=144	F2=69	F2=75
	F3=325	F3=90	F3=65	F3=175
	N= 146	N=39	N=48	N=176
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2=206	F1-F2=206	F1-F2=206	F1-F2=206	F1-F2=206
F1-F3= 205	F1-F3= 205	F1-F3= 205	F1-F3= 205	F1-F3= 205
F2-F3= 200	F2-F3= 200	F2-F3= 200	F2-F3= 200	F2-F3= 200
F1-N=118	F1-N=118	F1-N=118	F1-N=118	F1-N=118
F2-N=116	F2-N=116	F2-N=116	F2-N=116	F2-N=116
F3-N=116	F3-N=116	F3-N=116	F3-N=116	F3-N=116
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
435	364	325	361	0,938

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.8.- Zona 8

TABLA 3.19 Mediciones de campo en la zona 8

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=180	F1=230	F1=131	F1
	F2=220	F2=225	F2=100	F2
	F3=190	F3=200	F3=35	F3
	N= 40	N=104	N=40	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIO)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2=190	F1-F2=190	F1-F2=190	F1-F2=190	F1-F2=190
F1-F3= 210	F1-F3= 210	F1-F3= 210	F1-F3= 210	F1-F3= 210
F2-F3= 200	F2-F3= 200	F2-F3= 200	F2-F3= 200	F2-F3= 200
F1-N=110	F1-N=110	F1-N=110	F1-N=110	F1-N=110
F2-N=109	F2-N=109	F2-N=109	F2-N=109	F2-N=109
F3-N=120	F3-N=120	F3-N=120	F3-N=120	F3-N=120
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
570	430	350	100	0,935

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.1.9.- Zona 9

TABLA 3.20 Mediciones de campo en la zona 9

AMPERAJES (AMPERES)				
	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
	F1=220	F1=470	F1	F1
	F2=230	F2=160	F2	F2
	F3=200	F3=200	F3	F3
	N= 40	N=60	N	N
VOLTAJES DE LOS RAMALES (VOLTIOS)				
Voltajes de bajantes	Ramal 1	Ramal 2	Ramal 3	Ramal 4
F1-F2=204	F1-F2=204	F1-F2=204	F1-F2=204	F1-F2=204
F1-F3= 205	F1-F3= 205	F1-F3= 205	F1-F3= 205	F1-F3= 205
F2-F3= 196	F2-F3= 196	F2-F3= 196	F2-F3= 196	F2-F3= 196
F1-N=119	F1-N=119	F1-N=119	F1-N=119	F1-N=119
F2-N=115	F2-N=115	F2-N=115	F2-N=115	F2-N=115
	F3-N=114	F3-N=114	F3-N=114	F3-N=114
POTENCIA DE LAS FASES (BAJANTES) (KW)				
FASE 1	FASE 2	FASE3	NEUTRO	FP
300	400	430	130	0,943

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.2.2.- Análisis de Resultados

1. Se puede observar que en las tablas presentadas previamente, existe un

desbalance en los bajantes de los bancos de transformadores en la mayoría de los sectores estudiados, a niveles de voltaje, corriente y potencia respectivamente.

2. El factor de potencia se mantiene dentro de un rango estable por el orden de los 0,90, indicativo de que la disipación de potencia reactiva es poca, y la potencia activa se mantiene estable.
3. Se observa que en algunos sectores hay acometidas de 4 hilos y de 3 hilos respectivamente, lo cual demuestra que no existe un patrón de regulación del tipo de sistema por parte de la empresa, debido a que se trata de un sector crítico.
4. En las tablas se observa que el voltaje en los sistemas estudiados se mantiene dentro de los límites establecidos por el código eléctrico para los distintos tipos de acometidas estudiadas, el cual es $\%E \leq 5\%$, para niveles de 240/120V.
5. Cabe destacar que se observaron puntos de conexión de acometidas fuera de los rangos establecidos por la empresa, lo que indica que hay tomas ilegales por parte de la mayoría de los suscriptores de la zona. Adicional se observó viviendas que no cumplen con los requerimientos establecidos por la empresa para el rango de viviendas multifamiliares de tipo II.
6. Es importante mencionar que durante el proceso de mediciones, los bancos de transformadores de las zonas 1, 6 y 8; presentaron botes de aceite, lo cual en parte interrumpió momentáneamente el proceso de medición.
7. En algunas de las zonas estudiadas se observó que existían conductores deteriorados, con vanos elongados sobre el límite establecido por las normas, con la posibilidad de provocar un cortocircuito. Adicional se observó empalmes de algunos conductores por medio de estribos, señal de la sobrecarga en los bajantes, por lo que los conductores no están diseñados a soportar dicho amperaje.

3.3.- Cálculo de la capacidad de bancos de transformadores

El sistema de distribución de baja tensión de la zona está constituido por bancos de transformadores los cuales presentan las características nominales mostradas en las tablas siguientes, cabe destacar que los valores obtenidos son para un factor de potencia tomado como referencia al valor medido por el equipo de medición, el cual es aproximadamente 0,90 a 208V.

TABLA 3.21 Banco de Transformador de 3*37,5KVA

Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Factor de Potencia (FP)
112,5	101,5	312,27	0,90

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.22 Banco de Transformador de 3*50KVA

Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Factor de Potencia (FP)
150	135	416,36	0,90

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

TABLA 3.23 Banco de Transformador de 1*37,5KVA y 2*50KVA

Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Factor de Potencia (FP)
137,5	123,75	381,66	0,90

TABLA 3.24 Banco de Transformador de 1*100KVA

Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Factor de Potencia (FP)
100	90	277,57	0,90

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

Para realizar los cálculos de la capacidad real de los bancos de transformadores, se aplicará la ecuación:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * FD; \quad EC (3.1)$$

Donde:

KVA(Por Banco): La potencia Aparente.

KVA(Casa real): Demanda de Potencia Aparente consumida por (1) vivienda multifamiliar de tipo II.

FD: Factor de Demanda. Este porcentaje se obtiene de la tabla 3.10 de acuerdo al número de casas por banco de transformador.

N(casas): Número de casas total alimentadas por el Banco de Transformación del sector.

Para el cálculo de la Potencia Aparente real de una vivienda multifamiliar se utilizó la siguiente ecuación:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{\text{real}}(\text{KW}) / Fp; \quad (EC 3.2)$$

Donde:

$P_{real(KW)}$: Demanda Potencia Activa real consumida por la vivienda, cabe destacar se tomara en consideración la potencia activa obtenida por la encuesta realizada a los suscriptores, ver tabla 3.11.

F_p : Factor de potencia, se tomará en consideración un factor de potencia de 0,90 obtenido de las mediciones realizadas en campo.

Para el cálculo de la corriente real trifásica de los bancos de transformadores se utilizará la siguiente ecuación:

$$I(3\phi) = KVA_{3\phi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * V_{LL}); \quad (EC 3.3)$$

Donde:

$I(3\phi)$: Corriente trifásica de los bancos de transformador.

V_{LL} : Voltaje Línea-Línea en el Banco de Transformador, (208V).

3.3.1.1.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 1

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{real(KW)} / F_p;$$

$$KVA(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW} / 0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * F_D;$$

$$KVA(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 52 * 25\% = \mathbf{105,17 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = KVA_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * VLL);$$

$$I(3\varphi) = 105,17 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{291,922 \text{ A}};$$

3.3.1.2.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 2

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{\text{real}}(\text{KW})/F_p;$$

$$KVA(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * F_D;$$

$$KVA(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 29 * 33\% = \mathbf{77,422 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = KVA_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * VLL);$$

$$I(3\varphi) = 77,422 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{214,902 \text{ A}};$$

3.3.1.3.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 3

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{\text{real}}(\text{KW})/F_p;$$

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$\text{KVA}(\text{Por Banco}) = \text{KVA}(\text{Casa real}) * \text{N}(\text{casas}) * \text{FD};$$

$$\text{KVA}(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 37 * 27\% = \mathbf{80,819 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = \text{KVA}_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * \text{VLL});$$

$$I(3\varphi) = 80,819 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{224,332 \text{ A}};$$

3.3.1.4.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 4

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = \text{Preal}(\text{KW})/\text{Fp};$$

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$\text{KVA}(\text{Por Banco}) = \text{KVA}(\text{Casa real}) * \text{N}(\text{casas}) * \text{FD};$$

$$\text{KVA}(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 25 * 35\% = \mathbf{70,788 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = \text{KVA}_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * \text{VLL});$$

$$I(3\varphi) = 158,025 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{196,459 \text{ A}};$$

3.3.1.5.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 5

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{\text{real}}(\text{KW})/F_p;$$

$$KVA(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * F_D;$$

$$KVA(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 18 * 38\% = \mathbf{55,336 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\phi) = KVA_{3\phi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * V_{LL});$$

$$I(3\phi) = 55,336 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{153,596 \text{ A}};$$

3.3.1.6.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 6

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{\text{real}}(\text{KW})/F_p;$$

$$KVA(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * F_D;$$

$$KVA(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 55 * 25\% = \mathbf{111,238 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = \text{KVA}_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * \text{VLL});$$

$$I(3\varphi) = 111,238 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{308,764 \text{ A}};$$

3.3.1.7.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 7

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = \text{Preal}(\text{KW})/\text{Fp};$$

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$\text{KVA}(\text{Por Banco}) = \text{KVA}(\text{Casa real}) * \text{N}(\text{casas}) * \text{FD};$$

$$\text{KVA}(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 47 * 26\% = \mathbf{98,846 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = \text{KVA}_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * \text{VLL});$$

$$I(3\varphi) = 98,846 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{274,408 \text{ A}};$$

3.3.1.8.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 8

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = \text{Preal}(\text{KW})/\text{Fp};$$

$$\text{KVA}(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW}/0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * FD;$$

$$KVA(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 52 * 25\% = \mathbf{105,156 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = KVA_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * VLL);$$

$$I(3\varphi) = 105,156 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{291,923 \text{ A}};$$

3.3.1.9.- Cálculo de la Capacidad del Banco de Transformador Zona 9

Los KVA real por casa se obtienen por la ecuación 3.2:

$$KVA(\text{Casa real}) = P_{\text{real}}(\text{KW}) / F_p;$$

$$KVA(\text{Casa real}) = 7,28 \text{ KW} / 0,90 = \mathbf{8,09 \text{ KVA}};$$

La capacidad real del banco de Transformadores se obtiene por la ecuación 3.1:

$$KVA(\text{Por Banco}) = KVA(\text{Casa real}) * N(\text{casas}) * FD;$$

$$KVA(\text{Por Banco}) = 8,09 \text{ KVA} * 28 * 33\% = \mathbf{74,752 \text{ KVA}};$$

La Corriente del Banco de Transformador se obtiene de la ecuación 3.3

$$I(3\varphi) = KVA_{3\varphi}(\text{Banco}) / (\sqrt{3} * VLL);$$

$$I(3\varphi) = 74,752 \text{ KVA} / (\sqrt{3} * 208) = \mathbf{207,491 \text{ A}};$$

En la tabla 3.25 se comparan los valores de potencia aparente y corriente de los bancos de transformadores, tanto nominales como los calculados por medio de las

fórmulas antes descritas.

