

# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

CARRERA DE ELECTRICIDAD



## ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ETAPA FUNCIONAL EN BAJO VOLTAJE

Trabajo de grado previo a la obtención del

Título de Ingeniero Eléctrico

**Autor:**

Esteban Israel Terán Garrido

**Director:**

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Ibarra, 2025



## AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>	<b>DE</b>	1004016992	
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>	<b>Y</b>	Terán Garrido Esteban Israel	
<b>DIRECCIÓN:</b>	Simón Bolívar y Juan Bosco (Chaltura)		
<b>EMAIL:</b>	eiterang@utn.edu.ec		
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	2533263	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0989507063

DATOS DE LA OBRA	
<b>TÍTULO:</b>	Elaboración de una Metodología para el Cálculo de Pérdidas por Etapa Funcional en Bajo Voltaje
<b>AUTOR (ES):</b>	Terán Garrido Esteban Israel
<b>FECHA DE APROBACIÓN: DD/MM/AAAA</b>	17/01/2025
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TITULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniero Eléctrico
<b>ASESOR /DIRECTOR:</b>	Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.



## 2. CONSTANCIAS

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 22 días del mes de enero de 2025

### EL AUTOR:

Terán Garrido Esteban Israel

CI: 1004016992

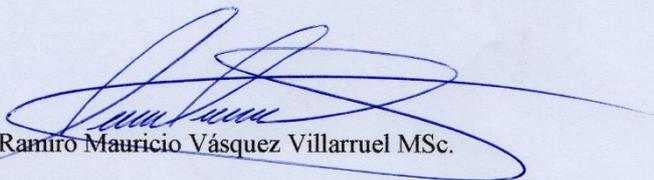


**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**

**CERTIFICADO DEL DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN**  
**CURRICULAR**

Yo, Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc. en calidad de director del señor estudiante Terán Garrido Esteban Israel, certifico que ha culminado con las normas establecidas en la elaboración del Trabajo de Integración Curricular con el tema: "ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR ETAPA FUNCIONAL EN BAJO VOLTAJE".

Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobando la defensa, impresión y empastado.

  
Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

**DIRECTOR DE TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**



## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a mis padres, Hugo y Narcisa, cuyo cariño, apoyo, guía y motivación incondicional han hecho posible el desarrollo de esta investigación. Ellos han sido un pilar fundamental que me ha impulsado a alcanzar las metas que me propuse durante estos años de estudio, convirtiendo este logro tanto suyo como mío. Con su esfuerzo y dedicación, me han formado con valores y actitudes que me han preparado para enfrentar de la mejor manera los retos de la vida, brindándome además la libertad de construir mi propio camino.

De igual forma, dedico este trabajo a mi hermana Karen, cuyo apoyo, cariño y aliento siempre me han motivado a salir adelante. Es una persona indispensable en mi vida, ayudándome en los momentos difíciles con sus consejos y opiniones, que siempre han sido valiosas para tomar mis decisiones. Por todo ello, este logro también se lo debo a ella.



## **Agradecimientos**

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis familiares, quienes han estado presentes a lo largo de este importante proceso de mi vida. Su apoyo incondicional, los valiosos consejos y el constante interés en mi progreso han sido fundamentales para superar los desafíos y alcanzar la meta que hoy celebro. Su preocupación y aliento me han brindado la motivación necesaria para concluir este camino con éxito.

A la Universidad Técnica del Norte, por brindarme la oportunidad de formarme académica y profesionalmente en un ambiente de calidad. Su compromiso con la educación ha sido un pilar fundamental en mi desarrollo integral, proporcionando no solo los conocimientos necesarios, sino también las oportunidades que hicieron posible la realización de este trabajo de grado.

A la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., por abrirme las puertas durante la realización de este trabajo y por proporcionar los recursos necesarios para su desarrollo. Extiendo un agradecimiento especial al Departamento de Estudios Eléctricos de la empresa por su apoyo constante y por facilitarme las herramientas indispensables para llevar a cabo este proyecto con éxito.

Deseo expresar mi más sincera gratitud a mi director de trabajo de grado, el ingeniero Ramiro Vásquez, por su paciencia, valiosos consejos y guía a lo largo del desarrollo de este proyecto. Su experiencia y dedicación en el tema fueron fundamentales para alcanzar los objetivos planteados y llevar este trabajo a buen término.

A todos los amigos que conocí durante esta etapa universitaria, en especial a Evelyn, Alexis, Javier y demás compañeros con quienes compartí esta invaluable experiencia. Su apoyo y compañía fueron esenciales para superar los momentos difíciles que surgieron a lo largo de nuestros estudios, convirtiendo este camino en una etapa llena de aprendizaje y gratos recuerdos.



**Índice de Contenidos**

Resumen ..... 15

Abstract ..... 16

Capítulo I..... 17

    1.1. Problema de investigación..... 17

        1.1.1. Problemática a investigar ..... 17

        1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación..... 17

    1.2. Objetivo General..... 18

        1.2.1. Objetivos Específicos ..... 18

    1.3. Alcance ..... 18

    1.4. Justificación ..... 19

        1.4.1. Contexto ..... 20

Capítulo II ..... 22

    2.1. Sistema de distribución eléctrica ..... 23

        2.1.1. Líneas de subtransmisión ..... 23

        2.1.2. Subestación transformadora reductora ..... 24

        2.1.3. Red de distribución de medio voltaje ..... 24

        2.1.4. Centro de transformación ..... 26

        2.1.5. Red de distribución de bajo voltaje ..... 26

        2.1.6. Alumbrado Público ..... 27

        2.1.7. Acometidas y Medidores..... 27

    2.2. Clasificación de los sistemas eléctricos de distribución..... 28

        2.2.1. Redes trifásicas de cuatro hilos ..... 28

        2.2.2. Redes monofásicas de tres hilos ..... 29

    2.3. Parámetros utilizados en los conductores de distribución ..... 29

        2.3.1. Inductancia propia y mutua para una línea de distribución..... 30

        2.3.2. Resistencia de los conductores ..... 30

        2.3.3. Impedancia de fase en líneas aéreas ..... 31



2.3.4.	Impedancia de la línea aérea de distribución .....	31
2.4.	Pérdidas en el sistema de distribución.....	32
2.4.1.	Pérdidas de energía en la red primaria .....	33
2.4.2.	Pérdidas de energía en los centros de transformación.....	33
2.4.3.	Pérdidas de energía en redes secundarias.....	33
2.4.4.	Pérdidas en conductores de acometidas de la red de bajo voltaje.....	33
2.4.5.	Pérdidas en medidores de energía .....	34
2.4.6.	Pérdidas en el sistema de alumbrado público.....	34
2.5.	Factores y definiciones utilizadas en sistemas de distribución.....	34
2.5.1.	Demanda de energía .....	34
2.5.2.	Demanda Máxima .....	34
2.5.3.	Curva de carga.....	35
2.5.4.	Carga instalada .....	35
2.5.5.	Horas equivalentes de pérdidas (Factor de pérdidas).....	35
2.5.6.	Factor de diversidad .....	36
2.5.7.	Factor de carga .....	36
2.5.8.	Factor de utilización .....	36
2.5.9.	Factor de potencia .....	37
2.5.10.	Estrato de consumo .....	37
Capítulo III	.....	38
Introducción	.....	38
3.1.	Procedimiento.....	38
3.2.	Metodología.....	39
3.3.	Descripción del lugar de estudio .....	41
3.3.1.	Sistema eléctrico de la subestación Ajaví .....	42
3.3.2.	Descripción del alimentador Ajaví No. 2.....	42
3.4.	Modelación .....	44
3.4.1.	Cálculo de impedancias .....	47
3.4.2.	Cálculo de caídas de voltaje.....	49



3.5. Pérdidas de energía eléctrica por etapa funcional de bajo voltaje.....	51
3.5.1. Pérdidas de energía eléctrica en redes secundarias .....	51
3.5.2. Pérdidas de energía eléctrica en acometidas .....	52
3.5.3. Pérdidas de energía eléctrica en medidores de energía .....	53
3.5.4. Pérdidas de energía eléctrica en alumbrado público .....	55
3.6. Materiales .....	56
3.6.1. ArcGIS .....	56
3.6.2. CYMDIST .....	56
3.6.3. Excel.....	57
Capítulo IV .....	59
4.1. Cálculo de pérdidas técnicas en redes eléctricas mediante el software.....	59
4.2. Cálculos de pérdidas empleando la metodología planteada.....	62
4.2.1. Pérdidas en redes secundarias monofásicas .....	62
4.2.2. Pérdidas en acometidas monofásicas .....	65
4.2.3. Pérdidas en medidores de energía monofásicos .....	69
4.2.4. Pérdidas en alumbrado público .....	70
4.2.5. Pérdidas en redes secundarias trifásicas.....	70
4.2.6. Pérdidas en acometidas trifásicas .....	73
4.2.7. Pérdidas en medidores de energía trifásicos .....	76
4.3. Análisis de resultados .....	77
Conclusiones .....	79
Recomendaciones.....	80
Anexo A .....	86
Anexo B.....	137

**INDICE DE FIGURAS**

Fig. 1 Diagrama del sistema eléctrico de distribución .....	23
Fig. 2 Diagrama unifilar de una subestación.....	24
Fig. 3 Estructura de una línea aérea. ....	26



Fig. 4 Infraestructura de una red de bajo voltaje.....	27
Fig. 5 Diagrama de una red trifásica de cuatro hilos.....	28
Fig. 6 Diagrama de un sistema monofásico de 3 hilos.....	29
Fig. 7 Campos magnéticos por fase .....	30
Fig. 8 Modelo estándar de una línea de distribución.....	31
Fig. 9 Disposición vertical de conductores eléctricos.....	32
Fig. 10 Curva de carga diaria .....	35
Fig. 11 Curvas de carga de un grupo y la curva de carga individual .....	36
Fig. 12 Diagrama de flujo del procedimiento. ....	39
Fig. 13 Ubicación georreferenciada del alimentador Ajaví No.2 .....	43
Fig. 14 Red de bajo voltaje del alimentador Ajaví No. 2.....	44
Fig. 15 Transformadores y cargas concentradas ilustradas en el software CYMDIST. ....	45
Fig. 16 Mapa de fondo de la red de 25kVA-13172.....	45
Fig. 17 Ventana de las especificaciones requeridas de los tramos.....	46
Fig. 18 Propiedades del punto de carga.....	47
Fig. 19 Distancias de conductores en red secundaria. ....	48
Fig. 20 Red eléctrica 25kVA-13172. ....	60
Fig. 21 Regresión lineal de los resultados en acometidas monofásicas. ....	69
Fig. 22 Red eléctrica 30kVA-7428. ....	71
Fig. 23 Regresión lineal de los resultados en acometidas trifásicas.....	76
Fig. 24 Red eléctrica 5kVA-13169. ....	87
Fig. 25 Red eléctrica 10kVA-13165. ....	89
Fig. 26 Red eléctrica 10kVA-13189. ....	91
Fig. 27 Red eléctrica 15kVA-7408. ....	93
Fig. 28 Red eléctrica 15kVA-13153. ....	95
Fig. 29 Red eléctrica 25kVA-7426. ....	96
Fig. 30 Red eléctrica 25kVA-13155. ....	98
Fig. 31 Red eléctrica 25kVA-13159. ....	100
Fig. 32 Red eléctrica 25kVA-13168. ....	101
Fig. 33 Red eléctrica 25kVA-13178. ....	103
Fig. 34 Red eléctrica 25kVA-22993. ....	104
Fig. 35 Red eléctrica 37.5kVA-7375. ....	109
Fig. 36 Red eléctrica 37.5kVA-7444. ....	111
Fig. 37 Red eléctrica 37.5kVA-13130. ....	114
Fig. 38 Red eléctrica 37.5kVA-13140. ....	117
Fig. 39 Red eléctrica 37.5kVA-13142. ....	120
Fig. 40 Red eléctrica 37.5kVA-13164. ....	122
Fig. 41 Red eléctrica 37.5kVA-13184. ....	124
Fig. 42 Red eléctrica 37.5kVA-13185. ....	126
Fig. 43 Red eléctrica 50kVA-7392. ....	128
Fig. 44 Red eléctrica 50kVA-7394. ....	130



Fig. 45 Red eléctrica 50kVA-13166. ....	131
Fig. 46 Red eléctrica 75kVA-13150. ....	134
Fig. 47 Red eléctrica 50kVA-7378. ....	138
Fig. 48 Red eléctrica 50kVA-7421. ....	140
Fig. 49 Red eléctrica 50kVA-13171. ....	143
Fig. 50 Red eléctrica 50kVA-13177. ....	148
Fig. 51 Red eléctrica 75kVA-13158. ....	150
Fig. 52 Red eléctrica 75kVA-13192. ....	154
Fig. 53 Red eléctrica 100kVA-7376. ....	156
Fig. 54 Red eléctrica 100kVA-7409. ....	162
Fig. 55 Red eléctrica 250kVA-22679. ....	165
Fig. 56 Red eléctrica 300kVA-13127. ....	166

**INDICE DE TABLAS**

Tabla. 1 Clasificación de los estratos de consumo y el factor de pérdidas .....	37
Tabla. 2 Especificaciones técnicas del alimentador Ajaví No. 2 .....	43
Tabla. 3 Matriz de distancias de los conductores.....	48
Tabla. 4 Matriz de impedancias primitiva.....	48
Tabla. 5 Matriz de impedancia de fase resultante. ....	49
Tabla. 6 Demanda por metro de los conductores eléctricos.....	50
Tabla. 7 Cálculo de caídas de voltaje de la red eléctrica 25kVA-13172. ....	50
Tabla. 8 Tabulación del reporte generado de CYMDIST de la red eléctrica 25kVA-13172.....	61
Tabla. 9 Distribución de la demanda por tramo. ....	63
Tabla. 10 Cálculo de pérdidas con valor de resistencia en redes secundarias. ....	64
Tabla. 11 Cálculo de pérdidas en redes secundarias con el valor de impedancia. ....	64
Tabla. 12 Distribución de la demanda para las acometidas. ....	65
Tabla. 13 Cálculo de pérdidas en acometidas con su resistencia. ....	66
Tabla. 14 Análisis de las pérdidas técnicas en acometidas con las pérdidas por efecto Joule. ....	66
Tabla. 15 Cálculo de pérdidas en acometidas con su impedancia. ....	67
Tabla. 16 Evaluación de los resultados en acometidas monofásicas utilizando el factor. ....	68
Tabla. 17 Cálculo de pérdidas en medidores de energía. ....	69
Tabla. 18 Cálculo de pérdidas en alumbrado público de la red de 25kVA-13172. ....	70
Tabla. 19 Distribución de la demanda por tramo .....	72
Tabla. 20 Cálculo de pérdidas en redes secundarias trifásicas con su resistencia. ....	72
Tabla. 21 Cálculo de pérdidas en redes secundarias trifásicas con su impedancia.....	73
Tabla. 22 Distribución de carga en acometidas trifásicas. ....	73
Tabla. 23 Análisis de las pérdidas técnicas en acometidas trifásicas por efecto Joule. ....	74
Tabla. 24 Cálculo de pérdidas en acometidas trifásicas con su impedancia.....	74
Tabla. 25 Evaluación de los resultados en acometidas trifásicas utilizando el factor.....	75



Tabla. 26 Cálculo de pérdidas en medidores de energía trifásicos. ....	77
Tabla. 27 Pérdidas de potencia y energía en redes de bajo voltaje. ....	78
Tabla. 28 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 5kVA-13169. ....	87
Tabla. 29 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 5kVA-13169. ....	88
Tabla. 30 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 10kVA-13165. ....	89
Tabla. 31 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 10kVA-13165. ....	90
Tabla. 32 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 10kVA-13165. ....	90
Tabla. 33 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 10kVA-13189. ....	91
Tabla. 34 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 10kVA-13189. ....	92
Tabla. 35 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 10kVA-13189. ....	92
Tabla. 36 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 15kVA-7408. ....	93
Tabla. 37 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 15kVA-7408. ....	94
Tabla. 38 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 15kVA-7408. ....	94
Tabla. 39 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 15kVA-13153. ....	95
Tabla. 40 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 15kVA-13153. ....	95
Tabla. 41 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 15kVA-13153. ....	95
Tabla. 42 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-7426. ....	96
Tabla. 43 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-7426. ....	97
Tabla. 44 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-7426. ....	97
Tabla. 45 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13155. ....	98
Tabla. 46 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13155. ....	99
Tabla. 47 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-13155. ....	99
Tabla. 48 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13159. ....	100
Tabla. 49 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13159. ....	100
Tabla. 50 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-13159. ....	100
Tabla. 51 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13168. ....	101
Tabla. 52 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13168. ....	102
Tabla. 53 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-13168. ....	102
Tabla. 54 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13178. ....	103
Tabla. 55 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13178. ....	103
Tabla. 56 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-22993. ....	104
Tabla. 57 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-22993. ....	106
Tabla. 58 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-7375. ....	109
Tabla. 59 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-7375. ....	110
Tabla. 60 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-7375. ....	110
Tabla. 61 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-7444. ....	111
Tabla. 62 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-7444. ....	112
Tabla. 63 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-7444. ....	112
Tabla. 64 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13130. ....	114
Tabla. 65 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13130. ....	115
Tabla. 66 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13130. ....	115



Tabla. 67 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13140.....	117
Tabla. 68 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13140.....	118
Tabla. 69 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13140. ....	118
Tabla. 70 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13142.....	120
Tabla. 71 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13142.....	120
Tabla. 72 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13142. ....	121
Tabla. 73 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13164.....	122
Tabla. 74 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13164.....	122
Tabla. 75 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13164. ....	123
Tabla. 76 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13184.....	125
Tabla. 77 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13184.....	125
Tabla. 78 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13185.....	126
Tabla. 79 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13185.....	126
Tabla. 80 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13185. ....	127
Tabla. 81 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7392.....	128
Tabla. 82 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7392.....	128
Tabla. 83 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7392. ....	129
Tabla. 84 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7394.....	130
Tabla. 85 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7394.....	130
Tabla. 86 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7394. ....	131
Tabla. 87 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13166.....	132
Tabla. 88 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13166.....	132
Tabla. 89 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13166. ....	132
Tabla. 90 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 75kVA-13150.....	134
Tabla. 91 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 75kVA-13150.....	134
Tabla. 92 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 75kVA-13150. ....	136
Tabla. 93 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7378.....	138
Tabla. 94 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7378.....	138
Tabla. 95 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7378. ....	139
Tabla. 96 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7421.....	141
Tabla. 97 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7421.....	141
Tabla. 98 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7421. ....	142
Tabla. 99 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13171.....	144
Tabla. 100 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13171.....	144
Tabla. 101 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13171. ....	145
Tabla. 102 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13177.....	149
Tabla. 103 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13177.....	149
Tabla. 104 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13177. ....	149
Tabla. 105 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13158.....	151
Tabla. 106 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13158.....	151
Tabla. 107 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13158. ....	152



Tabla. 108 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 75kVA-13192.....	155
Tabla. 109 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 75kVA-13192.....	155
Tabla. 110 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 75kVA-13192. ....	155
Tabla. 111 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 100kVA-7376.....	157
Tabla. 112 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 100kVA-7376.....	158
Tabla. 113 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 100kVA-7376. ....	160
Tabla. 114 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 100kVA-7409.....	163
Tabla. 115 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 100kVA-7409.....	163
Tabla. 116 Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 100kVA-7409. ....	164
Tabla. 117 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 250kVA-22679.....	165
Tabla. 118 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 250kVA-22679.....	165
Tabla. 119 Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 300kVA-13127.....	166
Tabla. 120 Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 300kVA-13127.....	166



## Resumen

La cuantificación de las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución eléctrica presenta un reto significativo para las empresas distribuidoras del sector eléctrico, particularmente en la etapa de bajo voltaje. Estas pérdidas son inherentes a los procesos de distribución y derivan de factores como la resistencia de los conductores, la longitud de los tramos y la diversidad de las cargas conectadas. En muchos casos, las pérdidas técnicas en redes de bajo voltaje no son adecuadamente consideradas, lo que repercute negativamente en la eficiencia de las redes eléctricas.

En los últimos años, debido al crecimiento demográfico y al consecuente aumento en la demanda de energía, las pérdidas en las redes de bajo voltaje han ganado relevancia. A pesar de que existen softwares especializados para la estimación de estas pérdidas, su costo elevado y la necesidad de contar con modelos precisos de las redes dificultan su uso generalizado. Por ello, surge la necesidad de desarrollar una metodología de cálculo más accesible y novedosa que permita cuantificar estas pérdidas de manera eficiente y práctica.

El objetivo de esta investigación es proponer una metodología optimizada para el cálculo de pérdidas técnicas de energía y potencia en redes de bajo voltaje, empleando datos históricos proporcionados por EMELNORTE S.A. Este enfoque busca ofrecer una herramienta sencilla y confiable para estimar las pérdidas, lo que permitirá a las empresas distribuidoras tomar decisiones acertadas y desarrollar estrategias para mejorar la eficiencia de las redes eléctricas.

Para alcanzar los resultados deseados, se empleó un enfoque cuantitativo que permite calcular las pérdidas de potencia y energía en los tramos de las redes de bajo voltaje. Este enfoque se complementó con un análisis investigativo que profundiza en los fundamentos de las redes eléctricas y sus elementos, considerando sus características técnicas para mejorar la precisión de los resultados.

**Palabras clave:** Pérdidas técnicas, potencia, energía, bajo voltaje, resistencia, impedancia, flujo magnético, demanda máxima.



## Abstract

The quantification of technical losses in electrical distribution systems presents a significant challenge for distribution companies in the electricity sector, particularly at the low voltage stage. These losses are intrinsic and inherent to the distribution processes and derive from factors such as the resistance of the conductors, the length of the sections and the diversity of the connected loads. In many cases, technical losses in low-voltage networks are not adequately considered, which has a negative impact on the efficiency of electrical networks.

In recent years, due to population growth and the consequent increase in energy demand, losses in low-voltage networks have gained relevance. Despite the existence of specialized software for the estimation of these losses, their high cost and the need for accurate network models make their widespread use difficult. Therefore, there is a need to develop a more accessible and novel calculation methodology that allows quantifying these losses in an efficient and practical way.

The objective of this research is to propose an optimized methodology for the calculation of technical energy and power losses in low voltage networks, using historical data provided by EMELNORTE S.A. This approach seeks to offer a simple and reliable tool for estimating losses, which will allow distribution companies to make the right decisions and develop strategies to improve the efficiency of electrical networks.

To achieve the desired results, a quantitative approach was used to calculate power and energy losses in low-voltage network sections. This approach was complemented with an investigative analysis that delves into the fundamentals of electrical networks and their elements, considering their technical characteristics to improve the accuracy of the results.

**Keywords:** Technical losses, power, energy, low voltage, resistance, impedance, magnetic flux, maximum demand.



## **Capítulo I**

### **Introducción**

Elaboración de una metodología para el cálculo de pérdidas por etapa funcional en bajo voltaje.

#### **1.1. Problema de investigación**

##### **1.1.1. Problemática a investigar**

Las pérdidas en los sistemas eléctricos de bajo voltaje son un fenómeno común de las últimas décadas en las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se produce por fenómenos físicos propios de los elementos de las redes de bajo voltaje ya que este tipo de redes son dinámicas, y de constante cambio en cuanto a su infraestructura debido a la entrada de nuevos abonados a la red eléctrica por un aumento constante de la población lo que agranda la complejidad del sistema eléctrico y la variabilidad de datos exactos de las curvas de carga de cada red de bajo voltaje para tener un control de lo que sucede.

La variación de factores físicos que pueden afectar en las pérdidas de energía eléctrica, incluyendo la calidad de los equipos de distribución, el dimensionamiento de los conductores, la carga eléctrica de cada abonado y la frecuencia de los picos de demanda de energía, son características que representan un impacto significativo en la eficiencia y la calidad del suministro eléctrico.

Es necesario un estudio de las pérdidas en las redes de distribución de bajo voltaje de la empresa EMELNORTE S.A. Ya que, se debe tener los registros de carga y energía que se consume, los datos mensuales de los flujos de carga de las redes secundarias, características físicas de cada uno de los elementos de la red como son la resistividad de conductores, corrientes de Foucault, efecto pelicular en los conductores. Lo que crea un factor imprescindible para la ejecución de los cálculos de pérdidas, y puede conducir a una apreciación mejorada de las pérdidas de energía que no se podía recabar en las redes de bajo voltaje por su constante ampliación y factores no considerados en su dimensionamiento.

##### **1.1.2. Formulación de la pregunta de investigación**



¿Cómo se puede diseñar y validar una metodología para el cálculo de pérdidas en sistemas eléctricos de bajo voltaje, considerando los factores que influyen en las pérdidas técnicas de las líneas como son características físicas y técnicas de cada uno de los elementos de las redes de bajo voltaje?

## **1.2. Objetivo General**

Desarrollar una metodología de cálculo para la obtención de pérdidas técnicas de potencia y energía eléctrica por etapa funcional en las redes de bajo voltaje con base a datos históricos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.

### **1.2.1. Objetivos Específicos**

Describir los componentes que intervienen en las redes de bajo voltaje para el proceso de cálculo de pérdidas técnicas.

Establecer la metodología de cálculo de pérdidas técnicas de potencia y energía eléctrica desagregada para cada uno de los elementos de la red de bajo voltaje, acorde a sus características técnicas y condiciones de operación.

Aplicar la metodología de cálculo de pérdidas técnicas propuesta para una red de bajo voltaje de la Empresa EMELNORTE S.A.

## **1.3. Alcance**

El presente trabajo de grado desarrollará una metodología de cálculo de pérdidas técnicas de la potencia y energía eléctrica que se consume por etapa funcional en redes de bajo voltaje que tiene en su concesión la Empresa Eléctrica Regional Norte.

El desarrollo de la metodología comienza con la recopilación de información de los datos históricos de consumo de potencia y el perfil de carga mensual que se tiene en una red de bajo voltaje como modelo para el estudio, estos datos de la carga es el análisis de la demanda en cada intervalo de tiempo, la demanda máxima de la carga y el intervalo de tiempo en el que sucede, factor de carga, el factor de diversidad, que reflejar la incidencia de la utilización de equipos, características de construcción de los elementos de la red, así como también la topología que tiene la red por factores físicos de influencia que se tiene como la resistividad, el efecto pelicular, calibre de conductores utilizados, así como también localización exacta en la que se encuentra la red piloto



con la que se va a realizar el estudio. Toda esta información se almacena en la base de datos del programa Arc-GIS que será proporcionada por la empresa. Para ser analizada cuidadosamente ya que es la información de partida con la que se va a desarrollar la metodología de cálculo de las pérdidas en cada uno de los elementos de una red de bajo voltaje.

A continuación, se debe modelar la red georreferenciando el lugar en el que se encuentra y considerar la topología con la que cuenta en el programa CYMDIST, usando todos los datos del consumo energético mencionados, para realizar la simulación de la distribución de carga, y así poder determinar las pérdidas por etapa funcional en bajo voltaje.

Además, la metodología de cálculo de pérdidas por etapa funcional podrá ser comparada con el método utilizado por la empresa EMELNORTE S.A. que es el utilizado por la empresa para obtener las pérdidas de las líneas. Pero por el elevado costo económico para la compra de la licencia y su mantenimiento se desarrollará una metodología de cálculo en la que se pueda tener resultados similares y con un costo económico menor, para poder decidir cuáles son las deficiencias y hacer las respectivas correcciones que pueden ser ajustadas para tener una mejor apreciación de resultados de pérdidas aplicando en diferentes redes de bajo voltaje para validar el proceso de cálculo.

#### **1.4. Justificación**

El desarrollo de una nueva metodología eficiente y optimizada a la necesidad que es conseguir la reducción de las pérdidas por etapa funcional de bajo voltaje de las líneas tiene una viabilidad de realización alta, ya que existen herramientas y técnicas disponibles para ser la base en la que se va a llevar a cabo este método. Además, la implementación de una metodología para redes de bajo voltaje puede aportar numerosos beneficios para la eficiencia, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico. Debido a que este tipo de cálculos se los va a realizar para evaluar los posibles puntos críticos de la red que tiene en concesión la empresa EMELNORTE S.A., para poder reducir las pérdidas técnicas al ser algo que no será posible eliminar, también se debe tener en cuenta las pérdidas no técnicas para la comprobación y evaluación de la metodología a implementar.

Para la realización de una metodología de cálculo de pérdidas por etapa funcional de bajo voltaje se pueden utilizar técnicas de simulación y análisis de sistemas eléctricos en herramientas



computacionales. Estas técnicas permiten modelar el comportamiento de la red eléctrica y aportar con información para los cálculos de las pérdidas de energía en la etapa funcional. Además, con la utilización de herramientas informáticas específicas se reducirá el tiempo de ejecución del proceso, por lo que pueden ser utilizadas para simplificar el proceso de cálculo y mejorar la precisión de los resultados. Estas herramientas pueden ayudar a analizar grandes cantidades de datos e identificar las áreas de la red que presentan mayores pérdidas.

En cuanto a la viabilidad económica que ayudaría a la empresa EMELNORTE S.A., la implementación de una metodología de cálculo de pérdidas por etapa funcional de bajo voltaje puede traer beneficios económicos a largo plazo, al reducir los costos asociados por las pérdidas de energía. Además, que puede ser utilizada para optimizar la operación y el mantenimiento de la red eléctrica teniendo en consideración la mejora de estrategias de mitigación de pérdidas en la creación de redes con vistas a la constante ampliación que se produce en la población ya que se da en zonas urbanas como también en las zonas rurales. Esto ayudara a ver una gran rentabilidad económica con las que se puede invertir en mejores tecnologías que se concentren en la reducción y ser redes óptimas con la utilización de equipos con mejores prestaciones.

#### **1.4.1. Contexto**

Las pérdidas de energía eléctrica en los sistemas eléctricos tanto de transmisión y distribución representan un gran desafío para el sector eléctrico, A pesar de los esfuerzos realizados, y los que están en marcha, sus niveles siguen siendo elevados. Esto en términos relativos, la región pierde alrededor del 17% de la energía generada [1]. Dado que es la suma de las ineficiencias técnicas o de origen físico y no técnicas que se producen en un período de tiempo, ya que es la energía pérdida como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores que transportan la electricidad [2].

En la transmisión de electricidad desde las centrales de generación a través de los sistemas eléctricos a los abonados finales, se producen pérdidas de energía y potencia, esto debido a las características físicas de los componentes de la red, este tipo de pérdidas son inherentes a la conducción de la energía a través de medios físicos y no pueden ser evitados del todo [3]. En este camino, los países de América Latina y el Caribe han fortalecido el marco legal, con la creación de agencias e incorporación de planes de eficiencia energética especializadas en la transmisión de la energía generada [4].



Los esfuerzos realizados por los gobiernos y las compañías de energía, que la proporción de las pérdidas eléctricas ha aumentado entre el 1970 y el 1994 de un 12% a 16%. Este nivel se ha mantenido estable hasta el 2019. Es decir, la electricidad generada por el sistema energético de la región se desaprovecha. Es un nivel alto, teniendo en cuenta el de los países de la OCDE cuentas con niveles mucho más bajos que están por debajo del (6%) [5].

Se tiene como datos que entre un 20 y 25% de la energía que es suministrada representan pérdidas para la empresa distribuidora [4]. Estos porcentajes que se pierden provienen de los tipos de pérdidas técnicas y no técnicas que en su mayoría son de las últimas mencionadas, por una mal conducta que se encuentra incrustada en la sociedad que es el beneficio propio [6]. En 2016, por ejemplo, las pérdidas eléctricas en la región fueron más de 240 Tera-watts-hora (TWh), lo que significa que prácticamente fueron tres veces el consumo de energía eléctrica en Centroamérica en este año [1].

En países vecinos como es el ejemplo de Argentina, en el año 2017 inicio un proceso con vistas a realizar la elaboración y posterior aprobación de una ley de eficiencia energética, con la que esperan establecer lineamientos de la Política de Estado en la materia, incluyendo presupuestos mínimos de protección con el uso racional de la electricidad [7]. Otro ejemplo en la región es Jamaica que presento un informe en el que describe que tiene previsto invertir varios millones de dólares en el año fiscal 2021/2022 en el Programa de Gestión y Eficiencia Energética, con el objetivo de promover la eficiencia energética en todas las instalaciones gubernamentales y el ahorro de combustibles. Centrándose en instalar iluminación de uso eficiente de la energía en 50 edificios públicos [8].

En Ecuador en el año 2021, las pérdidas de energía de los sistemas de distribución fueron de 3.454,62 GWh, esto implica un crecimiento de 908,56 GWh haciendo una comparación con los datos registrados en el 2012. El porcentaje de pérdidas técnicas en el 2021 tuvo un valor de 6,53% lo que significa que existió una mejora y readecuación de medidas mitigadoras en los sistemas eléctricos del país. En cuanto a las pérdidas no técnicas del sistema se ven valores fueron de 1.728,14 GWh, lo que en cifras porcentuales representan un valor del 13,06% como incremento de estas en los últimos años [9].



En la Empresa Eléctrica Regional Note S.A. las pérdidas eléctricas se subdividen para todas las etapas de bajo voltaje del sistema eléctrico, en las cuales se identifican para 5 estratos diferentes de abonados los cuales son: A, B, C, D, E, con los cuales se hace una medición del promedio de consumo de energía mensual [10]. Se ha registrado un valor de pérdidas del 9,10% en el mes de diciembre de 2019 valores registrados en todo el sistema de concesión de la empresa distribuidora EMELNORTE S.A., este valor fue comparado con el valor que se obtuvo en el año 2020 del mismo que se ha registrado un aumento que es considerable debido a la expansión que tiene en concesión la empresa que es un registro del 9,81% [11].

## Capítulo II

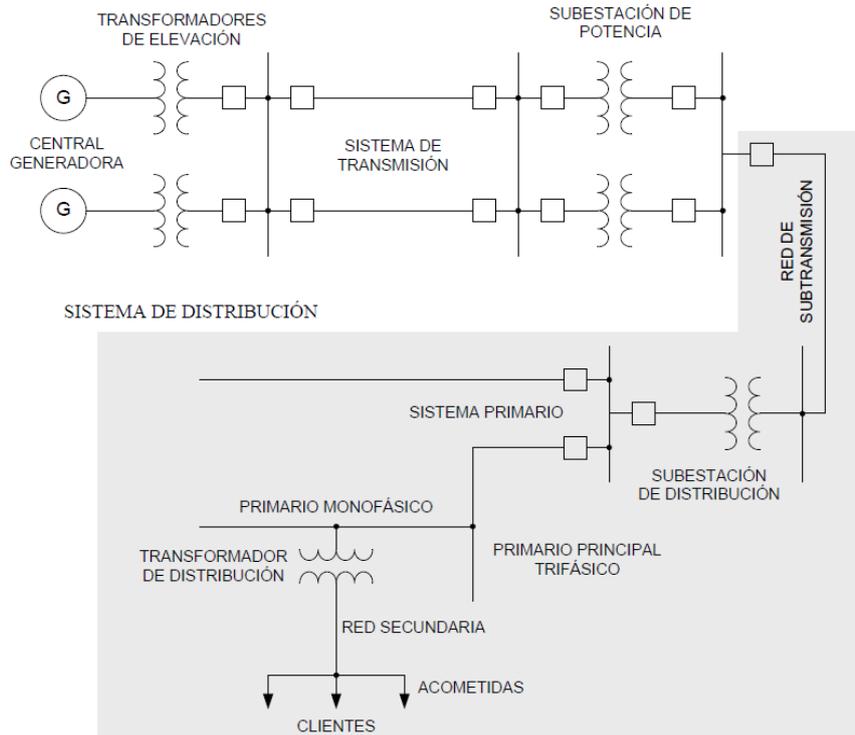
### MARCO TEÓRICO

---



**2.1. Sistema de distribución eléctrica**

En Ecuador, el sistema de distribución es una parte importante del sistema de potencia, que es el encargado de suministrar energía eléctrica desde las subestaciones de transformación en medio voltaje hasta los consumidores o clientes finales [12]. Como se puede ver en la **Fig. 1** el sistema eléctrico de potencia con la transmisión de energía desde la generación hasta el consumidor final.



*Fig. 1 Diagrama del sistema eléctrico de distribución [51].*

El sistema de distribución eléctrica es una red interconectada por infraestructuras y elementos diseñados para transportar la energía eléctrica hasta el cliente, que corresponde a la zona sombreada de la **Fig. 1**. Consta de líneas de subtransmisión, subestación transformadora reductora, red de distribución de medio voltaje (primaria, secundaria, terciaria y posteriores), centro de transformación de bajo voltaje, red de distribución en bajo voltaje, alumbrado público, acometidas y medidores.

**2.1.1. Líneas de subtransmisión**



Son las líneas que permiten transportar la energía eléctrica desde una subestación primaria de reducción a una subestación de distribución de medio voltaje, en consecuencia, el voltaje con el que se alimenta a las subestaciones de distribución es reducido a valores de 69 kV y 34,5 KV siendo valores de operación de EMELNORTE S.A. [11].

**2.1.2. Subestación transformadora reductora**

Las subestaciones de distribución es el elemento de partida del sistema de distribución, su principal función es la transformación de energía reduciendo el voltaje que se toma de las líneas de subtransmisión a un voltaje nominal menor de 13,8 kV y así regular el voltaje dentro de un rango normado para su entrega al usuario final.

Las subestaciones están equipadas con dispositivos de protección que aseguran la integridad del sistema eléctrico. Estos dispositivos son responsables de proteger tanto la subestación como los elementos situados aguas abajo de sobrecargas, cortocircuitos y otras contingencias [12]. En la Fig. 2 se puede observar la infraestructura de una subestación reductora de alto voltaje a medio voltaje.

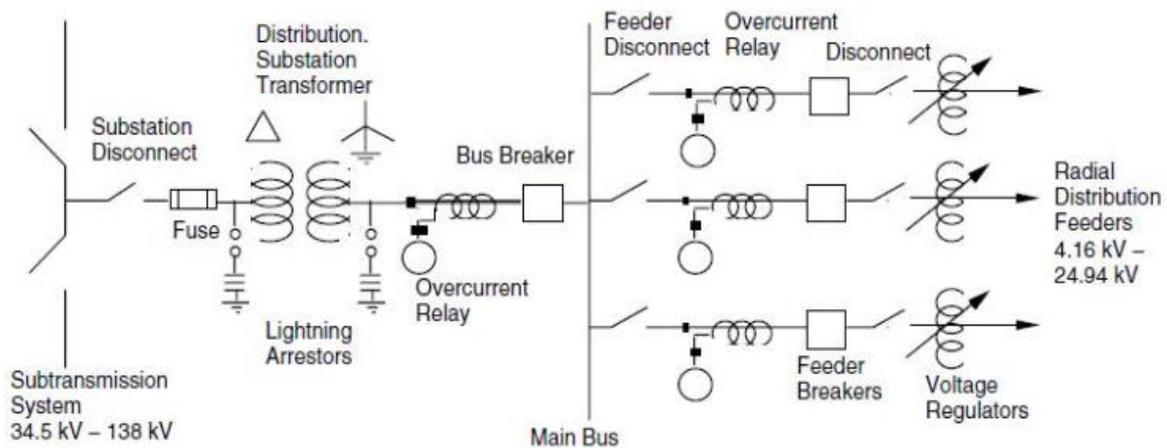


Fig. 2 Diagrama unifilar de una subestación [39].

Las subestaciones reductoras de medio voltaje se ubican estratégicamente en zonas urbanas, lo que permite minimizar las distancias recorridas por los alimentadores primarios que parten de ellas. Esto contribuye de manera efectiva a reducir las pérdidas de energía en los conductores de la red.

**2.1.3. Red de distribución de medio voltaje**



La red de distribución o red primaria es la encargada de conducir la energía eléctrica desde la subestación hasta las zonas urbanas y rurales que se abastecen de energía eléctrica, mediante los llamados alimentadores que pueden ser aéreos o subterráneos y operan con un voltaje de línea 13,8 kV y el voltaje de fase de 7,9 kV, en configuraciones trifásicas, bifásicas y monofásicas. Estos alimentadores suministran energía a los transformadores de distribución. Además, existen ramificaciones del alimentador, conocidas como ramales de medio voltaje y que alimentan a los centros de transformación.

### 2.1.3.1. Clasificación de líneas subterráneas y aéreas de medio voltaje

El sistema de distribución de medio voltaje se clasifica en líneas aéreas y subterráneas, a modo de derivaciones denominadas primarias, secundarias y terciarias. Estas derivaciones permiten adaptar la red eléctrica a los diferentes requerimientos de las áreas de operación, facilitando una distribución más equilibrada de las cargas. De estas derivaciones se originan los circuitos de distribución en bajo voltaje, los cuales suministran energía a los clientes.

- **Líneas subterráneas**

El sistema subterráneo consiste en la instalación de conductores bajo tierra, a través de tuberías. Un aspecto importante de este tipo de redes es la eliminación de la contaminación visual en zonas urbanas. Además, este sistema previene de problemas que ocurre con los conductores aéreos, como su vulnerabilidad ante condiciones climáticas adversas, daños accidentales o interferencias con otras estructuras. Aunque su costo de instalación inicial es elevado, representa una inversión a largo plazo debido a su mayor durabilidad y menor requerimiento de mantenimiento [13].

