

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Ingeniería en Electricidad

**PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE EN EL PARQUE
CENTRAL 23 DE JULIO UBICADO EN EL CENTRO HISTÓRICO DEL
CANTÓN CAYAMBE**

Trabajo de grado presentado ante la ilustre Universidad Técnica del
Norte previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Andy Javier Galvis Olmedo

Director:

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Ibarra – Ecuador

2023



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN

A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

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			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1725962227		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Galvis Olmedo Andy Javier		
DIRECCIÓN:	Eugenio Espejo y Dolores Veintimilla		
EMAIL:	ajgalviso@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	02230849	TELÉFONO MÓVIL:	0984778733

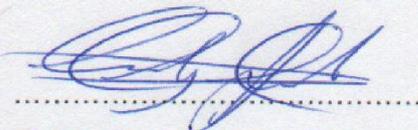
DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE EN EL PARQUE CENTRAL 23 DE JULIO UBICADO EN EL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE.
AUTOR (ES):	Galvis Olmedo Andy Javier
FECHA: DD/MM/AAAA	19/10/2023
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

Constancia

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 esta y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 19 días del mes de octubre de 2023

EL AUTOR:



Galvis Olmedo Andy Javier

C.I. 1725962227



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS

ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR

Ing. Ramiro Vásquez MSc.

Certificación

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante: Galvis Olmedo Andy Javier, certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado **“PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE EN EL PARQUE CENTRAL 23 DE JULIO UBICADO EN EL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE”**. Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico: aprobando la defensa, impresión y empastado.

Ing. Ramiro Vásquez MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE GRADO

Agradecimiento

Agradezco a Dios por guiar mi camino; darme la fuerza y voluntad para culminar esta etapa tan importante de vida en mi formación profesional.

Mi más sincero agradecimiento al MSc. Ramiro Vásquez por su acertada guía en el desarrollo de este proyecto, por su profesionalismo y su enorme calidad humana.

Un agradecimiento especial a mis padres que, gracias a ellos y su esfuerzo han logrado apoyarme.

Agradezco a mi abuelita Gloria, por todo el amor, tiempo y sacrificio que ha dispuesto en mí, por estar siempre pendiente de mí.

Agradezco a mis tíos; José Luis, Luz América, Roberto Carlos por todo su cariño y apoyo durante estos años.

Agradezco a mi enamorada que es todo para mí.

Dedicatoria

La idea de esta aventura se la agradezco a mi tío José Luis, a él, a mi madre Mayra y a mi padre Carlos, a ellos por ser mi apoyo, por ser guía y soporte en los momentos más difíciles de mi vida.

A mi abuelita Gloria, por todo su amor, su tiempo y tantos sacrificios que ha hecho por mí.

Dedico este trabajo a mi hermana Wendy Nayeli y mi hermano Mateo Sebastián a quienes quiero con todo mi corazón, demostrándoles que nada es imposible y que todo se puede lograr con esfuerzo y dedicación sin importar lo difícil que parezca.

A mis tíos; José Luis, Luz América y Roberto Carlos, por todo su cariño y apoyo constante durante estos años.

A mi enamorada Karen por todo el amor y cariño, pero sobre todo por su constancia y paciencia desmedida.

Tabla de contenido

Identificación de la obra	I
Agradecimiento	IV
Dedicatoria.....	V
Tabla de contenido.....	VI
Índice de Figuras.....	X
Índice de Cuadros	XII
Resumen.....	XIV
Abstract.....	XV
Introducción	XVI
CAPÍTULO I	1
1.1 Sistema eléctrico de potencia.....	1
1.1.1 Sistema de distribución	1
1.1.2 Red de distribución aérea.....	2
1.1.3 Red de distribución subterránea.....	3
1.2 Criterios homologados para el diseño del soterramiento	3
1.2.1 Normativa vigente	3
1.2.2 Identificador nemotécnico de las unidades de propiedad y construcción.....	4
1.2.3 Conductores.....	4
1.2.4 Obra civil	6
1.2.5 Obra eléctrica.....	11
1.3 Demanda.....	13
1.3.1 Demanda máxima	13
1.3.2 Factor de demanda	14
1.3.3 Demanda del transformador.....	14
1.3.4 Demanda coincidente o diversificada	14

1.3.5	Demanda no coincidente.....	14
1.3.6	Factor de diversificación.....	14
1.3.7	Factor de coincidencia	14
1.4	Calidad de energía.....	14
1.5	Caída de voltaje	15
1.6	Normas de diseño de redes de distribución.....	15
CAPÍTULO II		16
2.1	Delimitación de la zona	17
2.2	Descripción de la red y equipos.....	18
2.2.1	Subestación de servicio para alimentadores primarios.....	18
2.2.2	Red de distribución para MV y BV.....	18
2.2.3	Estructuras eléctricas instaladas en postes.....	23
2.2.4	Alumbrado público.....	24
2.2.5	Alumbrado ornamental	24
2.2.6	Centros de transformación	25
2.2.7	Seccionamiento de protección.....	26
2.3	Validación entre datos de campo y ArcGIS	29
2.3.1	Datos que no existen en la base de datos ArcGIS.....	29
2.3.2	Datos que presentes en la base de datos ArcGIS, pero son inexistentes en el campo	29
2.3.3	Datos de campo que no coinciden con la base de datos ArcGIS.....	30
2.4	Descripción de la demanda	30
2.4.1	Diagnóstico de la red eléctrica actual	31
2.4.2	Descripción del consumo	39
2.4.3	Adecuación de redes de distribución de EmelNorte	40
2.4.4	Estimación de la demanda eléctrica a partir del consumo con el método de la REA	41
CAPÍTULO III		48
3.1	Diseño subterráneo	50

3.2	Diseño en obra civil	51
3.2.1	Banco de ductos.....	51
3.2.2	Zanjas	52
3.2.3	Pozos	53
3.2.4	Cámaras eléctricas.....	53
3.3	Diseño de obra eléctrica.....	54
3.1.1	Análisis de iluminación	54
3.1.2	Red de distribución primaria.....	56
3.1.3	Red de distribución secundaria	56
3.1.4	Seccionamiento y protección.....	56
3.4	Descripción de estructuras	59
3.5	Memoria técnica de la propuesta técnica.....	62
3.6	Plano integral de la propuesta de diseño.....	62
3.6.1	Diseño de obra civil	62
3.6.2	Diseño de obra eléctrica	63
	Referencias.....	66
	Conclusiones	68
	Recomendaciones	69
	ANEXO A Estructura de unidades de propiedad y construcción para redes subterráneas	70
	ANEXO B Postes instalados para la red de MV	71
	ANEXO C Postes instalados para la red de MV	71
	ANEXO D Transformadores instalados en la zona.....	72
	ANEXO E Tipos de seccionamientos	73
	ANEXO F Seccionamiento de protección en redes de MV	74
	ANEXO G Modelado del sistema en software CYME	74
	ANEXO H Datos de consumo extraídos de ArcGIS.....	75
	ANEXO I Computo para el dimensionamiento del transformador CT_1	76
	ANEXO J Computo para el dimensionamiento del transformador CT_2.....	78

ANEXO K Computo para el dimensionamiento del transformador CT_3	80
ANEXO L Caídas de MV	82
ANEXO M Caídas de BV.....	83
ANEXO N Configuración de banco de ductos	85
ANEXO O Detalle de pozos	87
ANEXO P Montaje de transformador padmounted en cámara eléctrica	90
ANEXO Q Diseño de obra civil en canalización.....	91
ANEXO R Análisis de diseño de alumbrado público en DiaLux.....	92
ANEXO S Transición aérea a subterránea del alimentador	95
ANEXO T Diseño soterrado de red primaria en ArcGIS	95
ANEXO U Diseño de red secundaria en AutoCAD Estudiantil.....	96
ANEXO V Barraje desconectable.....	97
ANEXO W Detalle de acometida.....	97
ANEXO X Diseño de malla de puesta a tierra	98
ANEXO Y Memoria técnica	100

Índice de Figuras

Figura 1 Sistema de distribución de energía eléctrica. Fuente: Red de distribución de energía eléctrica, (Wikipedia, 2022).....	1
Figura 2 Esquema del sistema de potencia y distribución. Fuente: Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía, (Castaño, 1995).....	2
Figura 3 Conductor de medio voltaje. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).....	5
Figura 4 Separadores de tubería PVC. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).....	6
Figura 5 Banco de Ductos. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).	8
Figura 6 Soporte para conductores. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).	11
Figura 7 Transformador tipo sumergible. Fuente: (IDEL, n.d.)	13
Figura 8 Transformador tipo Pedestal. Fuente: (INTRA, n.d.).....	13
Figura 9 Zona de estudio. Fuente: Google Earth.	17
Figura 10 Ubicación de datos de ArcGIS. Fuente: EMELNORTE	19
Figura 11 Usuarios de la zona. Fuente: Base de Datos ArcGIS.....	20
Figura 12 Red de medio voltaje. Fuente: SigWEB.....	21
Figura 13 Red aérea de MV. Fuente: Autor.	21
Figura 14 Red de bajo voltaje. Fuente: SigWEB.....	22
Figura 15 Red aérea de BV. Fuente: Autor.....	22
Figura 16 Ubicación de centros de transformación. Fuente: EmelNorte.	26
Figura 17 Protección lado secundario del transformador. Fuente: Autor.....	28
Figura 18 Ubicación de transformadores. Fuente: SigWEB.....	31
Figura 19 Alimentadores 1 y 7 de la subestación Cayambe. Fuente: ArcGIS.	32
Figura 20 Alimentador 01 Subestación Cayambe. Fuente: Autor.....	35
Figura 21 Alimentador 07 Subestación Cayambe. Fuente: Autor.....	36
Figura 22 Estratos de zona en estudio. Fuente: ArcGIS.	46
Figura 23 Porcentaje de Ocupación del Suelo. Fuente: GADIP Municipio de Cayambe.	49
Figura 24 Parque Central "23 de Julio". Fotografía: Marco Monteros.	50

Figura 25 Agrupación de usuarios por zonas. Fuente: Autor.	50
Figura 26 Banco de ductos. Fuente: MEM.....	52
Figura 27 Resumen de tipo de lámpara. Fuente: DiaLux.	55
Figura 28 Resultados de iluminación en calzada. Fuente: DiaLux.	55
Figura 29 Resultados de iluminación. Fuente: DiaLux.	55
Figura 30 Diseño de malla de puesta a tierra en ETAP. Fuente: ETAP.	58

Índice de Cuadros

TABLA 1 Estandarización de conductores para medio voltaje.....	4
TABLA 2 Particularidades de conductores en MV	5
TABLA 3 Particularidades de conductores de BV.....	6
TABLA 4 Profundidad mínima de banco de ductos	7
TABLA 5 Particularidades de ductos para canalizaciones	8
TABLA 6 Dimensiones y tipos de pozos según el MEER	9
TABLA 7 Medidas homologadas para cámaras eléctricas.....	11
TABLA 8 Límites para el índice de nivel de voltaje	15
TABLA 9 Subestaciones y alimentadores de la zona.....	18
TABLA 10 Postes instalados de semaforización.....	23
TABLA 11 Estructuras Aéreas existentes de MV.....	23
TABLA 12 Estructuras Aéreas existentes de BV	24
TABLA 13 Luminarias instaladas.....	24
TABLA 14 Alumbrado ornamental existente	24
TABLA 15 Centros de transformación existentes	25
TABLA 16 Tirafusibles recomendados por Emelnorte	27
TABLA 17 Clasificación tipo "T".....	27
TABLA 18 Protecciones lado secundario del transformador.....	28
TABLA 19 Elementos inexistentes en ArcGIS	29
TABLA 20 Datos de transformadores inexistentes en la zona	29
TABLA 21 Datos de postes inexistentes en la zona.....	30
TABLA 22 Datos de luminarias inexistentes en la zona.....	30
TABLA 23 Datos de campo que no coinciden con la base de datos ArcGIS.....	30
TABLA 24 Transformadores conectados el circuito 1300020T01	32
TABLA 25 Transformadores conectados el circuito 1300020T07	33
TABLA 26 Corriente de cortocircuito	33
TABLA 27 Mediciones del circuito 1300020T01	34
TABLA 28 Mediciones del circuito 1300020T07	34
TABLA 29 Resultados de simulación.....	36
TABLA 30 Resultados de simulación.....	36
TABLA 31 Tap del transformador trifásico.....	37
TABLA 32 Tap del transformador trifásico	38
TABLA 33 Tap del transformador monofásico	38
TABLA 34 Tap del transformador monofásico	39

<i>TABLA 35 Datos de consumo extraídos de la base de datos ArcGIS.....</i>	<i>40</i>
<i>TABLA 36 Datos de consumo de la base de datos ArcGIS</i>	<i>42</i>
<i>TABLA 37 Demanda Máxima Coincidente.....</i>	<i>43</i>
<i>TABLA 38 Factor de coincidencia.....</i>	<i>44</i>
<i>TABLA 39 Demanda Máxima Coincidente Total.....</i>	<i>44</i>
<i>TABLA 40 Clasificación de estratos.....</i>	<i>45</i>
<i>TABLA 41 Demanda de diseño</i>	<i>46</i>
<i>TABLA 42 Configuración de banco de ductos</i>	<i>51</i>
<i>TABLA 43 Tipos de pozos proyectados.....</i>	<i>53</i>
<i>TABLA 44 Resistividad de diferentes tipos de suelos.....</i>	<i>57</i>
<i>TABLA 45 Parámetros de la malla para CT_1</i>	<i>58</i>
<i>TABLA 46 Transición aérea-subterránea para tres fases en estructura centrada.....</i>	<i>59</i>
<i>TABLA 47 Banco de ductos en acera de configuración 2x3 de 100 mm.....</i>	<i>60</i>
<i>TABLA 48 Pozos para redes subterráneas tipo B.....</i>	<i>61</i>
<i>TABLA 49 Materiales de transformadores.....</i>	<i>61</i>
<i>TABLA 50 Equipos de protección y seccionamiento.....</i>	<i>62</i>

Resumen

La energía eléctrica es una necesidad primordial para el desarrollo de una región, esto es posible con la ayuda de redes de distribución eléctricas aéreas o subterráneas, mismas que transportan energía desde la generación hasta los usuarios finales. Desafortunadamente el centro histórico de Cayambe está compuesto de redes de distribución eléctrica aéreas, las que no solo causan contaminación visual sino también restan el valor estético de la zona. El presente trabajo realiza una propuesta técnica para el soterramiento de la red de distribución de medio y bajo voltaje del centro histórico del cantón Cayambe, la zona se encuentra comprendida entre las calles Terán, Rocafuerte, Sucre y Bolívar, en la propuesta cumple con las normas de diseño propuestas por el MEM y las regulaciones vigentes en el país. El paso inicial involucró visitas técnicas para el diagnóstico del estado de la red actual de la zona. La evaluación se realizó mediante simulaciones con programas que permitió determinar el estado de operación de la red, analizando la carga instalada y flujo de carga de los alimentadores conectados de la subestación Cayambe, adicionalmente se utilizó el software ArcGIS que es una base de datos georreferenciada que brinda información de los circuitos, equipos, estructuras, número de usuarios y localización para realizar el diseño de la red. A partir de los datos se realiza el diseño de los planos en el Software AutoCAD Estudiantil y ArcGIS, teniendo así dos planos, siendo éstos distribución de medio, bajo voltaje y alumbrado público, además el plano de canalización, los cuales cumplen con las normas de construcción propuestas por el MER y la regulación 002/20 para caídas de voltaje. La propuesta de diseño puede ser presentada para el proyecto y puede ser interpretado por profesionales en electricidad.

Palabras claves: energía eléctrica, red de distribución, carga instalada, transformador, línea eléctrica subterránea.

Abstract

Electrical energy is a primary need for the development of a region, this requirement is fulfilled through electrical distribution networks, which can be aerial or underground, responsible for transporting energy from generation sources to end-users. Unfortunately, the historic center of Cayambe is made up of overhead electrical distribution networks, which not only cause visual contamination but also detract from the aesthetic value of the area. The present work makes a technical proposal for the burying of the medium and low voltage distribution network of the historic center of the Cayambe canton, the area is included in the streets Terán, Rocafuerte, Sucre and Bolívar, a proposal that complies with the standards of design proposed by the MEM and the regulations in force in the country. The initial step involved technical visits to diagnose the state of the current network in the area. The evaluation was carried out through simulations with programs that allowed determining the state of operation of the network, analyzing the installed load and load flow of the connected feeders of the Cayambe substation. Additionally, the ArcGIS software was used, which is a georeferenced database that It provides information on the circuits, equipment, structures, number of users and location to carry out the design of the network. From the data, the design of the plans is carried out in the AutoCAD Student Software and ArcGIS, thus having two plans, these being the distribution of medium, low voltage and public lighting, and the channeling plan, which comply with the standards of construction proposed by the MER and regulation 002/20 for voltage drops. The design proposal can be submitted for the project and can be interpreted by electrical professionals.

Key words: electric power, distribution network, installed load, transformer, underground power line.

Introducción

La energía eléctrica es una necesidad primordial para el desarrollo de una región, los sistemas de distribución son encargados de transportar la energía eléctrica desde una subestación hasta el usuario final ya sea en un sistema aéreo o subterráneo, siendo la red de distribución un elemento importante para abastecer de energía eléctrica (Edesa, 2022).

En sistemas de distribución de energía eléctrica, los proyectos para la construcción, diseño y reforzamiento de redes de distribución se ejecutan ya sea para mejorar la confiabilidad del sistema o para el cumplimiento de normas establecidas por empresas distribuidoras con el objetivo de atender al usuario final, y se crean en base a su necesidad de construcción, estas pueden ser de tipo subterráneas o aéreas (Aucapiña & Niola, 2012).

La distribución de energía en medio voltaje se realiza, desde las subestaciones hasta los centros de transformación, mientras que la red en bajo voltaje comienza desde el centro de transformación hasta llegar al usuario final (Loor, 2018). Las redes de distribución subterráneas se ejecutan como una alternativa a las redes de distribución aéreas porque son más seguras y brindan mejor estética en la distribución de energía eléctrica en medio y bajo voltaje, debido a que los circuitos de distribución eléctrica se instalan mediante conductos empotrados por separado en el suelo (VIESGO, 2018).

A nivel mundial, los sistemas de distribución han ido mejorando con el pasar del tiempo, se ha fortalecido la tendencia de cambiar los conductores aéreos por conductores subterráneos debido a las ventajas que el sistema subterráneo trae consigo como por ejemplo es más seguro que los conductores se encuentren aislados en el suelo para los usuarios y brinda mejor estética en una ciudad. De esta manera, muchas ciudades han implementado esta configuración en los conductores de redes de distribución eléctrica logrando la reducción de pérdidas técnicas, disminución de fallas por agentes externos y logrando una mejor eficiencia y estética en el lugar (Aparicio, 2017).

En nuestro país, esta tendencia de distribución eléctrica se ha considerado y es notorio el crecimiento de redes de distribución subterráneas en varias ciudades principalmente en los parques, centros históricos y calles principales a nivel nacional, debido a las ventajas que el sistema ofrece (Cuasapaz, 2021).

Siendo así, el cantón Cayambe cuenta con circuitos de distribución eléctrica subterráneos en calles principales como la calle Rocafuerte de gran actividad comercial, y en las calles Sucre y Bolívar que pertenecen al casco central de Cayambe, pero que no llegan al Parque Central "23 de Julio" ubicado en las calles Rocafuerte, Terán, Sucre y Bolívar del cantón

Cayambe que es el atractivo turístico cultural de la ciudad por su historia y que actualmente se encuentran conductores eléctricos de medio y bajo voltaje sobre postes de hormigón que además tienen conductores de teléfono, fibra de internet y teléfono que afectan la estética en el centro histórico del Cantón.

I. Planteamiento del problema

En el Parque Central “23 de Julio” del cantón Cayambe ubicado en el centro histórico de la ciudad comprendido entre las calles: Rocafuerte, Terán, Sucre y Bolívar, actualmente está compuesto de redes de distribución eléctrica aéreas de medio y bajo voltaje, estas redes de distribución están ubicadas sobre postes de hormigón que además del tendido eléctrico de medio y bajo voltaje también se encuentra la fibra de internet, cables de televisión y teléfono que provocan una clara contaminación visual.

También existe el riesgo de que los conductores de la red de medio y bajo voltaje puedan tener contacto directo con la fachada o balcones de las casas y edificios, lo cual debido a la proximidad de los conductores puede ser muy peligroso para los usuarios causando accidentes graves.

II. Formulación del problema

¿Cómo realizar una propuesta técnica para el mejoramiento del desempeño de la red de distribución eléctrica a través del soterramiento de la red de distribución de medio y bajo voltaje del centro histórico del cantón Cayambe?

III. Justificación

El centro histórico del cantón Cayambe guarda entre sus calles historia del Cayambe antiguo, el Parque Central “23 de Julio” es considerado como el símbolo de la ciudad que desde hace décadas ha recibido turistas locales y extranjeros, a sus alrededores se encuentra el Gobierno Autónomo Descentralizado, la Iglesia Matriz San Pedro de Cayambe construida en 1887 de arquitectura histórica que conserva sus formas de origen colonial, el Museo Arqueológico que funciona en el edificio “Centro Cultural Espinosa Jarrín” construido en el año de 1920, una importante entidad financiera, y demás locales comerciales que componen la zona, todos estos forman parte del centro histórico del cantón que actualmente está compuesto de redes de distribución aéreas.

La importancia de la propuesta técnica radica en la necesidad de ofrecer una solución a los cayambeños y personas que visitan el centro histórico con una mejor estética y redistribución homogénea de carga para la red de distribución de energía eléctrica, debido a que es un sector cultural importante y altamente comercial. De esta manera se realiza una investigación para el dimensionamiento de los elementos presentes en el circuito en base a la regulación nacional existente.

La propuesta técnica tendrá gran impacto ambiental debido a que los conductores de distribución se encontrarán de forma subterránea brindando una mejor estética, además el sistema será más seguro para los usuarios y personas que visiten el lugar.

Los principales beneficiarios serán los usuarios que residan o trabajen en algún edificio o casa alrededor del Parque Central "23 de Julio", además de turistas locales y extranjeros que visiten el centro histórico de la ciudad, logrando de esta manera realizar la redistribución de carga y eliminar el impacto visual e inseguridad de los conductores de distribución eléctrica.

IV. Alcance

La presente propuesta técnica se llevará a cabo en el Parque Central "23 de Julio", ubicado en el centro histórico del cantón Cayambe comprendido entre las calles: Rocafuerte desde la calle Sucre hasta la calle Bolívar, calle Terán desde la calle Sucre hasta la calle Bolívar, calle Sucre desde la calle Ascázubi hasta la calle Terán y calle Bolívar desde la calle Ascázubi hasta la calle Terán.

Para realizar el diseño, se utilizará la información del porcentaje de utilización del suelo de la zona en estudio para realizar la propuesta técnica del diseño de la red eléctrica en medio y bajo voltaje, se realizará un diagnóstico previo del estado actual de la red mediante simulaciones utilizando el software CYME para modelar todo el sistema de distribución y abordar las necesidades de la simulación, y mediante el software ArcGIS se contará con datos geolocalizados para analizar la información de la red eléctrica, parámetros eléctricos y el estado de operación de la red mencionada. El diseño se realizará utilizando el software AutoCAD que es un software desarrollado específicamente para diseñar, crear y modificar los esquemas de controles eléctricos.

Se diseñará el sistema eléctrico subterráneo considerando la homologación de las Unidades de Propiedad (UP) y Unidades de Construcción (UC), propuestas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) ahora (MEM) para redes de distribución subterránea, con el fin de cumplir las exigencias de estándares internacionales, para brindar

comodidad y seguridad en la ubicación de los conductores, transformadores, y alumbrado público ubicados en postes de hormigón.

Se analizará las caídas de voltaje, conforme a los niveles de voltaje permisibles en la regulación del ARCERNNR 002/20 para garantizar un servicio eléctrico eficiente para los usuarios del sector en estudio, garantizando la continuidad del servicio (ARCERNNR, 2020).

La propuesta técnica se elaborará solamente del sistema eléctrico, para el sistema de distribución del Parque Central “23 de Julio” del cantón Cayambe, donde las redes de telecomunicación se ubicarán en un ducto de canalización, conforme a la normativa actual.

V. Objetivos

Objetivo General

Realizar una propuesta técnica para el soterramiento de la red de distribución de medio y bajo voltaje en el centro histórico del cantón Cayambe para el mejoramiento del desempeño de la red de distribución, aplicando la normativa existente.

Objetivos Específicos

- ❖ Describir las metodologías utilizadas para el diseño soterrado de las redes de distribución.
- ❖ Realizar un diagnóstico de la red eléctrica de distribución actual en la zona de estudio.
- ❖ Realizar una propuesta técnica del diseño de la red eléctrica en medio y bajo voltaje.

CAPÍTULO I

Revisión bibliográfica

1.1 Sistema eléctrico de potencia

“Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, su función principal es llevar la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo de forma segura” (Castaño, 1995, pág. 3). Según Castaño (1995), para cumplir con las necesidades del usuario es necesario realizar grandes inversiones, estudios, planeamientos y una operación compleja que garantice un servicio de buena calidad y seguridad al usuario.

A continuación, la Figura 1, presenta un esquema unifilar del sistema de distribución desde la central de generación hasta los usuarios.

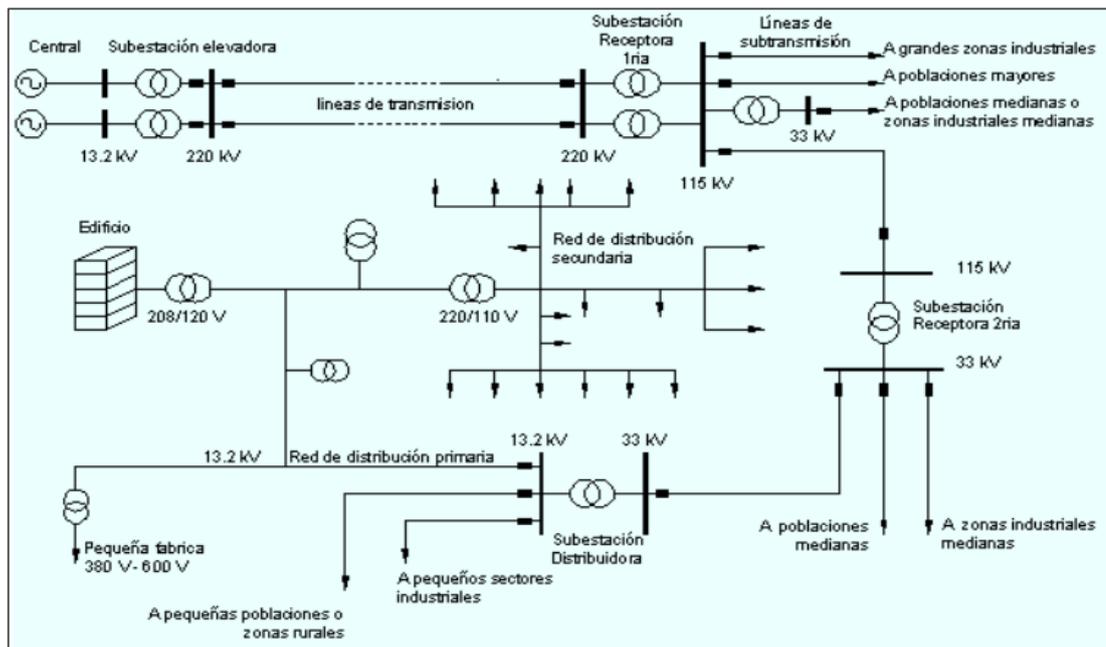


Figura 1 Sistema de distribución de energía eléctrica.
Fuente: Red de distribución de energía eléctrica, (Wikipedia, 2022).

1.1.1 Sistema de distribución

Un sistema de distribución se puede definir como:

Parte de un sistema de potencia en donde cuenta con electricidad que se debe distribuir entre los usuarios que se encuentran dispersos en grandes territorios, de tal manera que la generación se realiza en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diferentes magnitudes. (Juárez, 1995, Pág. 11)

El sistema de distribución eléctrica cumple la función de suministrar energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta los usuarios, como indica Malea (2015), en las redes de distribución es donde desembocan las redes de transmisión, aquí se puede encontrar conductores, equipos de sujeción, protección y maniobra que realizan funciones de distribución eléctrica, se encuentran también los equipos necesarios para la reducción del voltaje para brindar un buen servicio al usuario final.

El sistema de distribución posee entre sus componentes “subestación principal de potencia, sistema de subtransmisión, subestación de distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución y demás servicios secundarios (Juárez, 1995).

Donde estos componentes son usados en redes de distribución aéreas y subterráneas.

En la siguiente representación gráfica, en la Figura 2, se exhibe un sistema de distribución de eléctrica que se extiende desde la central generadora hasta usuario residencial o industrial con sus respectivos voltajes de entrega.

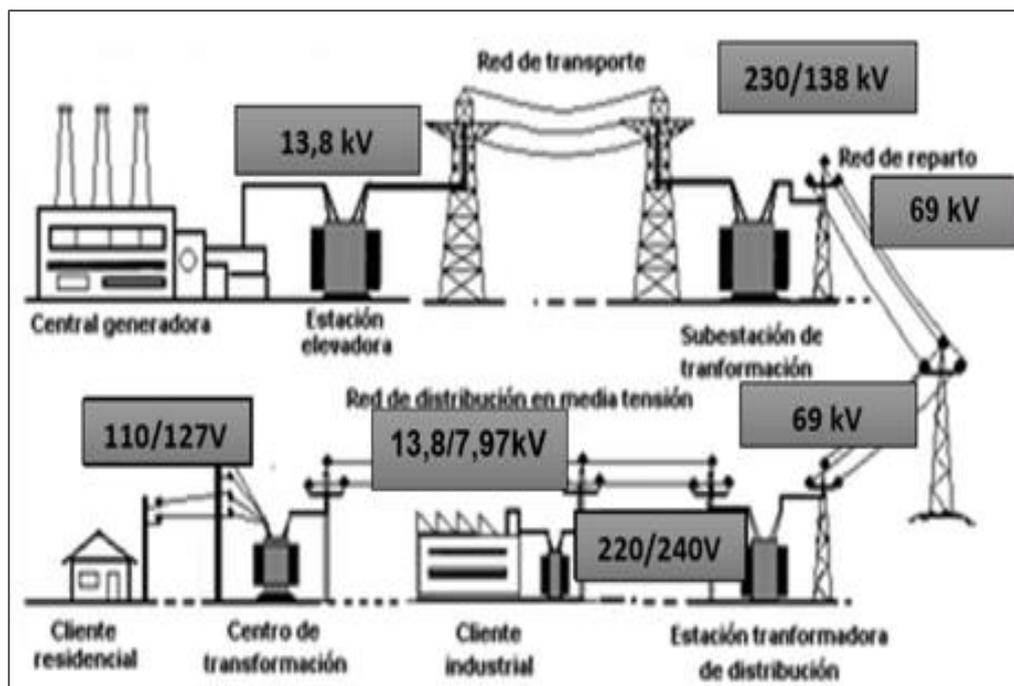


Figura 2 Esquema del sistema de potencia y distribución.
Fuente: Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía, (Castaño, 1995).

1.1.2 Red de distribución aérea

La red aérea de distribución eléctrica se encuentra instalada por encima del suelo, según Castaño (1995), las redes de distribución aéreas se configuran mediante un conjunto de cables sin recubrimiento, que se sostienen a través de aisladores dispuestos en cruces y en postes hechos de hormigón, fibra de vidrio y madera.

1.1.3 Red de distribución subterránea

La red de distribución subterránea se emplea en áreas donde no es aconsejable debido a consideraciones de estética, urbanismo, congestión o seguridad. La red de distribución subterránea realiza la misma función que la aérea, la distinción se basa en que el sistema de distribución no es visible porque se encuentra soterrado dentro de cámaras eléctrica, pozos, zanjas y ductos.

Según Juárez (1995), las redes subterráneas tienen una gran ventaja frente a las redes de distribución aéreas ya que mejoran el nivel de estética, seguridad, urbanismo y congestión, son utilizadas cuando se atienden grandes demandas de energía donde se requiere una gran continuidad del servicio debido a la densidad de carga. Asimismo, la confiabilidad de la red subterránea se debe a su protección contra amenazas como descargas atmosféricas, fuertes vientos, hurto y daños externos.

Según Castaño (1995), la red eléctrica subterránea incluye conductos separados que pueden ser de PVC tipo EB o DB o pueden ser de metal rígido conduit y su diámetro debe ser inferior a 4 pulgadas; cables que pueden ser de uno o tres conductores provistos con aislamiento dieléctrico en polietileno reticulado (XLPE) o aluminio, cámaras eléctricas de frente muerto que deben contar con ventilación, evacuación de agua y acceso para el personal para verificación, reparación y pruebas de funcionamiento.

1.2 Criterios homologados para el diseño del soterramiento

Para llevar a cabo la planificación de una red de distribución eléctrica subterránea, es esencial considerar las regulaciones de construcción en vigor en Ecuador. Estas regulaciones son actualmente promovidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para redes aéreas y subterráneas.

1.2.1 Normativa vigente

El diseño de la obra civil se ejecuta considerando la “*Homologación de Unidades de Propiedad*” propuestas por el MEM en obra civil y eléctrica, donde especifica la homologación para ductos, pozos y cámaras eléctricas.