TABLA 3.25 Valores de Potencia Aparente y Corriente Nominales y Calculados de los Banco de Transformador

ZONA	KVA(NOMINAL)	KVA (REAL)	I (NOMINAL)	I (REAL)
1	112,5	105,17	312,27	291,922
2	112,5	77,422	312,27	214,902
3	100	96,096	277,57	224,332
4	112,5	70,788	312,27	196,459
5	112,5	55,336	312,27	153,596
6	112,5	111,238	312,27	308,764
7	137,5	98,846	318,66	274,408
8	112,5	105,156	312,27	291,923
9	150	74,752	416,36	207,49

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

En la tabla 3.25 se puede observar que en la mayoría de las zonas estudiadas los valores obtenidos están dentro de los rangos nominales. Cabe destacar que el incremento de los parámetros de corriente y potencia se debe a la disposición en que se encuentran las cargas, las conexiones ilegales por parte de los suscriptores, y por el crecimiento poblacional no planificado.

Los valores de corriente y potencia obtenidos demuestran que no existe sobrecarga en los transformadores, sino desbalances en las fases, lo cual se demostró previamente en las mediciones realizadas. Ver tablas de mediciones de campo, a partir de la tabla 3.12, de la página 47 a la página 56.

3.4.- Cálculo de la caída de voltaje. Selección de los conductores de baja tensión

Para el cálculo de la caída de voltaje del ramal más crítico en baja tensión, se utilizará la siguiente ecuación:

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S); \quad EC (3.4)$$

Donde:

δ : Caída de Voltaje del conductor (V).

ρ : Resistividad del Aluminio ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

V_{LL} : Voltaje Línea-Línea (KV).

S: Sección del conductor para 3% de caída de tensión.

P_i : Potencia (KW).

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizará la siguiente ecuación:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3}); \quad EC (3.5)$$

Donde:

I: Corriente del ramal más crítico (Amps).

Para el cálculo de la sección transversal del conductor del ramal más crítico en baja tensión, se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * \delta); \quad EC (3.6)$$

Donde:

δ : Caída de Voltaje del conductor (V).

ρ : Resistividad del Aluminio ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$).

VLL: Voltaje Línea-Línea (KV).

S: Sección del conductor para 3% de caída de tensión.

Pi: Potencia (KW).

TABLA 3.26 Constantes del Sector Eléctrico de la zona

Voltaje Línea-Línea (KV)	0,208
Caída de Voltaje Permisible $\leq 3\%$ (V)	6,24
Resistividad del Aluminio ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	0,033694
Factor de Potencia (Fp)	0,90
Longitud del Conductor. Norma CADAFE	73,7
Calibre del conductor de baja tensión	2/0 Aluminio

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.4.1.- Zona 1

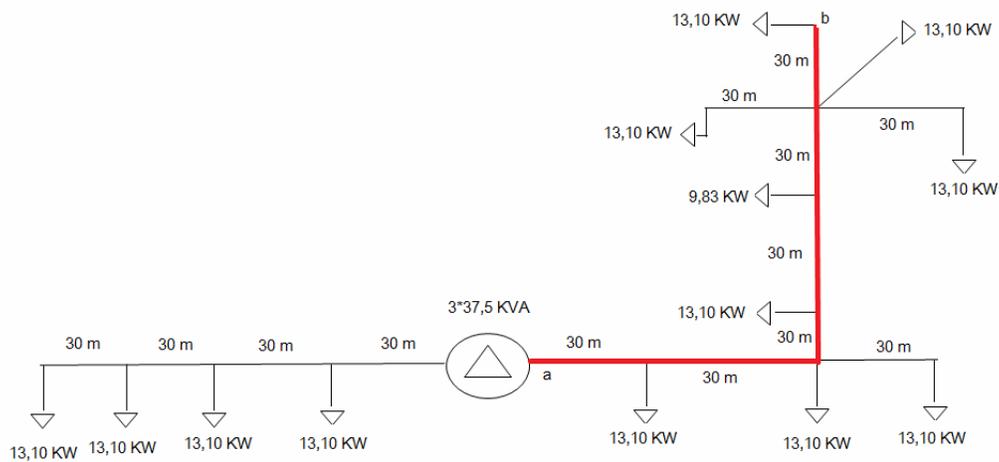


Figura 3.14. Troncal de Zona 1

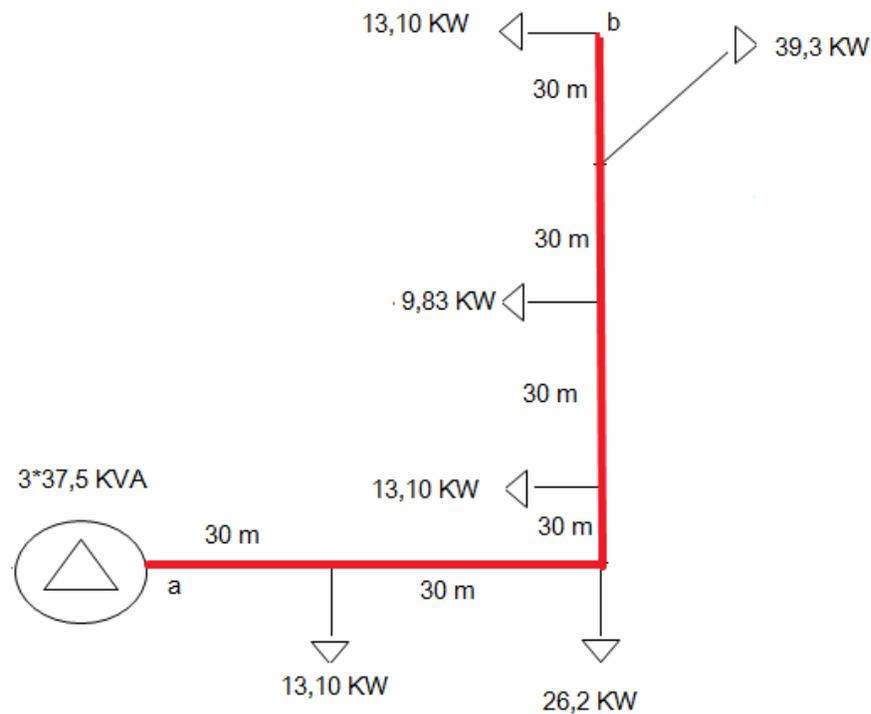


Figura 3.15. Esquema del ramal Crítico de la Zona 1.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 1, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 2/0 de aluminio por 73,7 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (VLL * S);$$

$$\delta = 0,033694 * [(13,1 * 180) + (39,3 * 150) + (9,83 * 120) + (13,1 * 90) + (26,2 * 60) + (13,1 * 30)] / (0,208 * 73,7);$$

$$\delta = 27,643 \text{ Volts};$$

% AV= 13,30%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 1.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizará la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = \frac{[(13,1) + (39,3) + (9,83) + (13,1) + (26,2) + (13,1)]}{(0,90 * 208 * \sqrt{3});}$$

$$I = 352,385 \text{ Amps};$$

Se puede observar que la corriente de los conductores es elevada debido a la distribución de las cargas en el troncal, además de la cantidad de suscriptores conectados, como la toma ilegal por parte de los mismos, lo cual acarrea una sobrecarga de los conductores.

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 4/0, sección transversal de 125,1 mm², capacidad de corriente 300Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 13,3%, superior al límite establecido por el CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal.

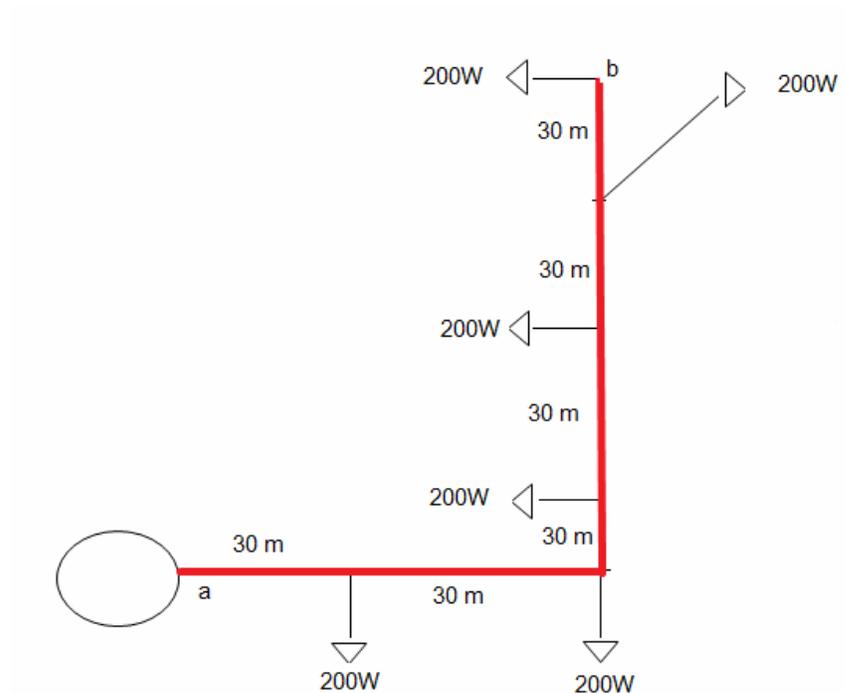


Figura 3.16. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 1.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 1, se calcula utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio 1/0 de 62,5 mm² usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * Pi * [\sum Li] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = \frac{2 * 0,033694 * (0,2) * [(180) + (3 * 150) + (120) + (90) + (2 * 60) + (30)]}{(0,12 * 62,5);}$$

$$\delta = 1,78 \text{ Volts};$$

% AV= 1,48 %; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 1.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 1 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAFE el cual es de 3%, lo que indica

que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.4.2.- Zona 2

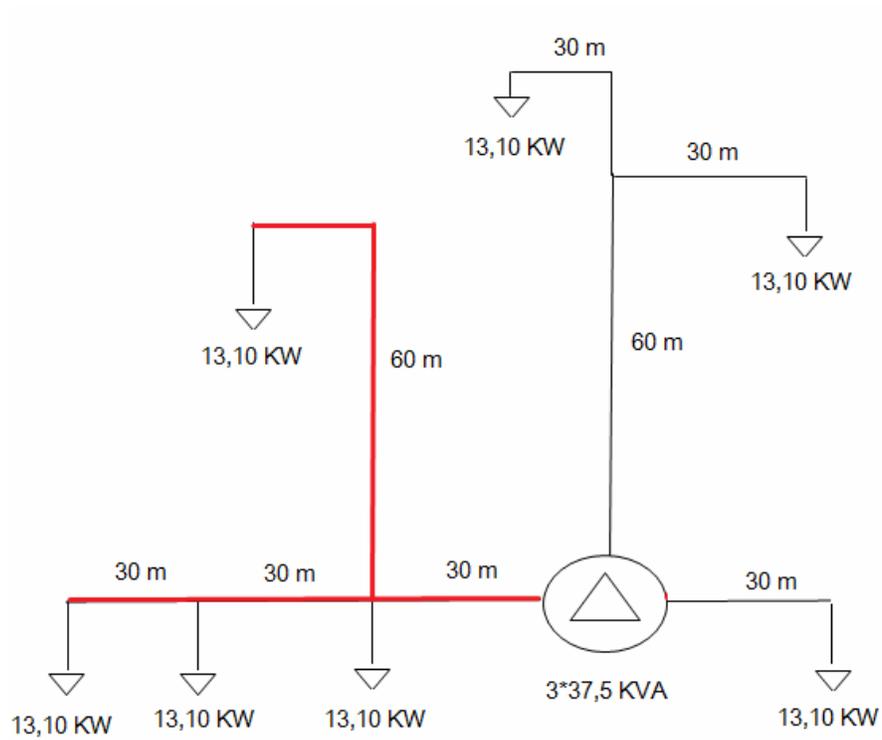


Figura 3.17. Troncal de Zona 2.