- **Líneas aéreas**

En este tipo de líneas, los conductores pueden ser desnudos o aislados, y se sostienen mediante aisladores instalados en crucetas, que a su vez se colocan en postes de hormigón. Estos postes se clasifican en función de la longitud deseada, su peso y la resistencia a la ruptura horizontal que soportan. Como se puede ver en la **Fig. 3**, se muestra un ejemplo de la infraestructura de una línea aérea aguas abajo del transformador.

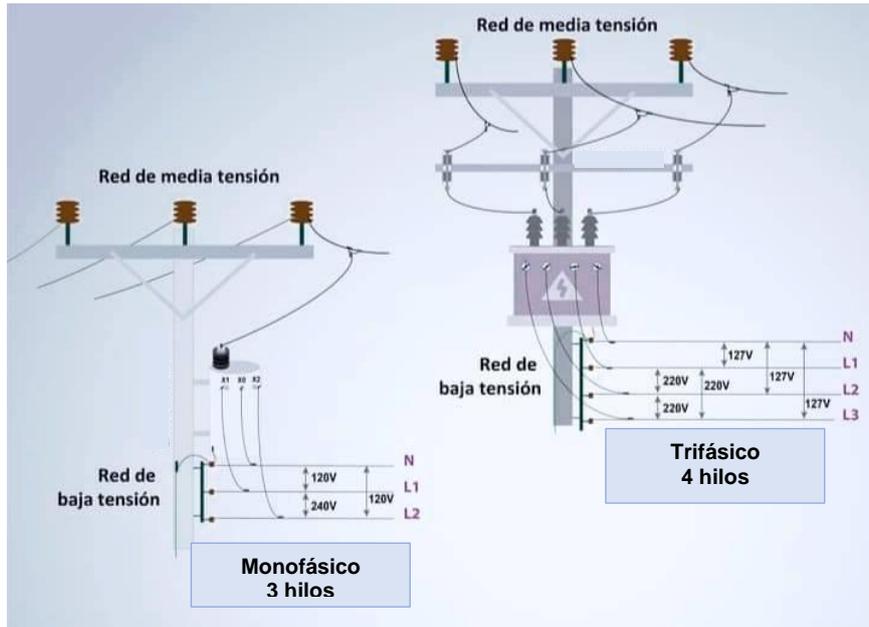


Fig. 3 Estructura de una línea aérea [53].

Estas instalaciones resultan más económicas para la distribución, el aire es aprovechado como aislante. Beneficiando el mantenimiento, localización de fallas y el bajo tiempo de construcción [13].

**2.1.4. Centro de transformación**

Los centros de transformación son los encargados de reducir el voltaje de 13,8 kV del devanado primario a un voltaje de 240/120 V en redes monofásicas, principalmente son de uso doméstico y pequeños comercios, y a 220/127 V para redes trifásicas, para el uso industrial. En el área de concesión de EMELNORTE S.A. En total se cuenta con 17.528 transformadores de distribución, instalados en la parte superior de los postes, tanto en las zonas urbanas y rurales [11].

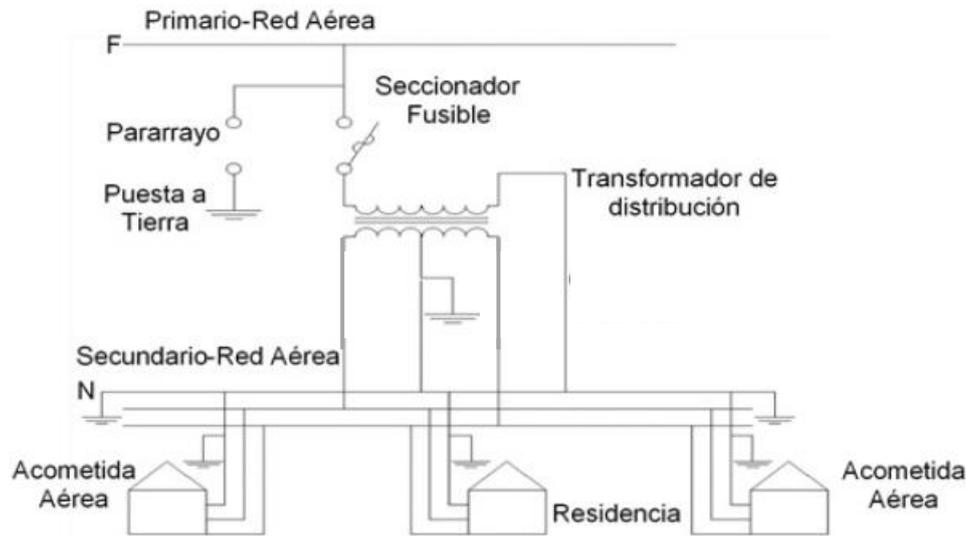
Todos los centros de transformación deben estar debidamente dimensionados para alimentar una carga a largo plazo, mediante un análisis detallado que considere el crecimiento demográfico. Además, deben ubicarse en puntos estratégicos de carga para optimizar el suministro eléctrico.

**2.1.5. Red de distribución de bajo voltaje**

La red de bajo voltaje parte del devanado secundario del transformador de distribución, está constituida por las líneas aéreas y subterráneas, siendo el último tramo de transporte de energía



hasta su destino [14]. En la **Fig. 4** se muestra la conexión de una red secundaria a un transformador de distribución.



*Fig. 4 Infraestructura de una red de bajo voltaje [14].*

### 2.1.6. Alumbrado Público

El alumbrado público se encarga de iluminar vías y espacios públicos destinados a la movilidad, seguridad, ornamentación y actividades deportivas sin restricciones de acceso al público. Se clasifica en alumbrado público general, alumbrado público ornamental e intervenido [15]. Los sistemas de alumbrado en vías públicas son esenciales para garantizar la seguridad y la comodidad tanto de peatones como de conductores, especialmente durante la noche o en condiciones de baja visibilidad.

El alumbrado público ornamental se refiere a la iluminación de áreas como parques, plazas, iglesias, monumentos y otros espacios urbanos similares, que no necesariamente cumplen con los niveles de iluminación establecidos por la normativa para el alumbrado público general, el cual rige a nivel nacional. Este tipo de alumbrado se centra en lo estético y decorativo, contribuyendo a generar un impacto positivo en el bienestar emocional de los residentes de una ciudad o comunidad.

### 2.1.7. Acometidas y Medidores

La acometida es el circuito encargado de enlazar la red secundaria con el medidor de energía individual de cada cliente, actuando como el punto final del circuito de transporte de energía. La acometida se realiza con conductores del tipo SEU (Concéntrico) o SER (Sucre) de



aluminio, y el calibre del conductor debe tener una capacidad de transporte de corriente adecuada a la demanda máxima que se va a servir. Esta capacidad se determinará según el tipo de cliente al que se le entregará el suministro eléctrico [16].

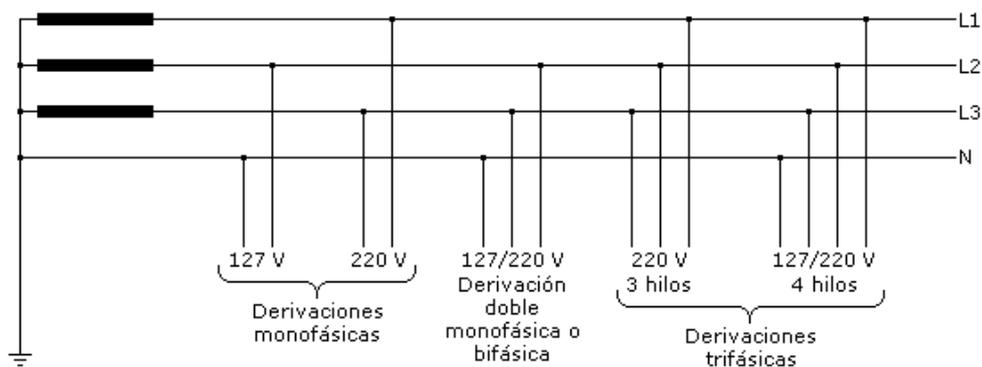
Un medidor de energía es el elemento individual que se encuentra en la fachada del abonado, encargado de medir el consumo de energía en kilovatios-hora (kWh) [17]. Existen en varios tipos y marcas de medidores, que varían según la empresa distribuidora. Incluyendo diferentes características y modelos trifásicos, bifásicos y monofásicos.

**2.2. Clasificación de los sistemas eléctricos de distribución**

En la red de distribución, existe una clasificación que se basa en el número de hilos y fases utilizados en un circuito, destacando las redes trifásicas y monofásicas. Esta diferenciación responde al uso final de la energía, que puede ser residencial, comercial o industrial. La elección del tipo de circuito depende de la zona en la que se emplean y de la demanda de consumo en cada punto final, así como del número de cargas que se requiera conectar para lograr una distribución de energía eficiente y controlada.

**2.2.1. Redes trifásicas de cuatro hilos**

En un sistema de distribución a 4 hilos, cada fase se combina con el conductor neutro (retorno) para formar un circuito. Esta configuración, conocida como conexión estrella, es muy utilizada y se emplea principalmente en configuraciones que requieren un suministro eléctrico equilibrado y una mayor capacidad de carga. En la **Fig. 5** se muestra una conexión en estrella, que permite establecer un sistema de cuatro hilos para la distribución de energía.



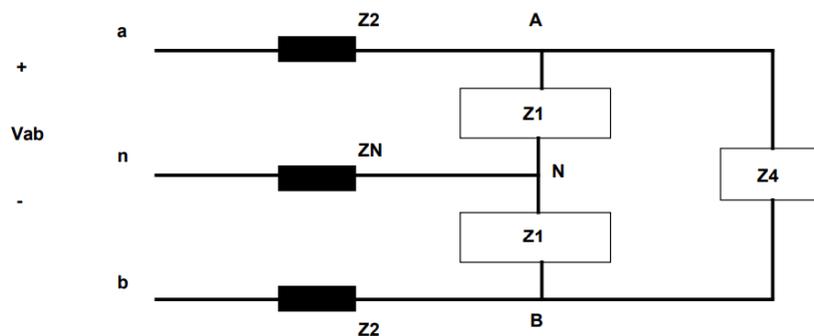
*Fig. 5 Diagrama de una red trifásica de cuatro hilos [18].*



Cada fase se encuentra desfasada 120 grados eléctricos de las otras, con el conductor de neutro como punto de retorno siendo la referencia [18].

**2.2.2. Redes monofásicas de tres hilos**

Las redes monofásicas son circuitos que tienen dos conductores de fase activos y un conductor de neutro que completa el circuito. Se utilizan principalmente en aplicaciones residenciales y comerciales, ya que permiten gestionar una mayor carga de energía en situaciones donde los circuitos requieren mayor capacidad. Esto facilita una distribución más equilibrada de la carga conectada [12].



*Fig. 6 Diagrama de un sistema monofásico de 3 hilos [48].*

En un sistema monofásico convencional, la fase transporta la energía eléctrica y el neutro actúa como el punto de retorno para la corriente, cerrando así el circuito. Es importante considerar que la elección entre sistemas monofásicos y trifásicos depende de las necesidades de carga y de la infraestructura eléctrica disponible. En la **Fig. 6** se puede observar un sistema monofásico de tres hilos, también conocido como sistema de fase partida, que utiliza el conductor neutro para completar el circuito.

**2.3. Parámetros utilizados en los conductores de distribución**

Un alimentador de distribución que atiende cargas trifásicas, bifásicas y monofásicas genera un circuito desequilibrado, con una disposición de conductores específica para cada tipo de carga. Es crucial analizar estas condiciones en las redes de distribución eléctrica, modelando sus circuitos con precisión para obtener estimaciones aproximadas de sus variables como la resistencia y la inductancia serie, especialmente en líneas aéreas [19].



**2.3.1. Inductancia propia y mutua para una línea de distribución**

La inductancia serie de un conductor se define en función de la constante de proporcionalidad que existe entre el flujo magnético presente en el conductor y la corriente que lo atraviesa. Este fenómeno genera la inductancia, también conocida como coeficiente de inducción, que se mide en Henrios (H). Cuando se considera la inductancia por metro de longitud de la red, se expresa en Henrios por metro (H/m). Al extender el análisis a múltiples conductores, se introduce el concepto de inducción mutua, que se define como el cociente entre el flujo magnético creado en un conductor y la corriente que circula por un conductor vecino. Este concepto es fundamental para calcular la inductancia total en un circuito de distribución [20].

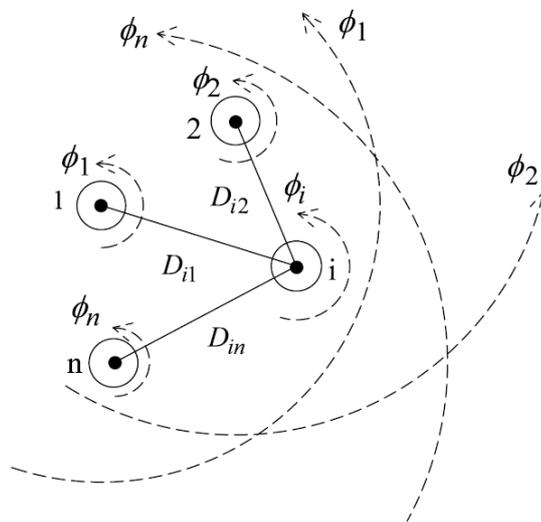


Fig. 7 Campos magnéticos por fase [20].

Como se observa en la Fig. 7, en un grupo de conductores por los que circula una corriente y se encuentran a distancias pequeñas entre sí, los campos magnéticos generados por cada uno interactúan entre sí. Esta interacción se debe a que los campos magnéticos se cruzan en el entorno, lo que genera una inductancia mutua entre ellos.

**2.3.2. Resistencia de los conductores**

La resistencia en corriente alterna depende de cómo la corriente atraviesa el conductor, ya que no se distribuye de manera uniforme a lo largo de su sección transversal. Este fenómeno, conocido como efecto pelicular, provoca que la densidad de corriente sea mayor en el exterior del conductor y menor en su interior. Como resultado, la sección efectiva del conductor para el transporte de corriente se reduce, lo que a su vez aumenta la resistencia [19].



**2.3.3. Impedancia de fase en líneas aéreas**

Para evaluar la impedancia de fase, se utiliza un método avanzado que integra los conceptos previamente descritos. Este método emplea matrices para introducir las impedancias equivalentes, tanto propias como mutuas, que modelan las relaciones entre las fases de la red eléctrica. Permite un análisis preciso del comportamiento de la red bajo diversas condiciones de operación [19].

El término "impedancia de fase" se refiere a la impedancia que una corriente eléctrica encuentra al pasar por una fase específica en un sistema eléctrico. Este factor es fundamental en el análisis de sistemas eléctricos [20]. En la **Fig. 8** se muestra un modelo estándar que considera las variables involucradas en el transporte de electricidad. Se incluye una red eléctrica de cuatro conductores, donde el neutro se trata como una fase adicional para su análisis.

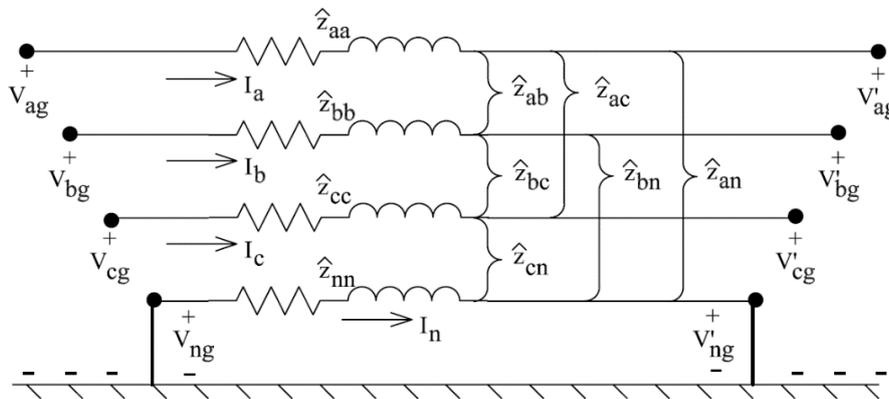


Fig. 8 Modelo estándar de una línea de distribución [20].

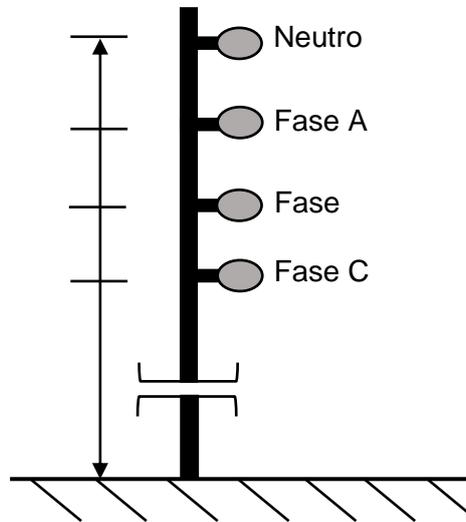
La evaluación de las impedancias de fase mediante matrices permite determinar elementos clave en el análisis de las redes de distribución, como las caídas de voltaje a lo largo de las líneas, estabilidad y confiabilidad del sistema. Estas caídas contribuyen a las pérdidas técnicas en la red eléctrica, que están influenciadas por factores como la longitud, el tipo de conductores y las características de las cargas a las que los alimentadores de distribución suministran electricidad.

**2.3.4. Impedancia de la línea aérea de distribución**

El cálculo de la impedancia de una línea de distribución es un paso fundamental en el análisis de estos sistemas. La impedancia de la línea se compone de dos elementos principales: la resistencia y las inductancias propias y mutuas, que resultan de los campos magnéticos que rodean



a los conductores. Para este cálculo, se utiliza un modelo estándar que considera una línea de distribución no transpuesta.



*Fig. 9 Disposición vertical de conductores eléctricos.*

Para su cálculo, se utilizan valores importantes proporcionados por los fabricantes de los conductores, como el radio medio geométrico, la distancia entre los conductores, que depende de su separación, y el entorno físico en el que están instalados. En la **Fig. 9** muestran la estructura de la red eléctrica. La impedancia total, denotada por la letra **Z**, es la suma vectorial desfasada de estos componentes.

#### 2.4. Pérdidas en el sistema de distribución

En el sistema de distribución, uno de los mayores desafíos es reducir las pérdidas eléctricas en sus etapas, las cuales se cuantifican de la diferencia de energía entregada al sistema y la energía total consumida. Estas pérdidas se clasifican en:

**Pérdidas no técnicas:** Son factores externos a los sistemas eléctricos que ocasionan estas pérdidas, como las conexiones no autorizadas en la red, la ineficiencia administrativa y comercial de la empresa distribuidora [21].

**Pérdidas técnicas:** son factores inherentes (propios) a la operación normal del sistema, que resultan de fenómenos eléctricos en los elementos de la red, como la circulación de corriente, así como los materiales y el método de construcción de la infraestructura [21].



#### **2.4.1. Pérdidas de energía en la red primaria**

Las pérdidas en las redes primarias ocurren principalmente en los conductores y se deben a la longitud de los circuitos, que incluye sus ramificaciones, lo que genera caídas de voltaje en toda la red. Estas pérdidas también se deben a las características de los materiales, como la resistencia del conductor y las corrientes que soporta, lo que puede provocar un efecto corona en la red. Además, se presentan pérdidas por el desbalance de carga, ya que no es posible lograr un equilibrio total en la distribución de la carga.

#### **2.4.2. Pérdidas de energía en los centros de transformación**

Las pérdidas que se tiene en los centros de transformación son la suma de las pérdidas que ocurren en el núcleo del transformador, debido a las placas de hierro que lo componen, y las pérdidas por calentamiento de los bobinados. Esto se debe a que las máquinas no pueden ser perfectas, debido a las propiedades físicas de sus materiales de construcción [22].

#### **2.4.3. Pérdidas de energía en redes secundarias**

Las redes secundarias pueden generar pérdidas eléctricas significativas debido a su longitud y resistencia, lo que es más evidente en áreas rurales con clientes dispersos. Las pérdidas por efecto Joule se dan por el producto de la corriente que atraviesa el conductor al cuadrado y su resistencia, lo que representa un desafío importante. Se establecen límites en la longitud relativa de las redes y se implementan conductores de mayor sección y tecnologías de redes inteligentes, lo que mejora la eficiencia y reduce pérdidas en la red [23].

#### **2.4.4. Pérdidas en conductores de acometidas de la red de bajo voltaje**

Para circuitos largos o ubicaciones con cargas dispersas, es necesario considerar las pérdidas técnicas. Estas pérdidas se dividen en dos categorías principales: las pérdidas por efecto Joule, causadas por la resistencia eléctrica de los conductores, y las pérdidas dieléctricas, relacionadas con las propiedades aislantes de los materiales. Es fundamental tener en cuenta estas pérdidas, junto con la carga y la regulación, al elegir los conductores adecuados. Esto garantiza una mayor eficiencia y calidad del suministro [23].



#### **2.4.5. Pérdidas en medidores de energía**

Las pérdidas en medidores de energía son inherentes al equipo y se producen principalmente en las bobinas de corriente y de voltaje, ya que están en constante funcionamiento. Esto ocurre tanto en los medidores electromecánicos como en los medidores digitales [22], aunque en este último caso el rango de pérdidas es menor. Por esta razón, las empresas distribuidoras han optado por un constante reemplazo de medidores, garantizando una mayor precisión en la medición de energía consumida por el usuario, lo que ayuda a disminuir las pérdidas.

#### **2.4.6. Pérdidas en el sistema de alumbrado público**

Las pérdidas en el alumbrado público son causadas por los balastos de iluminación, que son uno de los principales componentes para la operación de las lámparas. Estas pérdidas son constantes y se originan por el efecto Joule, que ocurre en las bobinas de los equipos cuando circula corriente a través de ellas.

El uso excesivo del sistema afecta los porcentajes de pérdidas de las empresas distribuidoras debido al calentamiento de los elementos. La gran cantidad de luminarias utilizadas en el sector eléctrico contribuye a incrementar las pérdidas técnicas en un sistema de distribución. Por esta razón, es fundamental aumentar la eficiencia de los sistemas de alumbrado público [24].

### **2.5. Factores y definiciones utilizadas en sistemas de distribución**

#### **2.5.1. Demanda de energía**

La demanda de energía se refiere a la cantidad de energía eléctrica que una carga o conjunto de cargas consume en un intervalo de tiempo específico. También conocido como intervalo de demanda, se expresa en unidades de potencia, como kilovatios (kW) o megavatios (MW), o en unidades de corriente amperios (A). Normalmente los intervalos de demanda pueden variar entre los 5, 15, 30 y 60 minutos dependiendo de la aplicación o estudio que se requiera [25].

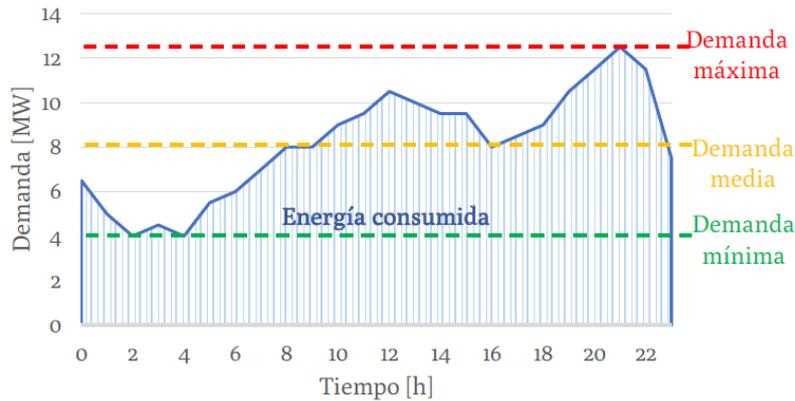
#### **2.5.2. Demanda Máxima**

La demanda máxima es el valor de consumo energético más alto registrado durante un período de tiempo determinado y representa una condición desafiante para el sistema de distribución. Por ello, es esencial establecer un intervalo adecuado para medir y registrar esta demanda máxima.



**2.5.3. Curva de carga**

La curva de carga de un sistema se representa gráficamente mostrando la variación de la potencia eléctrica a lo largo de un período específico de tiempo en relación con el estudio de la carga. Esta gráfica presenta variaciones debido a que la carga no es constante. Las fluctuaciones dependen del tipo de carga que la red este abasteciendo, así como el rango horario de demanda y del tipo de usuario conectado, como se puede ver en la **Fig. 10**.



*Fig. 10 Curva de carga diaria [29].*

Una curva de carga tiene múltiples variaciones que dependen de las cargas conectadas a la red.

**2.5.4. Carga instalada**

La carga instalada de una red es la suma de todas las potencias nominales continuas de los equipos de consumo eléctrico conectados en la red, representando la capacidad máxima de potencia que se puede utilizar [26]. Esta carga expresada en unidades de kVA, MVA, kW o en MW, dependiendo del tipo de circuito y el tiempo de operación.

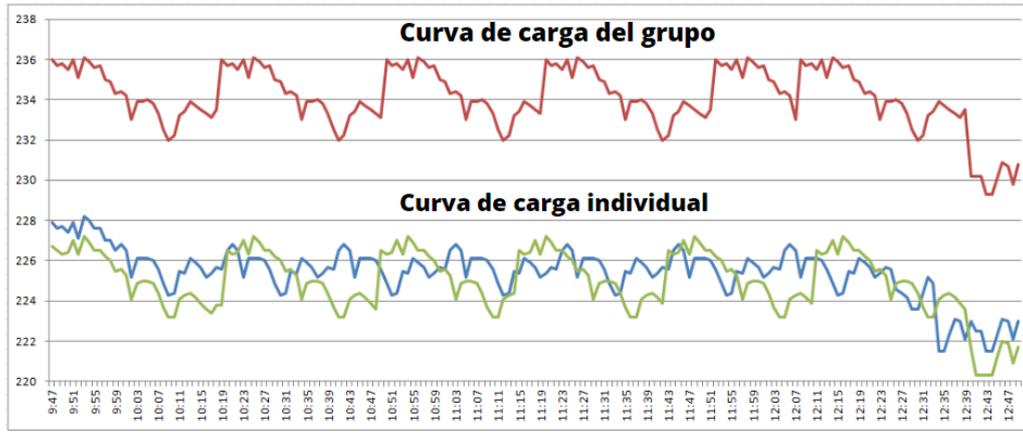
**2.5.5. Horas equivalentes de pérdidas (Factor de pérdidas)**

Este factor es la relación entre las pérdidas de potencia promedio y las pérdidas de potencia pico, calculadas en el mismo intervalo de tiempo. Indica el porcentaje de pérdidas mientras la carga pico se mantiene, y se basa en los consumos de los estratos establecidos por la empresa [21]. De la **Tabla. 1** se toman los respectivos valores, que representan el tiempo en que la demanda máxima genera las mismas pérdidas que las pérdidas reales, expresados en porcentaje [27].



**2.5.6. Factor de diversidad**

Cuando una red cuenta con un gran número de consumidores, experimenta una diversidad de carga. Esto se debe a que las demandas máximas de cada usuario no coinciden en el período



*Fig. 11 Curvas de carga de un grupo y la curva de carga individual [52].*

específico de las mediciones, lo que permite evaluar la variabilidad de la carga. Como se observa en la **Fig. 11**, se suman las demandas de las curvas de cargas individuales para obtener la curva del conjunto.

Los consumidores no tienen los mismos hábitos de consumo eléctrico, ya que no utilizan energía de manera constante. Por lo tanto, el factor de diversidad se define como la razón entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima coincidente del conjunto [28].

**2.5.7. Factor de carga**

El factor de carga es la razón entre la demanda promedio en un determinado intervalo de tiempo y la demanda máxima de la carga en ese mismo intervalo [29]. Este factor se encuentra en un rango de cero a uno y evalúa la eficiencia y el aprovechamiento de la capacidad instalada de los dispositivos, mostrando la variación de la curva de carga de un conjunto de usuarios.

**2.5.8. Factor de utilización**

El factor de utilización indica la fracción de la capacidad máxima del sistema que se está utilizando durante el pico de carga, considerando un intervalo de tiempo específico. Se define como la razón entre la demanda máxima y la carga instalada del sistema.



### 2.5.9. Factor de potencia

El factor de potencia es la relación entre la potencia activa, expresada en vatios (W), kilovatios (kW) o megavatios (MW), y la potencia aparente, que se mide en voltamperios (VA), kilovoltamperios (kVA) o megavoltamperios (MVA). Este factor se determina para uno de los componentes del sistema que se está analizando [28]. Además, permite evaluar la incidencia en porcentaje y la regulación de voltaje de los equipos instalados en la red.

### 2.5.10. Estrato de consumo

Es una clasificación que determina las tarifas de energía eléctrica que deben pagar los usuarios residenciales, basándose en el nivel de consumo de energía mensual de cada abonado. Esto permite una estratificación más equitativa entre los abonados, la empresa EMELNORTE S.A. clasifica a sus abonados en cinco estratos de consumo, donde aquellos con mayor consumo pagan tarifas más altas que los del estrato inferior [11]. Como se muestra en la **Tabla. 1**, los estratos de acuerdo con el consumo de los abonados de la empresa distribuidora y el respectivo factor de pérdidas para cada estrato.

*Tabla. 1*  
*Clasificación de los estratos de consumo y el factor de pérdidas [11].*

<b>Categoría de estrato de consumo</b>	<b>Estratos</b>	<b>Factor de pérdidas</b>
Consumos	(>500)	0,3230
A	(351-500)	0,2665
B	(251-350)	0,2599
C	(151-250)	0,2570
D	(101-150)	0,2446
E	(0-100)	0,1979

Los estratos de consumo están definidos por normativas establecidas por la empresa distribuidora de energía eléctrica, según los diferentes tipos de consumo de los abonados.

### 2.5.11. Flujo de carga

Es un análisis que determina la distribución y el flujo de potencia eléctrica en un sistema, proporcionando magnitudes clave como ángulos de los voltajes, corrientes y potencias en los nodos. Se basa en ecuaciones de balance de potencia activa y reactiva, resueltas mediante métodos numéricos iterativos generalmente a través de un software, dado por el volumen de información existente del sistema [30].



## Capítulo III

# MATERIALES Y MÉTODOS

### Introducción

El presente capítulo detalla los materiales y métodos investigativos utilizados para el desarrollo del trabajo de grado. Esta sección que es fundamental para comprender a fondo la metodología llevada a cabo, asegurando el logro de la aplicación de la metodología desarrollada.

El primer paso consiste, se describen los métodos investigativos empleados en las diferentes fases del trabajo investigativo cuantitativo, recopilando información fundamental y la selección de cada uno de los parámetros eléctricos necesarios descritos en el Capítulo II.

A continuación, en el Capítulo III se desarrolla la descripción técnica del área de estudio, la elaboración de la metodología de cálculo desarrollada, modelación de redes eléctricas y la presentación de los materiales utilizados para el desarrollo del estudio, en el que se incluyen los instrumentos y herramientas utilizados para alcanzar el objetivo esperado. Se proporciona información detallada a cerca de las herramientas y características principales, garantizando la fiabilidad de su uso.

Finalmente, en el Capítulo IV, se aplica la metodología de cálculo planteada y se obtienen los resultados esperados, demostrando su utilidad en la etapa funcional de bajo voltaje.

### 3.1. Procedimiento

La realización del trabajo de grado se basó en la ejecución de una serie de actividades principales, cuyo objetivo es desarrollar una metodología detallada para el cálculo de pérdidas técnicas principalmente para redes eléctricas de bajo voltaje. Estas actividades se organizaron de manera secuencial, lo que permitió fortalecer de manera clara cada una de las acciones para cumplir con el objetivo principal de la investigación, se sustentaron en el uso de métodos investigativos que aseguraron la obtención de resultados confiables y aplicables.

El procedimiento para el trabajo de grado se presenta a través de un diagrama de secuencia, que ilustra la dinámica del proceso llevado a cabo para alcanzar el resultado final de la investigación:

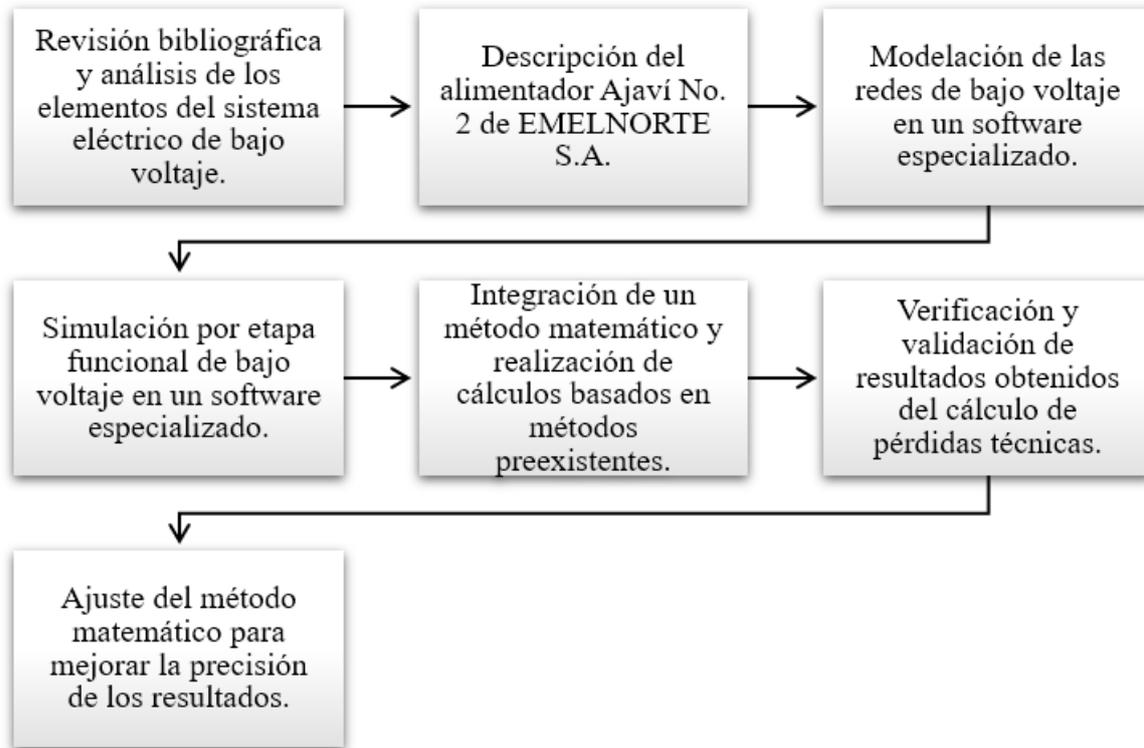


Fig. 12 Diagrama de flujo del procedimiento.

### 3.2. Metodología

En el desarrollo se empleó diferentes métodos investigativos, los cuales se han aplicado de forma secuencial para avanzar en cada una de las etapas definidas de la **Fig. 12**, métodos que se han complementado entre sí para conseguir el resultado esperado en la investigación. Los lineamientos, basados en un enfoque cuantitativo, ayudaron a dar coherencia al trabajo, facilitando la obtención de los resultados esperados mediante la validación del método matemático aplicado.

La investigación bibliográfica que se abordó en los capítulos I y II de este trabajo tuvo un método documental, lo que permitió fundamentar el conocimiento adecuado y necesario sobre el tema de estudio. Se recopiló y exploró información relevante sobre el análisis de pérdidas técnicas de energía en los sistemas eléctricos de distribución, enfocándose específicamente en la etapa funcional de bajo voltaje. La revisión y síntesis de la información encontrada en diversas fuentes se centraron en los problemas particulares de esta etapa, adoptando también un enfoque descriptivo para analizar los elementos integrados en la red. Esto permitió comprender los desafíos relacionados con la distribución de energía y evaluar aspectos de las redes eléctricas que podrían optimizarse, generando ideas para minimizar las pérdidas innecesarias en dichas redes.



A partir de información proporcionada por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A., y con el apoyo del método descriptivo, se presentó una descripción detallada y precisa del área de estudio en la que se implementó la metodología de cálculo. Esta descripción incluye la información técnica y la localización geográfica de la subestación Ajaví y el alimentador No. 2, así como la ramificación del alimentador de medio y bajo voltaje que llega hasta los abonados, a los que se entrega el servicio eléctrico. Además, se complementó con las principales características físicas de la red eléctrica, como su longitud, el tipo de cargas que maneja, su capacidad, y el número de transformadores de distribución instalados, tanto monofásicos como trifásicos.

Mediante el uso del método experimental, se realizaron las modelaciones de las redes eléctricas de bajo voltaje que se analizaron en el software CYMDIST, una herramienta especializada en la evaluación y análisis de sistemas eléctricos. En este software se creó un esquema digital de las redes de distribución de bajo voltaje, comenzando desde el transformador de distribución, las líneas secundarias, las cargas conectadas y el alumbrado público de la red. A cada uno de estos elementos se le incorporaron las respectivas características técnicas extraídas del software ArcGIS de la base de datos de EMELNORTE S.A., lo que permitió obtener una representación digital precisa de la red eléctrica real.

En la realización de simulaciones de las redes eléctricas seleccionadas, se ha empleado un método experimental, lo que permite analizar distintos escenarios de operación del sistema eléctrico. Una vez completadas las modelaciones de las redes de bajo voltaje, se llevó a cabo una distribución de carga de todo el alimentador y un flujo de carga a demanda máxima de cada red individual, con el objetivo de determinar las pérdidas de energía en los elementos eléctricos de esta etapa funcional. Este proceso permite obtener los resultados computacionales del sistema, que se utilizaron para su posterior comparación con la metodología matemática aplicada.

En la integración del método matemático diseñado para el análisis de pérdidas técnicas enfocado en redes eléctricas de bajo voltaje, se aplicó un método analítico. Se llevó a cabo con la ayuda de los datos tabulados de cada elemento y las fórmulas de cálculo preexistentes. El objetivo principal de este trabajo de grado es desarrollar un método matemático novedoso y sencillo, aplicable a redes de bajo voltaje tanto monofásicas como trifásicas, las cuales suelen ser desestimadas por las empresas distribuidoras debido a la gran diversidad de sus circuitos. Este método busca obtener un margen de error mínimo y generar resultados confiables en los cálculos.



De este modo, será posible evaluar las redes de manera fácil, rápida y mucho más económica, sin la necesidad de utilizar un software sofisticado que, en muchas ocasiones, no está al alcance. Lo que permite analizar sistemas eléctricos y cuantificar las deficiencias energéticas, además de identificar posibles áreas para implementar acciones técnicas para corregir y minimizar las pérdidas.

Se analiza y evalúa la metodología matemática empleada para el cálculo de pérdidas, comprobando la similitud de los resultados obtenidos en cada uno de los elementos y aquellos resultados proporcionados por el software CYMDIST. Para ello, se aplica el método analítico-sintético junto con un enfoque experimental, que permite realizar un análisis del error obtenido de las pérdidas técnicas de energía en cada uno de los elementos y de los distintos tramos que conforman la red. Así mismo, los resultados se validan al comprobar que la aplicación de las fórmulas utilizadas cumple con las expectativas en la estimación de las pérdidas en las redes de bajo voltaje.

Para finalizar, se realiza un ajuste del método matemático utilizando un método iterativo-analítico con el objetivo de evaluar su eficiencia. A través de un proceso iterativo, se refinan las fórmulas empleadas en la realización de los cálculos, mejorando la precisión de los resultados. Esto permite representar de manera más precisa el comportamiento real del sistema eléctrico, identificando parámetros críticos que pueden ajustarse y que tienen un impacto significativo en los resultados obtenidos. Además, se analiza la sensibilidad de los ajustes realizados, lo que contribuye a optimizar el método y su aplicación. Para finalmente, realizar la validación de los resultados mediante la comparación de datos, asegurando que la metodología cumpla con las expectativas planteadas y sea aplicable en otros escenarios eléctricos.

### **3.3. Descripción del lugar de estudio**

La empresa Eléctrica Regional del Norte, en su Plan Estratégico de 2022, destaca que brinda el servicio de energía eléctrica a la población de su área de concesión, que abarca principalmente la región norte del país. Esto incluye las provincias de Carchi, Imbabura, el norte de Pichincha, así como la parte noroccidental de la provincia de Sucumbíos y sectores de la provincia de Esmeraldas.



### 3.3.1. Sistema eléctrico de la subestación Ajaví

El sistema eléctrico de distribución de EMELNORTE S.A., está compuesto por circuitos de subtransmisión, subestaciones eléctricas, circuitos de distribución, que van desde el alimentador primario hasta sus derivaciones, circuitos de bajo voltaje en donde se encuentra el alumbrado público y los abonados. Para el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. el cual cuenta con un voltaje de 69 [kV], que es entrega a las 17 subestaciones ubicadas dentro de su área de concesión. Estas subestaciones operan en un nivel de voltaje de 69/13,8 [kV]. El presente estudio analiza la estructura de la subestación Ajaví, que está compuesta por un transformador de potencia reductor de voltaje con una potencia nominal de 10/12,5 [MVA]. Este transformador tiene una conexión tipo Dyn1, lo que permite la conexión de los alimentadores primarios en la salida.

A la salida de medio voltaje de 13,8 [kV], se encuentran asociados cinco alimentadores primarios, denominados de J1 hasta J5. La subestación está ubicada en la parroquia El Sagrario, específicamente entre la intersección de la Avenida 13 de Abril y la calle Benjamín Carrión, en la ciudad de San Miguel de Ibarra. Además, esta interconectada en el punto extremo del alimentador J2 con la subestación San Agustín.