La obra eléctrica se encuentra regulada por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y además la Agencia de Regulación y Control de las Telecomunicaciones.

1.2.2 Identificador nemotécnico de las unidades de propiedad y construcción

El MEM establece un sistema de identificación que consta de cinco campos definiendo así su organización y estructura. De estos campos, dos se destinan a la identificación de las unidades de propiedad, y los tres campos restantes se aplican a las unidades de construcción.

En el ANEXO A, se expone dicha estructura.

1.2.3 Conductores

Los conductores eléctricos tienen baja resistencia al movimiento de la carga y dependiendo de su carga se elige el tipo apropiado de conductor, según Juárez (1995), el proceso de elección de conductores en una instalación eléctrica comienza con la selección del conductor apropiado según las circunstancias de funcionamiento del circuito.

1.2.3.1 Conductores de MV

Según EMELNORTE (2016), la Dirección de Planificación realizó estudios sobre la selección de conductores a nivel de 13,8 kV con el objetivo de asegurar una adecuada coordinación de protecciones y mitigar problemas potenciales.

Por esta razón, se muestra la siguiente agrupación de conductores con el calibre de conductor recomendado en la TABLA 1

TABLA 1
Estandarización de conductores para medio voltaje

Tipo	Calibre del conductor
Troncal principal y derivación primaria	ACSR 3/0
Derivación secundaria	ACSR 2/0
Derivación terciaria y posteriores	ACSR 1/0

Nota. Fuente: (EMELNORTE, 2016).

Verificando el manual de construcción propuesto por el MEM, indica que:

El sistema de distribución subterráneo para Medio Voltaje (MV), se utilizará cables monoplares con conductor de cobre aislados (100% y 133% de nivel de aislamiento) con polietileno reticulado termoestable (XLPE) o polietileno reticulado retardante a la arborescencia (TRXLPE) para voltajes de 15 kV, 25 kV y 35 kV. (MEM, 2022, pag. 70)

Según GHG Plumbing (2013), el polietileno reticulado termoestable (XLPE) es un material relacionado con el PVC y es usado en diversas aplicaciones relacionadas a tuberías,

mangueras y sistemas calefacción. Además, conserva su forma y propiedades mecánicas incluso cuando se somete a calentamiento.

Según JYTOP (2023), el TRXLPE es una variante al XLPE, es 100% aislante con neutro concéntrico y es conveniente para redes subterráneas primarias.

A continuación, las particularidades de conductores de MV se expone en TABLA 2 y Figura 3.

TABLA 2
Particularidades de conductores en MV

Tipo	Descripción
Conductor	Cobre suave
Forma del Conductor	Cableado concéntrico
Tipo de Aislamiento	Poliétileno Reticulado XLPE o TRXLPE
Pantalla sobre el aislamiento	Semiconductor de polietileno reticulado removible o de alta adherencia
Tipo de pantalla electrostática	Cinta metálica o alambre de cobre
Chaqueta	Material termoplástica PVC (Color rojo)

Nota. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

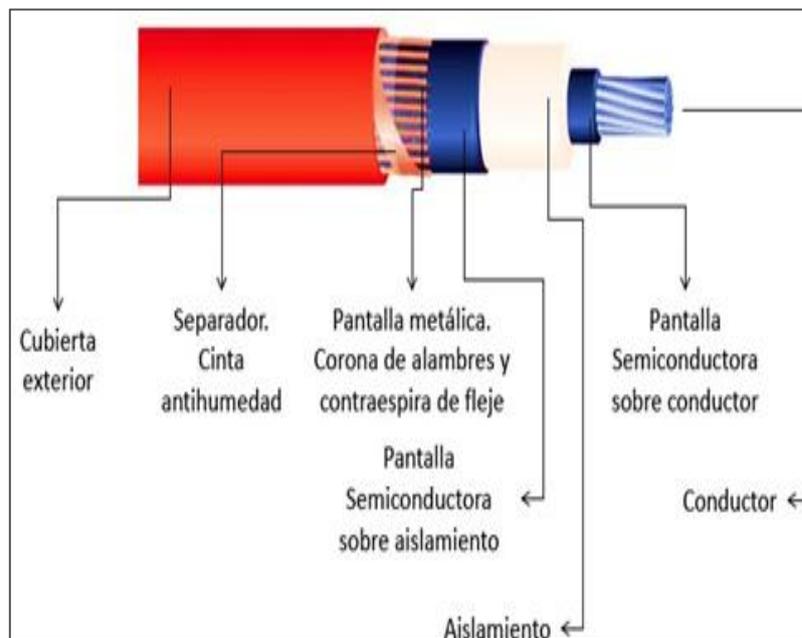


Figura 3 Conductor de medio voltaje.

Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

1.2.3.2 Conductores de BV

Según el mismo manual de construcción homologado, “se utilizan cables con conductor de cobre con aislamiento de 2,000 (V) con polietileno (PE) y chaqueta de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad” (MEM, 2022, pag. 56).

Las particularidades de bajo voltaje se muestran en la TABLA 3

TABLA 3
Particularidades de conductores de BV

Tipo	Descripción
Conductor	Cobre suave
Tipo de Aislamiento	Polietileno (PE)
Chaqueta	Policloruro de vinilo (PVC)

Nota. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

1.2.4 Obra civil

La obra civil es el tipo de construcción homologado por el MEM realizada por personal capacitado para ser utilizada en el dimensionamiento de ductos, pozos y cámaras eléctricas.

1.2.4.1 Banco de ductos

El banco de ductos es tubería agrupada de canalizaciones para tendido de cableado subterráneo, poseen algunas consideraciones.

Separadores de tubería. Los separadores de tubería según MEM (2022), son el conjunto de conductos que emplea elementos PVC, como se muestra en la Figura 4, para mantener una separación mínima entre ductos será de 5 cm tanto en sentido vertical como en horizontal, con una distancia de 2.5 metros entre cada uno de estos elementos a lo largo del banco.

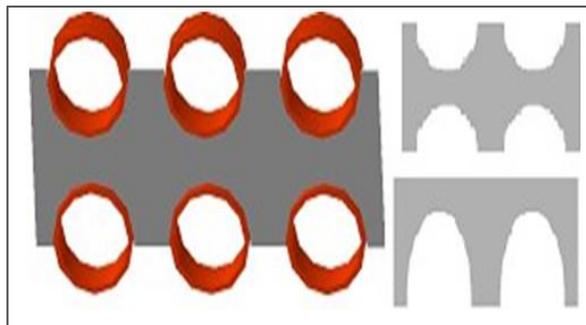


Figura 4 Separadores de tubería PVC.

Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

Material de relleno de banco de ductos. El material de relleno en un banco de ductos según el MEM (2022), depende de la ubicación ya sea en acera o calzada, en una acera el relleno será arena y opcionalmente de hormigón de 140 Kg/cm² en el caso de aumentar la resistencia mecánica.

Mientras que si son instalados calzadas “el material de relleno será hormigón con resistencia mínima de 180 Kg/cm², hasta 10 cm por encima del ducto superior” (MEM, 2022, pag. 3).

Distancia de separación entre ductos eléctricos y otros servicios. La homologación acerca de distancia de separación indica:

La separación horizontal mínima entre ductos eléctricos y otros servicios será de 25 cm, no se instalará ductos de otros servicios paralelamente por encima o debajo de ductos eléctricos, en casos excepcionales la separación vertical será la misma indicada anteriormente. (MEM, 2022, pag. 3)

Profundidad. Según MEM (2022), la TABLA 4 se detalla la profundidad mínima a la que se deben colocar los conductos, y esta medida debe ser tomada desde la parte superior de los ductos.

TABLA 4
Profundidad mínima de banco de ductos

Localización	Profundidad mínima (m)
En lugares no transitados por vehículos	0.6
En lugares transitados por vehículos	0.8

Nota. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

Cinta de señalización. La cinta de señalización según MEM (2022), indica la presencia de un ducto eléctrico subterráneo y se coloca dependiendo del ancho de la zanja, si la profundidad es de 20 cm se coloca una cinta y si la profundidad es mayor a 50 cm se coloca dos cintas de señalización.

Tipo de ducto. Respecto al tipo de ducto el MEM (2022), indica que los conductores se resguardarán utilizando tubería PVC que debe cumplir la normativa NTE INEN 2227 y NTE INEN 1869. Estas tuberías tienen una estructura de pared sólida y una superficie interior lisa, categorizadas como tipo B, y se emplearán para redes de MV y BV con diámetros de 110 y 160 mm.

En alumbrado público y conexiones domiciliarias se utilizará tubería PVC de tipo II. La información detallada se puede encontrar en la TABLA 5 y en la Figura 5 ilustra la disposición de las canalizaciones y el conjunto de conductos en la zanja.

TABLA 5
Particularidades de ductos para canalizaciones

Calibre del conductor (AWG o kcmil)	Voltaje (kV)	Diámetro del ducto (mm)	Transición Ducto (mm)
1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	35	160	160
2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350	15-25	110	110
500	15-25	160	160
4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0	0.6	110	110
6, 4, 2, 1/0	0.6 (Alumbrado Público y acometidas)	50	50

Nota. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022)..

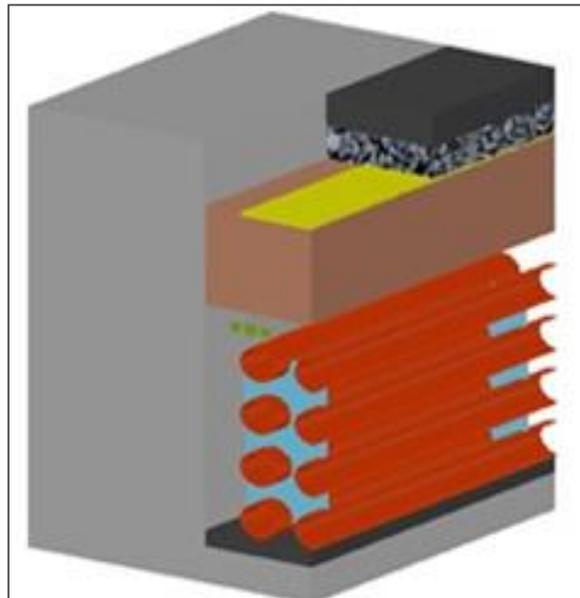


Figura 5 Banco de Ductos.

Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

1.2.4.2 Pozos

Los pozos en la homologación del MEM (2022), se diseñan para simplificar tareas de supervisión, conservación y para identificar posibles complicaciones en la red. Son empleadas en una transición aérea a subterránea y segmentos rectos del circuito con una separación entre 30 y 60 metros.

La construcción de estos pozos según del MEM (2022), serán de hormigón armado de 210 Kg/cm² para la calzada o de ladrillo y bloque de hormigón pesado cuando sea el caso de instalación en la acera. La pared tendrá un grosor mínimo de 12 centímetros.

Además respecto a la protección de pozos el MEM (2022), propone tapas que pueden ser de hormigón con marco y brocal metálico o acero dúctil.

Dimensiones. Depende del tipo, el pozo se construye según las dimensiones interiores establecidas en la homologación, la TABLA 6, indica las dimensiones del pozo.

TABLA 6
Dimensiones y tipos de pozos según el MEER

Tipo	Largo (m)	Ancho (m)	Profundidad (m)	Aplicación
A	0.60	0.60	0.75	AP- ACOMETIDA
B	0.90	0.90	0.90	MV – BV -AP
C	1.20	1.20	1.20	MV – BV - AP
D	1.60	1.20	1.50	MV – BV - AP
E	2.50	2.00	2.00	MV – BV - AP

Nota. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

Algunas características por parte del MEM (2022), es que las profundidades establecidas en la tabla representan un valor mínimo y podrán incrementar según la cantidad de conductos que necesite instalar; los pozos tipo C se reservarán para derivaciones en sistemas de bajo voltaje, el pozo C y D tendrá tapa que cubra el área, en el pozo tipo E se puede incorporar módulos prefabricados para derivaciones y seccionamiento, el pozo D y E se construye en las esquinas

Forma. Estos pozos podrán adoptar su forma de configuración, depende la inclinación que corresponda con respecto a las tuberías. En algunas situaciones, también pueden tener una forma octagonal para garantizar una entrada fluida al banco de ductos.

Consideraciones. En las áreas donde se plantea la construcción de estos pozos, se encuentran instalados sistemas de agua potable, alcantarillado, telecomunicaciones y electricidad. Por lo tanto, durante la fase de diseño y construcción, es esencial coordinar con las autoridades encargadas de estos servicios para obtener acceso a los planos y detalles relacionados con infraestructuras preexistentes.

Piso de los pozos. El piso de los pozos según la homologación del MEM (2022), puede ser de hormigón y drenaje, sin hormigón y material filtrante o con hormigón y material filtrante.

Soportes. Es útil contar con soportes para en los conductores para evitar daños en el sistema. Algunas consideraciones respecto a los conductores:

- ❖ Los conductores deben estar quedar fácilmente accesibles y soportados.
- ❖ Los soportes deben tener la capacidad de soportar el peso de los conductore y fuerzas dinámicas externas.
- ❖ Los conductores deben estar elevados a mínimo 10 cm sobre el suelo.
- ❖ La disposición de soportes debe ser tal que permita el movimiento del cable sin generar concentraciones de fuerzas que puedan ocasionar daños.

En la Figura 6, se muestra el modelo de un soporte para conductores.



Figura 6 Soporte para conductores.

Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

1.2.5 Obra eléctrica

La obra eléctrica incluye diferentes equipos y aparatos eléctricos como cámaras eléctricas, centros de transformación, seccionamiento y protecciones para dotar de energía eléctrica.

1.2.5.1 Cámaras eléctricas

Las cámaras eléctricas se han diseñado específicamente para albergar transformadores que cuentan con dispositivos de protección y maniobra. Estas cámaras se instalarán en el precisamente cerca de la carga, puede ser bajo tierra o sobre el suelo. Su propósito principal será el alojamiento exclusivo de equipos eléctricos. La ubicación de estas cámaras se seleccionará cuidadosamente, considerando tanto los aspectos eléctricos como las estructuras preexistentes en la zona, los requisitos de construcción para la cimentación, las medidas de seguridad y la disposición del equipo necesario.

Dimensiones. Las dimensiones según el MEM (2022), dependerán de manera directa de la potencia, cantidad de transformadores y dimensiones de los equipos a instalar, para cámaras con celdas o interruptores de MV de tres vías y tablero de distribución BV diseñadas para potencias de 250 a 800 kVA, se puede encontrar en la TABLA 7, las dimensiones varían de acuerdo al número de transformadores y voltaje nominal.

TABLA 7
Medidas homologadas para cámaras eléctricas

Cantidad de transformadores	Voltaje nominal	Medidas mínimas (cm)		
		A	B	H
1	< 24 kV	420	540	300
2	< 24 kV	420	600	300

Nota. Fuente: Homologación de las unidades de propiedad y unidades de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas (MEM, 2022).

Dispositivos por cámara eléctrica. Los dispositivos para colocar dentro de la cámara serán de tipo frente muerto o sumergibles. Esto significa que ninguna de sus partes estará visible en la parte frontal de la cámara, con el propósito principal de garantizar la seguridad del personal. Las entradas o accesos a la cámara se diseñarán de manera adecuada para permitir tanto el acceso del personal como la introducción de equipos. Estos componentes estarán compuestos por dispositivos de maniobra, protección y transformadores.

1.2.5.2 Transformadores

Para Pérez (2020), en la actualidad, resulta necesario transportar cantidades significativas de energía eléctrica desde la central generadora hasta el usuario, esto sería imposible sin un transformador que cumple la función de elevar el voltaje y corriente a otro nivel de voltaje y corriente, el transformador se conecta al circuito primario y suministra energía a los usuarios del circuito secundario,

Juárez (1995), indica que los transformadores instalados a la intemperie pueden tener una capacidad máxima de 300 kVA y un transformador subterráneo puede llegar a 750 kVA.

Los tipos de transformadores usados en cámaras subterráneas son de tipo sumergible, mientras que en cámaras a nivel se instala transformadores convencionales de frente muerto.

Transformador sumergible. Son utilizados en cámaras eléctricas subterráneas y se encuentra diseñado para funcionar sumergido en un líquido aislante, generalmente aceite que actúa como aislante eléctrico y como medio de enfriamiento.

Es instalado de forma aislada con accesorios de tipo frente muerto, es decir con una protección para las personas, en la Figura 7 muestra un transformador tipo sumergible.

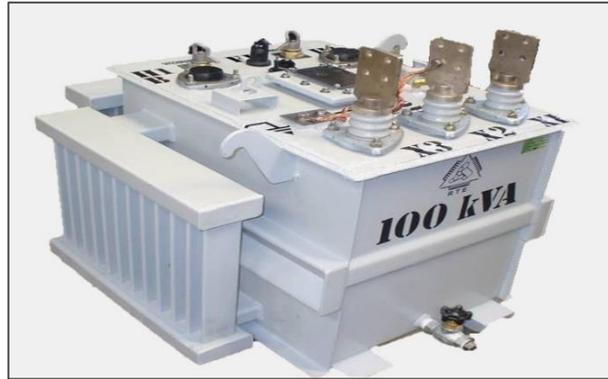


Figura 7 Transformador tipo sumergible.
Fuente: (IDEL, n.d.)

Transformadores tipo pedestal. Se encuentra en un gabinete de frente muerto como muestra la Figura 8 y se ubica a la intemperie, donde la red de distribución en MV es subterránea.

Los conductores se disponen en la parte inferior y se disponen en el interior del equipo sellados y separados para la distribución eléctrica.



Figura 8 Transformador tipo Pedestal.
Fuente: (INTRA, n.d.)

1.3 Demanda

La demanda se refiere a la potencia consumida durante un periodo de tiempo determinado o también se conoce como intervalo de demanda.

1.3.1 Demanda máxima

La demanda máxima representa la cantidad de energía que requiere la carga durante un intervalo de tiempo, este valor es usado para el dimensionamiento de alimentadores.

1.3.2 Factor de demanda

Es la proporción entre la demanda promedio y la demanda máxima, además indica la manera de utilización las instalaciones de la empresa de servicios.

1.3.3 Demanda del transformador

El transformador proporcionará energía a los usuarios, cada cliente conectado experimentará picos y demandas máximas diferentes.

1.3.4 Demanda coincidente o diversificada

Es la demanda de un conjunto de cargas calculada como un promedio en un intervalo de tiempo y se determina de acuerdo con ciertos criterios de la adecuación de redes de distribución de la Empresa Eléctrica Regional del Norte (EmelNorte) utilizando el método de la Rural Electrification Administration (REA).

1.3.5 Demanda no coincidente

Es la situación en que la demanda de la energía eléctrica de diferentes equipos o cargas no se produce al mismo tiempo.

1.3.6 Factor de diversificación

Es la capacidad de distribuir la carga eléctrica de manera uniforme para reducir la demanda máxima.

1.3.7 Factor de coincidencia

Es la suma de demandas máximas individuales y la demanda máxima total de un grupo de cargas.

1.4 Calidad de energía

Según IEEE (1995) indica que la calidad de energía son las propiedades de la energía entregada a equipos garantizando el correcto funcionamiento sin provocar fallas. Además, es la capacidad que tienen los dispositivos y equipos para mantener su continuidad sin causar fallas.

Además, Abreu (2005), argumenta que el estudio de la calidad de energía en redes de distribución permite identificar posibles problemas para ser resueltos de manera oportuna. En la Regulación Nro. 002/20 enseña indicadores e índices de calidad, TABLA 8, por parte de la distribuidora tanto del producto, servicio técnico y comercial, donde las distribuidoras y los usuarios deben cumplir con ciertas obligaciones por efectos de cumplimiento y aplicación.

TABLA 8
Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5.0%
Medio Voltaje	± 6.0%
Bajo Voltaje	± 8.0%

Nota. Fuente: Regulación 002/20.

1.5 Caída de voltaje

La caída de voltaje se origina debido a la corriente eléctrica que fluye a través de la resistencia y la reactancia. En distribución se presenta caída de voltaje en varias cargas del circuito.

Según Juárez (1995), uno de los principales índices de calidad de la energía eléctrica es el voltaje y debe estar disponible al usuario dentro de los límites normalizados. En las redes de distribución se presentan caídas de voltaje que deben mantenerse dentro del rango normal. Se debe considerar que una caída de voltaje superior al 10% causa problemas a los usuarios.

Por lo tanto, si la carga aumenta, el dispositivo de regulación de voltaje en la subestación incrementa el voltaje para contrarrestar el aumento en la disminución de voltaje en el alimentador de distribución.

Según la Regulación ARCERNR (2020), la empresa de distribución satisface los requisitos de voltaje en el punto de medición cuando al menos el 95% de las mediciones de fluctuaciones de voltaje caen dentro de los límites admisibles y el índice de desequilibrio de voltaje en ese punto no supera el 2% para todos los niveles de voltaje.

1.6 Normas de diseño de redes de distribución

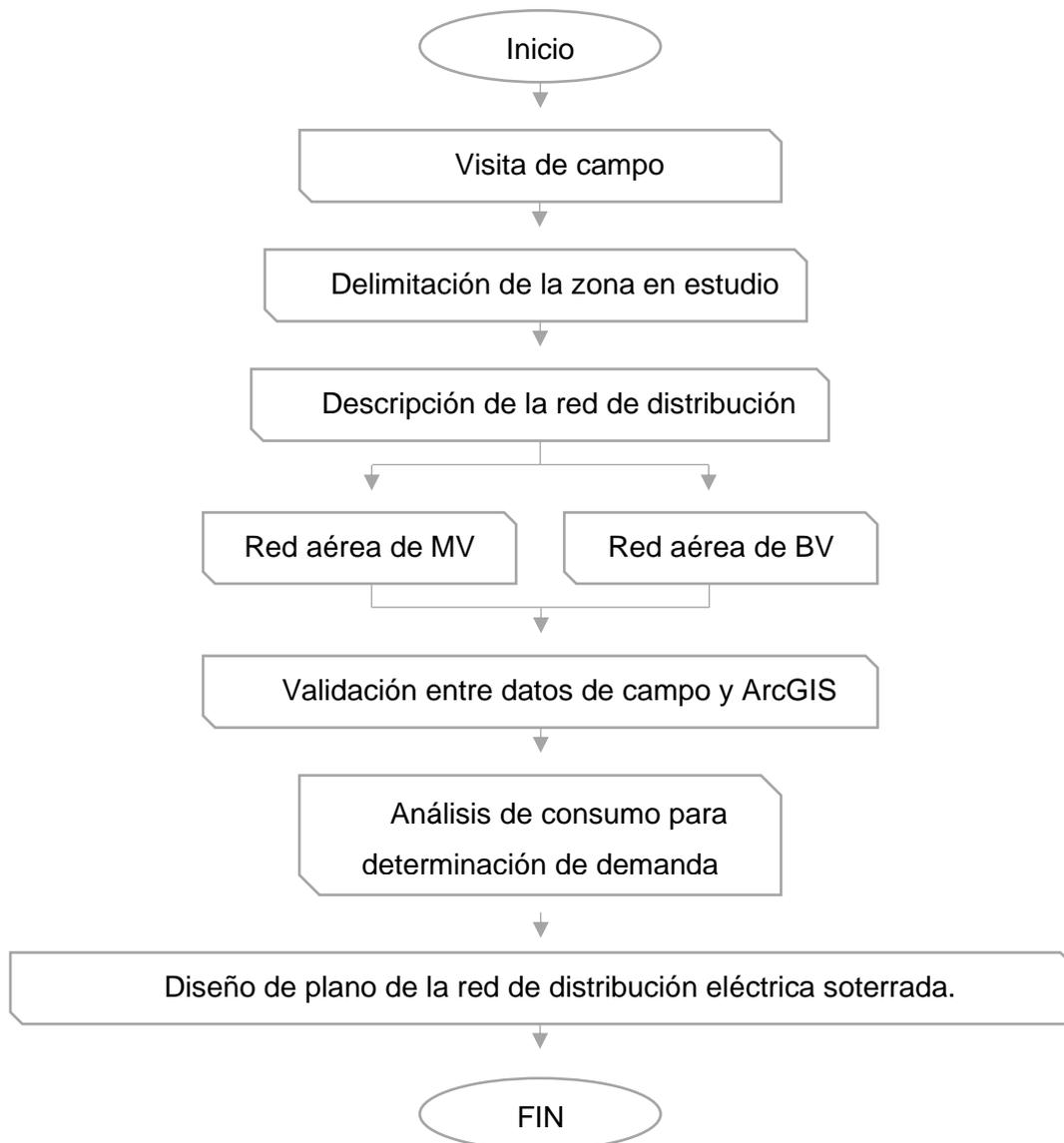
Las pautas de diseño incluyen una serie de estándares y sugerencias propias de cada empresa distribuidora, en el diseño se utilizará la norma establecida por EmelNorte que tiene como objetivo perfeccionar la calidad de servicio eléctrico en el norte del país.

De tal manera que juntamente con el MEM (2022), se estableció el documento llamado “*ADECUACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE EMELNORTE, DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES Y MÉTODO DE CÁLCULO DE CAÍDAS DE VOLTAJE EN REDES SECUNDARIAS DE DISTRIBUCIÓN*”, este documento especifica el cálculo de consumo promedio de los usuarios en hogares y su clasificación en rangos de consumo.

CAPÍTULO II

Red eléctrica de distribución actual en medio y bajo voltaje

En este capítulo, se lleva a cabo el diagnóstico de la red eléctrica de distribución para MV y BV del centro histórico del cantón Cayambe, describiendo todos los equipos instalados pertenecientes a la red eléctrica actual. A continuación, se presenta el diagrama de flujo describiendo la metodología para realizar el diagnóstico de la red de distribución eléctrica.



2.1 Delimitación de la zona

La zona de estudio se ubica en el centro histórico del cantón Cayambe en el casco central de la ciudad específicamente en el Parque Central “23 de Julio”, es una zona altamente cultural y comercial, actualmente a sus alrededores se encuentra el Gobierno Autónomo Descentralizado, la Iglesia Matriz San Pedro de Cayambe construida en 1887 de arquitectura histórica que conserva sus formas de origen colonial, el Museo Arqueológico que funciona en el edificio “Centro Cultural Espinosa Jarrín” construido en el año de 1920, una importante entidad financiera, y demás locales comerciales que compone la zona, comprende las calles: Rocafuerte, Terán, Sucre y la calle Bolívar. En la Figura 9, se muestra señalada de color cian la zona en estudio.

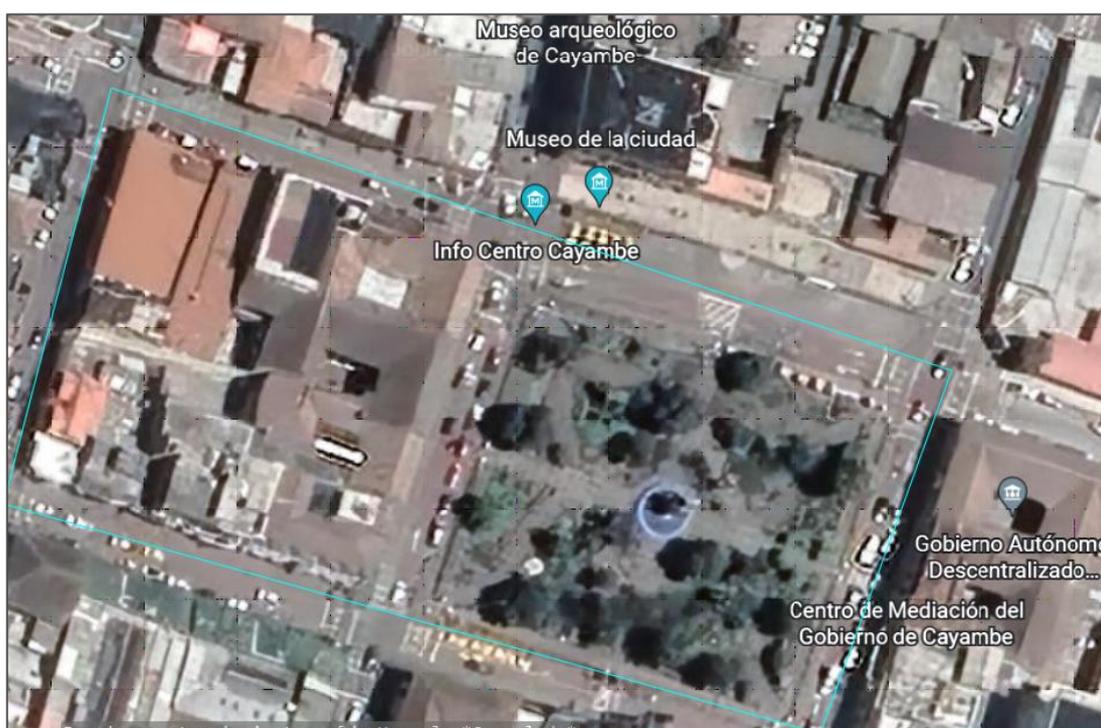


Figura 9 Zona de estudio.
Fuente: Google Earth.

La zona se encuentra delimitada entre las calles: Rocafuerte desde la calle Sucre hasta la calle Bolívar, calle Terán desde la calle Sucre hasta la calle Bolívar, calle Sucre desde la calle Ascázubi hasta la calle Terán, la calle Bolívar desde la calle Ascázubi hasta la calle Terán y la calle Ascázubi desde la calle Bolívar hasta la calle Sucre.

En la actualidad dicha zona presenta estructuras para mantener en suspensión líneas de MV, BV y telecomunicaciones, además equipos eléctricos que forman parte del sistema de la red eléctrica de distribución.

2.2 Descripción de la red y equipos

La red aérea de distribución eléctrica de la zona se encuentra compuesta por diferentes equipos eléctricos necesarios para el sistema de distribución. Se puede encontrar:

- ❖ Alimentadores,
- ❖ Centros de transformación,
- ❖ Red aérea de distribución en MV y BV,
- ❖ Estructuras de soporte,
- ❖ Seccionamientos y protecciones,
- ❖ Acometidas y medidores,
- ❖ Luminarias,
- ❖ Redes de telecomunicaciones.

Los datos que se recopilan a continuación son datos obtenidos de la base de datos ArcGIS de EmelNorte, sin embargo, algunos de estos elementos ya no existen o se ejecutaron proyectos recientemente y no se encuentran registrados en la base de datos, esta información se puede comprobar con la visita de campo.

2.2.1 Subestación de servicio para alimentadores primarios

Esta zona se encuentra servida por dos alimentadores primarios de la subestación Cayambe la cual se encarga de transformar el voltaje de los alimentadores de 69 kV a voltaje de operación de 13,8 kV, para alimentar a cada uno de los alimentadores, en la TABLA 9 se detalla los datos de la subestación.

TABLA 9
Subestaciones y alimentadores de la zona

Nombre	Número de alimentadores	Subestación		Código alimentador
		Potencia instalada	Alimentadores de estudio	
Cayambe	6	25 MVA	Alimentador 1 Alimentador 7	1300020T01 1300020T07

Nota. Fuente: Autor.

2.2.2 Red de distribución para MV y BV

El centro histórico del cantón Cayambe se encuentra suministrado de energía como ya se señaló a partir de los alimentadores 1 y 7 a partir de la subestación “Cayambe” con código de alimentadores 1300020T01 y 1300020T07 respectivamente, suministrando aparentemente un nivel de voltaje de línea de 13,8 kV necesario para energizar cada uno de los

transformadores que se encuentran en la zona para reducir a voltaje de servicio de 120/240 para transformadores monofásicos y de 127/220 en transformadores trifásicos.

De esta manera a través de los datos de ArcGIS, en la Figura 10, se muestra la ubicación de los diferentes equipos y estructuras conectadas en la zona.