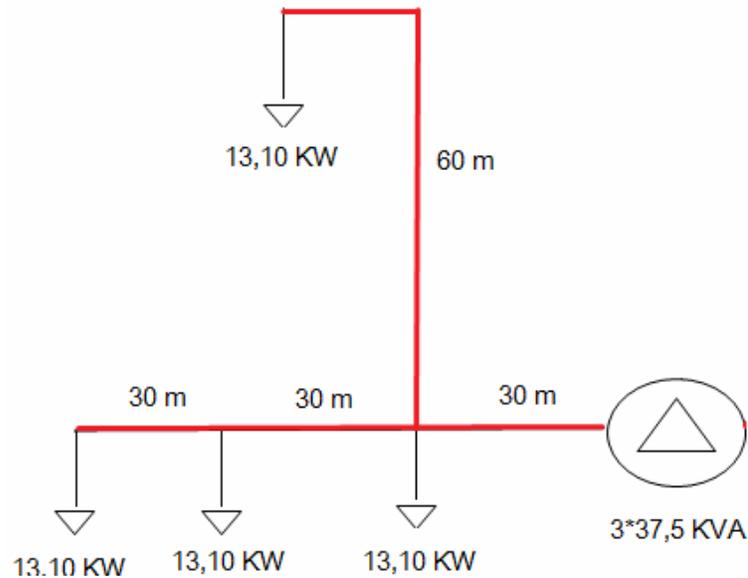


Figura 3.18. Esquema del ramal Crítico de la Zona 2.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 2, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 2/0 de aluminio por 73,7 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 7,774 \text{ Volts} \Rightarrow \% AV = 3,74\%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 2.}$$

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizará la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 161,609 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de

aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de 73,7mm², capacidad de corriente 260Amps. El conductor 2/0 tiene una caída de voltaje de 3,74%, el cual está dentro del límite establecido de 3% aproximadamente. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 2, se calculara utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio 1/0 de 62,5 mm² usado por CADAPE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * Pi * [\sum Li] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 0,49 \text{ Volts};$$

% AV= 0,41%; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 2.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 2 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAPE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.4.3.- Zona 3

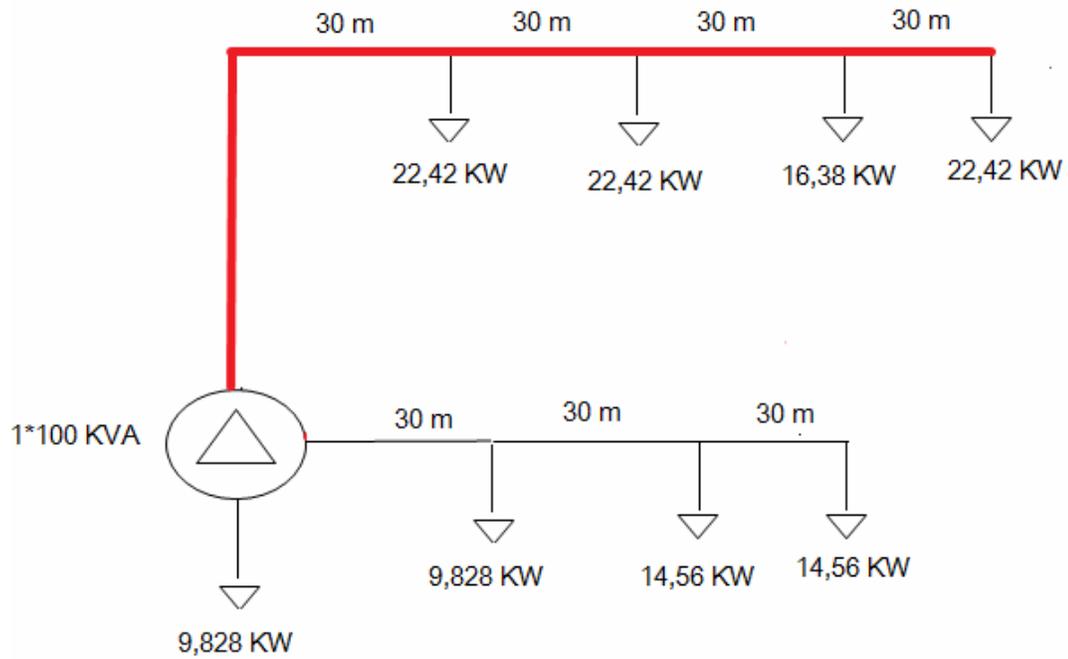


Figura 3.20. Troncal de Zona 3.

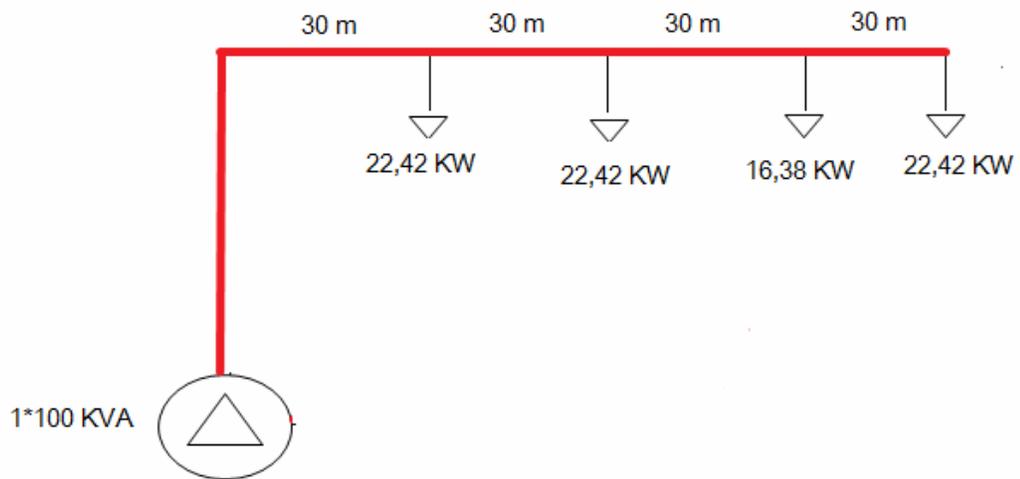


Figura 3.21. Esquema del ramal Crítico de la Zona 3.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 3, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 2/0 de aluminio por 73,7 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 13,6 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = 6,5\%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 3.}$$

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 257,957 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de 73,7mm², capacidad de corriente 260Amps. El conductor 2/0 tiene una caída de voltaje de 6,5%, el cual supera el límite establecido de 3% de CADAFE. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal.

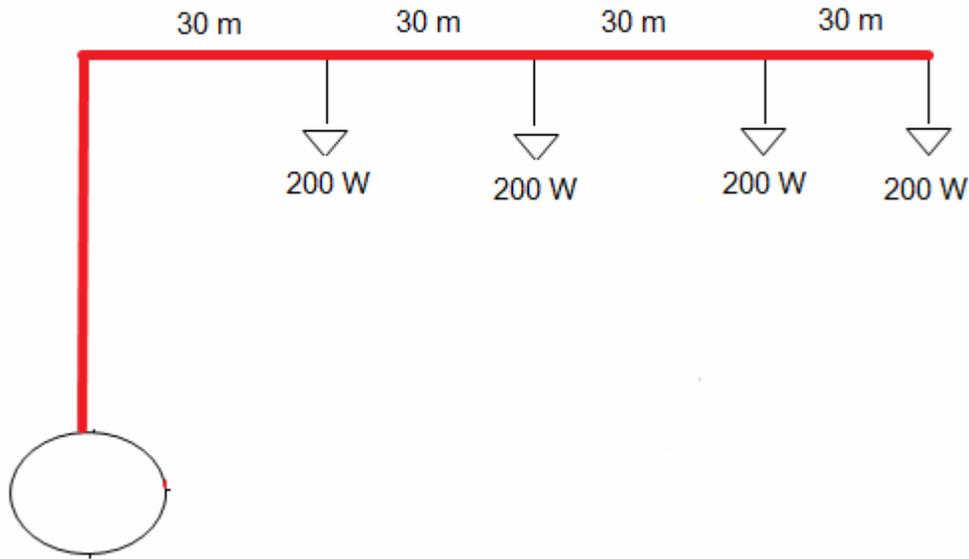


Figura 3.22. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 3.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 3, se calcula utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio 1/0 de 62,5 mm² usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * \text{Pi} * [\sum L_i] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 0,54 \text{ Volts};$$

% AV= 0,45%; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 3.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 3 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAFE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

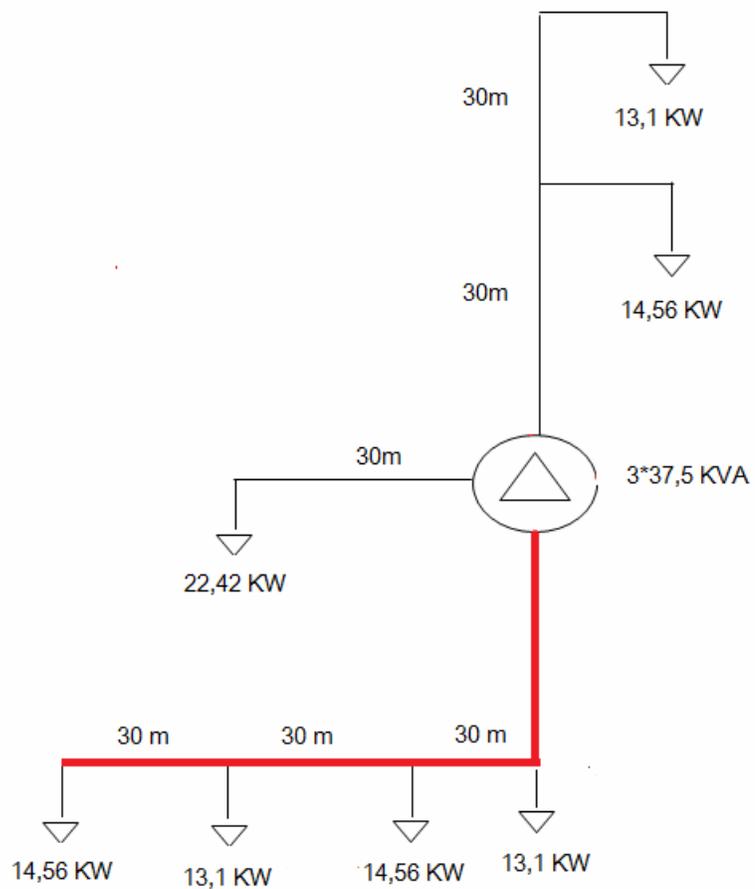
3.4.4.- Zona 4

Figura 3.23. Troncal de Zona 4.