### 3.3.2. Descripción del alimentador Ajaví No. 2

El alimentador No. 2 de la subestación Ajaví será analizado para determinar las pérdidas técnicas que presenta, como se muestra en la **Fig. 13** el diagrama unifilar del alimentador J2, que ilustra la troncal principal que se estructura el circuito y sus diferentes ramificaciones en medio voltaje.

Conociendo que el alimentador presenta una topología reducida, se puede observar la presencia de las principales derivaciones que suministran energía eléctrica en el área de servicio. En este contexto, se analiza la etapa funcional en bajo voltaje para estudiar las pérdidas técnicas presentes en las redes secundarias, acometidas, medidores y alumbrado público considerados en la investigación.

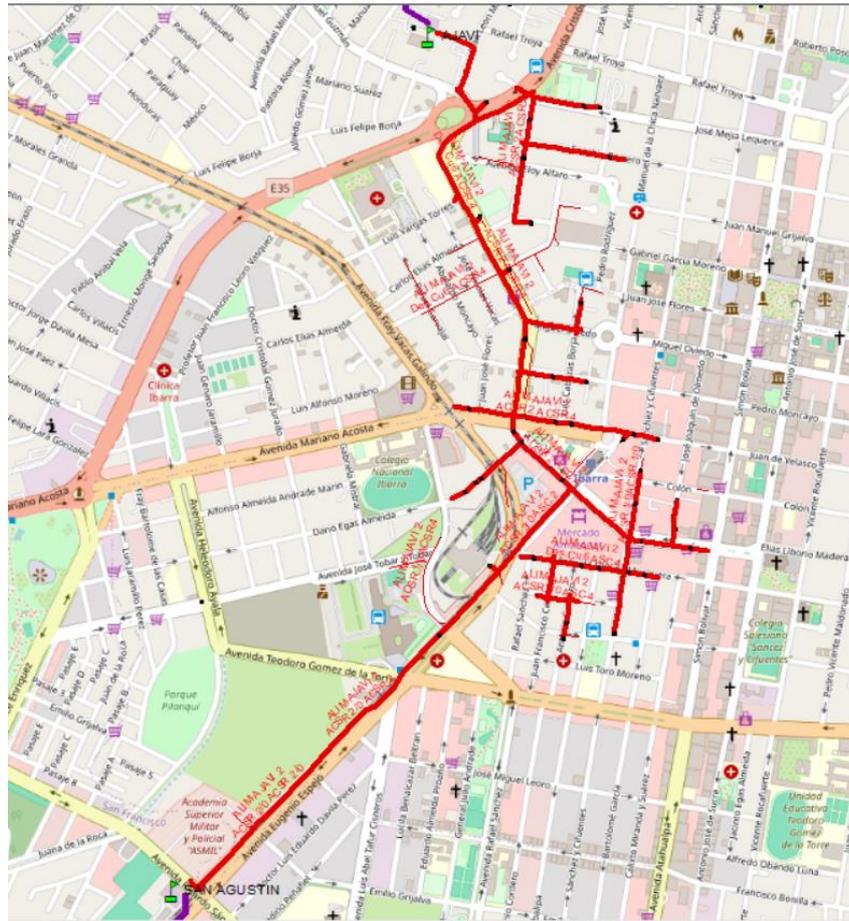


Fig. 13 Ubicación georreferenciada del alimentador Ajaví No.2 [17].

Se presenta la localización georreferenciada del alimentador Ajaví No. 2, mostrando la interconexión que existe entre las subestaciones Ajaví y San Agustín. Croquis que facilita identificar el área de estudio para realizar las modelaciones. Las especificaciones técnicas del alimentador Ajaví No. 2 se detallan en la **Tabla. 2**, las cuales corresponden a las características del alimentador en sus circuitos, tanto monofásicos como trifásicos, aguas abajo.

Tabla. 2  
Especificaciones técnicas del alimentador Ajaví No. 2

Campo	Valor
Voltaje (kV)	13,8000
Tipo de conductor	ACSR.2/0
Longitud Ramal Monofásico (km)	2,5248
Longitud Ramal Trifásico (km)	6,4021
Número de transformadores Monofásicos	77,0000

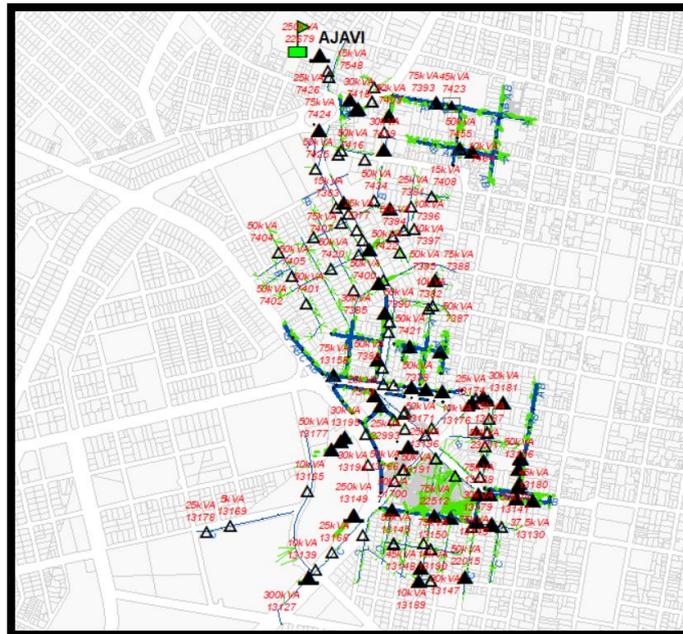


Número de transformadores Trifásicos	54,0000
Potencia de transformadores Monofásicos (MVA)	2,3675
Potencia de transformadores Trifásicos (MVA)	4,3700
Número de luminarias	672,0000
Número de acometidas Aéreas	1557,0000
Número de acometidas Subterráneas	31,0000
Número de medidores	1601,0000

Nota: Adaptado de “Infraestructura de agosto 2023”, por SISDAT, 2023

### 3.4. Modelación

El proceso de modelación de las redes seleccionadas comienza considerando la limitación del alimentador principal en su topografía. Utilizando el software ArcGIS, se toman en cuenta solo los elementos situados aguas abajo del alimentador. Esto facilita la selección de las características con la que cuentan los elementos, ya que se excluyen los elementos que pertenecen a alimentadores adyacentes, en la **Fig. 14** se muestra su representación gráfica.



*Fig. 14 Red de bajo voltaje del alimentador Ajaví No. 2*

En el primer paso para realizar de las modelaciones en CYMDIST, se cargó el alimentador correspondiente mediante una base de datos, la cual fue proporcionada por EMELNORTE S.A. Una vez seleccionado el alimentador, se consideró su estructura junto con los transformadores y sus cargas concentradas asociadas, como se muestra en el ejemplo de la **Fig. 15**.

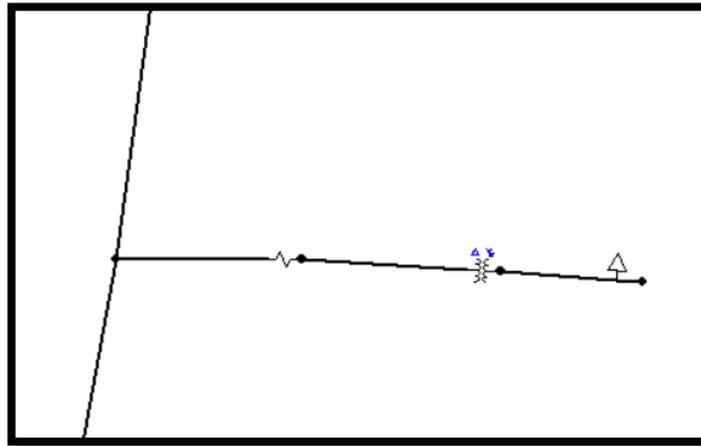


Fig. 15 Transformadores y cargas concentradas ilustradas en el software CYMDIST.

Se elimina el tramo del conductor que conecta el transformador al alimentador mediante el fusible de protección. En su lugar, se creó una red con la opción en la parte superior izquierda, la cual abre una vista superpuesta que almacena las redes de bajo voltaje de manera jerárquica conocida como (vista imbricada) para modelar la red secundaria en su interior. Se debe elegir la opción georreferenciada. Esto permite observar el trazado guía de la red, como se muestra en la **Fig. 16** el mapa de fondo de una red secundaria.

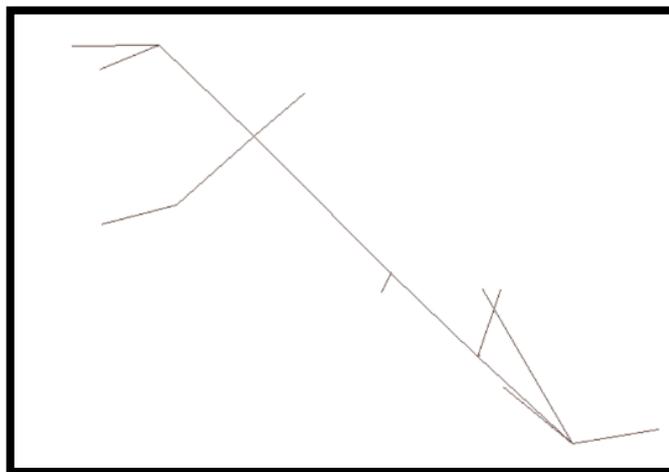
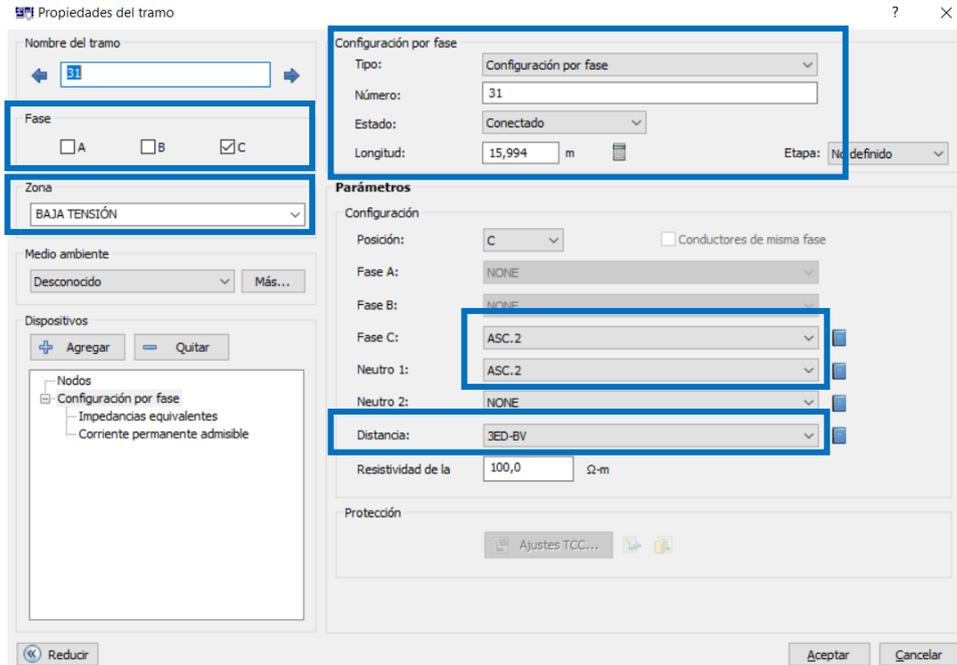


Fig. 16 Mapa de fondo de la red de 25kVA-13172.

A continuación, se modeló la red eléctrica según el diagrama visualizado, comenzando con la introducción del transformador y ajustando sus especificaciones técnicas de acuerdo con el software ArcGIS. Esto incluye la configuración, selección de fases y el voltaje de operación del transformador.



La implementación de los tramos de la red se realizó con la opción "Agregar tramo", de la parte superior. Colocando todos los nodos del circuito, y se introducen las especificaciones de los conductores, como su longitud, zona de operación, fases, tipo y calibre del conductor, así como el tipo de estructura en la que están instalados. La **Fig. 17** muestra la ventana emergente.



*Fig. 17 Ventana de las especificaciones requeridas de los tramos.*

El siguiente paso es introducir las acometidas conectadas a los postes de distribución. Se procede con la misma opción que en las redes secundarias, pero seleccionando "cable" en el apartado "tipo". Es necesario ingresar las especificaciones proporcionadas por ArcGIS.

En el extremo de la acometida, se creó una red simple identificada según el número de medidor asignado a cada abonado o grupo de abonados en esa ubicación. Además, es necesario establecer un punto de carga que incluya el consumo energético correspondiente y el número de abonados asociados. La **Fig. 18** muestra los aspectos de los puntos de carga que deben ser modificados.



	A1-A2	B1-B2	C1-C2	Total	
Potencia real:	0,0	0,0	0,11	0,11	kW
Potencia reactiva:	0,0	0,0	0,03	0,03	kvar
Consumo:	0,0	0,0	25,56	25,56	kWh
Capacidad conectada:	0,0	0,0	0,0	0,0	kVA
Cilientes:	0,0	0,0	4,0	4,0	
Conectado 1-N:	0,0	0,0	50,0		%
Conectado 2-N:	0,0	0,0	50,0		%

Fig. 18 Propiedades del punto de carga.

Para implementar las luminarias, se sigue el mismo procedimiento. La única diferencia es que, en este caso, no es necesario crear una red simple, ya que el consumo depende de la potencia de cada luminaria. Solo se debe ingresar el consumo y el factor de potencia de operación de las luminarias.

Una vez finalizada la modelación de las redes de bajo voltaje, se debe realizar una distribución y un flujo de carga para el sistema general. Esto simula el comportamiento de todo el alimentador. Es necesario conocer la demanda máxima mensual de la subestación Ajaví, información proporcionada por EMELNORTE S.A., para generar los reportes correspondientes de cada red.

### 3.4.1. Cálculo de impedancias

Calcular la impedancia equivalente de una red de bajo voltaje, es necesario contar con algunos parámetros de construcción y dimensiones de los conductores instalados, así como conocer las distancias entre ellos. El cálculo se basa en el uso de matrices que determinan la impedancia mutua de los conductores conectados, según la fase conectada. Por lo tanto, se requiere una matriz de distancias, expresada en metros. A continuación, se muestra la **Tabla. 3** la matriz necesaria.

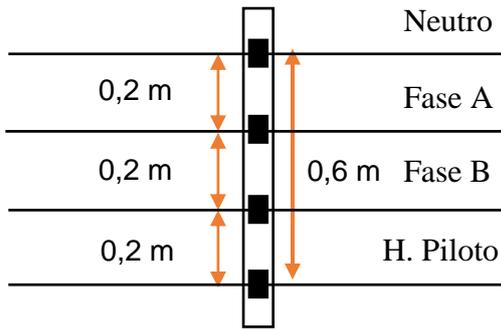


Tabla. 3  
Matriz de distancias de los conductores.

		A	B	P	N	
D=	A	0,0000	0,2000	0,4000	0,6000	m
	B	0,2000	0,0000	0,2000	0,4000	
	P	0,4000	0,2000	0,0000	0,2000	
	N	0,6000	0,4000	0,2000	0,0000	

Fig. 19 Distancias de conductores en red secundaria.

Los parámetros requeridos de los conductores son su resistencia y radio medio geométrico. Se aplica la fórmula de la impedancia de línea propia y mutua, las cuales se expresan a continuación.

$$Z_{ii} = r_i + 0.0953 + j0.12134 \left( \ln \frac{1}{RMG_i} + 7.93402 \right) \quad (1)$$

$$Z_{ij} = 0.0953 + j0.12134 \left( \ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \quad (2)$$

Z: Impedancia propia y mutua en Ω/milla.

r: Resistencia del conductor en Ω/milla.

RMG: Radio medio geométrico de los conductores en pies (ft).

D<sub>ij</sub>: Distancia existente entre los conductores en pies (ft).

Se construye la matriz de impedancia, como se muestra en la **Tabla. 4**, donde la diagonal principal representa la impedancia propia del conductor y el resto de la matriz contiene las impedancias mutuas. Por ejemplo, se considera un conductor de fase ASC 2 AWG y un conductor neutro ACSR 4 AWG.

Tabla. 4  
Matriz de impedancias primitiva.

		A	B	P	N	
Z=	A	0,3827+0,3604i	0,0592+0,1694i	0,0592+0,1630i	0,0592+0,1608i	(Ω/km)
	B	0,0592+0,1694i	0,3827+0,3604i	0,0592+0,1694i	0,0592+0,1631i	
	P	0,0592+0,1630i	0,0592+0,1694i	0,3827+0,3604i	0,0592+0,1694i	
	N	0,0592+0,1608i	0,0592+0,1630i	0,0592+0,1694i	0,5966+0,4122i	



El siguiente paso, después de encontrar la matriz base de las impedancias, consiste en separar dicha matriz en las partes  $Z_{ij}$ ,  $Z_{in}$ ,  $Z_{nj}$  y  $Z_{nn}^{-1}$  para obtener el resultado de la impedancia según la fase conectada. Esto se realiza utilizando la fórmula que se expresa a continuación.

$$Z_{abp} = Z_{ij} - (Z_{in}) * (Z_{nn}^{-1}) * (Z_{nj}) \quad (3)$$

$Z_{abp}$ : Matriz resultante de impedancias por fase en  $\Omega/\text{km}$ .

*Tabla. 5  
Matriz de impedancia de fase resultante.*

		A	B	P	
$Z_{abp} =$	A	1,0183+0,8321i	0,1812+0,3362i	0,1834+0,3166i	(Ω/km)
	B	0,1812+0,3362i	1,0196+0,8297i	0,1843+0,3319i	
	P	0,1835+0,3167i	0,1842+0,3319i	1,0245+0,8234i	

Como resultado se toma el valor de la diagonal principal de la matriz mostrada en la **Tabla. 5** que es la impedancia de cada una de las fases.

### 3.4.2. Cálculo de caídas de voltaje

La caída de voltaje en las redes de distribución de bajo voltaje es un fenómeno común, causado por las propiedades físicas de los elementos que participan en la distribución de energía eléctrica, principalmente la resistencia e impedancia de los conductores. Estos ofrecen oposición al paso de la corriente debido a factores como la longitud, el material de construcción (cobre, aluminio, etc.), la sección transversal de los conductores y características de la carga conectada. Como consecuencia, el voltaje en los puntos finales es inferior al del origen del circuito. Por ello, considerar la caída de voltaje es crucial en el diseño de redes eléctricas para garantizar el funcionamiento adecuado de los equipos y reducir las pérdidas técnicas de energía.

Para la caída de voltaje en las redes eléctricas, existen límites totales aceptados que dependen de la carga conectada y de las condiciones de instalación de la red. Estos límites están normados según las diferentes aplicaciones: residenciales, comerciales e industriales. Cumplir con ellos contribuye a mejorar la calidad del suministro eléctrico y la eficiencia del sistema. Por ello, se han establecido demandas por metro de longitud que los conductores comúnmente utilizados por EMELNORTE S.A. pueden soportar. En la tabla se muestran los valores adecuados para redes monofásicas y trifásicas.



*Tabla. 6  
Demanda por metro de los conductores eléctricos.*

Tipo de conductor	kVA*m	
	Monofásica	Trifásica
ACSR.1/0	780	1170
ACSR.2	510	775
ACSR.2/0	960	1430
ACSR.3/0	1160	1730
ACSR.4	335	510
ACSR.4/0	1410	2090
ASC.1/0	780	1170
ASC.2	510	775
ASC.2/0	960	1430
ASC.3/0	1160	1730
ASC.4	335	510
ASC.6	215	330
DES.CU.3/0	1160	1730
THHN.CU.1/0	780	1170
THHN.CU.10	165	245
TTU.CU.1/0	780	1170
TTU.CU.6	215	330
TW.CU.2	510	775

Se recopilaron datos básicos de la red eléctrica 25kVA-13172, donde 25 [kVA] representa la potencia nominal del transformador de distribución y 13172 es su número de identificación. Las variables registradas incluyen la longitud de cada tramo de la red, el tipo de conductor y la demanda en cada tramo, calculada como la suma de la energía consumida por los usuarios conectados en dichos tramos. Como muestra la **Tabla. 7**, la columna del valor parcial corresponde a la caída de voltaje respectiva al final del tramo, expresada en porcentaje y calculada en función del valor del voltaje en el secundario del transformador. La columna del total cuantifica la caída de voltaje en toda la red eléctrica, también en porcentaje.

*Tabla. 7  
Cálculo de caídas de voltaje de la red eléctrica 25kVA-13172.*

N° Tramo	Datos		Conductor		Caída de voltaje (%)		
	Longitud (m)	kVA/Tramo	Tipo de conductor	kVA*m	kVA*m	Parcial	Total
<b>0-1</b>	0,5000	2,9974	THHN.CU.10	165,0000	1,4987	0,0091	0,0091
<b>1-2</b>	40,3793	1,0072	ASC.2	510,0000	40,6705	0,0797	0,0888
<b>2-3</b>	13,6806	0,0000	ASC.2	510,0000	0,0000	0,0000	0,0888



<b>2-4</b>	21,5649	0,1496	ASC.2	510,0000	3,2261	0,0063	0,0952
<b>2-5</b>	27,5842	0,8594	ASC.2	510,0000	23,7049	0,0465	0,1416
<b>1-6</b>	25,0136	1,4677	ASC.2	510,0000	36,7132	0,0720	0,2136
<b>6-7</b>	26,6904	1,1412	ASC.2	510,0000	30,4591	0,0597	0,2733
<b>7-8</b>	18,2103	0,0000	ASC.2	510,0000	0,0000	0,0000	0,2733

**3.5. Pérdidas de energía eléctrica por etapa funcional de bajo voltaje**

**3.5.1. Pérdidas de energía eléctrica en redes secundarias**

El cálculo de pérdidas en redes secundarias comienza con la determinación de las pérdidas resistivas en demanda máxima, por cada red, según su respectiva modelación. Este proceso se basa en información obtenida de las simulaciones realizadas, que incluyen variables como la demanda del transformador, el tipo y calibre de conductor instalado, las longitudes de las secciones, el espaciamiento entre conductores, la energía consumida por cada usuario y la energía total en cada uno de los postes de la red [33].

A continuación, en el software CYMDIST se corre una distribución de carga y un flujo de carga a partir de las simulaciones realizadas de todo el alimentador primario con datos de consumo proporcionados por EMELNORTE S.A. en los que se ocupa la demanda máxima de un mes extraídos de la cabecera del alimentador. Para poder tomar los datos de la red como son los de demanda de los transformadores de distribución, así como el voltaje de operación de los reportes entregados de CYMDIST.

De esta manera, se lleva a cabo una distribución manual de la demanda para cada uno de los tramos de la red, sumando la energía consumida por cada abonado para obtener la corriente en los tramos. A continuación, se presentan las ecuaciones necesarias para calcular las pérdidas técnicas en los circuitos monofásicos y trifásicos.

$$Pérd_{res-1f} = \frac{I^2 * Z * L}{1000} \tag{4}$$

$$Pérd_{res-3f} = \frac{3 * I^2 * Z * L}{1000} \tag{5}$$

Donde:

$Pérd_{res-1f}$ : Pérdidas resistivas de redes monofásicas.

$Pérd_{res-3f}$ : Pérdidas resistivas de redes trifásicas.



- $I$ : Corriente de paso por cada tramo.
- $Z$ : Módulo de la impedancia del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .
- $L$ : Longitud de cada tramo de la red en km.

El módulo de la impedancia se obtiene del cálculo realizado en el punto **3.4.1**, donde se detalla el proceso para determinar la impedancia de cada una de las configuraciones de conductores instalados en redes secundarias. Esta información es considerada para los cálculos de las pérdidas técnicas.

Para el cálculo de pérdidas de energía en redes secundarias, es necesario haber determinado previamente las pérdidas resistivas de los tramos de la red. Esta información es fundamental para obtener las pérdidas de energía, las cuales se calculan mediante la siguiente ecuación.

$$Ener_{pérd-Dmáx} = Pérd_{pot\_tramo} * T * fpérd \quad (6)$$

Donde:

- $Ener_{pérd-Dmáx}$ : Pérdidas resistivas por tramo en demanda máxima.
- $T$ : Número de horas del año (8760 horas).
- $f_{pérd}$ : Factor de pérdidas.

El factor de pérdidas se calcula por estratos de consumo de los abonados y en base a la demanda estimada para cada estrato, este factor se lo toma de la **Tabla. 1** en la que se encuentran especificados los valores de pérdidas por estrato de consumo.

### 3.5.2. Pérdidas de energía eléctrica en acometidas

En el cálculo de las pérdidas de energía en acometidas, es necesario considerar los valores de voltaje correspondientes a las caídas de voltaje en cada tramo de la red, así como la potencia de consumo en cada una de las acometidas. Para ello, se debe conocer el calibre de los conductores, el tipo de servicio, las longitudes y el número de fases utilizadas, así como las demandas máximas individuales [34]. En la fórmula 4 presentada, se considera que, a partir de la demanda individual, se emplea la regla de tres, que se aplicó en las redes secundarias solo con el consumo de los abonados, para obtener la corriente del consumidor.



$$Pérdidas_{acom-monofásicas} = \frac{I^2 * Z * L}{1000} \quad (7)$$

$$Pérdidas_{acom-trifásicas} = \frac{3 * I^2 * Z * L}{1000} \quad (8)$$

Donde:

$Pérd_{res-acom}$ : Pérdidas resistivas en acometidas en kW.

$Z$ : Módulo de la impedancia del conductor en  $\Omega$ /km.

$L$ : Longitud del cable en km.

El valor de  $Z$  se basa en el cálculo de impedancia del cable de acometida utilizado en la fórmula 7 y 8, el cual depende del tipo y calibre del cable instalado.

Para calcular las pérdidas de energía en las acometidas, se aplica la ecuación indicada para redes secundarias, ya que el tiempo de operación es el mismo en ambas. Este tiempo se multiplica por las pérdidas totales calculadas para cada conductor de acometida, obteniendo así la siguiente ecuación [34]:

$$Pérd_{ener-acom} = Pérd_{res-acom} * T \quad (9)$$

Donde:

$Pérd_{ener-acom}$ : Pérdidas de energía en conductores de acometidas.

$Pérd_{res-acom}$ : Pérdidas resistivas de los conductores de acometidas.

$T$ : Número de horas del año (8760 horas).

### 3.5.3. Pérdidas de energía eléctrica en medidores de energía

Las pérdidas en los medidores de energía ocurren en sus elementos internos, principalmente en las bobinas tanto de voltaje y corriente incorporadas. Estas bobinas miden el flujo magnético producido por los conductores a los que están sujetas, y proporcionan información sobre las variables de consumo. Esta información se envía a un registrador de medición que trabaja con un sistema de transmisión de datos, el cual finalmente indica la energía consumida por el



abonado en kilovatios (kWh). Las pérdidas de energía dependen del tipo de medidor instalado, ya sea electromecánico, electrónico, inteligente o con sistema AMI (Automated Metering Infrastructure) [34].

- **Pérdidas de energía en bobinas de voltaje**

La bobina de voltaje de un medidor de energía se encuentra conectada en paralelo a los conductores de entrada de la acometida, lo que se consigue con esta bobina es estimar la magnitud del voltaje de ingreso al abonado. Las pérdidas en este elemento del medidor de energía son tomadas como un valor constante, debido a que las pérdidas en este elemento no dependen de la carga a la que alimenta, valor que es entregado en el catálogo del medidor de energía [34]:

$$Pérd_{energ_{bobina\_volt}} = Pérd_{pc\_bv} * T \tag{10}$$

Donde:

$Pérd_{energ_{bobi\_volt}}$ : Pérdidas de energía en la bobina de voltaje.

$Pérd_{pc\_bv}$ : Pérdidas de potencia en la bobina de voltaje.

$T$ : Tiempo de análisis generalmente un año (8760 horas).

- **Pérdidas de energía en bobinas de corriente**

La bobina de corriente de un medidor de energía se encuentra conectada en serie a los conductores de entrada de la acometida, lo que se consigue con esta bobina es estimar la magnitud de la corriente que circula hacia el abonado, este tipo de bobinas tiene una gran capacidad de corriente. Para las pérdidas de energía en este elemento se requiere la demanda máxima del cliente y estas solo intervienen en el período de tiempo en análisis [34], siendo calculadas de la siguiente manera:

$$Pérd_{energ_{bobina\_corri}} = \left( \frac{I_{dem\_m\acute{a}x}}{I_{dem\_nom}} \right)^2 * Pérd_{pc\_bc} * T \tag{11}$$

Donde:

$Pérd_{energ_{bobina\_corri}}$ : Pérdidas de la bobina de corriente.

$I_{dem\_m\acute{a}x}$ : Corriente en demanda máxima.



- $I_{dem\_nom}$ : Corriente nominal.
- $Pérd_{pc\_bc}$ : Pérdidas de energía en la bobina de corriente.
- $T$ : Tiempo de análisis generalmente un año (8760 horas).

**3.5.4. Pérdidas de energía eléctrica en alumbrado público**

Las pérdidas técnicas en el alumbrado público se producen principalmente en uno de los elementos de las luminarias: los balastos. Estos dispositivos permiten encender la luminaria mediante la señal que entrega el controlador, generalmente una fotocelda, y genera un arco eléctrico. Dado que son responsables del arranque, operación y control de la luminaria, requiere de un gran número de horas de funcionamiento. Para determinar las pérdidas, generalmente se encuentra en los catálogos de cada equipo, de acuerdo al tipo de luminaria y su potencia de operación [35].

Para calcular la energía de pérdidas en las luminarias durante su operación, es necesario considerar el tiempo de su funcionamiento. Se determina que el tiempo de operación es desde las 6 p.m. hasta las 6 a.m., lo que resulta en un período constante de operación de 12 horas al día del sistema de alumbrado público [35].

$$E_{pérd}(L) = Pot_{lum} * f_{pérdidas} * T \quad (12)$$

Donde:

$E_{pérd}(L)$ : Energía de pérdida en la luminaria en kW.

$Pot_{lum}$ : Potencia de la luminaria instalada.

$f_{pérdidas}$ : Factor de pérdidas de acuerdo a la potencia de la luminaria.

$T$ : Tiempo para realizar el cálculo (se toma un año 4380 horas).

El factor de pérdidas en luminarias utilizado para el cálculo de las pérdidas en el alumbrado público se basa en el estudio titulado 'Metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía en el sistema de alumbrado público del Ecuador', que establece valores específicos para cada uno de los tipos de luminarias empleadas en el país por las empresas distribuidoras de energía [24].



### 3.6. Materiales

La selección apropiada de los materiales es crucial para el desarrollo del trabajo de grado y su ejecución, ya que estos son fundamentales para alcanzar los resultados esperados. Los materiales principales para el análisis y recolección de datos eléctricos utilizados en el presente trabajo fueron facilitados por el departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE S.A.

#### 3.6.1. ArcGIS

El software ArcGIS es una herramienta sólida que permite recopilar, organizar, compartir información geográfica de redes eléctricas principalmente. Información almacenada en la nube, proporcionando herramientas profesionales para crear mapas georreferenciados a través del Sistema de Posicionamiento Global (GPS), asegurando un acceso fácil y confiable a la información [31].

En la metodología de investigación del trabajo de grado, se utilizó el software como base de datos para las redes eléctricas analizadas. Esto incluyó las modelaciones del sistema eléctrico de EMELNORTE S.A., así como las variables clave de las redes de bajo voltaje, tales como las longitudes de los tramos, el calibre de los conductores y conductores utilizados, el número de usuarios y sus consumos promedio. Esta información está disponible en el software y se trasladada al software CYMDIST para un análisis detallado.

#### 3.6.2. CYMDIST

CYMDIST es una herramienta especializada en la modelación de sistemas eléctricos, que permite analizar diversos parámetros de la red y abordando sus necesidades que puedan surgir durante su operación. A través de simulaciones, se evalúan las deficiencias de la red basándose en sus propios parámetros, lo que facilita la planificación, análisis y verificación de la capacidad, calidad de energía y optimización de las redes eléctricas en estudio [32].

En este trabajo de grado, el software CYMDIST fue una pieza fundamental para alcanzar los resultados esperados. Gracias a esta herramienta, se llevaron a cabo las modelaciones y simulaciones de las redes de bajo voltaje del alimentador Ajaví No. 2, en toda la etapa funcional de bajo voltaje. Esto permitió evaluar y obtener las pérdidas de energía en diferentes puntos de la red, utilizando los siguientes módulos de análisis que ofrece el software:

- Modelado de distribución secundaria de bajo voltaje



- Flujo de carga desbalanceado a demanda máxima
- Distribución y estimación de carga
- Análisis de fallas (caídas de voltaje)

Los valores obtenidos de las simulaciones se consideran auténticos y son la clave para validar los resultados, asegurando la precisión y robustez de la metodología de cálculo propuesta para la cuantificación de las pérdidas técnicas.

### 3.6.3. Excel

Para facilitar el análisis, organización de los datos, y obtener resultados más precisos, se utilizó el software Excel de Microsoft Office. Almacenando los datos de todas las variables y parámetros eléctricos necesarios para realizar las estimaciones de pérdidas técnicas en hojas de cálculo, facilitando su manejo y estructuración. Excel ofreció una solución completa para trabajar con grandes volúmenes de datos, organizados en tablas, que se presentan en este trabajo de grado. Además, mediante el uso de sus funciones matemáticas, fue posible obtener los resultados de manera más simplificada. Esto demostró la eficiencia de aplicar una metodología de cálculo en redes eléctricas de bajo voltaje, haciendo el proceso de cálculo más ágil y concreto gracias a la manera de presentación de los datos.

Los métodos detallados y empleados para la elaboración de la metodología de cálculo en este capítulo fueron seleccionados cuidadosamente, asegurando la relevancia y precisión de los datos recolectados para la investigación. La utilización de un enfoque cuantitativo, junto con los métodos de recolección de información y análisis de resultados, facilita la verificación y reproducibilidad del estudio en futuras investigaciones.

La selección de los métodos elegidos se basó en su efectividad y su aplicabilidad a las diferentes actividades planteadas para la elaboración de la metodología de cálculo. Esto incluyó una revisión exhaustiva de la información, de la cual se extrajo la base teórica necesaria para realizar los cálculos de pérdidas por etapa funcional en redes de bajo voltaje. La descripción del área de estudio es crucial, ya que se requiere conocer la topología de las redes que serán evaluadas y los parámetros requeridos. Además, es necesario ampliar el conocimiento sobre los elementos que conforman estas redes, apoyándose en la información proporcionada por la empresa y en las normativas que rigen su infraestructura.



La aplicación de la metodología de cálculo se sustentó en el método inductivo, utilizando fórmulas de diversos métodos matemáticos preexistentes para el cálculo de pérdidas técnicas. Estas fórmulas fueron analizadas a partir de diferentes investigaciones para desarrollar un método matemático que sea eficaz y preciso en la obtención de resultados, apoyado en una base sólida del método de distribución de la demanda. Es importante tener en cuenta algunas limitaciones de estos métodos, ya que no consideran las condiciones reales de operación ni las características inherentes de los elementos eléctricos, lo que puede afectar la confiabilidad de la metodología empleada.

En el siguiente capítulo, se presentan los resultados obtenidos mediante la aplicación de los métodos comparativos y descriptivos. Estos enfoques se utilizan para analizar en detalle los datos recolectados y verificar la efectividad de la metodología implementada en los cálculos.



## Capítulo IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se validan los resultados obtenidos mediante la metodología propuesta para el cálculo de pérdidas por etapa funcional en redes de bajo voltaje. Se ha llevado a cabo un análisis de las redes seleccionadas para este trabajo de investigación, considerando los parámetros fundamentales que deben tenerse en cuenta antes de realizar los cálculos de pérdidas correspondientes, tales como la topología y la clasificación de la red a analizar.

El método de cálculo descrito en las secciones anteriores expone el procedimiento para la cuantificación de pérdidas técnicas, orientado a obtener resultados precisos y confiables. Basándose en modelos matemáticos preexistentes, como el método por carga y el método de Mentor Poveda, que permiten realizar comparaciones entre datos mediante un análisis teórico-experimental cuantitativo, complementado con los resultados de simulaciones obtenidas con el software CYMDIST. Dicho software está homologado en las distribuidoras eléctricas dentro del país gracias a su robustez, que posibilita un análisis detallado y preciso de los sistemas de distribución. Además, las simulaciones realizadas con esta herramienta han sido contrastadas con datos históricos de las redes eléctricas evaluados, siguiendo estándares establecidos por normativas internacionales como IEEE, lo que avala y valida la fiabilidad de la información generada.

Por otro lado, las estimaciones de pérdidas técnicas por tramo de la red tienen como objetivo representar con exactitud las condiciones reales de las redes eléctricas evaluadas en este trabajo de grado, fortaleciendo así la precisión, fiabilidad y relevancia de los análisis realizados. Este enfoque garantiza una comprensión más clara de las pérdidas técnicas, contribuyendo a una mejor gestión y optimización de las redes eléctricas de bajo voltaje.

#### 4.1. Cálculo de pérdidas técnicas en redes eléctricas mediante el software

Para obtener las pérdidas técnicas calculadas por el software CYMDIST, es importante considerar algunas variables clave que deben implementarse en la modelación de las redes eléctricas, como las longitudes de las secciones de la red, el tipo de conductor instalado, la ubicación espacial de los conductores en el poste y el consumo promedio de las cargas eléctricas conectadas. Con estos datos, se realizan las respectivas simulaciones en el software, ejecutando



primeramente una distribución de carga y posteriormente el análisis de flujo de carga, mediante el método de consumo de las cargas del alimentador. Estos procesos permiten obtener reportes tanto del alimentador en su totalidad como de cada una de las redes de bajo voltaje ubicadas aguas abajo.

La **Fig. 20** muestra el diagrama unifilar de una red eléctrica de bajo voltaje. En el primer tramo de la red (0-1) se encuentran los conductores de la bajante de bajo voltaje, conectados en el lado secundario del transformador de distribución y conectan a la red aérea secundaria. Los conductores de los tramos aguas abajo, conectados al nodo 1 como se muestra, corresponden a la red aérea secundaria, la cual suministra energía a todas las cargas situadas en el nivel inferior. Finalmente, entre los postes de la red secundaria (en el diagrama se ve como nodos de conexión) y las figuras triangulares que representan las cargas eléctricas, se encuentran los conductores de acometidas, y de la misma forma los conductores de las luminarias del alumbrado público.

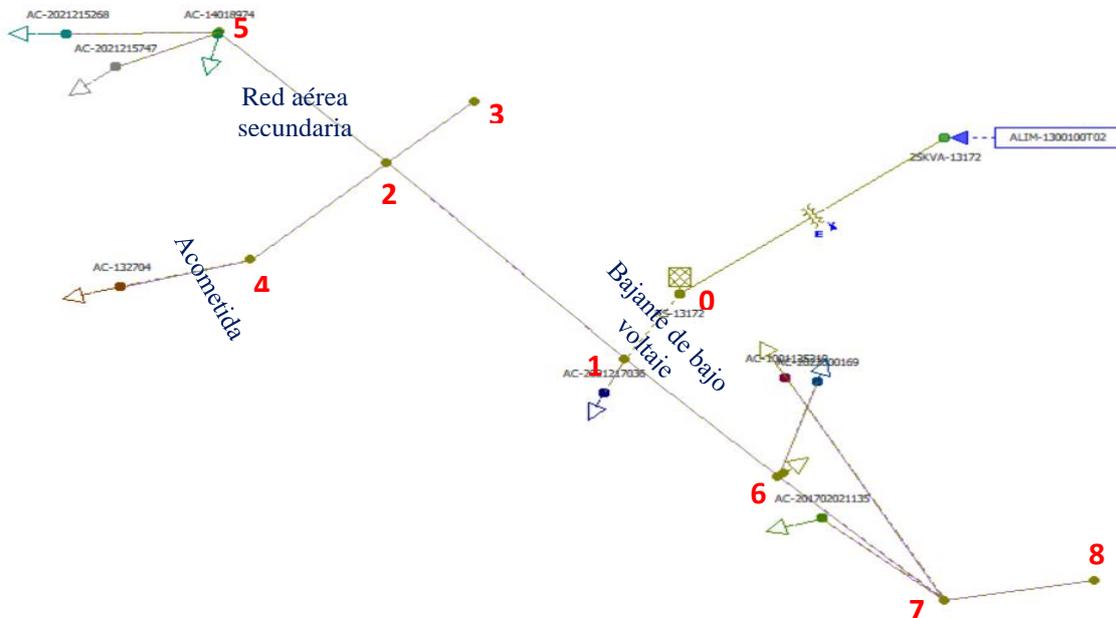


Fig. 20 Red eléctrica 25kVA-13172.

A continuación, en la **Tabla. 8**, se presenta un reporte adaptado de resultados detallado generado por el software CYMDIST, en el cual se recopilan los principales parámetros de la red eléctrica obtenidos a partir de simulaciones. Estas simulaciones permiten obtener resultados que se espera representen con precisión la operación real del sistema. Los valores obtenidos se usaron como referencia para compararlos con los resultados de la metodología propuesta. Esta comparación es fundamental para validar la precisión y efectividad de la metodología, asegurando que los cálculos reflejen de manera confiable y sencilla el comportamiento del sistema.