Figura 10 Ubicación de datos de ArcGIS.
Fuente: EMELNORTE

La empresa eléctrica encargada de la zona posee diferentes equipos para abastecer la demanda de 83 usuarios conectados respectivamente a los medidores instalados en la zona, los usuarios pertenecen al estrato de consumo tipo C, la disposición del circuito y ubicación de cargas se presenta en la Figura 11

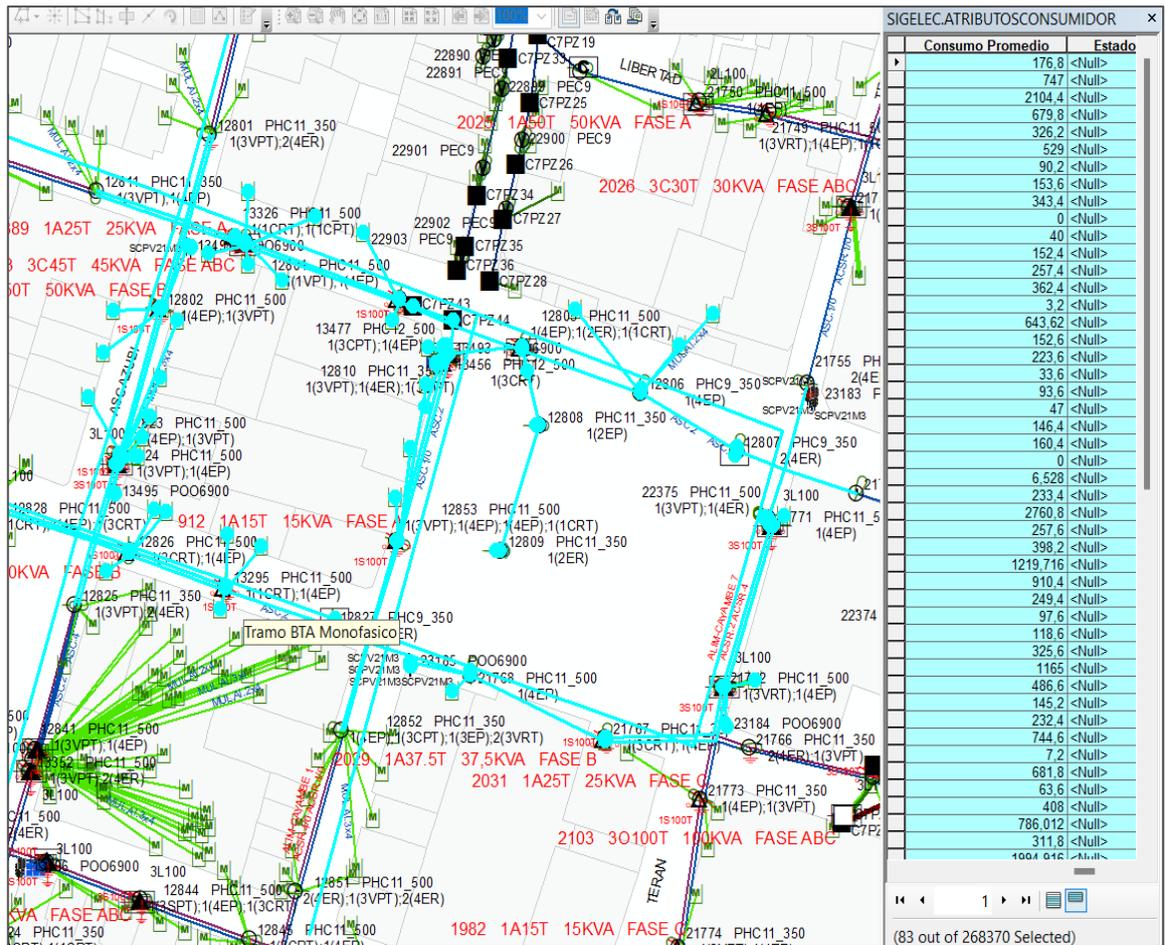


Figura 11 Usuarios de la zona.
Fuente: Base de Datos ArcGIS.

A continuación, se describe la red de MV y BV.

2.2.2.1 Red aérea de medio voltaje.

La red de distribución aérea de MV comienza en el poste de numeración P-12826 con coordenadas en X e Y (817940,1185 y 10004537,69525 Metros) respectivamente, los cuales fueron obtenidos de la base de datos ArcGIS.

Desde el punto de inicio mencionado hasta el punto más distante se encuentran instalados en una topología tipo radial para MV y BV, la extensión de la red de MV es de aproximadamente 415.15 metros.

La red de distribución se encuentra soportada por 13 postes de 11 y 12 metros de altura.

Con la base de datos del ArcGIS de EmelNorte, actualmente la red del centro histórico del cantón Cayambe se halla constituido por: conductores ACSR # (2/0, 4/0 y 2) para cada fase y un conductor de tipo ACSR # (4/0 y 4) dispuesto para el neutro, en la Figura 12, se muestra con líneas de color rojo la red de MV instalada en la zona en estudio.



Figura 12 Red de medio voltaje.
Fuente: SigWEB.

La Figura 13, ilustra un transformador monofásico vinculado a la red de distribución de MV aérea.



Figura 13 Red aérea de MV.
Fuente: Autor.

El ANEXO B recopila los postes instalados de MV en la zona.

2.2.2.2 Red aérea de bajo voltaje

La red de distribución aérea de BV comienza desde el poste de numeración P-12826 con coordenadas en X e Y (817940,1185 y 10004537,69525 Metros) respectivamente, los cuales fueron obtenidos de la base de datos ArcGIS.

La red de distribución se encuentra sujeta por 19 postes de 9, 11 y 12 metros de altura.

Está constituida por; conductores ASC # (1/0, 2 y 6) correspondientes a las dos fases, un neutro ASC # (1/0, 2, 4 y 6), además un conductor que controla la iluminación llamado hilo.

En la Figura 14, se muestra de color azul la red de BV instalada en la zona en estudio.



Figura 14 Red de bajo voltaje.
Fuente: SigWEB.

La red aérea de BV origina contaminación visual en el centro histórico, esto debido a la gran cantidad de cables fijados en postes.

La Figura 15, muestra varios conductores colocados en los postes de hormigón, es evidente que existe gran cantidad de redes de telecomunicaciones.



Figura 15 Red aérea de BV.
Fuente: Autor.

En el ANEXO C, se muestra los postes instalados de BV en la zona en estudio.

2.2.2.3 Postes instalados de semaforización

En la zona en estudio también se puede encontrar postes instalados en las veredas correspondientes a postes de semaforización para garantizar la movilidad de tránsito y peatones en el Cantón, en la TABLA 10 se muestra los postes de semaforización que se puede encontrar.

TABLA 10
Postes instalados de semaforización

# de poste	Tipo	UC- UP
23184	Poste Semaforización - Vigilancia	POO6900
23185	Poste Semaforización - Vigilancia	POO6900
13495	Poste Semaforización - Vigilancia	POO6900
13494	Poste Semaforización - Vigilancia	POO6900
13493	Poste Semaforización - Vigilancia	POO6900
23183	Poste Semaforización - Vigilancia	POO6900

Nota. Fuente: Autor.

2.2.3 Estructuras eléctricas instaladas en postes

Las estructuras sujetan a los elementos para distribución eléctrica. La TABLA 11 se muestra los tipos de estructuras identificadas.

TABLA 11
Estructuras Aéreas existentes de MV

UP – UC	Estructuras Aéreas existentes de MV
EST – 3VP	Trifásica en Volado Pasante
EST – 3VR	Trifásica en Volado Retenida
EST – 3CR	Trifásica Centrada Retenida
EST – 3CP	Trifásica Centrada Pasante
EST – 1CR	Monofásica Centrada Retenida
EST – 1CP	Monofásica Centrada Pasante

Nota. Fuente: Autor.

Por su parte la TABLA 12 muestra las estructuras de la red aérea de distribución de BV.

TABLA 12
Estructuras Aéreas existentes de BV

UP - UC	Estructuras Aéreas existentes de BV
ESD – 4ER	Cuatro Vías Vertical Retenida
ESD – 4EP	Cuatro Vías Vertical Pasante
ESD – 2ER	Dos Vías Vertical Retenida
ESD – 2EP	Dos Vías Vertical Pasante

Nota. Fuente: Autor.

2.2.4 Alumbrado público

La red de alumbrado público dispone equipos para la iluminación de parques, vías y espacios de libre circulación.

A continuación, en la TABLA 13 se describe las luminarias instaladas en la zona.

TABLA 13
Luminarias instaladas

Estructura	Potencia (W)	Cantidad
LDPS150PCC	150	23
LDPS250PCC	250	10
LDPS100PCC	100	1

Nota. Fuente: Autor.

2.2.5 Alumbrado ornamental

En el corazón del parque central se encuentran ubicados postes metálicos circulares de 4 metros de longitud con luminarias de tipo led de 100 W y reflectores de 200 W.

En la TABLA 14 se describe el alumbrado ornamental existente.

TABLA 14
Alumbrado ornamental existente

Cantidad de iluminarias	Tipo de luminaria	Potencia
68	Iluminación ornamental	100 W
4	Reflector led	200 W

Nota. Fuente: Autor.

2.2.6 Centros de transformación

Actualmente la zona de estudio cuenta con 15 transformadores de distribución para abastecer la zona.

La TABLA 15 muestra detalladamente la cantidad de transformadores con sus respectivas potencias.

TABLA 15
Centros de transformación existentes

Cantidad transformadores	Tipo de transformador	Potencia Instalada (kVA)
3	Monofásico	25
3	Monofásico	50
2	Monofásico	37,5
1	Monofásico	15
2	Trifásico	75
2	Trifásico	50
1	Trifásico	45
1	Trifásico	30
Total: 15		Potencia instalada total: 640

Nota. Fuente: Autor.

En el ANEXO D, se detalla las características de cada uno de los transformadores existentes.

La potencia total instalada según la base de datos ArcGIS sumando la potencia de los 15 transformadores de distribución (Ec. 1) resultando 640 kVA.

Sin embargo, la realidad es que la potencia instalada en la visita de campo es diferente debido a que algunos transformadores no se encuentran conectados a la red, no aparecen en la base de datos o tienen diferente capacidad, de esta manera sumando cada uno de los transformadores se encuentran 12 transformadores en funcionamiento con una potencia total instalada de 450 kVA.

$$P. inst = \sum_{i=0}^n Pt_n \quad (Ec. 1)$$

Donde:

Pt = Potencia del transformador

n = Número del transformador

Potencia instalada

P instalada = 450,000 kVA

P instalada= 0,450 MVA

En la Figura 16, se puede apreciar en la zona marcada con línea de color negro la ubicación actual de los transformadores conectados a la red de MV.



Figura 16 Ubicación de centros de transformación.
Fuente: EmelNorte.

2.2.7 Seccionamiento de protección

Los seccionamientos de protección contribuyen a resguardar el sistema ante situaciones de fallos eléctricos, operaciones de mantenimiento y garantizando la seguridad de los trabajadores.

En el ANEXO E se enlista los tipos de seccionamientos que se puede encontrar para el diseño de redes eléctricas.

2.2.7.1 Seccionamiento de protección en el lado primario del transformador

Se ha identificado varios interruptores fusibles unipolares instalados en cada una de las derivaciones de MV que se conectan a los terminales del lado primario del transformador.

Los tirafusibles existentes son de tipo K, H y SF. De acuerdo con Rosero (2019) el fusible tipo K también es llamado como fusible con elemento rápido y la relación de velocidad corresponde a la relación entre la corriente de fusión a 0.1 segundos y la de 300 segundos

que varía de 6 para regímenes de 6 amperios y 8 para 200 amperios, el fusible tipo T es un fusible con elemento lento y su relación de velocidad es para regímenes de 10 y 13 respectivamente, el fusible tipo H es llamado también fusible de elemento extra rápido y las relación de velocidad es 4 y 6; por otro lado el fusible tipo SF o Slow Fast, es aquel que se encuentra compuesto con una parte lenta (tipo T) y otra rápida (tipo K) teniendo un tiempo de actuación extra lento y son adecuados para la protección según la normativa de EmelNorte.

A continuación, en la TABLA 16 se expone los tirafusibles SF estandarizados por la empresa eléctrica de la zona.

TABLA 16
Tirafusibles recomendados por EmelNorte

Potencia del Transformador (kVA)	Corriente de cortocircuito (In)	Corriente de fusión (If)	Fusible Slow Fast (SF)
45	1.97	3.1	1
50	2.19	3.95	1.3
75	3.28	6.3	2.1
100	4.37	9.8	3.1
112,5	4.92	9.8	3.1
125	5.47	9.8	3.1
150	6.56	10.9	3.5
200	8.75	15.6	5.2

Nota. Fuente: adaptado de (Coordinación de protecciones EmelNorte y Rosero, (2019))

La TABLA 17 expone la clasificación de fusibles tipo T normalizados por las normas EEI-NEMA, utilizados en puntos de arranque.

TABLA 17
Clasificación tipo "T"

Tipo "T"	Corriente de fusión (If)
6	11.94
8	15.31
10	19.63
12	24.68
15	30.48
20	39.90
25	49.70

Nota. Fuente: Coordinación de protecciones EmelNorte.

El ANEXO F indica los seccionadores de protección instalados para cada transformador en poste con el identificador nemotécnico UP – UC registrados en la base de datos ArcGIS.

2.2.7.2 Seccionamiento de protección en el lado secundario del transformador

La protección en el lado secundario del transformador se encuentra respaldada en gran parte por los NH que es un tipo de fusible de gran capacidad de ruptura instalados en las bajantes del transformador para contrarrestar corrientes de cortocircuito.

La siguiente Figura 17, muestra con la flecha de color verde la protección NH en el lado secundario del transformador, se trata del transformador monofásico número 814 de 25 kVA instalado en el poste número P-13295.



Figura 17 Protección lado secundario del transformador.
Fuente: Autor.

En la siguiente TABLA 18 se enlista las protecciones identificadas en la zona de estudio mediante el software ArcGIS.

TABLA 18
Protecciones lado secundario del transformador

Cantidad	Identificación protección NH en ArcGIS
4	3L100
1	2L100

Nota. Los 10 transformadores distribución faltantes instalados en la zona se encuentran autoprotegidos.
Fuente: Empresa Eléctrica Regional Norte EmelNorte.

2.3 Validación entre datos de campo y ArcGIS

Los datos recopilados anteriormente coinciden en gran parte con los datos comprobados en la visita de campo, sin embargo, existen diferentes tipos de elementos que no se registran en la base de datos ArcGIS, tienen diferentes características o simplemente ya no existen en dicho lugar. A continuación, se muestra los datos que no han tenido coincidencia con los observados en la visita de campo.

2.3.1 Datos que no existen en la base de datos ArcGIS

Los elementos que se muestra a continuación en la TABLA 19 se trata de elementos que tuvieron reciente su ejecución y no están registrados en la base de datos.

TABLA 19
Elementos inexistentes en ArcGIS

Tipo	Características	UC- UP	Dimensiones	kgf aproximado
Poste hormigón circular	Poste para la red de MV se encuentra ubicado alado del poste 21771	PO0_0HC14_500	Altura: 14 metros Diámetro punta: 13-16 cm Diámetro de base: 30-38 cm	500
Poste hormigón circular	Poste para la red de MV se encuentra ubicado alado del poste 21772	PO0_0HC14_500	Altura: 14 metros Diámetro punta: 13-16 cm Diámetro de base: 30-38 cm	500

Nota. Fuente: Autor.

2.3.2 Datos que presentes en la base de datos ArcGIS, pero son inexistentes en el campo

Los elementos que se muestran en las tablas TABLA 20, TABLA 21 y TABLA 22 son elementos que no existen en la ubicación dispuesta, pero se hallan vinculados en la base de datos.

TABLA 20
Datos de transformadores inexistentes en la zona

# Poste	# Trafo	Transformador	Potencia (kVA)	Conf.	UP - UC	Montaje	Propiedad	Usuarios	Consumo (kWh)
12826	975	Transformador Monofásico	50	Línea monofásica	TRT-1A50	Poste	EMELN ORTE	26	81,959

Nota. Fuente: Autor.

TABLA 21
Datos de postes inexistentes en la zona

# de poste	Tipo	UC- UP	Altura (m)	kfg	Estructura
12808	Poste hormigón circular	PO0_0HC11_3 50	11	350	1(2EP)
12809	Poste hormigón circular	PO0_0HC11_3 50	11	350	1(2ER)

Nota. Fuente: Autor.

TABLA 22
Datos de luminarias inexistentes en la zona

# de poste	Tipo	UC- UP
12808	Luminaria de 250 W	LDPS250PCC
12809	Luminaria de 250 W	LDPS250PCC
12809	Luminaria de 1,000 W	PDPM1000PCC

Nota. Fuente: Autor.

2.3.3 Datos de campo que no coinciden con la base de datos ArcGIS

Los elementos que se muestra a continuación en la TABLA 23 se trata de elementos que no coinciden los datos de campo con los de la base de datos ArcGIS.

TABLA 23
Datos de campo que no coinciden con la base de datos ArcGIS

# Poste	# Transformador	Características de ArcGIS	Potencia (kVA) en ArcGIS	Potencia (kVA) en Campo
P - 21772	T - 2030	Transformador Trifásico	30	50
P - 12805	T - 819	Transformador Monofásico	50	37,5
P - 12853	T - 912	Transformador Monofásico	15	25
P - 13326	T - 833	Transformador Trifásico	45	37,5 (Monofásico)

Nota. Fuente: Autor.

2.4 Descripción de la demanda

Esta etapa permite analizar la demanda actual en condiciones de operación, la demanda hace referencia a la carga promediada durante un intervalo de tiempo, sus medidas se efectúan en kW, kVAR, kVA o A.

La demanda independientemente del lugar se encuentra en constante cambio con el pasar del tiempo tiende a aumentar o disminuir, se toma valores promedio de un intervalo determinado.

La Figura 18, muestra la ubicación de los transformadores de la zona que alimentan a las dos manzanas de la zona en estudio.



Figura 18 Ubicación de transformadores.
Fuente: SigWEB.

Siguiendo el gráfico se denota que existe transformadores instalados muy cerca de otros, incluso en el mismo poste con diferentes capacidades para diferentes usuarios; como es el caso de los transformadores con numeración T-889 y T-833, T-907 y T-908, T-818 y T964, además; en la calle Terán se encuentra un transformador individual para cada uno de los dos usuarios de la manzana, lo cual se puede reemplazar de dos transformadores a un transformador de mayor potencia que abastezca la demanda de los dos usuarios para reducir el número de transformadores instalados en la zona y la contaminación visual que provocan sus conductores.

2.4.1 Diagnóstico de la red eléctrica actual

Siguiendo la base de datos ArcGIS, la Figura 19, los dos circuitos señalados de color rojo que ingresan a la zona, el circuito que ingresa por la izquierda corresponde al circuito 1 y el circuito que ingresa por la derecha corresponde al circuito 7 de la subestación Cayambe.

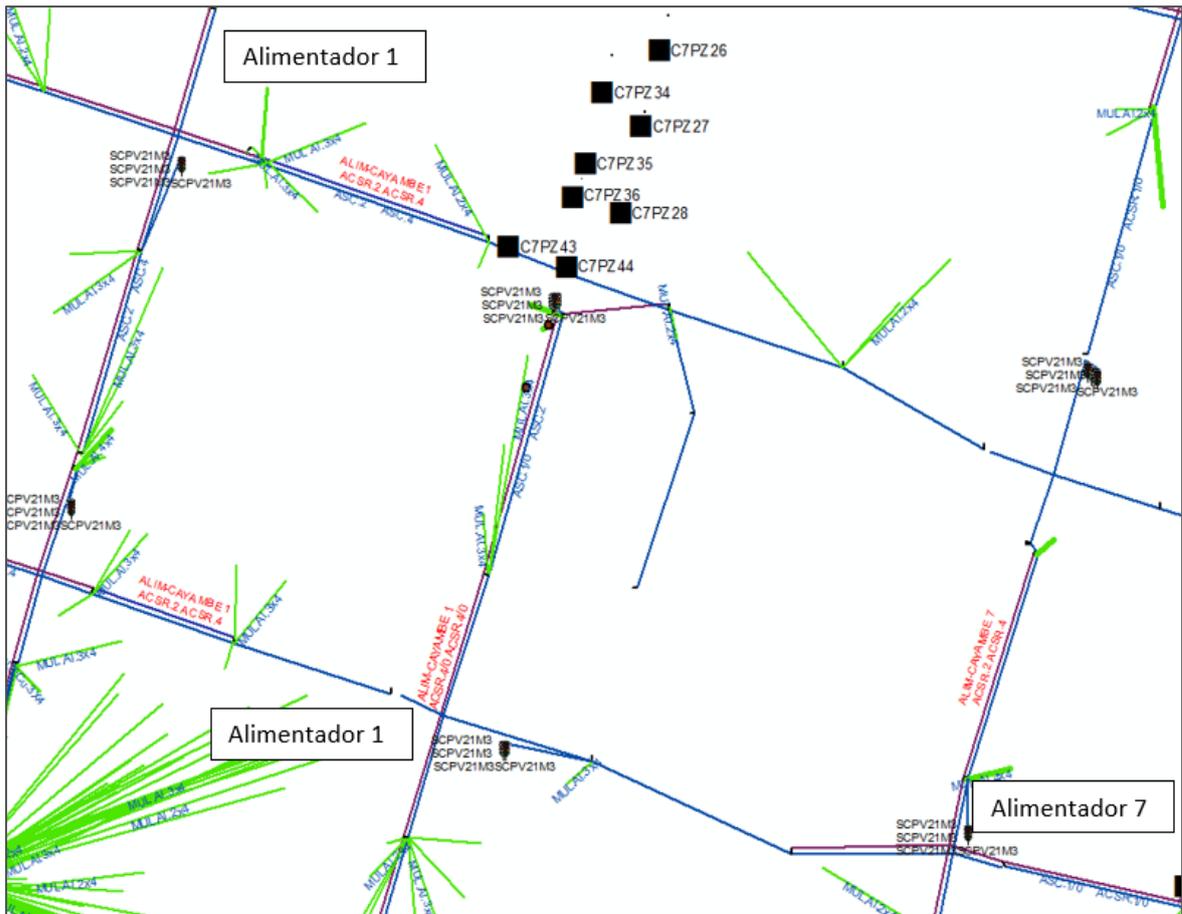


Figura 19 Alimentadores 1 y 7 de la subestación Cayambe.
Fuente: ArcGIS.

Siguiendo la base de datos se tiene la TABLA 24 que muestra los transformadores de distribución conectados al circuito 1 identificado con el código de alimentador 1300020T01 de la subestación Cayambe.

TABLA 24
Transformadores conectados el circuito 1300020T01

# Poste	# Transformador	Capacidad (kVA)	Propiedad	# Usuarios	Suma Consumo (kW)
P - 12826	T - 975	50	EMELNORTE	26	81,959
P - 13295	T - 814	25	PARTICULAR	9	20,015
P - 12805	T - 819	50	EMELNORTE	1	19,945
P - 13456/12810	T - 818	75	PARTICULAR	1	19,946
P - 13477	T - 964	50	PARTICULAR	N/R	N/R
P - 12853	T - 912	15	PARTICULAR	N/R	N/R
P - 12804	T - 884	37,5	EMELNORTE	18	19,944

P - 13326	T - 833	45	PARTICULAR	3	19,943
P - 12803	T - 889	25	EMELNORTE	N/R	N/R
P - 12802	T - 900	50	EMELNORTE	28	19,942
P - 12823	T - 907	25	EMELNORTE	7	19,951
P - 12824/12823	T - 908	50	EMELNORTE	N/R	N/R

Nota. N/R: No registra usuarios conectados o suma de consumo (transformador sin funcionamiento). *Fuente: Autor.*

Una parte de la red eléctrica también está conectada al circuito 7, identificado con el código de alimentador 1300020T07.

La TABLA 25 indica los transformadores conectados al circuito 7.

TABLA 25
Transformadores conectados el circuito 1300020T07

# Poste	# Transformador	Capacidad (kVA)	Propiedad	# Usuarios	Suma Consumo (kW)
P - 21767	T - 2029	37,5	EMELNORTE	42	20,583
P - 21772	T - 2030	30	EMELNORTE	1	20,584
P-21771/22375	T - 1950	75	EMELNORTE	1	20,494

Nota. *Fuente: Autor.*

Los valores de demanda consumida es el promedio de consumo anual que tuvo el transformador, sin contar el alumbrado público.

2.4.1.1 Modelado del sistema eléctrico completo

Modelando el sistema eléctrico con alimentadores 1 y 7 como muestra el ANEXO G, se procede a verificar la corriente de cortocircuito y el tiempo de falla utilizando la base de datos georreferenciada de EmelNorte necesaria para diseñar la malla de puesta a tierra de los centros de transformación a proyectar, como se muestra en la TABLA 26

TABLA 26
Corriente de cortocircuito

	Línea - Tierra	Tiempo de falla
CT_1	2,714 amperios	0.5 s
CT_2	2,712 amperios	0.5 s
CT_3	1,633 amperios	0.5 s

Nota. *Fuente: Autor.*

2.4.1.2 Mediciones mensuales de los alimentadores

Para evaluar el comportamiento de demanda de los usuarios es necesario llevar a cabo la simulación de flujo de carga para verificar la distribución de corriente en las cargas.

Para realizar la simulación se recopiló datos de mediciones de cabecera de los circuitos de cada mes del año 2022. Además, se determinó el mes con el pico de consumo más elevado de cada circuito.

Los datos fueron dispuestos mediante oficio por parte de EmelNorte y son mostrados en la TABLA 27 y TABLA 28

TABLA 27
Mediciones del circuito 1300020T01

Mes	Energía	Máxima Demanda	Promedio de Demanda	Factor de Carga
Enero	13,523,026.49 kWh	1,543.00	126.21	0.08
Febrero	12,525,292.12 kWh	21,237.00	129.49	0.01
Marzo	13,910,440.35 kWh	317.00	129.78	0.41
Abril	13,488,405.53 kWh	649.00	130.07	0.20
Mayo	14,068,763.95 kWh	205.00	131.29	0.64
Junio	12,841,773.88 kWh	62,283.00	123.29	0.00
Julio	13,850,928.37 kWh	240.00	129.30	0.54
Agosto	13,859,472.19 kWh	201.00	129.33	0.64
Septiembre	13,571,029.06 kWh	243.00	130.89	0.54
Octubre	14,171,190.72 kWh	252.00	132.31	0.53
Noviembre	13,779,143.65 kWh	247.00	132.84	0.54
Diciembre	14,411,762.01 kWh	250.00	134.48	0.54

Nota. Fuente: EmelNorte

TABLA 28
Mediciones del circuito 1300020T07

Mes	Energía	Máxima Demanda	Promedio de Demanda	Factor de Carga
Enero	12,393,470.67 kWh	174.55	115.66	0.66
Febrero	11,352,792.94 kWh	171.82	117.31	0.68
Marzo	12,618,138.38 kWh	326.33	117.78	0.36

Abril	11,989,656.17 kWh	173.04	115.63	0.67
Mayo	12,347,857.13 kWh	167.76	115.26	0.69
Junio	11,891,243.81 kWh	171.73	114.69	0.67
Julio	12,413,371.88 kWh	168.90	115.84	0.69
Agosto	12,424,608.73 kWh	169.56	115.95	0.68
Septiembre	12,179,310.35 kWh	175.72	117.47	0.67
Octubre	12,592,951.81 kWh	175.85	117.52	0.67
Noviembre	12,279,798.67 kWh	171.89	118.46	0.69
Diciembre	12,844,134.87 kWh	174.10	119.85	0.69

Nota. Fuente: EmelNorte

Los resultados obtenidos son utilizados para realizar el flujo de carga en el siguiente apartado.

2.4.1.3 Flujo de carga alimentador 1

Introduciendo los resultados obtenidos en el apartado anterior se realiza el flujo de carga y se muestra en la Figura 20, realizada en el módulo CYMDIST del software CYME. En la TABLA 29 se muestra los resultados del software.

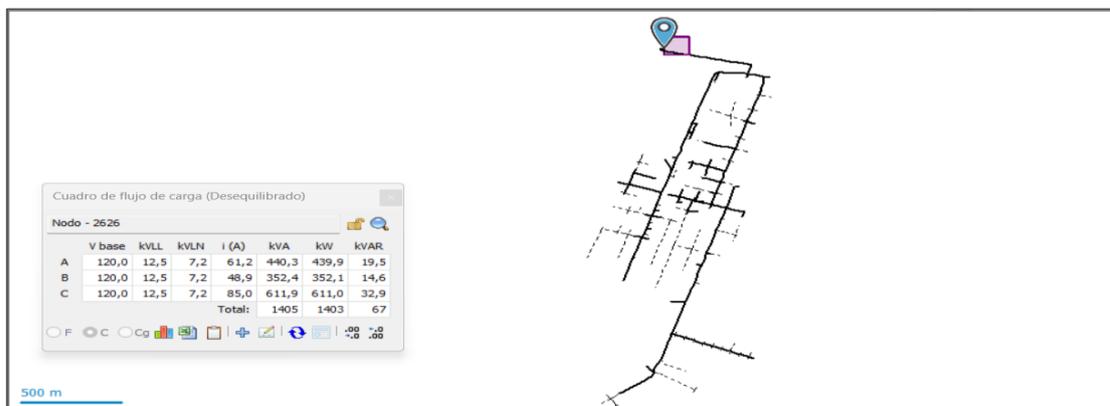


Figura 20 Alimentador 01 Subestación Cayambe.
Fuente: Autor.

Se agrupa los datos obtenidos de la simulación de flujo de carga del alimentador 1 de la subestación Cayambe.

TABLA 29
Resultados de simulación

	V base	kVLL	kVLN	I (A)	kVA	kW	kVAR
A	120.0	12,5	7,2	61.3	441,2	440,8	19,5
B	120.0	12,5	7,2	49.1	353,3	353,0	14,6
C	120.0	12,5	7,2	89.8	646,6	645,6	35,5
				Total	1441	1439	70

Nota. Fuente: EmelNorte

2.4.1.4 Flujo de carga alimentador 7

Con los resultados obtenidos de demanda conectada al circuito 7 se realiza el flujo de carga en el módulo CYMDIST del software CYME teniendo los resultados de la Figura 21 En la TABLA 30 se muestra los resultados del software.

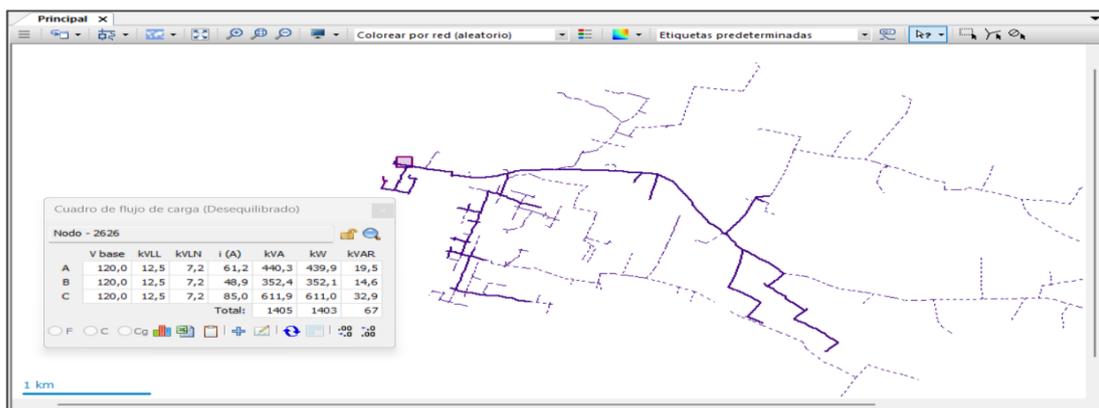


Figura 21 Alimentador 07 Subestación Cayambe.
Fuente: Autor.

Se agrupa los datos obtenidos de la simulación de flujo de carga del alimentador 7 de la subestación Cayambe.

TABLA 30
Resultados de simulación

	V base	kVLL	kVLN	I (A)	kVA	kW	kVAR
A	119.9	12,4	7,2	45.8	329,4	329,1	13,8
B	119.8	12,5	7,2	46.4	333,7	333,4	14,4
C	119.7	12,4	7,2	33.5	240,4	240,2	10,3
				Total	904	903	39

Nota. Fuente: EmelNorte

2.4.1.5 Alimentación de los transformadores de distribución

Tomando en cuenta que el voltaje de alimentación que tiene un transformador trifásico homologado en el primario es 13,800 (kV) y en el lado secundario 127/220 (V).

Un transformador monofásico homologado tiene una alimentación de 7,97 (kV) en el lado primario y en el lado secundario 120/240 (V).

El transformador por su parte tiene el *tap* o *selector* que se encuentra en el lado primario del transformador, usualmente se localiza en el frente de los embobinados en una unidad ventilada y se utiliza para aumentar o disminuir el número de vueltas físicas del embobinado logrando aumentar o disminuir el voltaje.

Configuración del tap del transformador trifásico

En un transformador trifásico tomando en cuenta los valores obtenidos en la simulación de flujo de carga se tiene 12,500 (kV) en la fase B del lado primario, siendo 199.2 (V) en lado secundario, tomando en consideración que la Regulación 002/20 del nivel de voltaje para medio voltaje el rango admisible es $\pm 6.0\%$ y para bajo voltaje es $\pm 8.0\%$ lo cual no cumple en medio ni bajo voltaje.

Por lo cual se debe a cambiar la posición del *tap* a 1, resultando la TABLA 31

TABLA 31
Tap del transformador trifásico

Tap	Voltaje primario (kV)	Voltaje secundario (V)
1	13,132	209.35
2	12,812	204.24
3	12,500	199.2
4	12,188	194.3
5	11,875	189.31

Nota. Fuente: EmelNorte

Observando los resultados, cambiando la posición del *tap* a la posición 1 mejora el voltaje en el primario y se tiene un voltaje de línea de 209.35 (V) en el secundario, tomando en consideración la Regulación 002/20, sí cumple con el rango admisible para medio y bajo voltaje, además, para construcción de redes según la Norma Técnica Ecuatoriana Voluntaria debe considerar un rango admisible de $\pm 4.0\%$ en medio y bajo voltaje, en este caso, la mejor opción es adquirir un transformador trifásico con la relación de transformación configurada de 12,500 (kV) en el primario y 220 (V) en el secundario.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que la red de alimentación podría ser repotenciada o rediseñada, lo que mejoraría el voltaje en el punto de conexión. En este caso, realizando el análisis con un transformador mejorada su alimentación que pueda llegar a ser un voltaje de 13,600 (kV) en el primario, se tiene la TABLA 32, que resulta conveniente ubicar el *tap* en la posición 2, lo cual cumple la regulación en medio y bajo voltaje.