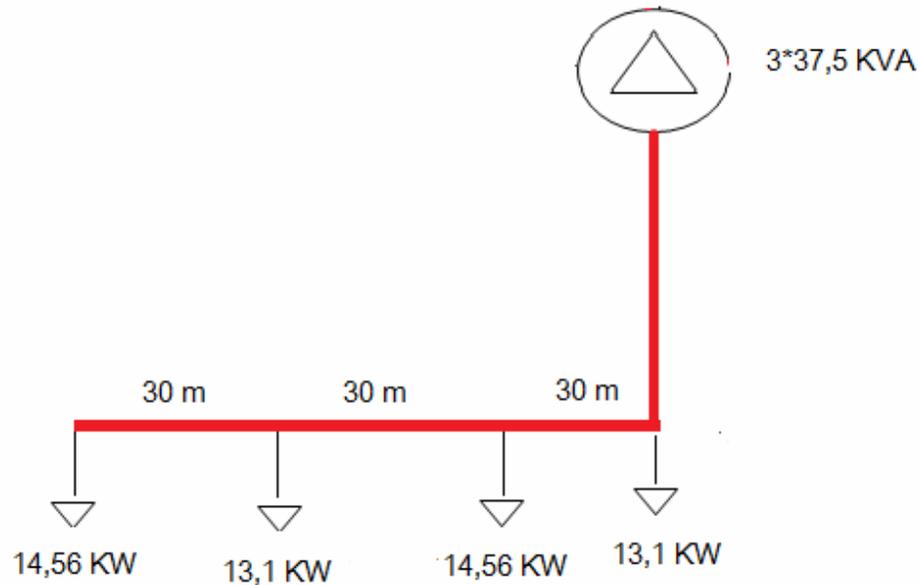


Figura 3.24. Esquema del ramal Crítico de la Zona 4.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 4, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio por 73,7 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 9,216 \text{ Volts};$$

% AV= 4,43%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 4.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 170,614 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de $73,7\text{mm}^2$, capacidad de corriente 260Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 4,43%, superior al límite establecido por el CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal, por lo tanto se recomienda utilizar un conductor de aluminio 3/0, con una sección transversal de 99.2 mm^2 .

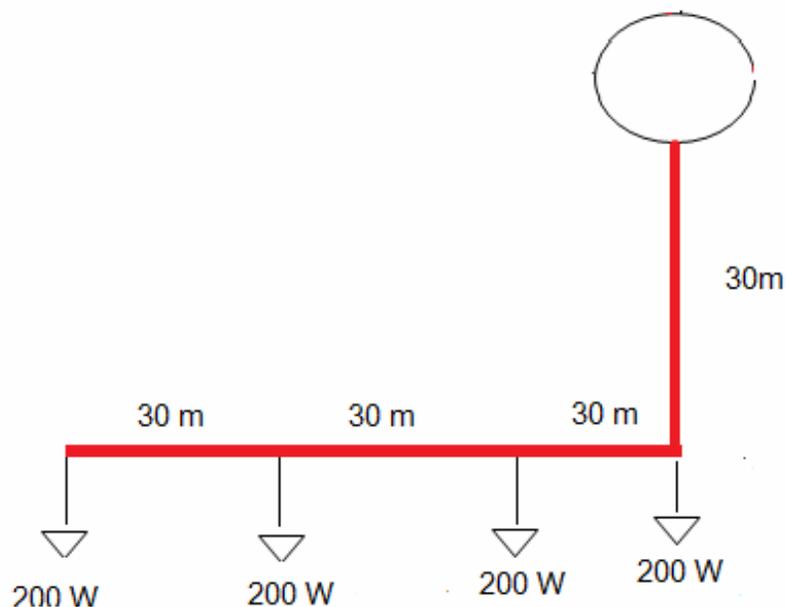


Figura 3.25. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 4.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 4, se calculara utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio de $62,5 \text{ mm}^2$ usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * \text{Pi} * [\sum \text{Li}] / (\text{V}_{\text{LN}} * \text{S});$$

$$\delta = 0,54 \text{ Volts};$$

% AV= 0,45 %; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 4.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 4 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAPE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.4.5.- Zona 5

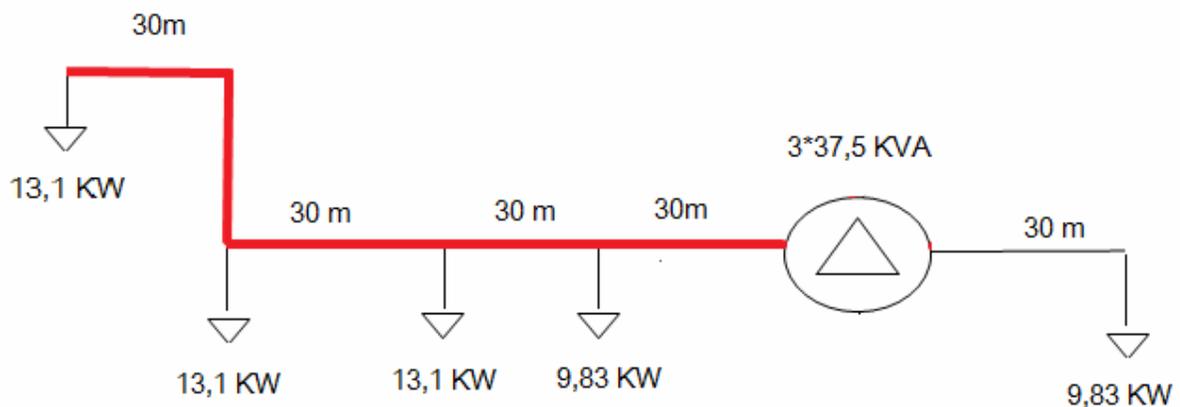


Figura 3.26. Troncal de Zona 5.

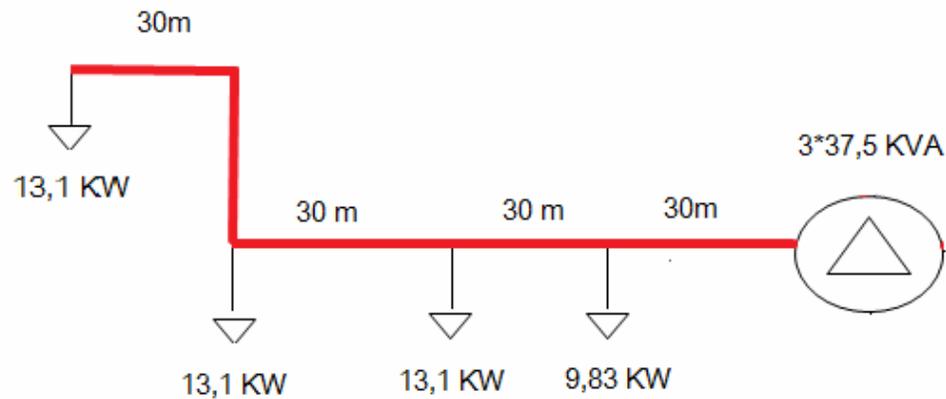


Figura 3.27. Esquema del ramal Crítico de la Zona 5.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 5, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio por $73,7 \text{ mm}^2$, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 8,422 \text{ Volts};$$

% AV= 4,05 %; Caída de Voltaje en Zona 5.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 151,524 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de $73,7 \text{ mm}^2$, capacidad de corriente 260Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el

adecuado ya que la caída de voltaje es 4,05%, superior al límite establecido por el CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal, por lo tanto se recomienda utilizar un conductor de aluminio 3/0, con una sección transversal de 99.2 mm².

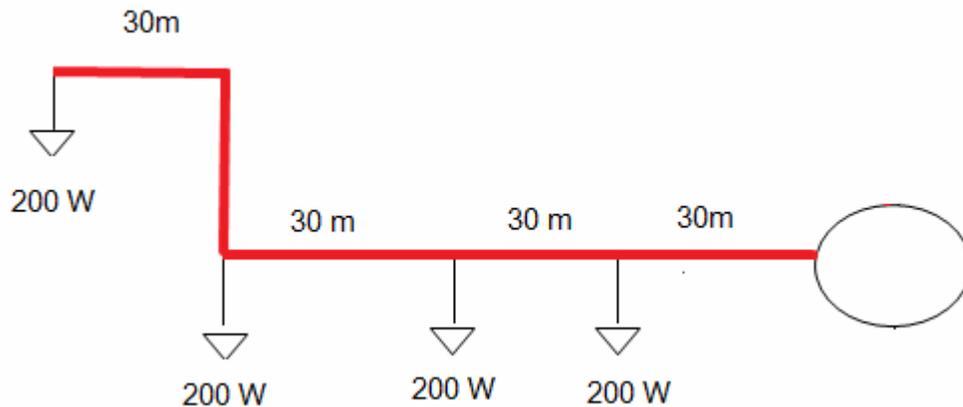


Figura 3.28. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 5.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 5, se calcula utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio de 62,5 mm² usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * P_i * [\sum L_i] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 0,54 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = \mathbf{0,0045 \%}; \text{ Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 5.}$$

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 5 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAFE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El

conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.4.6.- Zona 6

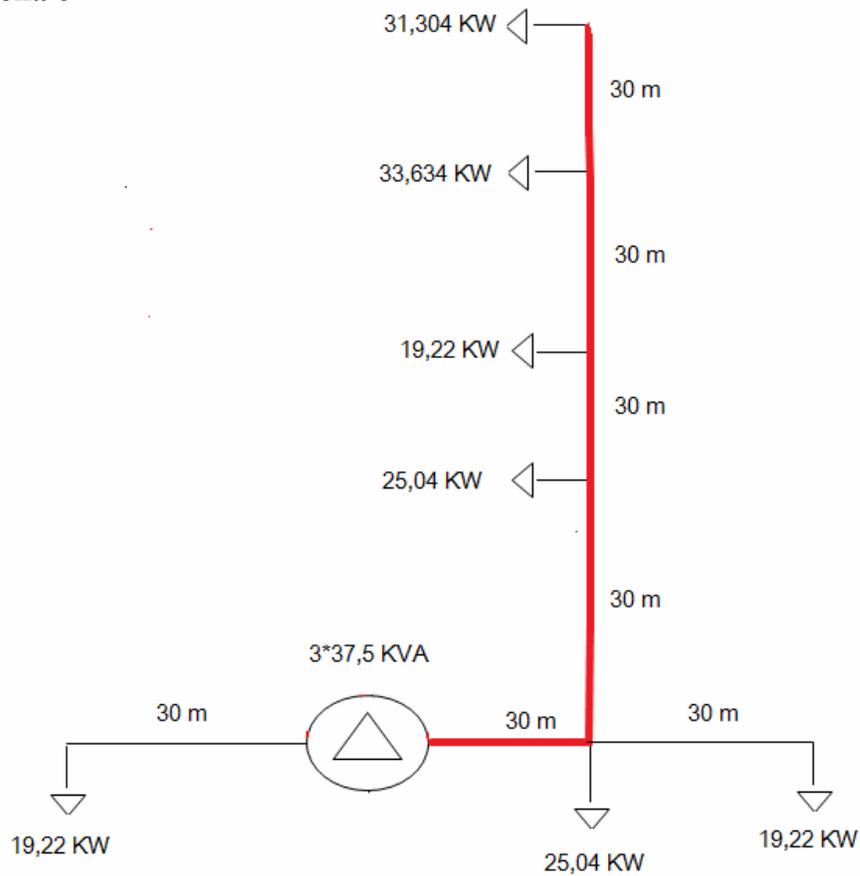


Figura 3.29. Troncal de Zona 6.

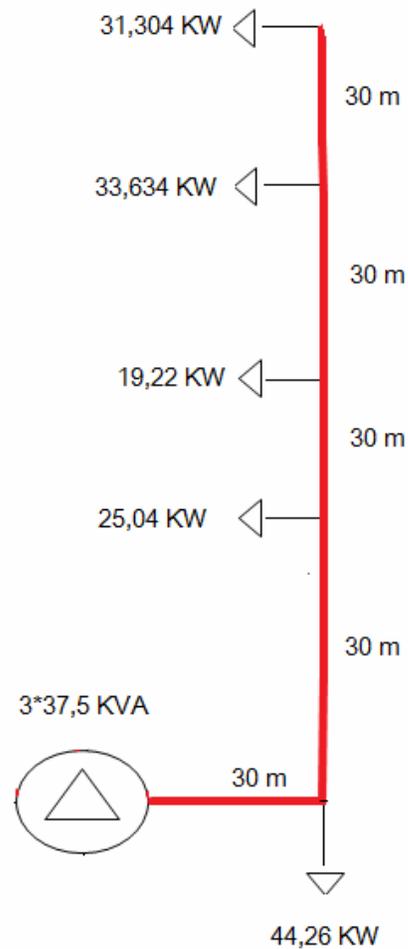


Figura 3.30. Esquema del ramal Crítico de la Zona 6.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 6, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio por $73,7 \text{ mm}^2$, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 27,95 \text{ Volts};$$

% AV=13,44 %; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 6.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 414,008 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico, el conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de 73,7mm², capacidad de corriente 260Amps, no cumple con los requerimientos de carga del troncal ya que la corriente supera el límite a 414 Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 13,44%, superior al límite establecido por el CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal.