Tabla. 8

Tabulación del reporte generado de CYMDIST de la red eléctrica 25kVA-13172.

Descripción de conductores	Identificación del equipo en los tramos	Voltaje (kVLL)	Longitud (m)	Potencia total de paso (kW)	Potencia total de paso (kVA)	Corriente (A)	Pérdidas (kW)
Bajante de bajo voltaje	THHN.CU.10, THHN.CU.10, 3EP-BV	0,2303	0,5000	1,6354	1,6758	14,4178	0,0003
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4EP-BV	0,2298	40,3793	0,5743	0,5885	4,9784	0,0010
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4ER-BV	0,2298	13,6806	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4ER-BV	0,2298	21,5649	0,0829	0,0849	0,7387	0,0000
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2297	16,0783	0,0829	0,0849	0,7387	0,0000
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4ER-BV	0,2296	27,5842	0,4905	0,5025	4,2397	0,0005
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2296	0,3428	0,0298	0,0305	0,1330	0,0000
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2294	18,0765	0,2673	0,2738	2,3859	0,0002
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2295	13,3684	0,1928	0,1975	1,7208	0,0001
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2303	4,4571	0,2519	0,2581	2,2413	0,0000
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4EP-BV	0,2299	25,0136	0,8088	0,8289	7,1981	0,0013
C. de luminaria	TW.CU.10	0,2299	0,8999	0,1704	0,1746	1,5188	0,0000
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2299	14,6382	0,0088	0,0090	0,0785	0,0000
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4EP-BV	0,2295	26,6904	0,6283	0,6438	5,6009	0,0008
Acometida	MUL.AL.3X4	0,2290	37,5730	0,3814	0,3907	3,4048	0,0009
Línea aérea	ASC.2, ACSR.4, 4ER-BV	0,2295	18,2103	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Nota: Adaptado del reporte generado por el software CYMDIST de la red eléctrica 13172.



## 4.2. Cálculos de pérdidas empleando la metodología planteada

La metodología diseñada ofrece una herramienta sencilla y novedosa para la estimación de pérdidas técnicas de las etapas funcionales de bajo voltaje. A partir de operaciones no automatizadas, se demuestra la aplicabilidad y precisión del método matemático en diferentes escenarios y condiciones de operación de las redes eléctricas de distribución.

### 4.2.1. Pérdidas en redes secundarias monofásicas

En las redes secundarias, es fundamental disponer de los diagramas unifilares de cada red seleccionada. La **Fig. 20** muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica 25 kVA-13172, con la numeración de los nodos en cada tramo, lo cual facilita el análisis de pérdidas técnicas. El análisis completo de todas las redes eléctricas monofásicas se encuentra en el

#### Anexo A.

Para iniciar el procedimiento de cálculo, es necesario considerar la demanda máxima diversificada (DMD) del transformador y el voltaje en su lado secundario, datos obtenidos de las simulaciones realizadas con el software CYMDIST. También es importante tomar en cuenta variables físicas de la red, como la longitud de los tramos, el tipo de conductores instalados y el consumo promedio de los abonados a los que cada transformador de distribución suministra energía. Estos factores son esenciales para calcular las pérdidas técnicas.

La energía total de cada tramo se cuantificó mediante el método de consumos, el cual considera la suma de los consumos promedio de los abonados conectados en los tramos, datos extraídos de la base de datos del software ArcGIS. Con la energía de cada tramo ya determinada, se realizó una distribución de carga manual basada en el método de proporcionalidad directa. Esto implicó utilizar la energía registrada en cada tramo en relación con la DMD del transformador, lo cual permitió calcular las demandas máximas correspondientes en cada sección de la red. Este procedimiento asegura que la demanda del transformador esté alineada con el comportamiento real de consumo en cada tramo de la red.



Posteriormente, se calculó la caída de voltaje correspondiente para cada tramo de la red, utilizando el modelo detallado en la página 49 del **Capítulo III**, lo que permitió evaluar la corriente monofásica que circula por los conductores de la red.

Todas las variables descritas se presentan en la **Tabla. 9**, junto con un análisis detallado de las pérdidas por efecto Joule en los tramos de la red. Estas pérdidas son causadas por la corriente que circula a través de los conductores y su respectiva resistencia. En el primer tramo de la red, se emplea un conductor tipo THHN.CU #10 AWG, con una resistencia de 2,6830 [ $\Omega$ /km] tanto en la fase como en el neutro. Para los demás tramos, se utilizó una resistencia de 0,8379 [ $\Omega$ /km], correspondiente a conductores tipo ASC #2 AWG en la fase y ACSR #4 AWG en el neutro. Cabe destacar que la resistencia debe multiplicarse por la longitud del tramo para que las pérdidas calculadas representen un valor real en el conductor instalado. Estos datos de pérdidas se emplearon en el análisis de las acometidas, que se desarrolla en secciones posteriores.

*Tabla. 9  
Distribución de la demanda por tramo.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Longitud (km)</b>	<b>Energía (kWh)</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de Línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Pérdidas I<sup>2</sup>R (kW)</b>
<b>0-1</b>	0,0005	973,1300	2,9974	0,2300	13,0149	0,0002
<b>1-2</b>	0,0404	327,0000	1,0072	0,2299	4,3818	0,0006
<b>2-3</b>	0,0137	0,0000	0,0000	0,2299	0,0000	0,0000
<b>2-4</b>	0,0216	48,5690	0,1496	0,2299	0,6509	0,0000
<b>2-5</b>	0,0276	279,0000	0,8594	0,2299	3,7431	0,0003
<b>1-6</b>	0,0250	476,5100	1,4677	0,2298	6,3838	0,0009
<b>6-7</b>	0,0267	370,5000	1,1412	0,2297	4,9713	0,0006
<b>7-8</b>	0,0182	0,0000	0,0000	0,2297	0,0000	0,0000

Para determinar las pérdidas técnicas en cada tramo, fue necesario utilizar el valor de corriente calculado en los tramos de la red. Para ello, se emplearon las fórmulas 4 y 5 descritas en el Capítulo III, las cuales dependen del tipo de red analizada. En el caso de la red 25kVA-13172, al ser monofásica, las pérdidas se calcularon utilizando la resistencia de los conductores a 25 °C, considerada la temperatura de operación en las redes eléctricas. Estos resultados se compararon con los generados por CYMDIST, que representan los valores teóricos más precisos de pérdidas, permitiendo así evaluar el margen de error en el cálculo de pérdidas de las redes.



A continuación, se presenta la **Tabla. 10**, que muestra el cálculo de las pérdidas técnicas correspondientes a los ocho tramos de la red 25 kVA-13172. Los resultados se obtuvieron a partir de las variables cuantificadas en la **Tabla. 9**. Se utilizó el mismo valor de resistencia de los conductores que se empleó en el cálculo de las pérdidas por efecto Joule. Al aplicar esta resistencia, se observó un error elevado en el análisis de los resultados obtenidos.

*Tabla. 10*  
*Cálculo de pérdidas con valor de resistencia en redes secundarias.*

Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
0,0002	0,0003	22,7105%
0,0006	0,0010	35,9895%
0,0000	0,0000	0,0000%
0,0000	0,0000	35,8632%
0,0003	0,0005	35,7498%
0,0009	0,0013	34,9250%
0,0006	0,0008	34,9636%
0,0000	0,0000	0,0000%

Debido a los errores elevados encontrados en el análisis de las redes secundarias utilizando únicamente la resistencia del conductor, como se muestra en la **Tabla. 10**, se optó por emplear la impedancia del conductor, calculándola tal como se describe en el punto 3.4.1 del **Capítulo III**. Este enfoque permitió realizar una evaluación más precisa del circuito, al incluir tanto los efectos magnéticos propios como los mutuos presentes en los sistemas eléctricos analizados.

El margen de error se redujo significativamente, aumentando así la precisión de la metodología para el cálculo de pérdidas en redes secundarias. Los valores de la **Tabla. 11** se obtuvieron usando la fórmula 4, descrita para la cuantificación de las pérdidas técnicas en redes secundarias, y se contrastaron con los resultados generados por CYMDIST, calculando el error absoluto entre los dos valores.

*Tabla. 11*  
*Cálculo de pérdidas en redes secundarias con el valor de impedancia.*

Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
0,0003	0,0003	0,7482%
0,0010	0,0010	-0,0616%
0,0000	0,0000	0,0000%



0,0000	0,0000	-0,2591%
0,0005	0,0005	-0,4362%
0,0013	0,0013	-1,7256%
0,0009	0,0008	-1,6653%
0,0000	0,0000	0,0000%

**4.2.2. Pérdidas en acometidas monofásicas**

Para calcular las pérdidas en los conductores de acometida, ubicados entre el poste y el medidor de energía de cada abonado conectado a la red, se empleó una metodología similar a la utilizada para las redes secundarias, ya que ambas etapas dependen principalmente de las características físicas de los conductores. Primero, se extrajo la energía consumida por cada una de las cargas conectadas a la red, con el fin de realizar un cálculo manual de la demanda individual de las cargas mediante el método de proporcionalidad directa, partiendo de la energía total de la red y la DMD del transformador. El voltaje se obtuvo de los tramos secundarios en los que están conectados estos conductores de acometida, correspondiendo a los voltajes entregados en los puntos finales. De esta manera, se determinó la corriente individual en cada cable, cuyos resultados se presentan en la **Tabla. 12**, donde se muestran las variables principales de las acometidas.

*Tabla. 12  
Distribución de la demanda para las acometidas.*

<b>Energía (kWh)</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje Línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>
49,0000	0,1509	0,2298	0,6568
12,2000	0,0376	0,2297	0,1636
158,0000	0,4867	0,2296	2,1196
114,0000	0,3511	0,2296	1,5293
149,0000	0,4589	0,2303	1,9928
5,2100	0,0160	0,2299	0,0698
225,0800	0,6933	0,2300	3,0144
145,4200	0,4479	0,2294	1,9528

Con los datos obtenidos para cada una de las acometidas, el cálculo de pérdidas en los conductores de acometida se realizó en función de la corriente que transporta cada cable y su resistencia. Además, es necesario considerar el tipo de acometida, ya sea monofásica o trifásica; para el caso en análisis, se utilizó la fórmula 7 especificada. En primer lugar, en el cálculo se empleó el valor de resistencia de un cable Multiplex de Aluminio #4x3 AWG, que tiene una



resistencia de 1,3734 [ $\Omega/\text{km}$ ]. Sin embargo, los valores calculados mostraron una discrepancia significativa en comparación con los valores teóricos generados por el software, lo que resultó en un error elevado en las acometidas al utilizar este valor de resistencia, haciéndolo inaceptable para la metodología aplicada. Como se observa en la **Tabla. 13**, el margen del error obtenido se encuentra fuera del rango esperado.

*Tabla. 13  
Cálculo de pérdidas en acometidas con su resistencia.*

Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
9,5250E-06	1,8465E-05	48,4158%
1,2600E-08	2,1100E-08	40,2848%
1,1154E-04	2,1655E-04	48,4948%
4,2942E-05	8,3308E-05	48,4547%
2,4309E-05	4,7119E-05	48,4091%
9,7950E-08	1,8980E-07	48,3929%
4,6891E-04	9,1668E-04	48,8472%
9,8244E-05	1,9040E-04	48,4001%

Posteriormente, se realizó un nuevo análisis de las pérdidas, sumando las pérdidas por efecto Joule en los tramos de la red secundaria junto con la energía individual de cada abonado, según el tramo al que está conectado el cable de acometida. Sin embargo, como se muestra en la **Tabla. 14**, los resultados indican que la metodología empleada es inadecuada, ya que la energía calculada para cada acometida presenta una desviación considerable respecto al valor teórico proporcionado por el software. Por lo tanto, el método propuesto en este análisis no es adecuado para la validación de la metodología.

*Tabla. 14  
Análisis de las pérdidas técnicas en acometidas con las pérdidas por efecto Joule.*

Energía (kWh)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
49,0007	0,6569	1,5605E-05	1,8465E-05	15,4884%
12,2003	0,1637	2,0659E-08	2,1100E-08	2,0906%
158,0010	2,1216	1,8302E-04	2,1655E-04	15,4875%
114,0010	1,5301	7,0406E-05	8,3308E-05	15,4873%
149,0002	1,9929	3,9817E-05	4,7119E-05	15,4961%
5,2109	0,0698	1,6048E-07	1,8980E-07	15,4487%
225,0814	3,0276	7,7472E-04	9,1668E-04	15,4862%
145,4214	1,9528	1,6091E-04	1,9040E-04	15,4867%



En la comparación del cálculo de las pérdidas en acometidas, utilizando la impedancia correspondiente de los conductores instalados y aplicando el método descrito en el punto 3.4.1, para el cálculo de pérdidas monofásicas, se obtiene un resultado mucho más aceptable que el cálculo anterior, aunque aún presenta una ligera desviación respecto a los resultados esperados. Sin embargo, los valores obtenidos indican un nivel de exactitud tolerable, lo que valida la importancia y relevancia de la metodología de estimación presentada. Los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla. 15**.

*Tabla. 15*  
*Cálculo de pérdidas en acometidas con su impedancia.*

Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
1,8814E-05	1,8465E-05	-1,8901%
2,1049E-08	2,1100E-08	0,2408%
2,2031E-04	2,1655E-04	-1,7340%
8,4819E-05	8,3308E-05	-1,8133%
4,8016E-05	4,7119E-05	-1,9034%
1,9347E-07	1,8980E-07	-1,9354%
9,2619E-04	9,1668E-04	-1,0379%
1,9405E-04	1,9040E-04	-1,9211%

Para lograr un margen de error dentro del rango esperado para los conductores de acometida, se aplicó un factor adicional de 1.206 en la fórmula de cálculo para acometidas monofásicas. Este ajuste permite que los resultados obtenidos se acerquen mejor a las condiciones reales de operación de un cable de acometida.

Se ha realizado un análisis íntegro para evaluar la efectividad del factor previamente mencionado en la fórmula de cálculo de las pérdidas de energía. Este análisis incluyó el cálculo de los promedios de los valores obtenidos, tanto los calculados como los teóricos, para cada uno de los circuitos monofásicos evaluados, cuyos resultados se presentan en la **Tabla. 16**. Para determinar la relación entre estos conjuntos de valores, se aplicó el método estadístico de regresión lineal, el cual permite analizar la correspondencia y consistencia entre los resultados. Este enfoque proporciona una base sólida para validar la aplicabilidad del factor en las fórmulas de cálculo.



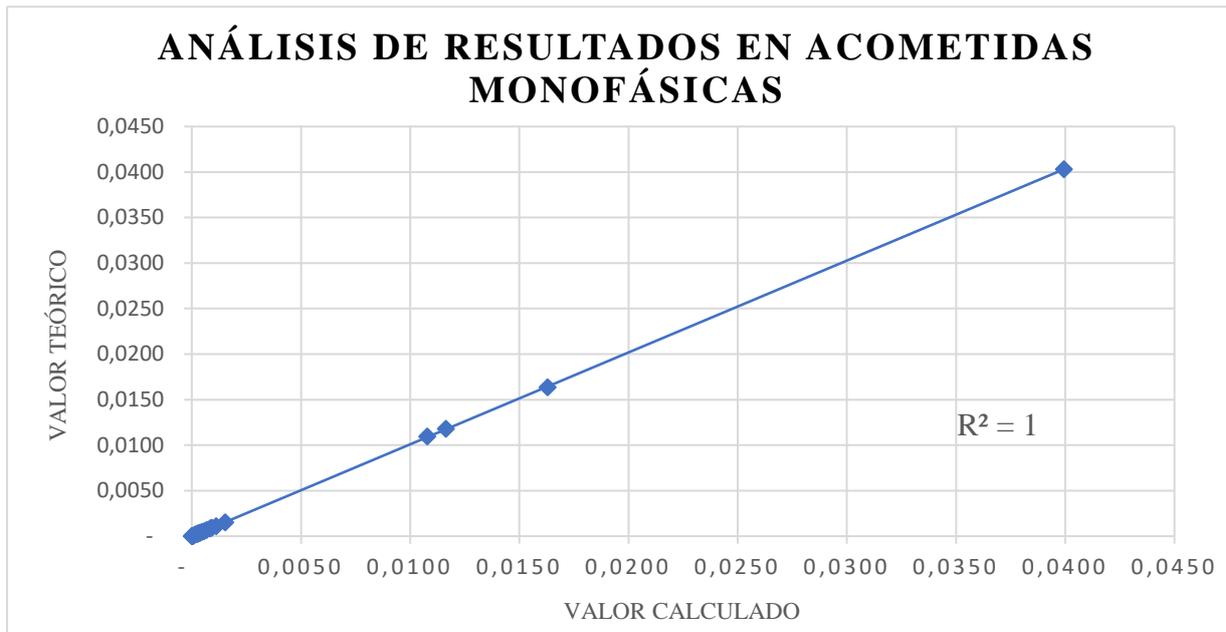
Tabla. 16

Evaluación de los resultados en acometidas monofásicas utilizando el factor.

Identificación de Red	Valor calculado	Valor teórico
10kVA-13165	0,0399	0,0403
10kVA-13189	0,0006	0,0005
15kVA-7408	0,0001	0,0001
15kVA-13153	2,2886E-05	2,3351E-05
25KVA-7426	0,0011	0,0011
25KVA-13155	1,5649E-05	1,5738E-05
25KVA-13159	3,4301E-06	3,4704E-06
25kVA-13168	0,0008	0,0008
25kVA-13172	0,0002	0,0002
25kVA-13178	0,0108	0,0110
37.5KVA-7375	0,0116	0,0118
37.5KVA-7444	0,0003	0,0003
37.5KVA-13130	0,0015	0,0015
37.5KVA-13140	0,0163	0,0164
37.5KVA-13142	0,0005	0,0005
37.5KVA-13164	0,0003	0,0003
37.5KVA-13184	0,0004	0,0003
37.5KVA-13185	0,0007	0,0007
50KVA-7392	0,0001	0,0001
50KVA-7394	0,0009	0,0009
50KVA-13166	0,0002	0,0002
75kVA-13150	0,0004	0,0004



Mediante el uso del método de regresión lineal, se presenta la **Fig. 21**, en la cual se observa la gran cercanía entre los valores calculados a través de la metodología y los valores teóricos proporcionados por el software. Esta relación se evidencia en la recta mostrada en el gráfico, respaldada por el valor de  $R^2$ , que refleja la calidad del ajuste y confirma la coherencia entre los conjuntos de datos.



*Fig. 21 Regresión lineal de los resultados en acometidas monofásicas.*

**4.2.3. Pérdidas en medidores de energía monofásicos**

Para calcular las pérdidas en medidores de energía, se consideraron los valores normados con los que se fabrican dichos medidores, los cuales aseguran un funcionamiento adecuado. Estos valores establecen un límite específico de pérdidas para las bobinas de voltaje, el cual permanece constante debido a la operación diaria del medidor. En contraste, las pérdidas en las bobinas de corriente dependen estrictamente del consumo promedio mensual del abonado. En la **Tabla. 17** se presenta un ejemplo para medidores electrónicos.

*Tabla. 17  
Cálculo de pérdidas en medidores de energía.*

<b>Bobinas de corriente</b>			
Pérdidas de corriente (kW)	Corriente-Demanda máxima (A)	Corriente nominal (A)	Energía perdida (kWh/año)
0,0005	6,3694	10,0000	1,7769
<b>Bobinas de voltaje</b>			



Pérdidas de voltaje (kW)	Energía perdida (kWh/año)
0,0010	8,7600

**4.2.4. Pérdidas en alumbrado público**

Para calcular las pérdidas en el alumbrado público, se siguió un procedimiento relativamente sencillo, aplicable tanto a luminarias en redes monofásicas como trifásicas. Este proceso requiere conocer la potencia de cada luminaria instalada y el número total de luminarias conectadas en la red. Utilizando el porcentaje de pérdidas de potencia establecido para los diferentes tipos de luminarias, detallado en la página 55 del Capítulo III, se calcularon las pérdidas en los balastos de cada luminaria durante las doce horas diarias de operación del alumbrado público. El total de pérdidas se obtuvo sumando la energía perdida por cada luminaria durante un año de operación. En la **Tabla. 18** se muestra el total de pérdidas cuantificado en términos de energía para las luminarias.

*Tabla. 18  
Cálculo de pérdidas en alumbrado público de la red de 25kVA-13172.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPS250PCC	0,2500	131,4000
<b>Total</b>		<b>131,4000</b>

**4.2.5. Pérdidas en redes secundarias trifásicas**

Para calcular las pérdidas en las redes secundarias trifásicas, se siguió la misma metodología descrita para las redes monofásicas, con la diferencia de que las fórmulas empleadas corresponden a las específicas para redes trifásicas detalladas en el Capítulo III. En el **Anexo B** se presentan los análisis realizados a todas las redes trifásicas en cada una de sus etapas funcionales de bajo voltaje.

Para este análisis, también se utilizó la opción de georreferenciación para determinar con precisión las distancias de los tramos de la red, los tipos de conductores y la disposición espacial de estos conductores. Esto se ilustra en la **Fig. 22**, que muestra el diagrama unifilar de la red eléctrica trifásica de 30 kVA-7428, en la cual se aplicó la metodología de cálculo desarrollada. Es fundamental conocer tanto la DMD como el voltaje en el lado secundario del transformador de distribución asociado para realizar los cálculos. Estos valores son esenciales, ya que proporcionan el punto de partida para la distribución de carga manual utilizada en los cálculos.

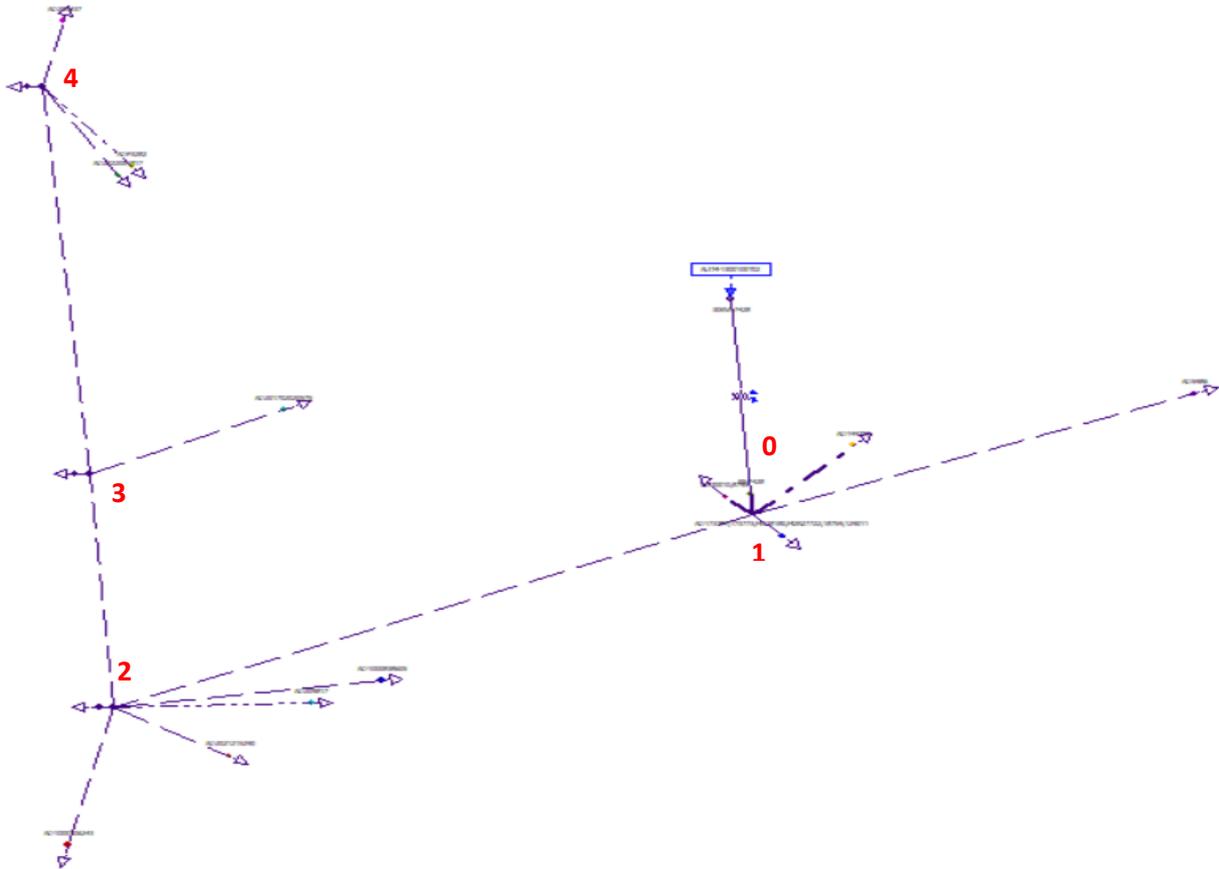


Fig. 22 Red eléctrica 30kVA-7428.

El análisis comenzó con la obtención de datos generales de cada tramo de la red, incluyendo la energía total de cada uno, en función de los consumos de los abonados conectados a ellos. Esto permitió calcular la demanda de cada tramo de manera similar a lo realizado en las redes monofásicas, utilizando el método de proporcionalidad directa, que parte de la DMD del transformador y de la energía total consumida en el primer tramo de la red. El voltaje de todos los tramos se calculó considerando la caída de voltaje correspondiente para redes trifásicas, tal como se describe en el Capítulo III, partiendo del voltaje en el lado secundario del transformador y, finalmente, determinando la corriente transportada por los conductores secundarios.

En la **Tabla. 19** se presentan todas las variables generales de la red, junto con el cálculo de las pérdidas por efecto Joule. Para este cálculo, se asumió que la red eléctrica está compuesta por conductores del tipo THHN.CU.1/0 AWG tanto en las fases como en el neutro de la bajante secundaria del transformador, con una resistencia de 0,2643 [ $\Omega$ /km]. En el caso de los demás conductores de la red aérea instalada, se utilizan conductores del tipo ASC.2 AWG en las fases,



cuya resistencia es de 0,8379 [ $\Omega$ /km]. Para el neutro, se emplea un conductor ASC.4 AWG con una resistencia de 1,3034 [ $\Omega$ /km]. Estos valores de resistencia deben multiplicarse por la longitud de cada tramo correspondiente para obtener la resistencia real del conductor a lo largo de esa distancia, la cual luego se usará para calcular las pérdidas, multiplicándola por la corriente que atraviesa el conductor.

*Tabla. 19  
Distribución de la demanda por tramo.*

Nº Tramo	Longitud (km)	Energía (kWh)	Demanda (kVA)	Voltaje Línea (kV)	Corriente (A)	Pérdidas I <sup>2</sup> R (kW)
0-1	0,0199	3218,8567	7,1276	0,2315	15,4574	0,0018
1-2	0,0433	932,4467	2,0648	0,2279	6,7929	0,0016
2-3	0,0194	483,3833	1,0704	0,2270	3,5357	0,0002
3-4	0,0323	131,4133	0,2910	0,2266	0,9628	0,0000

Con los valores iniciales calculados de la red en la **Tabla. 19** y usando los valores de resistencia de los conductores de la red eléctrica, se calcularon las pérdidas técnicas aplicando la fórmula 5 de la metodología de cálculo. Sin embargo, al comparar los resultados obtenidos en la **Tabla. 20**, se observó que la desviación del error está fuera del rango esperado, lo que indica que la aplicación de la resistencia en la fórmula de la metodología no es adecuada.

*Tabla. 20  
Cálculo de pérdidas en redes secundarias trifásicas con su resistencia.*

Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
0,0048	0,0098	51,5457%
0,0048	0,0080	40,0522%
0,0006	0,0010	39,6156%
0,0001	0,0001	39,4593%

De igual forma, con los datos obtenidos en la **Tabla. 19**, se procedió a calcular las pérdidas técnicas en la red secundaria utilizando la impedancia de los conductores instalados, cuyos resultados se presentan en la **Tabla. 21**, siguiendo el mismo procedimiento aplicado en las redes monofásicas. Los resultados mostraron un margen de error aceptable, lo que valida la efectividad de la metodología de cálculo. Sin embargo, en las redes trifásicas, se observó un incremento del 1% en el margen de error respecto a los resultados esperados, lo cual se atribuye al hecho de que las cargas conectadas en las redes trifásicas presentan un valor de demanda más elevado en comparación con las redes monofásicas.



*Tabla. 21*

*Cálculo de pérdidas en redes secundarias trifásicas con su impedancia.*

Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error
0,0099	0,0098	-0,8785%
0,0078	0,0080	2,1904%
0,0010	0,0010	1,4780%
0,0001	0,0001	1,2230%

**4.2.6. Pérdidas en acometidas trifásicas**

En el análisis de las acometidas trifásicas, se emplean las mismas variables que en el análisis de las redes secundarias y de las acometidas monofásicas. Este análisis comienza con la distribución de carga de todas las cargas individuales conectadas a la red. A partir de la DMD del transformador de distribución y de la energía total consumida en la red, se calcula la demanda máxima individual de cada acometida. Cada acometida corresponde a un valor de voltaje determinado por el tramo específico al cual está conectada. Finalmente, se calcula la corriente trifásica individual. En la **Tabla. 22** se presentan todas estas variables para las acometidas trifásicas de la red.

*Tabla. 22*

*Distribución de carga en acometidas trifásicas.*

Energía (kWh)	Demanda (kVA)	Voltaje Línea (kV)	Corriente (A)
7,6000	0,0168	0,2270	0,0439
1,0000	0,0022	0,0000	0,0000
62,3333	0,1380	0,2266	0,3603
251,1700	0,5562	0,2266	1,4517
257,0000	0,5691	0,2270	1,4831
3,0000	0,0066	0,2270	0,0173
113,0000	0,2502	0,2270	0,6521
15,5833	0,0345	0,2266	0,0901
892,5800	1,9765	0,2279	5,1300
1252,3300	2,7731	0,2279	7,1976
8,0000	0,0177	0,2266	0,0462
133,5000	0,2956	0,2266	0,7716

Además, se realizó un análisis de las pérdidas por efecto Joule en los conductores secundarios de la red, obteniendo resultados que difieren de los valores proporcionados por el software CYMDIST. En la **Tabla. 23** se presentan estos resultados, donde se sumaron las pérdidas



a la energía individual de las acometidas para evaluar si estas pérdidas explican la desviación en el margen de error observado en los cálculos. El análisis realizado, que incluye el cálculo de las pérdidas técnicas en las acometidas, sugiere que la inclusión de las pérdidas por efecto Joule en los cálculos no es adecuada, ya que esta consideración genera una desviación respecto a los valores de pérdidas obtenidos mediante el software.

*Tabla. 23  
Análisis de las pérdidas técnicas en acometidas trifásicas por efecto Joule.*

<b>Energía (kWh)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>
7,6036	0,0443	2,2839E-08	1,4290E-07	84,0172%
1,0036	0,0000	0,0000E+00	0,0000	0,0000%
62,3369	0,3634	2,4087E-06	1,5086E-05	84,0339%
251,1736	1,4642	5,9341E-05	1,2675E-04	53,1814%
257,0034	1,4958	7,8927E-05	4,9514E-04	84,0596%
3,0034	0,0175	7,8851E-09	4,9200E-08	83,9734%
113,0034	0,6577	7,4680E-06	4,6769E-05	84,0323%
15,5867	0,0907	2,0131E-07	1,2597E-06	84,0196%
892,5818	5,1740	1,1800E-04	5,1532E-04	77,1013%
1252,3318	7,2593	9,3465E-04	5,8646E-03	84,0628%
8,0018	0,0466	1,3301E-07	8,2380E-07	83,8543%
133,5018	0,7770	3,3296E-06	2,0632E-05	83,8614%

Utilizando la impedancia según el tipo de conductores instalados en las acometidas, se obtuvo un resultado muy similar al de las redes monofásicas al aplicar la misma metodología de cálculo. Al comparar los valores calculados manualmente con los generados por el software CYMDIST, se observan ligeras diferencias. Aunque el error de cálculo aumentó un 1%, este incremento sigue siendo aceptable dentro de los parámetros esperados para la metodología de cálculo de pérdidas técnicas en redes de bajo voltaje. En la **Tabla. 24** se presentan los resultados del análisis de las acometidas trifásicas de bajo voltaje.

*Tabla. 24  
Cálculo de pérdidas en acometidas trifásicas con su impedancia.*

<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>
2,9069E-08	2,9771E-08	2,3582%
0,0000	0,0000	0,0000%
3,0780E-06	3,1430E-06	2,0689%



7,5835E-05	7,4556E-05	-1,7151%
1,0087E-04	1,0315E-04	2,2181%
1,0055E-08	1,0250E-08	1,9071%
9,5435E-06	9,7436E-06	2,0537%
2,5797E-07	2,6244E-07	1,7008%
1,5081E-04	1,5157E-04	0,5009%
1,1945E-03	1,2218E-03	2,2351%
1,7045E-07	1,7163E-07	0,6848%
4,2687E-06	4,2982E-06	0,6874%

De manera similar a las acometidas monofásicas, se incorporó un factor de 1,4 a la fórmula de cálculo de pérdidas en las acometidas trifásicas, lo que permitió obtener resultados consistentes y alineados con los objetivos de esta etapa funcional. Para evaluar la efectividad y relevancia del factor empleado, se realizó un análisis mediante regresión lineal, examinando los valores promedio de cada uno de los circuitos de acometidas trifásicas analizados. Los resultados calculados se presentan en la **Tabla. 25**, lo que respalda la precisión y la importancia del método aplicado.

Tabla. 25

*Evaluación de los resultados en acometidas trifásicas utilizando el factor.*

<b>Identificación de Red</b>	<b>Valor calculado</b>	<b>Valor teórico</b>
<b>30kVA-7428</b>	0,0001	0,0001
<b>50KVA-7378</b>	0,0003	0,0003
<b>50KVA-7421</b>	0,0003	0,0003
<b>50KVA-13171</b>	0,0408	0,0419
<b>50KVA-13177</b>	0,0081	0,0081
<b>75kVA-13158</b>	0,0021	0,0021
<b>75kVA-13192</b>	0,0001	0,0001
<b>100kVA-7376</b>	0,0017	0,0017
<b>100kVA-7409</b>	0,0011	0,0011
<b>250KVA-22679</b>	4,2458	4,1910
<b>300kVA-13127</b>	0,2807	0,2741



Con los valores presentados en la tabla, se realizó un análisis gráfico mediante regresión lineal, comparando tanto los valores calculados como los valores teóricos de las acometidas trifásicas. Los resultados muestran una gran cercanía, evidenciada por la proximidad de los valores con la línea trazada del método estadístico. Esto indica que la utilización del factor en la fórmula de cálculo es efectiva, ya que contribuye a obtener resultados con mayor precisión.



*Fig. 23 Regresión lineal de los resultados en acometidas trifásicas.*

#### **4.2.7. Pérdidas en medidores de energía trifásicos**

Para los medidores de energía trifásicos, se consideró el aumento en la cantidad de conductores que suministran servicio a los usuarios, lo que requirió incrementar el número de bobinas en estos dispositivos. Estas bobinas son esenciales para la medición precisa del consumo de energía de los clientes. Este incremento se debe a la creciente demanda de industrias y comercios, los cuales requieren mayor potencia para sus instalaciones. Siguiendo el mismo principio de la metodología utilizada para los medidores monofásicos, se realizaron los cálculos a partir de los valores específicos de pérdidas en las bobinas trifásicas. La **Tabla. 26** presenta un ejemplo de un medidor trifásico.



*Tabla. 26*  
*Cálculo de pérdidas en medidores de energía trifásicos.*

<b>Pérdidas en bobinas de voltaje</b>			
Pérdidas en una bobina de voltaje (kW)		Pérdidas totales de bobinas de voltaje (kWh/año)	
0,0010		26,2800	
<b>Pérdidas en bobinas de corriente</b>			
Pérdidas de bobinas de corriente (kW)	Corriente Demanda máx (A)	Corriente nominal (A)	Pérdidas totales de bobinas de corriente (kWh/año)
0,0005	9,2964	10,0000	11,3558

La **Tabla. 26** muestra que los medidores presentan las menores pérdidas técnicas en comparación con otros componentes de la red eléctrica en la etapa de bajo voltaje debido a la optimización de estos elementos. A lo largo del año, las pérdidas generadas por estos dispositivos son marginales en relación con otros elementos de la red, a pesar de su operación constante al suministrar el servicio eléctrico.

### 4.3. Análisis de resultados

La precisión de los resultados obtenidos a partir de la metodología matemática diseñada es un factor crucial. Esto se debe a que el proceso propuesto para la cuantificación de pérdidas técnicas en redes eléctricas de bajo voltaje busca una exactitud que refleje fielmente la operación de la red. Para evaluar si la metodología es adecuada para los sistemas eléctricos de bajo voltaje, se realiza una comparación con los valores teóricos proporcionados por el software CYMDIST.

Para evaluar la precisión de los datos, se aplicaron métodos estadísticos, incluido el cálculo del error porcentual en cada elemento de la red de bajo voltaje, basado en la diferencia entre los resultados de los valores teóricos de cada red eléctrica y los valores obtenidos mediante la metodología. En las redes monofásicas, el margen de error promedio fue de  $\pm 2\%$  en sus distintas etapas funcionales. En el caso de las redes trifásicas, el margen de error alcanzó  $\pm 3\%$ , lo cual se atribuye a la diversidad de cargas presentes, la cantidad considerable de cargas eléctricas en estas redes, y al uso de una amplia base de datos de consumos en los cálculos.

El análisis de los datos de pérdidas de energía obtenidos en las distintas etapas funcionales de las redes eléctricas de bajo voltaje permite observar la magnitud de las pérdidas que ocurren durante su operación. A continuación, en la **Tabla. 27**, se presentan los resultados generales de



las pérdidas técnicas de energía en todas las redes analizadas en este trabajo de grado, organizados por etapa.

*Tabla. 27  
Pérdidas de potencia y energía en redes de bajo voltaje.*

<b>Redes Monofásicas</b>				
<b>Redes Secundarias</b>		<b>Acometidas</b>		<b>Alumbrado Público</b>
<b>Pérdidas de potencia (kW)</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>	<b>Pérdidas de potencia (kW)</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
6,2086	14526,6373	0,9216	8073,5928	19224,2580

<b>Redes Trifásicas</b>				
<b>Redes Secundarias</b>		<b>Acometidas</b>		<b>Alumbrado Público</b>
<b>Pérdidas de potencia (kW)</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>	<b>Pérdidas de potencia (kW)</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
2,4341	5955,2790	7,3607	64479,6482	25454,8080

Las pérdidas en los elementos de las redes de bajo voltaje representan una magnitud significativa a lo largo de un año de operación. En la **Tabla. 27** se detalla que, en las redes monofásicas, el alumbrado público es el componente con mayores problemas, lo cual se atribuye a la gran cantidad de horas de funcionamiento y a la ineficiencia de los balastos en las luminarias. En cuanto a las redes trifásicas, las pérdidas más notorias se encuentran en los conductores de acometida. Esto se debe principalmente a que muchos de estos conductores están subdimensionados en relación con la carga que deben soportar o requieren un cambio de calibre para proporcionar un servicio eléctrico adecuado. Además, la temperatura de operación tiene un impacto considerable, ya que muchos de estos conductores están instalados en estructuras cerradas sin ventilación adecuada, lo cual incrementa su resistencia y, por ende, las pérdidas.

En segundo lugar, en las redes monofásicas, los conductores de las redes secundarias presentan pérdidas considerables a lo largo de su operación. Esto se atribuye principalmente a la extensión de los circuitos de bajo voltaje que, como se evidenció en las redes evaluadas, en muchos casos brindan servicio a pocas cargas aguas abajo, lo que indica que están subdimensionados para el uso demandado. En las redes trifásicas, por otro lado, el alumbrado público es un componente con alta incidencia en las pérdidas. Las luminarias funcionan durante largos períodos nocturnos, acumulando así un considerable tiempo de operación. Además, el uso de equipos antiguos



contribuye a un aumento de las pérdidas energéticas, especialmente debido a las altas temperaturas alcanzadas durante su funcionamiento ineficiente.

Por último, en las redes monofásicas, los conductores de acometida son los que presentan menores pérdidas, atribuibles a sus características físicas y al funcionamiento continuo requerido para suministrar electricidad a los abonados. En las redes trifásicas, en cambio, las menores pérdidas se observan en las redes secundarias, donde la eficiencia se ve condicionada principalmente por la longitud de los conductores necesarios para abastecer a los usuarios y el constante funcionamiento que deben soportar. Esta extensión de los conductores incrementa las pérdidas y afecta la eficiencia global del sistema eléctrico.

## **Conclusiones**

El impacto de los componentes de las redes de bajo voltaje en las pérdidas técnicas depende tanto de factores eléctricos, como la impedancia de los conductores, la caída de voltaje y la corriente, como también de factores físicos, entre los que se incluyen la longitud de los tramos, la cantidad de las cargas conectadas en distintos puntos de la red y el tipo de conductores usados en las redes. Analizar estos factores de manera integral es esencial para cuantificar con precisión y objetividad las pérdidas técnicas atribuibles al efecto Joule.