TABLA 32
Tap del transformador trifásico

<i>Tap</i>	Voltaje primario (kV)	Voltaje secundario (V)
1	14,288	227.77
2	13,940	222.23
3	13,600	216.81
4	13,260	211.39
5	12,920	205.97

Nota. Fuente: EmelNorte

Configuración del tap de transformador monofásico

De igual forma, para un transformador monofásico tomando en cuenta los valores obtenidos en la simulación de flujo de carga se tiene 7,2 (kV) en el lado primario, siendo 216.8 (V) en lado secundario, resulta un voltaje de fase de 108.4 (V), tomando en consideración la Regulación 002/20 no cumple en medio ni bajo voltaje.

Por lo cual se debe cambiar la posición del *tap* a 1, resultando la TABLA 33

TABLA 33
Tap del transformador monofásico

<i>Tap</i>	Voltaje primario (kV)	Voltaje secundario (V)
1	7,564	227.77
2	7,380	222.2
3	7,200	216.8
4	7,020	211.4
5	6,840	205.97

Nota. Fuente: EmelNorte

Observando los resultados, cambiando la posición del *tap* a la posición 1 mejora el voltaje de línea a 227.77 (V) en el secundario, tomando en consideración la Regulación 002/20, sí cumple con el rango admisible para medio y bajo voltaje, además, para construcción de redes según la Norma Técnica Ecuatoriana Voluntaria debe considerar un rango admisible de ± 4.0 % en medio y bajo voltaje, en este caso, la mejor opción es adquirir un transformador trifásico con la relación de transformación configurada de 7,2 (kV) en el primario y 240 (V) en el secundario.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta que la red de alimentación podría ser repotenciada o rediseñada, lo que mejoraría el voltaje en el punto de conexión y realizando el análisis con un transformador mejorado su alimentación que pueda llegar a ser alimentado con un voltaje de 7,6 (kV) en el primario, se tiene la TABLA 34, que resulta conveniente ubicar el *tap* en la posición 2, lo cual cumple con la regulación en medio y bajo voltaje.

TABLA 34
Tap del transformador monofásico

<i>Tap</i>	Voltaje primario (kV)	Voltaje secundario (V)
1	7,980	240.30
2	7,790	234.58
3	7,600	228.85
4	7,410	223.14
5	7,220	217.41

Nota. Fuente: EmelNorte

2.4.2 Descripción del consumo

Los valores de consumo fueron tomados de la base de datos ArcGIS correspondiente al mes de noviembre del 2022, se realizó una agrupación de datos de cada uno de los 83 usuarios conectados a los diferentes postes de distribución existentes.

Considerando la metodología de EMELNORTE que propone determinar la demanda de diseño de los transformadores en base al consumo se divide el consumo de los usuarios conectados a cada poste de la zona.

Los usuarios conectados al poste #12826 de la zona se muestran en la TABLA 35

TABLA 35
 Datos de consumo extraídos de la base de datos ArcGIS

Usuarios	Consumo Promedio (kWh)
Poste #12826	
1	747.00
2	15.6
3	325.6
4	18.6
5	28.4
6	77.4

Nota. Fuente: EmelNorte

El ANEXO H se detalla el consumo de todos los usuarios de la zona distribuidos en cada poste.

En cuanto a la potencia es la energía eléctrica utilizada, disipada, transformada por material conductor en un intervalo de tiempo, además, sirve para realizar el diseño del dimensionamiento de los transformadores.

Potencia total consumida

P consumida = 54.990,416 kWh-mes (Correspondiente al mes de noviembre del 2022).

2.4.3 Adecuación de redes de distribución de EmelNorte

El sistema eléctrico a cargo de EmelNorte ha ido aumentando, lo que conlleva una serie de afectaciones en el sistema a corto y largo plazo, por lo que EmelNorte con la finalidad de mantener y asegurar una calidad de servicio óptima ha definido lineamientos para el diseño tanto en obra civil como obra eléctrica.

Tomando en cuenta lo antes mencionado, para el diseño subterráneo se debe calcular la demanda de diseño de cada transformador proyectado utilizando las hojas de cálculo que propone EmelNorte, en el ANEXO I, ANEXO J y ANEXO K de acuerdo con la normativa vigente.

2.4.4 Estimación de la demanda eléctrica a partir del consumo con el método de la REA

La metodología de cálculo de la demanda para el dimensionamiento de los transformadores de distribución tomando como base el consumo de los usuarios es conveniente, debido a que en el sistema comercial de EmelNorte se encuentra disponible el dato de consumo energético, la metodología antes mencionada es la desarrollada por la Rural Electrification Administration (REA), que fue fundada en 1935 con la finalidad de desarrollar los sistemas de electrificación en zonas rurales en Estados Unidos, esta administración en 1994 se cambió a Rural Utilities Service (RUS)(Laurence, 2008).

La REA ha elaborado un enfoque para determinar la capacidad del transformador según la demanda, utilizando estadísticas.

Este enfoque ha demostrado ser confiable y ha evolucionado a lo largo del desarrollo de redes de distribución.

2.4.4.1 Demanda máxima coincidente

De acuerdo con la metodología del apartado 1.3 Demanda se procede a calcular la estimación de demanda donde se utilizan dos factores, *Factor A* y *Factor B* que son promedios de consumo en valores de energía y número de abonados, con esto se determina la demanda máxima coincidente

En el caso de existir 5 usuarios en adelante por medio de la ecuación (Ec.2), (Ec.3) y (Ec.4) como se detalla a continuación:

$$DM_{coin} = (\text{Factor A}) * (\text{Factor B}) \quad (\text{Ec.2})$$

$$\text{Factor A} = N[1 - 0.4N + 0.4 * (N^2 + 40)^{\frac{1}{2}}] \quad (\text{Ec.3})$$

El factor B se obtiene a partir de (Ec.4)

$$\text{Factor B} = 0.005925 * \left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}}\right)^{0.885} \quad (\text{Ec.4})$$

Donde:

$\left(\frac{\text{kWh}}{\text{mes}}\right)$ = Consumo promedio.

N = Número de usuarios del circuito.

DM_{coin} = Demanda Máxima Coincidente.

2.4.4.2 Factor de coincidencia (fc)

La empresa eléctrica propone calcular el factor de coincidencia de dos maneras, la primera se utiliza cuando el número de usuarios es de 1 a 4 y se debe aplica los valores de la TABLA 36

TABLA 36
Datos de consumo de la base de datos ArcGIS

Usuarios	Fc
1	1
2	0.65
3	0.55
4	0.5

Nota. Fuente: Autor.

La segunda forma de determinar el factor de coincidencia es cuando exista 5 usuarios en adelante se debe aplicar la siguiente ecuación (Ec.5):

$$Fc = e^{-0.7243} * n^{-0.128443} + 0.037 \quad (\text{Ec.5})$$

Donde:

Fc: Factor de coincidencia.

n: número de usuarios (5 en adelante).

2.4.4.3 Demanda total máxima coincidente

Se calcula mediante la ecuación (Ec.6) que involucra la suma de las demandas que se producen al mismo tiempo multiplicadas por el factor de coincidencia correspondiente al número de demandas individuales.

$$DMC_{total} = fc * \sum D_{ind1} + D_{ind2} + D_{ind3} \dots \dots D_{indn} \quad (\text{Ec.6})$$

Donde:

DMCtotal: Demanda máxima coincidente total [kW].

Fc: Factor de coincidencia correspondiente al número de usuarios.

Con la determinación de ecuaciones necesarias para el cálculo de diseño de la estimación de demanda eléctrica a través del consumo utilizando el método de la REA se procede a realizar los cálculos necesarios.

Se realiza el cálculo de la demanda máxima coincidente del transformador CT_1 siguiendo la ecuación (Ec.2) , (Ec.3) y (Ec.4) con los usuarios conectados a los postes #12802, #12823, #12824, #12826, #13295 y #13495 de la zona correspondientes al transformador de distribución, donde realiza el cálculo de la siguiente manera:

$$N = 42$$

$$Factor A = 42[1 - 0.4(42) + 0.4 * (((42^2) + 40)^{0.5})$$

$$Factor A = 49.955155$$

$$Factor B = 0.005925 * (294,448)^{0.885}$$

$$Factor B = 0.9073$$

De esta manera se obtiene la demanda máxima coincidente:

$$DMcoin = (Factor A) * (Factor B)$$

$$DMcoin = (49.955155) * (0.9073)$$

$$DMcoin = 45,3243121$$

Siguiendo las ecuaciones establecidas se realiza el cálculo de la demanda máxima coincidente de los transformadores CT2 y CT3, a continuación, en la TABLA 37, se muestra los resultados obtenidos.

TABLA 37
Demanda Máxima Coincidente

	CT_1 (42 usuarios)	CT_2 (32 usuarios)	CT_3 (9 usuarios)
Factor A	49.955155	39.923365	16.2
Factor B	0.9073	2.5673	3.3525
Demanda Máxima Coincidente	45,324312.13	102,495254.96	54,31698

Nota. Fuente: Autor.

Se realiza el cálculo del factor de coincidencia siguiendo la ecuación (Ec.5), con el transformador CT_1 se realiza el cálculo de factor de coincidencia para 42 usuarios conectados como se muestra a continuación:

$$Fc(42 \text{ usuarios}) = e^{-0.7243} * (42)^{-0.128443} + 0.037$$

$$Fc(42 \text{ usuarios}) = 0.34$$

Siguiendo la ecuación se realiza el cálculo del factor de coincidencia de los transformadores CT_2 y CT_3, en la TABLA 38, se expone los resultados.

TABLA 38
Factor de coincidencia

CT_1 (42 usuarios)	CT_2 (32 usuarios)	CT_3 (9 usuarios)
0.34	0.35	0.40

Nota. Fuente: Autor.

De esta manera, la demanda total máxima coincidente se obtiene por la ecuación (Ec.6) teniendo de esta manera para el transformador CT_1

$$DMCtotal = 179.21 \text{ kW} * 0.34$$

$$DMCtotal = 60.37 \text{ kW}$$

Siguiendo la ecuación se realiza el cálculo de la demanda máxima coincidente total de los transformadores CT_2 y CT_3, a continuación, en la TABLA 39, se muestra los resultados obtenidos.

TABLA 39
Demanda Máxima Coincidente Total

CT_1 (42 usuarios)	CT_2 (32 usuarios)	CT_3 (9 usuarios)
60.37 kW	133.90 kW	57.07 kW

Nota. Fuente: Autor.

2.4.4.4 Demanda de diseño de los transformadores

Se calcula tomando en cuenta el número de usuarios y el estrato al que pertenecen según su ubicación en la base de datos ArcGIS, la clasificación de estratos se muestra en la TABLA 40

EmelNorte propone la siguiente metodología para el dimensionamiento de transformadores y se encuentra definida por la (Ec.7)

$$DD = \frac{DMC_{total} + DAP + DPT}{Fp} \quad (\text{Ec.7})$$

Donde:

DMCtotal: Demanda máxima coincidente total [kW].

DAP: Demanda de alumbrado público.

DPT: Demanda de pérdidas técnicas.

Fc: Factor de coincidencia correspondiente al número de usuarios.

TABLA 40
Clasificación de estratos

Categoría por estrato de consumo	kWh/mes (sin considerar la influencia de cocinas de inducción)
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-500
A	>500

Nota. Fuente: Autor.

Como se puede observar en la Figura 22, la zona de estudio cuenta con usuarios de estrato tipo C, con un consumo entre 151 – 250 kWh/mes.

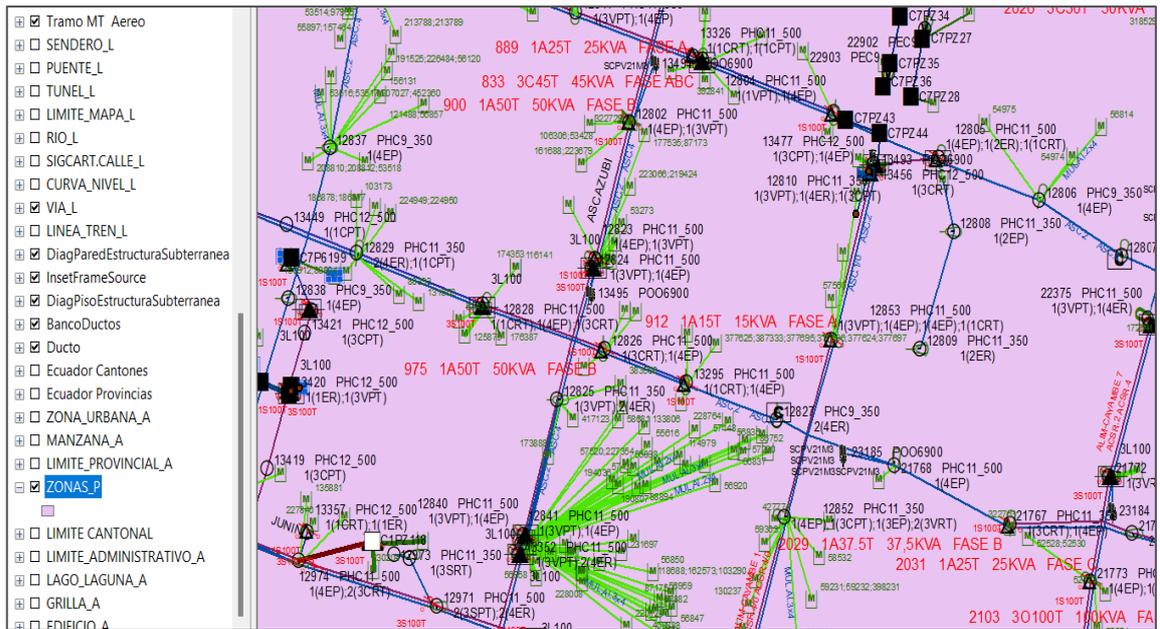


Figura 22 Estratos de zona en estudio.
Fuente: ArcGIS.

Observando los resultados de cómputo de cada transformador en el ANEXO I, ANEXO J y ANEXO K se puede dimensionar los transformadores para abastecer de energía eléctrica a los usuarios.

La demanda proyectada de diseño para el transformador CT_1 siguiendo la ecuación (Ec. 7) es:

$$DD = \frac{60,37 + 0,90 + 2,17}{0,95}$$

$$DD = 66,78$$

De la misma manera siguiendo la ecuación para la determinación de la demanda de diseño y el cómputo de cada transformador se muestra los resultados obtenidos en la TABLA 41

TABLA 41
Demanda de diseño

CT_1 (42 usuarios)	CT_2 (32 usuarios)	CT_3 (9 usuarios)
66.78 kVA	147.43 kVA	63.20 kVA
Transformador proyectado comercial	Transformador proyectado comercial	Transformador proyectado comercial
75 kVA	150 kVA	75 kVA

Nota. Fuente: Autor.

2.4.4.5 Caída de voltaje

El propósito del cálculo de la caída de voltaje es determinar si no sobrepasa los límites definidos por la regulación ARCERNNR 002/20. La misma regulación ofrece el método de cálculo de caídas de voltaje que implica conocer la cantidad de lámparas instaladas, usuarios conectados con sus respectivas cargas y distancias en metros.

Los datos son registrados en hojas de cálculo estipuladas por el Departamento de Planificación de EmelNorte para evaluar la caída de voltaje de la red.

Considerando los niveles permitidos de caída de voltaje de acuerdo con la regulación para redes secundarias, se permite para bajo voltaje una caída de voltaje de $\pm 8\%$ y para medio voltaje $\pm 6\%$, y se recomienda conductor TTU para una red subterránea. En el ANEXO L y ANEXO M se detalla el cómputo realizado, donde los límites de voltaje para el diseño propuesto no sobrepasan el nivel admisible, teniendo como resultados de caídas de voltaje en medio voltaje para CT_1, CT_2, y CT_3 de 0.0007% , 0.0018% y 0.0005% , y para bajo voltaje se tiene 0.27% , 0.41% y 0.64% respectivamente de cada transformador.

CAPÍTULO III

Diseño soterrado de la nueva red eléctrica

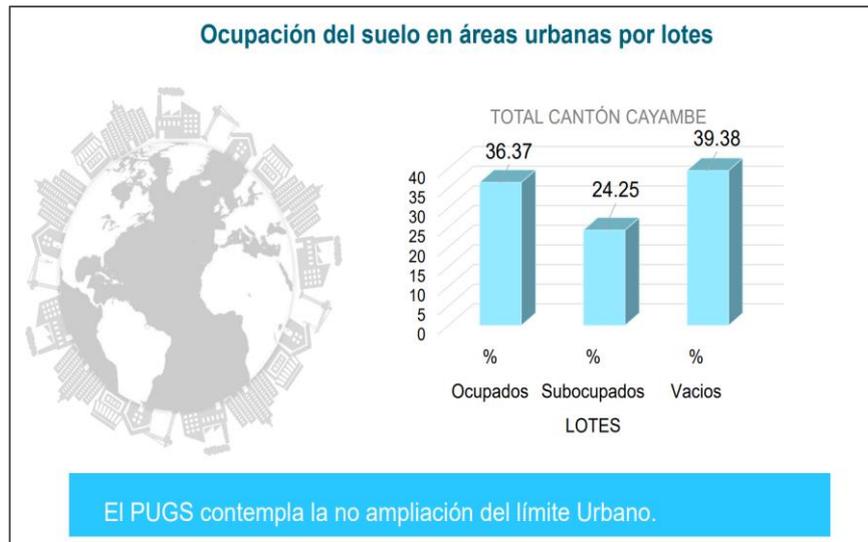
El este capítulo se presenta la propuesta de soterramiento de la red de MV y BV del centro histórico conforme a los lineamientos y normativas establecidas, tomando en consideración que la zona comprende edificaciones de significado colonial bien conservadas, además con los datos obtenidos en el anterior capítulo de consumo se puede realizar la estimación de demanda eléctrica para el dimensionamiento de los transformadores y realizar el diseño de obra civil y eléctrica dando a conocer principales aspectos que conformaría la red eléctrica soterrada como:

El diseño de obra civil incluye el dimensionamiento de banco de ductos, el tamaño adecuado para zanjas, disposición de pozos y ubicación de cámaras eléctricas según la capacidad de cada transformador.

En el diseño de obra eléctrica se realiza la transición aéreo-subterránea de los alimentadores primarios, ubicación de transformadores de distribución tomando en cuenta que no sobrepase la caída de voltaje establecida en la norma, canalización de la red secundaria en ductos y adecuación de seccionamiento y protección incluyendo la malla de puesta a tierra.

Es importante tomar en cuenta que en la zona se encuentran otros servicios subterráneos como acometidas de agua, alcantarillado y telecomunicaciones que se deben considerar para elaborar el diseño eléctrico donde se debe mantener distancias apropiadas respecto a los demás servicios.

También se accedió a la información que del Plan de Uso y Ocupación de Suelo "PUGS" del GADIP Municipio de Cayambe y se pudo comprobar que el 36.37% de suelo en el área urbana se encuentra ocupado, el 24.25% está subocupado y el 39.38% se encuentra vacío, como indica la Figura 23.



*Figura 23 Porcentaje de Ocupación del Suelo.
Fuente: GADIP Municipio de Cayambe.*

Esta información proporcionada por el GADIP Municipio de Cayambe tiene concordancia con la visita de campo realizada y detallada en el anterior capítulo, donde se pudo corroborar que no existen terrenos vacíos ni subocupados, y se trata de terrenos con edificaciones ocupadas en toda su extensión, las que se encuentran ubicadas en el centro histórico del área urbana de la zona en estudio y que tienen gran significado; social, económico, político y cultural, se caracteriza por contener inmuebles vinculados con la historia del Cayambe antiguo, ubicando al Parque Central “23 de Julio”, Figura 24, como el símbolo de la ciudad desde hace décadas, además en sus alrededores se puede encontrar edificaciones de arquitectura histórica que conserva sus formas de origen colonial.

En nuestro país, es una responsabilidad del gobierno preservar y salvaguardar el legado cultural construido de Ecuador, que sirve como cimiento de nuestra identidad nacional y herencia cultural.

Por tal razón, la posibilidad de proyección de nuevas viviendas o edificaciones en la zona es mínima, debido a la importancia de la conservación histórica considerada como patrimonio.

Por lo tanto, la demanda eléctrica no tendrá un incremento considerable.



Figura 24 Parque Central "23 de Julio".
Fotografía: Marco Monteros.

3.1 Diseño subterráneo

En la fase de diseño, se lleva a cabo una evaluación para determinar la capacidad de cada centro de transformación y calibres de conductores adecuados para redes subterráneas.

Para efectuar los cálculos de diseño, se llevó a cabo la agrupación de los usuarios en regiones específicas, con el fin de obtener tres centros de transformación, tal como se presenta en la Figura 25, donde la zona de la izquierda corresponde al centro de transformación 1 resaltada de color amarillo, la zona del centro corresponde al centro de transformación 2 resaltada de color verde y la zona de la derecha corresponde al centro de transformación 3 resaltada de color naranja.

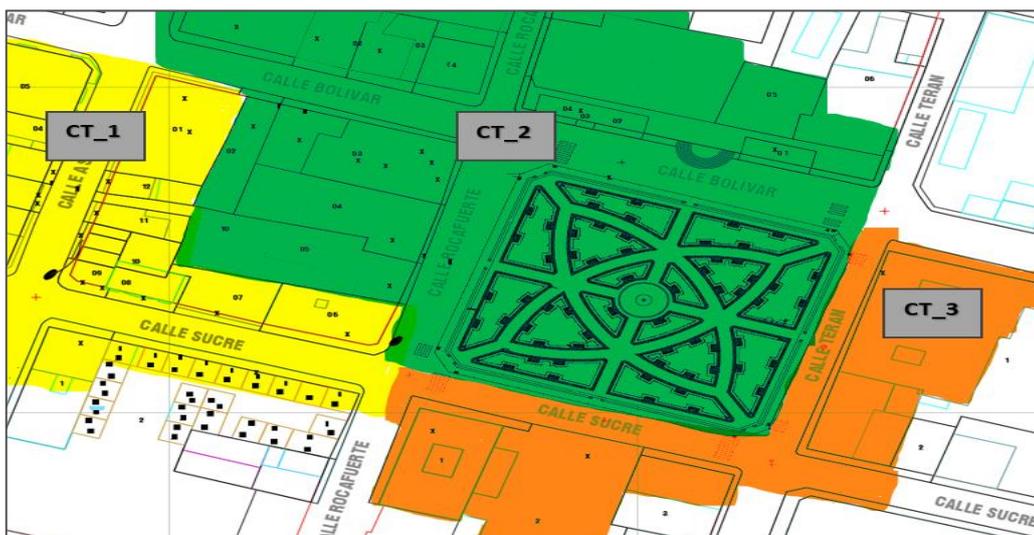


Figura 25 Agrupación de usuarios por zonas.
Fuente: Autor.

3.2 Diseño en obra civil

En el diseño de la obra civil incluye el dimensionamiento de conductos, zanjas, pozos y cámaras eléctricas.

3.2.1 Banco de ductos

Los bancos de ductos son se emplean para mantener una separación entre los ductos fabricados de tubería PVC de pared estructurada y superficie interior lisa tipo B, utilizada para la red de MV y BV, y tubería PVC del tipo II para alumbrado público y acometidas.

La disposición de los bancos de ductos dentro de una misma zanja se establece en función de la cantidad de filas y columnas, la configuración de diseño se muestra a continuación en la TABLA 42, considerando el identificador nemotécnico establecido por el MEM.

TABLA 42
Configuración de banco de ductos

UC - UP	Descripción	USO
EU0-0B(2x3B+1x2A)1	Estructura para redes subterráneas, banco de ductos en acera con configuración 2x3 de 110mm + 2x50 mm + TRIDUCTO.	ACERA
EU0-0B(2x3B+1x2A)2	Estructura de redes subterráneas de distribución - banco de ducto en calzada con configuración 2x3 de 110mm + 2x50 mm + TRIDUCTO.	CALZADA

Nota. Fuente: Autor.

Es importante destacar que el último dígito del código nemotécnico cambia si los conductos se encuentran en acera o calzada, siendo 1 para acera y 2 para calzada.

El ANEXO N muestra la configuración de los ductos a utilizar en la propuesta de soterramiento.

Según el MEM (2022), para los sistemas de comunicación de equipos eléctricos, se instará un triducto de polietileno con una superficie de pared exterior lisa e interior con estrías longitudinales de 40 mm de diámetro, como ilustra la Figura 26.

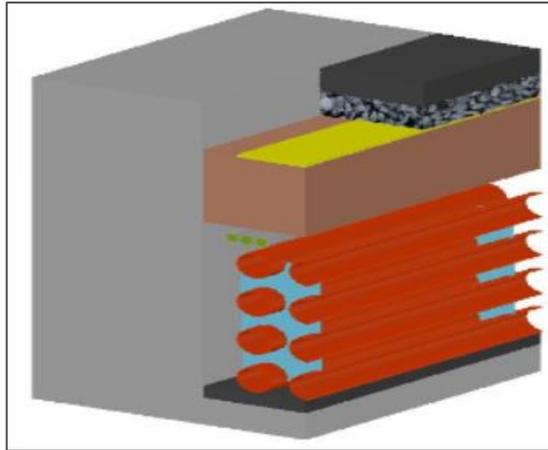


Figura 26 Banco de ductos.
Fuente: MEM.

Se estima que la ubicación de los ductos comienza desde el nivel del pozo, donde el primero corresponde a MV, el siguiente a BV y los conductos de menor tamaño se destinan a la señalización de semáforos y alumbrado público.

3.2.2 Zanjas

El ancho de las zanjas se calcula mediante la (Ec.8) en función de la cantidad de ductos que se colocan en los pozos.

$$\mathbf{Bd} = \mathbf{N} * \mathbf{D} + (\mathbf{N} - \mathbf{1}) * \mathbf{e} + \mathbf{2} * \mathbf{x} \quad (\text{Ec.8})$$

$$\text{Bd}(1 \times 3) \text{MV y BV} = 6 * 11\text{cm} + (6 - 1) * 5\text{cm} + 2 * 10\text{cm} = 111 \text{ cm}$$

$$\text{Bd}(1 \times 2) \text{Alumb.} = 2 * 5\text{cm} + (2 - 1) * 5\text{cm} + 2 * 10\text{cm} = 35 \text{ cm}$$

Donde:

- ❖ Bd → Ancho de la zanja
- ❖ N → Número de tubos a instalar de manera horizontal
- ❖ D → Diámetro externo del tubo
- ❖ e → Espacio entre tubos (normalmente 5 cm)
- ❖ x → Distancia entre tubo y pared de la zanja (mínimo 10 cm)

La zanja está destinada a albergar los ductos con una disposición de 2 filas y 3 columnas, dando como resultado una zanja de 111 cm.

Por otro lado, la zanja diseñada para el alumbrado público tiene una disposición de 1 fila y 2 columna, teniendo una zanja de 35 cm.

En todas las zanjas previstas se colocará cinta de señalización.

3.2.3 Pozos

Las dimensiones de los pozos dependen del nivel de voltaje de los conductores de MV y BV que atraviesan por los pozos, la concentración de concreto en de las paredes de los ductos depende si están en acera o si son en calzada, como indicó en el primer capítulo.

Los pozos proyectados son diseñados con base al nivel de voltaje y su aplicación; por lo que se ha seleccionado 3 tipos de pozos (A, B, C) especificados a continuación en la TABLA 43

TABLA 43
Tipos de pozos proyectados

UC - UP	Descripción	Tipo
EUD-0PA	Estructura de redes subterráneas de distribución de AP - Acometida	Pozo tipo A (60x60x75) cm.
EUT-0PB	Estructura de redes subterráneas de distribución de MV – BV - AP	Pozo tipo B (90x90x90) cm.
EUT-0PC	Estructura de redes subterráneas de distribución de MV – BV - AP	Pozo tipo C (1.2x1.2x1.2) cm.

Nota. Fuente: Autor.

Según el MEM (2022), LI pozo tipo A se ha designado para la red de alumbrado público y acometidas, mientras que el pozo tipo B se empleará en MV, BV y AP. Las tapas de los pozos se construirán con hormigón armado, con un grosor de 7 cm y de 15 cm en calzada que contarán con armadura de diámetro de 12 mm cada 100 mm en ambas direcciones.

Además, se incluirá un marco y brocal metálico con un espesor de 4 mm, indicado en el ANEXO O

El marco y bocal deben estar protegidos con al menos dos capas de pintura anticorrosiva. Además, se requiere una identificación mediante una placa de hierro fundido.

3.2.4 Cámaras eléctricas

El proyecto de diseño y construcción se adhiere a las especificaciones técnicas que se establecen con el propósito de definir las características, asegurando que la infraestructura

civil cumpla la función de acomodar los equipos eléctricos de acuerdo con las regulaciones vigentes.

El CT_2 se planea instalar a nivel del suelo, y se construirá una base de hormigón armado cuyas dimensiones dependerán del tamaño del transformador. El diseño de la cámara eléctrica para el transformador padmounted se encuentra detallado en el ANEXO P

La cámara a nivel del suelo estará equipada con una puerta metálica de 1.5 mm de grosor, será resistente al fuego durante 3 horas y deberá contar con rendijas para ventilación que se abrirá hacia el exterior de 2.30 m de altura y 1.4 m, y contará con un mecanismo de cierre para evitar el acceso no autorizado.

El diseño de la obra civil en las canalizaciones se puede apreciar en el ANEXO Q realizado en AutoCAD estudiantil.

3.3 Diseño de obra eléctrica

Considerando el levantamiento de información del Capítulo 2, a continuación, se plantea la propuesta para el soterramiento de la red, la cual abarca el análisis de iluminación del alumbrado público en el software DiaLUX evo, infraestructura para la red de MV y BV, ubicación de centros de transformación acorde a la normativa vigente y se incluye el sistema de puesta a tierra.

3.1.1 Análisis de iluminación

El análisis de iluminación se lleva a cabo utilizando el software DIALux evo, el cual permite modelar el sistema de iluminación, para esto es necesario establecer la altura de los postes, longitud del brazo, distancia entre mástiles y altura del punto de luz, el ANEXO R se muestra los resultados de análisis.

Como punto de partida, se realiza una evaluación inicial en el software para determinar el tipo de luminaria requerida para cubrir la acera y calzada de la zona.

Teniendo de esta manera, el tipo de lámpara Gewiss de 111 W, como se muestra en la Figura 27.

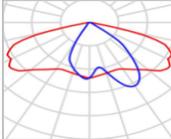
Resumen (hacia EN 13201:2015)			
			
Fabricante	Gewiss	P	111.0 W
N° de artículo	GWR5713B	$\Phi_{Luminaria}$	7800 lm
Nombre del artículo	ROAD[S] MEDIUM 3M WIDE 740 1A BIPOWER CL. I		
Lámpara	definido por el usuario		

Figura 27 Resumen de tipo de lámpara.
Fuente: DiaLux.

Como consecuencia del análisis, se obtienen niveles de iluminación que se ajustan a la normativa establecida, en la Figura 28 se expone los resultados del software.

Recuadro de evaluación (HS3)	Camino peatonal 2 (HS3)		
E_m (lx)	✓ ≥	1.00	15.28 ✓
U_o (lx)	✓ ≥	0.15	0.89 ✓
Recuadro de evaluación (M2)	Calzada 1 (M2)		
L_m [cd/m^2]	✓ ≥	1.50	1.53 ✓
U_o	✓ ≥	0.40	0.59 ✓
U_l	✓ ≥	0.70	0.87 ✓
TI [%]	✓ ≤	10	6 ✓
R_{Et}	≥	0.35	0.52
Recuadro de evaluación (P1)	Camino peatonal 1 (P1)		
E_m [lx]	✓ ≥	15.00 ≤ 22.50	16.81 ✓
E_{min} [lx]	✓ ≥	3.00	14.51 ✓

Figura 28 Resultados de iluminación en calzada.
Fuente: DiaLux.

En programa informático presenta una representación tridimensional que ilustra la disposición de iluminarias, como se observa en la Figura 29.

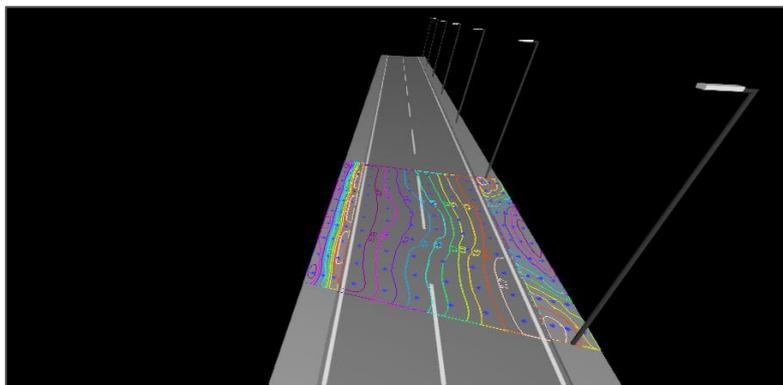


Figura 29 Resultados de iluminación.
Fuente: DiaLux.

3.1.2 Red de distribución primaria

La alimentación del proyecto se tomará desde el poste de numeración #P-12801 con coordenadas en X y en Y (150002,09 y 10004640,732 Metros) respectivamente, los cuales fueron obtenidos de la base de datos ArcGIS, donde comienza con la transición aéreo-subterránea de la red de MV, como muestra el ANEXO S

La red subterránea de MV debe cubrir los tres centros de transformación, de topología radial, es decir que la distribución es directa desde la fuente hacia la carga.