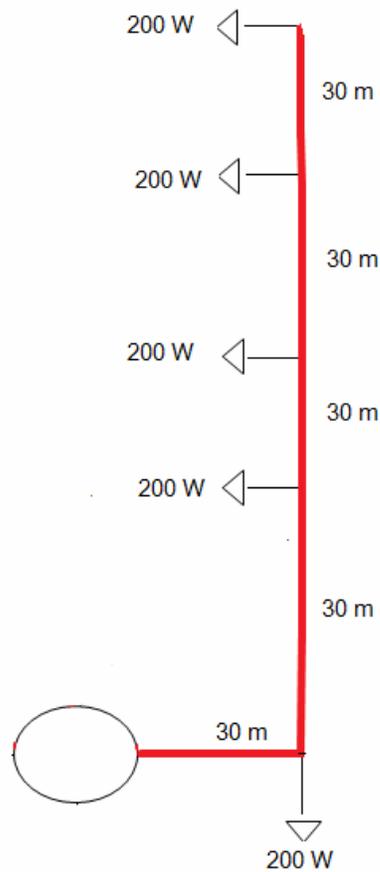


Figura 3.31. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 6.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 5, se calculara utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio de 62,5 mm² usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * P_i * [\sum L_i] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 0,81 \text{ Volts};$$

% AV= 0,0067 %; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 6.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 6 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAFE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

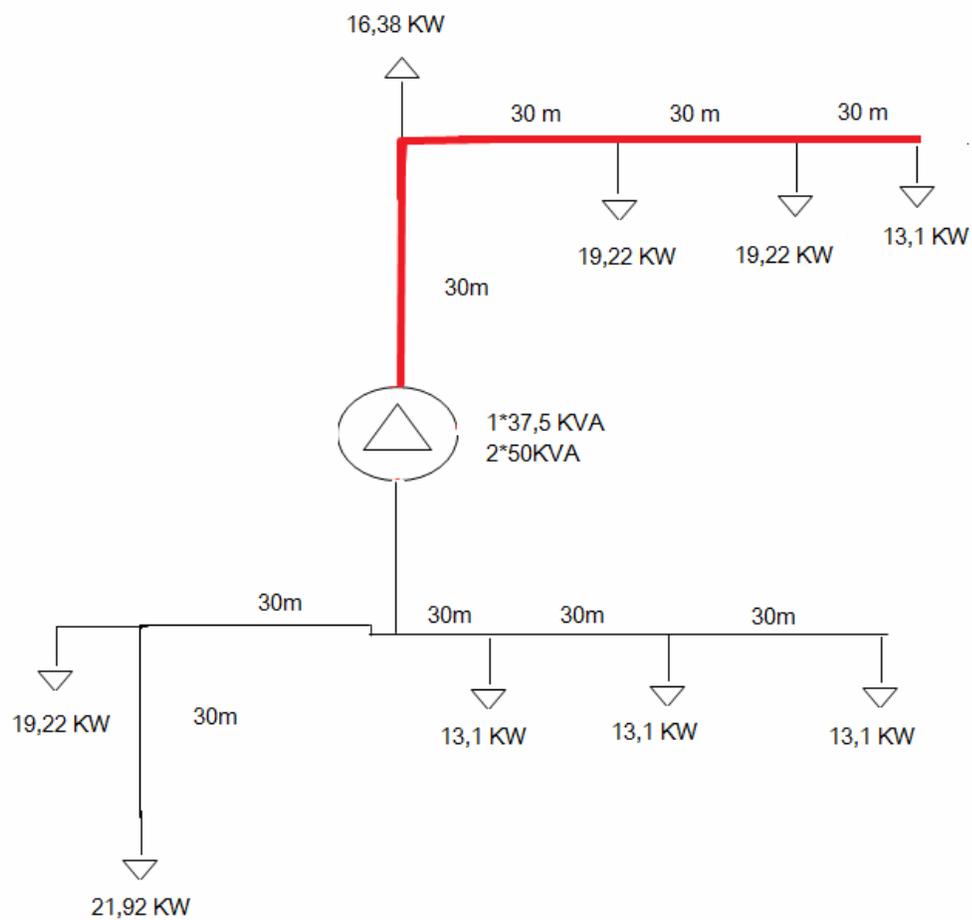


Figura 3.32. Troncal de Zona 7.

3.4.7.- Zona 7

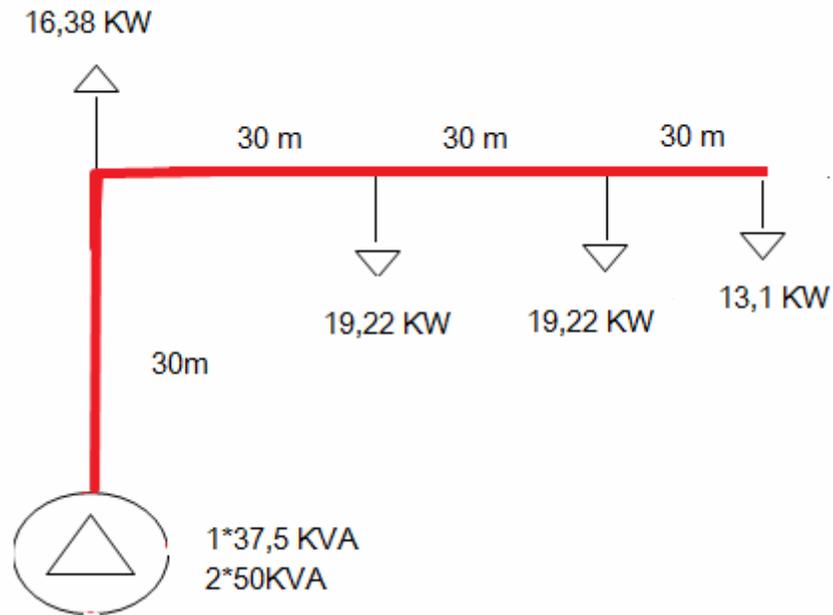


Figura 3.33. Esquema del ramal Crítico de la Zona 7.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 7, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio por $73,7 \text{ mm}^2$, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 10,872 \text{ Volts};$$

% AV= 5,53%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 7.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 209,475 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de $73,7\text{mm}^2$, capacidad de corriente 260Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 5,53%, superior al límite establecido por el CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal, por lo tanto se recomienda utilizar un conductor de aluminio 3/0, con una sección transversal de 99.2 mm^2 .

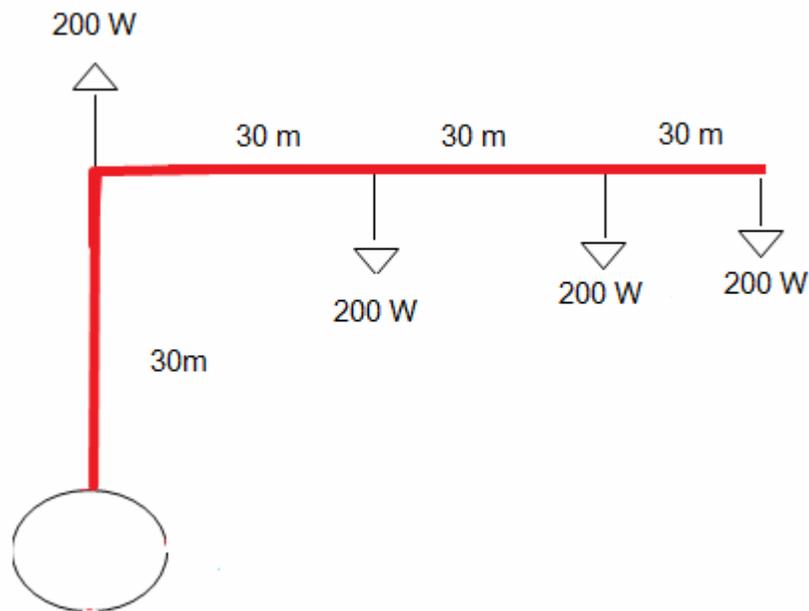


Figura 3.34. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 7.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 7, se calculará utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio de $62,5 \text{ mm}^2$ usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * \text{Pi} * [\sum L_i] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 0,54 \text{ Volts};$$

% AV = 0,0045 %; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 7.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 7 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAPE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.4.8.- Zona 8

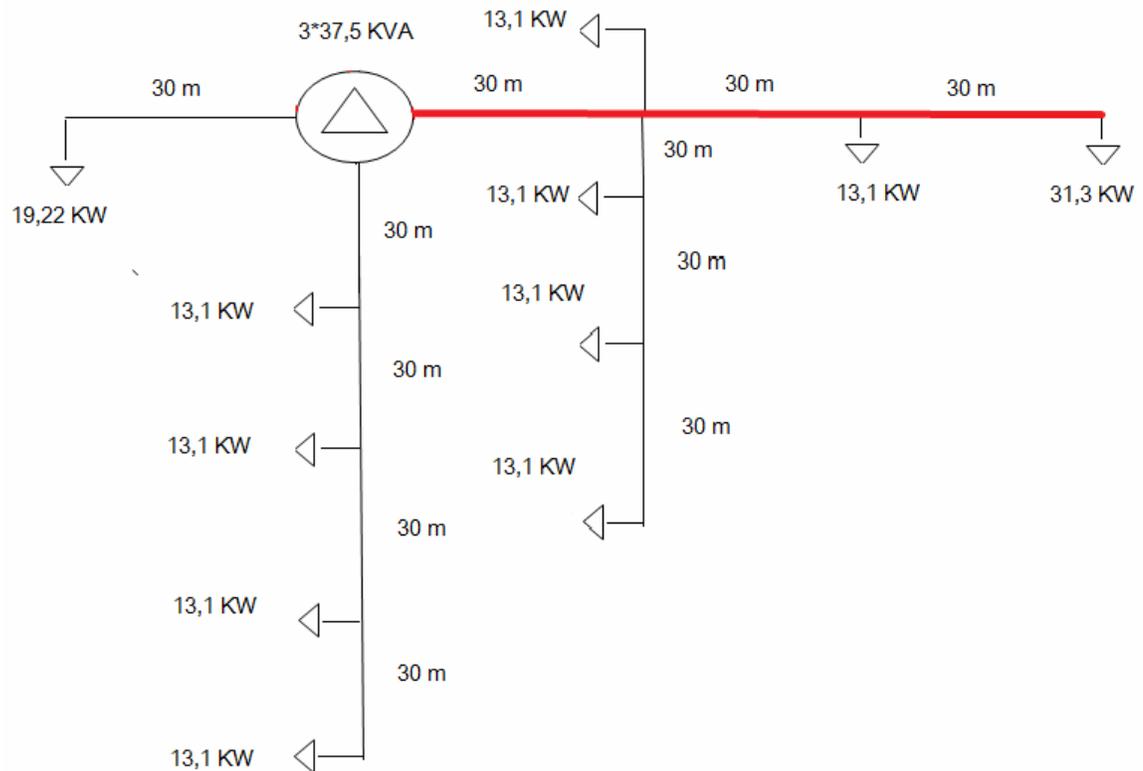


Figura 3.35. Troncal de Zona 8.