Se desarrolló una metodología desagregada para el cálculo de pérdidas técnicas en los componentes de las redes de bajo voltaje, que permite estimar las pérdidas tanto en potencia como en energía. Esta metodología incorpora la demanda máxima diversificada y la distribución de la demanda basada en los consumos promedio de los usuarios, lo que facilita un análisis detallado de elementos como los conductores de redes secundarias, conductores de acometida, medidores de energía y alumbrado público. De esta manera, se obtiene una estimación precisa de las pérdidas técnicas, proporcionando una herramienta confiable, sencilla y novedosa para identificar los segmentos más afectados por estas pérdidas.

La aplicación de una metodología especializada para el cálculo de pérdidas técnicas en redes de bajo voltaje ha permitido realizar una evaluación detallada, desglosando cada parte de la red para obtener una estimación focalizada de las pérdidas técnicas en el sistema eléctrico de bajo voltaje. Proporcionando resultados confiables, que fueron comparados con los valores de pérdidas en potencia generados mediante el software CYMDIST, contribuyendo a una mejor comprensión de las pérdidas técnicas en la infraestructura eléctrica. Lo que confirma que el enfoque metodológico empleado constituye una base sólida y eficiente, ya que facilitará la toma de decisiones estratégicas que contribuyan a la reducción de pérdidas en esta etapa funcional de manera más sencilla y con un costo económico inferior en comparación con programas informáticos especializados en el área.

## **Recomendaciones**

El proceso de distribuir la demanda para cada usuario es susceptible de mejora. Se sugiere explorar otros métodos matemáticos que puedan mejorar la precisión de los resultados obtenidos, en cuanto a las pérdidas de potencia en los distintos elementos de las redes eléctricas de bajo voltaje. Esta exploración debe basarse principalmente en la demanda máxima diversificada y el consumo promedio mensual de cada usuario dentro de la red. Además, los resultados obtenidos



deberán compararse con la formulación presentada en este trabajo de grado para evaluar su rendimiento.

Para investigaciones futuras sobre la obtención de pérdidas técnicas en redes de bajo voltaje, se recomienda considerar la densidad y diversidad de las redes eléctricas. Evaluar la obtención de los resultados dentro de EMELNORTE S.A. en diferentes redes eléctricas de bajo voltaje debido a su ubicación geográfica, lo que ofrecería una guía valiosa en el campo de las pérdidas técnicas. Esto podría facilitar posibles mejoras de la metodología de cálculo desarrollada.

En futuras investigaciones, es crucial considerar el desarrollo de estrategias para minimizar las pérdidas técnicas en redes de bajo voltaje. Para profundizar en este análisis, se sugiere ampliar el estudio hacia la optimización de los conductores, lo que representa una solución efectiva para reducir tanto las pérdidas de energía como los costos asociados con la operación de las redes eléctricas de distribución. De este modo, se beneficiarían principalmente las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

## **Bibliografía**

- [1] R. Crochemore Ney, R. Jiménez y A. Alarcón, Pérdidas eléctricas: tres tendencias tecnológicas que pueden ayudar a resolver el problema, San Andrés: BID, 2018.



- [2] OLADE, Panorama energético de América Latina y el Caribe 2022, Quito: Organización Latinoamericana de energía, 2022.
- [3] A. Téllez Águila, Optimización multicriterio de flujos de potencia reactiva en sistemas eléctricos de distribución, Medellín: Universidad Pontificia Bolivariana, 2021.
- [4] BID, Eficiencia Energética en América Latina y el Caribe, Washington: Banco Interamericano de Desarrollo, 2018.
- [5] CEPAL, Temas Estadísticos de la CEPAL, Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe, 2022.
- [6] D. Messina, Contribuciones determinadas a nivel nacional del sector eléctrico en América Latina y el Caribe: análisis de la transición hacia el uso sostenible de las fuentes energéticas., San Cristóbal: CEPAL, 2020.
- [7] M. A. Cristina Pazmiño, Análisis del Plan Nacional de Eficiencia Energética en el Ecuador, Guayaquil: RIEMAT ISSN: 2588-0721, 2020.
- [8] OLADE, Panorámica Energético de América Latina y el Caribe, Quito: Organización Latinoamericana de energía, 2021.
- [9] ARCERNNR, Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano, Quito: Banco Internacional de Desarrollo-BID, 2021.
- [10] J. D. Jaramillo Trujillo, Estudio del factor de pérdidas técnicas en redes de distribución de bajo voltaje, para la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A., Ibarra: UTN, 2019.
- [11] EMELNORTE, Rendición de cuentas 2020, Ibarra: Empresa Eléctrica Regional Norte, 2020.
- [12] M. C. Rodríguez Camacho, Análisis y comparación entre modelos a 3 hilos y modelos a 4 hilos, Madrid: Escuela Técnica Superior Ingenieros Industriales Politécnica de Madrid, 2018.



- [13] V. Guillen Turrubiates, Redes de distribución aéreas y subterráneas, Puebla: ExpoEnergía, 2019.
- [14] B. R. Cando Ortega y G. F. Simbaña Gualoto, Diseño de la red de distribución eléctrica del barrio Calluma de Pifo (zona 1 y zona 4), Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2021.
- [15] ARCERNNR, Resolución Nro. ARCERNNR – 029/2020, Quito: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2020.
- [16] CNEL.EP, Manual para la instalación de la acometida y sistema de medición a los consumidores de CNEL EP, Quito: Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, 2020.
- [17] EMELNORTE, Rendición de cuentas 2022, Ibarra: EmelNorte S.A., 2022.
- [18] O. Blathy, SISTEMAS ELÉCTRICOS TRIFÁSICOS, BIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS, Tijuana: Grupo APCE, 2018.
- [19] F. Barrero González, «Sistemas de Energía Eléctrica,» Universidad de Extremadura, Madrid, 2004.
- [20] W. H. Kersting y R. J. Kerestes, «Distribution System Modeling and Analysis with MatLAB and WindMil,» CRC Press, New York, 2023.
- [21] C. Colombiana.S.A., Guía Metodológica cálculo de pérdidas de energía, Medellín: Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización y Laboratorios, 2019.
- [22] J. I. Aguilero Munguía, Aplicación y evaluación de las metodologías para el cálculo de pérdidas técnicas en baja tensión para redes de distribución de energía eléctrica de El Salvador, Ciudad Universitaria: Universidad de el Salvador, 2018.
- [23] O. Gómez Carmona, M. Granada Echeverri y C. J. Zapata Grisales, Pérdidas Técnicas en Redes Secundarias de Distribución de Energía Eléctrica, Pereira: Universidad Técnica de Pereira, 2020.



- [24] R. A. Ayala López, P. E. Otero Valladares y V. E. Calle García, Metodología de cálculo de pérdidas de potencia y energía en el sistema de alumbrado público del Ecuador, Quito: Revista Técnica de energía, 2020.
- [25] S. P. Maigua Laines y M. E. Rosero Oviedo, Metodología para calcular la demanda máxima unitaria de clientes industriales y comerciales que cuenten con sistema de telemedición en base a la obtención de curvas tipo de demanda diaria mediante la técnica fuzzy c-means, Quito: Escuela Politécnica Nacional, 2021.
- [26] I. A. Orellana Malavé y P. A. Ramón Pineda, Determinación de los factores de carga y pérdidas en transformadores de distribución por estratos de 48 consumo en el área de concesión de la empresa Eléctrica Regional del Sur S.A., Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, 2017.
- [27] R. M. Vásquez Villarruel, «Rediseño óptimo de redes radiales de distribución eléctrica en bajo voltaje considerando las restricciones de la infraestructura eléctrica y urbana existente,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.
- [28] R. D. Castro Rodriguez, Introducción a los sistemas eléctricos de distribución, San José: SCRIBD, 2019.
- [29] M. R. Rojas Aravena, ELABORACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA A NIVEL DISTRIBUCIÓN, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2019.
- [30] EIEE, FLUJO DE CARGA SEP, Viña del Mar: Univerdiad de Tarapaca, 2018.
- [31] J. Dangermond, «Environmental Systems Research Institute,» 27 diciembre 1999. [En línea]. Available: <https://resources.arcgis.com/es/help/getting-started/articles/026n00000014000000.htm>. [Último acceso: 07 abril 2024].
- [32] P. B. Worldwide, CYME-Software, Análisis del sistema de distribución, Cleveland: EATON, 2020.
- [33] M. Poveda, «Cálculo de pérdidas en redes secundarias,» OLADE, Quito, 2016.
- [34] M. Poveda, «Cálculo de pérdidas en acometidas y medidores,» OLADE, Quito, 2016.



- [35] D. A. Álvarez Jácome, «Aplicación de Metodología Uniforme de Cálculo de Pérdidas Técnicas en Empresas de Distribución,» 12 abril 2011. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3757/1/CD-3558.pdf>. [Último acceso: 22 mayo 2024].
- [36] A. E. Freire Rodríguez y J. A. Pico Jiménez, Algoritmo automático para la corrección del factor de potencia en redes industriales, Latacunga: Universidad Técnica de COtopaxi, 2019.
- [37] H. Malga, Diferencias entre líneas eléctricas aéreas y subterráneas, Zaragoza: Automatización industrial360, 2020.
- [38] CELEC, La Empresa, Quito: Corporación Eléctrica del Ecuador, 2022.
- [39] J. Mírez, Diagrama unifilar de estación de distribución o patio de llaves, Trujillo: jmirez, 2018.
- [40] MERNNR, Plan Maestro de Electrificación 2019-2027, Quito: Minist. Energía y Recur. No Revov. , 2019.
- [41] EEQ, Resumen Ejecutivo Rendición de Cuentas 2021, Quito: Empresa Eléctrica Quito, 2021.
- [42] CELEC.E.P., Modelo regional en reducción de pérdidas, Quito: CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR, 2019.
- [43] W. A. Bonilla Altamirano, Diseño de la red de medio, bajo voltaje y sistema de iluminación pública para el polideportivo de la parroquia el Dorado, del cantón Francisco de Orellana, provincia de Orellana, Quito: UPS, 2022.
- [44] L. Giraldo Parra, Estructuras y topologías más comunes en redes de distribución primaria y secundaria, Bogotá: SENA, 2020.
- [45] E. J. Granda Zurita, Metodología para reducir pérdidas del alimentador c-212 de propiedad de la concesión Electronorte, Lambayeque: Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, 2021.



- [46] E. E. Henríquez Valdés, Costo de reforzamiento en redes de baja tensión, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2019.
- [47] K. D. Maigua Anchatuña, Diseño de la red eléctrica subterránea en medio y bajo voltaje del barrio Eloy Alfaro, Quito: Universidad Politécnica Salesiana, 2022.
- [48] B. Mogollon Flores, Sistemas monofásicos de tres hilos, San Juan: PDFCOFFEE, 2019.
- [49] ARCONEL, «Resolución No. ARCONEL-054/16,» de *Regulación No. ARCONEL-001/16*, Quito, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2016, pp. 1-20.
- [50] ARCONEL, «Sistematización de datos del sector eléctrico,» Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 15 julio 2020. [En línea]. Available: <https://sisdatbi.controlrecursosyenergia.gob.ec/dashboard/index.php>. [Último acceso: 3 abril 2024].
- [51] T. X. Reyes Erazo, «Estudio de planificación de la nueva red de distribución subterránea del centro de la ciudad de Ibarra,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2006.
- [52] A. Mejía Andrade, «Uso y aplicación de los analizadores de redes eléctricas,» Universidad Galileo, Ciudad de Guatemala, 2017.
- [53] A. Manosalvas, «Voltaje en líneas de distribución de baja tensión,» SectorElectricidad, Córdoba, 2022.

## Anexo A

En este apartado se presentan los cálculos realizados de pérdidas técnicas de las redes eléctricas de bajo voltaje analizadas, junto con los diagramas unifilares correspondientes. Los cálculos se desglosan en cada una de las tablas para cada elemento evaluado y verificar la



aplicación de la metodología de cálculo presentada para este trabajo de grado tanto para redes monofásicas y trifásicas.

**Redes Monofásicas**

**5kVA-13169**

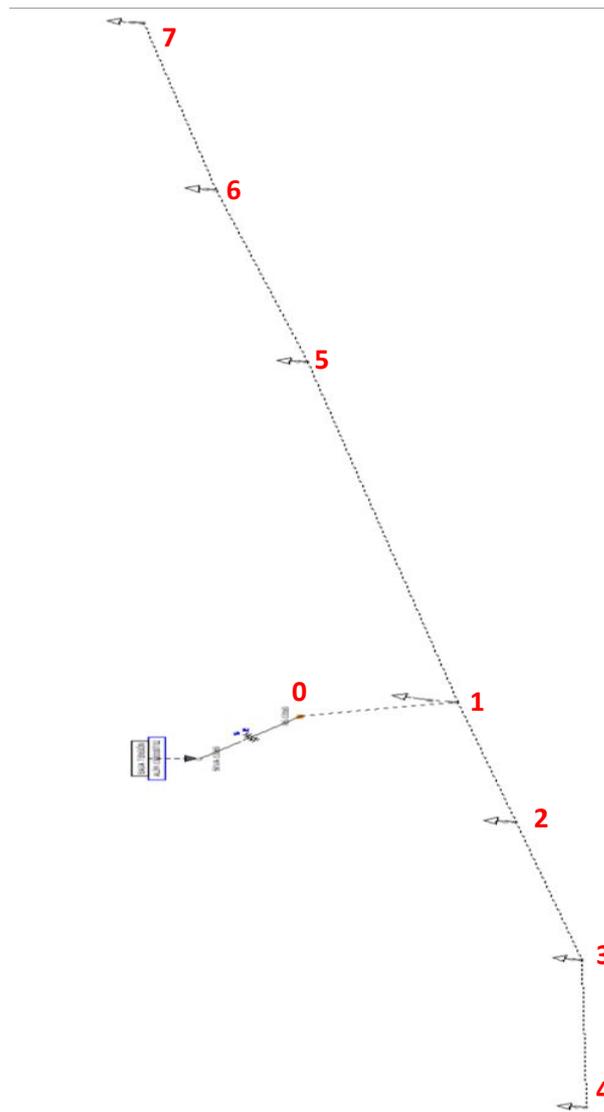


Fig. 24 Red eléctrica 5kVA-13169.

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 5kVA-13169.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	4,5637	20,3192	0,0001	0,0001	-0,0857%	0,3111
1-2	2,5400	11,3461	0,0064	0,0064	0,2623%	13,8069

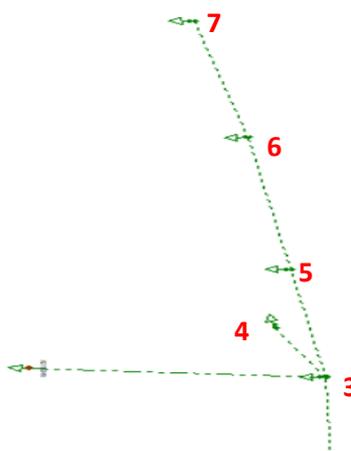


<b>2-3</b>	1,6800	7,5543	0,0033	0,0033	0,6127%	7,0871
<b>3-4</b>	0,8500	3,8281	0,0009	0,0008	-1,0711%	1,8784
<b>1-5</b>	2,5400	11,5313	0,0191	0,0187	-1,9116%	40,9553
<b>5-6</b>	1,6800	7,6737	0,0043	0,0042	-1,2750%	9,2792
<b>6-7</b>	0,8300	3,8316	0,0010	0,0010	-1,2368%	2,2279

*Tabla. 29  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 5kVA-13169.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
LDPS250PCC	0,2500	131,4000
<b>Total</b>		<b>919,8000</b>

**10kVA-13165**





*Fig. 25 Red eléctrica 10kVA-13165.*

*Tabla. 30  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 10kVA-13165.*

<b>Nº Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	20,9900	107,7564	0,0074	0,0075	1,4026%	20,8158
<b>1-2</b>	3,4268	22,6617	0,0192	0,0191	-0,2892%	54,2736
<b>2-3</b>	3,1245	22,3526	0,0196	0,0197	0,8952%	55,3540
<b>3-4</b>	0,1448	1,0315	0,0000	0,0000	0,2557%	0,0564
<b>3-5</b>	1,1082	7,9559	0,0023	0,0023	1,2524%	6,4459



<b>5-6</b>	0,8060	5,8456	0,0015	0,0015	-0,6018%	4,2875
<b>6-7</b>	0,5037	3,6414	0,0005	0,0005	0,1708%	1,4887
<b>1-8</b>	17,2561	83,8230	0,2603	0,2601	-0,1067%	736,6157
<b>8-9</b>	16,9539	81,1878	0,3168	0,3198	0,9555%	896,3156
<b>9-10</b>	16,6516	78,6373	0,2970	0,3019	1,6361%	840,3314
<b>10-11</b>	16,3494	84,4082	0,2686	0,2715	1,0691%	759,9868
<b>11-12</b>	16,0471	76,0102	0,2114	0,2120	0,3051%	598,0373
<b>12-13</b>	2,3286	12,8114	0,0046	0,0045	-1,0196%	12,9013
<b>13-14</b>	0,3022	1,6537	0,0001	0,0001	0,1313%	0,2912
<b>14-15</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000

*Tabla. 31  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 10kVA-13165.*

<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
1,5692	0,2167	11,2260	0,0153	0,0152	-1,0811%	134,2425
1,7241	0,1840	9,0888	0,0097	0,0097	0,2669%	84,9053
5,2853	0,1840	26,9995	0,1078	0,1086	0,7329%	943,9543
0,6397	0,1840	3,4416	0,0014	0,0014	-1,4541%	12,4332
1,4243	0,1840	7,5081	0,0059	0,0060	1,7684%	51,6115
6,0670	0,1752	31,1611	0,0995	0,1010	1,4670%	871,6352

*Tabla. 32  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 10kVA-13165.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPS250PCC</b>	0,2500	131,4000
<b>LDPS70PCC</b>	0,0700	55,1880
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500



<b>Total</b>	1369,1880
--------------	-----------

**10kVA-13189**

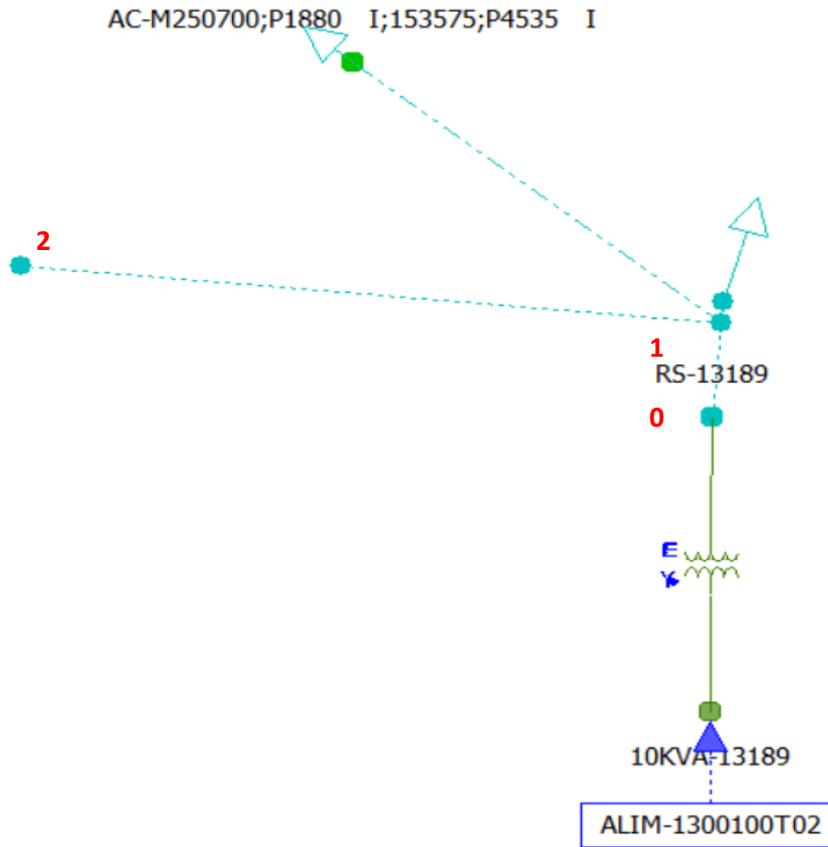


Fig. 26 Red eléctrica 10kVA-13189.

Tabla. 33

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 10kVA-13189.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	0,9335	4,0236	3,7515E-06	3,6813E-06	-1,9086%	0,0084
1-2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



Tabla. 34

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 10kVA-13189.*

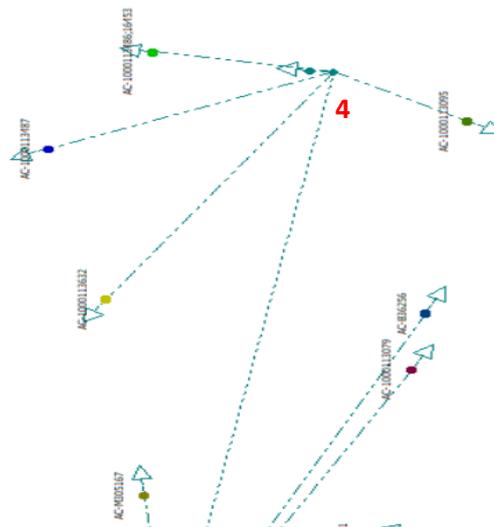
<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
0,7350	0,2301	3,1944	0,0006	0,0005	-2,0154%	4,8632

Tabla. 35

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 10kVA-13189.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPL108ACC</b>	0,1080	47,3040
<b>Total</b>		47,3040

**15kVA-7408**





*Fig. 27 Red eléctrica 15kVA-7408.*

*Tabla. 36  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 15kVA-7408.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	4,0097	17,4662	0,0001	0,0001	1,5653%	0,1859
<b>1-2</b>	0,7430	4,0482	0,0007	0,0006	-0,8173%	1,1980
<b>2-3</b>	0,2756	1,5044	4,6498E-05	4,5977E-05	-1,1317%	0,0806
<b>1-4</b>	0,8035	4,1586	0,0008	0,0008	1,5594%	1,4448



*Tabla. 37  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 15kVA-7408.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,2855	0,2294	1,5356	3,7801E-05	3,8510E-05	1,8424%	0,3311
0,3545	0,2294	1,9162	7,5985E-05	7,6730E-05	0,9714%	0,6656
0,1820	0,2294	0,9788	1,6372E-05	1,6688E-05	1,8902%	0,1434
0,0173	0,2294	0,0940	3,0492E-07	3,0280E-07	-0,7011%	0,0027
0,0366	0,2294	0,1968	1,7548E-06	1,7904E-06	1,9868%	0,0154
0,8118	0,2294	4,3666	1,9583E-04	1,9895E-04	1,5680%	1,7155
0,5721	0,2290	3,0825	2,8383E-04	2,8765E-04	1,3274%	2,4863
0,2717	0,2290	1,4709	1,2067E-04	1,2108E-04	0,3440%	1,0570
0,1907	0,2290	1,0280	6,8433E-05	6,9281E-05	1,2249%	0,5995
0,4612	0,2290	2,4855	1,7380E-04	1,7597E-04	1,2313%	1,5225
0,0052	0,2290	0,0284	3,0125E-08	2,9900E-08	-0,7511%	0,0003

*Tabla. 38  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 15kVA-7408.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
<b>LDPL108ACC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPS70PCC</b>	0,0700	55,1880
<b>LDPS70PCC</b>	0,0700	55,1880
<b>LDPS70PCC</b>	0,0700	55,1880
<b>Total</b>		212,8680

**15kVA-13153**

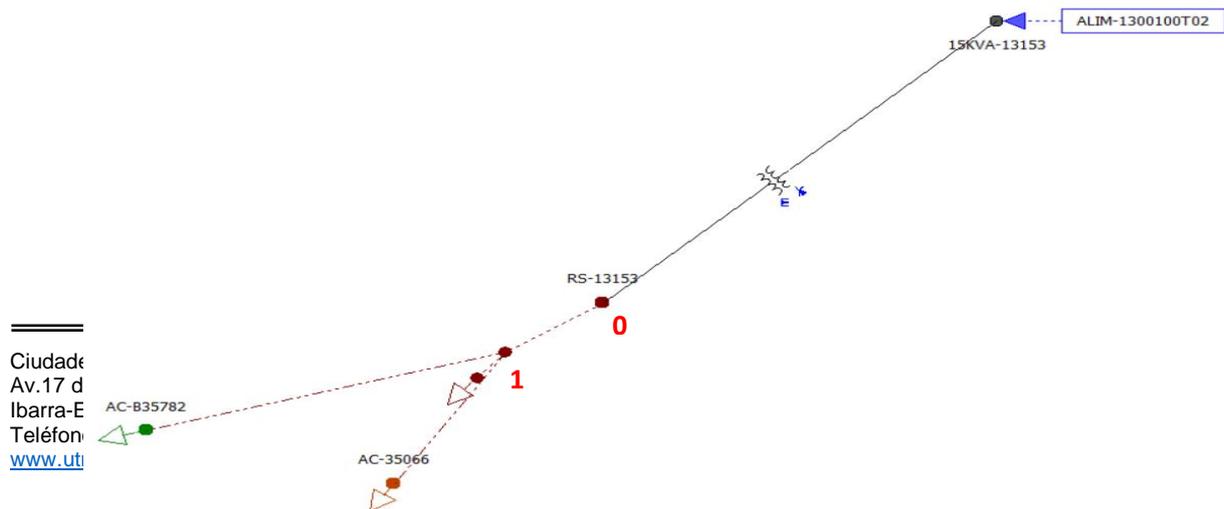




Fig. 28 Red eléctrica 15kVA-13153.

Tabla. 39

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 15kVA-13153.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	0,3748	1,6246	1,3124E-06	1,2899E-06	-1,7456%	0,0022

Tabla. 40

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 15kVA-13153.

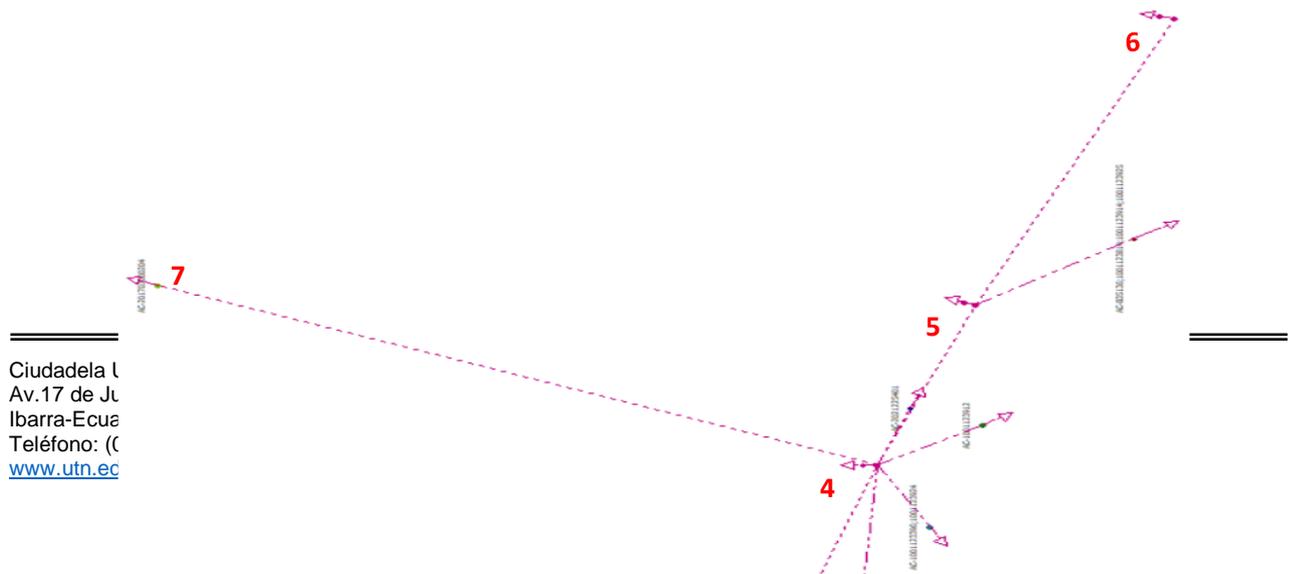
Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,0176	0,2307	0,0765	1,3830E-07	1,4110E-07	1,9837%	0,0012
0,2361	0,2307	1,0232	4,5634E-05	4,6561E-05	1,9908%	0,3997

Tabla. 41

Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 15kVA-13153.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	78,8400
<b>Total</b>		<b>78,8400</b>

**25kVA-7426**





*Fig. 29 Red eléctrica 25kVA-7426.*

*Tabla. 42  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-7426.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	14,9110	64,9188	0,0015	0,0015	-0,1406%	3,4955
<b>1-2</b>	2,7789	12,1135	0,0039	0,0040	1,7632%	8,9016
<b>2-3</b>	1,8490	8,0851	0,0007	0,0007	1,2288%	1,5181
<b>1-4</b>	4,5558	19,9704	0,0172	0,0176	1,7766%	39,2540
<b>4-5</b>	1,7049	7,5068	0,0008	0,0008	2,5439%	1,8110
<b>5-6</b>	0,3026	1,3606	4,7660E-05	4,6844E-05	-1,7424%	0,1085
<b>4-7</b>	1,3426	7,3513	0,0035	0,0035	0,5342%	7,9593



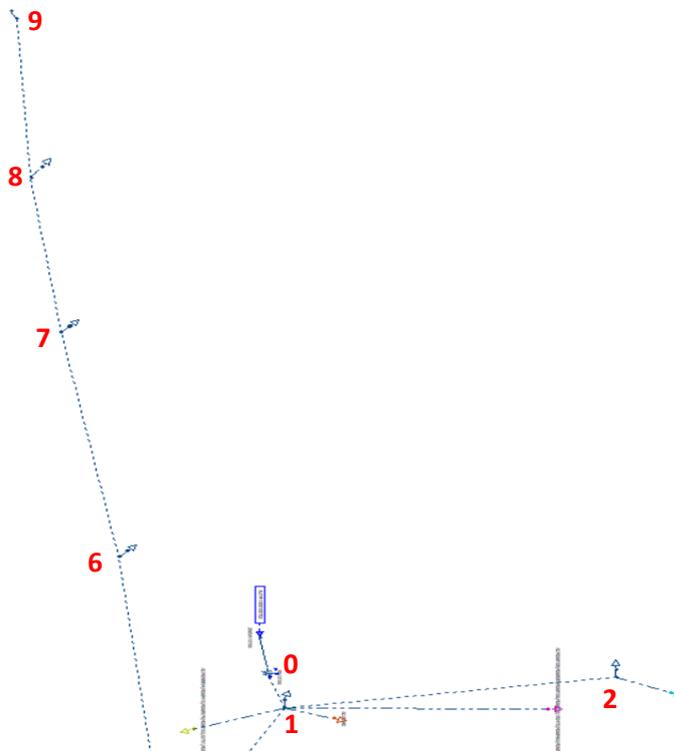
Tabla. 43  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-7426.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,1531	0,2289	0,7494	7,6313E-06	7,5856E-06	-0,6019%	0,0668
0,1414	0,2289	0,6918	5,1434E-06	5,1127E-06	-0,6014%	0,0451
1,5545	0,2286	7,6160	1,5934E-03	1,5674E-03	-1,6608%	13,9584
0,6273	0,2289	3,0695	2,7278E-04	2,7114E-04	-0,6020%	2,3895
1,3176	0,2294	6,4325	1,9130E-03	1,9061E-03	-0,3631%	16,7581
0,5567	0,2287	2,7265	3,5536E-04	3,5091E-04	-1,2672%	3,1130
2,2468	0,2281	11,0308	2,4913E-03	2,4518E-03	-1,6119%	21,8240
3,1526	0,2281	15,4776	6,4170E-03	6,3346E-03	-1,3020%	56,2133
1,0996	0,2281	5,3987	9,6257E-04	9,6279E-04	0,0229%	8,4321
0,0034	0,2281	0,0166	4,4498E-09	4,4000E-09	-1,1309%	0,0000
0,1286	0,2269	0,6348	8,6249E-06	8,4937E-06	-1,5442%	0,0756
0,7348	0,2269	3,6272	2,0320E-04	2,0371E-04	0,2522%	1,7800
0,3988	0,2265	1,9723	2,1828E-04	2,1454E-04	-1,7456%	1,9121

Tabla. 44  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-7426.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPS250ACC	0,2500	251,8500
LDPS250PCC	0,2500	131,4000
LDPS250ACC	0,2500	251,8500
LDPS250ACC	0,2500	251,8500
LDPS250ACC	0,2500	251,8500
<b>Total</b>		<b>1138,8000</b>

25kVA-13155





*Fig. 30 Red eléctrica 25kVA-13155.*

*Tabla. 45  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13155.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	5,5235	24,0320	0,0002	0,0002	1,6105%	0,3519
<b>1-2</b>	0,7891	3,4348	0,0004	0,0004	1,9164%	0,6639
<b>1-3</b>	3,4926	15,2323	0,0052	0,0053	1,9149%	9,0546
<b>3-4</b>	1,1720	5,1257	0,0008	0,0008	-0,1075%	1,4366
<b>4-5</b>	0,5821	2,5503	0,0002	0,0002	0,9389%	0,3478
<b>3-6</b>	1,7463	7,6585	0,0023	0,0024	1,0912%	4,0631
<b>6-7</b>	1,1720	5,1463	0,0008	0,0008	-0,3738%	1,4127
<b>7-8</b>	0,5821	2,5603	0,0001	0,0001	0,6837%	0,2386
<b>8-9</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



Tabla. 46

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13155.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,4189	0,2297	1,1688	3,0679E-05	3,0891E-05	0,6847%	0,2688
0,4735	0,2297	1,3298	2,0980E-05	2,0855E-05	-0,5983%	0,1838
0,1392	0,2297	0,3883	9,2035E-06	9,2710E-06	0,7286%	0,0806
0,4072	0,2293	1,1311	1,7383E-05	1,7675E-05	1,6541%	0,1523
0,0000	0,2293	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000

Tabla. 47

Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-13155.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL108ACC	0,1080	47,3040
LDPL108ACC	0,1080	47,3040
LDPL180ACC	0,1080	236,5200
<b>Total</b>		<b>1513,7280</b>

**25kVA-13159**

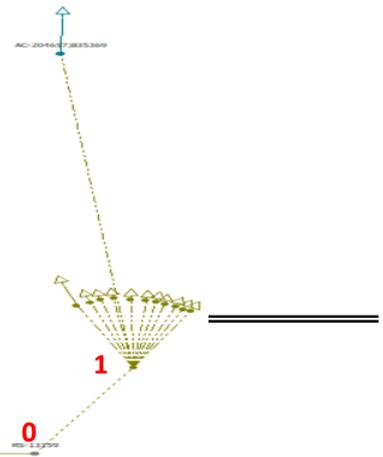




Fig. 31 Red eléctrica 25kVA-13159.

Tabla. 48

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13159.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	2,4493	10,6169	9,3158E-05	9,4151E-05	1,0544%	0,1614

Tabla. 49

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13159.

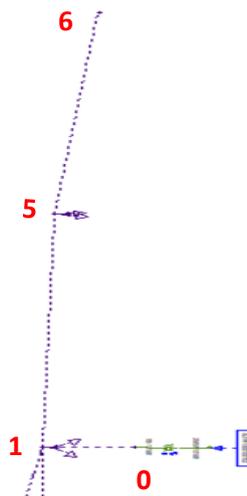
Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,1623	0,2307	0,4150	3,4301E-06	3,4704E-06	1,1603%	0,0300

Tabla. 50

Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-13159.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL210ACC	0,2100	211,5540
PDPS150ACC	0,1500	216,8100
<b>Total</b>		<b>1729,2240</b>

**25kVA-13168**





*Fig. 32 Red eléctrica 25kVA-13168.*

*Tabla. 51  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13168.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	4,3403	18,9035	0,0001	0,0001	1,5368%	0,2251
<b>1-2</b>	3,2561	14,4834	0,0081	0,0082	1,8312%	13,9658
<b>2-3</b>	1,9932	8,7570	0,0030	0,0031	0,6109%	5,2701
<b>3-4</b>	0,6668	2,9412	0,0006	0,0005	-0,6785%	0,9555
<b>1-5</b>	1,3359	5,8614	0,0015	0,0014	-1,5231%	2,5216
<b>5-6</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



*Tabla. 52  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13168.*

<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
0,6187	0,2296	2,6946	0,0017	0,2296	1,1370%	14,4629
0,1298	0,2267	0,5724	0,0000	0,2267	1,9515%	0,2011

*Tabla. 53  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-13168.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
LDPL210ACC	0,2100	211,5540
<b>Total</b>		<b>1903,9860</b>

**25kVA-13178**

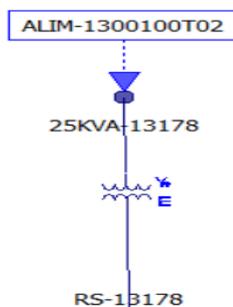




Fig. 33 Red eléctrica 25kVA-13178.