La longitud total de la red es de 223.79 m y estará compuesta por conductores de cobre calibre 3/0 AWG para 15 kV con aislamiento para las fases tipo XLPE de 133% y para el neutro será de cobre tipo desnudo.

La elección del calibre del conductor se realizó usando las hojas de cálculo propuestas por EmelNorte

Con el calibre de conductor 3/0 se obtuvo el 2,18% de caída de voltaje en MV.

El diseño de la nueva red eléctrica subterránea de MV se presenta en el ANEXO T

3.1.3 Red de distribución secundaria

Tomando en consideración lo establecido por el MEM (2022), es recomendable que los conductores de BV sean de tipo TTU con un nivel de aislamiento hasta los 2000 V debido a que son recomendados en redes subterráneas para áreas húmedas y secas.

La red de BV dispone el voltaje del lado secundario del transformador para alimentar incluso a tablero de distribución principal y al tablero general eléctrico.

La red de BV de los centros de transformación será trifásica (3F) con conductor TTU de tipo 2 kV Cu, calibre 3 x 2/0 AWG + 3 x 2/0 AWG de Cu, desnudo para el neutro, más un conductor de tierra aislado tipo THHN flexible calibre 2/0 AWG color verde.

Se debe considerar que las derivaciones en BV se realizarán en pozos de tipo B.

El diseño de la nueva red eléctrica subterránea de BV se muestra en el ANEXO U

La acometida domiciliaria de cada pozo tendrá barrajes desconectables de 4 vías tal como se muestran en el ANEXO V

Además, el ingreso de la acometida a las viviendas será desde el suelo hasta la pared como muestra el ANEXO W

3.1.4 Seccionamiento y protección

El seccionamiento y protección de los equipos fueron determinados para garantizar seguridad, funcionamiento y continuidad del servicio.

3.3.3.1 Conductores de MV

Se configura seccionadores fusibles unipolares abiertos para las tres fases con terminales de salida hacia la transición aérea-subterránea y se instala tres seccionadores porta fusible con un fusible 50T y 3 pararrayos respectivamente para cada conductor que serán de una capacidad de 10 kV.

Centros de transformación (CT).

En el lado primario del transformador, se propone la instalación de tira fusibles de 3.5 y 2.1 Slow-Fast (SF) respectivamente conforme a TABLA 16.

3.3.3.2 Diseño de la malla de puesta a tierra

Se realiza el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra conforme a los datos de aproximados resistividad de suelo según las características que posea el suelo de la TABLA 44 que son datos extraídos del libro Manual de Sistemas de Puesta a Tierra de Gediweld del año 2007 escrito por Gregor Rojas que se encuentran en ohm – cm.

Se utiliza los datos del diagnóstico de la red de la TABLA 26 que indica la corriente de cortocircuito y el tiempo de falla, se utiliza el valor de corriente de falla más alto para el diseño de los equipos siendo 2,714 (A) aproximando a 2,800 A, donde los cálculos de diseño se muestran en el ANEXO X alcanzando una resistividad del suelo de 2.76 ohmios.

*TABLA 44
Resistividad de diferentes tipos de suelos*

SUELO	RESISTIVIDAD OHM – CM
Suelos de superficie, suelos ricos compuestos especialmente de arcilla, arena y materia orgánica, etc.	100 – 5,000
Arcilla	200 – 10,000
Arena y grava	5,000 – 100,000
Caliza superficial	10,000 – 1,000,000
Caliza	500 – 400,000
Rocas de arcilla endurecida	500 – 10,000
Arenisca	2,000 – 200,000
Granitos, basaltos, etc.	100,000
Partículas de rocas formadas de capas de cuarzo, mica, etc.	5,000 – 50,000
Rocas duras dispuestas en capas delgadas, etc.	1,000 – 10,000

Nota. Fuente: Puesta a Tierra de Gediweld.

Las características de suelo del cantón Cayambe por su alta capacidad fértil formado por materia orgánica se aproximan a la primera opción de la TABLA 44, teniendo una resistividad en la zona de 1 a 50 ohm – m, donde para el dimensionamiento propuesto se analiza con una resistividad de 25 ohm.

El dimensionamiento de la malla se realiza con los datos obtenidos en una hoja de cálculo de cada centro de transformación que se presenta en el ANEXO X con el propósito de verificar que el dimensionamiento de la malla cumpla la regulación IEEE Std 80-2000.

Malla de puesta a tierra para CT-1, CT-2 y CT-3

La Figura 30 muestra el diseño de la malla de protección para el centro de transformación 1, 2 y 3.

La TABLA 45 muestra los parámetros dispuestos de cada transformador de la malla de puesta a tierra que, en efecto, cumple con la normativa para los tres transformadores.

TABLA 45
Parámetros de la malla para CT_1

Ancho	5 m
Largo	5 m
Área	25 m ²
Profundidad	0.6
Varillas	4
Longitud de varillas	1.8

Nota. Fuente: Autor.

A continuación, se muestra la forma de la malla de puesta a tierra diseñada en el software ETAP en la Figura 30, que es un software para el dimensionamiento de la protección de puesta a tierra

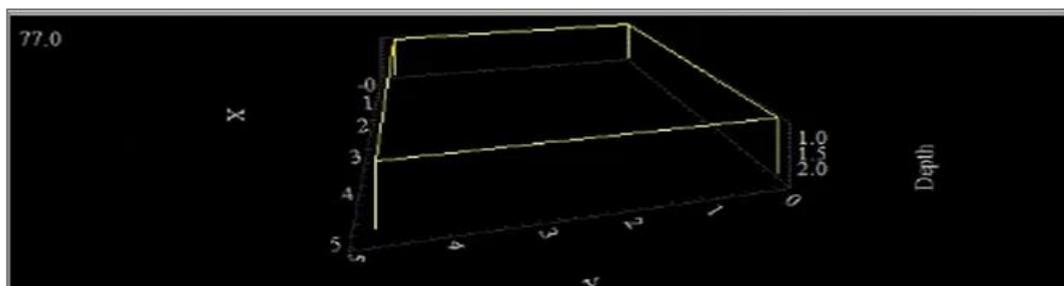


Figura 30 Diseño de malla de puesta a tierra en ETAP.
Fuente: ETAP.

3.4 Descripción de estructuras

A continuación, se realiza una descripción de estructuras para el diseño de la red subterránea propuesta.

La transición aérea subterránea de MV consta los siguientes materiales para su construcción como se muestra en la TABLA 46

TABLA 46
Transición aérea-subterránea para tres fases en estructura centrada

TRANSICIÓN DE RED AÉREA A SUBTERRÁNEA PARA TRES FASES EN ESTRUCTURA CENTRADA			
01	c/u	2	CRUCETA ACERO GALVANIZADO, UNIVERSAL, PERFIL "L" 75 X 75 X 6 X 2 400 mm (3 X 3 X 1/4 X 79")
02	c/u	2	PERNO "U" ACERO GALVANIZADO, CON 2 TUERCA, ARANDELAS: 2 PLANAS Y 2 PRESIÓN DE 16 X 150 MM (5/8" X 6"), ANCHO DENTRO DE LA U
03	c/u	4	PIE AMIGO DE ACERO GALVANIZADO, PERFIL "L" 38 X 38 X 6 X 711 mm (1 1/2 X 1/4 X 28")
04	c/u	10	PERNO MÁQUINA ACERO GALVANIZADO, TUERCA, ARANDELA PLANA Y PRESIÓN, 16 X 38 mm (5/8 X 1,5")
05	c/u	3	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR, TIPO ABIERTO 15 KV - 100
06	c/u	1	TIRAFUSIBLE CABEZA REMOVIBLE
07	c/u	3	PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO METÁLICO, 10 KV, CON DESCONECTADOR
08	m	1	CABLE UNIPOLAR DE CU, AISLADO 15 KV, XLPE, AWG, 19 HILOS, 100% NA
09	c/u	3	TERMINAL DE MEDIO VOLTAJE PARA EXTERIORES CON AISLAMIENTO 15 KV
10	m	3	CABLE DE CU, CABLEADO AISLADO 600 V, TW, 10 AWG
11	c/u	3	ESTRIBO PARA DERIVACIÓN, ALEACIÓN CU-SN
12	c/u	3	GRAPA ALEACIÓN DE AL, DERIVACIÓN PARA LÍNEA EN CALIENTE, RANGO 4 - 2/0
13	c/u	1	REVERSIBLE EMT 110 MM
14	c/u	1	TUBO RÍGIDO DE ACERO GALVANIZADO 110MM - 6 METROS
15	m	3	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE ,0,76MM DE ESPESOR X 19,05MM DE ANCHO.
16	c/u	3	HEBILLA PARA FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 19,05MM DE ANCHO
17	c/u	1	CODO DE ACERO GALVANIZADO INOXIDABLE DE 110MM CURVA AMPLIA DE 90 GRADOS.
18	c/u	1	UNIÓN PARA TUBO RÍGIDO CONDUIT DE ACERO GALVANIZADO 110mm
19	c/u	2	ABRAZADERA ACERO GALVANIZADO, PLETINA, 3 PERNOS, 38 X 4 X 140 - 160 MM (1 1/2 X 11/64 X 5 1/2 - 6 1/2")
20	c/u	3	ACCESORIO DE SUJECCIÓN PARA TERMINAL

Nota. Fuente: Manual de las Unidades de Construcción del MEM.

Las canalizaciones deben estar compuestas por los materiales que se encuentran detallados dentro del manual de unidades de construcción perteneciente a las redes subterráneas que se puede encontrar dentro de las unidades de propiedad. Estas se detallan en la TABLA 47

*TABLA 47
Banco de ductos en acera de configuración 2x3 de 100 mm*

BANCO DE DUCTOS EN ACERA CON CONFIGURACIÓN 2x3 DE 100 mm			
REF	UNID.	CANT.	
01	c/u	6	TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA INTERIOR LISA Y EXTERIOR CORRUGADA DE 110 mm
02	c/u	1	SEPARADOR DE TUBERÍA PVC DE 2 FILAS X 3 COLUMNAS ANCHO 480 mm x 180 mm DE ALTO
03	c/u	2	CINTA DE SEÑALIZACIÓN ANCHO 250 mm x 0.175 DE ESPESOR
04	m ³	0.02041	ARENA
05	m ³	0.189	MATERIAL DE RELLENO
06	m ³	0.063	RIPIO
07	m ³	0.063	HORMIGÓN DE 140 kg/cm ²
08	c/u	1	TUBO DE POLIETILENO TRIDUCTO DE 40 mm.

Nota. Fuente: Manual de las Unidades de Construcción del MEM.

Por su parte los pozos deben tener ciertos materiales que son necesarios y se detallan en la TABLA 48

TABLA 48
Pozos para redes subterráneas tipo B

POZOS PARA REDES SUBTERRÁNEAS TIPO B			
REF	UNID.	CANT.	ESPECIFICACIÓN
01	m ²		MAMPOSTERÍA DE LADRILLO CON ENLUCIDO
02	c/u	4	SOPORTE PARA CABLES
03	c/u		TAPÓN CIEGO PARA DUCTOS LIBRES
04	c/u		TAPÓN PARA DUCTOS CON CABLES
05	c/u	1	TAPA PARA POZOS DE HORMIGÓN ARMADO CON LOSA DE 70 mm DE ESPESOR CON MARCO Y BROCAL METÁLICO GALVANIZADO ESPESSOR DE 4 mm y 50 mm DE BASE x 75 mm DE ALTO, ABERTURA DE 110° DE 1000 mm x 1000 mm INTERIOR Y 1055 mm y 1055 mm EXTERIOR
06	m ²	0.549	MATERIAL FILTRANTE PARA PISO DE POZO (GRAVA)
07	c/u	1	SIFÓN PARA DESAGUE
08	m		TUBO DE DESAGUE

Nota. Fuente: Manual de las Unidades de Construcción del MEM.

Los transformadores de 75 KVA serán reubicados, mientras el transformador de 150 KVA será adquirido de tipo pedestal, los detalles se muestran en la TABLA 49

TABLA 49 Materiales de transformadores

TRANSFORMADORES			
ÍTEM	UNID.	CANT.	ESPECIFICACIÓN
01	c/u	1	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE DISTRIBUCIÓN TIPO PEDESTAL Dyn5 PARA 13800 GRDY / 7960 V – 220 / 127 V, 125 KVA.
02	c/u	3	BOQUILLA TIPO INSERTO DOBLE 15 kV

Nota. Fuente: Manual de las Unidades de Construcción del MEM.

El equipo de protección y seccionamiento se detalla en la TABLA 50

TABLA 50 Equipos de protección y seccionamiento

EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y SECCIONAMIENTO			
01	c/u	3	PARARRAYOS CLASE DISTRIBUCIÓN POLIMÉRICO, ÓXIDO METÁLICO, 10 kV, CON DESCONECTADOR.
02	c/u	1	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR, TIPO ABIERTO 15 KV – 300 A
03	c/u	2	SECCIONADOR FUSIBLE UNIPOLAR TIPO ABIERTO 15KV – 100 A
04	c/u	2	TIRAFUSIBLE CABEZA REMOVIBLE TIPO SF 2.1
05	c/u	1	TIRAFUSIBLE CABEZA REMOVIBLE TIPO SF 3.1
06	c/u	2	TABLERO DE CONTROL DE ALUMBRADO, GABINETE METÁLICO DE 60X40X20 cm.
07	c/u	2	BASE PORTAFUSIBLE NH, 500V.
08	c/u	2	FUSIBLE NH, 500 V.
09	c/u	2	CAJA DE LÁMINA DE ACERO GALVANIZADA, SOPORTE Y PROTECCIÓN DE BASES PORTAFUSIBLE BV.

Nota. Fuente: Manual de las Unidades de Construcción del MEM.

3.5 Memoria técnica de la propuesta técnica

La memoria técnica es el describe la información específica para la propuesta del proyecto de soterramiento del centro histórico de Cayambe, la memoria técnica del proyecto se encuentra disponible en el ANEXO Y

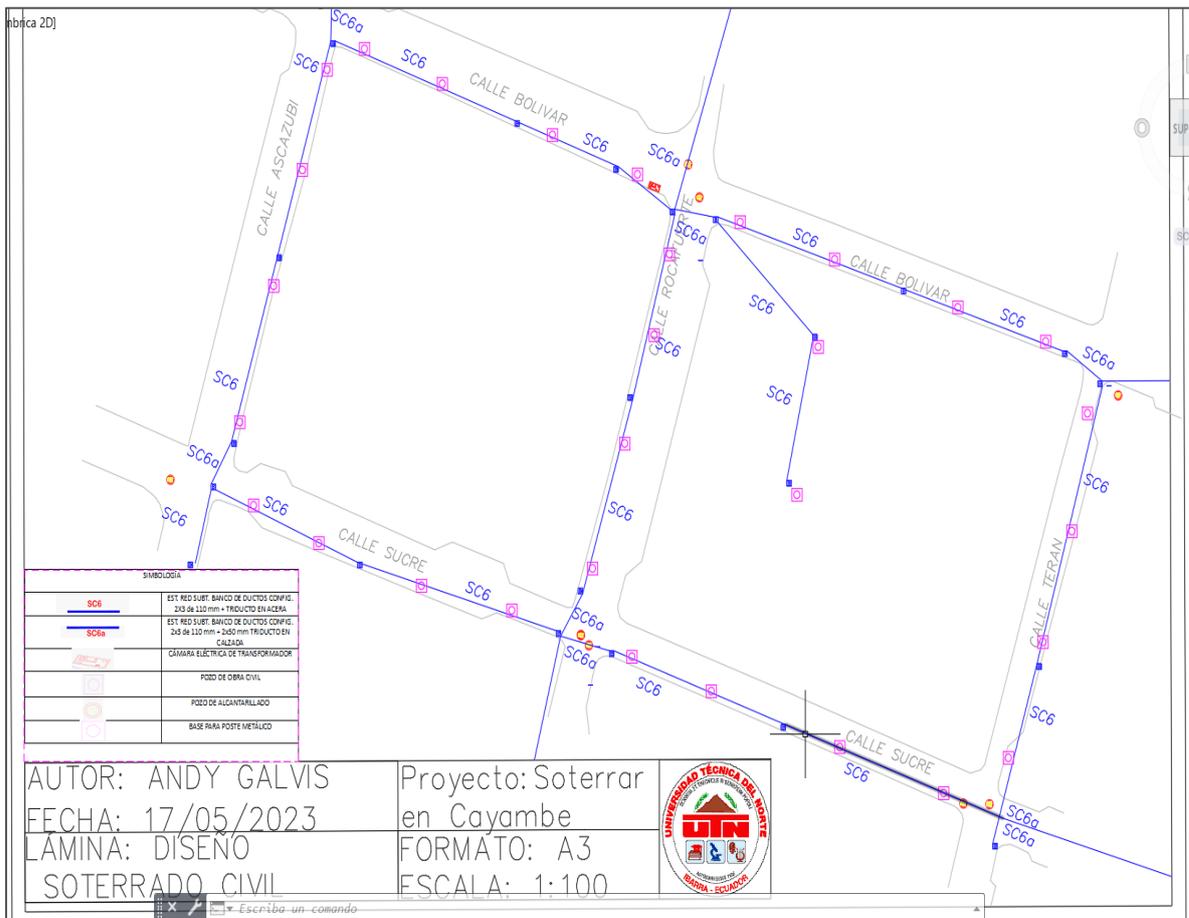
3.6 Plano integral de la propuesta de diseño

El plano integral de la propuesta de diseño expone los resultados de diseño de obra civil y eléctrica obtenidos para considerar el soterramiento de la red de distribución del centro histórico de Cayambe de soterramiento del centro histórico de Cayambe para MV, BV, alumbrado público y telecomunicaciones.

3.6.1 Diseño de obra civil

Indica el plano de conducción de la red subterránea, se encuentra explícito en el ANEXO Q Diseño de obra civil en canalización es el siguiente plano.

ANEXO A Diseño de obra civil en canalización



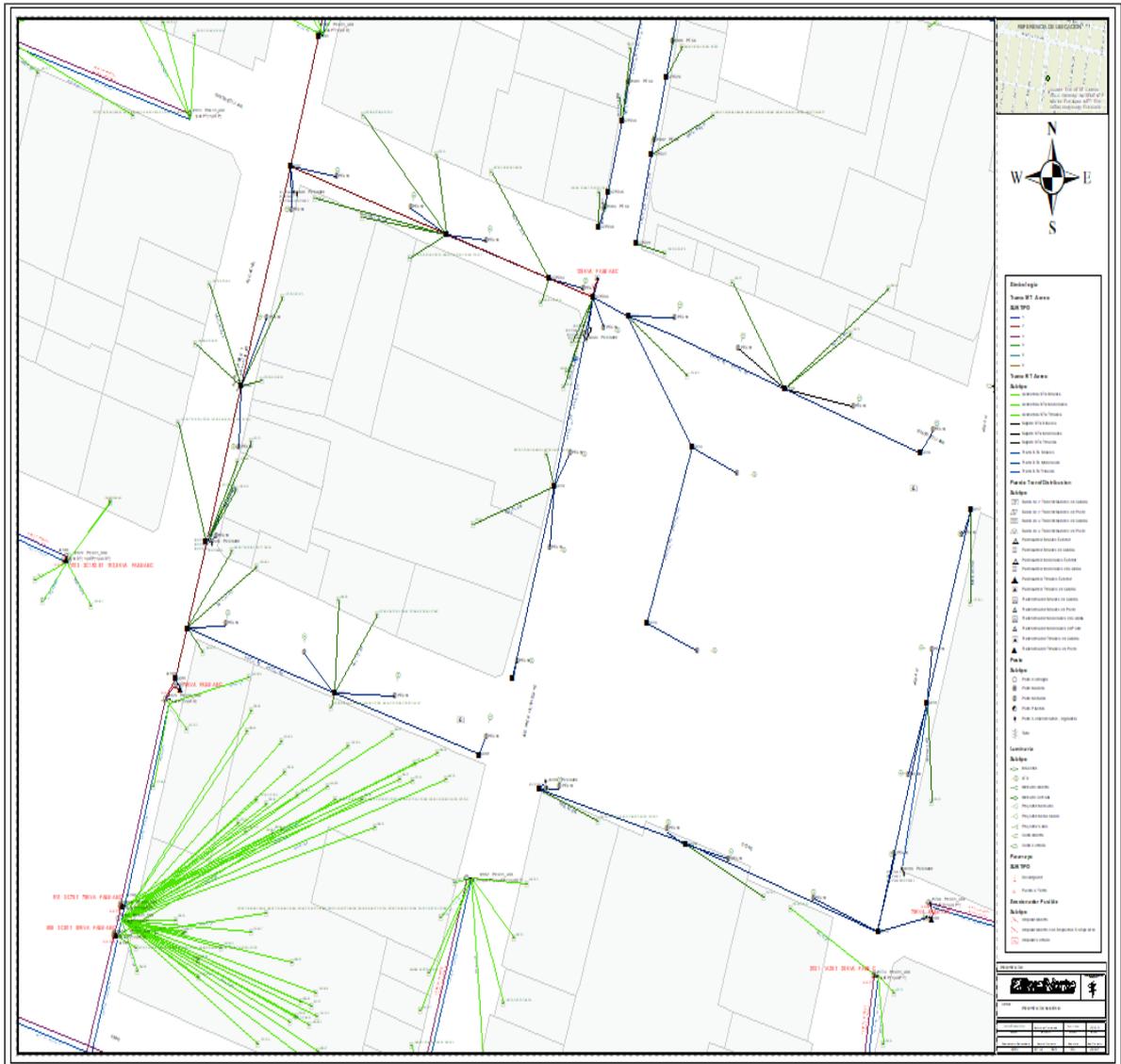
Fuente: Autoría Propia.

3.6.2 Diseño de obra eléctrica

El diseño de obra eléctrica indica el trazado de la red subterránea primaria, secundaria, seccionamientos y protecciones, se encuentra explícito en el ANEXO T Diseño soterrado de la red primaria en ArcGIS y ANEXO U Diseño de la red secundaria en AutoCAD Estudiantil.

El plano de la red primaria se encuentra en el ANEXO T y se realiza en el software ArcGIS.

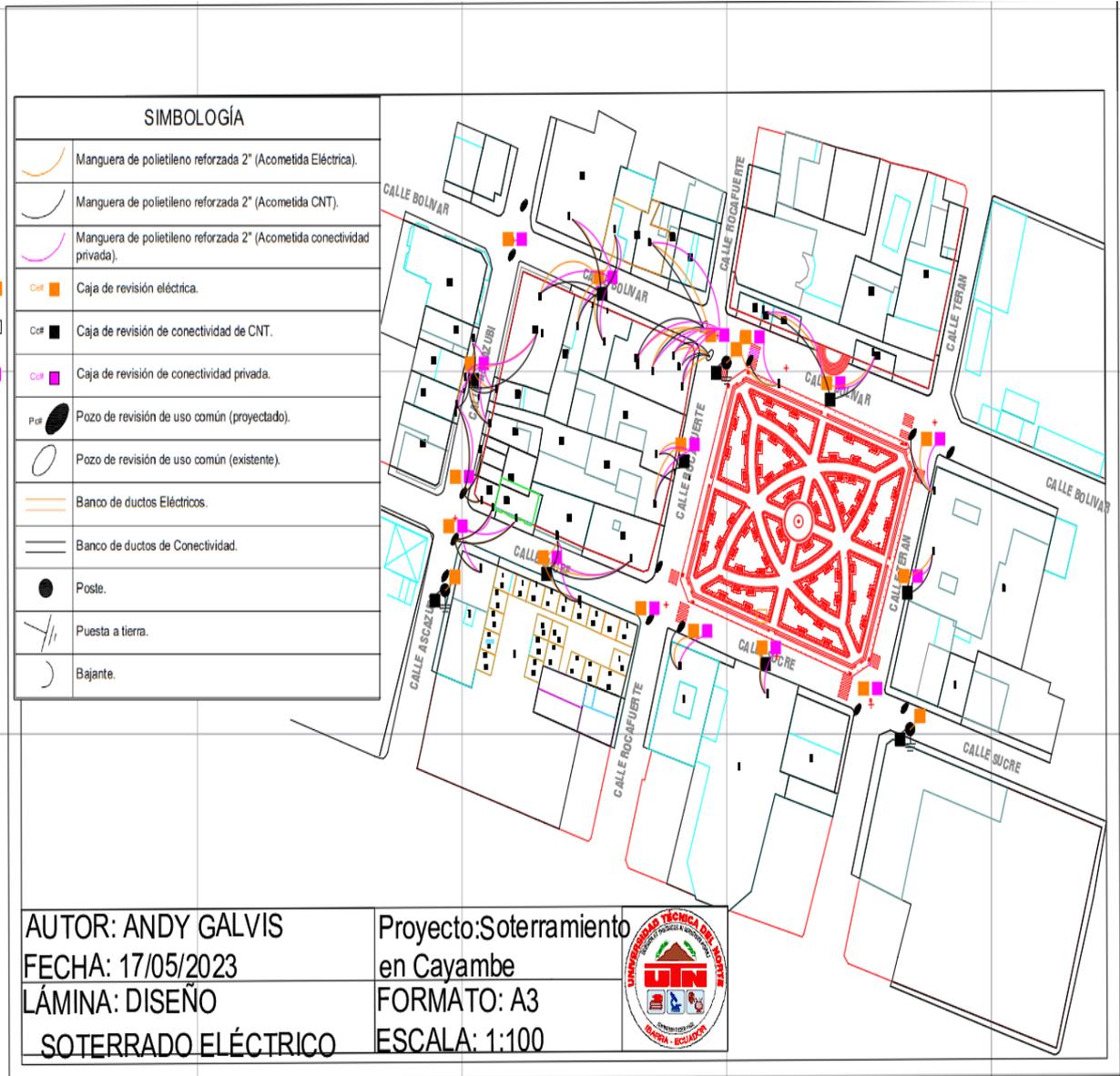
ANEXO B Diseño soterrado de red primaria en ArcGIS



Fuente: Autoría Propia

El plano de la red secundaria se encuentra en el ANEXO U Diseño de red secundaria en AutoCAD Estudiantil y se realiza en el software Auto CAD estudiantil.

ANEXO C Diseño de red secundaria en AutoCAD Estudiantil



Fuente: Autoría Propia

Referencias

- Abreu, A. (2005). *Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución*.
<https://es.scribd.com/document/15283024/Manual-de-Calidad-de-Potencia-Electrica-en-Redes-de-Distribucion>
- Aparicio, E. S. de. (2017). *Redes de distribución subterráneas: pruebas prototipo y simulación de producto*. <https://e-management.mx/2017/11/03/redes-distribucion-subterranea-prototipo-simulacion/>
- ARCERNNR. (2020). *Regulación ARCERNNR 002/20*.
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2021/01/Regulacion-002-20.pdf>
- Aucapiña, J., & Niola, J. (2012). *Proyecto de especificaciones técnicas para el diseño de redes subterráneas de la Empresa Eléctrica Regional Centro SUR S.A.*
<https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1929/12/UPS-CT002386.pdf>
- Castaño, S. R. (1995). *Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía Eléctrica*.
[file:///C:/Users/andy_/Downloads/9589322034 \(1\).pdf](file:///C:/Users/andy_/Downloads/9589322034%20(1).pdf)
- Cuasapaz, A. P. (2021). *PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE SECTOR COMERCIAL DE LA CIUDAD DE IBARRA*.
<http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/11652>
- Edesa, F. (2022). *Red de distribución*.
<https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/red-de-distribucion>
- EMELNORTE. (2016). *Adecuación de las redes de distribución de EMELNORTE, dimensionamiento de transformadores y método de cálculo de caídas de voltaje en redes secundarias de distribución*.
- GHG Plumbing. (2013). *EL Polietileno Reticulado – PEX o XLPE*. <https://ghg-plumbing.com/el-polietileno-reticulado/#:~:text=Conocido por sus abreviaturas como,agua%2C cañerías de agua domésticas.>
- IDEL. (n.d.). *Transformadores tipo sumergibles monofásicos y trifásicos*. <https://idelcorp.com/product/transformadores-tipo-sumergibles-trifasicos-y-monofasico/>
- IEEE. (1995). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*.
<https://ieeexplore.ieee.org/document/475495>
- INTRA. (n.d.). *Transformadores*. <https://inatra.com/>
- Juárez, J. D. (1995). *Sistemas de distribución de energía eléctrica*.
<https://core.ac.uk/download/pdf/48392416.pdf>
- JYTOP. (2023). *CABLES MV TR-XLPE*. <https://es.jytopcable.com/mv-tr-xlpe-urd-cable/>
- Laurence, M. (2008). *Rural Electrification Administration*. EH.Net Encyclopedia, Edited by

- Robert Whaples. <http://eh.net/encyclopedia/rural-electrification-administration/>
- Lóor, J. (2018). *REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA*. <https://www.docsity.com/pt/redes-de-distribucion-subterraneas/5183996/>
- Malea., J. M. E. (2015). *Instalaciones de Distribución*.
<https://www.marcombo.com/instalaciones-de-distribucion-9788426722218/>
- MEM. (2022). *MANUAL DE CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE REDES SUBTERRÁNEAS*.
https://www.unidadespropiedad.com/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=873
- Pérez, P. A. (2020). *Transformadores de distribución. Teoría, cálculo, construcción y pruebas*.
<https://books.google.es/books?hl=es&lr=&id=kF8OEAAAQBAJ&oi=fnd&pg=PP5&dq=transformadores+de+distribución+eléctrica&ots=TrdZk58HXk&sig=z8UfZrh0muk530xChEv36YtYSxk#v=onepage&q=transformadores+de+distribución+eléctrica&f=false>
- Rojas, G. (2007). *Manual de Sistemas de Puesta a Tierra*.
<https://www.gedisa.com.ve/Catalogo2022/Manual+De+Sistemas+De+Puesta+A+Tierra+GediWELD+2022.pdf>
- Rosero, D. (2019). *Análisis de la distribución de carga y estudios eléctricos de los alimentadores de la nueva subestación El Rosal de EMELNORTE S.A.*
<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20224>
- VIESGO. (2018). *NORMA TÉCNICA DE ACOMETIDAS SUBTERRÁNEAS Y ELEMENTOS DE RED DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN*.
https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/tablas/viesgo/NT-ASDS.01_Ed_3_May_18.pdf
- Wikipedia. (2022). *Red de distribución de energía eléctrica*.
https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci3n_de_energ3a_el3ctrica

Conclusiones

La revisión de la bibliografía, normativa, reglamentos y especificaciones para adecuación de redes y proyectos eléctricos subterráneos profundiza conceptos de redes subterráneas permitiendo conocer el procedimiento y los parámetros a seguir para el diseño de obra civil y obra eléctrica. Además, con el manual de construcción emitido por el Ministerio de Energía y Minas se logró que el diseño se encuentre homologado para que pueda ser interpretado por profesionales en electricidad.

En el levantamiento de información se ha descrito datos técnicos dispuestos en el centro histórico del Cantón Cayambe de obra civil y obra eléctrica. En obra civil se encontró pozos que fueron tomados en cuenta para el futuro y que serán tomados en cuenta para el diseño actual, y en obra eléctrica se constató de todos los elementos que intervienen en la red mismos que en algunos casos no se encuentran registrados en la base de datos que maneja EmelNorte de ArcGIS. El diagnóstico de la red existente indica los voltajes de línea y fase de los alimentadores de la zona de la subestación Cayambe, los cuales se encuentran regulados y no tienen valores de caída de voltaje elevados.

Este trabajo proporciona una propuesta técnica de una nueva red eléctrica más confiable y segura que la actual, tomando en cuenta la importancia de la conservación histórica considerada como patrimonio, y se muestra los diferentes planos de diseño para la nueva red de distribución eléctrica subterránea que cumplen con la guía de construcción y lineamientos para obras eléctricas subterráneas y respetan los límites admisibles de voltaje en cada circuito de medio, bajo voltaje y alumbrado público de la regulación 002/20.

Recomendaciones

Se recomienda continuar con la investigación realizando un estudio de análisis de costos de implementación de la nueva red propuesta incluyendo precios unitarios, mano de obra, materiales y equipos necesarios para su ejecución.

Es recomendable que con la finalidad de cumplir lo establecido en la regulación 002/20 de calidad de energía, se realicen mejoras en el sistema de distribución en cuestión o a su vez se instale transformadores con relación de transformación de acuerdo con el voltaje nominal de la red para un correcto funcionamiento de equipos y garantizar el voltaje de entrega al usuario.

Se recomienda realizar la actualización y ubicación georreferenciada de estructuras y elementos que no se encuentran registrados o no coinciden con los tomados en la visita de campo de toda la red existente y a su vez en la base de datos de SIG WEB, para tener actualizada la base de datos que es de gran utilidad, esto realizándolo de manera periódica.