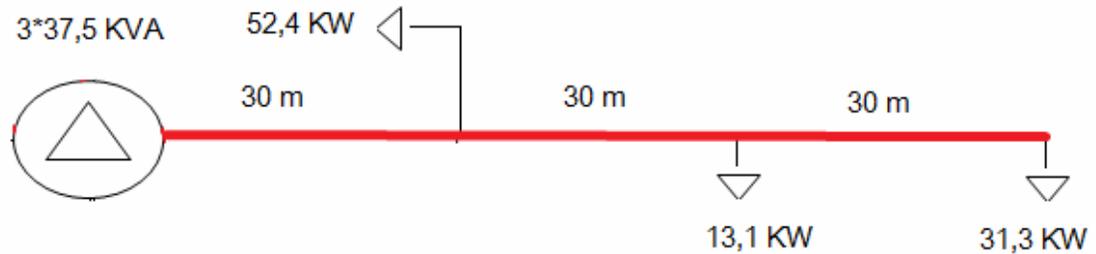


Figura 3.36. Esquema del ramal Crítico de la Zona 8.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 8, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio por $73,7 \text{ mm}^2$, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 8,78 \text{ Volts};$$

% AV= 4,22%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 8.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 177,338 \text{ Amps};$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de $73,7 \text{ mm}^2$, capacidad de corriente 260Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 4,22%, superior al límite establecido por el

CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal, por lo tanto se recomienda utilizar un conductor de aluminio 3/0, con una sección transversal de 99.2 mm².

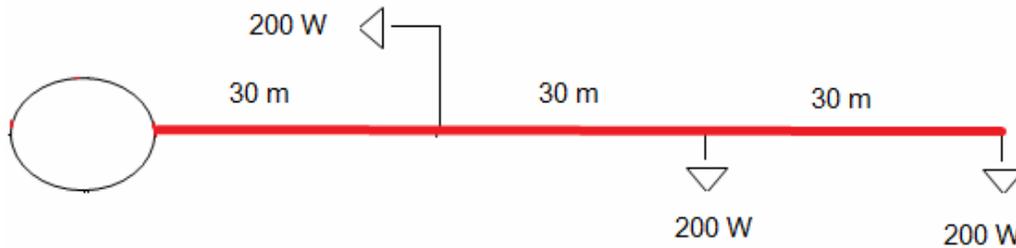


Figura 3.37. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 8.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 8, se calcula utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio de 62,5 mm² usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * \text{Pi} * [\sum L_i] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 0,323 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = \mathbf{0,27 \%}; \text{ Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 8.}$$

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 8 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAFE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.4.9- Zona 9

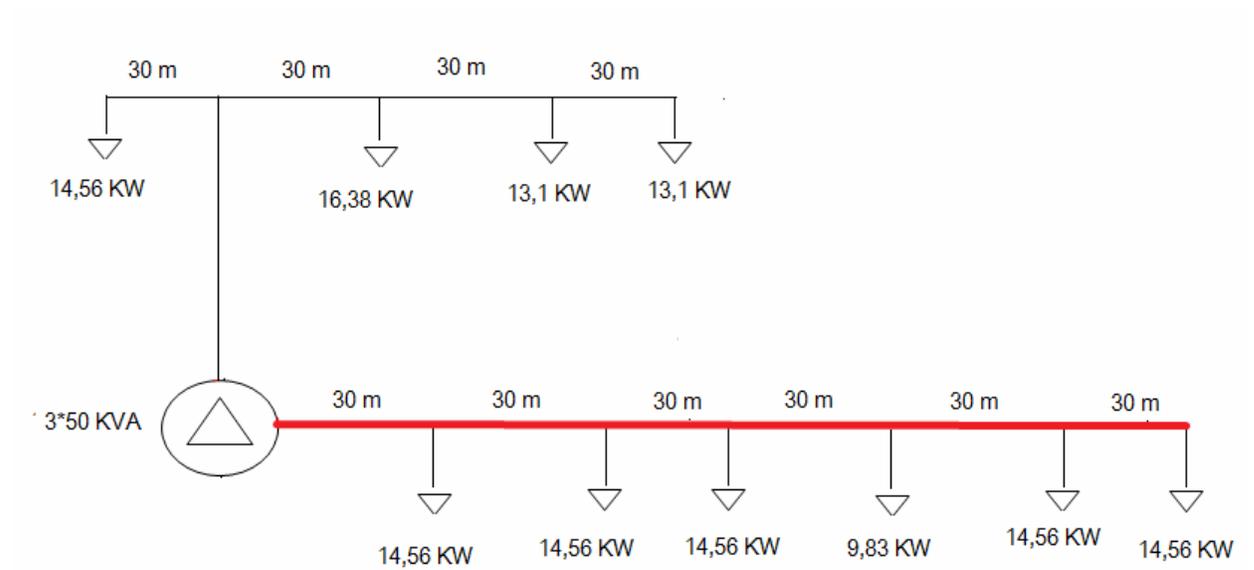


Figura 3.38. Troncal de Zona 9.

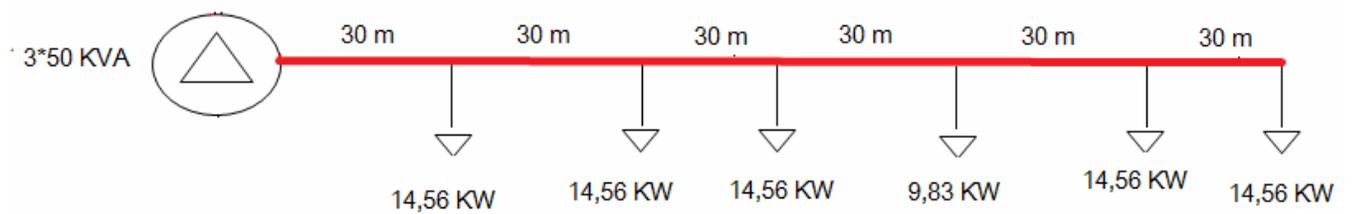


Figura 3.39. Esquema del ramal Crítico de la Zona 9.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 9, se utilizara la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio por 73,7 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 18,91 \text{ Volts,}$$

% AV= 9,09%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 9.

Para el cálculo de la corriente del ramal más crítico en baja tensión, se utilizara la siguiente ecuación 3.5:

$$I = \sum P_i / (F_p * V_{LL} * \sqrt{3});$$

$$I = 254,842 \text{ Amps;}$$

Por capacidad de corriente el conductor del ramal crítico sería un conductor de aluminio (ARVIDAL), calibre 2/0, sección transversal de 73,7mm², capacidad de corriente 260Amps. No obstante por caída de voltaje el conductor 2/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 9,09%, superior al límite establecido por el CADAFE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal, por lo tanto se recomienda utilizar un conductor de aluminio 4/0, con una sección transversal de 125.1 mm².

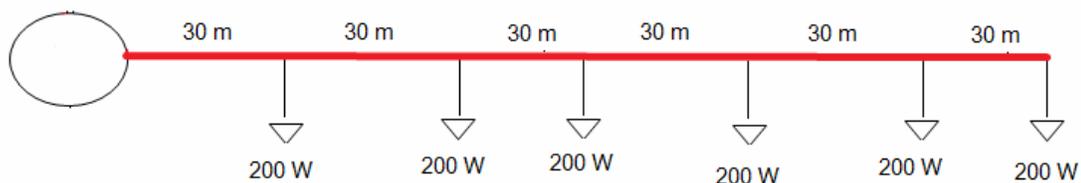


Figura 3.40. Ramal crítico de Alumbrado público de Zona 9.

La caída de voltaje del alumbrado público del ramal crítico de la zona 9, se calculara utilizando la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor de aluminio de 62,5 mm² usado por CADAFE, la resistividad del aluminio y el voltaje línea-Neutro en KV.

$$\delta = 2 * \rho * P_i * [\sum L_i] / (V_{LN} * S);$$

$$\delta = 1,132 \text{ Volts};$$

% AV= 0,94 %; Caída de Voltaje del alumbrado público de la Zona 9.

La caída de voltaje del ramal crítico del alumbrado público de la zona 9 está dentro del porcentaje límite permisible por CADAFE el cual es de 3%, lo que indica que el conductor usado es el indicado para soportar la corriente de las luminarias. El conductor utilizado es AWG # 1/0 desnudo, con una capacidad de corriente de 225 Amps, y una sección transversal de 62,5 mm².

3.5.- Mejoras al sistema de distribución

3.5.1.- Sector 1

El sector 1 presenta un desbalance de las fases activas, además de un porcentaje de caída de tensión de 8,3% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAFE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 105,17 KVA por debajo de su valor nominal a 112,5 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 291,922 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector. Se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el banco de transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería cambiar el banco de transformador de 3*37,5KVA a 3*50KVA, quedando la configuración del sector

de la misma manera. Se recomienda realizar retenzado a los conductores elongados para evitar a futuro posibles cortocircuitos.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro. No obstante se observó en las visitas a la zona durante las horas pico nocturnas que algunas de las luminarias se encontraban quemadas, por lo que se recomienda reemplazarlas.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 1, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 0,033694 * \frac{[(13,1*180)+(39,3*150)+(9,83*120)+(13,1*90)+(26,2*60)+(13,1*30)]}{(0,208*125,1)};$$

$$\delta = 16 \text{ Volts};$$

% AV= 7,70%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 1.

Para la zona 1, el conductor 4/0 no sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 7,70%, superior al límite establecido por CADAPE de 3% para baja tensión. Esto se debe a la excesiva longitud del ramal, y a que el mayor número de casas se encuentran distribuidas al final del ramal, por lo tanto se recomienda utilizar un conductor de 200 MCM, con una sección transversal de 125.1 mm².

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 1, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 300 MCM de sección 205 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 8,94 \text{ Volts};$$

$$\% AV = 4,43 \%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 1.}$$

Para la zona 1, el conductor de 300 MCM sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 4,43%, al compararse con el límite establecido por CADAFE de 3% para baja tensión.

Por razones tecno-económicas se recomienda utilizar un conductor 4/0 que garantiza disminuir la caída de voltaje de la zona 1 de 13,3% a 7,7%, no obstante el conductor de 300 MCM garantiza una caída de voltaje de 4,43%, pero el conductor es pesado, posee mayor diámetro, mayor número de hilos conductores, por lo tanto es más costoso y no se recomienda para un sistema eléctrico de baja tensión 208/120 V.

TABLA 3.27 Datos de los cambios a futuro del Sector 1

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*50 KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Sección: 125,1 mm ² %AV=1,73%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.2.- Sector 2

El sector 2 presenta un desbalance de las fases activas, además de un porcentaje de caída de tensión de 3,74% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAPE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 77,422 KVA por debajo de su valor nominal a 312,27 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 214,902 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el banco de transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona, como también realizar una redistribución de carga de manera tal que la caída de tensión disminuya al mínimo sin la necesidad de reemplazar los conductores existentes. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector a futuro. Se recomienda realizar retenzado a los conductores elongados para evitar a futuro posibles cortocircuitos.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro. Se observó en las visitas a la zona durante las horas picos nocturnas que las luminarias instaladas estaban funcionando correctamente.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 3,6 \text{ Volts};$$

% AV= 1,73%; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 2.

Para la zona 2, el conductor 4/0 sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 1,73%, superior al límite establecido por CADAPE de 3% para baja tensión.