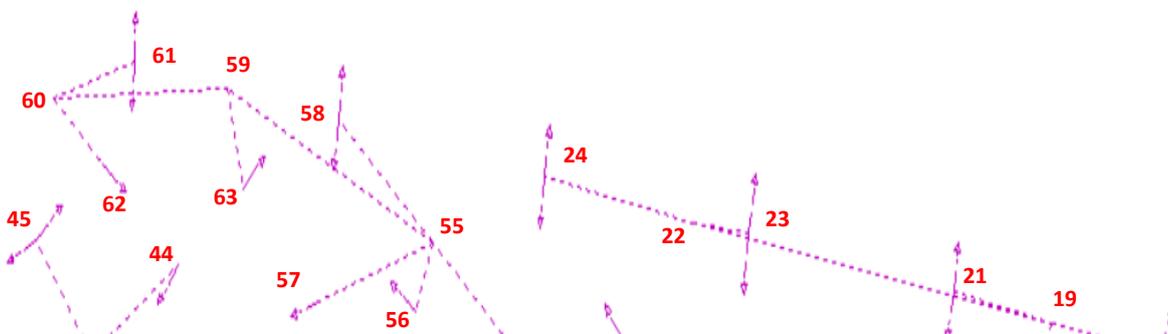
Tabla. 54  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-13178.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	5,1202	22,3491	0,0001	0,0001	-1,8090%	0,3535

Tabla. 55  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 25kVA-13178.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
5,1202	0,2280	22,4552	0,0107	0,0110	1,5653%	94,4491

**25kVA-22993**





*Fig. 34 Red eléctrica 25kVA-22993.*

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 25kVA-22993.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	23,9178	100,5795	0,0018	0,0018	-1,0228%	3,0831
<b>1-2</b>	23,9178	100,5932	0,0018	0,0018	-1,0556%	3,0838



<b>2-3</b>	23,9178	106,4573	0,1902	0,1935	1,7097%	329,6462
<b>3-4</b>	23,9178	107,5321	0,0818	0,0815	-0,2850%	141,7403
<b>4-5</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
<b>4-6</b>	0,9024	4,1283	0,0001	0,0001	-1,0240%	0,1454
<b>4-7</b>	1,8208	8,3366	0,0014	0,0014	-0,3334%	2,4361
<b>7-8</b>	0,9024	4,0561	0,0002	0,0002	1,6568%	0,3576
<b>7-9</b>	0,9024	4,0577	0,0001	0,0001	1,5417%	0,2044
<b>4-10</b>	0,9024	4,0544	0,0002	0,0002	1,4452%	0,4184
<b>4-11</b>	0,9184	4,1213	0,0005	0,0005	1,8244%	0,8497
<b>11-12</b>	0,9024	4,0531	0,0002	0,0002	1,6937%	0,2775
<b>4-13</b>	18,7574	86,5447	0,1369	0,1371	0,0998%	237,3596
<b>13-14</b>	0,3241	1,4872	2,4942E-05	2,4988E-05	0,1824%	0,0432
<b>13-15</b>	0,3241	1,4873	1,0118E-05	1,0132E-05	0,1410%	0,0175
<b>13-16</b>	3,9817	18,6546	0,0030	0,0029	-1,8385%	5,1561
<b>16-17</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
<b>16-18</b>	0,3281	1,5089	1,3068E-05	1,3204E-05	1,0340%	0,0227
<b>16-19</b>	3,6416	17,1129	0,0052	0,0051	-1,7065%	8,9837
<b>19-20</b>	0,9024	4,1695	0,0002	0,0002	-0,2564%	0,4046
<b>19-21</b>	0,9263	4,2821	0,0002	0,0002	-0,4940%	0,3928
<b>19-22</b>	1,8208	8,4242	0,0021	0,0021	1,6376%	3,5671
<b>22-23</b>	0,9024	4,1843	0,0001	0,0001	-0,5446%	0,2085
<b>22-24</b>	0,9024	4,1864	0,0003	0,0003	-0,5525%	0,5651
<b>13-25</b>	8,5292	39,5667	0,0264	0,0268	1,1735%	45,8522
<b>25-26</b>	1,8288	8,4791	0,0010	0,0010	0,5341%	1,7693
<b>26-27</b>	0,9024	4,1905	0,0003	0,0002	-0,6098%	0,4339
<b>26-28</b>	0,9024	4,1929	0,0003	0,0003	-0,7243%	0,4448
<b>25-29</b>	0,3241	1,5048	1,3350E-05	0,0000	-0,9052%	0,0231
<b>25-30</b>	5,6962	26,4647	0,0144	0,0147	1,9436%	24,9444
<b>30-31</b>	0,3241	1,5145	4,1780E-06	4,1313E-06	-1,1315%	0,0072
<b>30-32</b>	0,3241	1,5146	2,8500E-05	2,8184E-05	-1,1224%	0,0494
<b>30-33</b>	0,3241	1,5148	1,8007E-05	1,7801E-05	-1,1604%	0,0312
<b>30-34</b>	0,3241	1,5147	2,9146E-05	2,8817E-05	-1,1396%	0,0505
<b>30-35</b>	4,3279	20,2700	0,0095	0,0095	0,0822%	16,4633
<b>35-36</b>	0,3241	1,5256	4,4794E-05	4,4076E-05	-1,6295%	0,0777
<b>35-37</b>	0,3241	1,5259	2,4380E-05	2,3972E-05	-1,7008%	0,0423
<b>35-38</b>	3,6797	17,3325	0,0027	0,0027	-1,5649%	4,7181
<b>35-39</b>	0,3241	1,5292	2,8365E-05	2,7859E-05	-1,8164%	0,0492
<b>39-40</b>	0,9024	4,2585	0,0001	0,0001	-1,8378%	0,2194
<b>39-41</b>	0,9024	4,2602	0,0004	0,0004	-1,7970%	0,6922
<b>39-42</b>	1,5507	7,2501	0,0006	0,0006	-0,0469%	0,9987



42-43	0,3241	1,5154	1,3558E-05	1,3579E-05	0,1529%	0,0235
42-44	0,3241	1,5156	2,9088E-05	2,9131E-05	0,1454%	0,0504
42-45	0,9024	4,2206	0,0002	0,0002	0,1555%	0,3335
25-46	0,3241	1,5072	2,7513E-05	2,7184E-05	-1,2103%	0,0477
25-47	0,3241	1,4871	4,2955E-05	4,3606E-05	1,4916%	0,0745
13-48	5,5194	25,3030	0,0127	0,0127	-0,2409%	22,0883
48-49	0,9724	4,4497	0,0002	0,0002	1,7802%	0,3694
49-50	0,6483	2,9684	0,0001	0,0001	1,6710%	0,2435
48-51	0,3241	1,4843	1,1482E-05	1,1657E-05	1,5005%	0,0199
48-52	0,3241	1,4831	2,7548E-05	2,8017E-05	1,6756%	0,0478
48-53	0,3241	1,4833	2,2800E-05	2,3184E-05	1,6548%	0,0395
48-54	0,3241	1,4833	3,4180E-05	3,4760E-05	1,6679%	0,0593
48-55	2,6194	12,1252	0,0042	0,0042	0,2642%	7,2616
55-56	0,3241	1,4890	1,2034E-05	1,2205E-05	1,4019%	0,0209
55-57	0,3241	1,4892	3,2405E-05	3,2865E-05	1,3991%	0,0562
55-58	0,9024	4,1473	0,0003	0,0003	1,4145%	0,4349
55-59	1,5771	7,2529	0,0009	0,0010	1,6827%	1,6349
59-60	1,2266	5,7056	0,0004	0,0005	1,1124%	0,7787
60-61	0,9024	4,1593	0,0002	0,0002	1,2171%	0,3083
60-62	0,3241	1,4943	1,7255E-05	1,7447E-05	1,1006%	0,0299
59-63	0,3241	1,4933	1,6791E-05	1,6974E-05	1,0804%	0,0291

Tabla. 57

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 25kVA-22993.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL100ACC	0,1000	43,8000







*Fig. 35 Red eléctrica 37.5kVA-7375.*

*Tabla. 58  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-7375.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	28,9457	127,6980	0,0059	0,0059	-0,9844%	13,3741
<b>1-2</b>	22,8748	118,7355	0,4602	0,4686	1,8053%	1036,0132
<b>1-3</b>	0,8923	5,2181	0,0014	0,0014	0,1929%	3,2256



Tabla. 59

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-7375.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
1,2707	0,2254	6,9904	0,0028	0,0028	1,0339%	24,2583
1,7305	0,2254	9,5200	0,0053	0,0054	1,3070%	46,4480
0,9449	0,2254	5,1983	0,0011	0,0011	0,7125%	9,4077
0,1070	0,2254	0,5837	1,4150E-05	1,4439E-05	2,0030%	0,1240
3,1587	0,2254	17,3764	0,0042	0,0042	0,7713%	36,7142
1,0020	0,2207	5,4926	0,0003	0,0003	1,1694%	2,6079
2,2347	0,2195	12,4197	0,0089	0,0088	-0,4710%	77,6779
2,0047	0,2202	11,1057	0,0037	0,0037	-0,4710%	32,3124
7,6962	0,2254	43,0211	0,1011	0,1023	1,2030%	885,6783
1,5357	0,2199	8,5184	0,0041	0,0041	-0,4710%	36,2083
0,3886	0,2288	2,0717	0,0001	0,0001	-0,4712%	1,2512
0,0572	0,2289	0,3022	3,2982E-06	3,3372E-06	1,1676%	0,0289
0,2896	0,2288	1,5438	0,0001	0,0001	-0,4714%	0,9059
0,0977	0,2289	0,5210	1,7133E-05	0,0000	-0,4729%	0,1501
3,6019	0,2254	19,3353	0,0429	0,0437	1,7424%	375,9370

Tabla. 60

Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-7375.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
<b>LDPS400PCC</b>	0,4000	210,2400
<b>LDPS250PCC</b>	0,2500	131,4000
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500
<b>Total</b>		<b>538,7400</b>

**37.5kVA-7444**





*Fig. 36 Red eléctrica 37.5kVA-7444.*

*Tabla. 61  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-7444.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	7,6561	33,0863	0,0004	0,0004	-1,8500%	0,6914
<b>1-2</b>	2,3084	12,2810	0,0028	0,0029	1,3207%	4,8946
<b>2-3</b>	1,1256	6,0045	0,0011	0,0011	0,8332%	1,8608
<b>3-4</b>	0,4454	2,1869	0,0002	0,0002	-0,3326%	0,2690
<b>1-5</b>	2,7938	14,9420	0,0075	0,0076	0,5847%	13,0207
<b>5-6</b>	0,8581	4,5950	0,0011	0,0011	0,6331%	1,9518



Tabla. 62

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-7444.*

<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
0,1998	0,2303	1,0583	0,0001	6,0131E-05	1,263%	0,5201
0,0057	0,2304	0,0301	0,0000	1,9400E-08	1,353%	0,0002
0,2544	0,2305	1,3465	0,0000	3,8495E-05	1,263%	0,3330
0,2276	0,2305	1,2046	0,0001	6,0292E-05	1,263%	0,5215
0,0997	0,2312	0,5259	0,0000	8,3099E-06	1,516%	0,0717
0,8850	0,2312	4,6699	0,0012	0,0012	1,892%	10,2307
0,2546	0,2298	1,3516	0,0000	2,1016E-05	1,263%	0,1818
0,1377	0,2306	0,7285	0,0000	1,8922E-05	1,897%	0,1626
0,1704	0,2306	0,9018	0,0000	3,7144E-05	1,921%	0,3191
0,1843	0,2301	0,9771	0,0000	1,8358E-05	1,522%	0,1584
0,1181	0,2301	0,6261	0,0000	7,9614E-06	1,083%	0,0690
0,2603	0,2300	1,3810	0,0001	0,0001	1,048%	0,9306
0,0728	0,2300	0,3863	0,0000	9,0878E-06	0,960%	0,0788
0,0774	0,2300	0,4104	0,0000	7,7256E-06	0,953%	0,0670
0,1786	0,2300	0,9477	0,0000	2,3612E-05	0,964%	0,2049
0,0628	0,2300	0,3332	0,0000	2,8077E-06	0,938%	0,0244
0,1741	0,2300	0,9235	0,0000	3,7809E-05	0,989%	0,3279
0,4112	0,2300	2,1813	0,0002	0,0002	1,059%	1,6043
0,1422	0,2300	0,7544	0,0000	5,5851E-06	0,936%	0,0485
0,2207	0,2303	1,1692	0,0000	2,9671E-05	1,263%	0,2566
0,1063	0,2304	0,5628	0,0000	2,0118E-06	1,265%	0,0174
0,2253	0,2313	1,1881	0,0000	4,1989E-05	1,263%	0,3632
1,5540	0,2297	8,2531	0,0049	0,0050	0,773%	43,1570
0,2901	0,2297	1,5405	0,0002	0,0002	0,047%	1,9980
0,2294	0,2297	1,2182	0,0001	8,2838E-05	-0,082%	0,7263
0,0571	0,2297	0,3033	0,0000	3,2996E-06	-0,174%	0,0290

Tabla. 63

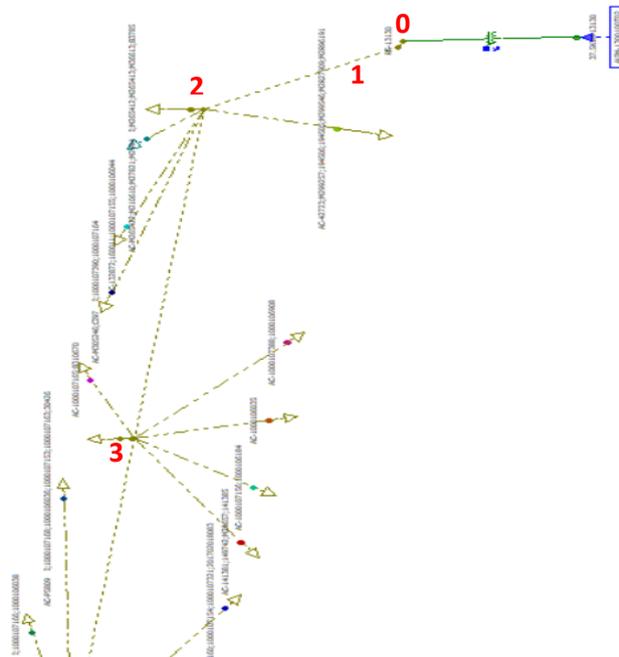
*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-7444.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPS100PCC</b>	0,1000	70,0800
<b>LDPS100PCC</b>	0,1000	70,0800
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400



<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>Total</b>		<b>471,2880</b>

**37.5kVA-13130**





*Fig. 37 Red eléctrica 37.5kVA-13130.*

*Tabla. 64  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13130.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	27,0441	106,0597	0,0040	0,0040	-1,3767%	9,1174
<b>1-2</b>	27,0441	106,0597	0,1955	0,1924	-1,6200%	440,1128
<b>2-3</b>	24,9626	99,8414	0,3607	0,3781	4,5985%	812,1269
<b>3-4</b>	21,6271	92,2558	0,3215	0,3164	-1,6078%	723,8496
<b>4-5</b>	12,6836	56,3959	0,1396	0,1317	-6,0284%	314,2681
<b>5-6</b>	2,1619	9,8553	0,0037	0,0035	-7,5468%	8,3845



Tabla. 65

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13130.*

<b>Demand a (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
0,5668	0,2508	2,2599	7,0647E-05	6,9969E-05	-0,9684%	0,6189
0,1297	0,2508	0,5172	9,5744E-06	9,3988E-06	-1,8688%	0,0839
0,1262	0,2508	0,5032	1,3664E-05	1,3930E-05	1,9071%	0,1197
0,1087	0,2508	0,4332	5,2291E-06	5,3300E-06	1,8930%	0,0458
0,1058	0,2500	0,4230	3,5236E-06	3,5686E-06	1,2597%	0,0309
0,3417	0,2500	1,3665	8,1920E-05	8,3005E-05	1,3063%	0,7176
0,1041	0,2500	0,4165	5,1894E-06	5,2559E-06	1,2644%	0,0455
0,4930	0,2500	1,9717	1,1547E-04	1,1700E-04	1,3055%	1,0115
0,0282	0,2500	0,1128	4,8601E-07	4,9220E-07	1,2570%	0,0043
0,2855	0,2344	1,2180	3,7606E-05	3,6956E-05	-1,7579%	0,3294
2,7102	0,2344	11,5608	0,0034	0,0033	-1,5139%	29,4813
0,1948	0,2344	0,8311	2,0695E-05	2,0337E-05	-1,7640%	0,1813
0,9262	0,2344	3,9508	7,6892E-04	7,5677E-04	-1,6045%	6,7357
0,4930	0,2344	2,1029	3,0134E-04	2,9644E-04	-1,6530%	2,6397
0,0868	0,2344	0,3701	4,3917E-06	4,3150E-06	-1,7785%	0,0385
0,7858	0,2344	3,3522	2,5861E-04	2,6177E-04	1,2081%	2,2654
1,3506	0,2344	5,7615	7,0178E-04	7,0945E-04	1,0821%	6,1476
2,9530	0,2249	13,1300	0,0026	0,0025	-1,1389%	22,5289
0,4551	0,2249	2,0238	1,6155E-04	1,5981E-04	-1,0907%	1,4152
1,0990	0,2249	4,8867	0,0014	0,0014	-0,3799%	11,9097
4,6522	0,2249	20,6853	0,0151	0,0151	-0,5019%	132,6301
1,7864	0,2249	7,9431	0,0016	0,0015	-0,9370%	13,5930
0,2001	0,2249	0,8898	2,2344E-05	2,2693E-05	1,5369%	0,1957
0,3827	0,2194	1,7448	1,6426E-04	1,6227E-04	-1,2226%	1,4389
0,2241	0,2194	1,0217	5,9236E-05	5,8521E-05	-1,2221%	0,5189
0,0954	0,2194	0,4351	4,7802E-06	4,7005E-06	-1,6962%	0,0419
0,0012	0,2194	0,0053	3,2831E-10	3,3000E-10	0,5121%	0,0000
5,3548	0,2194	24,4111	0,0161	0,0159	-1,0577%	140,9672

Tabla. 66

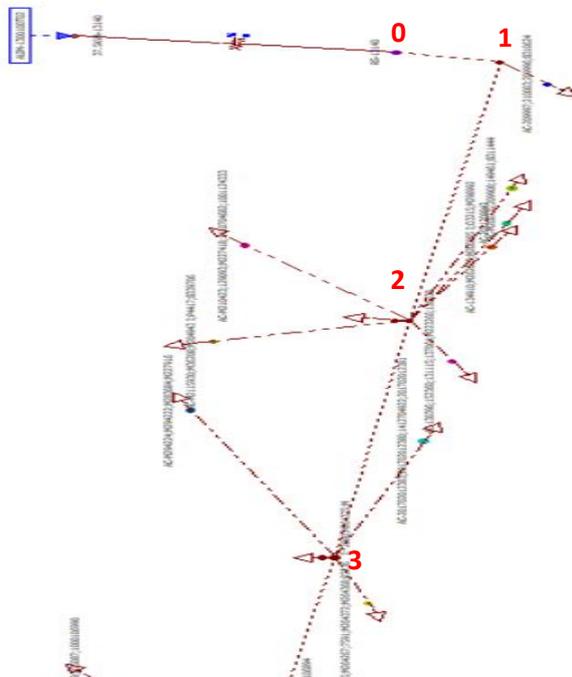
*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13130.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400



LDPL180ACC	0,1800	78,8400
<b>Total</b>		<b>394,2000</b>

37.5kVA-13140





*Fig. 38 Red eléctrica 37.5kVA-13140.*

*Tabla. 67  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13140.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	43,6668	194,3632	0,0136	0,0139	1,9315%	30,9350
<b>1-2</b>	42,4113	218,0439	1,5797	1,5972	1,1012%	3596,4478
<b>2-3</b>	23,7870	119,4154	0,4328	0,4290	-0,8874%	985,3095
<b>3-4</b>	17,5629	84,2857	0,1914	0,1912	-0,1400%	435,8472
<b>4-5</b>	3,7429	16,8446	0,0097	0,0095	-1,7991%	22,1145
<b>5-6</b>	2,3423	8,8332	0,0028	0,0028	-1,2178%	6,4429



Tabla. 68

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13140.*

<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
1,2556	0,2245	6,7112	0,0006	0,0006	1,9931%	5,0011
0,1080	0,2178	0,6198	1,6378E-05	1,6685E-05	1,8375%	0,1435
9,6718	0,2178	57,7156	0,1839	0,1834	-0,2666%	1.610,8881
0,4296	0,2178	2,4652	0,0003	0,0003	1,9759%	2,2497
0,7191	0,2178	4,1593	0,0006	0,0006	0,4634%	4,9499
0,8728	0,2178	5,0483	0,0005	0,0005	0,3800%	3,9715
6,2853	0,2178	36,6415	0,0507	0,0513	1,1317%	444,5139
0,0000	0,1992	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0046	0,1992	0,0291	1,1254E-07	1,1400E-07	1,2783%	0,0010
0,7130	0,1992	2,8992	0,0003	0,0003	1,5865%	2,8898
1,3463	0,1992	5,4746	0,0003	0,0003	1,6941%	2,7437
0,2784	0,1992	1,1321	3,8472E-05	3,9152E-05	1,7378%	0,3370
0,8630	0,1992	5,3287	0,0006	0,0006	0,5180%	5,4347
0,7667	0,1896	4,7306	0,0010	0,0010	-0,3393%	8,9031
0,7445	0,1896	4,5935	0,0005	0,0005	-0,5352%	4,5116
0,6963	0,1896	4,2964	0,0004	0,0004	-0,5791%	3,3521
5,5612	0,1844	22,6152	0,0210	0,0214	1,8579%	184,1530
3,5426	0,1844	22,0899	0,0298	0,0297	-0,2753%	261,1020
1,9710	0,1830	12,1729	0,0059	0,0059	-0,0112%	51,5167
5,1408	0,1830	31,1875	0,0618	0,0629	1,6881%	541,6640
0,0191	0,1830	0,1150	6,4187E-07	6,4040E-07	-0,2302%	0,0056
0,5265	0,1830	3,1655	0,0002	0,0002	-0,1090%	1,6601

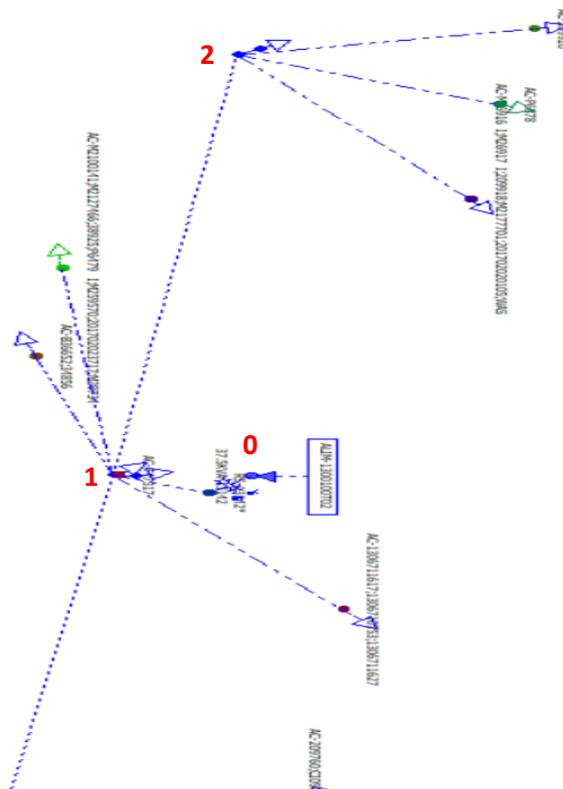
Tabla. 69

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13140.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>Total</b>		<b>315,3600</b>



37.5kVA-13142





*Fig. 39 Red eléctrica 37.5kVA-13142.*

*Tabla. 70  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13142.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	23,2552	101,9632	0,0038	0,0038	1,1913%	8,1153
<b>1-2</b>	0,3146	1,9729	0,0001	0,0001	1,6627%	0,3100
<b>1-3</b>	2,8054	17,7685	0,0098	0,0098	0,9862%	20,8956
<b>3-4</b>	2,4095	15,2624	0,0078	0,0079	1,1599%	16,7877

*Tabla. 71  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13142.*

<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Voltaje de línea (kV)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
19,5050	0,2280	93,2335	0,0027	0,0027	-1,0808%	23,9728
0,2751	0,2280	1,5328	0,0001	0,0001	-0,4152%	0,8658
0,0190	0,2281	0,1056	3,2960E-07	3,2790E-07	-0,5173%	0,0029

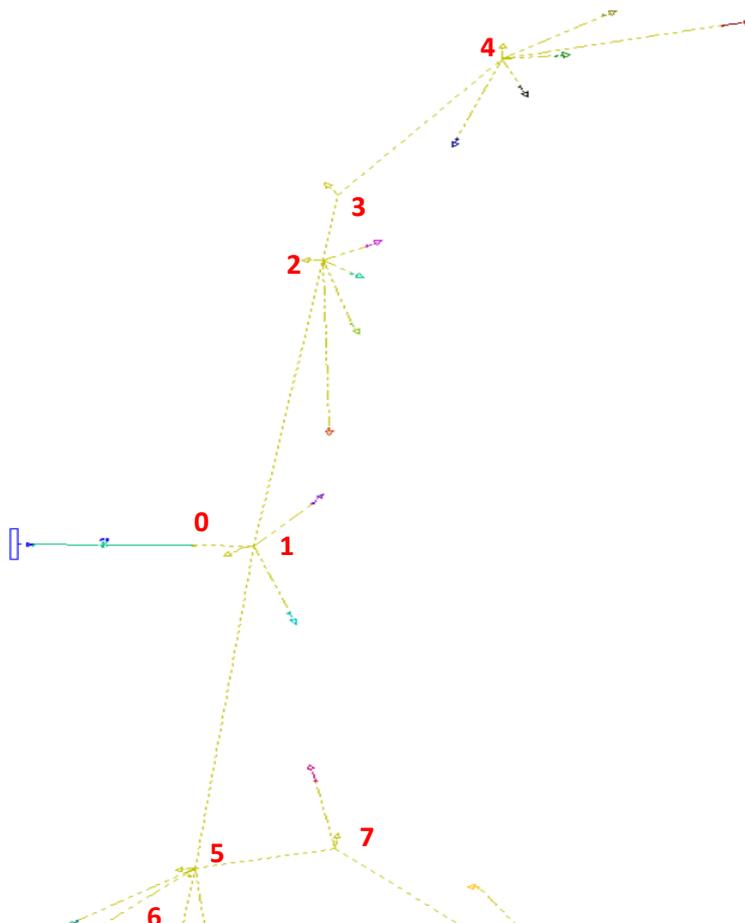


0,1442	0,2281	0,5120	1,2887E-05	1,2955E-05	0,5249%	0,1129
0,0772	0,2280	0,4264	6,5561E-06	6,6402E-06	1,2670%	0,0574
0,0021	0,2280	0,0095	3,0250E-09	3,0000E-09	-0,8348%	2,6499E-05
0,0428	0,2280	0,2363	2,4623E-06	2,4937E-06	1,2586%	0,0216
0,0494	0,2274	0,2737	2,5817E-06	2,6248E-06	1,6409%	0,0226
0,1545	0,2274	0,8564	3,3994E-05	3,4578E-05	1,6896%	0,2978
0,4678	0,2258	2,6109	0,0002	0,0002	0,3250%	1,5997
0,1354	0,2258	0,7555	2,5136E-05	2,5469E-05	1,3096%	0,2202
1,3526	0,2258	7,5496	0,0028	0,0029	1,8707%	24,7559
0,2617	0,2258	1,4605	0,0001	0,0001	1,3351%	0,6209

Tabla. 72  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13142.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	78,8400
<b>Total</b>		<b>315,3600</b>

**37.5kVA-13164**





*Fig. 40 Red eléctrica 37.5kVA-13164.*

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13164.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	14,8468	64,8337	0,0073	0,0073	-0,5073%	15,6852
1-2	4,0490	17,7405	0,0149	0,0150	0,2259%	32,0063
2-3	2,0343	8,9857	0,0009	0,0009	-1,5933%	1,8707
3-4	1,6240	7,1860	0,0016	0,0016	-0,3804%	3,3604
1-5	9,6277	42,8841	0,0976	0,0989	1,2823%	209,1641
5-6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
5-7	2,7088	12,2052	0,0027	0,0027	-0,8791%	5,7582
7-8	2,1797	9,7597	0,0040	0,0040	-0,4073%	8,6596
8-9	1,6277	7,3242	0,0019	0,0019	-0,0545%	4,0973
6-10	5,2269	23,3828	0,0311	0,0312	0,3957%	66,6844
10-11	1,5555	7,1414	0,0027	0,0027	-1,3622%	5,7807

*Tabla. 74*

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13164.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
---------------	-----------------------	---------------	----------------------	--------------------	-------	-------------------------------



1,0782	0,2264	4,7620	0,0007	0,0007	0,9767%	6,0766
0,3376	0,2265	1,4904	0,0001	0,0001	0,3983%	1,1434
0,0803	0,2282	0,3552	1,8017E-06	1,8087E-06	0,3867%	0,0158
0,2977	0,2282	1,3042	1,7462E-05	1,7784E-05	1,8096%	0,1530
0,0510	0,2282	0,2233	1,4499E-06	1,4759E-06	1,7593%	0,0127
0,1575	0,2282	0,6902	6,1058E-06	6,2187E-06	1,8154%	0,0535
2,0365	0,2260	9,0112	0,0007	0,0007	-0,6223%	6,1832
0,1974	0,2260	0,8733	1,7020E-05	1,6902E-05	-0,6984%	0,1491
0,2012	0,2260	0,8904	4,4422E-05	4,4541E-05	0,2662%	0,3891
0,0000	0,2260	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2260	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2245	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,5219	0,2245	2,3480	0,0001	0,0001	1,1506%	0,4523
0,5069	0,2245	2,2803	0,0002	0,0002	1,0026%	1,5751
0,7332	0,2219	3,3037	0,0005	0,0005	0,2006%	4,5173
0,0008	0,2211	0,0037	4,0501E-10	4,0000E-10	-1,2519%	0,0000
0,3858	0,2211	1,7450	0,0002	0,0002	-1,6544%	1,3669
0,3865	0,2200	1,7390	0,0001	0,0001	-0,3308%	0,6171
0,3484	0,2200	1,5837	2,5023E-05	2,5085E-05	0,2453%	0,2192
0,4275	0,2200	1,9432	0,0001	0,0001	-1,3344%	1,1121
0,5256	0,2191	2,3994	0,0002	0,0002	-1,6944%	1,9478
0,3829	0,2191	1,7303	0,0001	0,0001	-0,3242%	0,9223
0,0720	0,2191	0,3254	3,3826E-06	3,3559E-06	-0,7970%	0,0296
3,1420	0,2191	14,1994	0,0026	0,0026	-0,6939%	23,0029
0,3688	0,2178	1,6593	0,0001	0,0001	-0,0534%	0,8185
0,7155	0,2178	3,2193	0,0006	0,0006	0,5122%	5,2422
1,2682	0,2178	5,5896	0,0011	0,0011	2,0396%	9,7334
0,0033	0,2178	0,0149	1,0120E-08	1,0000E-08	-1,2043%	0,0001
0,5995	0,2178	2,6422	0,0002	0,0002	1,5770%	2,1518
0,2731	0,2178	1,1910	3,4944E-05	3,5030E-05	0,2437%	0,3061
0,0064	0,2178	0,0281	1,6962E-08	1,6700E-08	-1,5689%	0,0001

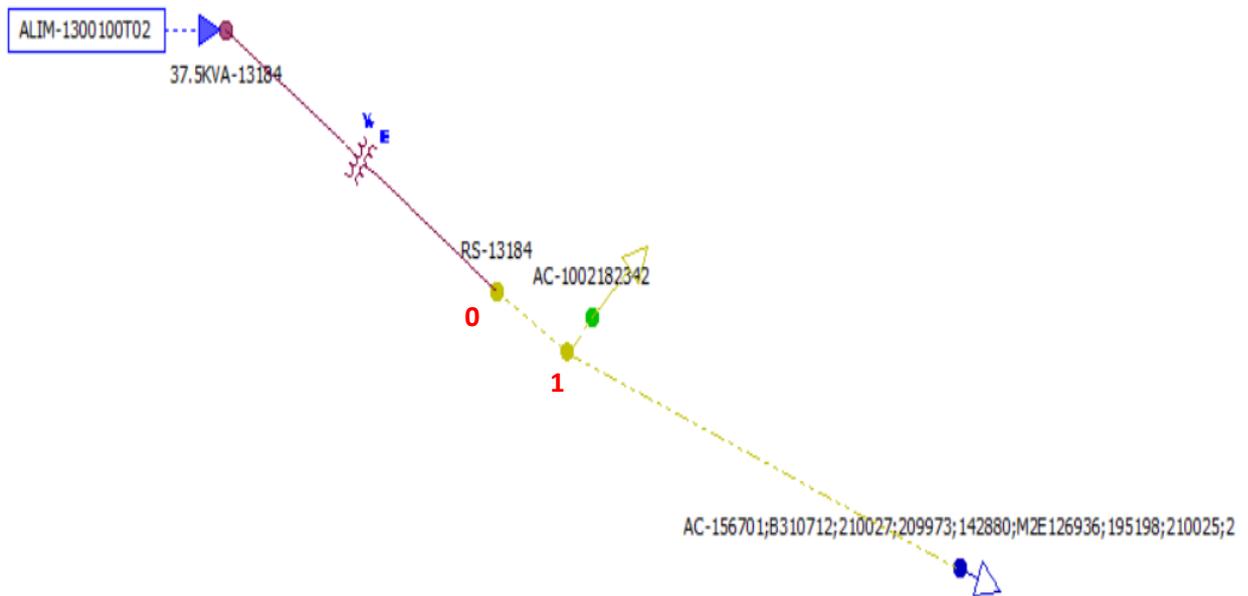
*Tabla. 75  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13164.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500



<b>LDPL210ACC</b>	0,2100	211,5540
<b>LDPL210ACC</b>	0,2100	211,5540
<b>LDPL108ACC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPS250PCC</b>	0,2500	131,4000
<b>Total</b>		<b>1193,1120</b>

**37.5kVA-13184**



*Fig. 41 Red eléctrica 37.5kVA-13184.*



Tabla. 76

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13184.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	1,1101	4,6212	7,6202E-06	7,4855E-06	-1,7996%	0,0177

Tabla. 77

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13184.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,3513	0,2402	1,4623	1,1738E-05	1,1826E-05	0,7453%	0,1028
0,7588	0,2402	3,1589	6,9587E-04	6,8316E-04	-1,8600%	6,0958

37.5kVA-13185

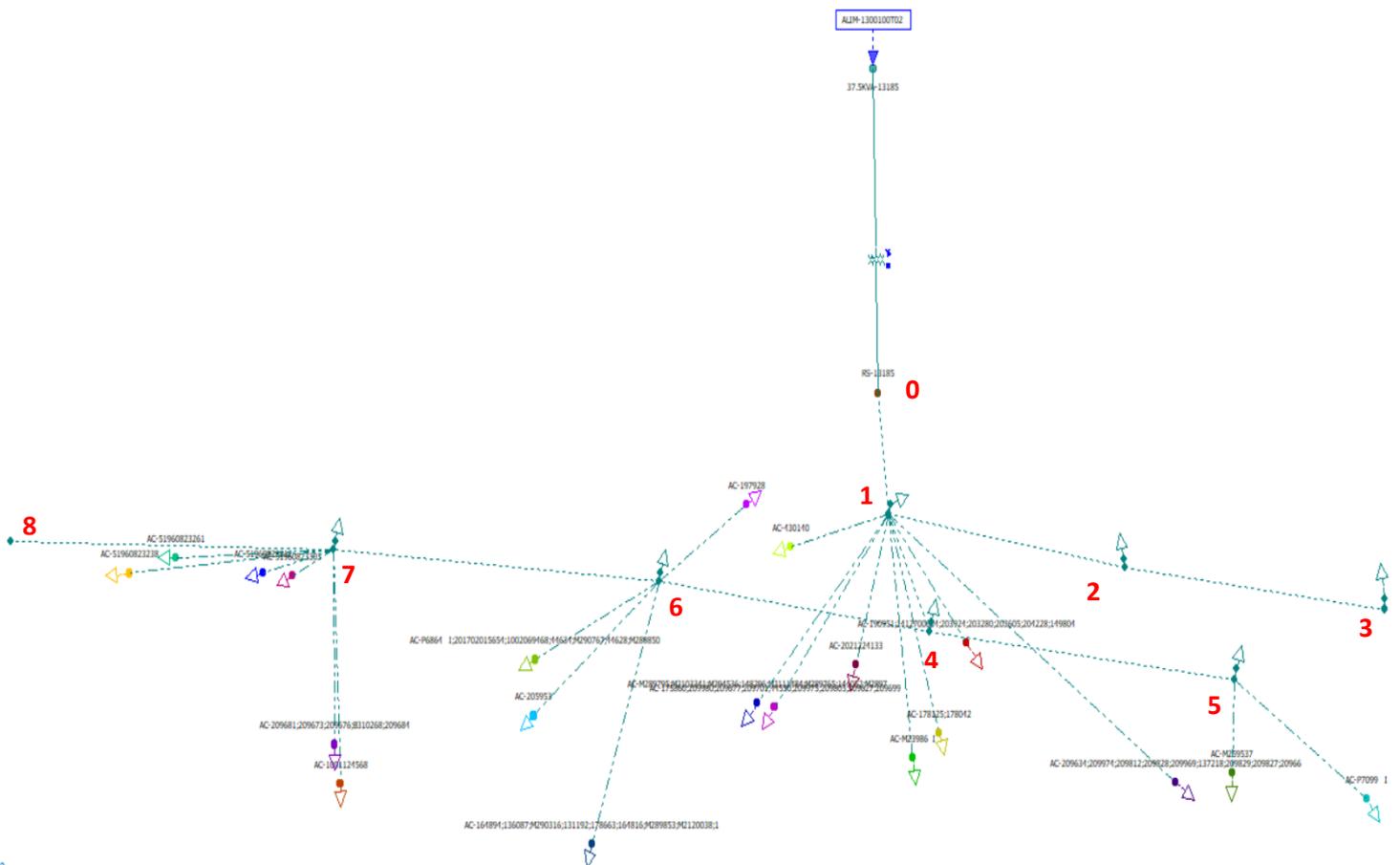




Fig. 42 Red eléctrica 37.5kVA-13185.

Tabla. 78  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 37.5kVA-13185.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	11,7030	50,5258	0,0008	0,0009	1,9360%	1,8869
1-2	0,6697	2,8925	0,0003	0,0003	1,7202%	0,7405
2-3	0,3532	1,5277	0,0001	0,0001	0,4995%	0,2043
1-4	3,9271	17,0022	0,0048	0,0048	0,9444%	10,6952
4-5	0,5614	2,4341	0,0003	0,0003	-0,3643%	0,6626
4-6	3,1758	13,8135	0,0086	0,0086	-0,0955%	19,4153
6-7	1,7565	7,6894	0,0031	0,0032	1,1211%	7,0235
7-8	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000

Tabla. 79  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 37.5kVA-13185.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,1203	0,2316	0,5195	1,5834E-05	1,5886E-05	0,3286%	0,1387
0,2300	0,2316	0,9928	2,6189E-05	2,5968E-05	-0,8517%	0,2294
0,4774	0,2299	2,0767	2,5022E-04	2,4843E-04	-0,7240%	2,1920
0,4677	0,2299	2,0343	3,1149E-04	3,1144E-04	-0,0159%	2,7286
0,1510	0,2299	0,6569	1,1478E-05	1,1577E-05	0,8573%	0,1005
0,2606	0,2299	1,1337	2,1527E-05	2,1959E-05	1,9636%	0,1886
0,0424	0,2284	0,1855	1,8876E-06	1,8468E-06	-2,2071%	0,0165
0,2339	0,2284	1,0237	6,9009E-05	6,8317E-05	-1,0122%	0,6045
0,5871	0,2284	2,5700	3,3367E-04	3,3605E-04	0,7082%	2,9229
0,2826	0,2306	1,2252	8,9450E-05	9,1226E-05	1,9468%	0,7836
0,4168	0,2284	1,8244	2,5849E-04	2,5980E-04	0,5070%	2,2643
0,0259	0,2306	0,1123	4,8479E-07	0,0000E+00	0,0000%	0,0042
1,2588	0,2316	5,4346	1,0863E-03	1,0932E-03	0,6377%	9,5158
1,3794	0,2316	5,9552	2,5530E-03	2,5485E-03	-0,1741%	22,3641
0,5670	0,2316	2,4478	4,1211E-04	4,0562E-04	-1,6016%	3,6101
1,0312	0,2316	4,4520	2,6616E-04	2,6231E-04	-1,4695%	2,3316
0,0164	0,2316	0,0710	3,4793E-07	3,4513E-07	-0,8100%	0,0030
0,0164	0,2316	0,0710	3,2341E-07	3,2645E-07	0,9316%	0,0028
2,9942	0,2316	12,9270	7,7765E-03	7,8254E-03	0,6256%	68,1220

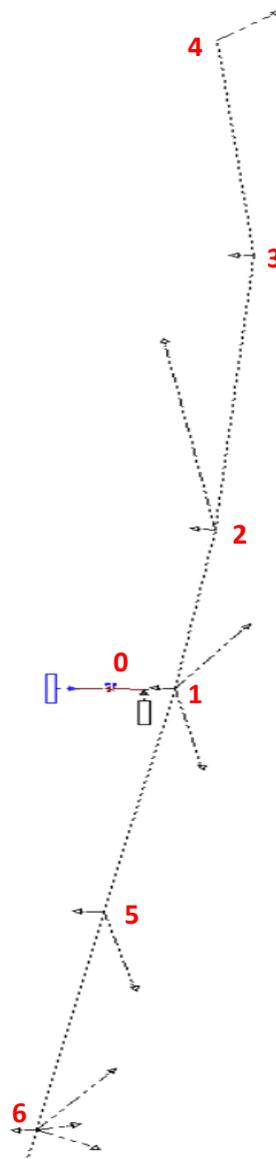


0,1496	0,2316	0,6458	5,3804E-05	5,3829E-05	0,0473%	0,4713
--------	--------	--------	------------	------------	---------	--------

Tabla. 80  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 37.5kVA-13185.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPL108ACC	0,1800	47,3040
<b>Total</b>		<b>898,7760</b>

**50kVA-7392**





*Fig. 43 Red eléctrica 50kVA-7392.*

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7392.*

Nº Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	4,8455	20,9723	0,0002	0,0002	-0,2975%	0,2778
1-2	0,8039	3,4802	0,0003	0,0003	-1,0126%	0,4435
2-3	0,4241	1,8376	0,0001	0,0001	-1,1391%	0,2132
3-4	0,2036	0,8827	2,2201E-05	2,1928E-05	-1,2436%	0,0385
1-5	3,5327	15,3381	0,0070	0,0070	-0,2677%	12,1695
5-6	3,2051	13,9720	0,0057	0,0057	-1,0057%	9,9053
6-7	1,0355	4,5315	0,0004	0,0004	-1,6587%	0,6918
7-8	0,5438	2,3823	0,0002	0,0002	-1,7956%	0,2675

*Tabla. 82*

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7392.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,2036	0,2307	0,9707	1,2988E-05	1,3070E-05	0,6267%	0,1138
0,1593	0,2308	0,7591	4,5985E-05	4,6274E-05	0,6251%	0,4028
0,0058	0,2310	0,0277	2,2682E-08	2,2800E-08	0,5185%	0,0002
0,2826	0,2306	1,3477	5,8647E-05	5,8846E-05	0,3368%	0,5138
0,3233	0,2303	1,5442	7,1423E-05	7,2742E-05	1,8134%	0,6257
0,1304	0,2294	0,6253	8,0674E-06	8,1368E-06	0,8523%	0,0707
0,1408	0,2294	0,6750	2,0789E-05	2,0974E-05	0,8806%	0,1821
0,1631	0,2294	0,7819	1,7863E-05	1,7992E-05	0,7188%	0,1565



1,3184	0,2285	6,3462	3,0473E-04	3,0472E-04	-0,0057%	2,6695
0,4676	0,2283	2,2533	6,8791E-05	6,8630E-05	-0,2337%	0,6026
0,1071	0,2283	0,5161	8,3642E-06	8,2844E-06	-0,9633%	0,0733

Tabla. 83  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7392.

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	78,8400
<b>Total</b>		<b>551,8800</b>

50kVA-7394

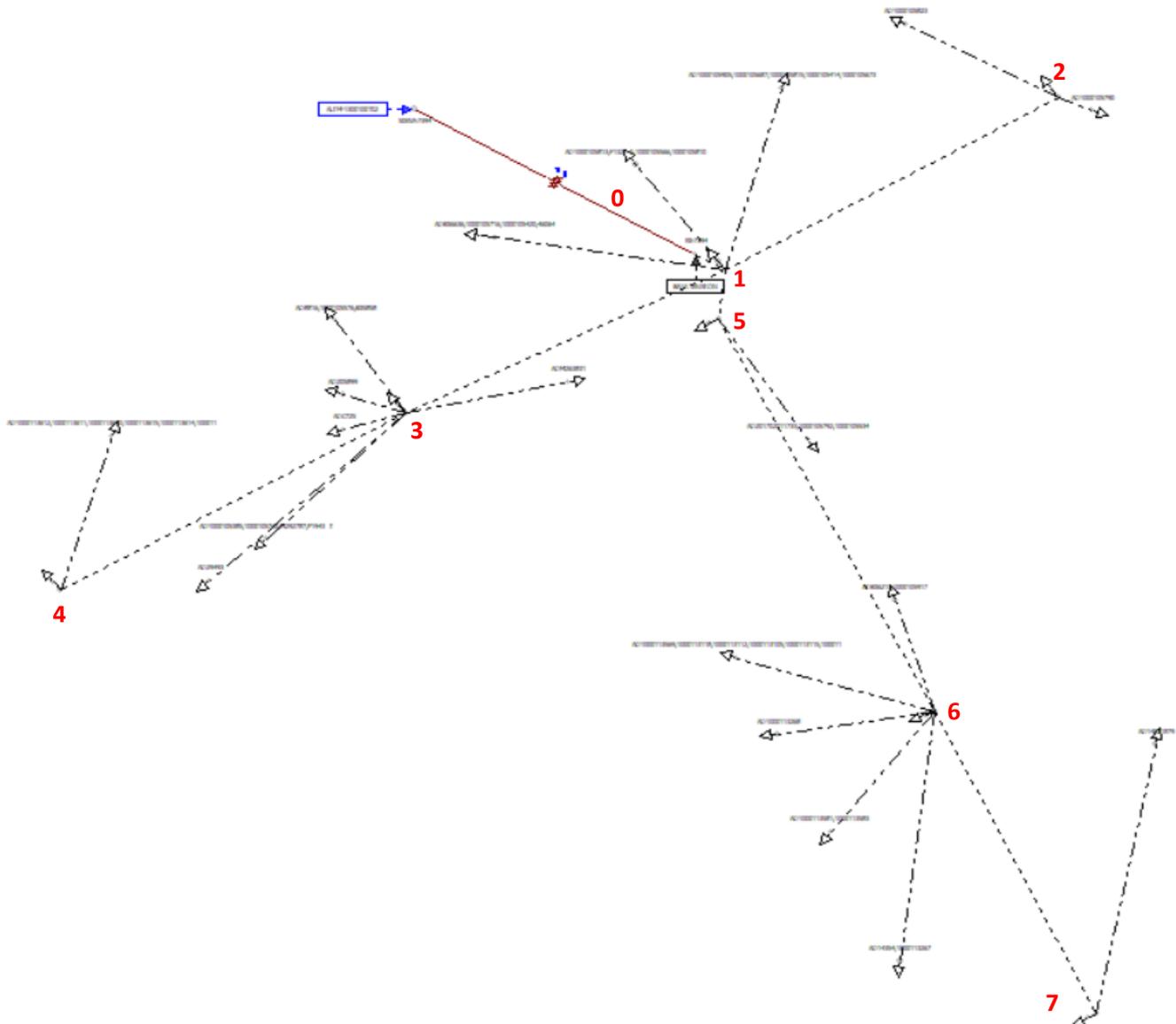




Fig. 44 Red eléctrica 50kVA-7394.

Tabla. 84  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7394.

Nº Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	15,3488	66,8213	0,0016	0,0016	0,6897%	2,8205
1-2	0,6981	3,4478	0,0003	0,0003	-0,7152%	0,5783
1-3	5,7288	28,3887	0,0211	0,0211	-0,0085%	36,6140
3-4	0,6762	3,3717	0,0003	0,0003	-1,3039%	0,5721
1-5	6,1791	30,7494	0,0036	0,0036	-0,7416%	6,3082
5-6	5,0176	24,8915	0,0213	0,0213	0,1935%	36,9387
6-7	0,4121	2,0604	0,0001	0,0001	-1,5877%	0,1935

Tabla. 85  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7394.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,3762	0,2293	2,0732	0,0002	0,0002	-1,7426%	1,5520
0,0072	0,2295	0,0395	1,3332E-08	1,3100E-08	-1,7748%	0,0001
0,3614	0,2278	2,0053	0,0002	0,0002	-1,7426%	1,4305
2,1202	0,2296	11,6714	0,0039	0,0039	0,0786%	34,4072
0,5081	0,2296	2,7972	0,0003	0,0003	-0,2918%	2,7387
0,5183	0,2288	2,8627	0,0004	0,0004	-0,9381%	3,2988
0,0579	0,2288	0,3198	6,4639E-06	6,3920E-06	-1,1252%	0,0566
0,5571	0,2288	3,0771	0,0001	0,0001	-1,0764%	1,2837
0,9763	0,2288	5,3924	0,0005	0,0005	-1,0153%	3,9991
0,0973	0,2288	0,5375	1,9971E-05	1,9856E-05	-0,5805%	0,1749
1,1082	0,2288	6,1212	0,0014	0,0014	-0,3490%	12,5938
0,7774	0,2274	4,3207	0,0009	0,0009	-1,6329%	8,1189
0,6449	0,2279	3,5770	0,0004	0,0004	-1,4164%	3,3125
0,6293	0,2286	3,4800	0,0008	0,0008	-0,5939%	6,7087
1,1309	0,2286	6,2534	0,0015	0,0015	-0,5494%	13,5222
0,8467	0,2286	4,6670	0,0008	0,0008	-1,5825%	7,0867

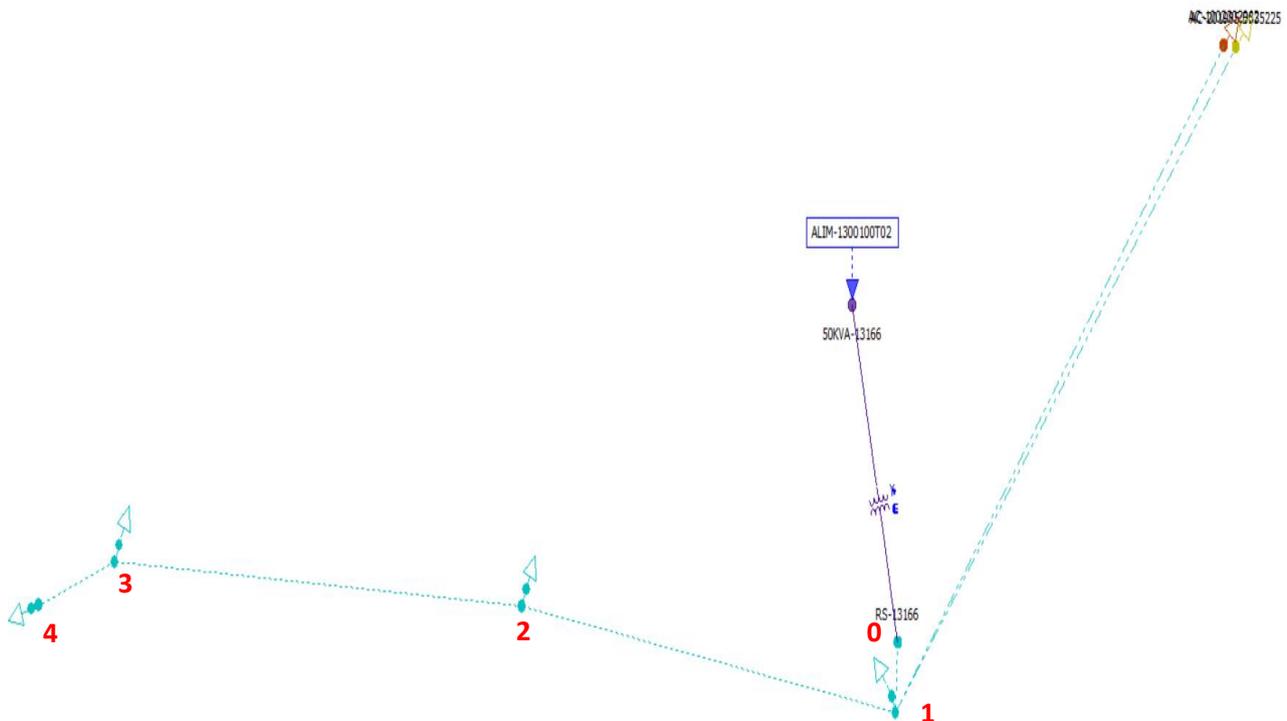


0,1290	0,2286	0,6996	1,6656E-05	1,6853E-05	1,1708%	0,1459
0,4669	0,2286	2,5329	0,0003	0,0003	1,3274%	2,6695
1,8321	0,2268	10,0173	0,0056	0,0056	0,4763%	49,2273

*Tabla. 86  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7394.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL108ACC	0,1080	47,3040
<b>Total</b>		<b>331,1280</b>

**50kVA-13166**



*Fig. 45 Red eléctrica 50kVA-13166.*



Tabla. 87

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13166.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	3,2909	14,2865	7,1771E-05	7,1990E-05	0,3039%	0,1244
1-2	2,1590	9,3875	3,8822E-03	3,8609E-03	-0,5504%	6,7301
2-3	1,6476	7,1988	2,2830E-03	2,2993E-03	0,7114%	3,9577
3-4	0,2954	1,2943	1,4229E-05	1,3965E-05	-1,8908%	0,0247

Tabla. 88

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13166.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,4174	0,2302	1,8136	0,0004	0,0004	0,4939%	3,5354
0,2031	0,2303	0,8821	0,0001	0,0001	-1,6169%	0,7070

Tabla. 89

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13166.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPS400PCC	0,4000	210,2400
<b>Total</b>		<b>919,8000</b>



### 75kVA-13150

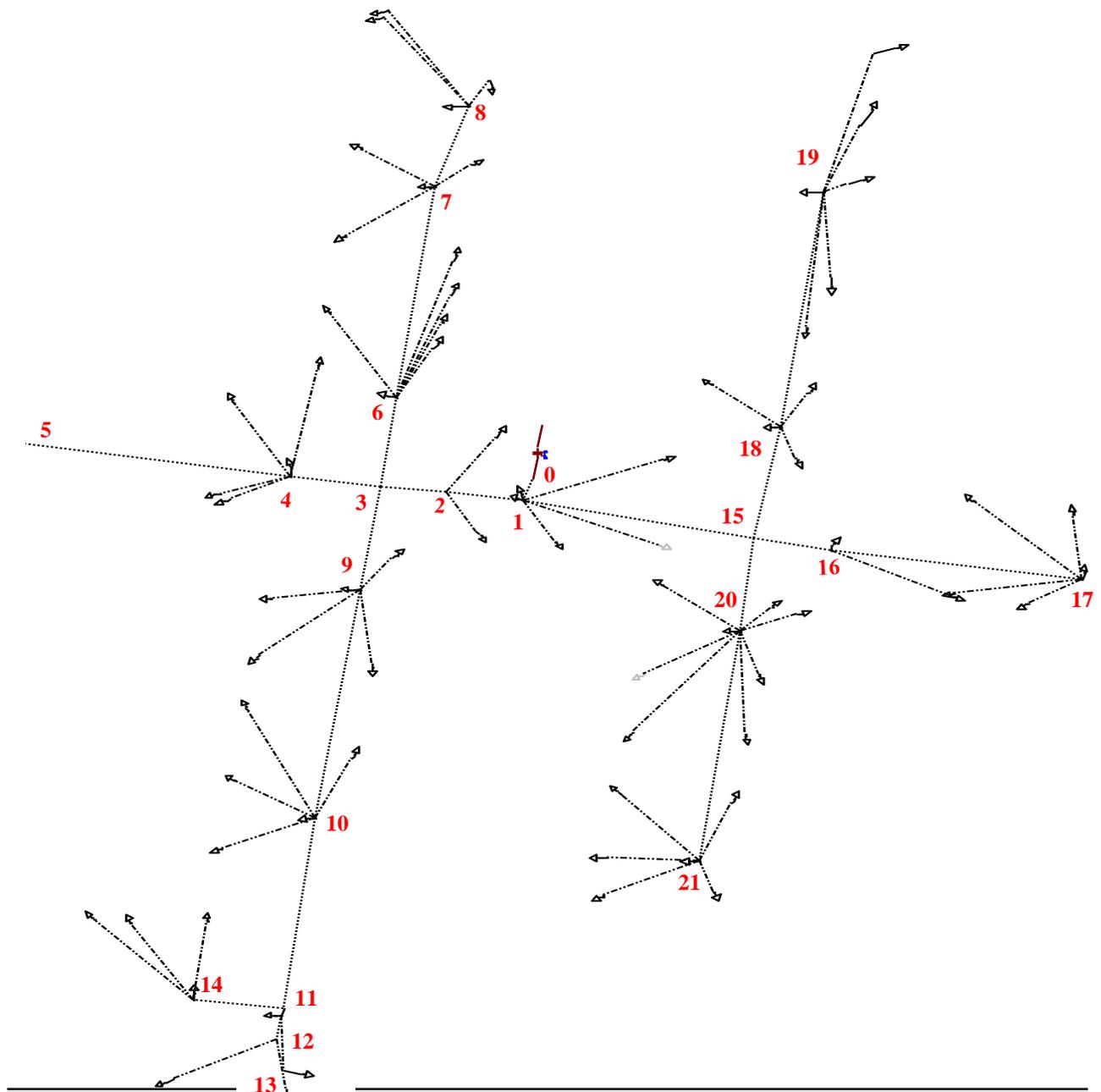




Fig. 46 Red eléctrica 75kVA-13150.

Tabla. 90  
Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 75kVA-13150.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas en energía (kWh/año)
0-1	47,4827	167,0932	0,0829	0,0844	1,7363%	193,5837
1-2	10,2052	44,9668	0,0274	0,0276	1,0125%	63,8512
2-3	9,4744	41,9667	0,0207	0,0207	0,0765%	48,2382
3-4	3,2282	14,3530	0,0032	0,0032	-1,1176%	7,5483
4-5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
3-6	4,3721	19,4746	0,0070	0,0070	-0,5114%	16,4006
6-7	3,6777	16,4290	0,0119	0,0118	-0,8985%	27,8697
7-8	0,4785	2,1482	0,0002	0,0002	-2,1196%	0,4274
3-9	1,8741	8,3101	0,0015	0,0015	-0,6237%	3,5071
9-10	1,2248	5,4553	0,0014	0,0014	-1,3798%	3,3312
10-11	0,6039	2,6951	0,0003	0,0003	-1,7015%	0,6726
11-12	0,1625	0,7259	0,0000	0,0000	-1,8882%	0,0015
12-13	0,0304	0,1357	0,0000	0,0000	-1,8869%	0,0002
11-14	0,4414	1,9713	0,0001	0,0001	-1,8444%	0,1454
1-15	6,1621	27,4832	0,0311	0,0306	-1,8417%	72,6413
15-16	1,3543	6,0202	0,0005	0,0005	-1,2279%	1,1383
16-17	1,1786	5,2452	0,0012	0,0012	-1,4205%	2,8519
15-18	1,9815	8,8285	0,0018	0,0018	-1,5497%	4,3085
18-19	1,3376	5,9607	0,0017	0,0017	-1,4525%	4,0696
15-20	2,8263	12,6090	0,0030	0,0030	-1,9281%	7,0861
20-21	0,9158	4,0809	0,0008	0,0008	-1,5489%	1,8733

Tabla. 91  
Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 75kVA-13150.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Energía pérdida (kWh/año)
0,7004	0,2273	3,0811	2,7928E-04	2,8071E-04	0,5081%	2,4465
0,0303	0,2273	0,1335	3,4553E-07	3,4690E-07	0,3960%	0,0030
2,7469	0,2273	12,0830	3,4544E-03	3,4929E-03	1,1020%	30,2607
0,1560	0,2273	0,6864	1,2464E-05	1,2564E-05	0,7912%	0,1092



0,0661	0,2269	0,2913	3,2067E-06	3,2385E-06	0,9820%	0,0281
0,1281	0,2269	0,5642	1,5120E-05	1,5273E-05	1,0002%	0,1325
0,1503	0,2249	0,6681	1,3219E-05	1,3272E-05	0,3972%	0,1158
0,1239	0,2249	0,5509	9,5540E-06	9,5919E-06	0,3947%	0,0837
0,1092	0,2249	0,4853	8,5966E-06	8,6306E-06	0,3943%	0,0753
0,0195	0,2249	0,0867	1,2225E-07	1,2260E-07	0,2868%	0,0011
0,3507	0,2245	1,5623	9,5303E-05	9,4766E-05	-0,5665%	0,8349
2,7337	0,2245	12,1766	4,5939E-03	4,5850E-03	-0,1943%	40,2423
0,0511	0,2245	0,2277	2,2566E-06	2,2219E-06	-1,5598%	0,0198
0,2094	0,2245	0,9326	5,3640E-05	5,3132E-05	-0,9564%	0,4699
0,0665	0,2245	0,2964	4,2302E-06	4,1654E-06	-1,5560%	0,0371
0,1719	0,2239	0,7681	2,0427E-05	2,0794E-05	1,7640%	0,1789
0,1003	0,2239	0,4480	4,8797E-06	4,9664E-06	1,7464%	0,0427
0,0302	0,2239	0,1347	7,4066E-07	7,3070E-07	-1,3626%	0,0065
0,0002	0,2228	0,0010	1,6671E-11	0,0000E+00	0,0000%	0,0000
0,0011	0,2228	0,0049	5,0870E-10	5,0000E-10	-1,7392%	0,0000
0,1396	0,2228	0,6268	1,8823E-05	1,9028E-05	1,0780%	0,1649
0,1185	0,2233	0,5307	1,0802E-05	1,0968E-05	1,5113%	0,0946
0,0522	0,2233	0,2338	1,8589E-06	1,8250E-06	-1,8597%	0,0163
0,0117	0,2233	0,0526	9,8343E-08	9,8800E-08	0,4624%	0,0009
0,0706	0,2233	0,3160	3,2564E-06	3,2897E-06	1,0129%	0,0285
0,1618	0,2245	0,7208	2,7232E-05	2,6853E-05	-1,4130%	0,2386
0,2816	0,2245	1,2540	4,6106E-05	4,5463E-05	-1,4142%	0,4039
0,2153	0,2245	0,9589	3,0200E-05	2,9840E-05	-1,2072%	0,2646
0,0945	0,2245	0,4211	8,2192E-06	8,0762E-06	-1,7709%	0,0720
0,0006	0,2239	0,0026	2,0267E-10	2,0000E-10	-1,3341%	0,0000
0,2436	0,2239	1,0881	2,0450E-05	2,0781E-05	1,5917%	0,1791
29,9740	0,2239	133,8578	1,2439E-02	1,2514E-02	0,6030%	108,9637
0,0532	0,2239	0,2376	2,8984E-06	2,8970E-06	-0,0492%	0,0254
0,1044	0,2239	0,4664	1,0998E-05	1,0994E-05	-0,0358%	0,0963
0,8527	0,2239	3,8085	2,9009E-04	2,9016E-04	0,0260%	2,5412
0,1734	0,2250	0,7707	3,0973E-05	3,0622E-05	-1,1483%	0,2713
0,3320	0,2247	1,4773	6,1571E-05	6,1058E-05	-0,8393%	0,5394
0,3800	0,2247	1,6911	6,4217E-05	6,3339E-05	-1,3863%	0,5625
0,1622	0,2247	0,7218	2,4420E-05	2,4215E-05	-0,8449%	0,2139
0,0446	0,2247	0,1987	2,6905E-06	2,7182E-06	1,0183%	0,0236
0,1526	0,2244	0,6800	2,8701E-05	2,8310E-05	-1,3808%	0,2514
0,3372	0,2244	1,5024	6,7471E-05	6,6916E-05	-0,8307%	0,5911
0,3686	0,2244	1,6424	2,5597E-05	2,5377E-05	-0,8652%	0,2242
0,1860	0,2244	0,8288	3,9811E-05	3,9271E-05	-1,3741%	0,3487



0,1979	0,2244	0,8821	2,8381E-05	2,8135E-05	-0,8759%	0,2486
0,0014	0,2244	0,0061	1,1998E-09	1,2000E-09	0,0167%	0,0000
0,3121	0,2244	1,3908	3,3051E-05	3,2640E-05	-1,2596%	0,2895
0,2352	0,2244	1,0479	1,5161E-05	1,4970E-05	-1,2707%	0,1328
0,2781	0,2244	1,2394	2,1654E-05	2,1445E-05	-0,9760%	0,1897
0,1772	0,2242	0,7904	2,3335E-05	2,3060E-05	-1,1894%	0,2044
0,1407	0,2242	0,6276	1,3149E-05	1,2923E-05	-1,7484%	0,1152
0,2175	0,2242	0,9704	3,8156E-05	3,7508E-05	-1,7268%	0,3342
0,0070	0,2242	0,0314	2,7485E-08	2,7000E-08	-1,7969%	0,0002
0,0961	0,2242	0,4289	6,2967E-06	6,2061E-06	-1,4593%	0,0552
0,7466	0,2242	3,3309	1,6760E-04	1,6526E-04	-1,4167%	1,4682
0,0997	0,2242	0,4448	4,2996E-06	4,2147E-06	-2,0138%	0,0377
0,4940	0,2244	2,2013	9,3708E-05	9,2596E-05	-1,2009%	0,8209
0,0670	0,2244	0,2986	3,9297E-06	3,8817E-06	-1,2358%	0,0344
0,3083	0,2244	1,3741	1,1077E-04	1,0892E-04	-1,7053%	0,9704
0,0035	0,2244	0,0158	9,7640E-09	9,6000E-09	-1,7086%	0,0001

*Tabla. 92  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 75kVA-13150.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPL108ACC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500
<b>Total</b>		<b>1017,0360</b>





Fig. 47 Red eléctrica 50kVA-7378.

Tabla. 93

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7378.

Nº Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	20,6036	53,0800	0,0029	0,0030	1,0148%	6,7020
1-2	2,5047	6,4547	0,0039	0,0039	1,2110%	8,8539
2-3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
1-4	3,8085	10,9002	0,0048	0,0049	1,8234%	10,9969
4-5	1,5571	4,6573	0,0018	0,0018	0,0969%	4,0261
4-6	1,2972	3,5467	0,0009	0,0009	-2,0462%	2,1616
6-7	0,9092	2,3452	0,0005	0,0005	1,6778%	1,1264

Tabla. 94

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7378.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,0727	0,2294	0,2188	5,0903E-06	5,1837E-06	1,8024%	0,0446
2,0380	0,2293	6,1359	5,2274E-03	5,3537E-03	2,3577%	45,7923
0,2291	0,2294	0,6896	3,2419E-05	3,3021E-05	1,8224%	0,2840
0,2136	0,2294	0,6427	4,8881E-05	4,9911E-05	2,0652%	0,4282
0,1063	0,2294	0,3199	8,9736E-06	9,1594E-06	2,0282%	0,0786
0,2737	0,2294	0,8236	3,5751E-05	3,6496E-05	2,0410%	0,3132
0,0295	0,2296	0,0888	3,7217E-07	3,7230E-07	0,0355%	0,0033
0,0232	0,2296	0,0697	2,0532E-07	2,0690E-07	0,7653%	0,0018
0,2485	0,2294	0,7479	3,0257E-05	3,0887E-05	2,0387%	0,2650
0,2014	0,2294	0,6060	5,0715E-05	5,1787E-05	2,0708%	0,4443
0,2320	0,2293	0,6985	7,3251E-05	7,4758E-05	2,0165%	0,6417
0,2272	0,2293	0,6840	2,8941E-05	2,9551E-05	2,0626%	0,2535
0,0818	0,2293	0,2463	5,2097E-06	5,3185E-06	2,0462%	0,0456
0,0821	0,2293	0,2472	1,0590E-05	1,0813E-05	2,0604%	0,0928
0,2882	0,2293	0,8676	1,4245E-04	1,4558E-04	2,1494%	1,2479
0,1003	0,2293	0,3021	6,5079E-06	6,6462E-06	2,0804%	0,0570
0,0140	0,2293	0,0422	8,6555E-08	8,8400E-08	2,0874%	0,0008
0,1587	0,2293	0,4777	1,3384E-05	1,3642E-05	1,8923%	0,1172
0,0003	0,2293	0,0010	9,8019E-11	1,0000E-10	1,9807%	0,0000
0,1570	0,2294	0,4726	1,9946E-05	2,0293E-05	1,7097%	0,1747
0,2239	0,2294	0,6739	4,2473E-05	4,3219E-05	1,7258%	0,3721
0,2335	0,2294	0,7028	6,2420E-05	6,2863E-05	0,7042%	0,5468



0,1108	0,2294	0,3333	9,6956E-06	9,8633E-06	1,7000%	0,0849
0,2685	0,2296	0,8073	7,1203E-05	7,1667E-05	0,6474%	0,6237
0,0023	0,2296	0,0068	7,4082E-09	7,4000E-09	-0,1110%	0,0001
0,3057	0,2296	0,9194	1,7021E-04	1,7302E-04	1,6263%	1,4910
0,1462	0,2296	0,4395	1,2478E-05	1,2643E-05	1,3020%	0,1093
0,2469	0,2296	0,7426	5,7540E-05	5,8390E-05	1,4550%	0,5041
0,1828	0,2296	0,5497	5,0068E-05	5,0813E-05	1,4646%	0,4386
12,9732	0,2296	26,9106	1,5853E-03	1,6302E-03	2,7571%	13,8871

*Tabla. 95  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7378.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>LDPS250PCC</b>	0,2500	109,5000
<b>LDPS250PCC</b>	0,2500	109,5000
<b>LDPS250PCC</b>	0,2500	109,5000
<b>LDPM125PCC</b>	0,1250	54,7500
<b>Total</b>		<b>540,9300</b>





Tabla. 96

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-7421.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	9,6646	21,7877	0,0005	0,0005	1,6998%	1,0627
1-2	0,8807	1,9167	0,0004	0,0004	0,9460%	0,8251
1-3	1,4401	4,5997	0,0013	0,0013	2,6518%	2,7860
3-4	0,7709	2,4772	0,0007	0,0007	1,5991%	1,5556
1-5	2,9740	7,6857	0,0058	0,0059	1,2339%	12,3920
5-6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
5-7	0,9920	2,6728	0,0007	0,0007	1,3838%	1,4814
5-8	1,9820	5,0171	2,3559E-05	2,3845E-05	1,1998%	0,0505
8-9	1,6376	4,1037	0,0019	0,0019	0,7180%	4,0376
9-10	0,1090	0,3905	1,6807E-05	1,7212E-05	2,3524%	0,0360

Tabla. 97

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-7421.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,2962	0,2305	0,8226	0,0001	0,0001	-2,3604%	0,8837
0,2110	0,2307	0,5854	0,0001	0,0001	-2,1288%	0,7379
0,1163	0,2307	0,3226	2,0832E-05	2,0385E-05	-2,1904%	0,1825
0,0778	0,2305	0,2159	6,0964E-06	5,9529E-06	-2,4099%	0,0534
0,3400	0,2304	0,9446	0,0001	0,0001	-2,0146%	1,1876
0,0025	0,2304	0,0069	5,9350E-09	5,8000E-09	-2,3272%	0,0001
0,2788	0,2304	0,7748	1,8903E-05	1,8508E-05	-2,1343%	0,1656
0,3121	0,2307	0,8658	0,0001	0,0001	-2,0514%	0,8996
0,2075	0,2306	0,5759	0,0001	0,0001	-2,1748%	0,5905
0,9920	0,2307	2,7525	0,0008	0,0008	-1,2841%	7,0314
0,0004	0,2304	0,0009	9,8278E-11	1,0000E-10	1,7222%	0,0000
0,3402	0,2304	0,9461	0,0001	0,0001	-1,1688%	0,9817
0,1442	0,2304	0,4010	2,9509E-05	2,9001E-05	-1,7509%	0,2585
0,1495	0,2304	0,4157	3,1473E-05	3,0932E-05	-1,7491%	0,2757
0,1243	0,2304	0,3458	2,1962E-05	2,1583E-05	-1,7591%	0,1924
0,0860	0,2304	0,2388	7,1040E-06	6,9217E-06	-2,6342%	0,0622
0,2567	0,2303	0,7143	0,0001	0,0001	-1,8230%	0,7811
0,0466	0,2306	0,1255	1,8574E-06	1,8206E-06	-2,0196%	0,0163
0,0410	0,2304	0,1139	4,9891E-07	4,9120E-07	-1,5703%	0,0044
0,0378	0,230	0,105	0,000001	1,33E-06	-1,741%	1,19E-02



0,1403	0,230	0,390	0,000032	3,10E-05	-1,702%	2,76E-01
0,0534	0,230	0,148	0,000002	2,41E-06	-1,734%	2,15E-02
0,0975	0,230	0,271	0,000015	1,49E-05	-2,007%	1,33E-01
0,1269	0,230	0,351	0,000019	1,90E-05	-2,188%	1,70E-01
0,0113	0,230	0,031	0,000000	1,00E-07	-2,214%	8,99E-04
1,4522	0,230	4,033	0,001632	1,60E-03	-2,322%	1,43E+01
2,6501	0,230	7,364	0,006249	6,12E-03	-2,096%	5,47E+01
0,0844	0,230	0,235	0,000012	1,16E-05	-2,714%	1,04E-01
0,0035	0,231	0,010	0,000000	1,03E-08	-2,402%	9,24E-05

*Tabla. 98  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-7421.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>LDPL180ACC</b>	0,1800	78,8400
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500
<b>LDPS150PCC</b>	0,1500	98,5500
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>LDPL108PCC</b>	0,1080	47,3040
<b>Total</b>		<b>449,3880</b>



50kVA-13171

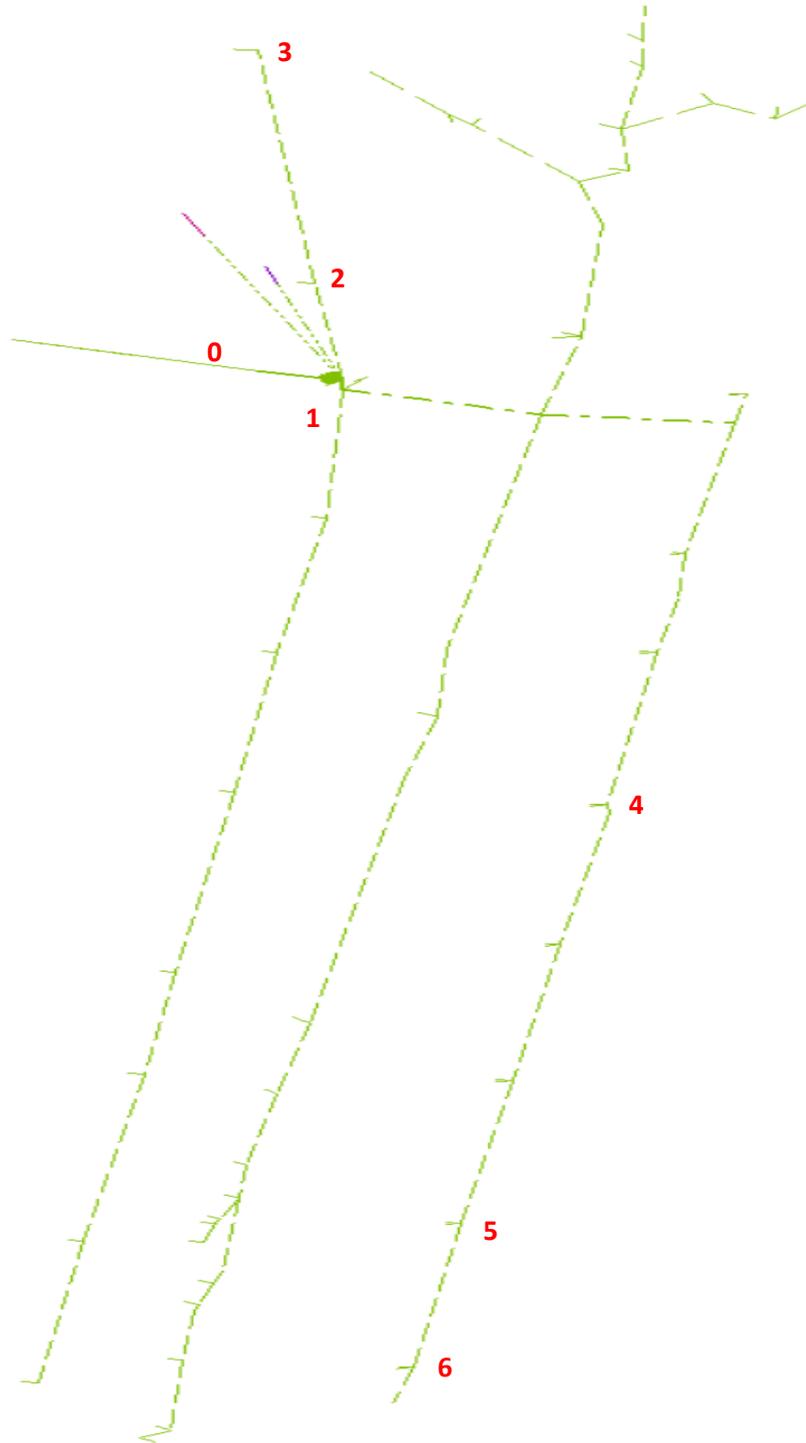


Fig. 49 Red eléctrica 50kVA-13171.



Tabla. 99

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13171.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	60,8469	100,8687	0,0232	0,0226	-2,8710%	65,6505
1-2	0,5908	1,5176	0,0002	0,0002	-1,1520%	0,4732
2-3	0,2954	0,7686	0,0001	0,0001	0,4230%	0,2782
1-4	3,4474	8,9911	0,0134	0,0130	-2,6598%	37,8494
4-5	1,3779	3,6127	0,0020	0,0021	1,4906%	5,7272
5-6	0,6930	1,8201	0,0005	0,0005	0,1159%	1,4613

Tabla. 100

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13171.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
10,6967	0,2198	28,0944	0,0023	0,0023	-1,9548%	20,4468
1,7230	0,2198	4,5253	0,0008	0,0008	1,0834%	6,9704
1,4768	0,2198	3,7118	0,0006	0,0006	2,2978%	5,3834
1,2307	0,2198	3,1080	0,0004	0,0004	1,4025%	3,6511
0,9846	0,2198	2,4745	0,0004	0,0004	2,3832%	3,1929
0,7384	0,2198	1,8648	0,0001	0,0001	1,4654%	1,0238
0,4923	0,2198	1,2432	0,0001	0,0001	1,4828%	0,7474
0,2461	0,2198	0,6276	1,8432E-05	1,8347E-05	-0,4635%	0,1615
0,2461	0,2198	0,6216	2,0274E-06	2,0430E-06	0,7658%	0,0178
8,7276	0,2198	22,9227	0,0156	0,0155	-0,9035%	136,8453
5,2509	0,2198	13,3896	0,0051	0,0052	1,9403%	44,3656
0,6564	0,2198	1,6576	2,6680E-05	2,7151E-05	1,7366%	0,2337
4,3484	0,2198	9,9312	0,0067	0,0065	-2,7899%	58,5506
3,9382	0,2198	8,9943	0,0017	0,0017	0,5164%	14,4748
3,9382	0,2198	9,0732	0,0019	0,0020	2,3068%	16,8983
2,6255	0,2198	6,0488	0,0001	0,0001	2,5728%	1,0667
2,6255	0,2198	6,0488	0,0021	0,0022	2,5729%	18,5709
1,9691	0,2198	4,5366	0,0012	0,0013	2,2455%	10,8039
0,0000	0,2198	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
1,4900	0,2198	3,7629	0,0004	0,0004	1,6509%	3,2778
1,3245	0,2198	3,4272	0,0004	0,0004	-1,3380%	3,6855
1,3245	0,2198	3,4272	0,0002	0,0002	-1,3393%	1,4810
0,9933	0,2198	2,5578	0,0001	0,0000	-2,2190%	0,4467
0,8278	0,2198	2,1315	0,0001	0,0001	-2,2135%	0,5372



0,3311	0,2198	0,8526	1,5131E-05	1,4801E-05	-2,2301%	0,1326
0,1656	0,2198	0,4222	1,4880E-06	1,4832E-06	-0,3249%	0,0130
0,0000	0,2198	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,3311	0,2198	0,8526	0,0000	0,0000	-2,2350%	0,1002
0,1656	0,2198	0,4263	0,0000	0,0000	-2,3064%	0,0163
0,0000	0,2198	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,3311	0,2198	0,8568	0,0000	0,0000	-1,3856%	0,1511
0,1656	0,2198	0,4284	0,0000	8,7220E-07	-1,4526%	0,0078
0,0000	0,2198	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2198	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
2,1522	0,2198	5,5968	0,0024	0,0023	-1,5020%	20,8630
2,1522	0,2198	5,5968	0,0007	0,0007	-0,5549%	5,9378
1,9867	0,2198	5,1663	0,0005	0,0005	2,3414%	4,5127
1,9867	0,2198	5,1663	0,0021	0,0021	-0,5047%	18,4351
1,8211	0,2198	4,7357	0,0005	0,0005	-0,4862%	4,5465
1,6556	0,2198	4,3052	0,0004	0,0004	-0,4726%	3,7457
1,4900	0,2198	3,8747	0,0002	0,0002	-0,4657%	1,3913
0,8278	0,2198	2,1526	0,0001	0,0001	-0,4404%	0,9390
0,8278	0,2198	2,1526	1,9227E-05	1,9142E-05	-0,4414%	0,1684
0,6622	0,2198	1,7221	2,0373E-05	2,0286E-05	-0,4290%	0,1785
0,4967	0,2198	1,2928	3,5628E-06	3,5412E-06	-0,6097%	0,0312
0,4967	0,2198	1,2928	2,6204E-05	2,6045E-05	-0,6123%	0,2295
0,3311	0,2198	0,8619	1,6700E-05	1,6597E-05	-0,6215%	0,1463
0,1656	0,2198	0,4309	9,1015E-07	9,0390E-07	-0,6917%	0,0080
0,4967	0,2198	1,2928	1,1757E-05	1,1675E-05	-0,7024%	0,1030
0,3311	0,2198	0,8619	1,0792E-06	1,0715E-06	-0,7145%	0,0095
0,1656	0,2198	0,4309	1,1533E-06	1,1442E-06	-0,7911%	0,0101
33,1498	0,2198	103,4042	2,1168	2,1711	2,5039%	18542,9326
0,0004	0,2198	0,0010	9,6402E-11	0,0000E+00	0,0000%	0,0000

*Tabla. 101  
Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13171.*

<b>Tipo de luminarias</b>	<b>Potencia de la luminaria (kW)</b>	<b>Pérdidas en el equipo (kWh/año)</b>
<b>PDFM500ACC</b>	0,5000	503,7000





LDPS150PCC	0,1500	216,8100
LDPS250PCC	0,2500	131,4000
<b>Total</b>		<b>15671,6400</b>





Tabla. 102

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13177.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	8,2225	20,6076	0,0002	0,0002	-2,5387%	0,6283
1-2	8,2225	20,5262	0,0002	0,0002	-1,3822%	0,6233
2-3	2,0362	5,1638	0,0005	0,0005	0,0011%	1,3672
3-4	0,7433	1,8201	0,0001	0,0001	1,7083%	0,1824
4-5	0,6317	1,5556	0,0001	0,0001	0,6530%	0,2499
5-6	0,4847	1,1946	2,5869E-05	2,6107E-05	0,9119%	0,0732
6-7	0,3256	0,8369	2,1910E-05	2,1330E-05	-2,7193%	0,0620
7-8	0,2214	0,5468	6,5041E-06	6,5923E-06	1,3382%	0,0184
8-9	0,1087	0,2742	2,5706E-06	2,5908E-06	0,7794%	0,0073

Tabla. 103

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13177.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
7,2101	0,2277	18,2845	0,0486	0,0487	0,2691%	425,4505
0,5986	0,2290	2,5660	0,0002	0,0002	-0,7784%	1,6177
0,0168	0,2290	0,0883	1,0379E-07	1,0380E-07	0,0078%	0,0009
0,0000	0,2290	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0168	0,2290	0,0845	1,8760E-07	1,9000E-07	1,2608%	0,0016
0,0195	0,2290	0,1020	7,9430E-07	7,7130E-07	-2,9814%	0,0070

Tabla. 104

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13177.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPS70PCC	0,7000	55,1880
<b>Total</b>		<b>386,3160</b>



75kVA-13158

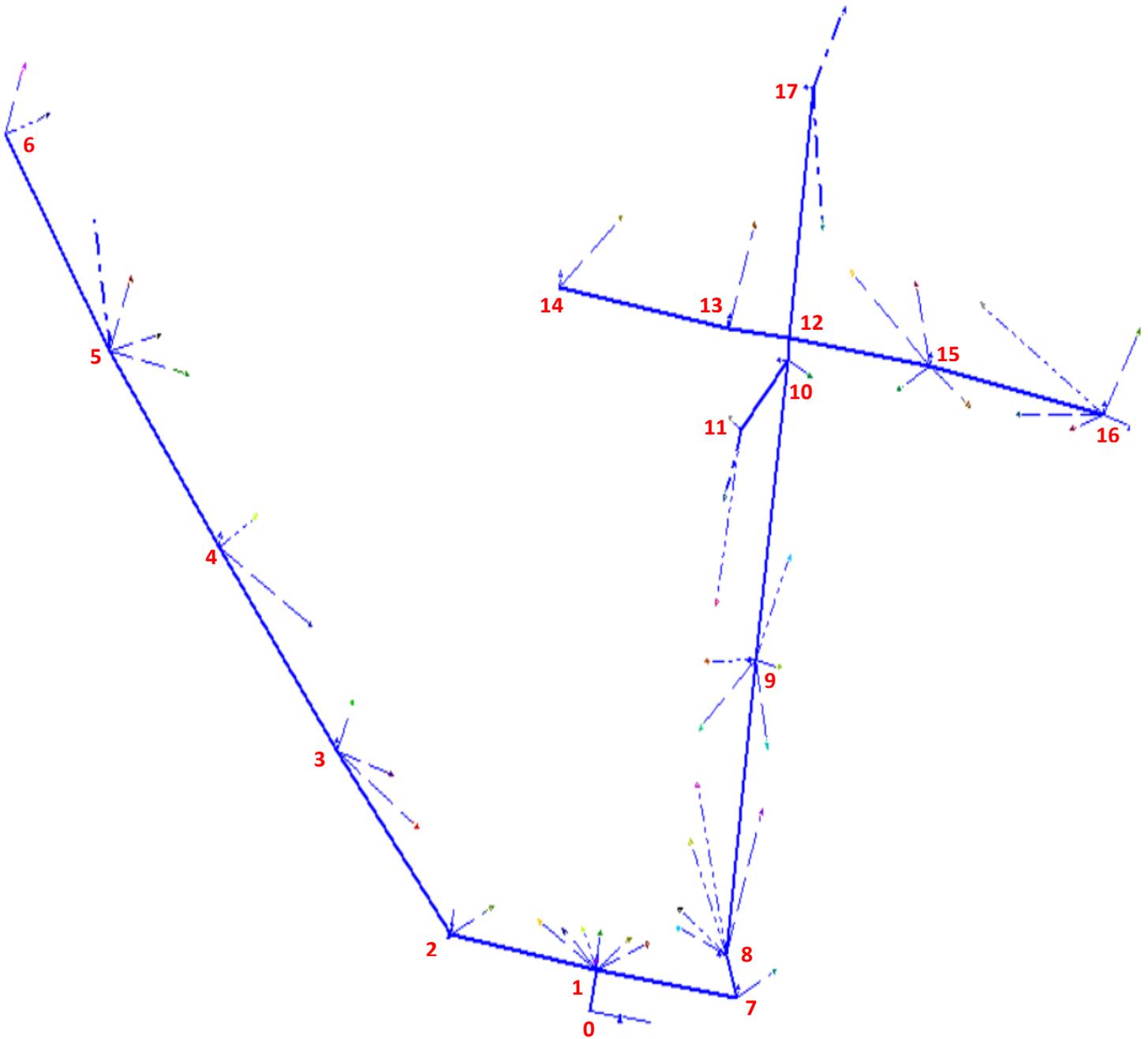


Fig. 51 Red eléctrica 75kVA-13158.



Tabla. 105

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 50kVA-13158.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	107,6739	237,4050	0,0582	0,0582	0,0998%	135,8278
1-2	17,8931	45,8575	0,2079	0,2057	-1,0886%	485,3806
2-3	14,0159	35,4451	0,1479	0,1475	-0,2433%	345,2087
3-4	10,6216	25,9701	0,0852	0,0875	2,6391%	198,8054
4-5	6,7598	15,7231	0,0297	0,0299	0,4446%	69,4107
5-6	3,9671	11,7733	0,0174	0,0175	0,4729%	40,7334
1-7	26,7066	58,4443	0,3297	0,3208	-2,7878%	769,7528
7-8	25,0538	54,3413	0,0657	0,0641	-2,5323%	153,4606
8-9	21,9408	45,4982	0,2965	0,2910	-1,8971%	692,2404
9-10	17,5483	32,7854	0,1567	0,1536	-2,0105%	365,8794
10-11	0,6965	1,3978	0,0001	0,0001	0,3284%	0,2095
10-12	12,4129	26,5354	0,0080	0,0080	-0,4239%	18,7307
12-13	1,4396	3,3510	0,0005	0,0005	-0,0372%	1,0761
13-14	0,3732	0,9442	0,0001	0,0001	-1,6630%	0,3124
12-15	7,3875	19,4534	0,0363	0,0353	-2,7859%	84,7219
15-16	4,0858	12,5363	0,0188	0,0187	-0,5720%	43,7909
12-17	1,5572	4,1101	0,0021	0,0020	-1,7997%	4,7993

Tabla. 106

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 50kVA-13158.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
3,0117	0,2216	8,7174	0,0068	0,0069	2,1329%	59,2601
0,9555	0,2216	2,7656	0,0006	0,0006	1,6816%	5,0783
0,2567	0,2216	0,7431	0,0001	0,0001	0,0680%	0,6625
0,1232	0,2335	0,3542	1,2318E-05	1,2491E-05	1,3868%	0,1079
0,9900	0,2216	2,5791	0,0007	0,0007	2,3476%	6,0415
1,1959	0,2211	3,1232	0,0019	0,0019	-0,7531%	16,7117
1,7573	0,2238	5,0366	0,0021	0,0021	0,4218%	18,0607
1,8776	0,2238	5,3815	0,0063	0,0063	1,0291%	54,8543
1,7122	0,2332	4,7630	0,0017	0,0017	2,9205%	14,4984
0,8242	0,2211	2,3396	0,0006	0,0006	-1,1826%	5,1487
0,6311	0,2326	1,7798	0,0006	0,0006	0,2003%	5,2828
3,6504	0,2238	10,0171	0,0080	0,0081	1,9148%	69,6544
0,0000	0,2226	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



0,0000	0,2226	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0201	0,2217	0,0588	7,1043E-08	7,1132E-08	0,1259%	0,0006
0,1547	0,2319	0,3082	8,8418E-06	8,7609E-06	-0,9232%	0,0775
0,5217	0,2319	1,0391	0,0003	0,0003	-1,6240%	2,4079
0,3732	0,2319	0,7434	0,0001	0,0001	-2,0861%	0,7701
1,2776	0,2237	2,4247	0,0009	0,0010	2,5860%	8,2999
2,1402	0,2237	4,0618	0,0023	0,0024	1,8323%	20,2700
2,7121	0,2237	5,1472	0,0079	0,0081	1,6964%	69,4136
1,3533	0,2237	2,5683	0,0011	0,0012	2,6257%	9,9933
0,1815	0,2237	0,3444	7,5610E-06	7,7400E-06	2,3131%	0,0662
0,4349	0,2207	0,8363	0,0001	0,0001	1,1816%	0,7227
0,4802	0,2195	0,9287	0,0002	0,0002	2,0810%	1,5657
1,1032	0,2188	2,1405	0,0003	0,0003	1,5035%	2,5700
1,3702	0,2188	2,6586	0,0006	0,0006	1,4219%	5,3399
0,8854	0,2188	1,7178	0,0004	0,0004	2,6357%	3,2578
1,1579	0,2188	2,2467	0,0010	0,0010	2,4395%	8,6836
2,3020	0,2187	4,4676	0,0009	0,0009	2,2251%	7,6462
2,2487	0,2187	6,4512	0,0018	0,0018	1,5223%	15,7107
0,3411	0,2187	1,0003	0,0002	0,0002	-2,9706%	1,4203
0,6793	0,2187	1,9922	0,0004	0,0004	-2,9443%	3,3513
0,3717	0,2192	1,0639	0,0002	0,0002	1,8701%	1,4277
0,6742	0,2192	1,9297	0,0004	0,0005	1,9371%	3,9104
0,2235	0,2192	0,6328	4,0540E-05	3,9493E-05	-2,6533%	0,3551
0,6733	0,2192	1,9064	0,0004	0,0004	-2,4889%	3,5346
1,4082	0,2196	3,9807	0,0028	0,0028	-1,7333%	24,6124
0,0558	0,2196	0,1577	6,2988E-06	6,1572E-06	-2,3000%	0,0552
0,6746	0,2227	1,8803	0,0008	0,0008	0,8146%	6,5938
1,4260	0,2227	3,9746	0,0013	0,0013	-0,4518%	11,0713
57,0726	0,2227	134,4889	0,0403	0,0414	2,8016%	352,6430
2,4436	0,2227	6,6673	0,0058	0,0057	-1,2852%	50,8122
0,0118	0,2227	0,0313	8,0869E-08	8,3100E-08	2,6846%	0,0007
0,9432	0,2320	2,5510	0,0004	0,0004	-0,0606%	3,3599
0,3416	0,2194	0,9170	4,1748E-05	4,2294E-05	1,2907%	0,3657
1,3390	0,2253	3,6899	0,0010	0,0010	0,6385%	8,6092
0,6956	0,2192	1,9282	0,0004	0,0004	-2,0900%	3,3604

Tabla. 107

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 50kVA-13158.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL200ACC	0,2000	262,8000
LDPL200ACC	0,2000	262,8000



LDPL200ACC	0,2000	262,8000
LDPS70PCC	0,7000	55,1880
LDPS70PCC	0,7000	55,1880
LDPS150PCC	0,1500	98,5500
LDPS250PCC	0,2500	131,4000
<b>Total</b>		<b>2212,7760</b>



75kVA-13192

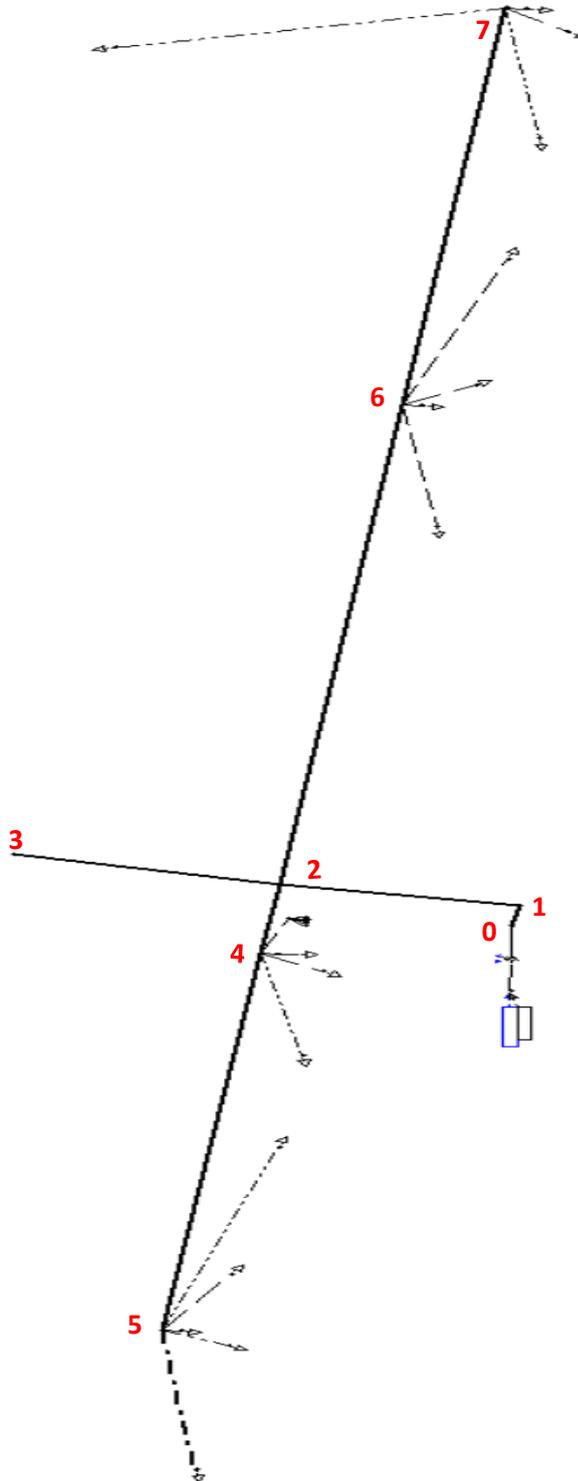


Fig. 52 Red eléctrica 75kVA-13192.



Tabla. 108

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 75kVA-13192.*

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	4,3536	10,8989	5,926E-05	5,827E-05	-1,6912%	0,1027
1-2	4,3536	10,9034	0,0061	0,0062	1,7213%	10,4900
2-3	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
2-4	1,8349	4,6002	4,606E-04	4,689E-04	1,6684%	0,7986
4-5	1,1441	2,8700	0,0015	0,0015	0,9219%	2,5524
2-6	2,5187	6,3260	0,0068	0,0070	1,7692%	11,8478
6-7	0,5980	1,5045	5,077E-04	5,220E-04	2,7293%	0,8803

Tabla. 109

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 75kVA-13192.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,0016	0,2299	0,0025	3,0369E-10	3,0000E-10	-1,2294%	2,6603E-06
0,0037	0,2299	0,0093	8,5344E-09	8,3000E-09	-2,8236%	0,0001
0,3187	0,2295	1,8445	6,1448E-04	6,2244E-04	1,2787%	5,3829
0,5935	0,2295	1,7363	1,8804E-04	1,8869E-04	0,3460%	1,6472
0,3335	0,2303	0,7271	1,9247E-05	1,8875E-05	-1,9683%	0,1686
0,3004	0,2303	0,7532	5,5692E-05	5,6626E-05	1,6499%	0,4879
0,8160	0,2299	2,0913	1,1903E-04	1,1835E-04	-0,5718%	1,0427
0,0012	0,2302	0,0032	9,0052E-10	9,0000E-10	-0,0574%	7,8885E-06
0,8769	0,2302	2,1996	6,8647E-04	6,7922E-04	-1,0678%	6,0135
0,0888	0,2303	0,2227	5,4650E-06	5,3579E-06	-1,9995%	0,0479
0,0239	0,2302	0,0600	1,0995E-07	1,0770E-07	-2,0877%	0,0010
0,2586	0,2302	0,6487	3,6810E-05	3,6059E-05	-2,0820%	0,3225

Tabla. 110

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 75kVA-13192.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	236,5200
<b>Total</b>		<b>946,0800</b>



100kVA-7376

100KVA-7376

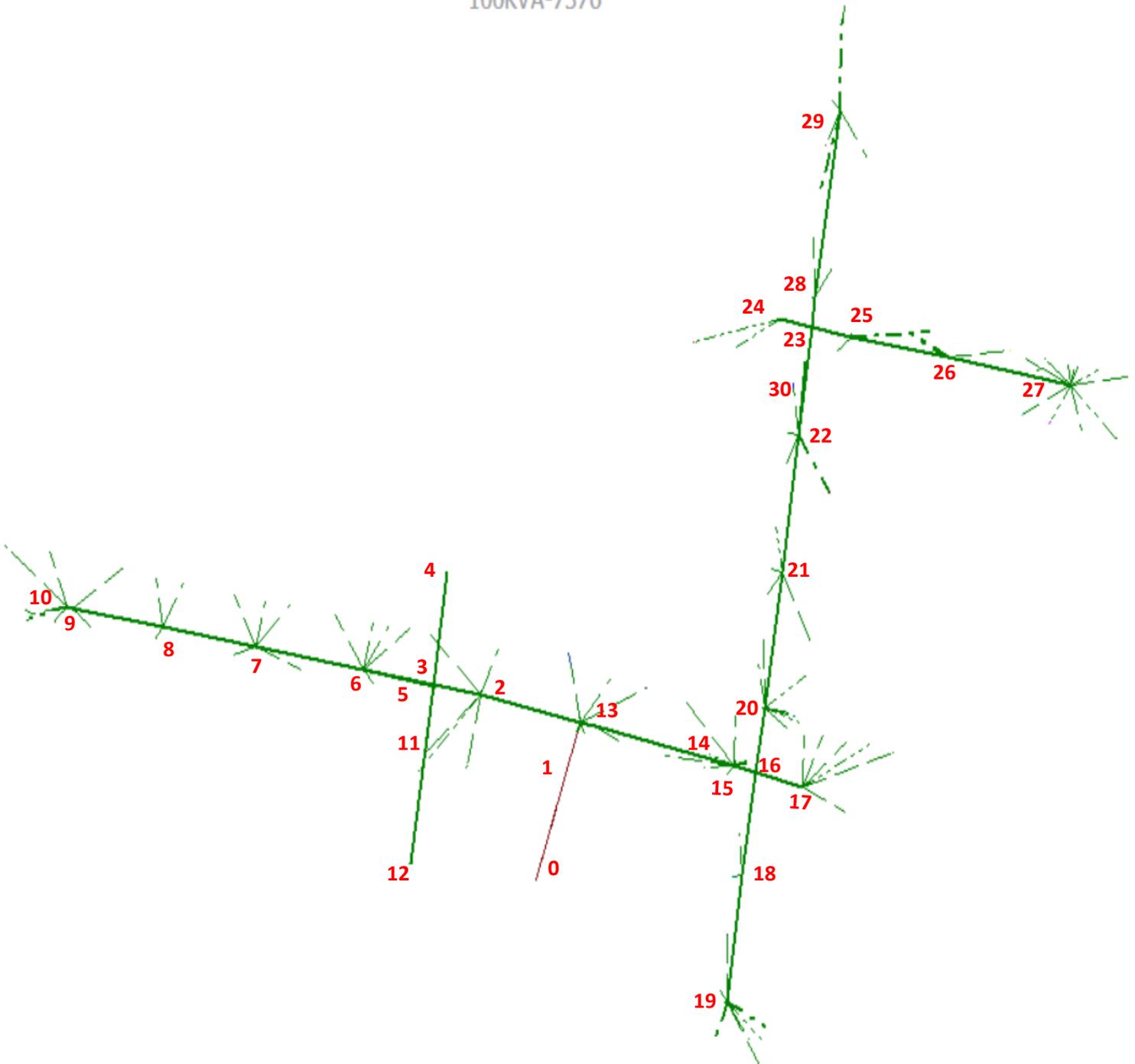


Fig. 53 Red eléctrica 100kVA-7376.



*Tabla. 111*

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 100kVA-7376.*

<b>N° Tramo</b>	<b>Demanda (kVA)</b>	<b>Corriente (A)</b>	<b>Valor calculado (kW)</b>	<b>Valor teórico (kW)</b>	<b>Error</b>	<b>Pérdidas de energía (kWh/año)</b>
<b>0-1</b>	90,2014	239,7057	0,0579	0,0565	-2,4827%	135,1984
<b>1-2</b>	4,1929	11,0967	0,0098	0,0096	-2,0601%	22,9659
<b>2-3</b>	3,0589	8,4340	0,0026	0,0026	0,1685%	6,1609
<b>3-4</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
<b>3-5</b>	2,9646	8,1812	0,0037	0,0037	-0,2075%	8,5491
<b>3-6</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
<b>6-7</b>	2,5297	6,9474	0,0041	0,0040	-2,5247%	9,5659
<b>7-8</b>	1,7628	4,8763	0,0017	0,0017	-2,5368%	4,0049
<b>8-9</b>	1,0532	2,9155	0,0006	0,0006	2,4094%	1,4228
<b>9-10</b>	0,6445	1,7848	1,1205E-05	1,1412E-05	1,8210%	0,0262
<b>3-11</b>	0,3134	0,8668	2,5656E-05	2,5476E-05	-0,7074%	0,0599
<b>11-12</b>	0,1578	0,4354	1,5161E-05	1,4923E-05	-1,5969%	0,0354
<b>1-13</b>	11,2025	30,8827	0,0090	0,0088	-2,7372%	21,0547
<b>13-14</b>	12,2901	33,9191	0,1263	0,1293	2,3396%	294,7613
<b>14-15</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
<b>15-16</b>	9,9039	27,5065	0,0125	0,0127	1,7191%	29,1498
<b>16-17</b>	0,6656	1,8500	0,0001	0,0001	1,0696%	0,2932
<b>16-18</b>	1,1855	3,2954	0,0007	0,0007	-0,8850%	1,6096
<b>18-19</b>	0,7405	2,0590	0,0003	0,0003	0,4391%	0,7731
<b>16-20</b>	8,2024	22,8212	0,0210	0,0207	-1,6854%	49,1300
<b>20-21</b>	7,0285	19,5948	0,0323	0,0331	2,4351%	75,4352
<b>21-22</b>	6,5670	18,3722	0,0287	0,0282	-1,6302%	66,9272
<b>22-23</b>	6,3700	17,8372	0,0210	0,0203	-3,0848%	48,9226
<b>23-24</b>	0,3756	1,0557	2,605E-05	2,618E-05	0,4852%	0,0608
<b>23-25</b>	3,3379	9,3831	0,0026	0,0026	-1,7904%	6,1487
<b>25-26</b>	2,7488	7,7323	0,0045	0,0045	1,2397%	10,4346
<b>26-27</b>	3,3379	6,7138	0,0042	0,0043	1,1436%	9,8236
<b>23-28</b>	3,1432	8,1953	0,0013	0,0013	0,7145%	2,9249
<b>28-29</b>	3,1432	6,9070	0,0055	0,0055	-0,2723%	12,9054
<b>22-30</b>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



Tabla. 112

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 100kVA-7376.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,1675	0,2098	0,4609	3,7193E-05	3,8127E-05	2,4493%	0,3258
70,8618	0,2098	195,0403	1,7670E-01	1,8075E-01	2,2384%	1547,8955
0,0483	0,2098	0,1661	3,1489E-06	3,1331E-06	-0,5038%	0,0276
0,1240	0,2098	0,4265	3,1451E-05	3,1309E-05	-0,4525%	0,2755
0,0000	0,2098	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2130	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2130	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2130	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2130	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2130	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0423	0,2092	0,1458	7,2207E-07	7,4160E-07	2,6332%	0,0063
0,2933	0,2092	0,8093	7,6009E-06	7,7348E-06	1,7314%	0,0666
0,0943	0,2092	0,3254	9,7538E-07	9,7532E-07	-0,0064%	0,0085
0,0152	0,2092	0,0418	1,2970E-08	1,3249E-08	2,1075%	0,0001
0,0798	0,2092	0,2752	5,6804E-07	5,8430E-07	2,7830%	0,0050
0,0581	0,2090	0,1606	6,9943E-06	7,1881E-06	2,6961%	0,0613
0,2625	0,2090	0,7252	1,1829E-04	1,1576E-04	-2,1784%	1,0362
0,1071	0,2090	0,2959	1,9673E-05	2,0181E-05	2,5157%	0,1723
0,2206	0,2090	0,7618	6,5505E-06	6,7417E-06	2,8368%	0,0574
0,0976	0,2090	0,3372	8,2850E-07	8,4148E-07	1,5423%	0,0073
0,0909	0,2087	0,3543	5,7234E-06	5,6932E-06	-0,5299%	0,0501
0,1007	0,2087	0,3980	1,4786E-05	1,4747E-05	-0,2661%	0,1295
0,2565	0,2087	0,9855	9,0287E-05	9,1306E-05	1,1155%	0,7909
0,0755	0,2086	0,2323	6,1021E-06	6,1212E-06	0,3128%	0,0535
0,0840	0,2086	0,2942	9,5681E-06	9,8022E-06	2,3882%	0,0838
0,0954	0,2085	0,3775	1,4107E-05	1,3828E-05	-2,0124%	0,1236
0,0695	0,2085	0,2006	5,5742E-06	5,5374E-06	-0,6653%	0,0488
0,0710	0,2085	0,2184	3,8250E-07	3,9041E-07	2,0265%	0,0034
0,0193	0,2094	0,0667	1,3766E-07	1,3989E-07	1,5914%	0,0012
0,1147	0,2079	0,7581	6,1468E-06	6,0226E-06	-2,0615%	0,0538
0,1375	0,2079	0,3817	2,3221E-05	2,2635E-05	-2,5908%	0,2034
0,0865	0,2079	0,2401	8,4042E-07	8,5287E-07	1,4600%	0,0074
0,3347	0,2079	0,9294	2,4672E-04	2,4174E-04	-2,0609%	2,1613
0,1677	0,2079	0,4657	7,3241E-05	7,1130E-05	-2,9673%	0,6416
0,0556	0,2077	0,1544	5,2162E-06	5,3594E-06	2,6724%	0,0457
0,0000	0,2077	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



0,0000	0,2077	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2077	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2077	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0521	0,2077	0,1781	3,5208E-06	3,5624E-06	1,1691%	0,0308
0,0290	0,2077	0,0805	6,9580E-07	7,1250E-07	2,3432%	0,0061
0,0971	0,2077	0,2970	1,3683E-05	1,3415E-05	-1,9971%	0,1199
0,1260	0,2076	0,7570	2,7255E-05	2,7933E-05	2,4283%	0,2388
0,0754	0,2076	0,3144	1,2276E-05	1,2508E-05	1,8586%	0,1075
0,0602	0,2076	0,1942	1,0193E-05	1,0287E-05	0,9158%	0,0893
0,0417	0,2076	0,5447	2,5105E-06	2,4487E-06	-2,5234%	0,0220
0,1168	0,2076	1,6242	2,2318E-05	2,2425E-05	0,4779%	0,1955
0,0185	0,2076	0,1145	1,1237E-07	1,1430E-07	1,6847%	0,0010
0,0190	0,2076	0,0582	3,9579E-07	3,8930E-07	-1,6664%	0,0035
0,0995	0,2076	0,3044	1,8496E-05	1,8271E-05	-1,2319%	0,1620
0,0777	0,2076	0,1964	6,9923E-06	6,9205E-06	-1,0378%	0,0613
0,1985	0,2075	0,5022	5,3606E-05	5,4227E-05	1,1439%	0,4696
0,0512	0,2075	0,1424	3,4368E-06	3,4165E-06	-0,5954%	0,0301
0,1322	0,2075	0,3313	4,0226E-06	3,9940E-06	-0,7163%	0,0352
0,0948	0,2075	0,2637	2,3900E-05	2,4291E-05	1,6095%	0,2094
0,0643	0,2075	0,4565	6,9824E-06	7,1316E-06	2,0921%	0,0612
0,0901	0,2075	1,6299	2,2134E-05	2,2545E-05	1,8229%	0,1939
0,1536	0,2075	1,4527	1,7120E-05	1,6973E-05	-0,8683%	0,1500
0,0881	0,2075	0,6694	3,6524E-06	3,7036E-06	1,3828%	0,0320
0,3274	0,2071	2,4647	5,0634E-05	5,1972E-05	2,5741%	0,4436
0,3238	0,2071	1,0200	6,4315E-05	6,6088E-05	2,6829%	0,5634
0,0088	0,2071	0,0245	7,7575E-08	7,5400E-08	-2,8851%	0,0007
0,1578	0,2071	0,4399	2,2147E-05	2,1687E-05	-2,1181%	0,1940
0,1733	0,2064	0,8728	7,1964E-06	7,2398E-06	0,5999%	0,0630
1,0752	0,2064	6,1964	1,9748E-04	1,9326E-04	-2,1828%	1,7299
0,0842	0,2064	0,2357	6,3902E-06	6,4469E-06	0,8799%	0,0560
0,1845	0,2064	0,5161	3,7871E-05	3,8376E-05	1,3179%	0,3317
0,1241	0,2058	0,3483	2,1600E-05	2,2235E-05	2,8577%	0,1892
0,1170	0,2054	0,3288	2,4812E-05	2,4976E-05	0,6575%	0,2174
0,0273	0,2054	0,0768	6,7207E-07	6,8330E-07	1,6441%	0,0059
0,0505	0,2054	0,1461	5,0764E-06	5,0641E-06	-0,2438%	0,0445
0,0592	0,2054	0,1332	4,4730E-06	4,3720E-06	-2,3099%	0,0392
0,0241	0,2054	0,2714	6,2296E-07	6,1110E-07	-1,9412%	0,0055
0,0000	0,2053	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,2878	0,2053	2,2670	1,6136E-04	1,6063E-04	-0,4561%	1,4135
0,1907	0,2053	0,9226	8,5885E-05	8,6516E-05	0,7286%	0,7524



0,0275	0,2050	0,0773	8,8931E-07	8,8910E-07	-0,0233%	0,0078
0,3547	0,2050	1,3383	1,9218E-04	1,8731E-04	-2,5984%	1,6835
1,5539	0,2050	4,3757	2,1231E-03	2,1800E-03	2,6106%	18,5983
0,0497	0,2050	0,1401	1,9849E-06	1,9753E-06	-0,4845%	0,0174
0,0511	0,2050	0,4313	3,9884E-06	4,1001E-06	2,7238%	0,0349
0,3400	0,2050	3,5430	1,0622E-04	1,0868E-04	2,2683%	0,9304
0,0459	0,2050	0,1615	2,5207E-06	2,5907E-06	2,7017%	0,0221
0,0000	0,2050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2050	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0121	0,2050	0,0340	5,3683E-08	5,3700E-08	0,0323%	0,0005
0,0631	0,2050	0,5506	4,6240E-06	4,5922E-06	-0,6919%	0,0405
0,0395	0,2050	0,1334	2,7215E-06	2,7809E-06	2,1364%	0,0238
0,1680	0,2050	0,4731	4,7236E-05	4,5982E-05	-2,7279%	0,4138
0,0912	0,2050	0,2569	6,3693E-06	6,2959E-06	-1,1653%	0,0558
0,0364	0,2053	0,1024	2,5312E-06	2,5900E-06	2,2699%	0,0222
0,0740	0,2053	0,2083	1,0452E-05	1,0744E-05	2,7171%	0,0916
0,2252	0,2053	2,4075	5,4755E-05	5,5516E-05	1,3699%	0,4797
0,1684	0,2053	0,5920	5,4175E-05	5,5102E-05	1,6817%	0,4746
0,0634	0,2053	0,2391	5,8567E-06	5,9803E-06	2,0672%	0,0513
0,2338	0,2053	0,6577	3,8801E-05	3,9864E-05	2,6650%	0,3399
0,1421	0,2053	0,3996	1,8536E-05	1,8086E-05	-2,4914%	0,1624
0,0203	0,2053	0,0702	4,6039E-07	4,6420E-07	0,8206%	0,0040
0,0739	0,2053	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0358	0,2053	0,2078	1,4808E-06	1,4780E-06	-0,1912%	0,0130
0,0366	0,2053	0,1763	1,1170E-06	1,1370E-06	1,7587%	0,0098
0,1907	0,2053	0,2366	2,7872E-06	2,7577E-06	-1,0700%	0,0244
1,2165	0,2053	0,5900	2,8718E-05	2,8693E-05	-0,0883%	0,2516
0,1044	0,2053	4,4481	3,1795E-03	3,1566E-03	-0,7271%	27,8527
0,2514	0,2053	0,2936	1,3083E-05	1,3296E-05	1,6036%	0,1146

Tabla. 113

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 100kVA-7376.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	236,5200



LDPL180ACC	0,1800	236,5200
LDPL108ACC	0,1080	47,3040
LDPL108ACC	0,1080	47,3040
LDPS150ACC	0,1500	216,8100
LDPS250PCC	0,2500	131,4000
<b>Total</b>		<b>4115,4480</b>



100kVA-7409

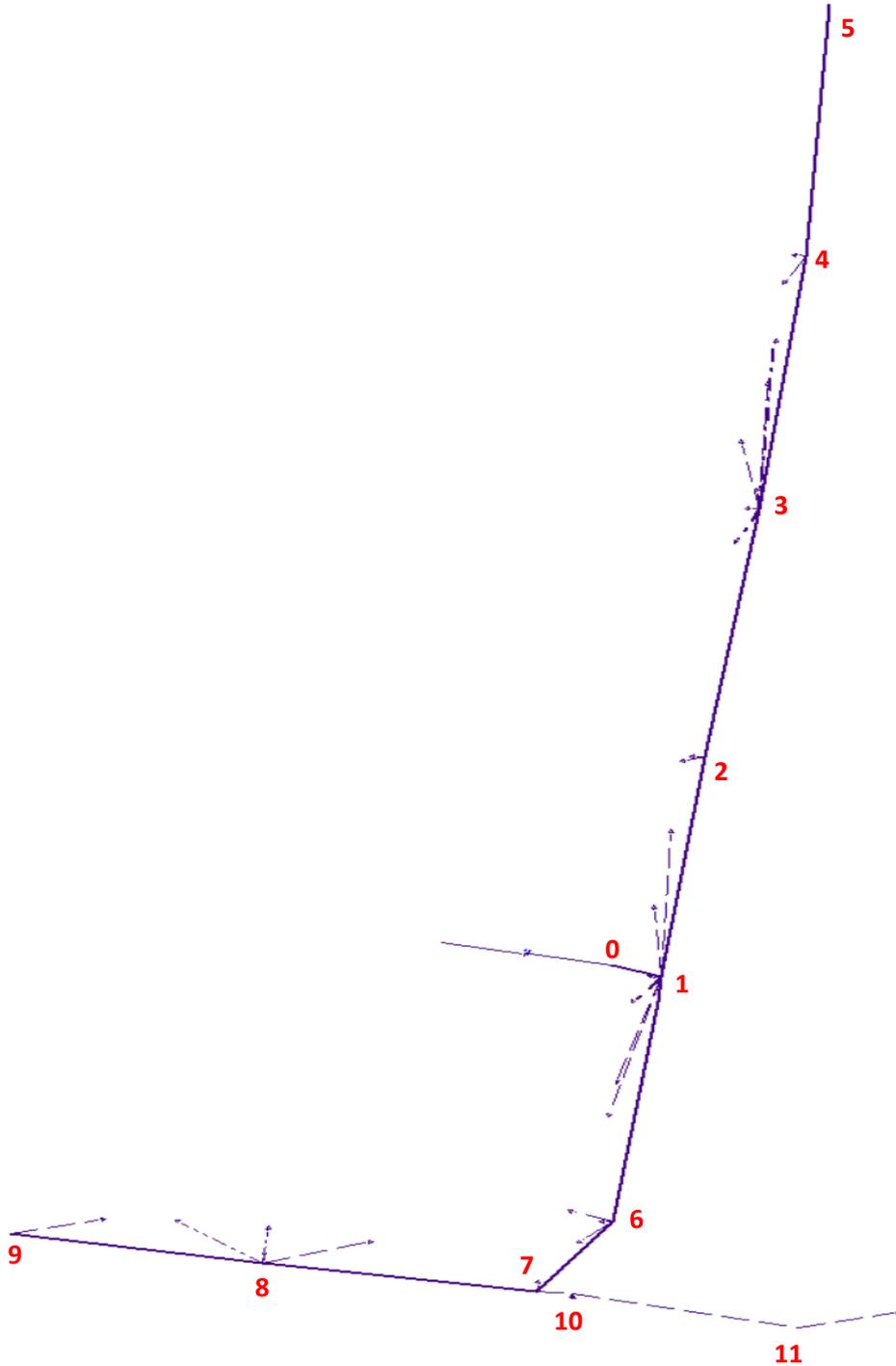


Fig. 54 Red eléctrica 100kVA-7409.



Tabla. 114

*Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 100kVA-7409.*

Nº Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	41,7098	105,1620	0,3347	0,3285	-1,8978%	947,0457
1-2	7,3230	18,4802	0,0361	0,0364	0,9279%	102,0999
2-3	6,3811	16,1514	0,0317	0,0325	2,5083%	89,7200
3-4	0,3770	0,8389	0,0001	0,0001	-1,9442%	0,2097
4-5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
1-6	5,8117	14,7270	0,0206	0,0209	1,2751%	58,3340
6-7	5,4171	13,6962	0,0072	0,0074	2,5482%	20,5021
7-8	5,0454	12,7716	0,0163	0,0167	2,5197%	46,1181
8-9	0,3798	0,9627	0,0001	0,0001	1,6761%	0,2656
7-10	0,1710	0,5421	2,5484E-06	2,5208E-06	-1,0965%	0,0072
10-11	0,1710	0,5479	3,2621E-05	3,3480E-05	2,5668%	0,0923

Tabla. 115

*Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 100kVA-7409.*

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0,2050	0,2271	0,6515	1,6254E-05	1,6521E-05	1,6174%	0,1424
2,0754	0,2270	6,5985	0,0039	0,0040	1,9195%	34,2384
0,0758	0,2272	0,2409	1,2301E-06	1,2499E-06	1,5858%	0,0108
1,0693	0,2270	3,3996	0,0020	0,0020	1,9089%	17,0902
1,1234	0,2279	3,5583	0,0029	0,0030	2,4177%	25,4582
1,4880	0,2288	4,6939	0,0011	0,0011	3,0132%	9,2338
0,7699	0,2281	2,4358	0,0001	0,0001	-0,3312%	0,6741
0,3798	0,2281	1,2017	0,0001	0,0001	2,0541%	1,1399
1,5702	0,2281	4,9680	0,0011	0,0011	2,0588%	9,2308
1,7033	0,2281	5,3892	0,0031	0,0032	2,3672%	27,1359
1,1914	0,2281	3,7694	0,0014	0,0014	2,1925%	12,3010
0,1710	0,2276	0,6886	4,8357E-05	4,7871E-05	-1,0143%	0,4236
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000



0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0000	0,2277	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000%	0,0000
0,0488	0,2278	0,1545	9,8774E-07	9,8870E-07	0,0970%	0,0087
0,1738	0,2278	0,5505	1,1824E-05	1,1837E-05	0,1125%	0,1036
21,3665	0,2281	54,0861	0,0037	0,0036	-2,0180%	32,1100
0,2287	0,2281	0,7237	4,6968E-05	4,6516E-05	-0,9727%	0,4114
1,9338	0,2281	6,1190	0,0074	0,0074	-0,0226%	64,4146
0,0845	0,2278	0,2679	1,4108E-05	1,3933E-05	-1,2540%	0,1236
1,8688	0,2278	5,9212	0,0052	0,0052	-0,5557%	45,8379
2,9207	0,2276	9,2631	0,0025	0,0024	-1,6530%	21,5851

Tabla. 116

*Pérdidas técnicas en el alumbrado público de la red 100kVA-7409.*

Tipo de luminarias	Potencia de la luminaria (kW)	Pérdidas en el equipo (kWh/año)
LDPL180ACC	0,1800	78,8400
LDPL210ACC	0,2100	91,9800
LDPL210ACC	0,2100	91,9800
<b>Total</b>		<b>578,1600</b>



**250kVA-22679**

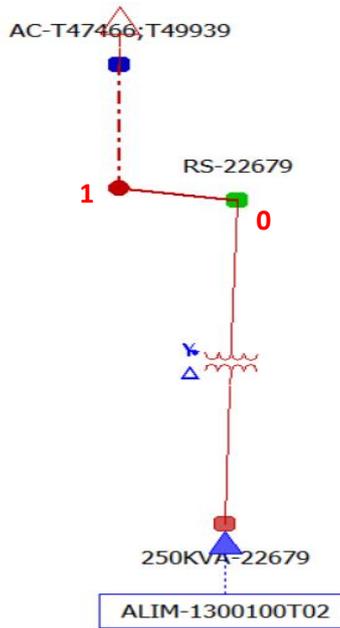


Fig. 55 Red eléctrica 250kVA-22679.

Tabla. 117

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 250kVA-22679.

Nº Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	95,4433	259,5794	0,0692	0,0713	2,8430%	196,0438

Tabla. 118

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 250kVA-22679.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
95,4433	0,2087	263,9838	4,2457	4,1910	-1,3070%	37192,7993



300kVA-13127

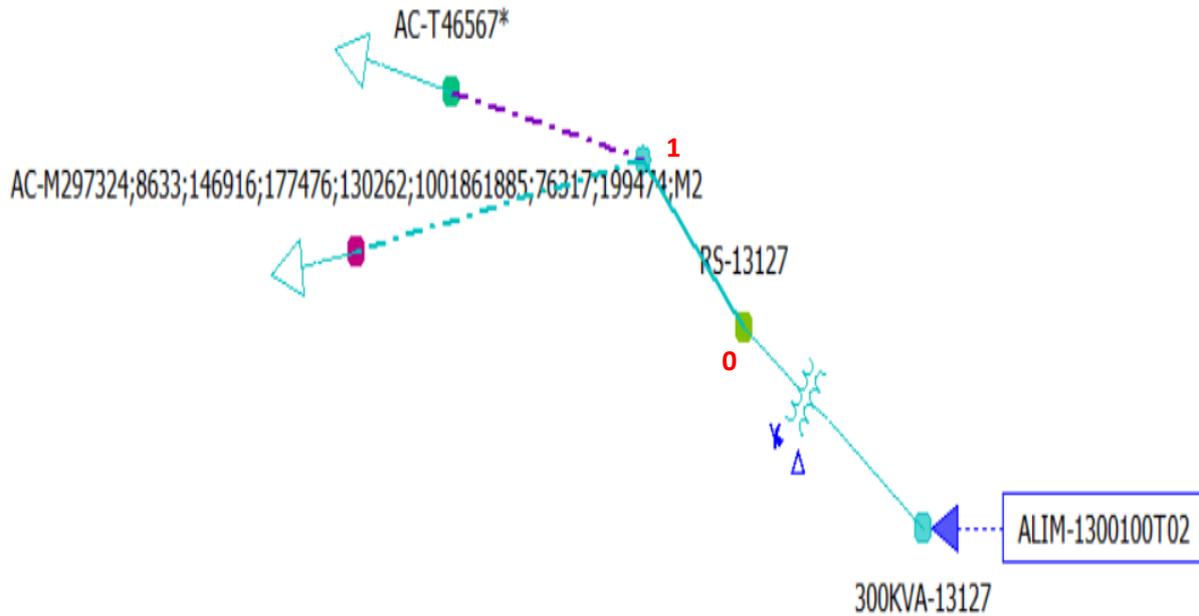


Fig. 56 Red eléctrica 300kVA-13127.

Tabla. 119

Pérdidas técnicas en secundarios de la red de 300kVA-13127.

N° Tramo	Demanda (kVA)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
0-1	30,7169	83,8779	0,0056	0,0055	-2,6333%	15,9700

Tabla. 120

Pérdidas técnicas en acometidas de la red de 300kVA-13127.

Demanda (kVA)	Voltaje de línea (kV)	Corriente (A)	Valor calculado (kW)	Valor teórico (kW)	Error	Pérdidas de energía (kWh/año)
1,6964	0,2112	4,6380	0,0057	0,0059	2,2976%	50,1194
29,0206	0,2090	80,1846	0,5556	0,5423	-2,4647%	4867,8167