ANEXO A Estructura de unidades de propiedad y construcción para redes subterráneas

Campo	Descripción		Carácter							
Grupo o Unidad de Propiedad										
Primero	Estructuras en redes subterráneas		EU							
	Transformadores en redes subterráneas		TU							
	Seccionamiento y protección en redes subterráneas de distribución		SS							
	Puesta a tierra en redes subterráneas		PS							
Nivel de voltaje										
Unidades de Propiedad	120, 121, 127 V		C							
	0 V		E							
	240/120 V – 220/127 V		D							
	440/256 V – 480/227 V		U							
	Segundo	6,3 kV		S						
		13,8 kV GRDy/7,96kV – 13,2 kV GRDy/7,62kV		T						
		22 kV GRDy/12,7 kV – 22,8 kV GRDy/13,2 kV		V						
		34,5 kV GRDy/19,92 kV		R						
No aplica (útil para completar el campo)		0								
Número de fases o vías										
Tercero	EU		TU		SS		PS			
	No aplica		Una fase		Una fase		No aplica			
	No aplica		Dos fases		Dos fases		No aplica			
	No aplica		Tres fases		Tres fases		No aplica			
Tipo o disposición										
Cuarto	EU		TU		SS		PS			
	Cámara eléctrica	C	Frente muerto	M			Cámara	C		
	Banco de ductos	B	Sumergible	S			Pozo	P		
	Pozos	P	Seco	D			Transición	T		
			Pedestal	P	ANEXO C	Transformad or		R		
			2traf.conv. YD	V			Sec. y Protec.	S		
			3traf.conv. DY	I						
Función o Especificación										
Unidades de Construcción	EU (Cámara eléctrica)		Pot. Traf. (kVA)		Cap. Corriente Instalada (In)		Material del conductor			
	Subterráneo		S	10				Cobre	C	
	Nivel de piso		N	15				Calibre (AWG)		
	EU (Banco de ductos)				25		2			
	Diámetro del ducto				30		1/0			
	50 mm		A	37,5				2/0		
	110 mm		B	45				3/0		
	160 mm		C	50				4/0		
	Quinto	Ubicación				75		Cantidad de varillas		
		Acera		1	100		ANEXO C		1	
		Calzada		2	112.5				2	
		EU (Pozos)				125		3		
		Dimensionamiento				150		4		
		Lar.x.anc.xprof. (m)				167				
0.6 x 0.6 x 0.75		A	200							
0.9 x 0.9 x 0.9		B	250							
1.2 x 1.2 x 1.2		C	300							
1.6 x 1.2 x 1.5		D	350							
2.5 x 2 x 2		E	400							

ANEXO B Postes instalados para la red de MV

Postes instalados para la red de MV					
# de poste	Tipo	UC- UP	Altura(m)	kgf	Estructura en poste
22375	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VPT);1(4ER)
21772	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VRT);1(4EP)
21767	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	350	1(ECRT);1(4EP)
13295	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(1CRT);1(4EP)
12826	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3CRT);1(4EP)
13456	Poste hormigón circular	PO0_OHC12_500	12	500	1(3CRT)
13477	Poste hormigón circular	PO0_OHC12_500	12	500	1(3CPT);1(4EP)
12803	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	2(4ER);1(1CPT);1(3CRT)
12804	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(1VPT);1(4EP)
12805	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP);1(2ER);1(CRT)
12810	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	350	1(3VPT);1(4ER);1(3CPT)
12853	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VPT);1(4EP);1(4EP);1(1CRT)
13326	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(1CRT);1(1CPT)
12802	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP);1(3VPT)
12823	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP);1(3VPT)
12824	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VPT);1(4EP)

ANEXO C Postes instalados para la red de MV

Postes instalados para la red de BV					
# de poste	Tipo	UC- UP	Altura (m)	kfg	Estructura
12807	Poste hormigón circular	PO0_OHC9_350	9	350	2(4ER)
22375	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VPT);1(4ER)
21771	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP)
21772	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VRT);1(4EP)
21767	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	350	1(ECRT);1(4EP)
21768	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	500	1(4EP)
12827	Poste hormigón circular	PO0_OHC9_350	9	350	2(4ER)
13295	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(1CRT);1(4EP)
12826	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3CRT);1(4EP)
13326	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(1CRT);1(1CPT)
12803	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	2(4ER);1(1CPT);1(3CRT)
12804	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(1VPT);1(4EP)
12810	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	350	1(3VPT);1(4ER);1(3CPT)
13477	Poste hormigón circular	PO0_OHC12_500	12	500	1(3CPT);1(4EP)
13456	Poste hormigón circular	PO0_OHC12_500	12	500	1(3CRT)
12805	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP);1(2RE);1(CRT)
12808	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	350	1(2EP)
12809	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_350	11	350	1(2ER)
12806	Poste hormigón circular	PO0_OHC9_350	9	350	1(4EP)
12802	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP);1(3VPT)
12823	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(4EP);1(3VPT)
12824	Poste hormigón circular	PO0_OHC11_500	11	500	1(3VPT);1(4EP)

ANEXO D Transformadores instalados en la zona

Transformadores instalados en la zona									
# Poste	# Trafo	Transformador	Potencia (kVA)	Conf.	UP - UC	Montaje	Propiedad	Usuarios	Consumo Suma
P - 12826	T - 975	Transformador Monofásico	50	Línea monofásica	TRT-1A50	En poste	EMELNORTE	26	81,959
P - 13295	T - 814	Transformador Monofásico	25	Línea monofásica	TRT-1A25	En poste	PARTICULAR	9	20,015
P - 21767	T - 2029	Transformador Monofásico	37,5	Línea monofásica	TRT-1A37.5	En poste	EMELNORTE	42	20,583
P - 21772	T - 2030	Transformador Trifásico	30	DY	TRT-3C30	En poste	EMELNORTE	1	20,584.00
P - 21771/22375	T - 1950	Transformador Trifásico	75	DY	TRT-3C75	Tipo H	EMELNORTE	1	20,494
P - 12805	T - 819	Transformador Monofásico	50	Línea monofásica	TRT-1C50	En poste	EMELNORTE	1	19,945
P - 13456/12810	T - 818	Transformador Trifásico	75	DY	TRT-3C75	Tipo H	PARTICULAR	1	19,946
P - 13477	T - 964	Transformador Trifásico	50	DY	TRT-3C50	En poste	PARTICULAR	N/R	N/R
P - 12853	T - 912	Transformador Monofásico	15	Línea monofásica	TRT-1A15	En poste	PARTICULAR	N/R	N/R
P - 12804	T - 884	Transformador Monofásico	37,5	Línea monofásica	TRT-1A37,5	En poste	EMELNORTE	18	19,944
P - 13326	T - 833	Transformador Trifásico	45	DY	TRT-3C45	En poste	PARTICULAR	3	19,943
P - 12803	T - 889	Transformador Monofásico	25	Línea monofásica	TRT-1A25	En poste	EMELNORTE	N/R	N/R
P - 12802	T - 900	Transformador Monofásico	50	Línea monofásica	TRT-1A50	En poste	EMELNORTE	28	19,942
P - 12823	T - 907	Transformador Monofásico	25	Línea Monofásica	TRT-1A25	En poste	EMELNORTE	7	19,951
P - 12824/12823	T - 908	Transformador Trifásico	50	Estrella	TRT-3C50	Tipo H	EMELNORTE	N/R	N/R

Nota. N/R: No registra usuarios conectados o suma de consumo (transformador sin funcionamiento).

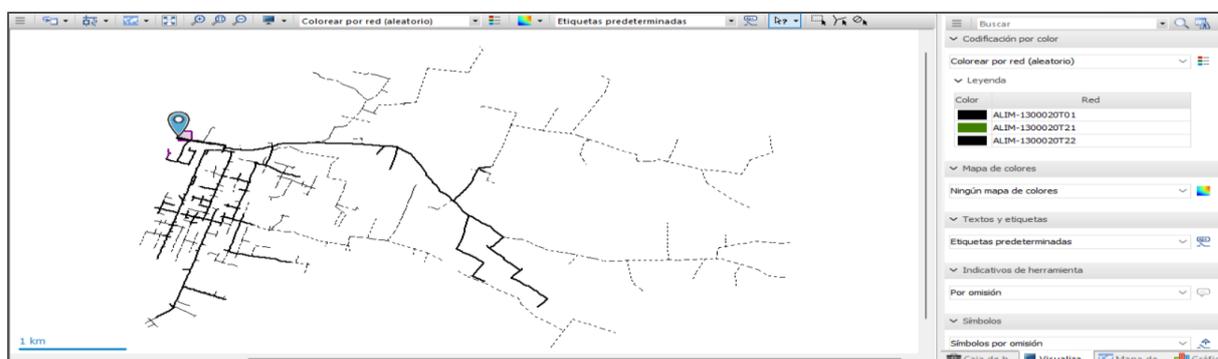
ANEXO E Tipos de seccionamientos

Tipos de seccionamientos							
Seccionamiento con Conector Tipo Codo							C
Capacidad de In				Nivel básico de aislamiento (BIL)			
200 A	200			95 kV	95		
				125 kV	125		
Seccionamiento con Conector Tipo T							T
Capacidad de In				BIL			
600 A	600			95 kV	95		
				125 kV	125		
Seccionamiento con Conector Codo Portafusible							P
Capacidad de In				BIL			
200 A	200			95 kV	95		
				125 kV	125		
Seccionamiento con Barraje Desconectable							B
Capacidad de In		# vías		BIL			
200 A	200	2 vías	2	95 kV	95		
600 A	600	3 vías	3	125 kV	125		
		4 vías	4				
		n vías	n				
Fusible							F
Capacidad de amperios							
1.5	3	4.5	6.3	10	12	18	20
31.5	40	50	63	80	100	125	160
Descargador o Pararrayos Tipo Codo							D
Voltaje Máximo de Operación				BIL			
5,1 kV		5		95 kV		95	
8,4 kV		8		125 kV		125	
15,3 kV		15					
Interruptor para Redes Subterráneas							I
Capacidad de In		# vías		BIL			
200 A	200	2 vías	2	95 kV	95		
600 A	600	3 vías	3	125 kV	125		
900 A	900	4 vías	4				
		n vías	n				
Celdas de Medio Voltaje							E
Tipo de celda		# vías		BIL			
Tipo Modular	M	2 vías	2	95 kV	95		
Tipo Compacto	C	3 vías	3	125 kV	125		
		4 vías	4				
		n vías	n				
Interruptor Termomagnético							N
Capacidad de Amperios							
15	20	30	40	50	60	70	100
125	150	75	200	225	250	300	350
400	500	600	700	800	900	1000	1200
Transición de Red Aérea-Subterránea							R
Estructura donde se instala el equipo de protección de MV							
Semicentrada	S						
En Volado	V						
Tipo de Red o Elemento donde se conectará la red subterránea de BV							
Red Desnuda	D	Bordes de Transformador		B			
Red Preensamblada	P	Fusible NH		F			
Tableros de Distribución							L
Capacidad de In		# Circuitos					
200 A	200	Dos Circuitos		2			
400 A	400	Tres Circuitos		3			
600 A	600	Cuatro Circuitos		4			
800 A	800	"n" Circuitos		n			
1000 A	1000						

ANEXO F Seccionamiento de protección en redes de MV

Seccionamiento de protección						
# Poste	# Trafo	Tipo Trafo	Potencia (kVA)	Descripción	UP - UC	Tirafusible
P-12826	T - 975	Transformador Monofásico	50	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	8K
P - 13295	T - 814	Transformador Monofásico	25	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	5H
P - 21767	T - 2029	Transformador Monofásico	37,5	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	6K
P - 21772	T - 2030	Transformador Trifásico	30	Seccionamiento y protección en redes de MV para 3 fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-3S100	2H
P - 21771/22375	T - 1950	Transformador Trifásico	75	Seccionamiento y protección en redes de MV para 3 fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-3S100	5H
P - 12805	T - 819	Transformador Monofásico	50	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	8K
P - 13456/12810	T - 818	Transformador Trifásico	75	Seccionamiento y protección en redes de MV para 3 fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-3S100	1.3SF
P - 13477	T - 964	Transformador Trifásico	50	Seccionamiento y protección en redes de MV para 3 fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-3S100	2.1SF
P - 12853	T - 912	Transformador Monofásico	15	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	3H
P - 12804	T - 884	Transformador Monofásico	37,5	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	6K
P - 13326	T - 833	Transformador Trifásico	45	Seccionamiento y protección en redes de MV para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	3H
P - 12803	T - 889	Transformador Monofásico	25	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-3S100	8K
P - 12802	T - 900	Transformador Monofásico	50	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	8K
P - 12823	T - 907	Transformador Monofásico	25	Seccionamiento y protección en redes de MV para una fase con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-1S100	5H
P - 12824/12823	T - 908	Transformador Trifásico	50	Seccionamiento y protección en redes de MV para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	SPT-3S100	3H

ANEXO G Modelado del sistema en software CYME



ANEXO H Datos de consumo extraídos de ArcGIS

Datos de consumo extraídos de la base de datos ArcGIS

Usuarios	Consumo Promedio (kWh)	Usuarios	Consumo Promedio (kWh)
Poste #12826		42	238
1	747	43	205.8
2	152.6	Poste #12810	
3	325.6	44	11,024.59
4	18.6	Poste #13477	
5	28.4	45	643.62
6	77.4	Poste #12804	
Poste #13295		46	910.4
7	679.8	47	286.8
8	326.2	48	89.4
9	90.2	49	24.4
10	257.4	50	267.8
11	3,2	Poste #12803	
12	33.6	51	408
13	47	52	1935
14	0	53	1,006.944
15	249.4	54	529
16	97.6	55	6,528
17	118.6	56	900.456
18	744.6	Poste #13326	
19	681.8	57	2104.4
20	102.4	58	1165
21	59	59	486.6
22	123.2	60	786.012
Poste #21768		61	1,994.916
23	343.4	62	2,364.6
24	146.4	63	470,6
25	257.6	Poste #12802	
26	398.2	64	223.6
27	850.8	65	1066.4
28	330.2	66	102.4
Poste #21767		67	89.4
29	0	68	0
Poste #21772		Poste #12826	
30	6,516.818	69	40
Poste #22375		70	362.4
31	2760.8	71	311.8
Poste #12806		72	108.8
32	153.6	73	0.2
33	145.2	74	152.4
34		75	160.4
Poste #12805		76	7.2
35	93.6	77	258
Poste #12853		78	907.8
36	176.8	79	11
37	1,219.716	80	12.4
38	232.4	Poste #12824	
39	435.2	81	233.4
40	33.6	82	3,326.016
41	116.8	83	29.6
		Total	54,990.42

ANEXO I Compuo para el dimensionamiento del transformador CT_1

Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica	
T	
Ingresar # luminarias	
8	
Ingresar Potencia Luminarias (W)	
112	
Ingresar Factor de potencia residencial	
0,95	
Sumatoria Demanda Máxima individual (kW)	
179,21	
Número total de abonados	
42	
Factor de coincidencia	
0,34	
Demanda Máxima coincidente total (kW)	
60,37	
Demanda de diseño (kVA)	
66,78	
Potencia de transformador normalizada	
75 kVA	
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS	

Consumo de usuarios y distribución de carga

Usuarios	Poste	Pozo	Energía kWh/mes	Demanda Ind kVA	Demanda Poste kVA
1	POSTE 12826	POZO 2	747	4,03	7,29
2			152,6	0,82	
3			325,6	1,76	
4			18,6	0,10	
5			28,4	0,15	
6			77,4	0,42	
7			679,8	3,67	
8	POSTE 13295	POZO 3	326,2	1,76	19,52
9			90,2	0,49	
10			257,4	1,39	
11			3,2	0,02	
12			33,6	0,18	
13			47	0,25	
14			0	0,00	
15			249,4	1,35	
16			97,6	0,53	
17			118,6	0,64	
18			744,6	4,02	
19			681,8	3,68	
20			102,4	0,55	
21			59	0,32	
22	123,2	0,67			
23	223,6	1,21			
24	POSTE 12802	POZO 5	1066,4	5,76	10,49
25			102,4	0,55	
26			89,4	0,48	
27			0,2	0,00	
28			40	0,22	
29			311,8	1,68	
30			108,8	0,59	
31	POSTE 12826	POZO 4	152,4	0,82	29,49
32			362,4	1,96	
33			160,4	0,87	
34			7,2	0,04	
35			258	1,39	
36			12,4	0,07	
37			907,8	4,90	
38			11	0,06	
39			29,6	0,16	
40			0	0,00	
41			POSTE 12824	POZO 4	
42	233,4	1,26			
TOTAL			12366,816	66,78	66,78

**CÁLCULO DE DEMANDA DE DISEÑO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA USUARIOS RESIDENCIALES
CONOCIENDO EL CONSUMO DE LOS ABONADOS**

Nombre del Proyecto: "PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO EN EL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE"
Provincia: Pichincha
Cantón: Cayambe
Parroquia: Cayambe
Subestación: Cayambe
Alimentador: 1
Poste de Referencia: P12825
Coordenadas: X:149366,339 Y:10004525,785
Diseñador: Ing. Andy Galvis
Centro de Transform. CT_01

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR A INSTALAR

75 kVA

Parámetro	fórmula	Unidades
Demanda individual por poste	$d_{ind} = \left(\frac{DM_{coin}}{fc} \right)$	kW
Demanda máxima coincidente (1-4 usuarios/poste)	$DM_{coin} = fc \sum D_{máx\ individuales}$	kW
Demanda máxima coincidente (de 5 usuarios en adelante por poste)	DMcoin=(Factor A*Factor B)	kW
Demanda máxima coincidente total	$DM_{Ctotal} = fc \sum D_{ind1} + D_{ind2} + D_{ind3} + D_{ind4} + \dots + D_{indn}$	kW
Demanda de Pérdidas Técnicas	DPT=0.036*DMCtotal	kW
Demanda de Alumbrado Público	DAP=N*PI	kW
Demanda de Diseño	$DD = \left(\frac{DM_{Ctotal} + DPT + DAP}{fp} \right)$	kVA

RESUMEN DE RESULTADOS

Número de Abonados totales	42
Número de Luminarias a instalar	8
Potencia de las luminarias (W)	112
Factor de Potencia	0,95
Demanda Máxima individual (kW)	179,21
Factor de coincidencia (fc)	0,34
DMCtotal(kW)	60,37
DPT(kW)	2,17
DAP	0,90
fp	0,95
DD (kVA)	66,78

ANEXO J Computo para el dimensionamiento del transformador CT_2

Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica	
T	
Ingresar # luminarias	
12	
Ingresar Potencia Luminarias (W)	
112	
Ingresar Factor de potencia residencial	
0,95	
Sumatoria Demanda Máxima individual (kW)	
385,27	
Número total de abonados	
32	
Factor de coincidencia	
0,35	
Demanda Máxima coincidente total (kW)	
133,90	
Demanda de diseño (kVA)	
147,43	
Potencia de transformador normalizada	
150 kVA	
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS	

Consumo de usuarios y distribución de carga

Usuarios	Poste	Pozo	Energía kWh/mes	Demanda Ind kVA	Demanda Poste kVA
1	POSTE 12326	POZO 2	2104,4	10,17	45,27
2			1165	5,63	
3			486,6	2,35	
4			785	3,79	
5			1994,916	9,64	
6			2364,6	11,42	
7			470,6	2,27	
8	POSTE 12804	POZO 2	408	1,97	23,12
9			1935	9,35	
10			1006,944	4,86	
11			529	2,56	
12			6,528	0,03	
13			900	4,35	
14			POSTE 12804	POZO 1	
15	286,8	1,39			
16	89,4	0,43			
17	24,4	0,12			
18	267,8	1,29			
19	POSTE 12810	POZO 5	11024,59	53,26	56,37
20	POSTE 13477		643,62	3,11	
21	POSTE 12853	POZO 6	176,8	0,85	12,84
22			1219,716	5,89	
23			232,4	1,12	
24			435,2	2,10	
25			33,6	0,16	
26			116,8	0,56	
27			238	1,15	
28			205,8	0,99	
29	POSTE 12805	POZO 3	93,6	0,45	0,45
30	POSTE 12806	POZO 3	153,6	0,74	1,75
31			145,2	0,70	
32			63,6	0,31	
TOTAL			30518,382	147,43	147,43

CÁLCULO DE DEMANDA DE DISEÑO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA USUARIOS RESIDENCIALES

CONOCIENDO EL CONSUMO DE LOS ABONADOS

Nombre del Proyecto: "PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO EN EL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE"
Provincia: Pichincha
Cantón: Cayambe
Parroquia: Cayambe
Subestación: Cayambe
Alimentador: 1
Poste de Referencia: P12810
Coordenadas: X:150064,702 Y:10004588,036
Diseñador: Ing. Andy Galvis
Centro de Transform. CT_02

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR A INSTALAR

150 KVA

Parámetro	fórmula	Unidades
Demanda individual por poste	$d_{ind} = \left(\frac{DM_{coin}}{fc} \right)$	kW
Demanda máxima coincidente (1-4 usuarios/poste)	$DM_{coin} = fc \sum D_{máx\ individuales}$	kW
Demanda máxima coincidente (de 5 usuarios en adelante por poste)	$DM_{coin} = (\text{Factor A} * \text{Factor B})$	kW
Demanda máxima coincidente total	$DM_{Ctotal} = fc \sum D_{ind1} + D_{ind2} + D_{ind3} + D_{ind4} + \dots + D_{indn}$	kW
Demanda de Pérdidas Técnicas	$DPT = 0.036 * DM_{Ctotal}$	kW
Demanda de Alumbrado Público	$DAP = N * PI$	kW
Demanda de Diseño	$DD = \left(\frac{DM_{Ctotal} + DPT + DAP}{fp} \right)$	kVA

RESUMEN DE RESULTADOS	
Número de Abonados totales	32
Número de Luminarias a instalar	12
Potencia de las luminarias (W)	112
Factor de Potencia	0,95
Demanda Máxima individual (kW)	385,27
Factor de coincidencia (fc)	0,35
DMCtotal(kW)	133,90
DPT(kW)	4,82
DAP	1,34
fp	0,95
DD (kVA)	147,44

ANEXO K Compuoto para el dimensionamiento del transformador CT_3

Ingresar tipo de Red "M" para Monofásico y "T" para Trifásica		
	T	
Ingresar # luminarias	8	
Ingresar Potencia Luminarias (W)	112	
Ingresar Factor de potencia residencial	0,95	
Sumatoria Demanda Máxima individual (kW)	141,83	
Número total de abonados	9	
Factor de coincidencia	0,40	
Demanda Máxima coincidente total (kW)	57,09	
Demanda de diseño (kVA)	63,20	
Potencia de transformador normalizada		
*****	75 kVA	*****
DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN INGENIERÍA EN ESTUDIOS ELÉCTRICOS		

Consumo de usuarios y distribución de carga

Usuarios	Poste	Pozo	Energía kWh/mes	Demanda Ind kVA	Demanda Poste kVA
1	POSTE 22375	POZO 2	2760,8	15,04	15,04
2	POSTE 21772	POZO 3	6516,818	35,49	35,49
3	POSTE 21767	POZO 4	0	0,00	0,00
4	POSTE 21768	POZO 5	343,4	1,87	12,67
5	POSTE 21768		257,6	1,40	
6	POSTE 21768		398,2	2,17	
7	POSTE 21768		850,8	4,63	
8	POSTE 21769		330,2	1,80	
9	POSTE 21768		146,4	0,80	
TOTAL			11604,218	63,20	63,20

CÁLCULO DE DEMANDA DE DISEÑO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA USUARIOS RESIDENCIALES

CONOCIENDO EL CONSUMO DE LOS ABONADOS

Nombre del Proyecto: "PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO EN EL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE"
Provincia: Pichincha
Cantón: Cayambe
Parroquia: Cayambe
Subestación: Cayambe
Alimentador: 7
Poste de Referencia: P21766
Coordenadas: X:150144,892 Y:10004490,824
Diseñador: Ing. Andy Galvis
Centro de Transform. CT_03

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR A INSTALAR

75 kVA

Parámetro	fórmula	Unidades
Demanda individual por poste	$D_{ind} = \left(\frac{DM_{coin}}{fc} \right)$	kW
Demanda máxima coincidente (1-4 usuarios/poste)	$DM_{coin} = fc \sum D_{máx\ individual}$	kW
Demanda máxima coincidente (de 5 usuarios en adelante por poste)	DMcoin=(Factor A*Factor B)	kW
Demanda máxima coincidente total	$DM_{Ctotal} = fc \sum D_{ind1} + D_{ind2} + D_{ind3} + D_{ind4} + \dots + D_{indn}$	kW
Demanda de Pérdidas Técnicas	DPT=0.036*DMCtotal	kW
Demanda de Alumbrado Público	DAP=NI*PI	kW
Demanda de Diseño	$DD = \left(\frac{DM_{Ctotal} + DPT + DAP}{fp} \right)$	kVA

RESUMEN DE RESULTADOS

Número de Abonados totales	9
Número de Luminarias a instalar	8
Potencia de las luminarias (W)	112
Factor de Potencia	0,95
Demanda Máxima individual (kW)	141,83
Factor de coincidencia (fc)	0,40
DMCtotal(kW)	57,09
DPT(kW)	2,06
DAP	0,90
fp	0,95
DD (kVA)	63,20

ANEXO L Caídas de MV

Centro de transformación 1

		COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE CIRCUITOS PRIMARIOS									
NOMBRE DEL PROYECTO: PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DEL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE											
N° DEL PROYECTO:		S/N		VOLTAJE:		13,8 - 7,96kV					
FECHA:		3/5/2023		N° FASES:		3F					
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRÁNEA		LIMITE DE CAIDA VOLTAJE:		3,00%					
				MATERIAL DEL CONDUCTOR:		TTU					
ESQUEMAS					CONDUCTOR			CÓMPUTO			
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		CARGA TOTAL	N° DE FASES	CALIBRE	kVA - Km	kVA - Km	Δ V %		
DESIGNACIÓN	LONG. (KM)	N°	KVA	KVA					PARCIAL	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0 - 1	0,045	CT1	75	75	3	3/0	4265	3,375	0,0007	0,0007	
NOTA: _____											

Centro de transformación 2

		COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE CIRCUITOS PRIMARIOS									
NOMBRE DEL PROYECTO: PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DEL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE											
N° DEL PROYECTO:		S/N		VOLTAJE:		13,8 - 7,96kV					
FECHA:		3/5/2023		N° FASES:		3F					
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRÁNEA		LIMITE DE CAIDA VOLTAJE:		3,00%					
				MATERIAL DEL CONDUCTOR:		TTU					
ESQUEMAS					CONDUCTOR			CÓMPUTO			
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		CARGA TOTAL	N° DE FASES	CALIBRE	kVA - Km	kVA - Km	Δ V %		
DESIGNACIÓN	LONG. (KM)	N°	KVA	KVA					PARCIAL	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
0 - 1	0,060	CT2	150	150	3	3/0	4265	9,000	0,0018	0,0018	
NOTA: _____											

Centro de transformación 3

		COMPUTO DE CAIDA DE VOLTAJE CIRCUITOS PRIMARIOS								
NOMBRE DEL PROYECTO: PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DEL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE										
Nº DEL PROYECTO:		S/N		VOLTAJE:		13,8 - 7,96kV				
FECHA:		3/5/2023		Nº FASES:		3F				
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRÁNEA		LIMITE DE CAIDA VOLTAJE:		3,00%				
				MATERIAL DEL CONDUCTOR:		TTU				
ESQUEMAS				CONDUCTOR		CÓMPUTO				
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORMACIÓN		CARGA TOTAL	Nº DE FASES	CALIBRE	kVA - Km	Δ V %		
DESIGNACIÓN	LONG. (KM)	Nº	KVA	KVA				PARCIAL	TOTAL	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	
0 - 1	0,005	CT3	75	75	3	3/0	711	0,375	0,0005	0,0005

ANEXO M Caídas de BV

Centro de transformación 1

		COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES								
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DEL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE		Fecha:	27-jun.-23	HOJA:	HOJA 1 DE 1			
TIPO DE INSTALACIÓN:		Subterranea	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%				
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico				
				# USUARIOS	42	DD	66,78 kVA			
				Fp	0,95					
DATOS		Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO			
TRAMO		Nro.		FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)			
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	
0-1	17	42	66,78	0,943	Trifásico	# 2/0	1430	1151,291	0,77	0,77
1-2	11	22	26,80	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	299,992	0,20	0,97
2-3	27	16	19,52	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	533,412	0,36	0,36
1-4	22	20	39,98	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	889,944	0,60	0,95
4-5	37	8	10,49	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	396,862	0,27	0,27

Centro de transformación 2

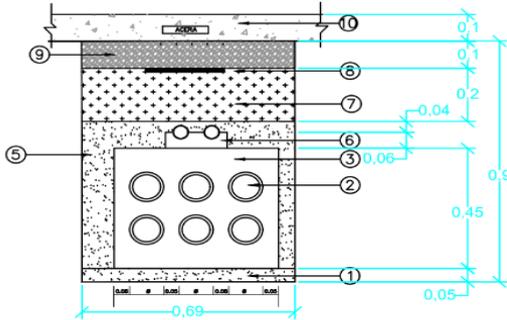
EmelNorte				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DEL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE		Fecha	26-jun.-23	HOJA:	HOJA 1 DE 1			
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2 - 150KVA				
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	3%				
						Trifásico				
						# USUARIOS	32			
						DD	147,43 kVA			
						Fp	0,95			
DATOS										
TRAMO		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
					Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	15	18	76,02	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	1147,38	0,77	0,77
1-2	42	13	7,63	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	330,372	0,22	0,99
0-3	20	4	2,20	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	53,44	0,04	0,04
3-4	32	3	1,75	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	63,552	0,04	0,08
0-5	8	10	69,21	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	557,456	0,37	0,37
5-6	47	8	12,84	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	614,572	0,41	0,41

Centro de transformación 3

EmelNorte				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DEL CENTRO HISTÓRICO DEL CANTÓN CAYAMBE		Fecha	26-jun.-23	HOJA:	HOJA 1 DE 1			
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT3 - 75KVA				
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	3%				
						Trifásico				
						# USUARIOS	9			
						DD	63,2 kVA			
						Fp	0,95			
DATOS										
TRAMO		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
					Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT3-0	3	9	63,20	0,943	Trifásico	# 2/0	1430	192,429	0,13	0,13
0-1	42	9	63,20	0,943	Trifásico	# 2/0	1430	2694,006	1,81	1,94
1-2	12	3	50,53	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	612,024	0,41	0,41
2-3	41	1	15,04	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	626,316	0,42	0,83
1-4	28	7	12,67	0,472	Trifásico	# 2/0	1430	367,976	0,25	0,25
1-5	45	6	12,67	0,236	Trifásico	# 2/0	1430	580,77	0,39	0,64

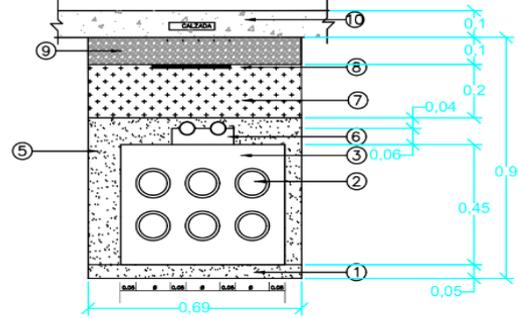
ANEXO N Configuración de banco de ductos

DETALLE BANCO DE DUCTOS EN ACERA CONFIGURACIÓN 2x3 DE 110mm + 2x50mm (SC6)



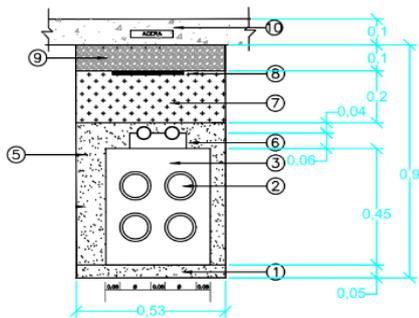
- LEYENDA:
- 1.- ARENA
 - 2.-TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA INTERIOR LISA Y EXTERIOR CORRUGADA DE 110mm.
 - 3.-SEPARADOR DE TUBERÍA PVC 3 FILAS x 3 COLUMNAS ANCHO 545mm x 580mm DE ALTO.
 - 5.-ARENA
 - 6.-TUBO PVC DE 2x50mm
 - 7.-MATERIAL DE RELLENO COMPACTO
 - 8.-CINTA DE SEÑALIZACIÓN
 - 9.-RIPIO
 - 10.-ACERA

DETALLE BANCO DE DUCTOS EN CALZADA CONFIGURACIÓN 2x3 DE 110mm + 2x50mm (SC6a)



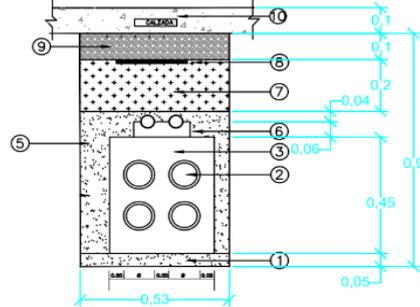
- LEYENDA:
- 1.- ARENA
 - 2.-TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA INTERIOR LISA Y EXTERIOR CORRUGADA DE 110mm.
 - 3.-SEPARADOR DE TUBERÍA PVC 3 FILAS x 3 COLUMNAS ANCHO 545mm x 580mm DE ALTO.
 - 5.-HORMIGÓN DE 180kg/cm2
 - 6.-TUBO PVC DE 2x50mm
 - 7.-MATERIAL DE RELLENO COMPACTO
 - 8.-CINTA DE SEÑALIZACIÓN
 - 9.-RIPIO
 - 10.-ACERA

DETALLE BANCO DE DUCTOS EN ACERA CONFIGURACIÓN (2x2B+1x2A)1



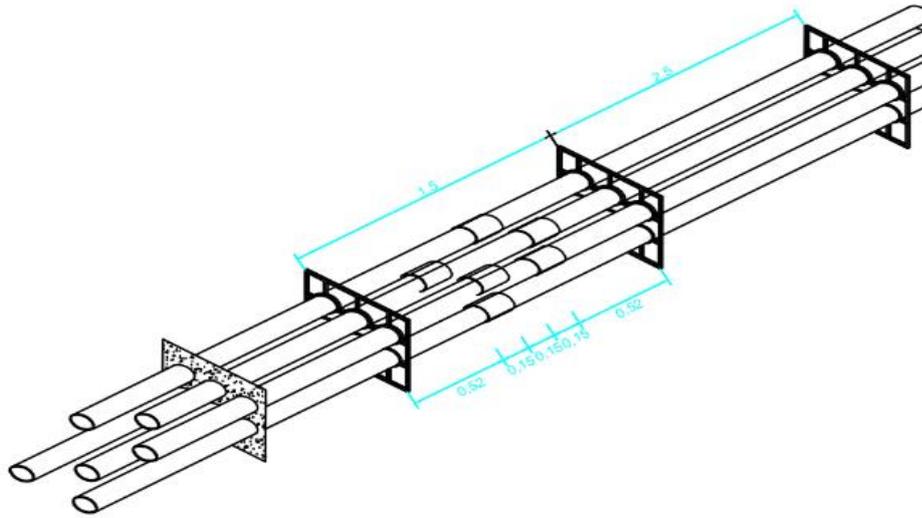
- LEYENDA:
- 1.- ARENA
 - 2.-TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA INTERIOR LISA Y EXTERIOR CORRUGADA DE 110mm.
 - 3.-SEPARADOR DE TUBERÍA PVC 3 FILAS x 3 COLUMNAS ANCHO 545mm x 580mm DE ALTO.
 - 5.-ARENA
 - 6.-TUBO PVC DE 2x50mm
 - 7.-MATERIAL DE RELLENO COMPACTO
 - 8.-CINTA DE SEÑALIZACIÓN
 - 9.-RIPIO
 - 10.-ACERA

DETALLE BANCO DE DUCTOS EN CALZADA CONFIGURACIÓN (2x2B+1x2A)2

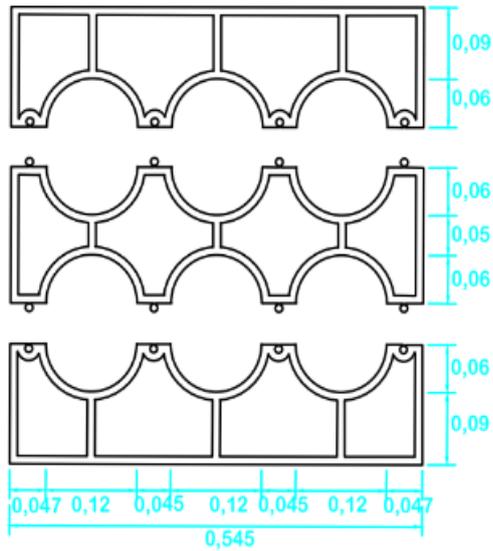
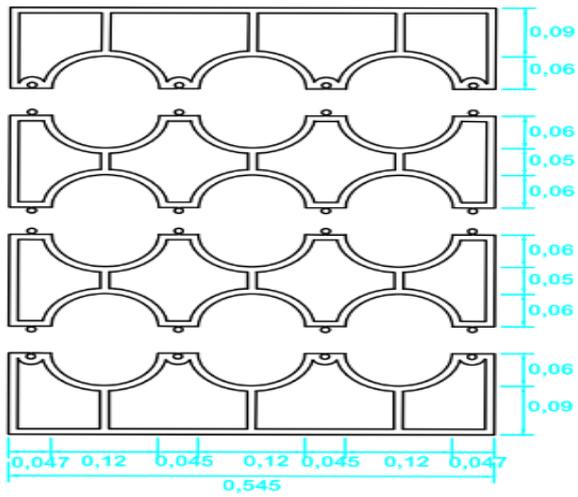


- LEYENDA:
- 1.- ARENA
 - 2.-TUBO PVC PARED ESTRUCTURADA INTERIOR LISA Y EXTERIOR CORRUGADA DE 110mm.
 - 3.-SEPARADOR DE TUBERÍA PVC 3 FILAS x 3 COLUMNAS ANCHO 545mm x 580mm DE ALTO.
 - 5.-HORMIGÓN DE 180kg/cm2
 - 6.-TUBO PVC DE 2x50mm
 - 7.-MATERIAL DE RELLENO COMPACTO
 - 8.-CINTA DE SEÑALIZACIÓN
 - 9.-RIPIO
 - 10.-ACERA

Separadores de banco de ductos



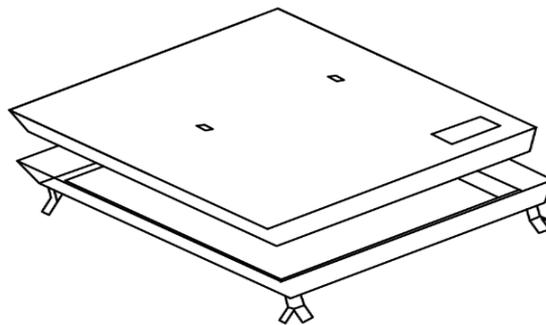
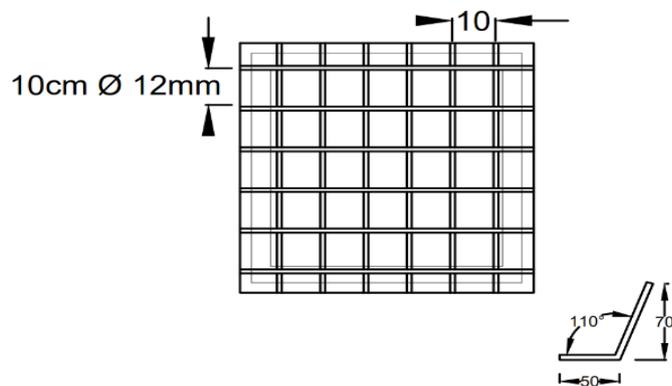
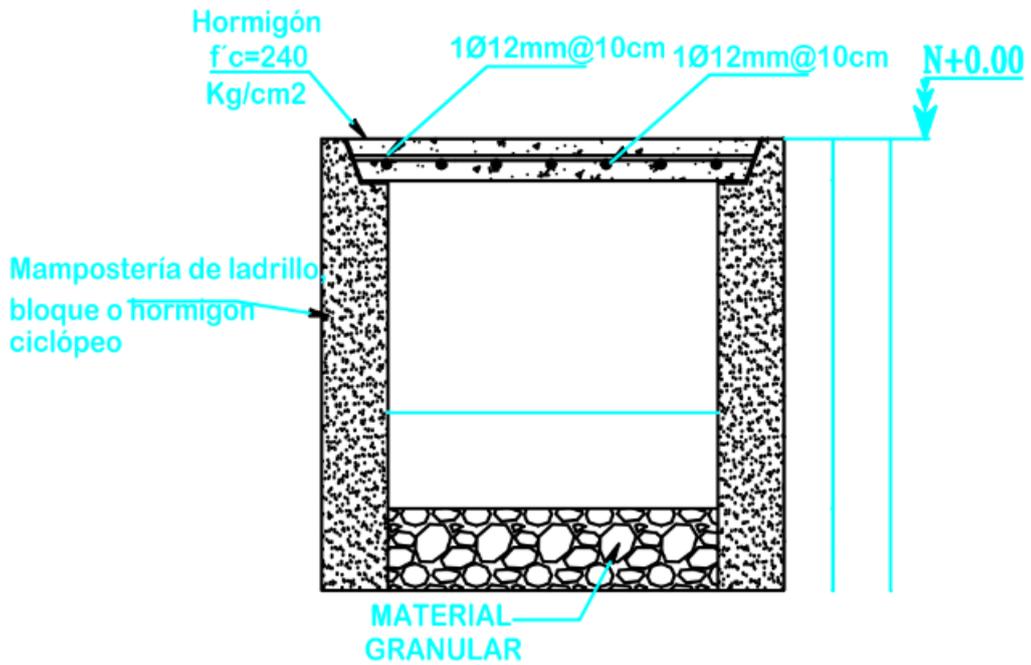
Detalle de separadores



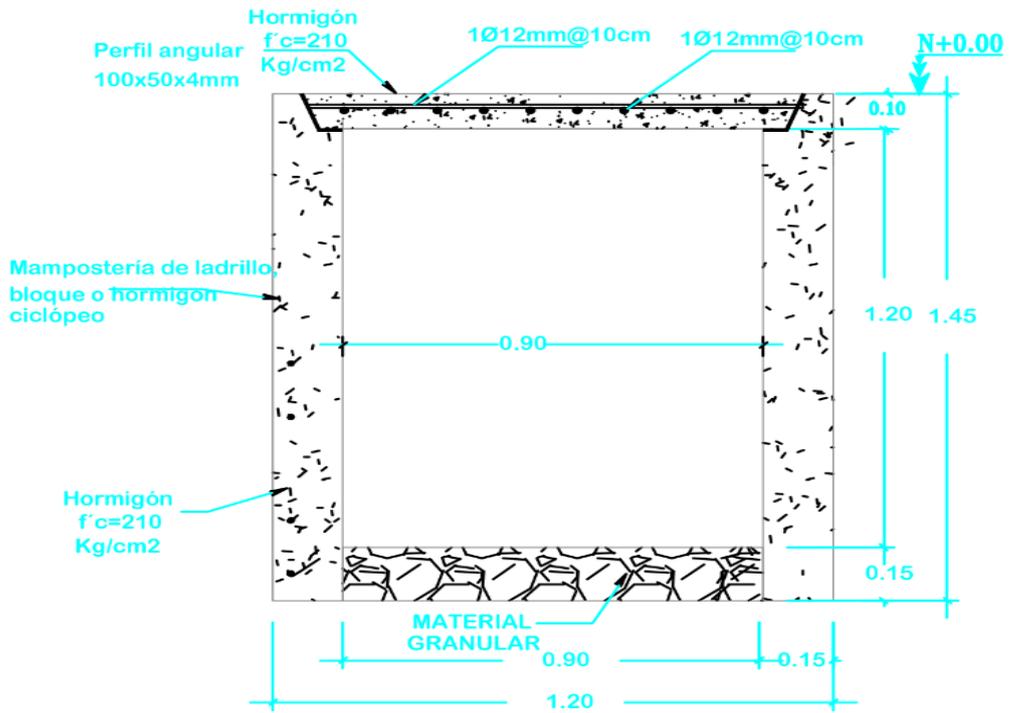
ANEXO O Detalle de pozos

POZO TIPO A

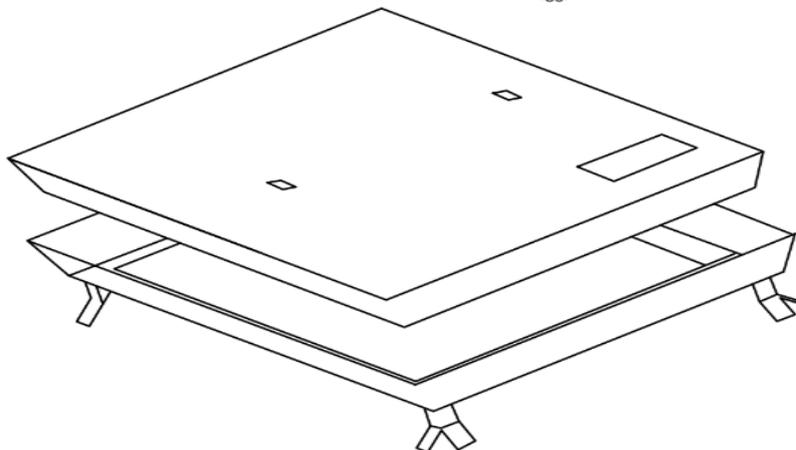
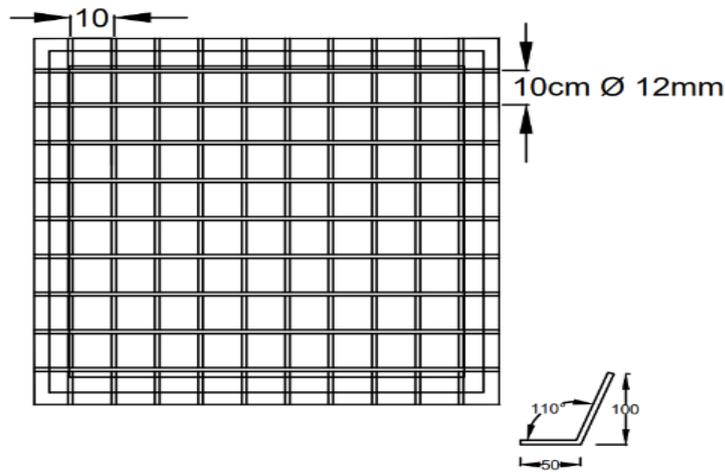
LIBRE 0.60 x 0.60 x 0.60



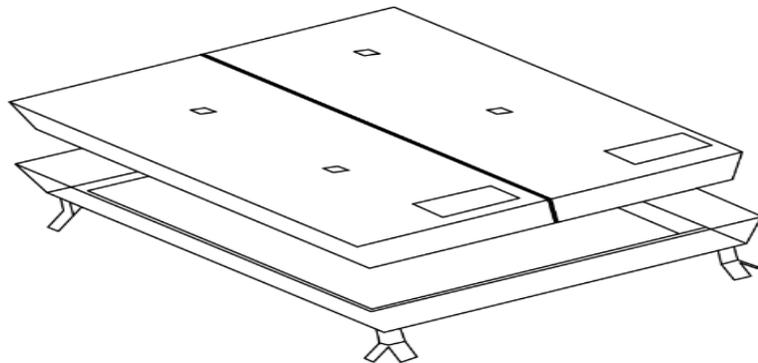
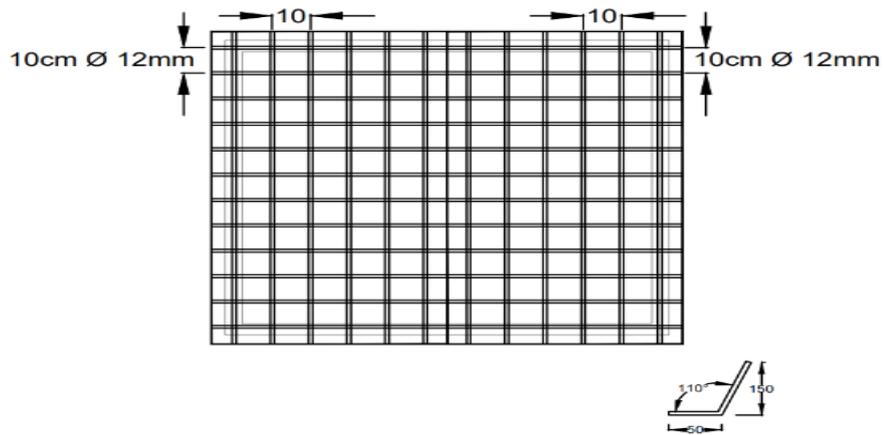
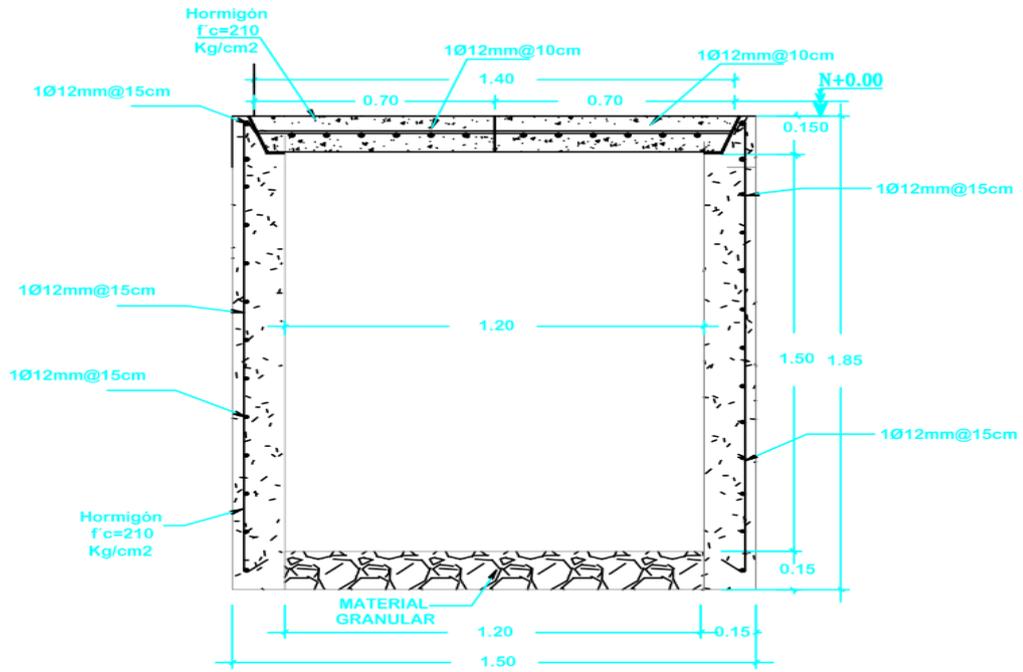
POZO TIPO B
LIBRE 0.90 x 0.90 x 1.20



y n

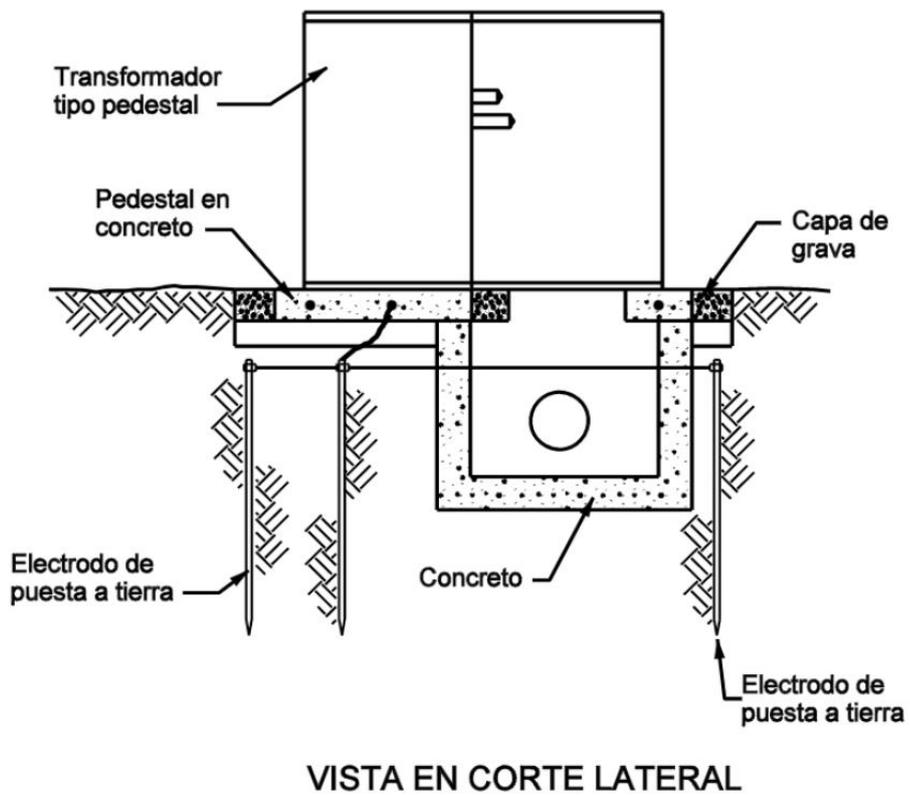
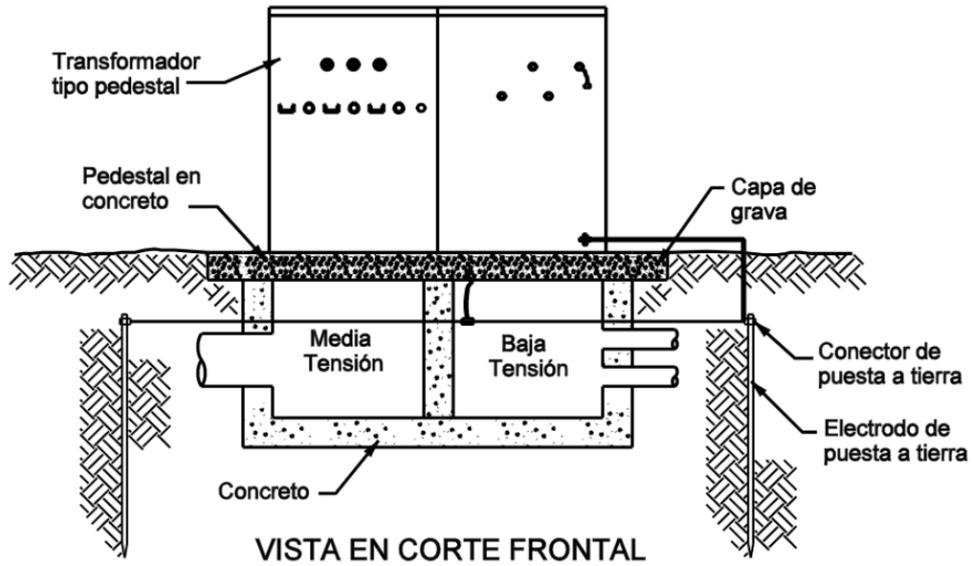


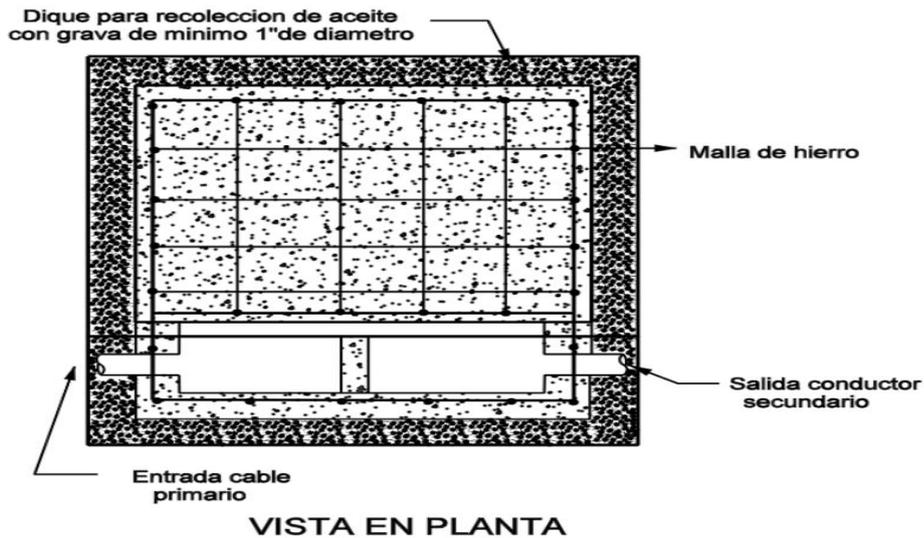
POZO TIPO C LIBRE 1.20 x 1.20 x 1.50



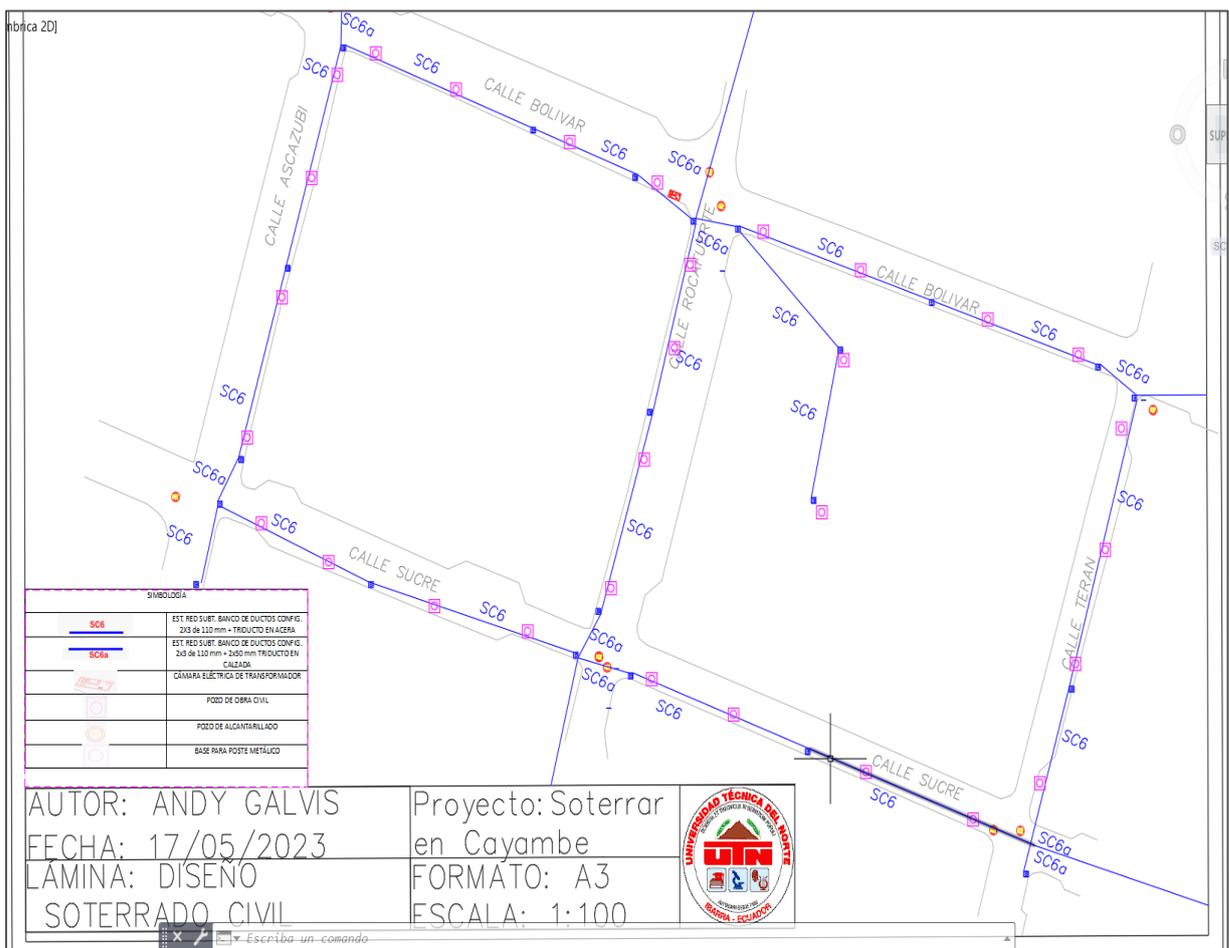
ANEXO P Montaje de transformador padmounted en cámara eléctrica

Montaje pedestal en concreto y dique contención de aceite del transformador





ANEXO Q Diseño de obra civil en canalización



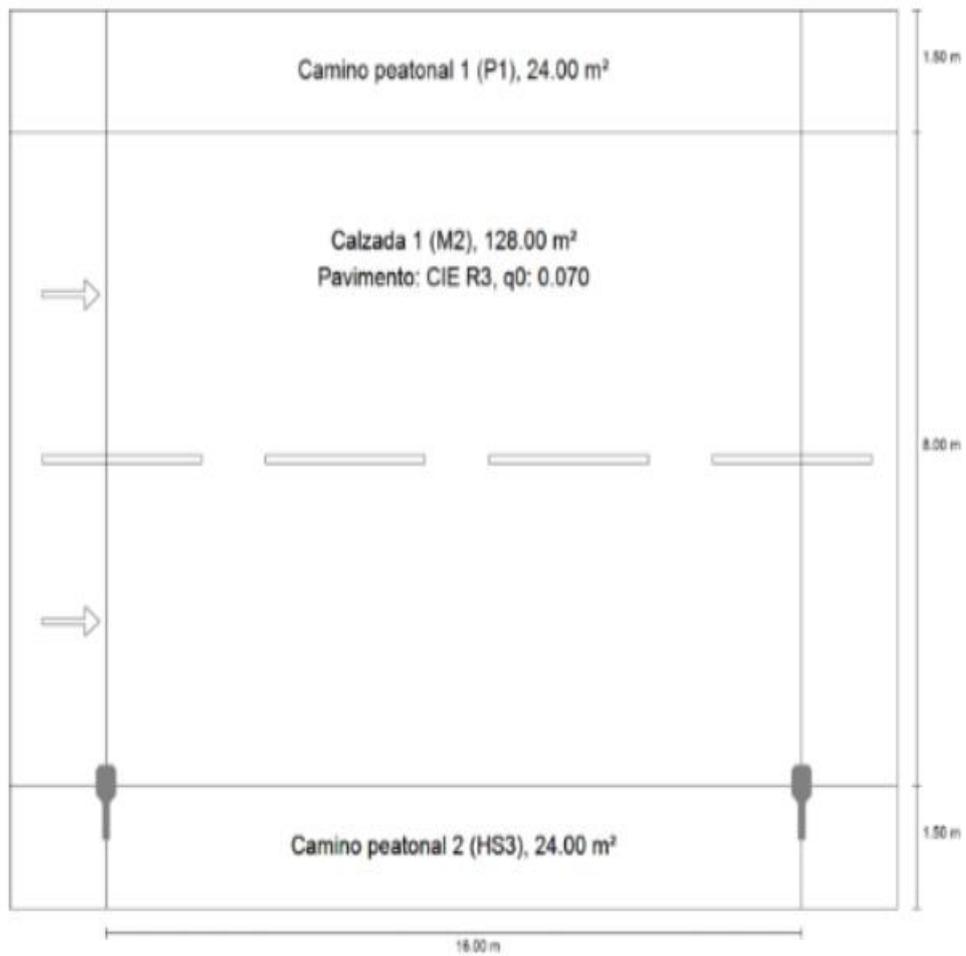
ANEXO R Análisis de diseño de alumbrado público en DiaLux

Proyecto 0

DIALux

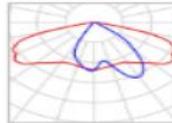
Calle 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)



Calle 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)



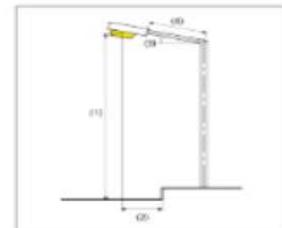
Fabricante	Gewiss	P	111.0 W
Nº de artículo	GWR5713B	$\Phi_{\text{Luminaire}}$	7800 lm
Nombre del artículo	ROAD[5] MEDIUM 3M WIDE 740 1A BIPOWER CL. I		
Lámpara	definido por el usuario		

Calle 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)

ROAD[5] MEDIUM 3M WIDE 740 1A BIPOWER CL. I (unilateral abajo)

Distancia entre mástiles	16.000 m
(1) Altura de punto de luz	10.000 m
(2) Saliente del punto de luz	0.000 m
(3) Inclinación del brazo	0.0°
(4) Longitud del brazo	0.650 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 111.0 W
Consumo	6882.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad luminica máx Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 70°: 439 cd/klm ≥ 80°: 28.0 cd/klm ≥ 90°: 0.00 cd/klm
Clase de potencia luminica Los valores de intensidad luminica en [cd/klm] para el cálculo de la clase de potencia luminica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	G*4
Clase de índice de deslumbramiento	D.4
MF	0.80



Calle 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Resultados para campos de evaluación

Para la instalación se ha calculado con un factor de mantenimiento de 0.80.

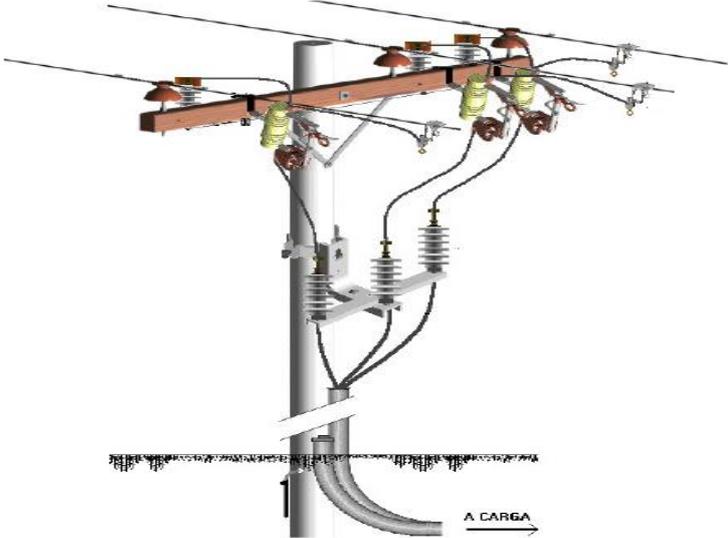
	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Camino peatonal 1 (P1)	E_{in}	16.81 lx	[15.00 - 22.50] lx	✓
	E_{min}	14.51 lx	≥ 3.00 lx	✓
Calzada 1 (M2)	L_{in}	1.53 cd/m ²	≥ 1.50 cd/m ²	✓
	U_0	0.59	≥ 0.40	✓
	U_1	0.87	≥ 0.70	✓
	TI	6 %	≤ 10 %	✓
	$R_{gl}^{(1)}$	0.52	-	
Camino peatonal 2 (H53)	$E_{in,m}$	15.28 lx	≥ 1.00 lx	✓
	$U_{0,h,0}$	0.89	≥ 0.15	✓

(1) Informativo, no es parte de la evaluación

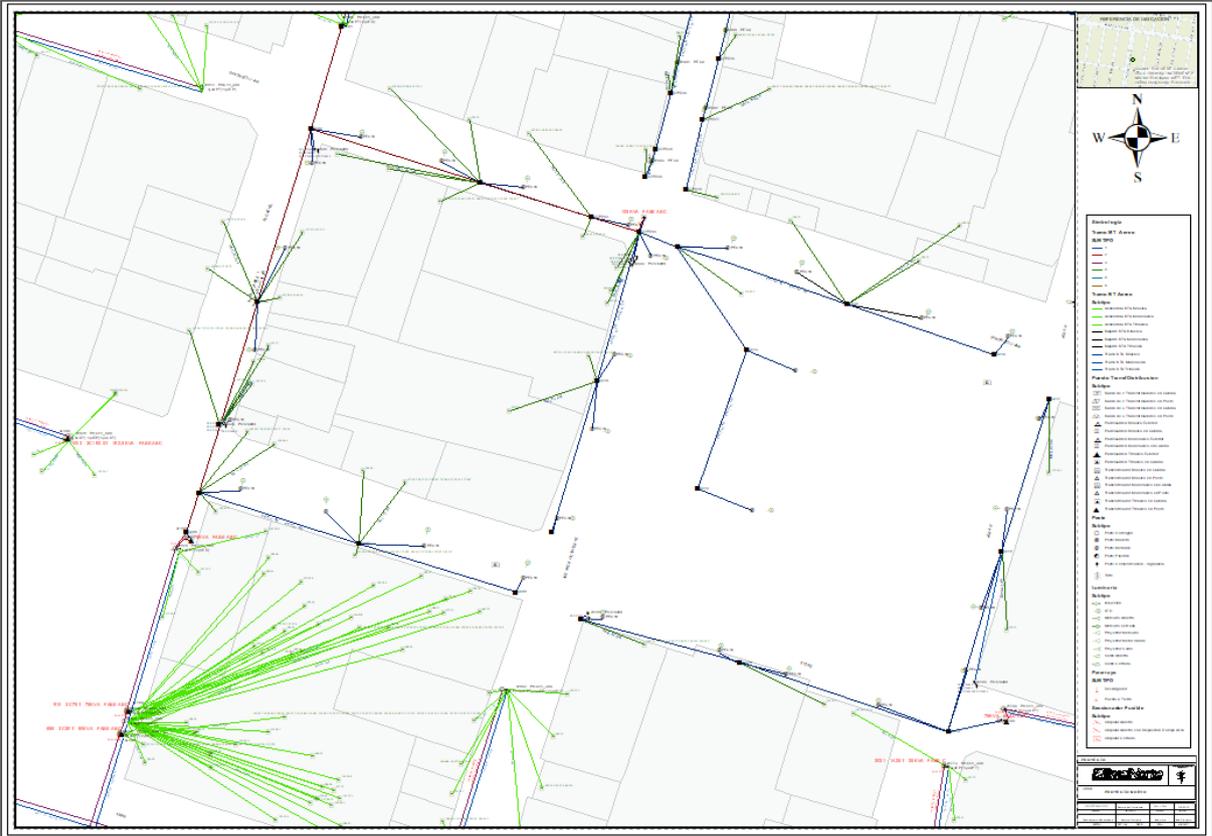
Resultados para indicadores de eficiencia energética

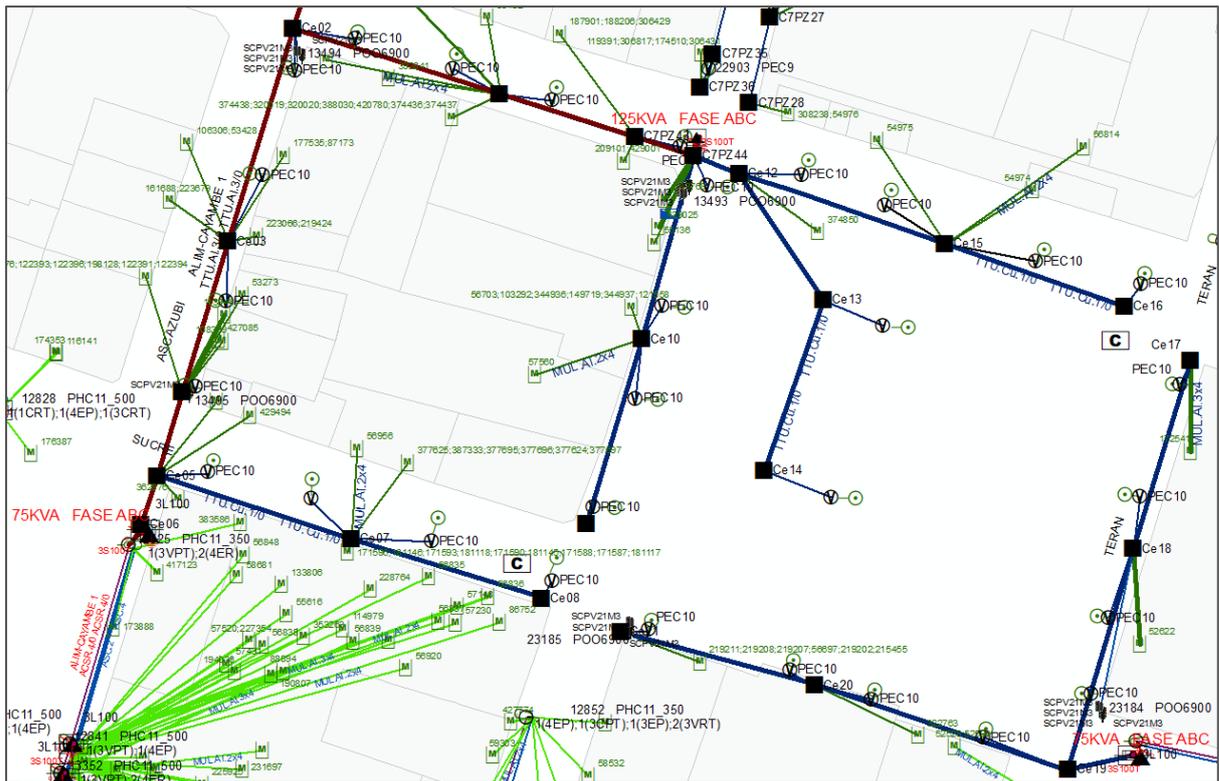
	Tamaño	Calculado	Consumo
Calle 1	D_0	0.026 W/lx*m ²	-
ROAD(S) MEDIUM 3M WIDE 740 1A BIPOWER CL. I (unilateral abajo)	D_0	2.5 kWh/m ² año	444.0 kWh/año

ANEXO S Transición aérea a subterránea del alimentador



ANEXO T Diseño soterrado de red primaria en ArcGIS





ANEXO U Diseño de red secundaria en AutoCAD Estudiantil

SIMBOLOGIA	
	Manguera de polietileno reforzada 2" (Acometida Eléctrica).
	Manguera de polietileno reforzada 2" (Acometida CNT).
	Manguera de polietileno reforzada 2" (Acometida conectividad privada).
	Caja de revisión eléctrica.
	Caja de revisión de conectividad de CNT.
	Caja de revisión de conectividad privada.
	Pozo de revisión de uso común (proyectado).
	Pozo de revisión de uso común (existente).
	Banco de ductos Eléctricos.
	Banco de ductos de Conectividad.
	Poste.
	Puesta a tierra.
	Bajante.

AUTOR: ANDY GALVIS	Proyecto: Soterramiento en Cayambe	
FECHA: 17/05/2023	FORMATO: A3	
LÁMINA: DISEÑO	ESCALA: 1:100	
SOTERRADO ELÉCTRICO		

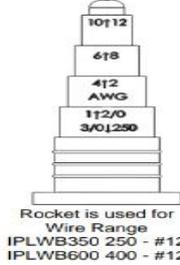
ANEXO V Barraje desconectable



Utility - Pedestal Connectors

IPLWB - Submersible Pedestal Connector

- * Manufactured from high strength 6061-T6 aluminum alloy to provide premium electrical and mechanical performance
- * Rubber encapsulated with a nominal thickness of 125 mils
- * Dual rated for copper or aluminum conductors
- * Meets or exceeds ANSI C119.1 specifications for a submersible connection
- * Range taking design reduces inventory
- * Rated for 600 Volts

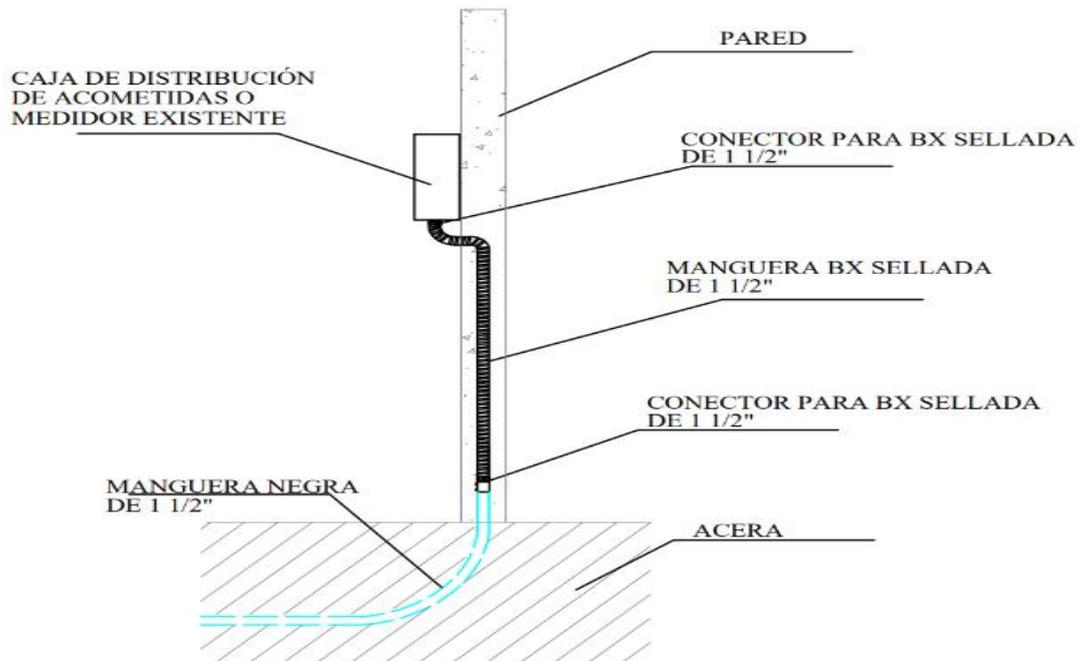


Catalog Number	Number of Parts	Dimensions, Inches			Wire Range KCMIL
		W	H	L	
IPLWB350-3P	3	3.56	3.06	4.20	350 - #12
IPLWB350-4P	4	4.75			
IPLWB350-6P	6	7.13			
IPLWB600-3P	3	4.87	3.79	5.43	600 - #12
IPLWB600-4P	4	6.56			
IPLWB600-5P	5	8.25			
IPLWB600-6P	6	9.94			
IPLWB600-8P	8	13.31			
IPLWB600-10P	10	16.68			
IPLWB600-12P	12	20.06			

OPTIONS:
 A - Anodized set screws
 OC - Orange thread caps
 For omission of oxide inhibitor delete suffix *P*

Example:
 IPLWB350-4P
 Inhibitor (must be last)

ANEXO W Detalle de acometida



ANEXO X Diseño de malla de puesta a tierra

1. Sección del Conductor :			
$A_{K_{cmin}} = I x K_f x \sqrt{t_c}$			
* Corriente de falla en kA (I):	2,80	kA	
* Duración de la corriente de falla en segundos (t _c):	0,50	seg	
* Constante de material (K _f):	7,08	ver tabla 2	
* Área del conductor en Circular Mil:	13,98	KCM	
* Área del conductor en mm ² :	70,00	mm ²	Smin=70mm ²
2. Resistencia de la Malla Principal:			
$R_{ij} = \rho x \left[\frac{1}{L_t} + \frac{1}{\sqrt{20 x A}} x \left(1 + \frac{1}{1 + h x \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$			
* Resistividad del suelo (ρ):	25,00	Ω.m	Largo 5,00
* Longitud total de la malla (L _t):	27,20	m	Ancho 5,00
* Área ocupada por la malla en (A):	25,00	m ²	Longitud de varillas 20,00
* Profundidad de la malla en metros (h):	0,60	m	Longitud de varillas 1,60
* Resistencia de puesta a tierra en Ω (R _g):	2,78		Varillas 4,00
			Longitud total de varillas 7,20
			Cotera 0,00
3. Tensiones de Paso y Toque Torables			
$E_{step\ 70} = (1000 + 6 x C_a x \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_c}}$		$E_{touch\ 70} = (1000 + 1,5 x C_a x \rho_s) \frac{0,157}{\sqrt{t_c}}$	
$C_a = 1 - \frac{0,09 x (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2 x h_c + 0,09}$			
* Altura de la capa superficial (h _c):	0,60	m	
* Resistividad de la capa superficial (ρ _s):	3050,00	Ω.m	
* Duración del cortocircuito (t _c):	0,50	seg	
* Constante (C _a):	0,93		
* Tensión de paso en Volt (E _{step 70}):	4004,05	V	
* Tensión de Toque en Volt (E _{touch 70}):	651,42	V	
4. Factor de Compensación Geométrica (n)			
$n = n_a x n_b$			
$n_a = \frac{2 x L_c}{L_{ij}}$		$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \sqrt{A}}}$	
* Longitud del conductor (L _c):	20		
* Longitud del perímetro de la malla (L _{ij}):	20		
* Factor de compensación geométrica (n _a):	2		
* Factor de compensación geométrica (n _b):	1		
* Factor de compensación geométrica (n):	2		
6. Factor de Ajuste (k_a)			
$k_a = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$			
* Profundidad de referencia de la malla (h ₀):	1		
* Profundidad de la malla (h):	0,6		
* Factor de ajuste (k _a):	1,284911064		
8. Factor Geométrico de Espaciamiento de la Malla (K_m)			
$K_m = \frac{1}{2 x \pi} x \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 x h x a^2} + \frac{(D + 2 x h)^2}{8 x D x a^2} \right] + \frac{K_{ij}}{K_{ij}} \ln \left[\frac{8}{\pi x (2 x m - 1)} \right] \right]$			
* Distancia en metros entre conductores paralelos (D):	2,5	m	
* Diámetro del conductor de la malla (a):	0,004720349	m	70 mm ²
* Profundidad del tendido (h):	0,6	m	
* Factor de ajuste por efecto del conductor (K _{ij}):	1		
* Factor de ajuste por efecto de la profundidad del tendido (K _{ij}):	1,284911064		
* Factor de compensación geométrica (n):	2		
* Factor de espaciamento del tendido (K _m):	0,85887926		

7. Corriente de Falla (I _g)		
	$I_g = I_f \times S_f \times Df \times Cp$	
* Corriente simétrica de falla (I _f):	2800,0000	A
* Factor de disminución (Df):	1,0260	
* Factor de decrecimiento (S _f):	0,3700	
* Corriente de falla (I _g):	1062,9360	A
GPR		
	$GPR = I_g \times R_g$	
* Elevación de potencial a tierra, GPR:	2.938,73	SI
* Resistencia de malla (R _g):	2,76	GP
* Corriente de falla (I _g):	1.062,94	
Si GPR > E toque tolerable, se deberá calcular las tensiones REALES.		
8. Factor de Irregularidad (K _i)		
	$K_i = 0,64 + 0,148 \times n$	
* Factor de composición geométrica (n):	2	
* Factor de irregularidad (K _i):	0,936	
9. Longitud Efectiva (L _m)		
	$L_m = L_C + L_R \left[1,55 + 1,22 \times \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right]$	
* Longitud del conductor (L _C):	20	m
* Longitud total de las barras de puesta a tierra (L _R):	7,20	m
* Longitud de las barras de puesta a tierra (L _r):	1,8	m
* Longitud del conductor en el eje X (L _x):	5	m
* Longitud del conductor en el eje Y (L _y):	5	m
* Longitud efectiva de la malla (L _m):	33,39604135	m
10. Tensión máxima de la malla (E _m)		
	$E_m = \frac{\rho \times I_g \times K_m \times K_i}{L_m}$	
* Resistividad del suelo (ρ):	25	Ω.m
* Corriente de falla de la malla (I _g):	1062,9360	A
* Factor de espaciamento de la malla (K _m):	0,85887926	
* Factor de irregularidad (K _i):	0,936	
* Longitud efectiva de la malla (L _m):	33,39604135	m
* Tensión máxima de la malla (E _m):	639,6760624	V
		ok
11. Factor Geométrico (K _G)		
	$K_G = \frac{1}{\pi \times d} \left[\frac{1}{2 \times h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \times (1 - 0,5^{n-2}) \right]$	
* Distancia en metros entre conductores paralelos (D):	2,5	m
* Diámetro del conductor de la malla (d):	0,004720349	m
* Profundidad de la malla (h):	0,6	m
* Factor de composición geométrica (n):	2	
* Factor Geométrico (K _G):	0,367938847	
12. Tensión Real (E _r)		
	$E_r = \frac{\rho \times I_g \times K_G \times K_i}{0,75 \times L_C + 0,85 \times L_R}$	
* Resistividad del suelo (ρ):	25	Ω.m
* Corriente de falla de la malla (I _g):	1062,936	A
* Factor Geométrico (K _G):	0,367938847	
* Factor de irregularidad (K _i):	0,936	
* Longitud del conductor (L _C):	20	m
* Longitud total de las barras de puesta a tierra (L _R):	7,20	m
* Tensión real del tendido (E _r):	433,3159773	V
		ok

ANEXO Y Memoria técnica

EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE - EMELNORTE

MEMORIA TÉCNICA

PROYECTO

**"PROPUESTA TÉCNICA PARA EL
SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA DE MEDIO Y BAJO VOLTAJE DEL
CENTRO DE CAYAMBE"**

PICHINCHA-CAYAMBE-CAYAMBE

SECCIÓN 1.- DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

1.1 Antecedentes

En el Parque Central "23 de Julio" del cantón Cayambe ubicado en el centro histórico de la ciudad comprendido entre las calles: Rocafuerte, Terán, Sucre y Bolívar, actualmente está compuesto de redes de distribución eléctrica aéreas de medio y bajo voltaje, estas redes de distribución están ubicadas sobre postes de hormigón que además del tendido eléctrico de medio y bajo voltaje también se encuentra la fibra de internet, cables de televisión y teléfono que provocan una contaminación visual. Además, existe el riesgo de que los conductores de la red de medio y bajo voltaje puedan tener contacto directo con la fachada o balcones de las casas y edificios, lo cual debido a la proximidad de los conductores puede ser muy peligroso para los usuarios causando accidentes graves.

1.2 Características Principales

El proyecto contempla la implementación de la obra civil y obra eléctrica para el soterramiento de todas las redes de MV y BV, por lo que se ha previsto la construcción de tres centros de transformación, (CT_1, CT_2 y CT_3), estos centros de transformación contarán con transformadores de 150kVA y 75KVA además se construirá redes subterráneas de MV, BV y alumbrado, el seccionamiento para los centros de transformación se tiene previsto realizar por medio de seccionadores ubicados en los postes de arranque ubicados al inicio y al final de la avenida.

SECCIÓN 2.- ESTUDIO DE LA DEMANDA.

2.1 Determinación de la demanda

Para realizar una correcta estimación de la demanda eléctrica en la zona de estudio, al tratarse de una zona consolidada la zona no tiene una proyección de demanda establecida debido a que las edificaciones construidas no pueden estar sometidas a cambios considerables, debido a su conservación histórica, por lo tanto, el consumo de demanda no tendrá variaciones considerables.

2.2 Determinación de la capacidad del transformador

Teniendo claro que la proyección de demanda no tendrá cambios bruscos se procede a agrupar consumos para el dimensionamiento de los transformadores consiguiente se procede a calcular la demanda máxima individual de cada centro de transformación, para ello se aplica las ecuaciones proporcionadas por EMELNORTE. Dándonos como resultado la instalación de tres transformadores; uno de 150 kVA y dos de 75 KVA, los cuales forman parte del diseño.

SECCIÓN 3.- RED PRIMARIA Y REGULACIÓN DE VOLTAJE.

Tomando en cuenta las normas de soterramiento emitidas por el MEM, para el soterramiento de las redes de MV en la zona de intervención, considerando la topología existente, y considerando el alto nivel freático de la zona, se ha previsto la instalación de tres grupos de seccionadores y una cámara de transformación ubicada en la acera con un centro de transformación trifásico de 150 kVA - CT-02 que tendrá una configuración tipo malla, mientras que los demás transformadores (CT_1 y CT_3) transformadores serán reubicados en postes cercanos a la carga.

Al primer grupo de seccionadores CC-01 se alimentará desde la línea trifásica del circuito 1 de la subestación Cayambe, misma que estará en el poste P12801. Cada una de los grupos de seccionadores alimentará a cada uno de los centros de transformación correspondientes. Las redes soterradas de MV será con conductor de cobre aislado apantallado para 15 kV calibre No. 3/0 AWG para las fases y Cu desnudo calibre No. 3/0 para el neutro

SECCIÓN 4.- RED SECUNDARIA Y REGULACIÓN DE VOLTAJE.

El sistema para las redes subterráneas de BV proyectadas en toda la zona de intervención será radial a partir de cada tablero de distribución principal TDP por transformador.

La red de BV, será aquella que saliendo desde los terminales de BV de cada transformador llegan hasta los tableros de distribución principales TDP1 , TDP2 y TDP3 respectivamente, será con conductor aislado tipo TTU (2kV) calibre No. 3 x 2/0 AWG por fase + 3 x 2/0 de Cu desnudo para el neutro, más un conductor de tierra aislado tipo THHN flexible calibre 2/0 AWG color verde que saldrá desde la barra de tierra instalada en las paredes de las cámaras. Cada tablero traerá dos breakers

trifásicos tipo caja moldeada regulable térmicamente de 320 a 800 Amperios y magnéticamente de 1.5 a 10 Ir, voltaje operación hasta 600V.

Las redes de distribución secundarias serán soterradas en su totalidad, la topología de las mismas será radial, partiendo desde cada tablero de distribución principal.

SECCIÓN 5.- SECCIONAMIENTO Y PROTECCIONES.

5.1 Línea de medio voltaje

Para la colocación del grupo de seccionadores, que se colocaran en el poste No. 69352, se colocara tres seccionadores porta fusible con un fusible 50T (SPT-1S100_50T) con 3 pararrayos de 10kV, de la cual se realizara la transición de red aérea a subterránea, de la cual se conectara a celdas con función de línea o acometida, provista de interruptor – seccionador en SF6 de tres posiciones (Abierto, cerrado y puesta a tierra), para las bajantes de los postes hacia la alimentación de la cámara de transformación CT-01, de los terminales de MV del transformador de CT-01, se realizara la conexión a la cámara de transformación CT-02, si mismo se realizara la conexión a celdas con función de línea o acometida, provista de interruptor – seccionador en SF6 de tres posiciones (Abierto, cerrado y puesta a tierra).

5.2 Centro de transformación

Para el seccionamiento y protección de los transformadores contra sobre corrientes ocasionadas por fallas de origen interno, se utiliza en las cámaras de seccionamiento tipo SF6, de In: 630 A ; BIL: 125 kV; Icc: 20 kA; Vn: 24 kV. Como el transformador utilizado es convencional de frente muerto instalará 3 pararrayos de 10kV.

Los terminales para los devanados de bajo voltaje deben ser del tipo de conectores espiga (stud) o tipo paleta. En el caso del terminal tipo paleta, será necesario colocar elementos aislantes para mantener en el secundario del transformador en frente muerto el cual protege al transformador de corrientes de sobre carga y corto circuito, si existiera falla interna en las bobinas del transformador, la interrupción primaria de los fusibles proporcionará un medio visible de detectar alguna anómala o falla.

La cámara de transformación, serán construidas a nivel de piso, y estarán ubicadas en el parterre, estas tendrán una dimensión de 3m de ancho por 5.40m de largo y 3m de altura, tendrá una puerta de ingreso de 2.40 m de alto por 1.4m de ancho, esta será de doble hoja, estas serán realizadas en lamina metálica de 1.5mm de espesor y con resistencia al fuego de mínimo 3 horas, toda la cámara se realizará respetando la normativa emitida por el MEM.

Se anexa planos de detalle del transformador padmounted en el ANEXO P.

5.3 Tablero de Medición

Las redes de distribución secundarias serán soterradas en su totalidad, la topología de las mismas será radial, partiendo desde cada tablero de distribución principal TDP1, TDP2; Para el caso de TDP1, se derivaran cuatro circuitos trifásicos secundarios principales (columnas vertebrales) para alimentar segmentos de carga eléctrica distribuidos a lo largo de las aceras en las cuatro direcciones a partir del centro de carga definido en la posición de la cámara de transformación CT-01. Para el caso de TDP2, se derivaran cuatro circuitos trifásicos secundarios principales para alimentar segmentos de carga distribuidos a lo largo de la acera en dos direcciones a partir de la cámara CT-02. El conductor previsto para estos circuitos es de un conductor aislado tipo TTU calibre No. 4/0 AWG por fase y un conductor de Cu aislado tipo THHN calibre 4/0 AWG para el neutro, más un conductor de tierra aislado tipo THHN flexible color verde calibre No. 2/0 AWG. La red de BV será un circuito por cada lado de acera y un circuito por cada dirección de la acera tomando como punto central la cámara de transformación respectiva, a más de estas salidas trifásicas con protección de 200 amperios regulable termomagnética desde 140-200 A cada una y por cada tablero TDPn.

Cada tablero de distribución TDPn, será modular autoportante de servicio pesado, con un grado de protección IP65, con pintura electrostática, chapa metálica de 2 mm, puertas desmontables, bandejas interiores regulables en altura y profundidad, las medidas serán de 1600 mm x 800 mm x 400mm.

Para los sistemas de medición de los usuarios de deberá considerar contadores de energía bifásicos 227/120 V, además se considerara un sistema de medición para el sistema de alumbrado publico.

SECCIÓN 6.- SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Con el objeto de disponer de una buena referencia de tierra para efectos de garantizar buen voltaje fase – tierra, y para protección de las personas y equipos contra voltajes de contacto excesivas es necesaria prever una puesta a tierra de protección.

Para ello todas las piezas metálicas de los aparatos y equipos, que no pertenezcan al circuito operativo, pero que puedan entrar en contacto con piezas sometidas a tensión, deben conectarse a través de cables a una puesta a tierra.

La malla de tierra prevista en cada centro de transformación trifásico y en la cámara de celdas previstas, estará constituida por electrodos de varilla de copperweld de 1.8 metros de longitud y 16 mm de diámetro, dispuestos según plano adjunto de diseño de la malla en el ANEXO X. Las varillas estarán enterradas hasta que queden a 60 cm por abajo del nivel del piso, y además interconectadas por cable suave calibre No. 2/0 AWG con puntos de suelda exotérmica tipo Cadwald formando una malla. Se tendrá acceso a los puntos de puesta a tierra a través de un cable del mismo calibre de la malla, donde se conectarán las partes no vivas de los equipos y neutro del transformador, a fin de facilitar la interconexión de los puntos de tierra y neutro de las redes, se colocarán barras de cobre con capacidad para 800 amperios sujetas a las paredes laterales interiores del cuarto de transformador y cuarto de celdas.

Para el sistema de puesta a tierra para bajo voltaje se colocará varillas de copperweld de 1.8 metros de longitud y 16mm de diámetro, en los pozos que conforman el soterramiento, las mismas que estarán conectadas al neutro de la red de bajo voltaje.

La resistencia de la malla de tierra deberá estar dentro de los valores recomendados por la empresa eléctrica para transformadores soterrados y/o Padmounted, cuarto de celdas de media tensión, esto es menor o igual 5 ohmios. Si este valor no se lo consigue se tomarán las correcciones necesarias.

SECCIÓN 7.- SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO.

La red de alumbrado público proyectada será subterránea a través de una red principal con conductor aislado tipo TTU calibre No. 2 x 8 AWG, la tierra se tomará del conductor de tierra principal de las redes de BV. De la red principal de alumbrado red se tomará la energía con conductor aislado tipo TTU calibre N.8 AWG para las fases+(1*No. 8 THHN color verde para tierra) en cada pozo de revisión más cercano al poste de AP, será a través de un derivador aislado hermético hasta la ventana de revisión del poste metálico del alumbrado público proyectado donde existirá una bornera para puentear con los conductores que vienen desde las luminarias conductor concéntrico tipo sucre calibre 3 x 12 AWG y los conductores que llegan de los pozos de revisión más cercanos al poste de alumbrado.

Cada centro de transformación proyectado CT_1, CT_2 y CT_3, a través de los tableros de distribución correspondientes y de estos a cada tablero de control de alumbrado TCA-01, TCA-02 Y TCA-03 se ha planificado dos circuitos de alumbrado público subterráneo por cada tablero de control CL1-01, CL2-01 y CL3-01, la distribución de postes y luminarias por cada circuito y por cada centro de transformación se muestra en planos adjuntos en el ANEXO T.

SECCIÓN 8.- ACOMETIDA DE BAJO VOLTAJE Y SISTEMA DE MEDICIÓN.

El sistema de distribución para las redes subterráneas de BV proyectadas en toda la zona de intervención será radial a partir de cada tablero de distribución principal TDPn y por transformador.

La red de BV, será aquella que saliendo desde los terminales de BV de cada transformador llegan hasta los tableros de distribución principales TDP1 y TDP2 respectivamente, será con conductor aislado tipo TTU (2kV) calibre No. 3 x 2/0 AWG por fase + 3 x 2/0 de Cobre desnudo para el neutro, más un conductor de tierra aislado tipo THHN flexible calibre 2/0 AWG color verde que saldrá desde la barra de tierra instalada en las paredes de las cámaras. Cada tablero traerá dos breakers trifásicos tipo caja moldeada regulable térmicamente de 320 a 800 Amperios y magnéticamente de 1.5 a 10 Ir, voltaje operación hasta 600V, incorporado un bloqueo mecánico en cada tablero para transferencia de carga en BV.

Las redes de distribución secundarias serán soterradas en su totalidad, la topología de las mismas será radial, partiendo desde cada tablero de distribución principal

SECCIÓN 9.- ESTRUCTURAS DE SOPORTE.

9.1 Planilla de estructuras

De acuerdo con el diseño y dimensionamiento de la red se ha procedido a seleccionar las estructuras de soporte necesarios, utilizando para esto los tipos de estructuras que constan en las "Normas de homologación del MEM".

9.2 Pozos y ductos

Los cables se han diseñado entubados en zanja, con un trazado lo más rectilíneo posible, ubicados sobre terreno público, preferentemente bajo acera y paralelos a las fachadas de cada una de las viviendas y/o negocios a los dos lados de las calles del centro histórico de Cayambe.

Cuando el banco de ductos esté instalado bajo aceras el material de relleno será de tierra seleccionada procedente de excavación y opcionalmente de hormigón de 210 kg/cm² si se requiere mayor resistencia mecánica.

Cuando la canalización sea bajo calzada el material de relleno deberá ser hormigón de resistencia mínima 180 kg/cm² hasta 10 cm por encima del ducto superior. Sobre el banco se colocarán 2 capas de 25 cm de material de relleno compactado y una capa de 10 cm de sub base compactada.

Se utilizan pozos en los cambios de dirección de la red de canalización, en la transición aérea-subterránea donde haya espacio para la construcción, en los tramos rectos con una distancia máxima de 25 metros, dentro del presente estudio se han diseñado dos tipos de pozos de revisión dependiendo de la cantidad de ductos, ubicación acera y/o calzada.

SECCIÓN 10.-LISTA Y ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS Y MATERIALES.

Se adjunta un listado de materiales aprobados por la Empresa Eléctrica, con sus especificaciones técnicas homologadas por el MEM, mismos que se utilizarán en la construcción del presente proyecto. Únicamente para la ejecución de la obra civil.

ANEXOS

A la presente memoria técnica se adjuntan los siguientes anexos:

ANEXO A Estructura del identificador nemotécnico de las unidades de propiedad y construcción

ANEXO B Postes instalados para la red de MV

ANEXO C Postes instalados para la red de MV

ANEXO D Transformadores instalados en la zona

ANEXO E Tipos de seccionamientos

ANEXO F Seccionamiento de protección en redes de MV

ANEXO G Modelado del sistema en software CYME

ANEXO H Datos de consumo extraídos de ArcGIS

ANEXO I Computo para el dimensionamiento del transformador CT_1

ANEXO J Computo para el dimensionamiento del transformador CT_2

ANEXO K Computo para el dimensionamiento del transformador CT_3

ANEXO L Caídas de MV

ANEXO M Caídas de BV

ANEXO N Configuración de banco de ductos

ANEXO O Detalle de pozos

ANEXO P Montaje de transformador padmounted en cámara eléctrica

ANEXO Q Diseño de obra civil en canalización

ANEXO R Análisis de diseño de alumbrado público en DiaLux

ANEXO S Transición aérea a subterránea del alimentador

ANEXO T Diseño soterrado de red primaria en ArcGIS

ANEXO U Diseño de red secundaria en AutoCAD Estudiantil

ANEXO V Barraje desconectable

ANEXO W Detalle de acometida

ANEXO X Diseño de malla de puesta a tierra