TABLA 3.28 Datos de los cambios a futuro del Sector 2

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*37,5 KVA	112,50	101,25	312,27	4/0 Arvidal Sección: 125,1 mm ² %AV=1,73%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.3.- Sector 3

El sector 3 presenta un desbalance de las fases activas y en el conductor neutro, además de un porcentaje de caída de tensión de 6,5% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAPE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 96,096 KVA por debajo de su valor nominal a 100 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 266,736 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector. Se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el

transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería anexar un transformador de 50 KVA, para una potencia aparente de 150KVA quedando la configuración del sector de la misma manera. En este sector se observó que no existía elongación de los conductores de baja tensión.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro. No obstante se observó en las visitas a la zona durante las horas picos nocturnas que algunas de las luminarias se encontraban quemadas, por lo que se recomienda reemplazarlas.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 3, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 6,7 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = 3,22 \%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 3.}$$

Para la zona 3, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 3,22%, el cual se puede considerar como aceptable en comparación con el límite establecido por CADAPE.

TABLA 3.29 Datos de los cambios a futuro del Sector 3

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
1*100KVA 1*50 KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Seccion. 125,1 mm ² %AV= 3,2%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.4.- Sector 4

El sector 4 presenta un desbalance de las fases activas y en el conductor neutro, además de un porcentaje de caída de tensión de 4,43% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAPE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 70,788 KVA por debajo de su valor nominal a 112,5 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 196,459 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector. Se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería cambiar el banco de transformador a 3*50KVA, quedando la configuración del sector de la misma manera. En este sector se observó que no existía elongación de los conductores de

baja tensión.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro. No obstante se observó en las visitas a la zona durante las horas picos nocturnas que las luminarias funcionaban correctamente.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 4, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 5,4 \text{ Volts};$$

$$\% AV = 2,6 \%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 4.}$$

Para la zona 4, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 2,6 %, el cual se puede considerar como aceptable en comparación con el límite establecido por CADAPE.

TABLA 3.30 Datos de los cambios a futuro del Sector 4

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*50KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Sección 125,1 mm ² %AV= 2,6%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.5.- Sector 5

El sector 5 presenta un desbalance de las fases activas, además de un porcentaje de caída de tensión de 4,05% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAFE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 55,336KVA por debajo de su valor nominal a 112,5 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 153,596 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona, y redistribuir las cargas con el propósito de disminuir la caída de voltaje del conductor al mínimo establecido por CADAFE. En este sector se observó que no existía elongación de los conductores de baja tensión. Para la instalación de carga futura se recomienda utilizar un conductor 4/0 Arvidal, para mantener la caída de tensión estable, y en un valor mínimo.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAFE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 5, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 5 \text{ Volts};$$

% AV= 2,4 %; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 5.

Para la zona 5, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 3,22%, el cual se puede considerar como aceptable en comparación con el límite establecido por CADAFE.

TABLA 3.31 Datos de los cambios a futuro del Sector 5

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*37,5 KVA	112,5	101,25	312,27	4/0 Arvidal Sección: 125,1 mm ² %AV= 2,4%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.6.- Sector 6

El sector 6 presenta un alto desbalance de las fases activas y en el conductor neutro, además de un porcentaje de caída de tensión de 13,44% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAFE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 111,238 KVA por debajo de su valor nominal a 112,5 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 308,764 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar la caída de voltaje del sector se recomienda inmediatamente balancear las fases, y realizar una redistribución de las cargas en el sector con el propósito de disminuir la alta caída de voltaje para un conductor Arvidal # 4/0, y

evitar a futuro sobrecarga de los conductores y en el transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería anexas un banco de transformadores de 3*50KVA quedando la configuración del sector de la misma manera. En este sector se observó que existe elongación de los conductores de baja tensión, por lo que se recomienda retizado de los mismos para evitar fallas por cortocircuito.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro. No obstante se observó en las visitas a la zona durante las horas picos nocturnas que algunas de las luminarias se encontraban quemadas, por lo que se recomienda reemplazarlas.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 6, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 17 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = \mathbf{8,17 \%}; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 6.}$$

Para la zona 6, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² no sería el adecuado, ya que la caída de voltaje es 8,17% en comparación con el límite establecido por CADAPE de 3%.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 1, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 300 MCM de sección 205 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 10,5 \text{ Volts};$$

% AV= 5,03 %; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 6.

Para la zona 6, el conductor de 300 MCM sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 5,03%, al compararse con el límite establecido por CADAFE de 3% para baja tensión.

Por razones tecno-económicas se recomienda utilizar un conductor 4/0 que garantiza disminuir la caída de voltaje de la zona 1 de 15,4% a 8,17%, no obstante el conductor de 300 MCM garantiza una caída de voltaje de 5,03%, pero el conductor es pesado, posee mayor diámetro, mayor número de hilos conductores, por lo tanto es más costoso y no se recomienda para un sistema eléctrico de baja tensión 208/120 V.

TABLA 3.32 Datos de los cambios a futuro del Sector 6

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*50 KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Sección: 125,1 mm ² %AV= 8,17%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.7.- Sector 7

El sector 7 presenta un desbalance de las fases activas y en el conductor neutro, además de un porcentaje de caída de tensión de 5,53% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAFFE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 98,846 KVA por debajo de su valor nominal a 137,5 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 274,408 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector. Se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería anexar un banco de transformadores 3*50 KVA, para una potencia aparente de 150KVA quedando la configuración del sector de la misma manera. En este sector se observó que no existía elongación de los conductores de baja tensión.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAFFE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro. No obstante se observó en las visitas a la zona durante las horas picos nocturnas que dos (2) luminarias se encontraban quemadas, por lo que se recomienda reemplazarlas.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 3, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 6,4 \text{ Volts};$$

% AV= 3,08 %; Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 7.

Para la zona 7, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 3,08%, el cual se puede considerar como aceptable en comparación con el límite establecido por CADAPE.

TABLA 3.33 Datos de los cambios a futuro del Sector 7

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*50 KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Sección 125,1 mm ² %AV = 3,08%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.8.- Sector 8

El sector 8 presenta un desbalance de las fases activas y en el conductor neutro, además de un porcentaje de caída de tensión de 4,22% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAPE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 105,156 KVA por debajo de su valor nominal a 112,5 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 291,923 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector. Se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Para demandas futuras, y crecimiento poblacional de la zona se debería anexar un banco de transformadores 3*50 KVA, para una potencia aparente de 150KVA quedando la configuración del sector de la misma manera. En este sector se observó que existía elongación de los conductores de baja tensión, se recomienda realizar un retizado inmediato de los conductores.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 8, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 6,7 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = 3,22 \%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 8.}$$

Para la zona 8, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 3,22%, el cual se puede considerar como aceptable en comparación con el límite establecido por CADAPE.

TABLA 3.34 Datos de los cambios a futuro del Sector 8

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*50 KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Sección: 125,1 mm ² % AV = 3,2%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.5.9.- Sector 9

El sector 9 presenta un desbalance de las fases activas y en el conductor neutro, además de un porcentaje de caída de tensión de 9,09% en su ramal más crítico, el cual supera el límite establecido por CADAPE de 3%. No obstante, el banco de transformador funciona a 74,411 KVA por debajo de su valor nominal a 150 KVA. La corriente en los bajantes están por debajo de los valores nominales a 214,871 A, indicativo que no hay sobrecargas en el transformador.

Para mejorar el sector se debería cambiar el conductor 2/0 Arvidal existente en el ramal más crítico por un 4/0 Arvidal o su equivalente en cobre, con el propósito de mejorar la caída de voltaje del sector. Se recomienda inmediatamente balancear las cargas de las fases para evitar a futuro sobrecarga de los conductores, y en el transformador, y así garantizar la continuidad del servicio en la zona. Se recomienda realizar una redistribución de las cargas para disminuir la caída de voltaje del ramal más crítico. En este sector se observó que existía elongación de los conductores de baja tensión, por lo que se recomienda realizar un retenzado inmediato de los

conductores, para evitar posibles fallas de cortocircuito.

Con respecto al sector de alumbrado público, la caída de tensión del conductor 1/0 Arvidal existente está por debajo del límite establecido por CADAPE, lo que garantiza continuidad del servicio de alumbrado a futuro.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 9, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 4/0 de aluminio por 125,1 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 10,2 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = 4,9 \%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 9.}$$

Para la zona 9, el conductor ARVIDAL 4/0 de aluminio, de sección 125,1 mm² no sería el adecuado, ya que la caída de voltaje es 4,9%, el cual se puede considerar alto en comparación con el límite establecido por CADAPE de 3%.

Para obtener la caída de voltaje del ramal crítico de la zona 1, se utilizará la fórmula 3.4, sustituyendo los valores de la sección transversal del conductor 300 MCM de sección 205 mm², la resistividad del aluminio y el voltaje línea-línea en KV.

$$\delta = \rho * [\sum P_i * L_i] / (V_{LL} * S);$$

$$\delta = 6,8 \text{ Volts};$$

$$\% \text{ AV} = 3,2 \%; \text{ Porcentaje de Caída de Voltaje en Zona 9.}$$

Para la zona 9, el conductor de 300 MCM sería el adecuado ya que la caída de voltaje es 3,2 %, al compararse con el límite establecido por CADAPE de 3% para

baja tensión.

Por razones tecno-económicas se recomienda utilizar un conductor 4/0 que garantiza disminuir la caída de voltaje de la zona 1 de 9,09 % a 4,9 %, no obstante el conductor de 300 MCM garantiza una caída de voltaje de 3,2 %, pero el conductor es pesado, posee mayor diámetro, mayor número de hilos conductores, por lo tanto es más costoso y no se recomienda para un sistema eléctrico de baja tensión 208/120 V.

TABLA 3.35 Datos de los cambios a futuro del Sector 9

Capacidad del banco a Instalar	Potencia Aparente (KVA)	Potencia Activa (KW)	Corriente Nominal (Amps)	Conductores de las fases
3*50 KVA	150	135	416,36	4/0 Arvidal Sección: 125,1 mm ² % AV = 4,9%

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.- Diagnóstico de los dispositivos de protección a nivel de media tensión a 13,8kv

3.6.1 Sector 1

TABLA 3.36 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De suspensión Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) Aisladores de Porcelana
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.2 Sector 2

TABLA 3.37 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De cadena Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) Cadenas de (2) Aisladores de Porcelana cada una
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(2) Pararrayos activos. (1) Pararrayo dañado
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.3.- Sector 3

TABLA 3.38 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De cadena Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) Cadenas de (2)Aisladores de Porcelana cada una
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.4.- Sector 4

TABLA 3.39 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De cadena Tipo polimérico	7,5 KV	(3) Cadenas de (4) aisladores poliméricos
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.5.- Sector 5

TABLA 3.40 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De cadena Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) Cadenas de (2) Aisladores de vidrio
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.6.- Sector 6

TABLA 3.41 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De suspensión Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) Aisladores de Porcelana
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.7.- Sector 7

TABLA 3.42 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De Cadena Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) Cadenas de (2) aisladores de Porcelana
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	Tipo Barra	15KV	Se puentea las fases y se conecta una fase a una barra de 5/8" de cobre por medio de un bajante

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.8.- Sector 8

TABLA 3.43 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De cadena Tipo pasador y ojo	15 KV	(3) cadenas de (2) Aisladores de vidrio
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(2) Pararrayos activos (1) pararrayo dañado
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	Tipo barra	15KV	Se puentea las fases y se conecta una fase a una barra de 5/8" de cobre por medio de un bajante

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.9.- Sector 9

TABLA 3.44 Dispositivos de Protección a nivel de 13,8KV.

Dispositivo de protección	Tipo de Protección	Nivel de Aislamiento	Características
Aisladores	De cadena Tipo polimérico	15 KV	(3) Cadenas de (6) aisladores poliméricos
Pararrayo	Tipo intemperie	15 KV	(3) Pararrayos
Cortacorriente	Tipo cierre manual	Fusible de 6 KA	(3) Cortacorrientes de apertura automática con fusible
Puesta Tierra	No posee	No posee	No existe conexión de puesta tierra

FUENTE: ALEXDYS MUZIOTTI

3.6.10.- Análisis de Resultados

En las tablas anteriores se analizaron los dispositivos de protección a nivel de media tensión, se puede observar que en la mayoría de los sectores estudiados los dispositivos están conectados y funcionan correctamente. No obstante en las zonas 2, y 8 unos de los pararrayos está dañado, por lo que se recomienda instalar el dispositivo de protección en la fase correspondiente para drenar a tierra fallas producidas por descargas atmosféricas.

Cabe destacar que en la mayoría de los sectores estudiados no existe la

protección a tierra de las líneas de media tensión, esto provocaría una sobrecarga de los bancos de transformadores al momento de presentarse una falla, lo cual repercute en la continuidad y funcionamiento del sistema de distribución de potencia de la zona.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1.- Conclusiones

1. El Sistema de Distribución del sector # 2 entre las calles 7 y 9, presentan problemas de caída de voltaje debido a la disposición en que se encuentran las cargas en los troncales, ya que la mayoría de las cargas se encuentran concentradas al final de los mismos y por tal, se requiere mayor longitud de los conductores, lo que implica una mayor impedancia, y esto se traduce en pérdidas de potencia y caída de voltaje excesivas.
2. El Sistema de Distribución de los sectores estudiados, presenta un alto índice desbalance en los bajantes de los transformadores, debido al crecimiento poblacional no planificado, y a las tomas ilegales por parte de los suscriptores del servicio, lo que repercute en la eficiente continuidad del servicio en las zonas.
3. Con la adición de nuevos bancos de transformadores, se aumentará la capacidad de suministro de energía de los sectores estudiados a un 70%, lo que evitará la sobrecarga tanto de los bancos de transformadores, como de los respectivos conductores en las distintas zonas, y garantizará la continuidad del Sistema eléctrico de Distribución de la zona.
4. El factor de potencia de la zona se mantiene en un rango aceptable para CADAFE a 0,90 aproximadamente, lo que indica que la potencia activa se mantiene estable, ya que no se disipan pérdidas de potencia reactiva, esto garantiza la confiabilidad y seguridad del servicio eléctrico en la zona por parte de la empresa de fomento

eléctrico.

5. Las mediciones realizadas demostraron que no existen fluctuaciones de voltajes en el Sistema Eléctrico de Distribución de la zona, indicativo del sistema de regulación de voltaje del circuito alimentador ROTARY-CLUB-Salida #7 de la subestación TRONCONAL V.
6. En las zonas estudiadas se observaron acometidas de 4 hilos y 3 hilos respectivamente, como también tomas ilegales de los usuarios, lo que demuestra que no existe patrón determinado del Sistema de Distribución, y no se cumple con los requerimientos establecidos por la empresa, lo que afecta el servicio de la zona, y se presentan fallas de voltaje, y quema de los transformadores por dichas sobrecargas.
7. La falta de planes de manteniendo preventivo/correctivo inmediatos repercuten en la confiabilidad del sistema de distribución de los sectores, lo cual se puso en evidencia ante las numerosas elongaciones de los conductores, y los empalmes entre los mismo, señal de posibles sobrecargas de los alimentadores.
8. El rediseño de los sistemas de distribución secundarios (Baja Tensión) no provocaran ningún efecto en las redes de distribución de alta tensión, es decir que no se producirá ningún tipo de sobrecarga de los troncales y alimentadores a nivel de media tensión 13,8KV.
9. Las mejoras inmediatas como la transferencia de carga e instalación de nuevos bancos de transformadores solventaran gran parte de la demanda futura del Sistema de Distribución de la zona a mediano plazo.
10. Se observó que los dispositivos de media tensión (13,8KV) están conectados y

funcionan correctamente, lo que garantiza la distribución de la energía eléctrica en los respectivos sectores estudiados.

4.2.- Recomendaciones

1. Realizar mediciones a los sectores de baja tensión cada cierto periodo, para que de esta manera se puedan detectar los problemas de energía de dichos sectores, y así optimizar el Servicio Eléctrico de la zona.
2. Implementar planes de mantenimiento preventivo a las redes y subestaciones eléctricas, y de esta forma aumentar la confiabilidad del Sistema de Distribución Eléctrica de la zona, y disminuir las interrupciones del servicio producto de la contaminación, filtraciones de agua, conexiones en puentes flojas, falta de aislamiento que experimentan algunas equipos.
3. Registra de manera permanente las eventualidades que ocurran en el Sistema de Distribución Eléctrica de la zona, como el historial de demanda e interrupciones, mediante la utilización de técnicas de informática que permitan evaluar el comportamiento de un alimentador en momento o periodo determinado, con el cual se podrá juzgar y establecer alternativas para mejorar el servicio y el punto de aplicación.
4. Capacitar el personal que labora en los distintos departamentos relacionado con las actividades de control en torno a métodos y herramientas computacionales a razón de perpetuar las planificaciones y valorizar dichos estudios, tomando en consideración los resultados de los mismos resaltando observaciones, correctivos, y adaptándolos a las condiciones y configuraciones actuales.
5. Tener una constante supervisión de la distribución de energía eléctrica, para establecer el funcionamiento del sistema a las normas de la empresa.
6. Realizar un censo que permita determinar el nivel de crecimiento poblacional de la zona, para así adaptar el sistema de distribución de potencia a los futuros cambios que puedan presentarse.

7. Realizar el balanceo y redistribución de las cargas en las zonas más afectadas para así disminuir los niveles de corriente y voltaje de dichos sectores, y evitar la sobrecarga de los bancos de transformadores. También se recomienda aumentar el calibre de los conductores con el propósito de disminuir la caída de voltaje presente en los sistemas de distribución de las zonas estudiadas.
8. Tensar los vanos de baja tensión elongados, con el propósito de evitar fallas producidas por cortocircuitos en las líneas, que acarreen daños en los equipos y los suscriptores.
9. Realizar la conexión a tierra de los niveles de media tensión a 13,8KV, para garantizar la continuidad del servicio eléctrico de la zona, y la correcta protección de los equipos eléctricos, como los transformadores.

Por todo lo expuesto, queda claro que un eficiente Sistema Eléctrico de Distribución de Potencia ofrece simplificación en algunas tareas, como la transmisión de la energía eléctrica por todo el país y así aumenta la productividad y mejora la calidad de vida. No obstante, existen factores que afectan la confiabilidad, seguridad, y flexibilidad de dicho Sistema de distribución. Por lo tanto, con el fin de disminuir los gastos, pérdidas de operación y equipos se deben seguir las recomendaciones anteriores para generar, transmitir, y distribuir la energía eléctrica de forma confiable, segura y efectiva.

BIBLIOGRAFÍA

[1] CHECA L.M. **“Líneas de transporte de energía”**, Editorial. Marcombo, Barcelona (1973).

[2] CHECA L. **“Líneas de Transporte de Energía”**, Editorial. Dossat S.A. (1983).

[3] OLIVA E. **“Teoría de Líneas Eléctricas”**, Editorial. Marcombo, Edición Técnica, España (1986).

[4] ESPINOZA R. **“Sistemas de Distribución”**, Editorial Limusa, Primera Edición, México (1990).

[5] MINISTERIO DE MINERIA. **“Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos (Decreto Supremo N° 327)”**. Gaceta Oficial publicado en el Diario Oficial el 10 de Septiembre de 1998. Santiago de Chile.

[6] GARCIA J. **“Instalaciones Eléctricas en Media y Baja Tensión”**, editorial Paraninfo. (1999)

[7] VELIZ R. **“Remodelación de las Redes Eléctricas de Tronconal II, Barcelona Estado Anzoátegui”**, Tesis de grado, Departamento de electricidad, UNIVERSIDAD DE ORIENTE, VENEZUELA (Mayo 2001).

[8] PIÑERO G. **“Planificación de las Redes de Distribución en la Ciudad de Puerto la Cruz”** Tesis de grado, Departamento de electricidad, UNIVERSIDAD DE ORIENTE, VENEZUELA (Noviembre 2001).

[9] RODRIGUEZ W. **“Justificación E Ingeniería Básica de la S/E Tronconal V 115/13.8 KV 72 MVA”**. Tesis de grado, Departamento de electricidad, UNIVERSIDAD DE ORIENTE, VENEZUELA (Noviembre 2003).

[10] PLACENCIO C. **“Diseño del Sistema de Distribución Eléctrica de los Sectores Habitacionales Casas Botes A, B y C. Puerto la Cruz Estado Anzoátegui.”** Tesis de grado, Departamento de Electricidad, UNIVERSIDAD DE ORIENTE, VENEZUELA (Febrero 2005).

[11] MUJAL R. **“Teoría de Líneas Eléctricas”**, Editorial Edicions UPC, Segunda Edición, España (2005).

[12] HERNANDEZ J. **“Sistema de Distribución de Energía Eléctrica”** El prisma, portal para Investigadores y Profesionales (18 de Junio de 2.008).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TITULO	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN REDES DE BAJA TENSIÓN, EN LAS CALLES 7 Y 9 DEL SECTOR 2 DE LA URBANIZACIÓN BOYACA III DE LA CIUDAD DE BARCELONA, ESTADO ANZOÁTEGUI
SUBTITULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CDIGO CULAC / E MAIL
MUZIOTTI B., ALEXDYS M.	CVLAC: 14.421.753 E_MAIL: alexd_1709@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Evaluación

Sistema

Distribución eléctrica

Redes

Baja tensión

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Escuela De Ingeniería Y Ciencias Aplicadas	Departamento De Electricidad

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente estudio tiene como propósito realizar una evaluación del Sistema Eléctrico de Distribución de Potencia de las calles 7 y 9 del sector #2 de la Urbanización Boyacá III, desde el punto de vista de funcionamiento de los conductores y banco de transformadores, estableciendo los sectores críticos por medio de una auditoría de campo basado en un inventario de cargas críticas, donde posteriormente se realizaron mediciones en los puntos de conexión de los bajantes de los transformadores. Adicionalmente, se realizó un diagnóstico de los dispositivos de protección de media tensión (13,8KV), y se elaboro un plan de mejoras para el Sistema Eléctrico de Distribución de la zona con el que se busca asegurar la eficacia y seguridad del servicio de energía eléctrica de la zona estudiada.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMRES	ROL/CÓDIGO CVLAC/ E_MAIL				
Bermudez Melquiades	ROL	CA	AS	TU	JU
				X	
	CVLAC	3.486.726			
	E_MAIL	melquiadesbermudez@cantv.net			
	E_MAIL				
Daniel Velasquez	ROL	CA	AS	TU	JU
					X
	CVLAC:	16.522.343			
	E_MAIL	Danijose2er78@gmail.com			
	E_MAIL				
Manuel Maza	ROL	CA	AS	TU	JU
					X
	CVLAC:	8.266.951			
	E_MAIL	ingmanuelmaza@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DIA
2010	04	13

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Redes de baja tensión.doc	Aplication / msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K
L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0
1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO ELECTRICISTA

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre – Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente – Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS:**

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

Muziotti B., Alexdys M.

AUTOR

Bermudez Melquiades

TUTOR

Daniel Velasquez

JURADO

Manuel Maza

JURADO

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS