

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas  
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE  
DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.**

Trabajo de grado previo a la obtención del Título de Ingeniero en Mantenimiento  
Eléctrico

Autor:

Sinchico Quilumba Marco Mauricio

Director:

Msc. Olger Arellano Bastidas

Ibarra – Ecuador

2022

## IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

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

DATOS DE CONTACTO	
<b>CEDULA DE IDENTIDAD</b>	100365403-3
<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	Sinchico Quilumba Marco Mauricio
<b>DIRECCIÓN:</b>	Otavalo
<b>EMAIL:</b>	mmsinchicoq@utn.edu.ec
<b>TELÉFONO:</b>	0984382541

DATOS DE LA OBRA	
<b>TITULO:</b>	PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.
<b>AUTOR:</b>	Sinchico Quilumba Marco Mauricio
<b>FECHA: DD/MM/AAAA</b>	16/10/2022
<b>SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO</b>	
<b>PROGRAMA</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSGRADO</b>
<b>TITULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
<b>ASESOR/DIRECTOR:</b>	Msc. Olger Arellano

## Constancia

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

Ibarra, a los 16 días del mes de Octubre de 2022

El autor:

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Marco Mauricio Sinchico Quilumba', enclosed within a circular scribble.

Sinchico Quilumba Marco Mauricio

1003654033



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

Ing. Olger Arellano MSc.

**Aceptación del director**

Que después de haber examinado el presente trabajo de investigación elaborado por el señor estudiante Sinchico Quilumba Marco Mauricio 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 DEL CAMPUS UTN."** para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, aprobado la defensa, impresión y empastado.

Msc. Olger Arellano Bastidas

**DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO**

## **Dedicatoria**

El presente proyecto de grado está dedicado a dos personas especiales en mi vida, la primera, a mi madre María Sinchico quien fue padre y madre a la vez y me supo enseñar que con esmero, esfuerzo, paciencia y dedicación se puede llegar a cumplir los sueños. Segundo, le dedico de corazón mi trabajo de titulación a Karina, quien me inspiro para poder ingresar a la Universidad, además de ser la primera persona que vio mí la capacidad que tenía para desarrollarme hábilmente en actividades académica y profesional, y al igual que a pesar de mis debilidades y diversas adversidades que tuve que pasar en la vida, fue quien me aconsejó y me apoyó para seguir adelante y poder continuar con mis estudios; ahora, mantendré mi promesa de continuar estudiando y proponerme nuevas metas; por tal razón, hoy en día y con gran gratitud le dedico mi título como ingeniero en mantenimiento eléctrico.

## **Agradecimiento**

A Dios y a la Virgen por a verme dado la bendición y las fuerzas necesarias para superar la etapa más difícil de mi vida y darme la oportunidad de levantarme, conocer gente buena y sobre todo poder continuar y culminar mis estudios.

A mis grandes amigos Anita Alemán, Luis Caicedo y Kevin Visarrea quienes estuvieron en la etapa más difícil de mi vida, y supieron escucharme y apoyarme para no rendirme.

A mis compañeros de danza de Otavalomanta quienes fueron una parte fundamental para mi desarrollo personal, y a su vez permitirme volver a encontrarme conmigo mismo, siendo una persona sencilla y humilde con todos.

## Resumen

El soterramiento de la red aérea de distribución con el paso de los años ha demostrado cambios notables en el aspecto estético del sector como también en la modernización del sistema eléctrico y a su vez mejorando la continuidad del servicio. Por lo que el presente trabajo de titulación tiene como finalidad presentar un diseño de soterramiento para la red aérea de distribución del campus de la Universidad Técnica Del Norte, con base a los lineamientos y normas vigentes en el país. La utilización del manual de construcción vigente en las unidades de propiedad fue la guía principal para el desarrollo del diseño de soterramiento propuesto, permitiendo que el diseño de obra civil y obra eléctrica se encuentren homologados y puedan ser interpretados por profesionales en el ámbito eléctrico.

Como parte principal del trabajo de titulación se desarrolló el levantamiento de información, verificó el estado actual de la red aérea de distribución para posteriormente elaborar el plano del sistema eléctrico existente; el cual a su vez fue comparado con el plano que se encuentra en la página oficial SIG WEB de la Empresa Eléctrica Regional Norte, obteniendo como resultado un registro completo de los equipos eléctricos que se encuentran en el campus universitario. El Software AutoCAD Electrical fue la herramienta principal para el desarrollo de los planos de obra civil como los de obra eléctrica.

El diseño de soterramiento propuesto presenta cambios en los recorridos de las líneas de medio voltaje, calibre del conductor, selección de los tirafusibles; dimensionamiento de los ductos, pozos, transformadores; y el diseño de malla de puesta a tierra con base a la resistividad del suelo de los distintos puntos en donde se ubicarán los transformadores.

Palabras claves: soterramiento, transformadores, normativa, EmelNorte, tirafusible.

## **Abstract**

The burial of the overhead distribution network over the years has shown notable changes in the aesthetic aspect of the sector as well as in the modernization of the electrical system and in turn improving the continuity of the service. Therefore, the purpose of this degree work is to present an underground design for the aerial distribution network of the campus of the Universidad Técnica Del Norte, based on the guidelines and regulations in force in the country. The use of the construction manual in force in the property units was the main guide for the development of the proposed burial design, allowing the design of civil works and electrical works to be approved and can be interpreted by professionals in the electrical field.

As a main part of the titling work, the information collection was developed, verified the current state of the overhead distribution network and later prepared the plan of the existing electrical system, which in turn was compared with the plan found on the official website SIG WEB of the Northern Regional Electric Company, obtaining as a result a complete record of the electrical equipment found on the university campus. The AutoCAD Electrical Software was the main tool for the development of civil works plans as well as electrical works.

The proposed burial design presents changes in the paths of the medium voltage lines, conductor gauge, selection of fuse strips; sizing of pipelines, wells, transformers; and the design of grounding mesh based on the resistivity of the soil of the different points where the transformers will be located.

Key words: burial, transformers, regulations, EmelNorte, fuse.

## Tabla de Contenido

<b>IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....</b>	<b>I</b>
<b>Constancia .....</b>	<b>II</b>
<b>Certificado del director del trabajo de grado.....</b>	<b>III</b>
<b>Dedicatoria.....</b>	<b>IV</b>
<b>Agradecimiento .....</b>	<b>V</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>VI</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>VII</b>
<b>Introducción.....</b>	<b>XIII</b>
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>- 1 -</b>
1.1. Sistema eléctrico de distribución .....	- 1 -
1.1.1. Sistema de subtransmisión .....	- 2 -
1.1.2. Subestación de distribución .....	- 2 -
1.1.3. Alimentadores primarios .....	- 2 -
1.1.4. Transformadores de distribución.....	- 2 -
1.1.5. Secundarios y servicios .....	- 3 -
1.2. Topología de la red .....	- 3 -
1.2.1. Topología Tipo Radial.....	- 3 -
1.2.2. Topología Tipo Anillo. ....	- 4 -
1.2.3. Topología Tipo Malla. ....	- 5 -
1.3. Clasificación de las redes de distribución .....	- 5 -
1.3.1. Según el tipo de carga. ....	- 6 -
1.3.2. De acuerdo con su ubicación geográfica. ....	- 6 -
1.3.3. Según su construcción.....	- 6 -
1.3.4. Tipos de instalaciones de distribución soterradas .....	- 9 -
1.4. Criterios homologados para el diseño de soterramiento .....	- 11 -
1.4.1. Normativas .....	- 11 -
1.4.2. Homologación de las unidades de propiedad .....	- 11 -
1.4.3. Simbología.....	- 12 -
1.4.4. Estructura del identificador nemotécnico.....	- 12 -
1.4.5. Cámaras eléctricas .....	- 12 -
1.4.6. Dispositivo de protección y seccionamiento .....	- 15 -
1.4.7. Conectores y barrajes.....	- 16 -
1.4.8. Conductor eléctrico para instalaciones soterradas .....	- 16 -
1.4.9. Banco de ductos .....	- 18 -
1.4.10. Pozos.....	- 20 -

1.5. Transición de red aérea a soterrada.....	- 21 -
1.6. Software.....	- 22 -
1.6.1. ArcGIS.....	- 22 -
1.6.2. AutoCAD Electrical .....	- 22 -
<b>Capítulo 2.....</b>	<b>- 23 -</b>
2.1. Delimitación del área de estudio .....	- 23 -
2.2. Descripción de la red aérea de distribución y equipos eléctricos existentes del campus UTN .....	- 24 -
2.2.1. Red aérea de distribución de medio y bajo voltaje del campus UTN-	24
-	-
2.2.2. Estructuras eléctricas existentes.....	- 29 -
2.2.3. Centros de transformación existentes.....	- 30 -
2.2.4. Seccionamientos y protecciones de medio y bajo voltaje.....	- 33 -
2.3. Grupo electrógeno .....	- 37 -
2.4. Transformador elevador padmounted .....	- 38 -
2.5. Tablero de transferencia .....	- 39 -
2.6. Demanda Máxima .....	- 40 -
2.7. Caídas de voltaje .....	- 41 -
2.8. Sistema de puesta a tierra (SPT) .....	- 42 -
2.9. Software.....	- 43 -
2.10. Diseño del plano de la red existente.....	- 43 -
<b>Capítulo 3.....</b>	<b>- 45 -</b>
3.1. Diseño de obra civil.....	- 45 -
3.1.1. Ductos .....	- 45 -
3.1.2. Zanja .....	- 46 -
3.1.3. Pozos .....	- 47 -
3.1.4. Cámaras eléctricas a nivel.....	- 48 -
3.2. Diseño de obra eléctrica.....	- 49 -
3.2.1. Red primaria .....	- 49 -
3.2.2. Transformadores de distribución.....	- 49 -
3.2.3. Red secundaria.....	- 54 -
3.2.4. Seccionamientos y protecciones.....	- 55 -
3.2.5. Dimensionamiento de la malla de puesta a tierra para los transformadores proyectados. ....	- 56 -
3.3. Diseño de soterramiento propuesto.....	- 59 -
3.4. Presupuesto de obra .....	- 59 -
3.4.1. Inversión eléctrica.....	- 60 -
3.4.2. Inversión civil .....	- 60 -

3.4.3. Inversión total .....	- 60 -
<b>Conclusiones .....</b>	<b>- 61 -</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>- 62 -</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>- 63 -</b>
<b>Anexo 1 .....</b>	<b>- 68 -</b>
<b>Anexo 2 .....</b>	<b>- 69 -</b>
<b>Anexo 3 .....</b>	<b>- 70 -</b>
<b>Anexo 4 .....</b>	<b>- 72 -</b>
<b>Anexo 5 .....</b>	<b>- 74 -</b>
<b>Anexo 6 .....</b>	<b>- 81 -</b>
<b>Anexo 7 .....</b>	<b>- 82 -</b>
<b>Anexo 8 .....</b>	<b>- 86 -</b>
<b>Anexo 9 .....</b>	<b>- 88 -</b>
<b>Anexo 10 .....</b>	<b>- 89 -</b>
<b>Anexo 11 .....</b>	<b>- 90 -</b>
<b>Anexo 12 .....</b>	<b>- 91 -</b>
<b>Anexo 13 .....</b>	<b>- 94 -</b>
<b>Anexo 14 .....</b>	<b>- 98 -</b>
<b>Anexo 15 .....</b>	<b>- 100 -</b>
<b>Anexo 16 .....</b>	<b>- 101 -</b>
<b>Anexo 17 .....</b>	<b>- 105 -</b>
<b>Anexo 18 .....</b>	<b>- 108 -</b>

## Índice de figuras

Fig.1.	Sistema eléctrico de potencia.....	- 1 -
Fig.2.	Topología radial. ....	- 4 -
Fig.3.	Topología en anillo.....	- 4 -
Fig.4.	Topología en malla.....	- 5 -
Fig.5.	Porcentaje por tipo de consumidor. ....	- 6 -
Fig.6.	Red aérea. ....	- 7 -
Fig.7.	Red soterrada. ....	- 8 -
Fig.8.	Instalación directamente enterrada. ....	- 9 -
Fig.9.	Instalación tipo galería visitable.....	- 10 -
Fig.10.	Transformador tipo sumergible. Fuente:(ECUATRAN, 2017) .....	- 14 -
Fig.11.	Transformador tipo pedestal.....	- 14 -
Fig.12.	Transformador tipo seco. Fuente:(Schneider, 2015).....	- 15 -
Fig.13.	Transformador con frente muerto. Fuente: (MEER, 2020) .....	- 15 -
Fig.14.	Barraje: a) Medio voltaje; b) Bajo voltaje. Fuente;(Quezada, 2020) .	- 16 -
Fig.15.	Conductor de media voltaje XLPE. ....	- 17 -
Fig.16.	Conductor de baja voltaje TTU. ....	- 18 -
Fig.17.	Instalación de ductos soterrados .....	- 19 -
Fig.18.	Transición de red aérea a soterrada.....	- 21 -
Fig.19.	Diagrama de flujo de la metodología empleada.....	- 23 -
Fig.20.	Delimitación del Campus UTN.....	- 24 -
Fig.21.	Red de M.V. Fuente: (SIG EmelNorte, 2021).....	- 25 -
Fig.22.	Transformador combinado de medición.....	- 26 -
Fig.23.	Placa de características de postes existentes. ....	- 26 -
Fig.24.	Red aérea de B.V. Fuente: (SIG WEB EMELNORTE, 2021).....	- 28 -
Fig.25.	Estructura aérea de medio y bajo voltaje.....	- 29 -
Fig.26.	Ubicación de los transformadores existentes.....	- 32 -
Fig.27.	Montaje: a) Est. Tipo H; b) Est. Tipo H en cuatro postes. ....	- 32 -
Fig.28.	Transformador Padmounted.....	- 33 -
Fig.29.	Grupo electrógeno.....	- 37 -
Fig.30.	Transformador elevador padmounted.....	- 38 -
Fig.31.	Tablero de transferencia.....	- 39 -
Fig.32.	Conector múltiple de 4 vías .....	- 47 -
Fig.33.	Diseño de los tipos de pozos .....	- 48 -
Fig.34.	Dimensionamiento de base para transformadores . ....	- 48 -
Fig.35.	Ubicación del centro de transformación propuesto en la zona 1 .....	- 51 -
Fig.36.	Ubicación del centro de transformación propuesto en la zona 2 .....	- 52 -
Fig.37.	Ubicación del centro de transformación planteado para la zona 3... -	52 -
Fig.38.	Ubicación del centro de transformación propuesto en la zona 4 .....	- 53 -
Fig.39.	Derivaciones en bajo voltaje Fuente:(Campozano & Tubón, 2020) .	- 54 -
Fig.40.	Diseño de malla a tierra del CT-1 .....	- 56 -
Fig.41.	Diseño de malla a tierra del CT-2 .....	- 57 -
Fig.42.	Diseño de malla a tierra del CT-3 .....	- 58 -

Fig.43. Diseño de malla a tierra del CT-4 .....	- 59 -
---	--------

## TABLAS

Tabla 1.1: Niveles de Voltajes .....	- 1 -
Tabla 1.2: Diámetro de Ducto .....	- 18 -
Tabla 1.3: Dimensionamiento de Pozo .....	- 20 -
Tabla 2.1: Postes para Red de Distribución de M.V.....	- 27 -
Tabla 2.2: Postes para red de distribución de B.V .....	- 28 -
Tabla 2.3: Estructuras Aéreas existentes (M.V) .....	- 30 -
Tabla 2.4: Estructuras Aéreas existentes (B.V).....	- 30 -
Tabla 2.5: Estructuras en Redes Aéreas de Distribución neutro corrido .....	- 30 -
Tabla 2.6: Transformadores existentes en el campus UTN.....	- 31 -
Tabla 2.7: Designación de Transformadores .....	- 31 -
Tabla 2.8: Seccionamiento y protección en redes de M.V.....	- 34 -
Tabla 2.9: Tirafusibles Estandarizados .....	- 35 -
Tabla 2.10: Clasificación Tipo T .....	- 35 -
Tabla 2.11: Tipos de Protección Existentes .....	- 37 -
Tabla 2.12: Placa de Características .....	- 38 -
Tabla 2.13: Características del Transformador Elevador .....	- 38 -
Tabla 2.14: Demanda de Consumo .....	- 40 -
Tabla 2.15: Caída de Voltaje en la Red de B.V.....	- 42 -
Tabla 2.16: Ubicación de los transformadores sin puesta a tierra .....	- 42 -
Tabla 2.17: Resistividad del suelo .....	- 43 -
Tabla 2.18: Porcentajes de reducción con tratamiento químico .....	- 43 -
Tabla 3.1: Potencia Aparente por Edificación .....	- 50 -
Tabla 3.2: Transformadores Padmounted.....	- 53 -
Tabla 3.3: Malla de puesta a tierra para el CT- 1 .....	- 56 -
Tabla 3.4: Malla de puesta a tierra para el CT- 2 .....	- 57 -
Tabla 3.5: Malla de puesta a tierra para el CT- 3 .....	- 58 -
Tabla 3.6: Malla de puesta a tierra para el CT- 4 .....	- 59 -

# Introducción

## A.1. Contextualización del problema

Las primeras instalaciones soterradas se realizaron alrededor de 1890 en fábricas textiles y sectores estratégicos, considerando que las líneas soterradas son menos propensas a interrupciones, y procuran la seguridad y continuidad del servicio. Con el paso de los años y el desarrollo de las industrias, infraestructuras, instituciones educativas, entre otros, ha aumentado la demanda de energía eléctrica; por ende, el número de redes de distribución aéreas para solventar la demanda requerida. Por lo que de acuerdo con Campozano & Tubón (2020) “día a día se trata de hacer más eficiente los sistemas eléctricos de potencia en particular a los de distribución”.

A continuación, se dará a conocer varios de los estudios relacionadas con el problema de investigación, soterramiento de la red de distribución como término principal del estudio.

Herrera, Maravilla, & Mata (2013) realizaron la investigación de “Red de Distribución Subterránea para el campus de la ciudad Universitaria” del salvador, a través de la investigación realizada se plantea un diseño de una red de distribución eléctrica subterránea. La metodología utilizada en esta investigación fue una encuesta con una muestra de 100 personas (estudiantes y personal) buscando conocer la opinión sobre las redes eléctricas aéreas del campus, además de un levantamiento eléctrico para estar al tanto del estado de la red de distribución. Se concluyó que el diseño de soterramiento ayuda en una reducción de fallas en un 75%, descenso de pérdidas eléctricas, al igual que una mayor seguridad, continuidad y la conservación del medio ambiente.

De igual forma, en el estudio realizado por Haakana, Kaipia, Lassila, et al. (2014) tuvo como objetivo actualizar la red aérea a través de cableado subterráneo para una mejora en la confiabilidad del suministro de energía. Dando a conocer las ventajas que puede brindar un soterramiento de redes eléctricas. Por otro lado, el artículo menciona un inconveniente, donde señala que el uso de cable soterrado a gran escala tiene un periodo prolongado de mantenimiento correctivo, sin embargo, el artículo propone que el uso de ramales de 150 m es rentable para crear un bucle de las líneas, evitando así el uso de energía de reserva y minimizando los tiempos de mantenimiento.

De igual manera en el país se han realizado varias investigaciones aportando al estudio y el desarrollo de soterramiento de redes aéreas de distribución como las que se presentan a continuación:

Ponce (2016) en su estudio “Diseño de redes eléctricas subterráneas para la seguridad” tuvo como objetivo establecer un diseño de redes eléctricas subterráneas en la cual se utilizó una metodología de campo para comprender la situación, la necesidad y los problemas posibles existentes, además del uso de encuestas (población de 69 usuarios) con el fin de reforzar la información. Los resultados obtenidos muestran que el soterramiento de las redes eléctricas aéreas propicia una mejora en la seguridad, ocupan menor espacio y disminuye el impacto visual.

De forma similar Heraldo & Rodríguez (2017) elaboraron un diseño de soterramiento para las redes de medio y bajo voltaje con enfoque a los alrededores del campus de la Universidad Politécnica Salesiana de Guayaquil (UPS), donde se inició con el levantamiento de información del estado actual del sistema eléctrico determinando la demanda existente y una demanda con proyección a 10 años. El diseño de soterramiento puede ser tomado como base para futuros proyectos de características similares, ya que se han visto reflejadas mejoras como: la continuidad del servicio, aumento de plusvalía, mejoramiento del impacto visual y la confiabilidad del sistema. De igual manera Pozo (2017) afirma que el soterramiento de las redes contribuye en el crecimiento ordenado, reduce el número de pérdidas de servicio y previene accidentes eléctricos.

Por otra parte, en la provincia de Imbabura en el estudio realizado por Girón (2019) tuvo como objetivo diseñar una red de soterramiento de medio y bajo voltaje aumentando los niveles de confiabilidad en el centro histórico de la ciudad de Ibarra, tomando en consideración las normas de construcción que rige el Ministerio de Energía y Minas (MEM). Con el apoyo de EMELNORTE S.A se pudo validar y realizar un estudio de campo, al igual que un levantamiento de información de la red aérea existente, identificando las condiciones y problemas presentes con la finalidad de realizar un diseño bajo estos criterios. Además, señala que contar con conocimiento básico de software de ArcGIS y CYMDIST o a su vez AUTOCAD son de gran utilidad para la elaboración del diseño. Donde Guamialamá (2021) afirma que el software CYMDIST permite “modelar la red y establecer su vida útil” (p.15). De este modo los resultados en el estudio señalan que la elaboración del diseño permite disminuir pérdidas de energía, incrementar la seguridad y reducir la contaminación visual.

De acuerdo con el análisis realizado en los antecedentes, el soterramiento de la red de distribución contribuye en la modernización del sistema, y la reducción de los problemas que se presentan en las redes aéreas; además de que minimiza la contaminación visual, la inseguridad, el índice de fallas anuales, y además aumenta la continuidad del servicio.

El soterramiento en sí ha aportado diversas ventajas de las cuales varias investigaciones han optado por la implementación, o propuesta de un diseño de soterramiento de las redes eléctricas, siendo ajena a esta propuesta la Universidad Técnica del Norte (UTN) debido a que se ha desarrollado con mejoras infraestructurales en la mayor parte del campus e implementación de nuevos equipos eléctricos con fines de una mejora educativa, por ende aumentando la demanda eléctrica y haciendo uso de infraestructuras aéreas, mismas que se encuentran expuestas a fallas naturales produciendo cortes de energía o daños en equipos tecnológicos, por tanto, la propuesta de soterramiento bajo las investigaciones señaladas anteriormente contribuye a la mitigación de las problemáticas a que se enfrentan las redes aéreas de distribución del campus.

## **A.2. Planteamiento del problema**

Las redes aéreas de distribución con su continuo desarrollo y la alta demanda energética en la que se vive actualmente se han visto reflejados un alto índice de contaminación visual, el cual es uno de los problemas que con más frecuencia se puede observar en varios sectores principalmente donde existe mayor demanda energética produciendo un aspecto no muy favorable. El campus UTN no es excepto de esta problemática, ya que en el interior del campus aún se cuenta con redes de distribución aéreas que no son amigables con el medio ambiente y son susceptibles a fallas eléctricas.

De acuerdo con López (2018) las fallas eléctricas suelen presentarse con más frecuencia en las redes aéreas de distribución, debido a los diversos ramales que estas conllevan. Siendo propensa a fallas naturales como lluvia, tormentas, rayos, entre otros. De igual forma se presentan cortocircuitos por contacto directo de objetos, animales o árboles, por lo que, dependiendo de la situación de la falla, puede ocurrir cortes de energía de corto o largo plazo, además de que una falla eléctrica puede llegar a causar daños tanto técnicos como económicos y la reducción del tiempo de vida útil de los equipos.

Además, es fácil comprender que a través del paso de los años varias de las infraestructuras aéreas han culminado con su tiempo de vida útil, por lo que se hace necesario cambiarlas cada vez que este tiempo se haya terminado, debido a que los equipos eléctricos

que lo conforman suelen encontrarse con rastros de deterioro y corrosión a causa de los cambios climáticos, produciendo inseguridad y pérdidas eléctricas. Siendo ajena a esta problemática las redes eléctricas de distribución del campus de la Universidad Técnica Del Norte. Mediante lo mencionado inicialmente se puede reiterar que el campus se encuentra propensos a los diferentes tipos de fallas, provocando cortes de energía, por ende, la suspensión de actividades tales como académicas y administrativas.

### **A.3. Alcance**

El presente proyecto de investigación se enfoca en el estudio de la red aérea de distribución del campus UTN, y la elaboración de un diseño de soterramiento para la misma. En el cual se iniciará con el levantamiento de información para conocer el estado actual de la red aérea, considerando cada uno de los elementos que conforma la red.

Con base en los resultados obtenidos en el levantamiento de información y una revisión bibliográfica se procederá a la elaboración de un nuevo diseño para la red eléctrica mediante el uso de software AutoCAD. Además, para el diseño de soterramiento se tomará en consideración el manual de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas mismo que se encuentra vigente y emitido por el MEM en las unidades de propiedad; el cual también servirá de apoyo para la determinación de la obra civil de los pozos y ductos para el soterramiento de la red aérea.

En el diseño de la red soterrada se presentará los ductos y pozos con sus respectivas dimensiones, al igual que el calibre de los conductores, la ubicación de los puntos de transformación, sistemas de protección y caída de voltajes.

#### **A.4. Objetivos**

##### **General**

- Proponer un diseño de soterramiento para la red aérea de distribución del campus de la Universidad Técnica Del Norte en función de las Normas del manual de construcción emitida por el Ministerio de Energía y Minas.

##### **Específico**

- Realizar el estudio del estado del arte de las redes de soterramiento, normativa y topología para el diseño de redes soterradas.
- Realizar un levantamiento del estado actual de la red aérea de distribución del campus UTN
- Diseñar una propuesta de soterramiento de la red de distribución

# CAPÍTULO 1

## Marco Teórico

### 1.1. Sistema eléctrico de distribución

Es el encargado de distribuir la energía que se encuentra en los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Dicha energía se distribuye en diversos sectores y a niveles diferentes de voltaje por lo que un sistema de distribución es aún más complejo que los SEP. De acuerdo a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNR-017, 2020) determina los siguientes niveles de voltajes en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1: NIVELES DE VOLTAJES

Alto voltaje grupo 2	Mayor a 138kV
Alto voltaje grupo 1	Mayor a 40 kV y menor igual a 138kV
Medio voltaje	Mayor 600 V y menor igual a 40kV
Bajo voltaje	Menor igual 600 V

Asimismo, la Figura 1 muestra el sistema eléctrico de distribución, el cual inicia desde la estación reductora hasta la red secundaria con los niveles de voltaje mencionados anteriormente.

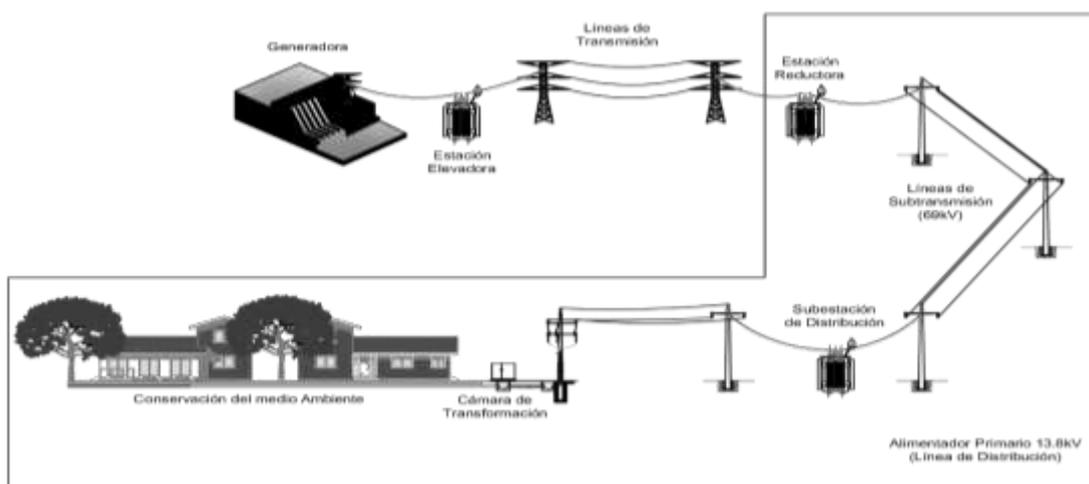


Fig.1. Sistema eléctrico de potencia.

Según Cervantes (2002) un sistema de distribución está constituido principalmente por:

- Sistema de subtransmisión.
- Subestaciones de distribución.
- Alimentadores primarios.
- Transformadores de distribución.
- Secundarios y servicios.

#### **1.1.1. Sistema de subtransmisión**

El sistema de subtransmisión es aquel que está conformado por diversos equipos eléctricos con la finalidad de llevar un determinado voltaje a través de las líneas de subtransmisión las cuales permiten conectar entre una subestación de potencia a las diferentes subestaciones de distribución. En otras palabras, y de acuerdo con Cervantes (2002) son líneas energizadas que emergen de una subestación de potencia en dirección a las subestaciones de distribución.

#### **1.1.2. Subestación de distribución**

De acuerdo con REPSOL (2021) una subestación de distribución es la encargada de transformar el voltaje proveniente del sistema de subtransmisión a voltajes de los alimentadores primarios. En el caso de EMELNORTE transformar 69 kV o 34.5 kV a 13.8/7.97 kV o a su vez reduciendo o manteniendo un nivel de voltaje de 34.5 kV para sectores industriales.

#### **1.1.3. Alimentadores primarios**

Un alimentador primario según Nieto & Sancán (2013) cumple la función de transportar la energía eléctrica saliente de la subestación de distribución hacia los diversos transformadores encargados de la reducción a niveles de bajo voltaje. El alimentador primario está constituido por una serie de ramales, donde el ramal de mayor extensión toma el nombre de troncal y las derivaciones desde este punto son consideradas como derivación primaria, secundaria y terciaria, de esta manera su ramificación tiene la capacidad de llegar a los diferentes centros de carga. para el circuito secundario, de ahí la correspondiente distribución para suministrar de servicio eléctrico a los consumidores

#### **1.1.4. Transformadores de distribución**

Su función principal es reducir el nivel de voltaje que proviene del alimentador; aun voltaje el cual se encuentra en el circuito secundario o en el lado secundario del transformador de distribución. Según Freire & Hurtado (2018) en un circuito secundario en

los transformadores trifásicos se puede encontrar niveles de voltajes de 210/121V, 220/127V, y en monofásico 240/120V.

Los transformadores de distribución pueden ser de diversas capacidades dependiendo de la demanda de consumo; de igual manera, estos pueden ser: monofásicos, trifásicos, aéreos, subterráneos, convencionales o autoprotegidos, de hecho, dichos transformadores se encuentran normalizados y descritos en las unidades de propiedad del Ministerio de Energía y Minas (MEM).

#### **1.1.5. Secundarios y servicios**

Un circuito secundario tiene la finalidad de distribuir los voltajes salientes del lado secundario del transformador de distribución con el objetivo de satisfacer la necesidad del consumo de energía eléctrica.

### **1.2. Topología de la red**

La topología de la red describe los diferentes tipos de configuraciones a las que se puede someter las redes de distribución eléctrica de medio y bajo voltaje. De acuerdo con Quezada (2020), las redes soterradas pueden clasificarse de tipo radial y anillo; además, con base en el enunciado de Cervantes (2002), también se utiliza la topología en malla; siendo los tres tipos de topologías que comúnmente se utiliza al momento de diseñar un soterramiento de distribución. Ahora bien, la elección de una topología de la red depende de la necesidad de continuidad de servicio, al igual que la diferencia de costos que se puede presentar al momento de planificación.

#### **1.2.1. Topología Tipo Radial.**

La topología tipo radial se caracteriza por contar con una distribución directa hacia la carga; tomando en consideración de que en presencia de una falla todo el sistema de distribución se ve afectado (Giron, 2019). Sin embargo, el tipo radial cuenta con ventajas notables como:

- Facilidad de diseño y construcción.
- Fácil manejo.
- Bajos costos de inversión.

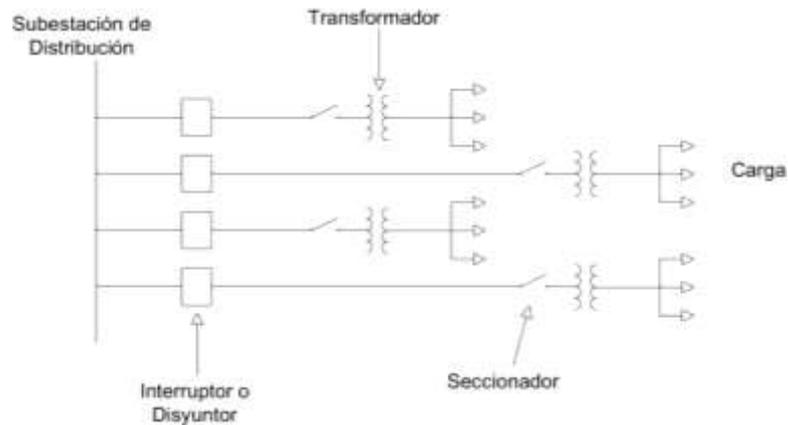


Fig.2. Topología radial.

De hecho, el sistema tipo radial como se muestra en la Figura 2, es el más simple para diseñar, implementar y dar un respectivo mantenimiento, además de que es fácil de proteger, pero recalcando que es uno de los menos confiables en la continuidad de servicio eléctrico.

### 1.2.2. Topología Tipo Anillo.

El sistema en tipo anillo tiene la característica de alimentarse de energía eléctrica desde dos puntos diferentes del alimentador o troncal, asegurando la continuidad del servicio y minimizando el número de consumidores cuyo servicio se interrumpiría debido a cierto tipo de falla inesperada en cualquier parte de los dos tramos. Como se observa en la Figura 3 con el apoyo de un seccionador central o disyuntor de amarre, puede realimentarse cualquiera de los dos tramos en presencia de una falla (Solís, 2018).

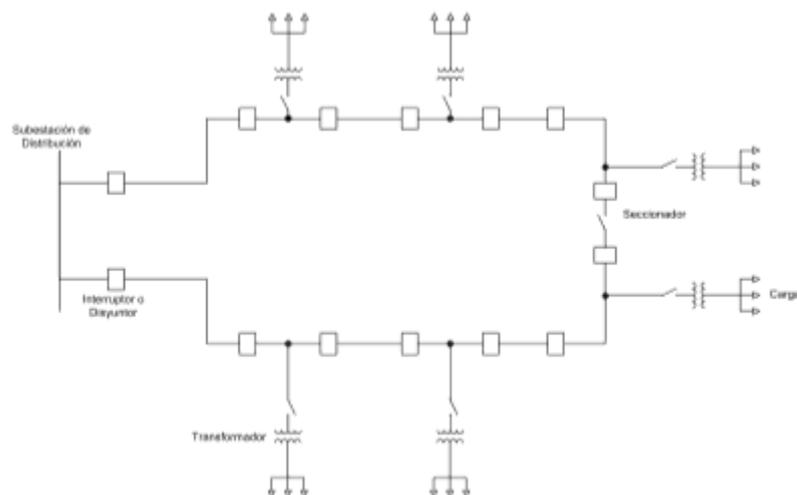


Fig.3. Topología en anillo.

### 1.2.3. Topología Tipo Malla.

Este sistema es utilizado donde existe una alta concentración de carga eléctrica, por ende, un alto requerimiento de confiabilidad en la continuidad de servicio en comparación a los anteriores tipos de topología (radial y anillo), la ventaja principal de este sistema es la obtención de varios caminos de alimentación (Figura 4) manteniendo con seguridad la continuidad del servicio eléctrico (Solís, 2018).

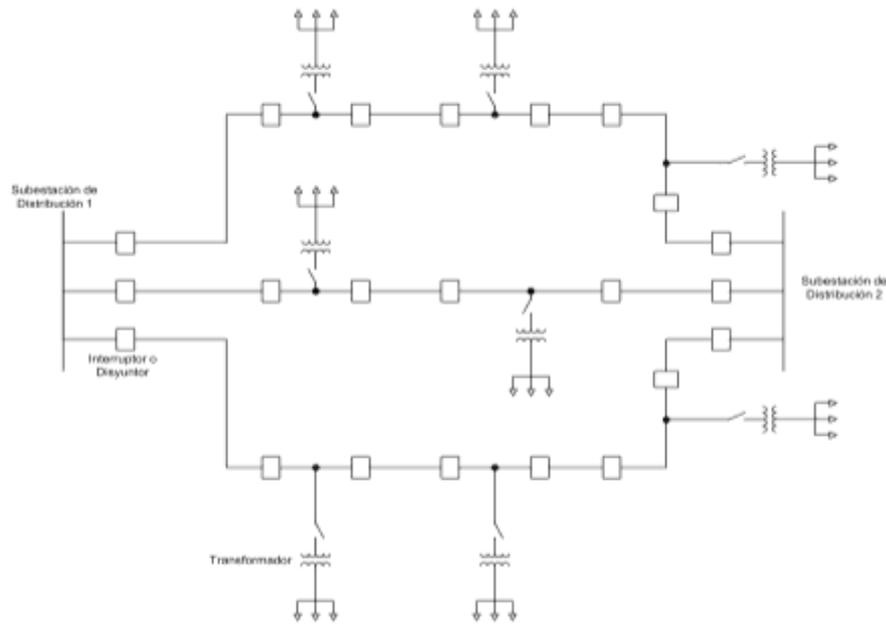


Fig.4. Topología en malla.

Por otro lado, este sistema presenta desventajas notables tales como: la complejidad en la coordinación de protecciones y costos muy elevados, por lo que EMELNORTE S.A. (2018) aconseja la utilización de este sistema en urbanizaciones de gran requerimiento; y de igual manera afirma que la topología tipo malla se suele utilizar en su mayoría en los sistemas de transmisión.

### 1.3. Clasificación de las redes de distribución

Las redes de distribución se encuentran clasificadas en:

- Según el tipo de carga.
- De acuerdo con su ubicación geográfica.
- Según su construcción.

### 1.3.1. Según el tipo de carga.

Con base en Cuásquer (2020), afirma que la empresa distribuidora EMELNORTE S.A. cuenta con cinco tipos de consumidores:

- Residencial;
- Comercial;
- Industriales;
- Alumbrado público;
- Otros.

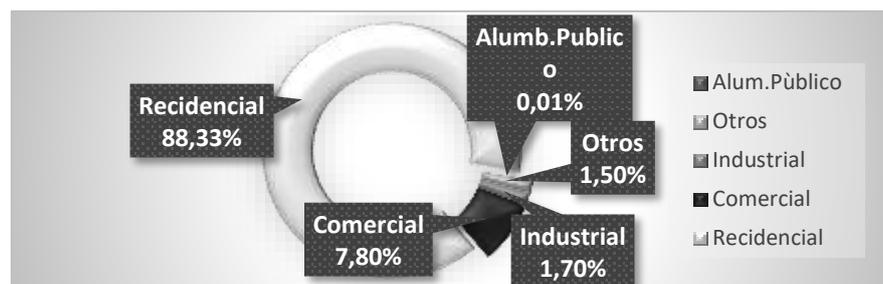


Fig.5. Porcentaje por tipo de consumidor. Fuente: adaptado de (EMELNORTE S.A., 2018).

La Figura 5 muestra una distribución porcentual de cada tipo de carga según el sistema eléctrico de la empresa distribuidora (EMELNORTE S.A., 2018).

### 1.3.2. De acuerdo con su ubicación geográfica.

Son redes de distribución las cuales confieren de energía eléctrica a las zonas que se mencionan a continuación:

- Urbanas;
- Rurales;
- Turísticas.

### 1.3.3. Según su construcción.

Las redes de distribución se encuentran diseñadas tanto aéreas como soterradas.

**1.3.3.1. Redes de distribución aéreas.** Son todas aquellas que se encuentran tendidas y sujetas en postes de hormigón con sus respectivos elementos aislantes y de protección con alto impacto visual.

Los elementos principales que conforma una red de distribución aérea son:

- Postes de hormigón o de fibra;
- Aisladores;
- Herrajes;
- Crucetas;
- Conductores (desnudos o preensamblados);
- Equipos de protección;
- Equipos de Seccionamientos.

De acuerdo Ramírez (2004) una red de distribución aérea puede presentar desventajas como:

- Mal aspecto estético al sector;
- Menor confiabilidad;
- Menor seguridad;
- Susceptibilidad a fallas y a cortes de energía por cortocircuitos.

En las líneas aéreas se presenta con mayor frecuencia: cortocircuitos, ya sea por contacto directo entre líneas energizadas, envejecimiento de estructuras; o por contacto de objetos, animales o árboles (Villaroel, 2008 como se citó en Gonzáles, 2019).

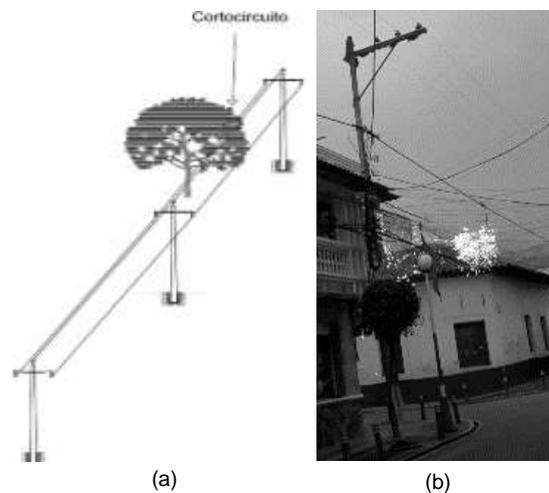


Fig.6. Red aérea: (a) cortocircuitos por contacto directo de ramas del árbol; (b) cortocircuito por contacto entre líneas.

En la Figura 6 se puede apreciar una representación gráfica de los cortes de energía producidos por el contacto directo de árboles o el contacto entre líneas, ya sea por causas naturales o falta de mantenimiento.

**1.3.3.1. Red de distribución soterrada.** La Figura 7 muestra un tipo de red de distribución subterránea el cual se encuentran en sectores urbanos, donde su requerimiento es esencial ya que su objetivo principal es brindar mayor seguridad, estética y la descongestión de líneas aéreas existentes (Ramírez, 2004).



Fig.7. Red soterrada.

El alto índice de requerimiento de continuidad del servicio eléctrico ha impulsado a la utilización del soterramiento de las redes eléctricas de distribución; además de que su aplicación ha demostrado gran confiabilidad, ya que no se encuentra expuestas a fallas atmosféricas, contacto con objetos o árboles (Cervantes, 2002).

Por otra parte, cabe mencionar que las redes soterradas conllevan un alto costo de inversión, pero a su vez tiene una alta rentabilidad debido a que el tiempo de vida útil es mayor; reduce el número de mantenimientos continuos y brinda un aspecto más agradable al sector a tratar.

Los elementos principales que conforma una red de distribución soterrada son:

- Ductos;
- Zanjas;
- Cámaras de transformación;
- Conductores aislados;
- Equipos de protección;
- Equipos de Seccionamientos.

Misma que se detallan en la Sección 1.2. Por otra parte, el desarrollo de un soterramiento de las redes de distribución muestra ventajas importantes como:

- Reducción de la contaminación visual.
- Reduce los costos de mantenimiento y la conservación del medio ambiente.
- Brinda mayor seguridad a los moradores y consumidores.
- Reduce el riesgo a suspensiones y cortes de energía por causa naturales.
- Mayor confiabilidad.

#### 1.3.4. Tipos de instalaciones de distribución soterradas

Iglesias (2014) señala cuatro tipos de instalaciones de distribución soterradas:

- Directamente enterradas;
- En canalización entubadas;
- En galerías;
- En bandejas aéreas.

**1.3.4.1. Directamente enterradas.** La instalación se sitúa dentro de una zanja a una profundidad no inferior a 60 cm en acera, ni inferior a 0.80 cm en calzada, su instalación debe estar libre de objetos que pudiese causar daño alguno al conductor (Pérez, 2012). Por el contrario, si no cumple las distancias anteriormente mencionadas por inconvenientes inesperados, se debe instalar un elemento protector en el conductor para evitar daños mecánicos.

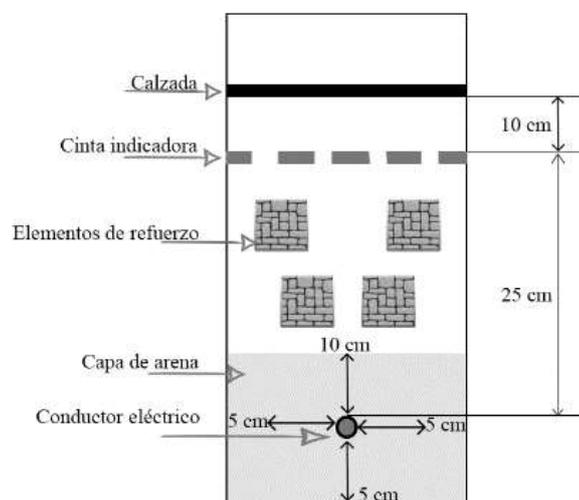


Fig.8. Instalación directamente enterrada.

En la Figura 8 se puede observar con más detalle la manera correcta de una instalación directamente soterrada desempeñando las siguientes condiciones:

- Cinta indicadora: señala la presencia de un conductor energizado.
- Recubrimiento: el conductor será cubierto de arena fina para evitar daños al aislante.
- Distancia de instalación: 60cm y 80cm en acera y calzada respectivamente.

**1.3.4.2. En canalización entubadas.** Es una de las instalaciones más utilizadas en soterramiento de redes eléctricas, y generalmente se puede encontrar debajo de carreteras e intervenciones, brindando a los conductores una mayor seguridad y facilidad de colocación y desmontaje (Iglesias, 2014). En la Sección 1.2.8. se profundiza el tipo de instalación en canalización entubadas o banco de ductos.

**1.3.4.3. En galerías.** Cuando se menciona de instalaciones tipo galería; es preciso tener en claro los dos tipos de instalaciones mencionados por Iglesias (2014): Galería visitable y Galería registrable.

**a) Galería visitable.** – La Figura 9 muestra una representación de una instalación tipo galería visitable, el cual está diseñada para permitir la circulación de personal autorizado y capacitado, de esta manera facilitando su respectivo mantenimiento.

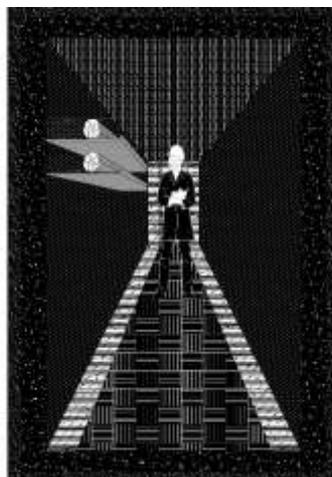


Fig.9. Instalación tipo galería visitable.

La instalación debe tener un dimensionamiento de 1 m de ancho, 2 m de altura y a una longitud de 400 metro o más; además este tipo de instalación de contar con una correcta ventilada a una temperatura máximo de 40 °C.

**b) Galería Registrable.** – Este tipo de instalación no requiere de acceso al personal, por lo que se dificulta las reparaciones; pero a su vez reduce los costos de construcción. La galería registrable permite la instalación de cables de medio y bajo voltaje, al igual que conductores de iluminación y telecomunicación (Pérez, 2012).

**1.3.4.4. En bandejas aéreas.** Son infraestructuras que se instalan en emplazamientos existentes; por tanto, no requieren de aplicación de obra civil, por lo que en ocasiones este tipo de instalaciones se puede encontrar fácilmente en edificios.

#### **1.4. Criterios homologados para el diseño de soterramiento**

Para la elaboración de un diseño de soterramiento se debe tomar en consideración las normas de construcción vigentes en el Ecuador; las cuales son emitidas por el MEM en las unidades de propiedad. Dar una fundamentación teórica a la simbología y elementos a utilizar en el diseño de soterramiento del trabajo de grado.

##### **1.4.1. Normativas**

Las normas son aquellos documentos que promueven el cumplimiento de requisitos formalmente establecidos por las distintas entidades por razones de seguridad. Además, existen regulaciones por las empresas distribuidoras para el cumplimiento con los usuarios (Tutillo, 2015). Las normas por considerar para el diseño de soterramiento se basan en normativas vigentes que conllevan especificaciones técnicas tales como: obra civil y obra eléctrica; además, de la toma en consideración de regulaciones.

- ARCERNNR REGULACIÓN 02/20: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- INEN: Instituto Ecuatoriano De Normalización.
- MEM: Ministerio de Energía y Minas .
- NEC: Norma Ecuatoriana de la Construcción.

##### **1.4.2. Homologación de las unidades de propiedad**

La homologación de las unidades de propiedad estandariza y especifica los materiales y equipos que se utilizan en el diseño de soterramiento; de la misma forma, expone la simbología a seguir ya sea de estructuras o equipos que conforma una red de soterramiento desde un punto de vista futuro para eventuales aplicaciones (MEER, 2020).

### **1.4.3. Simbología**

Los símbolos que se aprecian en el Anexo 1 aportan al entendimiento y elaboración de planos. De hecho, la simbología son representaciones de los elementos y equipos primordiales que conforma una red de distribución soterrada, mismos que son estandarizados y normalizados por el MEM en su sección 6.

### **1.4.4. Estructura del identificador nemotécnico**

Permite conocer como está ordenado y el tipo de estructura soterrada, en donde el MEM establece cinco campos de identificación; Dos campos, pertenecientes al identificador de las unidades de propiedad; y los tres restantes, a las unidades de construcción. En el Anexo 2 se ha determinado una tabla facilitando el entendimiento (estructuras del identificador nemotécnico).

Ejemplos:

**EU0 – 0CN**

Estructura para redes subterráneas **No aplica** – No aplica Cámara eléctrica a **Nivel de piso**.

**EU0 - 0B2x2C1(2)**

Estructura para redes subterráneas **No aplica** – No aplica **Banco de ducto 2 filas 2 columnas de 160 mm** en Acera (o Calzada).

### **1.4.5. Cámaras eléctricas**

Las cámaras eléctricas están diseñadas para los transformadores de distribución equipados con los correspondientes dispositivos de protección y de maniobra. Para el diseño y dimensionamiento de las cámaras de transformación se debe tomar en consideración; adecuados sistemas de ventilación, iluminación, drenaje, facilidad de acceso a personal autorizado, el número de transformadores a instalar y a su vez el tamaño de los equipos a instalar, al igual que la ubicación de este; ya que la instalación ira por lo general en el centro de carga ya sea subterráneo o a nivel.

Según el manual de construcción emitido por el MEM ninguna cámara eléctrica podrá ser inferior a las siguientes dimensiones: Largo de 3 m, ancho de 2.2 m (transformador monofásico) o 3.7 m (Transformador trifásico), y con una altura de 3 m.

**1.4.5.1. Iluminación y tomacorriente.** Las cámaras de transformación subterráneas deben contar con una iluminación como mínimo 270 lux según las normas NEC 924-5 y a su vez un circuito de fuerza 110v, 220v a 20 amperios respectivamente, misma que deberán ser instaladas en tubería metálica EMT o rígida, empotradas o sobrepuesta.

**1.4.5.2. Sistema puesto a tierra.** De acuerdo con la sección 250 de las normas NEC toda parte metálica debe ser conectada al sistema de puesta a tierra.

Los parámetros para considerar dentro de un sistema de puesta a tierra de acuerdo con el manual de construcción del MEM son:

- La malla puesta a tierra debe ser construida con cable desnudo calibre # 2/0 AWG.
- Utilización de soldadura exotérmica.
- Varilla de acero cubierta de cobre de 2,40 m por 5/8 de diámetro.
- El # de varillas depende de la resistividad de la tierra y de la malla a tierra.
- La resistividad de la malla debe ser menor a los 5 ohm.
- Caja o pozo de inspección con dimensionamiento de 30 cm de diámetro, para su respectiva inspección y mantener la resistividad de la malla.

**1.4.5.3. Transformadores.** El transformador es el equipo principal de una cámara eléctrica o centro de transformación; el cual, tiene como objetivo principal, disminuir el nivel de voltaje proveniente de la troncal o alimentador (McGraw-Hill, 2015). Para la elaboración de un diseño de soterramiento se toma en consideración los siguientes tipos de transformadores:

- Tipo sumergible;
- Tipo pedestal;
- Tipo seco;
- Convencional con frente muerto.

a) **Transformador tipo sumergible.** La Figura 10 muestra un transformador tipo sumergible de uso exclusivo en cámaras subterráneas; el cual es ideal para sectores con riesgo de inundación. Una de las principales características del transformador es que todas sus partes vivas se encuentran en la parte superior.

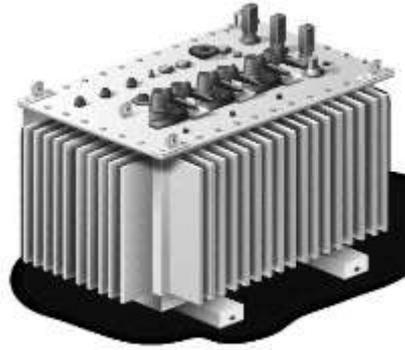


Fig.10. Transformador tipo sumergible. Fuente:(ECUATRAN, 2017)

**b) Transformador tipo pedestal.** La Figura 11 muestra un transformador pedestal, que generalmente se instala a la intemperie; sin la necesidad de la construcción de una cámara eléctrica. De hecho, los transformadores tipo pedestal se instala en un base de hormigón a una altura no inferior a los 10 cm. Este tipo de transformador brinda dos posibilidades de configuración, en sistema tipo radial y en anillo (ECUATRAN, 2017).



Fig.11. Transformador tipo pedestal.

Para la aplicación de los transformadores tipo padmounted se debe tomar en consideración un correcto distanciamiento con respecto a edificaciones con el fin de contar con una adecuada ventilación; según el MEER (2020) un distanciamiento de 1 metro es adecuado para su ventilación y 2 metros en presencia de ventanas o paredes de edificios.

**c) Transformador tipo seco.** Este tipo de transformador que se presenta en la Figura 12 es utilizado en instalaciones interiores de edificaciones, zonas de alta humedad, en pisos superiores al primero y en ambientes industriales, debido a que evita riesgos de incendios, explosiones y contaminación de líquidos aislantes. Además, presenta un alto índice de fiabilidad y seguridad (Salazar, 2017; Navarro & Monteiro, 2015).



Fig.12. Transformador tipo seco. Fuente:(Schneider, 2015)

**d) Convencional con frente muerto.** Este tipo de transformadores tiene la funcionalidad similar a los transformadores convencionales; con la diferencia de que no posee elementos expuesto a un contacto accidental (MEER, 2020).



Fig.13. Transformador con frente muerto. Fuente: (MEER, 2020)

La Figura 13 muestra un transformador con frente muerto y sus respectivos conectores aislantes.

#### **1.4.6. Dispositivo de protección y seccionamiento**

Los dispositivos de protección y seccionamiento tienen el objetivo de energizar y desenergizar un circuito eléctrico mediante la apertura manual o automática; con la finalidad de mitigar daños en el sistema eléctrico de distribución, pero principalmente el cuidado de los conductores y transformadores (Pérez, 2016 como se citó en Cholango, 2019).

El dispositivo de seccionamiento tiene el objetivo de permitir realizar maniobras de operación o de mantenimiento (sin carga) asegurando un corte visible de un determinado tramo.

**1.4.6.1. Protección en cámaras de transformación.** Este tipo de cámara debe contar con barraje desconectable e interruptor de medio voltaje con aislamiento en SF6 que permita realizar derivaciones y seccionamiento monopolar o tripolar respectivamente (MEER, 2020).

En el caso de cámaras a nivel se cuenta con celdas de medio voltajes, tableros de distribución de bajo voltaje y de forma similar los conectores y barrajes de cámaras subterráneas

#### **1.4.7. Conectores y barrajes**

La utilización de los conectores: boquilla tipo pozo, boquilla tipo inserto, tipo T, tipo codo o codo portafusible son utilizados para realizar una interconexión entre los conductores y el equipo de transformación; al mismo tiempo que permite realizar un aislamiento a los terminales o partes vivas; mejorando la confiabilidad, la prevención de riesgos eléctricos accidentales, y derivaciones desde los barrajes desconectables (MEER, 2020).

De acuerdo con Quezada (2020) los barrajes de medio y bajo voltaje son utilizados para el seccionamiento de circuitos y derivaciones en pozos de inspección de las redes soterradas. En la Figura 14 se muestra los barrajes para medio y bajo voltaje respectivamente.

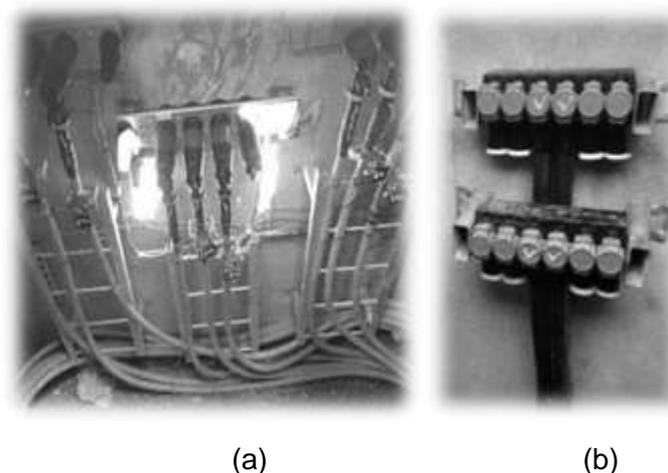


Fig.14. Barraje: a) Medio voltaje; b) Bajo voltaje. Fuente;(Quezada, 2020)

#### **1.4.8. Conductor eléctrico para instalaciones soterradas**

Un conductor eléctrico es un elemento capaz de conducir la energía eléctrica de un punto a otro con una baja resistividad al paso de la corriente. Los conductores eléctricos para

redes soterradas cuentan con aislamiento y protección contra esfuerzos de tensión, al igual que una alta resistencia contra el desgaste en el tiempo (Galarza, Noboa, & Gallo, 2015).

**1.4.8.1. Conductor para red de medio voltaje.** Los conductores monoplares están constituidos con un nivel de aislamiento de 100% y 133% para utilización en redes de medio voltaje soterrado de 15-35 kV. El aislamiento utilizado puede ser de polietileno reticulado termoestable (XLPE) o a su vez de retardante a la arborescencia (XLPE - TR) (MEER, 2020). La Figura 15 muestra la composición de un conductor monopolar con aislamiento XLPE en el que según Bravo (2017) afirma que dicho conductor con un calibre 2/0 AWG se toma como referencia para una red de medio voltaje.

Con base a (EMELNORTE S.A., 2016) se reafirma la selección de un conductor calibre 2/0 AWG, esto debido a que en el análisis realizado por parte de EMELNORTE se ha normaliza los conductores para redes de distribución de medio voltaje, bajo las siguientes consideraciones:

- Troncal principal y derivaciones primarias: conductor 3/0 ACSR (fase y neutro)
- Derivaciones secundarias: 2/0 ACSR (fase y neutro)
- Derivaciones terciarias: 1/0 ACSR (fase y neutro)



Fig.15. Conductor de media voltaje XLPE.

- 1) Conductor
- 2) Blindaje del conductor
- 3) Aislamiento
- 4) Blindaje del aislamiento
- 5) Pantalla metálica
- 6) Cubierta exterior

**1.4.8.2. Conductor para red de bajo voltaje.** De acuerdo con el MEER (2020) los conductores de polietileno (PE) o TTU son ideales para redes eléctricas soterradas de bajo voltaje por su gran ventaja en ser resistente a la humedad; por su recubrimiento de policloruro de vinilo (PVC); y contar con un aislamiento a un nivel de voltaje de hasta 2000V. La Figura 16 muestra un ejemplo de un conductor TTU



Fig.16. Conductor de baja voltaje TTU.

- 1) Conductor
- 2) Aislamiento TTU
- 3) Chaqueta PVC

#### 1.4.9. Banco de ductos

Los ductos para redes soterradas se utilizan únicamente de PVC (Instituto Ecuatoriano de Normalización [INEN 1869], 2006). Los bancos de ductos son predestinados para la colocación, protección y distribución de las redes eléctricas soterrada de medio y bajo voltaje. Dichos ductos, son soterrados a una profundidad de 60 cm en lugares no transitando por vehículos (acera) y a 80 cm en lugares transitados por vehículos (calzada). El dimensionamiento de los ductos es realizado con base al calibre del conductor y al nivel de voltaje (Tabla 1.2). Cabe mencionar que el número máximo de conductores que deben circular en el ducto será de cuatro hilos (tres fases más el neutro) (MEER, 2020).

TABLA 1.2: DIÁMETRO DE DUCTO

Calibre del conductor (AWG o kcmil)	Voltaje (kV)	Diámetro del ducto (cm)
1/0, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	35	16
2, 2/0, 3/0, 4/0, 250, 300, 350, 500	15-25	11
500	15-25	16
4, 2, 1/0, 2/0, 3/0, 4/0	0.6	11
6, 4, 2, 1/0	0.6 (Alumbrado público y acometidas)	5

Fuente: (MEER, 2020).

Para su instalación debe cumplir con las siguientes condiciones mismas que son señas en la sección 1 del catálogo digital emitido por el MEM:

- Cinta señalizadora;
- Dimensionamiento de ductos;
- Dimensionamiento de zanja;
- Material de relleno;
- Ductos de instalación: PVC corrugado con interior lizo para red de medio y bajo voltaje;
- Separadores de ductos prefabricados de láminas de PVC.

La Figura 17 muestra un ejemplo de cómo se debe instalar un ducto con base a las condiciones descritas a continuación:

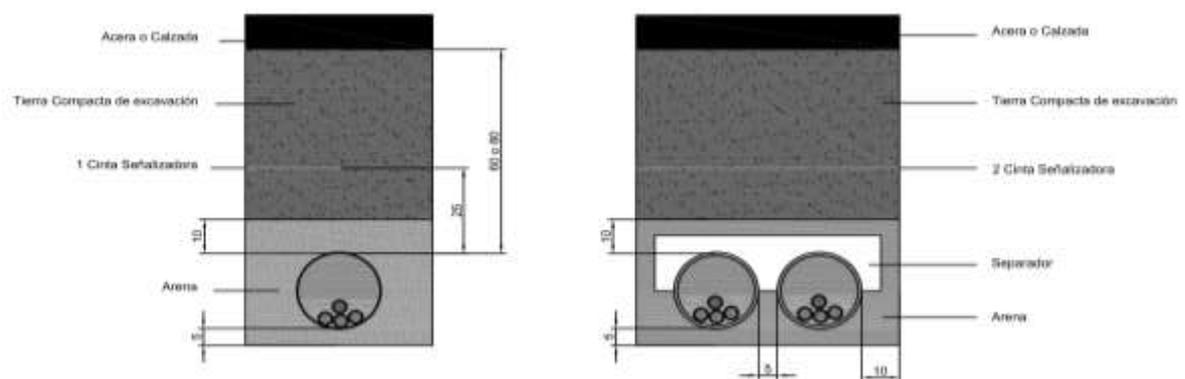


Fig.17. Instalación de ductos soterrados

**1.4.9.1. Cinta señalizadora.** Señala la presencia de un ducto eléctrico soterrado, son colocadas dependiendo del ancho de la zanja, pues si la zanja es menor a 50 cm va una cinta, caso contrario se instalará 2 cintas a una profundidad de 20 cm (MEER, 2020).

**1.4.9.2. Dimensionamiento de la zanja.** El MEER (2020) señala que para un adecuado dimensionamiento de la zanja se debe utilizar una fórmula matemática bajo parámetros del número de tubos en horizontal, diámetro del ducto, entre otros.

**1.4.9.3. Material de relleno.** Para el relleno se debe utilizar arena fina o concreto dependiendo del emplazamiento de la instalación ya sea en acera o calzada. El material de relleno deberá distribuirse de tal manera que el ducto quede completamente compacto y centrado con base a la distancia señalada en la Figura 17.

**1.4.9.4. Separación entre ductos.** La distancia mínima entre ductos (horizontal y vertical) debe ser de 5 cm, sin verse afectado por el diámetro del ducto o el nivel de voltaje.

#### 1.4.10. Pozos.

La función del pozo es facilitar el tendido de conductores a lo largo de la sección o tramos rectos del circuito. Además, el uso de pozos ayuda al cambio de dirección que existiese en el trayecto de la red de distribución hasta el consumidor, al igual que a la transición de una red aérea a soterrada (Normas Ecuatorianas de Construcción [NEC], 2013). De igual manera el Distrito Metropolitano de Quito [DMQ] (2019) menciona que los pozos o cajas de revisión forman parte muy importante del diseño de soterramiento, ya que además de designar cambios de dirección los pozos, estos son ventajosos para derivación eléctricas y puntos de empalmes.

De acuerdo con el (MEER, 2020) los pozos deben cumplir las siguientes condiciones:

- Distancia entre pozos: de 30 a 60 m dependiendo del diseño de soterramiento de la red.
- Construcción de paredes: hormigo armado de  $210 \text{ kg/cm}^2$  o mampostería (ladrillo o bloque) en calzada o en acera respectivamente, con un espesor de pared de 12 cm.

**1.4.10.1. Dimensionamiento.** El dimensionamiento del pozo se establece de acuerdo con la Tabla 1.3 expuesta por el MEM; asimismo, menciona que la profundidad detallada son valores mínimos y varía de acuerdo con el número de ductos a instalar.

TABLA 1.3: DIMENSIONAMIENTO DE POZO

Tipo	Largo(m)	Ancho(m)	Profundidad(m)	Aplicación
A	0.6	0.6	0.75	Alumbrado Público (AP)-Acometida
B	0.9	0.9	0.9	Medio Voltaje (MV) - Bajo Voltaje (BV)-AP
C	1.2	1.2	1.2	MV-BV-AP
D	1.6	1.2	1.5	MV-BV-AP
E	2.5	2	2	MV-BV-AP

Fuente: (MEER, 2020).

El área inferior del pozo se colocará grava a una altura de 10 cm el cual ayudará de drenaje en presencia de agua.

Una de las consideraciones al momento de realizar un diseño y construcción de los pozos es revisar la existencia de instalaciones bajo tierra de; agua potable, alcantarillado y telecomunicación.

**1.4.10.2. Soportes.** Los soportes deben garantizar orden en el interior del pozo, que los conductores este 10 cm arriba del piso, y garantizar que no sufra daño alguno por su propio peso y curvaturas.

**1.4.10.3. Tapas.** La mayor parte de las tapas están compuestas de hormigón con un marco y brocal metálico, y se encuentran impregnados con datos como: nombre de la empresa distribuidora y nivel de voltaje.

### 1.5. Transición de red aérea a soterrada

La transición de una red aérea a soterrada se realiza en postes de 12 m de altura para redes de medio voltaje y de 10 m en bajo voltaje, el cual juntamente con los elementos designados en el manual de construcción emitido por el MEM se procede a descender conductores de medio voltaje en dirección al pozo designado para la transición de la red para eventualmente direccionar y conectar a un transformador de distribución.

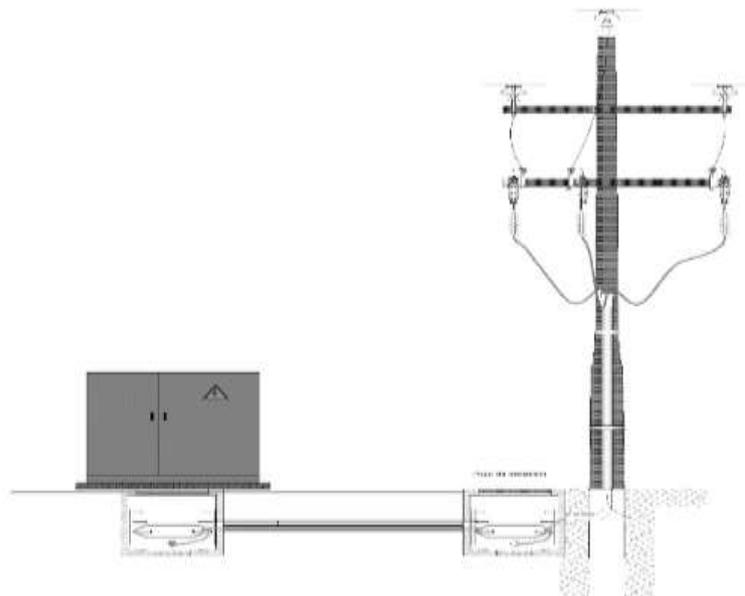


Fig.18. Transición de red aérea a soterrada.

La Figura 18 muestra un ejemplo de la transición de la red a área soterrada con dirección al transformador padmounted.

## **1.6. Software**

En la actualidad existe diversos tipos de software con la capacidad de facilitar el desarrollo de un diseño eléctrico, cálculos y simulaciones. De esta manera logrando brindar decisiones oportunas y adecuadas para la elaboración de un diseño.

### **1.6.1. ArcGIS**

ArcGIS es un sistema que permite la recopilación de información geográfica, al igual que ayuda a la organización, administración, análisis y distribución de los datos obtenidos. De hecho, la utilización del software ArcGIS se encuentra beneficios como: mejora en la toma de decisiones; la planificación; administrar y anticipar cambios, entre otros (Environmental Systems Research Institute[ESRI], 2021).

EMELNORTE hace uso de este software o a su vez el SIGWEB de EMELNORTE; son de gran utilidad para la identificación de ramales y derivaciones primarias, secundarias o tercerías y a su vez señala si son aéreas o subterráneas con todos los equipos correspondientes en la instalación de una red eléctrica de alto, medio o bajo voltaje. Además, señala que los diferentes proyectos realizados por empresas privadas deben regirse a desarrollar proyectos en ArcGIS (González, 2019), no obstante, obstaculiza la utilización de otro software.

### **1.6.2. AutoCAD Electrical**

Es un software de diseño desarrollado para ingenieros, arquitectos y profesionales capacitados con la finalidad de facilitar la elaboración de planos arquitectónicos o eléctricos, o a su vez diseño de componentes eléctricos, mecánicos, entre otros, estos pueden ser de visualización 2D o 3D (AUTODESK, 2020).

AutoCAD Electrical tiene la ventaja de contar con licencia gratuita para estudiantes siendo idea para el desarrollo de trabajos educativos y trabajos de titulación en universidades.

# CAPÍTULO 2

## Levantamiento Eléctrico de la Red de Distribución del Campus U.T.N.

El presente capítulo muestra los resultados obtenidos en el levantamiento eléctrico de la red de distribución del campus UTN, describiendo los equipos que constituye la red eléctrica existente; además de presentar un plano eléctrico diseñado en AutoCAD. La Figura 19 muestra el diagrama de flujo de la metodología utilizada para la elaboración del levantamiento eléctrico de la red de distribución.

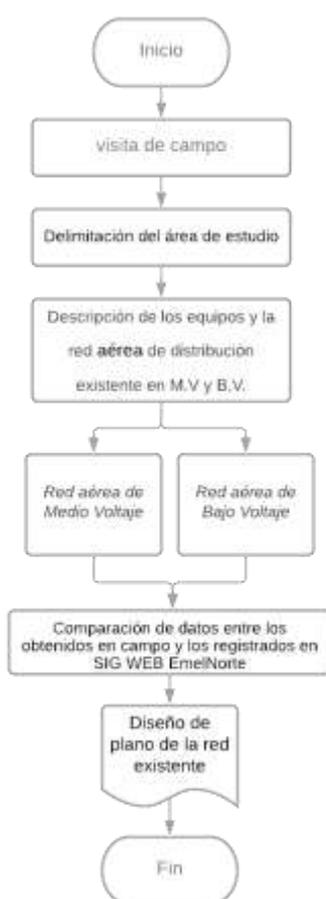


Fig.19. Diagrama de flujo de la metodología empleada.

### 2.1. Delimitación del área de estudio

El campus UTN se encuentra localizado en la ciudad de Ibarra en la avenida 17 de julio 5-21 y Gral. José María Córdova, con un área de 91.332,62 m<sup>2</sup> (Campus Universitarios, 2021) en la que actualmente cuenta con; 16 edificios, equipados con tecnología para un desarrollo educativo; canchas deportivas; parqueaderos; diversos espacios verdes, entre

otros. De hecho, en algunos de estos espacios verdes actualmente se encuentran estructuras eléctricas encargadas de mantener en suspensión líneas de medio y bajo voltaje para la distribución y energización de los edificios e iluminación ornamental del campus.



Fig.20. Delimitación del Campus UTN. Fuente: (Google Maps, s.f)

La Figura 20 muestra la superficie total delimitada; el cual fue tomada para el levantamiento de información.

## **2.2. Descripción de la red aérea de distribución y equipos eléctricos existentes del campus UTN**

La red aérea de distribución del campus UTN se encuentra constituido por diversos equipos eléctricos destinados a la protección, transformación y distribución de la energía eléctrica, entre estos se encuentra:

- Red aérea de distribución de medio y bajo voltaje.
- Estructuras de la red eléctrica existente.
- Centros de transformación.
- Seccionamientos y protecciones de M.V y B.V.

### **2.2.1. Red aérea de distribución de medio y bajo voltaje del campus UTN**

El campus UTN se encuentra suministrado de energía eléctrica a partir del alimentador 1 de la subestación "Ajaví" con un voltaje de línea de 13.8 kV; voltaje el cual se encuentra energizando a cada uno de los transformadores trifásicos que se encuentran en el campus



Por otra parte, cabe mencionar que la red de M.V. que ingresa al campus UTN, cruza por un transformador combinado de medición; el cual se encuentra ubicado tras la piscina del campus UTN (Figura 22); en el cual, de acuerdo con Tean (2017) es un dispositivo utilizado para la reducción de los niveles de voltaje y corriente a niveles que no presenten peligro alguno, y que puedan ser censados por los equipos de medición. En otras palabras, es un dispositivo el cual se encuentra constituido en su interior por un transformador de potencial (TP) y un transformador de corriente (TC), con la finalidad de que el medidor que se encuentra bajo el transformador combinado de medición pueda censar el consumo de energía eléctrica que ingresa al campus universitario por la red de M.V.



Fig.22. Transformador combinado de medición.

La Tabla 2.1 muestra los datos generales de los postes existentes tomado de la placa de características de cada uno (Figura 23), tales como: tipo, altura y la carga de ruptura horizontal en kilogramos fuerza (kgf). De igual manera muestra la numeración de los postes obtenidos de SIG WEB de EMELNORTE y las estructuras existentes comprobadas en campo.



Fig.23. Placa de características de postes existentes.

TABLA 2.1: POSTES PARA RED DE DISTRIBUCIÓN DE M.V

# Poste	Tipo	UC-UP	Altura (m)	kgf	Estructura en poste
103664	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-2EP)
103665	Poste Hormigón circular	PO0-OHC14_500	14	500	1(EST-3CP);1(ESD-2EP)
103667	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESE-1EP)
103668	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(EST-3HD);1(ESE-1ED)
103670	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(EST-3CR);1(ESE-1ER);1(ESE-1EP)
103671	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	
103672	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3SR);1(EST-3HD);1(ESE-1ER)
103673	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3SR);1(ESE-1ER)
103680	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(ESE-1EP);1(EST-3CD)
103681	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CD);1(ESE-1ED);1(3SDT)
103682	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(ESD-2EP);2(EST-3SR)
103684	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3VP)
103685	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-3ER)
103686	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESE-1ED)
103687	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	
103688	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_500	11	500	1(3SDT);1(EST-3CR);1(ESE-1ER)
103691	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CR)
103692	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP)
103693	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CR)
103694	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-2ER);1(EST-3HD)
103695	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CA)
103699	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(3SDT);1(EST-3CR)
103700	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3HD);1(EST-3CP)
103701	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-3ER);1(ESE-1EP)
103726	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-1CR);1(EST-3CD);1(ESE-1ED)
104015	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_500	11	500	1(EST-3HD);1(EST-3SR);1(ESE-1EP)
104059	Poste Hormigón circular	PO0-OHC11_500	11	500	1(EST-3CP);1(ESD-2EP);1(EST-3CA);1(ESE-1ER);1(EST-3SR);1(ESE-1EP);1(ESD-3ED)
105123	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	2(EST-3CR)
105124	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	1(ESD-3ED);1(EST-3VP);2(EST-3CD)
105125	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	2(EST-3VP);1(ESD-3EP);2(ESE-1EP)
105126	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	2(ESE-1ER);1(EST-3CD);1(3SDT);1(ESD-3ER)
105127	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	1(EST-3CD);1(EST-3SR)
105132	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	1(3SDT);1(ESE-1ER);1(EST-3CR)
159438	Poste Hormigón circular	PO0-OHC12_500	12	500	2(EST-3CR)

*La tabla resalta 2 de los postes georreferenciados en el SIG WEB de EMELNORTE, pero no existente en campo.*

**2.2.1.2. Red aérea de bajo voltaje.** La Figura 24 muestra la red aérea de distribución de B.V. existente, con una longitud de aproximadamente 694 m. Se encuentra constituido por; con conductores ASC #6, dos fases, un neutro y una línea para el control de iluminación, especificándose como 2 fases 4 conductores (CO00-A2x6(2x6)). Además, en el levantamiento de información se pudo encontrar varios tramos con conductores Multiplex de Aluminio 2x6 AWG (CO00-J2x6(6)) designados particularmente para la iluminación.

El SIG WEB de EMELNORTE aun marca diversas redes aéreas de B.V que ya no se visualizan en campo, por lo que en la Figura 24 se ha señalado con línea gruesa la red aérea que aún se encuentran existentes y con línea delgada aquellas que ya se encuentran soterradas.



Fig.24. Red aérea de B.V. Fuente: (SIG WEB EMELNORTE, 2021)

La Tabla 2.2 presenta los postes en los que se encuentra la red aérea B.V., con sus respectivas estructuras.

TABLA 2.2: POSTES PARA RED DE DISTRIBUCIÓN DE B.V

# Poste	Tipo	UC-UP	Altura(m)	kgf	Estructura en poste
103665	Poste Hormigón circular	PO0-0HC14_500	14	500	1(EST-3CP);1(ESD-2EP)
103667	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESE-1EP)
103669	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	
103672	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3SR);1(EST - 3HD);1(ESE-1ER)
103674	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	1(ESE-1EP)
103675	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	1(ESE-1ER)
103683	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	1(ESD-2ER);1(ESE-1EP)
103684	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3VP)
103685	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-3ER)
103695	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CA)
103696	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	
103697	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	
103698	Poste Hormigón circular	PO0-0HC9_350	9	350	1(ESD-2EP);1(ESE-1EP)
103701	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-3ER)
104059	Poste Hormigón circular	PO0-0HC11_500	11	500	1(EST-3CP);1(ESD-2EP);1(EST-3CA);1(ESE-1ER);1(EST-3SR);1(ESE-1EP);1(ESD-3ED)
105123	Poste Hormigón circular	PO0-0HC12_500	12	500	2(EST-3CR)
105124	Poste Hormigón circular	PO0-0HC12_500	12	500	1(ESD-3ED);1(EST-3VP);2(EST-3CD)
105125	Poste Hormigón circular	PO0-0HC12_500	12	500	2(EST-3VP);1(ESD-3EP);2(ESE-1EP)
105126	Poste Hormigón circular	PO0-0HC12_500	12	500	2(ESE-1ER);1(EST-3CD);1(3SDT);1(ESD-3ER)
105127	Poste Hormigón circular	PO0-0HC12_500	12	500	1(EST-3CD);1(EST-3SR)
105128	Poste Hormigón circular	PO0-0HC10_400	10	400	
105129	Poste Hormigón circular	PO0-0HC10_400	10	400	
105130	Poste Hormigón circular	PO0-0HC10_400	10	400	
105131	Poste Hormigón circular	PO0-0HC10_400	10	400	

La red aérea de B.V origina una contaminación visual en varios sectores del campus UTN, esto debido a que aumenta el número de conductores que se encuentran suspendidos en las estructuras instaladas en los postes.



Fig.25. Estructura aérea de medio y bajo voltaje.

La Figura 25 muestra un claro ejemplo de cómo se observa varios conductores colocados en un solo poste ubicado tras el polideportivo.

**2.2.1.3. Alumbrado ornamental.** En el interior del campus UTN se encuentra instalado varios puntos de iluminación ornamental de tipo led de 100W, los cuales se encuentran montados en el interior de postes metálicos de 4m; la mayor parte de estas luminarias se las encuentra instaladas en espacios verdes del campus universitario. De igual manera se ha localizado reflectores tipo led de 200W, en postes de hormigón circular de 9 metros distribuidas en: áreas deportivas, parte posterior del polideportivo, y en el parqueadero junto al bar UTN.

### **2.2.2. Estructuras eléctricas existentes.**

Las estructuras eléctricas son utilizadas en la suspensión y distribución de las líneas de M.V y B.V en el campus UTN satisfaciendo la demanda de consumo eléctrico. En el presente levantamiento se identificó varias estructuras en poste de hormigón circular, en su mayoría para la red de M.V. detalladas en la Tabla 2.3 con base a la estructura del identificador nemotécnico de las unidades de propiedad (UP) y unidades de construcción (UC) emitidas por el MEM.

TABLA 2.3: ESTRUCTURAS AÉREAS EXISTENTES (M.V)

<b>UP - UC</b>	<b>Estructuras Aéreas existentes</b>
EST - 3CD	Trifásica Centrada Doble Retención
EST - 3VP	Trifásica en Volado Pasante
EST - 3VA	Trifásica en Volado Angular
EST - 3SR	Trifásica Semicentrada Retenida
EST - 3SP	Trifásica Semicentrada Pasante
EST - 3HD	Trifásica dos Postes Doble Retención
EST - 3CR	Trifásica Centrada Retenida
EST - 3CP	Trifásica Centrada Pasante
EST - 3CA	Trifásica Centrada Angular
EST - 1CR	Monofásica Centrada Retenida

Igualmente, la Tabla 2.4 muestra las estructuras de la red aérea de distribución de B.V (circuito secundario); y la Tabla 2.5 las estructuras utilizadas para el neutro corrido en los transformadores.

TABLA 2.4: ESTRUCTURAS AÉREAS EXISTENTES (B.V)

<b>UP – UC</b>	<b>Estructuras Aéreas existentes (B.V)</b>
ESD - 3ER	Tres vías Vertical Retenida
ESD - 3EP	Tres vías Vertical Pasante
ESD - 3ED	Tres vías vía Vertical Doble Retención
ESD - 2ER	Dos vías Vertical Retenida
ESD - 2EP	Dos vías Vertical Pasante

TABLA 2.5: ESTRUCTURAS EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN NEUTRO CORRIDO

<b>UP - UC</b>	<b>Estructuras en Redes Aéreas de Distribución neutro corrido</b>
ESE - 1ER	Una vía Vertical Retenida
ESE - 1EP	Una vía Vertical Pasante
ESE - 1ED	Una vía Vertical Doble Retención

### **2.2.3. Centros de transformación existentes.**

Actualmente el campus UTN cuenta con 12 transformadores convencionales. Entre los cuales 3 de los transformadores instalados tienen una capacidad de 50 kVA y los 9 restante una capacidad de 75 kVA. Adicionalmente, se ha localizado un transformador elevador padmounted de 450 kVA junto al grupo electrógeno del campus UTN.

**2.2.3.1. Potencia instalada.** – La potencia total instalada (P. inst) es de 825 kVA, proveniente de la suma de cada uno de los transformadores existentes (Ec.1). En la Tabla 2.6 se enlista los transformadores existentes con sus respectivas potencias, el número del poste en el que se encuentran y el tipo de montaje.

$$P. \text{ inst} = \sum P t n$$

Ec. 1

Donde:

Pt = Potencia del transformador

n= 1,2,3.....n.

TABLA 2.6: TRANSFORMADORES EXISTENTES EN EL CAMPUS UTN

# Poste	# Trafo	Transformadores	Potencia (kVA)	Conf.	UP - UC	Montaje
103668	7057	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
103673	7058	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
103685	7059	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
103691	7060	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
103681	7062	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Monoposte
103701	7063	Transformador Trifásico convencional	50	DY	TRT – 3C50	Tipo H
104015	7102	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
103695	7130	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
103688	7135	Transformador Trifásico convencional	50	DY	TRT – 3C50	Monoposte
104015	T1	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
104015	T2	Transformador Trifásico convencional	75	DY	TRT – 3C75	Tipo H
	T3	Transformador Padmounted	50	DY	TUT – 3P50	Intemperie

Los transformadores resaltados en la tabla son aquellos que se encuentran existentes en campo, pero no georreferenciados en SIG WEB de EMELNORTE.

A cada uno de los transformadores se los ha enlistado en la Tabla 2.7 señalando a que edificio y circuitos de iluminación ornamental se encuentra energizando.

TABLA 2.7: Designación de Transformadores

# Trafo	Potencia (kVA)	Edificio energizado	Montaje
7057	75	Edificio de Administración Central	Tipo H
7058	75	Facultad de Ingeniería en Ciencia Agropecuarias y Ambientales (FICAYA) y Espacios verdes	Tipo H
7059	75	Faculta de Educación Ciencia y Tecnología (FECYT)	Tipo H
7060	75	Facultad de ciencias administrativas y económicas (FACAE)	Tipo H
7062	75	Facultad de Ingeniería en Ciencia Aplicadas (FICA), Imprenta y Complejo acuático	Monoposte
7063	50	Circuitos de iluminación ornamental del FCCSS y CAI	Tipo H
7102	75	Facultad en Ciencias de la Salud (FCCSS)	Tipo H
7130	75	Auditorio Agustín Cueva, Taller de Mecánica y de Electricidad, y canchas deportivas de fútbol y ecuavóley	Tipo H
7135	50	Espacios verdes, cancha deportiva y bar UTN	Monoposte
T1	75	Polideportivo Universitario y Postgrado	Tipo H
T2	75	Centro Académico de Idiomas (CAI) y Biblioteca	Tipo H
T3	50	Edificio de Bienestar Universitario	Intemperie

Mientras que en la Figura 26 se puede apreciar la ubicación actual de los transformadores.

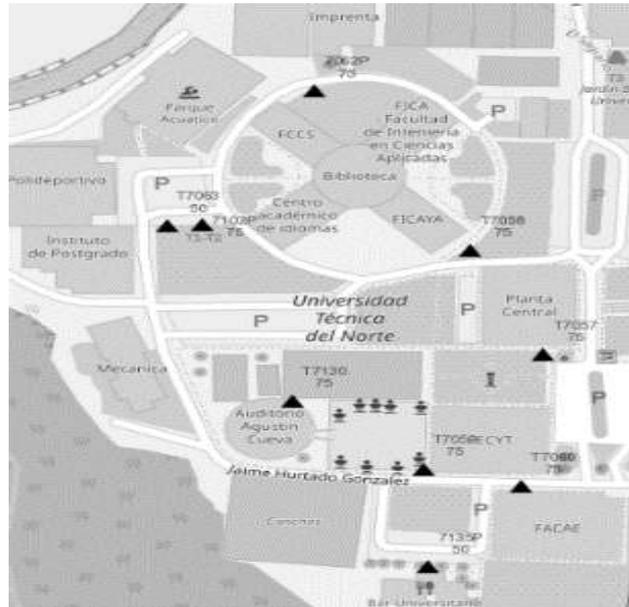
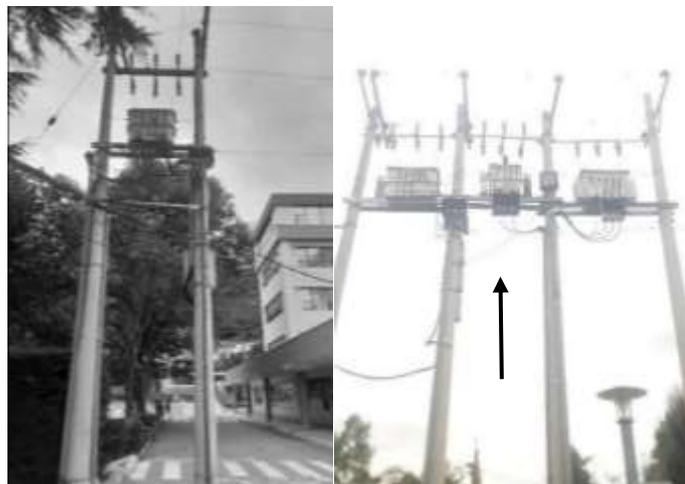


Fig.26. Ubicación de los transformadores existentes

**2.2.3.2. Montaje de los transformadores.** La Figura 27(a) muestra un ejemplo de los transformadores montados en estructura tipo H, que de acuerdo con Unisalia (2020) este tipo de montaje ayuda a la mitigación de las vibraciones, golpes y futuras repotenciaciones de los transformadores.



a)

b)

Fig.27. Montaje: a) Est. Tipo H; b) Est. Tipo H en cuatro postes.

Los transformadores que utilizan montaje de estructura tipo H en el campus UTN son aquellos que cuentan con una capacidad de 75 kVA, a diferencia de un transformador de 50 kVA que se encuentra ubicado en el centro de dos estructuras tipo H (Figura 27(b)).



Fig.28. Transformador Padmounted

La Figura 28 muestra el transformador padmounted que se encuentra instalado a la intemperie a nivel del suelo en el campus universitario. Se encuentra ubicado junto al edificio de bienestar universitario con una capacidad de 50 kVA designado especialmente para abastecer de energía eléctrica solo al edificio de bienestar universitario. Cabe recalcar que dicho transformador y la red soterrada de M.V que lo energiza no se encuentran georreferenciados en SIG WEB de EMELNORTE.

#### **2.2.4. Seccionamientos y protecciones de medio y bajo voltaje**

Los seccionamientos y protecciones se pueden encontrar tanto en el lado primario como en el secundario del transformador, esto debido a que permite realizar una adecuada protección contra fallas eléctricas, maniobras de mantenimiento, futuras repotenciaciones y un manejo sin riesgos alguno al personal autorizado.

**2.2.4.1. Protección del lado primario del transformador.** Para la protección del lado primario de los transformadores, se ha identificado varios seccionadores fusibles unipolares que se encuentran instalados en cada una de las derivaciones aéreas de M.V que ingresan a los bushings del lado primario de los transformadores. De igual manera se ha identificado seccionadores en las bajantes de M.V. para la red de soterramiento existente en dirección al transformador padmounted y al tablero de transferencia existente.

Los tirafusibles que se encuentran existentes son de tipo K, H y SF. En el que de acuerdo con Rosero (2019) el tipo K se caracteriza por tener un menor tiempo para eliminar las fallas en comparación del tipo T, por lo que se lo denomina como tira fusible de actuación rápida; por otro lado, el de tipo H tiene un tiempo aún menor que el de tipo K denominado como fusible de actuación extra rápido; y el tipo SF o Slow Fast, es aquel que se encuentra compuestos con una parte lenta (tipo T) y otra rápida (tipo K) teniendo un tiempo de actuación extra-lento, siendo los más adecuados para la protección de los transformadores de acuerdo a la normativa de EMELNORTE.

En la Tabla 2.8 se ha registrado los seccionadores existentes, el número del poste en el que se encuentra instalado, el identificador nemotécnico UP-UC y el tirafusible registrado en la página oficial SIG WEB EMELNORTE.

TABLA 2.8: SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES DE M.V

# Poste	Designación	Seccionador UP -UC	Descripción	Tira fusible
105132	Bajante	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	15K
103681	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	2.1SF
103726	Energizado y Desenergizado del campus UTN	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	15K
159438	Transformador combinado de medición	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	15K
105126	Bajante	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	15K
105127	Bajante	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	15K
103701	Transformador 50 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	3H
104015	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
103673	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
103668	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
103691	Transformador 75 kVA	Transformador 75 kVA	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
103695	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
103699	Bajante	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	15K
103685	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
103688	Transformador 50 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	3H
T1	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
T2	Transformador 75 kVA	SPT - 3S100	Seccionamiento y protección en redes de M.V, para tres fases con seccionador fusible unipolar tipo abierto, capacidad 100 A	5H
T3	Transformador Padmounted 50 kVA	SST-3C200	Secc.red subte. 13 kV 3F con conector tipo codo de 200A	

Los seccionadores que se encuentran en las celdas sombreadas en la Tabla 2.8 son aquellos que se encuentran existentes, pero no georreferenciados en el SIG WEB de EMELNORTE.

Con lo anteriormente mencionado y señalado en la Tabla 2.8 se puede observar que solo un transformador de 75 kVA se encuentra instalado el tirafusible (2.1SF) recomendado por EMELNORTE.

Además, en la Tabla 2.8 se puede observar que la derivación primaria la cual energiza al campus UTN no se encuentra instalado el tirafusibles 50T, el cual recomienda Andrade (2019) en su estudio denominado “Coordinación de Protecciones de los Alimentadores de la Subestación Ajaví Aplicando la Metodología de la Empresa Regional Norte S.A (EMELNORTE)”.

En la Tabla 2.9 se ha establecido los tirafusibles SF que se encuentran estandarizados por parte de EMELNORTE, y los cuales se recomienda instalar de acuerdo con la potencia del transformador.

TABLA 2.9: TIRAFUSIBLES ESTANDARIZADOS

<b>Transformado (kVA)</b>	<b>Corriente nominal (In)</b>	<b>Corriente de fusión (If)</b>	<b>Fusible Slow Fast (SF)</b>
45	1,97	3,1	<b>1</b>
50	2,19	3,95	<b>1,3</b>
75	3,28	6,3	<b>2,1</b>
100	4,37	9,8	<b>3,1</b>
112,5	4,92	9,8	<b>3,1</b>
125	5,47	9,8	<b>3,1</b>
150	6,56	10,9	<b>3,5</b>
200	8,75	15,6	<b>5,2</b>

Fuente: adaptado de (Estudio de protecciones EMELNORTE y Rosero, (2019))

Mientras que la Tabla 2.10 se puede apreciar la clasificación de los fusibles tipo T con base a la corriente de carga que soporta cada fusible, los cuales se encuentran establecido por las normas EEI-NEMA; siendo útiles para las derivaciones de ramales o puntos de arranque.

TABLA 2.10: CLASIFICACIÓN TIPO T

<b>Tipo “T”</b>	<b>I carga (A)</b>	<b>Corriente de fusión (If)</b>
6	9	11.94
8	12	15.31
10	15	19.63
12	18	24.68
15	23	30.48
20	30	39.90
25	38	49.70
30	45	61.94

La Ecuación 2 se utilizó para encontrar la corriente nominal y poder registrarla con su respectivo tirafusible en la Tabla 2.11. Para el transformador de 75 kVA con una corriente 3.17 Amperios (A) en el lado primario, se encuentra instalado tirafusibles 5H; mientras que para el de 50 kVA con una corriente de 2.09 A, se encuentra instalado tirafusibles de 3H y para las bajantes de M.V se encuentra tirafusibles de 15K.

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} * V_{LL}} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

$I_p$  → Corriente del lado primario

$P$  → Potencia del transformador

$V_{LL}$  → Voltaje de línea M.V

**2.2.4.2. Protección del lado secundario de los transformadores existentes.** Con base a la información proporcionada en la página del SIG WEB de EMELNORTE se puede mencionar que; cada uno de los transformadores de 75 kVA cuentan con su respectiva protección NH de 160A para una corriente nominal de 190A previamente calculados; y, para los transformadores de 50 kVA se encuentran instalados NH de 100A para una corriente nominal de 131 A.

De igual manera se calculó la corriente de cortocircuito trifásica ( $I_{cc3}$ ) de los transformadores mediante la Ecuación 3. De acuerdo con Schneider Electric (2021) para el cálculo de  $I_{cc3}$  la impedancia del transformador ( $Z_t$ ) se expresará con un valor de 4%.

$$I_{cc3} = \frac{P}{\sqrt{3} * V_s * Z_t} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

$I_{cc3}$  → Corriente de cortocircuito trifásica en el secundario

$P$  → Potencia del transformador

$V_s$  → Voltaje de línea en el secundario

TABLA 2.11: TIPOS DE PROTECCIÓN EXISTENTES

Capacidad del Transformador		Protección del lado primario			Protección del lado secundario		
		13.8 kV			220/127 V		
Cantidad	kVA	In (A)	Tirafusibles instalado	Tirafusibles recomendado	In(A)	Fusible NH	$I_{cc3}$ (kA)
8	75	3.17	5H	2.1 SF	190	160	4.92
1	75	3.17	2.1SF	2.1 SF	190	160	4.92
3	50	2.09	3H	1.3 SF	131	100	3.28

En la Tabla 2.11 se realizó un registro de los tipos de protecciones anteriormente mencionados, para los transformadores de distribución existentes; además, se ha colocado los tirafusibles recomendados por EMELNORTE, los cuales debería estar instalados y registrados en el SIG WEB de EMELNORTE.

### 2.3. Grupo electrógeno

El campus UTN cuenta con un grupo electrógeno de marca Teksan que entra en funcionamiento en presencia de falla o en ausencia de energía eléctrica de la red de M.V. En la Figura 29(b) se ha encerrado en un círculo el punto exacto donde actualmente se encuentra ubicado el grupo electrógeno.

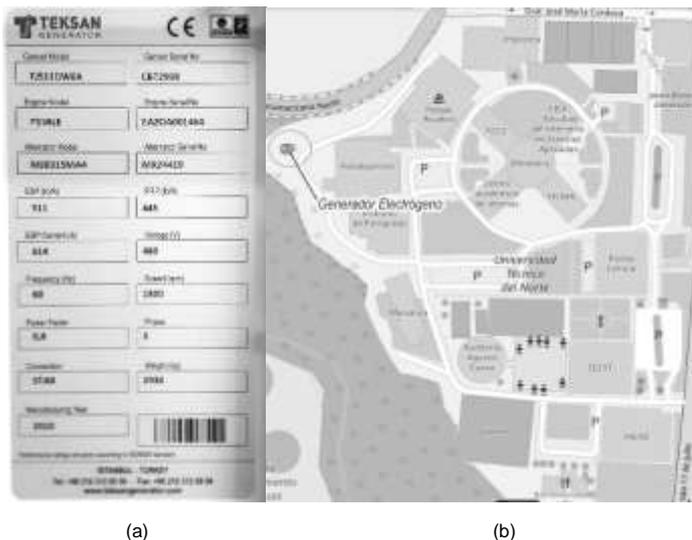


Fig.29. Grupo electrógeno: (a) Placa de características, (b) Ubicación del grupo electrógeno

La Figura 29(a) muestra la placa de características el cual señala la potencia nominal (511 kVA) y la potencia efectiva (445 kVA); en el que la potencia nominal, es el valor que entrega el grupo electrógeno cuando el factor de potencia (Fp) sea igual 1; mientras que, la potencia efectiva es el valor que entrega cuando el Fp sea igual 0.8.

En la Tabla 2.12 se precia con mayor claridad las especificaciones obtenidas de la placa de características del grupo electrógeno.

TABLA 2.12: PLACA DE CARACTERÍSTICAS

Marca	Serie No	Potencia nominal (kVA)	Potencia efectiva (kVA)	Voltaje de salida (V)	Corriente nominal (A)	Frecuencia (Hz)	Factor de potencia
Teksan Generator	CBT2938	511	445	480	614	60	0.8

#### 2.4. Transformador elevador padmounted

En el levantamiento de información se ha comprobado la existencia de un transformador elevador padmounted con una potencia de 450 kVA, el cual se encuentra predestinado a elevar el voltaje de 480 V de salida del grupo electrógeno a 13.8 kV para la energización de los centros de transformación existentes en el campus UTN.

La potencia máxima del transformador elevador es de 450 kVA, por lo que situándolo en comparación con la potencia instalada de 825 kVA del campus UTN, se puede indicar que el transformador elevador y por ende el grupo electrógeno no podría abastecer dicha potencia instalada; pero, envista de que los transformadores del campus UTN se encuentran sobredimensionados, el grupo electrógeno no ha presentado problema alguno al energizar las líneas de M.V del campus UTN.

TABLA 2.13: CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR

Tipo	Año	Voltaje (V)		Corriente (A)		Conexión	Potencia Aparente (kVA)
		M.V	B.V	M.V	B.V		
Padmounted	2011	13800	460	18.8	541	Dy5	450

La Tabla 2.13 muestra los datos obtenidos de la placa de característica del transformador elevador.



Fig.30. Transformador elevador padmounted.

La Figura 30 muestra el transformador elevador que se encuentra instalado junto al grupo electrógeno; el cual, entra en funcionamiento por medio del tablero de transferencia permitiendo energizar las líneas de M.V. del campus UTN.

## 2.5. Tablero de transferencia

Junto al transformador elevador se encuentra el tablero de transferencia automático de marca Schneider; el cual, permite desconectar la red eléctrica que ingresa al campus UTN en presencia de falla o ausencia de energía eléctrica, y a su vez, conectar al grupo electrógeno realimentando al campus UTN con un voltaje de línea de 13,8 kV proveniente del transformador elevador, con la finalidad de garantizar la continuidad del servicio eléctrico al campus UTN.



Fig.31. Tablero de transferencia.

La Figura 31 muestra el tablero de transferencia, en el que con un círculo de línea entrecortada señala que la red de M.V proveniente del alimentador Ajaví se encuentra conectada a la red de M.V. del campus UTN, alimentando así a los 12 transformadores existentes. Mientras que el círculo con línea punteada muestra que el grupo electrógeno se encuentra desconectado de la red de M.V del campus UTN.

## 2.6. Demanda Máxima

La Tabla 2.14 muestra las potencias activas y reactivas mensuales del campus UTN registradas por EMELNORTE del 28 de enero de 2019 al 26 de febrero de 2020; las cuales fueron utilizadas para determinar la potencia aparente máxima (90.062 kVA) consumida, mediante el uso de la Ecuación 4.

$$s = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

- P → Potencia Activa
- Q → Potencia Reactiva
- S → Potencia Aparente

TABLA 2.14: DEMANDA DE CONSUMO

Fecha Facturación	Consumo Activa A (W)	Consumo Activa B (W)	Consumo Activa C (W)	Consumo Total (W)	Consumo Reactiva
28/1/2019	44500	12600	37800	94900	14600
26/2/2019	50100	13200	34200	97500	12500
27/3/2019	39900	10600	32600	83100	13600
25/4/2019	44065	11841	35038	90944	13977
27/5/2019	49135	13359	34462	96956	12924
25/6/2019	48000	12500	32900	93400	11800
25/7/2019	48500	12200	39100	99800	13800
26/8/2019	36300	10400	32300	79000	13300
25/9/2019	26900	8100	27900	62900	13800
25/10/2019	33500	9700	36000	79200	17900
26/11/2019	46200	12500	33000	91700	17000
23/12/2019	50600	12700	34700	98000	15700
26/1/2020	39600	11300	36100	87000	15000
26/2/2020	47300	11800	31700	90800	12300
Promedio:				88942,8571	14157,2143
<b>Potencia Aparente:</b>		<b>90062,5258 VA</b>			

Fuente: EMELNORTE

La potencia aparente obtenida (90.062 kVA) en comparación con la instalada (825 kVA) se puede indicar que existe un sobre dimensionamiento de los transformadores; esto

debido a que, al calcular el factor de utilización mediante la Ecuación 5, solo el 9.78% de la potencia instalada se encuentra en uso.

$$F. \text{útil} = \frac{P. c}{P. inst} \times 100\% \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

- F. útil → Factor de utilización
- P. inst → Potencia instalada (kVA)
- P.c. → Potencia consumida (kVA)

## 2.7. Caídas de voltaje

El cálculo de caída de voltaje se realizó para la red de M.V como para la de B.V; permitiendo de esta manera conocer si la caída de voltaje se encuentra dentro o fuera del límite establecido por la normativa de EMELNORTE. En el Anexo 5 se adjunta las hojas de cálculo realizadas en EXCEL; las cuales son utilizadas por EMELNORTE y empresas privadas en el ámbito eléctrico para la obtención de caídas de voltaje en la red.

Tomando en consideración de que los transformadores se encuentren a pleno funcionamiento, o mejor dicho siendo utilizados a su máxima capacidad, se ha obtenido una caída de voltaje en la red de M.V de un 3,87%; valor el cual excede el límite de caída de voltaje del 1 %, por ende, incumpliendo con el límite establecido en la normativa de EMELNORTE. Cabe recalcar que los transformadores se encuentran sobredimensionados y por tal motivo la caída de voltaje supera el límite establecido por EMELNORTE.

Mientras que, para la caída de voltaje en la red secundaria, se ha obtenido distintos valores debido a la existencia de los 12 transformadores con los que cuenta el campus UTN. Por lo que en la Tabla 2.15 se ha ubicado la caída de voltaje de la red secundaria de cada uno de los transformadores existentes; así como también: el nombre, el número del transformador y la capacidad.

TABLA 2.15: CAÍDA DE VOLTAJE EN LA RED DE B.V

Nombre	# Trafo	Potencia (kVA)	Caída de Voltaje (%)
CT 1	7063	50	3,71
CT 2	7102	75	1,86
CT 3	T1	75	0,76
CT 4	T2	75	1,27
CT 5	7062	75	2,76
CT 6	7130	75	2,73
CT 7	7135	50	1,57
CT 8	7060	75	1,52
CT 9	7059	75	1,11
CT 10	7057	75	2,78
CT 11	7058	75	1,83
CT 12	T3	50	0,63

La caída de voltaje de CT12 es muy bajo debido a que el transformador se encuentra energizando solo al edificio de bienestar universitario.

## 2.8. Sistema de puesta a tierra (SPT)

De acuerdo con la Empresa Eléctrica Quito (2015) para las redes aéreas de distribución en áreas urbanizadas, el cable neutro del transformador y el terminal más alejado del transformador deben estar con conexión a tierra. Ahora bien, en el levantamiento de información se ha verificado que cada uno de los transformadores existentes cuenta con su respectiva conexión a tierra, a excepción de los que se presenta en la Tabla 2.16.

TABLA 2.16: UBICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES SIN PUESTA A TIERRA

Nombre	# Trafo	Potencia (kVA)	Ubicación
CT5	7062	75	Transformador ubicado frente al edificio de editorial universitaria
CT6	7130	75	Transformador junto al auditorio Agustín Cueva
CT3	T1	75	Transformador frente al edificio de posgrado
			Transformador combinado de medición

De acuerdo con el estudio del sistema de puesta a tierra realizado por Ruiz (2017), la Universidad Técnica del Norte cuenta con diferentes tipos de suelo; por lo que para el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra para los transformadores proyectados se toma en consideración la resistividad del suelo de las 5 zonas establecidas en el estudio.

El Anexo 6 señala las zonas donde fueron realizadas las mediciones de resistividad del suelo; además, en la Tabla 2.17 se presenta los valores de resistividad del suelo obtenidas del estudio.

TABLA 2.17: RESISTIVIDAD DEL SUELO

Zona de estudio	Referencia	Resistividad ( $\Omega$ -m)
Zona 1	Facultad FACA E	60.765
Zona 2	Facultad FECYT	49.366
Zona 3	Edificio Postgrado	140.533
Zona 4	Piscina	164.501
Zona 5	Facultad FICA	152.278

Fuente: adaptado de(Ruiz, 2017)

En vista de que la resistividad del suelo de las diferentes zonas de estudio se encuentra con valores elevados, es necesario tomar en consideración la utilización de compuestos químicos para disminuir la resistividad del suelo entre un 40% a 95 % con base a la Tabla 2.18. De acuerdo con el análisis realizado por Quispe & Gutierrez (2018) la resistividad del suelo con un valor entre 50 a 200  $\Omega$ -m se debe colocar una dosis por m<sup>3</sup>.

TABLA 2.18: PORCENTAJES DE REDUCCIÓN CON TRATAMIENTO QUÍMICO

Resistencia inicial $\Omega$	% de reducción	Resistencia final $\Omega$
600	95	30
300	85	45
100	70	30
50	60	20
20	50	10
10	40	6

Fuente: (Quispe & Gutierrez, 2018)

## 2.9. Software

Para la elaboración del diseño eléctrico existente se utilizó el software AutoCAD 2023 con licencia estudiantil; el cual sirvió de herramienta principal para la elaboración del diseño de la red aérea de M.V. y B.V. con sus respectivas estructuras eléctricas, equipos y conductores existentes en el campus UTN.

## 2.10. Diseño del plano de la red existente

En el Anexo 7 se muestra varios planos de la red de distribución existente, con la finalidad de facilitar la observación de los equipos y elementos de la red con los que se

encuentra constituido actualmente. A continuación, se detalla el número del plano y el contenido:

Plano 1: Diseño general.

Plano 2: Red de M.V., transformadores, estructuras, calibre de los conductores, seccionadores, tensores y malla de puestas a tierra existentes.

Plano 3: Distribución de los transformadores por facultad, Red aérea de B.V. y luminarias en postes.

Plano 4: Cajas de control de iluminación, red de iluminación ornamental, pozos y ductos existentes.

El diseño de la red eléctrica existente fue realizado en el plano arquitectónico facilitado por el departamento de mantenimiento y construcción de la Universidad Técnica del Norte.

# CAPÍTULO 3

## Diseño de soterramiento de la red de distribución

El presente capítulo muestra la propuesta de soterramiento de la red aérea de M.V y B.V del campus UTN con base a lineamientos y normativas; además, de dar a conocer los aspectos principales que conforma la red eléctrica soterrada, entre estos se encuentran:

### Diseño de obra civil

- Ductos;
- Pozos;
- Cámaras eléctricas a nivel.

### Diseño de obra eléctrica

- Red primaria;
- Transformadores de distribución;
- Red secundaria;
- Seccionamientos y protecciones;
- Dimensionamiento de malla puesta a tierra.

### 3.1. Diseño de obra civil

En el diseño de obra civil se presenta una descripción del dimensionamiento de los ductos, pozos y cámaras eléctricas proyectadas para la propuesta de soterramiento de la red aérea existente en el campus UTN.

#### 3.1.1. Ductos

Los bancos de ductos son constituidos con tubo PVC de pared estructurada de interior lisa y exterior corrugado de color naranja con un diámetro de 160 mm y de 110 mm para la red de M.V y B.V respectivamente; además, para la red de Alumbrado Ornamental (A.O) se plantea la utilización de tubo PVC de tipo pesado II con un diámetro de 50mm.

La configuración de los bancos de ductos propuestos se muestra a continuación mediante el identificador nemotécnico establecido por el MEM:

EU0-0B1x3C1: Estructura de redes subterráneas de distribución - banco de ducto en acera con configuración 1x3 de 160mm

EU0-0B1x3B1: Estructura de redes subterráneas de distribución - banco de ducto en acera con configuración 1x3 de 110mm

EU0-0B1x2A1: Estructura de redes subterráneas de distribución - banco de ducto en acera con configuración 1x2 de 50mm.

Cabe mencionar que el número final del identificador nemotécnico varía en el caso de que el recorrido de los ductos sea en acera (1) o en calzada (2). El Anexo 8 muestra la configuración de los ductos a utilizar en la propuesta de soterramiento.

### 3.1.2. Zanja

El ancho de la zanja proyectada se calculó mediante la aplicación de la Ecuación 6:

$$Bd = N * D + (N - 1)e + 2x \quad \text{Ec. 6}$$

$$Bd_{(1x3)M.V \text{ y } B.V} = 3 * 16cm + (3 - 1) * 5cm + 2 * 10cm = \mathbf{78 \text{ cm}}$$

$$Bd_{(1x2)Alumb.} = 2 * 5cm + (2 - 1) * 5cm + 2 * 10cm = \mathbf{35 \text{ cm}}$$

Donde:

Bd → Ancho de la zanja

N → Número de tubos a instalar de manera horizontal

D → Diámetros externo del tubo

e → Espacio entre tubos (normalizado 5 cm)

x → Distancia entre tubo y pared de la zanja (mínimo 10 cm)

El ancho de la zanja para el alojamiento de los ductos con una configuración de 1x3, se obtuvo como resultado una zanja de **78 cm** de ancho a una profundidad de **80 cm** en calzada y a **60 cm** en aceras; mientras que la zanja diseñada solo para los ductos de A.O con una configuración 1x2, se obtuvo una zanja de **35 cm**.

En cada una de las zanjas proyectadas para el alojamiento de los ductos, se instalará cinta de señalización; el cual indica la presencia de ductos eléctricos soterrados, mismas que se instalarán a una profundidad de 20 cm desde el nivel de la acera o calzada.

### 3.1.3. Pozos

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:

EUD-0PA → Estructura de redes subterráneas de distribución de 220/127 V – Pozo tipo A (60x60x75) cm.

EUT-0PB → Estructura de redes subterráneas de distribución de 13.8/7.96 kV – Pozo tipo B (90x90x90) cm.

EUT-0PC → Estructura de redes subterráneas de distribución de 13.8/7.96 kV – Pozo tipo C (1.2x1.2x1.2) cm.

El pozo tipo A se ha determinado para la red de B.V y A.O; el tipo B, para la red de M.V., B.V. y A.O; y el pozo tipo C, para la red de M.V, B.V, AO y derivaciones en bajo voltaje. Adicionalmente se instalará tres pozos tipo E, en el que se colocarán conectores múltiples de 4 vías (Figura 32) para derivaciones de M.V.

EUT-0PE → Estructura de redes subterráneas de distribución de 13.8/7.96 kV – Pozo tipo E (2.5x2x2) m.

SST-3B4\_200 → Seccionamiento y protección en redes subterráneas de distribución de 13.8/7.96 kV – 3 fases con barraje desconectable de 4 vías a 200A.

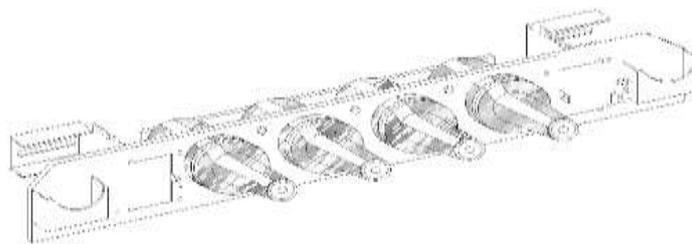


Fig.32. Conector múltiple de 4 vías

En la Figura 33 se indica cada uno de los pozos los cuales deben ser construidos con paredes de hormigón armado con un espesor de 12 cm. El piso de los pozos se encontrará sin fundir, en el que se colocará material filtrante (grava) a una altura de 10 cm con el objetivo de obtener una mejora en el drenaje de agua.

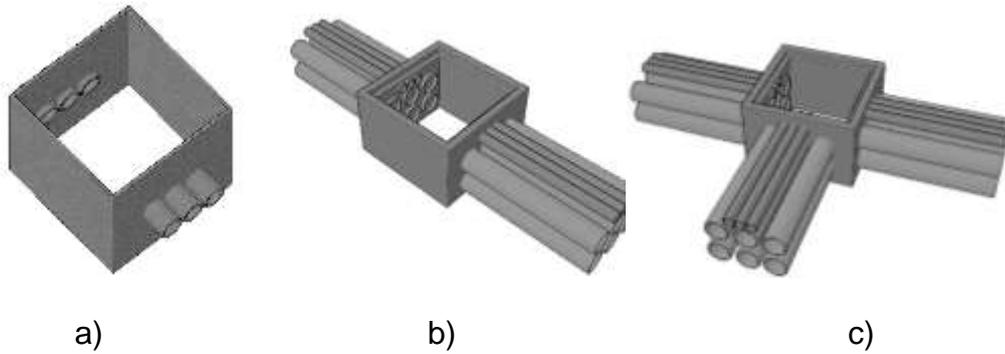


Fig.33. Diseño de los tipos de pozos: a) Pozo tipo A; b) Pozo tipo B; c) Pozo tipo C

Las tapas de los pozos serán de hormigón armado con losa de 7 cm de espesor en acera y de 15 cm en calzada; constará con un marco y brocal metálico con un espesor de 4 mm, una base de 50 mm y un alto de 75mm.

### 3.1.4. Cámaras eléctricas a nivel

La instalación de los centros de transformación se proyecta a colocar a nivel del suelo; en el cual, se elaborará una base de hormigón armado con un área dependiente de las medidas de cada uno de los transformadores. A continuación, en la Figura 34 se puede apreciar el dimensionamiento de las bases de hormigón, de acuerdo con lo estipulado por INATRA S.A.

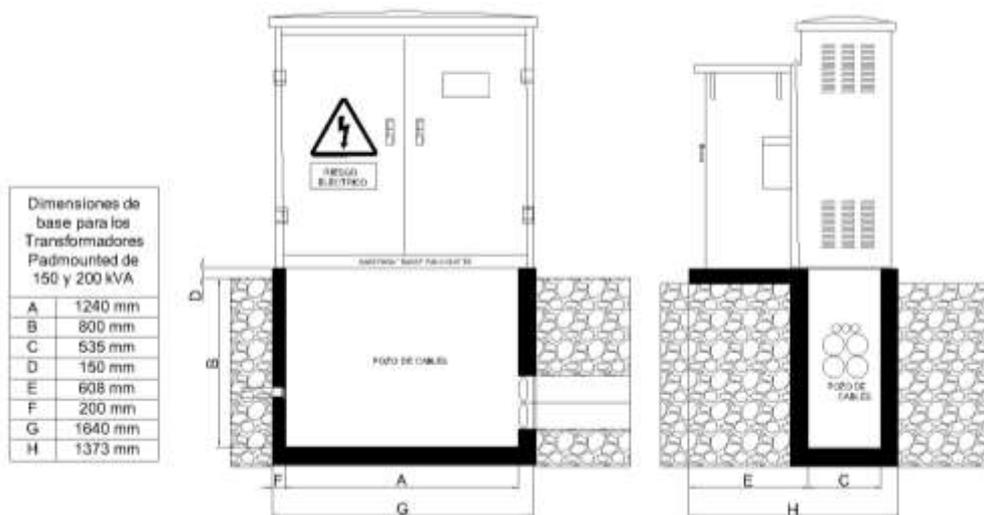


Fig.34. Dimensionamiento de base para transformadores de 150 y 200 kVA.

En el Anexo 9 se aprecia el diseño de obra civil para los transformadores padmounted proyectados observados desde cuatro puntos de vista (Frente, Frontal, Lateral y Planta).

### **3.2. Diseño de obra eléctrica**

Teniendo en cuenta el levantamiento eléctrico presentado en el Capítulo 2; a continuación, se presenta la propuesta de obra eléctrica describiendo la red primaria, centros de transformación, red secundaria, seccionamientos y protecciones, y el diseño de malla de puesta a tierra.

#### **3.2.1. Red primaria**

La alimentación del proyecto se tomará del poste P159438 con coordenadas en X(metros)= 821.466,73; y en Y(metros)= 821.466,73 tomadas del SIG WEB de EMELNORTE, el cual se toma como punto de arranque para la red soterrada de M.V.

El poste para la red de M.V es de 12 m con 500 kg de ruptura horizontal, mismo que llevará el sello de calidad INEN. El poste proyectado será utilizado para la transición de la red eléctrica aérea a soterrada. La parte de la red aérea está conformada por una estructura trifásica centrada retenida (EST-3CR) con conductor de aluminio ACSR desnudo # 3/0; y, la instalación de seccionadores y pararrayos. En el Anexo 10 se muestra el diseño de la estructura, y se enlista cada uno de los elementos de los que se encuentra constituido la estructura para la transición de la red aérea a soterrada.

La red subterránea de M.V inicia desde el poste P159438 en dirección a los 4 centros de transformación propuestos, con una topología tipo radial. La extensión de la red M.V tendrá una longitud total de 548 m, y estará conformada por conductores tipo 15 kV Cu, calibre 2/0 AWG con aislamiento XLPE 133% por fase y un conductor de cobre desnudo calibre 2/0 para el neutro (CO0-0V2/0(2/0)). La selección del calibre del conductor se realizó con base a la normalización de los conductores de M.V propuestos por el Departamento de Planificación de EMELNORTE; además, de que principalmente, con el calibre del conductor seleccionado se obtuvo una caída de voltaje máxima de 1,95% asumiendo que, en el peor de los casos los transformadores se encuentren funcionando a su máxima capacidad simultáneamente. En el Anexo 11 se presenta la hoja de cálculos para la caída de voltaje de la red de M.V.

#### **3.2.2. Transformadores de distribución**

En el Anexo 12 se aprecia el uso del analizador de redes PowerQ4 facilitado por la carrera de electricidad, con el que se determinó la demanda máxima de cada una de las facultades del campus UTN; y de esta manera, poder determinar la capacidad de los transformadores. Además, se estableció una potencia aparente con base a la carga instalada para los edificios que se enlistan a continuación: Auditorio Agustín Cuevas, Posgrado; Bar

Universitario, Editorial Universitario; Polideportivo, Piscinas, Gym, Canchas de futbol y Ecuavoley.

En la Tabla 3.1 se muestra la demanda máxima de cada uno de los edificios.

TABLA 3.1: POTENCIA APARENTE POR EDIFICACIÓN

<b>Edificios</b>	<b>Demanda máxima (kVA)</b>
Central	72
FECYT	75
Bienestar Universitario	60
FACAE	75
Biblioteca	20
CAI	30
FICAYA	50
FCCSS	25
FICA	27
Auditorio Agustín Cuevas	5
Editorial	4
Gym	4
Piscina	4
Posgrado	7
Taller: Electricidad, Mecánica	6
Futbol 1	3
Bar Universitario	2
Futbol 2, Ecuavoley.	4
Polideportivo	5
Copias	4

Una vez obtenida la demanda de potencia de cada uno de los edificios, se inició dividiendo el diseño arquitectónico del campus UTN en cuatro zonas, para seguido de esto ubicar un transformador en cada una de estas zonas, y distribuir los edificios los cuales se encontrarán conectados a cada uno de los transformadores.

Para el dimensionamiento de cada uno de los transformadores, se manejó la plantilla que se presenta en el Anexo 13, la cual es presentada y utilizada por la Empresa Eléctrica Quito.

**3.2.2.1. Centro de transformación 1 (CT-1).** En la Figura 35 se muestra el lugar donde se plantea colocar el CT-1 (frente al edificio de Editorial Universitario); el cual, se encuentra a cargo de alimentar las cargas de A.O y edificios que se enlistan a continuación:

- ✓ FICA;
- ✓ Bienestar Universitario;



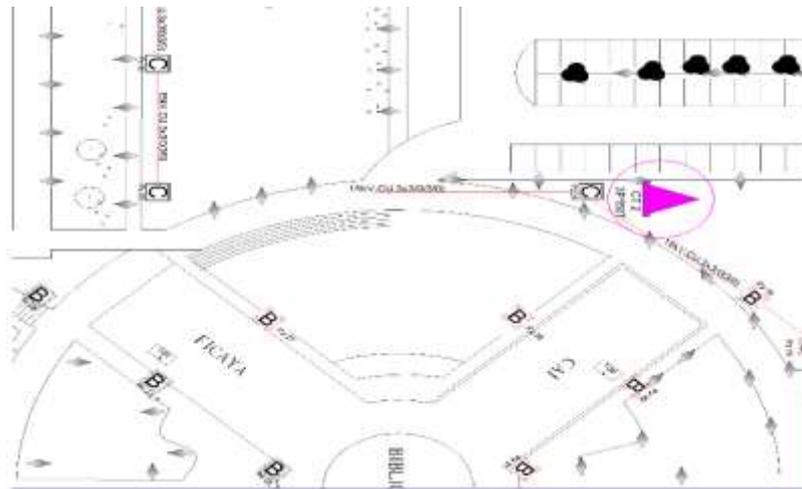


Fig.36. Ubicación del centro de transformación propuesto en la zona 2

La demanda de diseño obtenido para zona 2, tiene un valor de 145,59 kVA, por lo que el transformador para esta zona será de 200 kVA.

**3.2.2.3. Centro de transformación 3 (CT-3).** El centro de transformación CT-3 se ha proyectado colocarlo junto a la cancha de fútbol 2, tal como se puede apreciar en la Figura 37; La demanda de diseño para la zona 3, se obtuvo un valor de 126,60 kVA, por lo tanto, la capacidad del CT-3 será de 150 kVA; encargado de energizar al A.O existentes y a los edificios que se enlistan a continuación:

- ✓ Edificio central;
- ✓ Copiadora;
- ✓ Cancha de futbol 2 y ecuavoley;
- ✓ Auditorio Agustín Cueva;
- ✓ Taller eléctrico y mecánico.

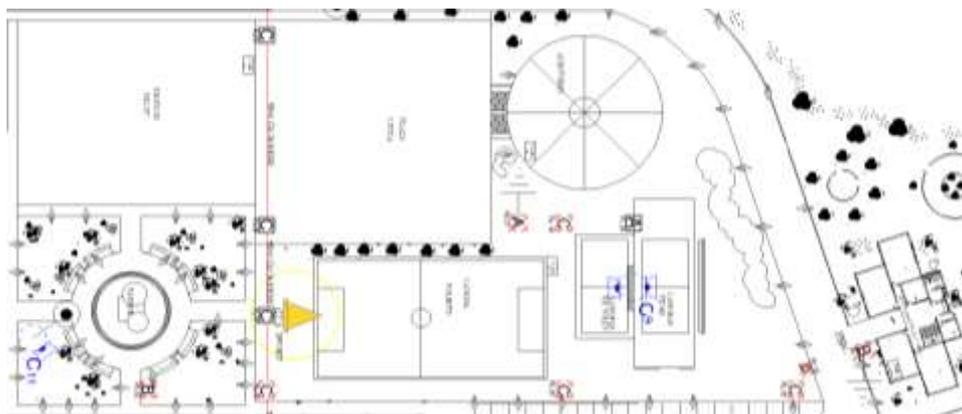


Fig.37. Ubicación del centro de transformación planteado para la zona 3

**3.2.2.4. Centro de transformación 4 (CT-4).** Para la zona 4 se ha planteado colocar un centro de transformación con una capacidad de 200 kVA. El transformador proyectado se encuentra dimensionado para abastecer la demanda de cada uno de los siguientes edificios:

- ✓ FECYT;
- ✓ FACAE;
- ✓ Fútbol 1;
- ✓ Bar Universitario.

En la Figura 38 se puede observar el punto exacto en donde se proyecta la ubicación del CT-4 para el abastecimiento de toda la zona 4.

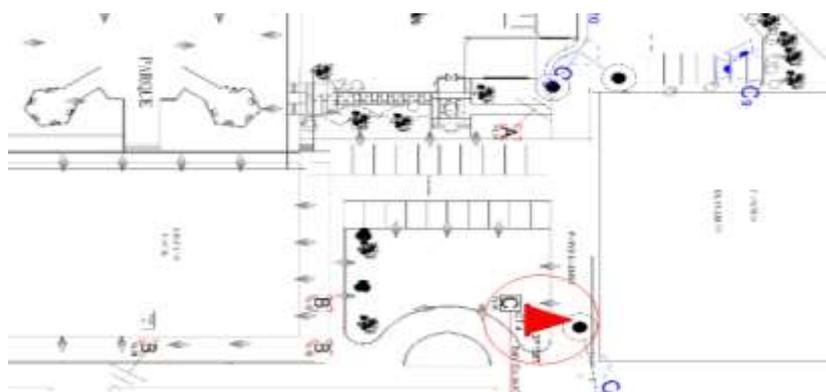


Fig.38. Ubicación del centro de transformación propuesto en la zona 4

Para cada uno de los transformadores (CT1 - CT4) se ha utilizado la plantilla presentada en la “Guía de diseño de redes de distribución” por parte de la Empresa Eléctrica Quito. La plantilla permitió determinar la demanda de diseño para usuarios comerciales o industriales.

TABLA 3.2: TRANSFORMADORES PADMOUNTED

UP-UC	Nombre	Zonas propuestas	Demanda de diseño (kVA)	Transformador comercial (kVA)	Corriente de cortocircuito trifásico $I_{cc3}$ (kA)
TTU - 3P150	CT1	1	133,56	150	8,95
TTU - 3P200	CT2	2	145,59	150	8,95
TTU - 3P150	CT3	3	126,60	150	8,95
TTU - 3P200	CT4	4	152,06	200	11,93

Los centros de transformación propuestos serán de tipo padmounted de uso exterior de instalación a nivel del suelo, mismos que se ubican en el centro de carga de cada una de las zonas, y que no interferirá con el paso peatonal ni vehicular. Este tipo de transformadores

estarán designados para una conexión tipo radial y con sus respectivas protecciones descritas en la sección 3.2.4.2.

### **3.2.3. Red secundaria**

De los bushing de B.V. de los centros de transformación, saldrán líneas energizadas con un voltaje de 220/127 a los tableros de distribución principal (TDP) correspondientes, para posteriormente distribuir a los tableros generales eléctricos (TGE) existentes en cada uno de los edificios del campus UTN. La red de B.V de CT-2 y CT-3 será trifásica (3F) con conductor TTU # 2/0 AWG más un conductor de cobre desnudo # 2/0 para el neutro y la red de B.V para el CT-1 y CT-4 será trifásica (3F) con conductor TTU # 1/0 AWG más un conductor de cobre desnudo # 1/0 para el neutro.

Bajo lo establecido por el MEM el cual recomienda que los conductores de B.V para redes soterradas sean conductores TTU con un nivel de aislamiento hasta los 2000 V; los cuales se destacan por ser aptos para instalaciones a la intemperie o directamente soterrados en áreas húmedas o secas; además, de que por lo general son utilizados en circuitos de iluminación y de fuerza ya sea para edificaciones comerciales o industriales; hace que la selección del conductor TTU # 2/0 y # 1/0 sean ideal para el diseño propuesto. Asimismo, que de acuerdo con las hojas de cálculo que se presentan en el Anexo 14, se ha determinado que las caídas de voltaje son menores al 3% en cada uno de los circuitos secundarios de los transformadores propuestos.

Las derivaciones en bajo voltaje se realizarán en los pozos tipo C con barrajes desconectable tal como se muestran en la Figura 39. Para el diseño propuesto se colocará barraje desconectable de 4 vías con la finalidad de dejar salidas auxiliares para futuras derivaciones.

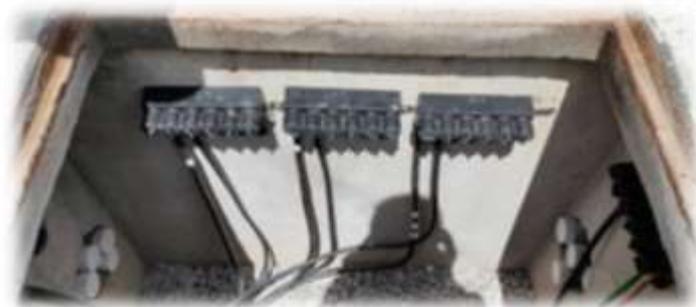


Fig.39. Derivaciones en bajo voltaje Fuente:(Campozano & Tubón, 2020)

### **3.2.4. Seccionamientos y protecciones**

Los seccionamientos y protecciones fueron seleccionados con base a estudios existentes; con el objetivo de garantizar un correcto funcionamiento y protección de los equipos y circuitos, esto debido, a que la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico es de gran importancia para el campus UTN. A continuación, se describe las protecciones seleccionadas para las líneas de M.V, CTs y líneas de B.V.

**3.2.4.1. Líneas de M.V.** En el punto de arranque se instala seccionadores fusibles unipolares abiertos para las tres fases (ABC) con los terminales de salida conectados a la transición de la red aérea a soterrada. La selección del tirafusible que se designó para los seccionadores en el punto de arranque fue realizada con base al estudio realizado por parte del ingeniero Andrade en su trabajo de titulación; en el que indica que para las derivaciones primarias del alimentador Ajaví se colocarán tirafusibles 50T, garantizando una adecuada coordinación de protecciones con los tirafusibles Slow Fast.

En el Anexo 15 se adjunta la tabla de coordinación de protecciones entre los tirafusibles Slow Fast de los transformadores con el tirafusible 50T de la derivación primaria; de esta manera justificando la selección del tirafusibles 50T para la derivación de la línea de M.V que ingresa al campus UTN.

**3.2.4.2. Centros de transformación (CT).** Para el lado primario de los transformadores trifásicos padmounted de 150 y 200 kVA, se plantea la instalación de tira fusibles de 3.5 y 5.2 Slow-Fast (SF) respectivamente con base a la Tabla 2.9; el cual contiene los tirafusibles estandarizados por EMELNORTE de acuerdo con la capacidad de los transformadores trifásicos.

Mientras que para el lado secundario de los transformadores se propone la instalación de termomagnéticos de 400 y 500A previamente calculados. A continuación, se presenta el cálculo de la corriente del lado secundario de los transformadores para la selección del termomagnético correspondiente.

$$I_{150} = \frac{150 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 220V} = 393,65 \text{ A} \cong 400 \text{ A}$$
$$I_{200} = \frac{200 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 220V} = 524,86 \text{ A} \cong 500 \text{ A}$$

### 3.2.5. Dimensionamiento de la malla de puesta a tierra para los transformadores proyectados.

Una vez establecida la ubicación de los centros de transformación, se procede a realizar el dimensionamiento de la malla de puesta a tierra acorde con los datos de resistividad del suelo que se presenta en la Tabla 2.7, los cuales fueron obtenidos del estudio realizado en el campus universitario por parte del ingeniero Ruiz.

**3.2.5.1. Malla de puesta a tierra para el centro de transformación 1.** El dimensionamiento y la ubicación de la malla de puesta a tierra fue realizado con base a los datos recopilados en el levantamiento de información, los cuales fueron ingresados en una hoja de cálculo que se presenta en el Anexo 16(A), con la finalidad de determinar que el diseño de malla de puesta a tierra cumpla con los parámetros establecidos en la normativa IEEE Std 80-2000.

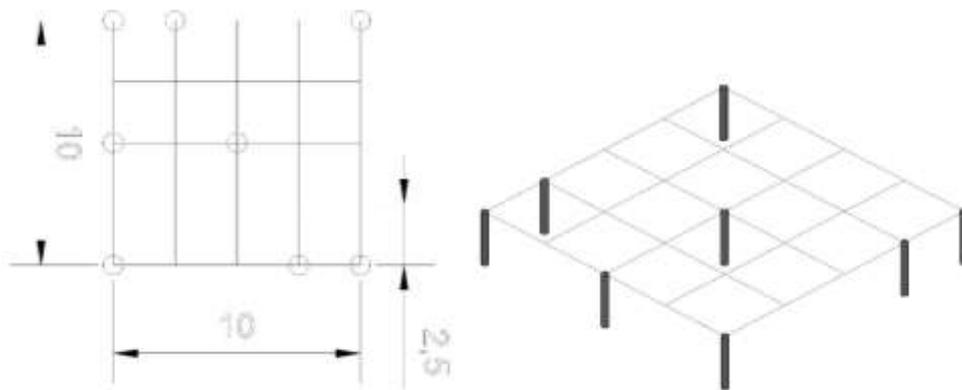


Fig.40. Diseño de malla a tierra del CT-1

La Figura 40 muestra el diseño de malla de puesta a tierra propuesto para el CT-1, y en la Tabla 3.3 se presenta las características de la malla; la cual cumple con la normativa. El área donde se instalará la malla de puesta a tierra se deberá realizar una mejora al terreno mediante la adición de compuestos químicos, para que el valor de resistividad del terreno sea aún más bajo.

TABLA 3.3: MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA EL CT- 1

Características de la Malla	
Ancho	10 m
Largo	10 m
Área	100 m <sup>2</sup>
Profundidad	1 m
# De Varillas	8
Longitud De La Varilla	1,8 m

Espaciamiento	2,5m
Conductores a lo Ancho	5
Conductores a lo Largo	5
Longitud Total Del Conductor	114,40 m

**3.2.5.2. Malla de puesta a tierra para el centro de transformación 2.** El diseño propuesto para el CT-2 se presenta en la Figura 41; en el que, de igual manera el área donde se propone la instalación de malla puesta a tierra se colocará una dosis de compuestos químicos por metro cúbico ( $m^3$ ) mejorando la resistividad del suelo (Anexo 16(B)).

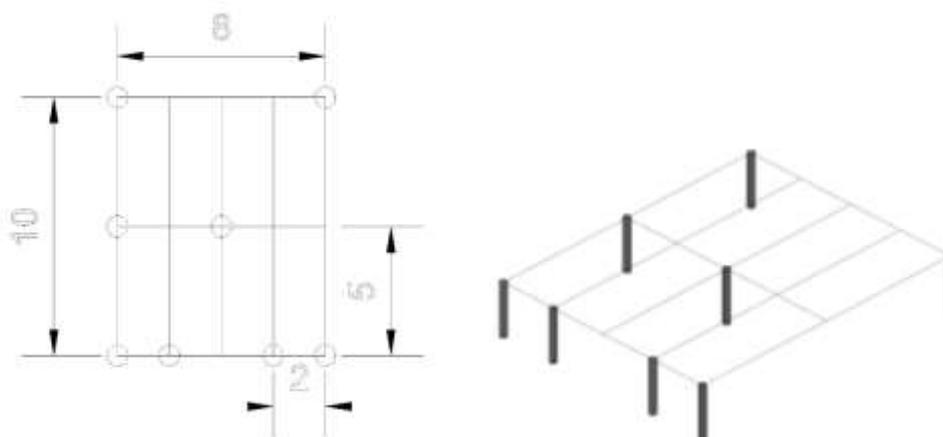


Fig.41. Diseño de malla a tierra del CT-2

En la Tabla 3.4 se presenta los parámetros de malla puesta a tierra.

TABLA 3.4: MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA EL CT- 2

Características de la Malla	
Ancho	8 m
Largo	10 m
Área	80 m <sup>2</sup>
Profundidad	1 m
# De Varillas	8
Longitud De La Varilla	1,8 m
Espaciamiento (y)	5m
Espaciamiento (x)	2m
Conductores a lo Ancho	5
Conductores a lo Largo	3
Longitud Total Del Conductor	88,4 m

**3.2.5.3. Malla de puesta a tierra para el centro de transformación 3.** De acuerdo con la hoja de cálculo presentado en el Anexo 16(C), el diseño de la malla de puesta a tierra para el CT-3 que se muestra en la Figura 42, cumple con la normativa establecido por la IEEE Std 80-2000 y no requiere de tratamiento alguno al terreno.

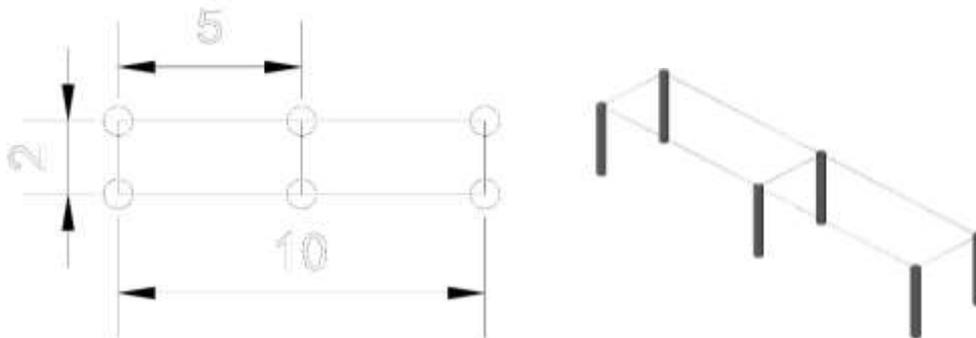


Fig.42. Diseño de malla a tierra del CT-3

La Tabla 3.5 presenta la característica de la malla de puesta a tierra propuesta para el CT-3

TABLA 3.5: MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA EL CT- 3

Características de la Malla	
Ancho	10 m
Largo	2 m
Área	20 m <sup>2</sup>
Profundidad	1,2 m
# De Varillas	6
Longitud De La Varilla	1,8 m
Espaciamiento (y)	2m
Espaciamiento (x)	5m
Conductores a lo Ancho	3
Conductores a lo Largo	2
Longitud Total Del Conductor	36,80 m

**3.2.5.4. Malla de puesta a tierra para el centro de transformación 4.** La ubicación de la malla de puesta a tierra propuesta para el CT-4 no requiere de adición de compuestos químicos para mejorar la resistividad del terreno. El diseño que se presenta en la Figura 43 tiene una resistencia menor a los 5Ω establecidos en la normativa.

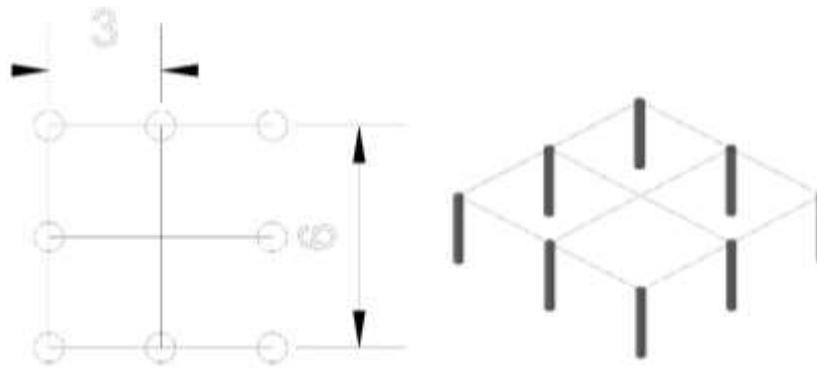


Fig.43. Diseño de malla a tierra del CT-4

La Tabla 3.6 presenta las características del diseño de la malla para el CT-4, y en el Anexo 16(D) se presenta la hoja de cálculo, indicado que el diseño cumple con la norma.

TABLA 3.6: MALLA DE PUESTA A TIERRA PARA EL CT- 4

Características de la Malla	
Ancho	6 m
Largo	6 m
Área	36 m <sup>2</sup>
Profundidad	0,8 m
# De Varillas	8
Longitud De La Varilla	1,8 m
Espaciamiento (y)	3m
Espaciamiento (x)	3m
Conductores a lo Ancho	3
Conductores a lo Largo	3
Longitud Total Del Conductor	50,40 m

### 3.3. Diseño de soterramiento propuesto

Con la descripción del diseño de obra civil y obra eléctrica en la sección 3.1 y 3.2 respectivamente, se presenta los diseños de soterramiento los cuales fueron distribuidos en 3 planos (Anexo 17); en el primer plano se presenta el diseño de obra civil; el segundo plano muestra la obra eléctrica de M.V y la distribución de los transformadores; el tercer plano presenta la distribución de la red de bajo voltaje y las mallas de puesta a tierra para los transformadores.

### 3.4. Presupuesto de obra

En la presente propuesta de soterramiento se presentan los costos de los materiales, mano de obra y costos indirectos, tanto para de obra eléctrica como para la obra civil. En el Anexo 18 se presenta el listado de los precios unitarios y totales del proyecto.

### **3.4.1. Inversión eléctrica**

Para la inversión eléctrica del presente proyecto se tomó en consideración los valores unitarios de cada uno de los materiales y equipos utilizados para la red soterrada de M.V, B.V y la transición de la red de aérea a soterrada. El valor total de la inversión eléctrica es de USD 162.233,51; a dicho valor, se ha considerado sumarle un 30% del valor total de la inversión eléctrica; con la finalidad de cubrir los valores de mano de obra y costos indirectos; en los que incluirá los valores de: materiales menores, movilización, valores no considerados e imprevistos. Por lo tanto, el valor total final de la inversión eléctrica sería de USD 210.903,5661.

### **3.4.2. Inversión civil**

En el Anexo 18 se describe los materiales a utilizar y a su vez los costos unitarios y totales para el desarrollo de obra civil; dando como resultado, una inversión total de USD 25.263,55

### **3.4.3. Inversión total**

Una vez obtenidos los valores de la obra eléctrica y obra civil, se obtuvo que la inversión total del proyecto sería de USD 264.507,16. En dicho valor, ya se encuentra incluido el impuesto de valor agregado.

## CONCLUSIONES

El estudio del estado del arte permitió establecer el procedimiento y los parámetros de diseño como: el tipo de soterramiento, la topología, dimensionamiento de los equipos eléctricos, y la aplicación de normativas y guías de diseño. Además, que mediante la ejecución del manual de construcción emitido por el Ministerio de Energía y Minas , permitió que el diseño de obra civil y obra eléctrica propuestos para el soterramiento de la red de M.V y B.V del campus de la Universidad Técnica del Norte se encuentren homologados y puedan ser interpretados por profesionales en el ámbito eléctrico.

En cuanto al levantamiento realizado del estado actual de la red eléctrica del campus de la Universidad Técnica del Norte, se adquirió datos técnicos referentes tanto a la obra civil como a la obra eléctrica. En la obra civil se pudo identificar la ubicación de pozos y ductos que fueron tomados en consideración para el rediseño. En la obra eléctrica se identificó que las protecciones en medio voltaje de los transformadores no son los recomendados de acuerdo con la tabla de tirafusibles estandarizados por EMELNORTE. De igual manera, se ha identificado que la red de M.V cuenta con una caída de voltaje que sobre pasa el límite de caída del 1%. Por otra parte, y de igual importancia, en el levantamiento de información se ha descrito que actualmente el campus UTN cuenta con equipos eléctricos como: transformadores, seccionadores, recorrido de líneas de bajo voltaje, entre otros, los cuales se encuentran existentes en campo, pero inexistentes en la base de datos de SIG WEB de EMELNORTE. La investigación del estudio de la resistividad de la tierra ha demostrado que la Universidad Técnica del Norte cuenta con distintos tipos de tierra, por lo que para el rediseño se tuvo que considerar la resistividad que presenta cada una de las 4 zonas establecidas en la propuesta.

El presente diseño de soterramiento para la red de distribución del campus de la Universidad Técnica del Norte se elaboró con base a la guía de construcción vigente en las unidades de propiedad y normativas estipuladas para el correcto diseño de soterramiento. Además, tomando en consideración los datos adquiridos en el levantamiento de información, permitió que la propuesta de soterramiento realice una reducción en la caída de voltaje de la red M.V, la ubicación de los transformadores en los centros de carga; y, además una correcta selección del tirafusible para la derivación primaria que ingresa al campus universitario, y otro para el lado primario de los transformadores. Para los transformadores propuesto se ha establecido 4 distintos diseños de malla a tierra con el objetivo de que estos cumplan con los parámetros que rige la normativa IEEE 80-2000.

## **RECOMENDACIONES**

Para la red de distribución de la Universidad Técnica del Norte tanto aérea como soterrada se sugiere realizar un adecuado plan de mantenimiento, principalmente para la red soterrada; esto debido a que actualmente varios de los pozos existentes se encuentran en mal estado, lo cual dificulta la visualización de los conductores y en varios de los casos se encuentran propensos a daños mecánicos y climáticos.

Un estudio de coordinación de protecciones es recomendable realizar a la red actual del campus UTN, en el que se pueda proponer un diseño o cambio de las protecciones existentes que previamente hayan sido simuladas en software autorizados, o, utilizados por la empresa distribuidora de energía eléctrica garantizando una correcta coordinación y protección de los equipos eléctricos del campus.

Luego de realizar un levantamiento de información de la red y compararla con la información existente en el SIG WEB de EMELNORTE, se sugiere realizar una actualización de puntos GPS a toda la red existente de la Universidad Técnica del Norte y a su vez diseñar un plano eléctrico propuesto en el software SIG, y de esta manera, poder otorgar un plano actualizado de toda la red del campus universitario al departamento eléctrico del UTN.

## REFERENCIAS

- Andrade, R. (2019). *Coordinación De Protecciones De Los Alimentadores De La Subestación Ajaví Aplicando La Metodología De La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE)*. [Universidad Técnica del Norte]. [http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/11207/2/04 MAUT 142 TRABAJO GRADO.pdf](http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/11207/2/04_MAUT_142_TRABAJO_GRADO.pdf)
- ARCERNNR-017. (2020). *El directorio de la Agencia de Regulacion y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables*.
- AUTODESK. (2020). *Programa AutoCAD*. <https://www.autodesk.mx/products/autocad/overview>
- Bravo, M. À. (2017). *Sistema de Soterramiento de Tendido Eléctrico en Media y Baja Tension para la Ciudadela San Rafael del Cantòn Chone* (Vol. 9). Universidad Laica Eloy Alfaro de Manabí extensión Chone.
- Camposano, J., & Tubón, S. (2020). *Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S . A .* Universidad de Cuenca.
- Campus Universitarios. (2021). *Universidad Técnica del Norte*. <https://www.utn.edu.ec/campus-universitarios/>
- Cervantes, J. (2002). *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. In *Azcapotzalco* (Vol. 52, Issue 1).
- Cholango, A. (2019). *Estudio de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación Atuntaqui, utilizando la metodología aplicada en la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. (EMELNORTE)*. [Universidad Técnica del Norte]. In *Universidad Técnica Del Norte*. <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/10292>
- Cuásquer, J. (2020). *Proyección De La Demanda De La Empresa Eléctrica Regional Norte Con Base En El Análisis Espacio - Temporal*. Universidad Técnica del Norte.
- Distrito Metropolitano de Quito [DMQ]. (2019). *Soterramiento en el área de influencia de las estaciones de la primera línea del metro de quito contenido*. [http://www7.quito.gob.ec/mdmq\\_ordenanzas/Circulares/2018/153-TROJE-OFFICIOS Y ANEXOS RESOLUCIÓN RC-278-2018/ANEXO 3/DOC](http://www7.quito.gob.ec/mdmq_ordenanzas/Circulares/2018/153-TROJE-OFFICIOS_Y_ANEXOS_RESOLUCIÓN_RC-278-2018/ANEXO_3/DOC)

- ADJUNTA/2DA Prt. Asp. Tec/ANEXO 7/TOMO II/DIS\_OBRA\_CIVIL-PLIEGO\_PRESCRIP\_TÉC/MQ-E511-PP-CAP-05-SOTERRAMIENTO.pdf
- ECUATRAN. (2017). *Transformadores pedestal y sumergibles*.  
[https://www.ecuatran.com/wp-content/uploads/2017/02/brochure\\_padmounted.pdf](https://www.ecuatran.com/wp-content/uploads/2017/02/brochure_padmounted.pdf)
- EMELNORTE S.A. (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*. 1–22.  
<https://www.emelnorte.com/eern/index.php/2016-07-05-15-53-07/rendicion-de-cuentas/rendicion-de-cuentas-2016/1130-rendicion-de-cuentas-2016-1/file>
- EMELNORTE S.A. (2018). *El Sistema Eléctrico De Emelnorte S.A.*  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2554/1/CD-0286.pdf>
- EMELNORTE S.A. (2019). *El Sistema Eléctrico De Emelnorte S.A.*
- Empresa Eléctrica Quito. (2015). *Normas para el sistema de distribución*.
- Enviromental Systems Research Institute[ESRI]. (2021). *Plataforma ArcGIS*.  
<https://www.sigsa.info/productos/esri/plataforma-arcgis>
- Freire, A., & Hurtado, Á. (2018). *Estudio de Cordinación de Protección de Sobrecorriente del Alimentador la Ceña Perteneciente a la Subestacion Guanujo de la CNEL EP Bolivar* (Vol. 1) [Universidad Técnica De Cotopaxi Facultad].  
<http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/4501/1/PI-000727.pdf>
- Galarza, M., Noboa, D., & Gallo, J. (2015). Proyecto de Instalaciones Subterráneas de Media Tensión. In *IEEE Electrical Insulation Magazine*.  
<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/2549/1/5025.pdf>
- Giron, I. (2019). *Diseño de una Red Soterrada de Medio Voltaje, Bajo Voltaje y Alumbrado Público del Centro de la Ciudad de Ibarra para la Empresa Eléctrica Regional Norte*. Universidad Técnica del Norte.
- González, J. (2019). *Estudio de Cordinación de Protección para los Alimentadores de la Subestación Tulcan, Utilizando la Metodología Aplicada en la Empresa Eléctrica Reginal Norte S.A.(EMELNORTE)*. Universidad Técnica del Norte.
- Google Maps. (n.d.). [Universidad Técnica del Norte “UTN” - Google Maps]. Retrieved November 6, 2021, from <https://n9.cl/cmuyw>
- Guamialamá, N. (2021). *Estudio de factibilidad del sistema de distribución eléctrica subterránea de la calle 10 de agosto, parroquia san isidro, Carchi*. Universidad Técnica del Norte.

- Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., & Partanen, J. (2014). Reserve power arrangements in rural area underground cable networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 29(2), 589–597. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2013.2280041>
- Heraldo, A., & Rodríguez, R. (2017). “*Diseño para la conversión a un sistema subterráneo de la red de distribución de energía eléctrica en el sector del Campus Centenario de la Universidad Politécnica Salesiana*.” Universidad Politécnica Salesiana.
- Herrera, M., Maravilla, C., & Mata, U. (2013). *Red de distribución subterránea para el campus de la Ciudad Universitaria*. Universidad del Salvador.
- IEEE Std 80-2000. (2000). IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding. *Group*, 2000(February). <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2000.91902>
- Iglesias, A. (2014). *Instalaciones de distribución*. Cano Pina. <https://elibro.net/es/lc/utnorte/titulos/43044>
- Instituto Ecuatoriano de Normalización [INEN 1869]. (2006). Tubos de cloruro de polivinilo rígido (PVC) para canalizaciones telefónicas y eléctricas. Requisitos. *Instituto Ecuatoriano de Normalización*, 21. [http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/149/3/03\\_AGP\\_63\\_NTE\\_INEN\\_1340.pdf](http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/149/3/03_AGP_63_NTE_INEN_1340.pdf)
- López, M. (2018). *Ubicación de fallas en redes de distribución eléctrica basado en censado comprimido*. Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito.
- McGraw-Hill. (2015). *Instalaciones de Distribución*. [https://www.mhe.es/ceo\\_tabla.php?tipo=1\\_03\\_TC&isbn=8448171489&sub\\_materia=332&materia=13&nivel=&comunidad=Castellano&ciclo=0&portal=&letrero=&cabecera=](https://www.mhe.es/ceo_tabla.php?tipo=1_03_TC&isbn=8448171489&sub_materia=332&materia=13&nivel=&comunidad=Castellano&ciclo=0&portal=&letrero=&cabecera=)
- MEER. (2020). Sección 2 Manual De Construcción Del Sistema de Distribución Eléctrica De Redes Subterráneas. In *Catálogo Digital Redes de Distribución de Energía Eléctrica* (p. 61). [https://www.unidadespropiedad.com/index.php?option=com\\_wrapper&view=wrapper&Itemid=873](https://www.unidadespropiedad.com/index.php?option=com_wrapper&view=wrapper&Itemid=873)
- Navarro, M. A., & Monteiro, A. J. (2015). Submersible Dry-Type Transformer. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(5), 2189–2194. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2015.2393252>
- Nieto, J., & Sancán, L. (2013). *LEVANTAMIENTO DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE LA PARROQUIA GUALE - PAJÁN* [Universidad Católica

- Santiago de Guayaquil].  
<http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/130118/Memoria.pdf>
- Normas Ecuatorianas de Construcción [NEC]. (2013). *Instalaciones Electromecánica*.  
<https://www.ecp.ec/wp-content/uploads/2017/09/NECINSTALACIONESELECTROMECHANICAS2013.pdf>
- Pérez, J. (2012). *Montaje de redes electricas subterranas de baja tension: montaje y mantenimiento de instalaciones electricas de baja tension (UF0894)*. IC Editorial. <https://elibro.net/es/lc/utnorte/titulos/54319>
- Ponce, M. H. (2016). Diseño De Redes Eléctricas Subterráneas Para Seguridad Energética [Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabi Extensión Chone]. In *Universidad Laica “Eloy Alfaro” de Manabi*.  
<https://repositorio.ulead.edu.ec/bitstream/123456789/649/1/ULEAM-IEL-0015.pdf>
- Pozo, K. (2017). *Normativa De Soterramiento De Cables Eléctricos Y De Telecomunicaciones Para La Expansión Urbana En La Ciudad*. Universidad Técnica del Norte.
- Quezada, C. (2020). *Análisis descriptivo del soterramiento de las redes de distribución de electricidad en la regeneración urbana del céntrico histórico de la ciudad de Loja*. Universidad Nacional De Loja.
- Quispe, R., & Gutierrez, Y. (2018). *Diseño E Implementación De Diferentes Sistemas De Puestas A Tierra Para Los Laboratorios De Ingeniería Mecánica Eléctrica De La Una - Puno*.  
[http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/7104/Molleapaza\\_Mamani\\_Joel\\_Neftali.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.unap.edu.pe/bitstream/handle/UNAP/7104/Molleapaza_Mamani_Joel_Neftali.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Ramírez, J. (2004). *Redes de Distribución de Energia*.  
[https://www.researchgate.net/publication/281536662\\_Red\\_de\\_Distribucion\\_de\\_Energia\\_Parte\\_1](https://www.researchgate.net/publication/281536662_Red_de_Distribucion_de_Energia_Parte_1)
- REPSOL. (2021). *Transformación, transmisión y distribución de la electricidad*.  
<https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/energia-futuro/transicion-energetica/subestacion-electrica/index.cshtml>
- Rosero, D. (2019). *Análisis de la distribución de carga y estudios Eléctricos de los alimentadores de la nueva Subestación el rosal de Emel norte S. A.*  
[https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20224/1/CD\\_9685\\_c.pdf](https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/20224/1/CD_9685_c.pdf)

- Ruiz, J. (2017). *Estudio Del Sistema De Puestas A Tierra De La Universidad Técnica Del Norte E Implementación De Un Telurómetro De Cuatro Electrodo*s. Universidad Técnica del Norte.
- Salazar, A. (2017, February). *Transformadores secos encapsulados Soluciones ecologicas, seguras Confiables y eficientes Fábrica Pereira-PGTR DRY*. <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/abb-customer-day-un-mundo-en-transformacion/pgtr---trafos-secos.pdf?sfvrsn=2>
- Schneider, E. (2015). *Centros de transformación MT/BT*. <http://umh2223.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/188/2013/02/04-II-Master-Cuaderno-Tecnico-PT-004-Centros-de-Transformacion-MT-BT.pdf>
- Schneider Electric. (2021). *¿Como calcular la intensidad de cortocircuito en bornas del secundario de un transformador de distribución?* <https://www.se.com/es/es/faqs/FA405803/>
- SIG EmelNorte. (2021). *SIG WEB*. <https://gis.emelnorte.com/GEOPORTAL/>
- Solís, C. (2018). *Planificación De Redes Eléctricas De Distribución En Zonas Urbanas Consolidadas Considerando Criterios De Confiabilidad Tesis*. December. [https://www.researchgate.net/profile/Carlos-Solis-Intriago/publication/329894473\\_Planificacion\\_de\\_Redес\\_Electricas\\_de\\_Distribucion\\_en\\_Zonas\\_Urbanas\\_Consolidadas\\_considerando\\_Criterios\\_de\\_Confiabilidad/links/5c20efc8458515a4c7f5efc6/Planificacion-de-Redes-](https://www.researchgate.net/profile/Carlos-Solis-Intriago/publication/329894473_Planificacion_de_Redес_Electricas_de_Distribucion_en_Zonas_Urbanas_Consolidadas_considerando_Criterios_de_Confiabilidad/links/5c20efc8458515a4c7f5efc6/Planificacion-de-Redes-)
- Tean. (2017). *Trafomix*. [https://issuu.com/teaningeneria/docs/catalogo\\_tean\\_trafomix\\_2017\\_v1/1](https://issuu.com/teaningeneria/docs/catalogo_tean_trafomix_2017_v1/1)
- Tutillo, I. E. (2015). *Propuesta de un modelo de Infraestructura de Calidad para el Sector Eléctrico: cocinas de inducción*. [Pontificia Universidad Católica del Ecuador]. [http://repositorio.puce.edu.ec/bitstream/handle/22000/10637/TESIS\\_EVELYN\\_TUTILLO.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://repositorio.puce.edu.ec/bitstream/handle/22000/10637/TESIS_EVELYN_TUTILLO.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Unisalia. (2020, November 23). *Tipos Y Función*. <https://unisalia.com/que-son-los-transformadores-monofasicos/>
- Villegas, C., Gallo, J., Juan, I., & Galarza, G. (2009). *Análisis y aplicación de los materiales aislantes líquidos, gaseosos y sólidos en equipos eléctricos de alta tensión*.

# ANEXO 1

## Simbología para redes subterráneas

DESCRIPCION	SIMBOLO (DISERIO)		SIMBOLO (SIG)
	EXISTENTE	PROYECTADO	
Banco de Ductos			
Pozos para MV,BV y Alumbrado			
Pozos para acometidas y Alumbrado			
Cámaras			
Transformador 1F			
Transformador 3F			
Seccionamiento con conector tipo Codo. (C)			
Seccionamiento con conector tipo T			
Seccionamiento con conector codo Portafusible			
Seccionamiento con Barrajes desconectables			
Seccionamiento con Fusibles			
Descargador o pararrayo tipo codo			
Interruptor para redes subterráneas			
Celdas de seccionamiento			
Celdas de protección			
Interruptor Termo magnético			
Transición de red aérea a subterránea			

## ANEXO 2

Tabla de identificador nemotécnico

Camp.	Descripción				Carácter	
Unidad de propiedad	1er.	Estructuras en redes subterráneas			EU	
		Transformadores en redes subterráneas de distribución			TU	
		Seccionamiento y protección en redes subterráneas de distribución			SS	
		Puesta a tierra de redes subterráneas			PS	
	2do.	120, 121, 127 (V)			C	
		0 V			E	
		240 /120 V - 220/127 V			D	
		440/256 V - 480/227 V			U	
		6.3 kV			S	
		13.8/7.96 kV - 13.2/7.62 kV			T	
		22/12.7 kV -22.8/13.2 kV			V	
		34.5/19.92 kV			R	
		No aplica (útil para completar el campo)			0	
		<b>Número de fases</b>				
3er.	EU	TU	SS	PS		
	No aplica	Una fase	1	Una fase	1	
		Dos fases	2	Dos fases	2	
		Tres fases	3	Tres fases	3	
<b>Tipo o disposición</b>						
4to.	EU	TU	SS	PS		
	Cámara eléctrica	C	Frente muerto	M	Cámara	C
	Banco de Ductos	B	Sumergible	S	Pozo	P
	Pozos	P	Pedestal	P	Transición	T
			Seco	D	Transformador	R
			2traf.conv. YD	V	Secc.y Protec.	S
			3traf.cov.DY	I		
<b>Función o especificación</b>						
Unidad de construcción	Eu (cámara eléctrica)	Pot. Traf.(kVA)	Cap. In.	Material del conductor		
	Subterráneo	S	10	Cobre	C	
	Nivel de piso	N	15	<b>Calibre</b>		
	<b>EU (banco de ductos)</b>		<b>25</b>	2		
	<b>Díámetro del ducto</b>		<b>30</b>	1/0		
	50 mm	A	37.5	2/0		
	110 mm	B	45	3/0		
	160 mm	C	50	4/0		
	5to.	<b>Ubicación</b>		<b>75</b>	<b>Cantidad de Varillas</b>	
		Acera	1	100	1	
		Calzada	2	112.5	2	
		<b>Pozos</b>		<b>125</b>	<b>3</b>	
		<b>Dimensionamiento</b>		<b>150</b>	<b>4</b>	
		<b>Lar.x anc.x prof. (m)</b>		<b>167</b>		
		0.6 x 0.6 x 0.75	A	200		
		0.9 x 0.9 x 0.9	B	250		
		1.2x1.2x1.2	C	300		
		1.6x1.2x1.5	D	350		
		2.5x2x2	E	400		

## ANEXO 3

TIPOS DE SECCIONAMIENTOS							
<b>Seccionamiento Con Conector Tipo Codo</b>							<b>C</b>
<b>Capacidad de In</b>		<b>BIL</b>					
200A	200	95kV	95	125kV	125		
<b>Seccionamiento Con Conector Tipo T</b>							<b>T</b>
<b>Capacidad de In</b>		<b>BIL</b>					
600A	600	95kV	95	125kV	125		
<b>Seccionamiento Con Conector Codo Portafusible</b>							<b>P</b>
<b>Capacidad de In</b>		<b>BIL</b>					
200A	200	95kV	95	125kV	125		
<b>Seccionamiento Con Barraje Desconectable</b>							<b>B</b>
<b>Capacidad de In</b>		<b># vías</b>					
200A	200	2 vías		2			
600A	600	3 vías		3			
		4 vías		4			
		n vías		n			
<b>Fusible</b>							<b>F</b>
<b>capacidad de amperios</b>							
1.5	3	4.5	6.3	10	12	18	20
31.5	40	50	63	80	100	125	160
<b>Descargador o Pararrayos Tipo Codo</b>							<b>D</b>
<b>Voltaje Máximo De Operación</b>		<b>BIL</b>					
5.1kV	5	95kV	95	125kV	125		
8.4 kV	8						
15.3 kV	15						
<b>Interruptor Para Redes Subterráneas</b>							<b>I</b>
<b># vías</b>		<b>Capacidad de In</b>		<b>BIL</b>			
2 vías	2	200A	200	95kV	95		
3 vías	3	600A	600	125kV	125		
4 vías	4	900A	600				
n vías	n						
<b>Celdas De Medio Voltaje</b>							<b>E</b>
<b># vías</b>		<b>Tipo de celda</b>		<b>BIL</b>			
2 vías	2	Tipo Modular	M	95kV	95		
3 vías	3	Tipo Compacto	C	125kV	125		
4 vías	4						
n vías	n						
<b>Interruptor Termomagnético</b>							<b>N</b>
<b>Capacidad De Amperios</b>							
15	20	30	40	50	60	70	100
125	150	175	200	225	250	300	350
400	500	600	700	800	900	1000	1200
<b>Transición De Red Aérea Subterránea</b>							<b>R</b>
<b>Estructura donde se instalar el equipo de protección de MV</b>							
Semicentrada	S						
En volado	V						
<b>Tipo De Red O Elemento Donde Se Conectará La Red Subterránea De BV</b>							
Red Desnuda	D	Bordes De Transformador				B	
Red Preensamblada	P	Fusible NH				F	
<b>Tableros De Distribución</b>							<b>L</b>
<b>Capacidad de In</b>		<b># Circuitos</b>					
200A	200	Dos Circuitos		2			
400A	400	Tres Circuitos		3			
600A	600	Cuatros Circuitos		4			
800A	800	"n" Circuitos		N			
1000A	1000						

## ANEXO 4

### Planilla de estructura en poste

#	Estructura del poste (UC-UP)	Altura (m)	kgf	Estructuras en poste (UP-UC)	Transformador			Protección		Iluminaria (UP-UC)
					UP-UC	# Transf.	Cap. (kVA)	Seccionamiento (UP-UC)	Tira fusible	
103664	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-2EP)						APD-OPLCS150P
103665	PO0-0HC14_500	14	500	1(EST-3CP);1(ESD-2EP)						APD-OPLCS250P
103667	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESE-1EP)						APD-OPLCS250P
103668	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(EST-3HD);1(ESE-1ED)	TRT – 3C75	7057	75	SPT - 3S100	5H	
103670	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(EST-3CR);1(ESE-1ER);1(ESE-1EP)						
103671	PO0-0HC11_350	11	350							
103672	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3SR);1(EST-3HD);1(ESE-1ER)						
103673	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3SR);1(ESE-1ER)	TRT – 3C75	7058	75	SPT - 3S100	5H	APD-OPLCS250P
103680	PO0-0HC11_350	11	350	1(ESE-1EP);1(EST-3CD)						
103681	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CD);1(ESE-1ED);1(3SDT)	TRT – 3C75	7062	75	SPT - 3S100	2.1SF	APD-OPLCL150P
103682	PO0-0HC11_350	11	350	1(ESD-2EP);2(EST-3SR)						APD-OPLCS250P
103684	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3VP)						APD-OPLCS150P
103685	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-3ER)	TRT – 3C75	7059	75	SPT - 3S100	5H	
103686	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESE-1ED)						2(APD-OPLCL150P)
103687	PO0-0HC11_350	11	350							
103688	PO0-0HC11_500	11	500	1(3SDT);1(EST-3CR);1(ESE-1ER)	TRT – 3C50	7135	50	SPT - 3S100	5H	APD-OPLCS150P
103691	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CR)	TRT – 3C75	7060	75	SPT - 3S100	5H	APD-OPPCS150P
103692	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP)						
103693	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CR)						2(APD-OPLCL150P)
103694	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-2ER);1(EST - 3HD)						APD-OPLCS150P
103695	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3CA)	TRT – 3C75	7130	75	SPT - 3S100	5H	APD-OPLCS150P
103699	PO0-0HC11_350	11	350	1(3SDT);1(EST-3CR)				SPT - 3S100	15K	APD-OPPCS150P
103700	PO0-0HC11_350	11	350	1(EST-3HD);1(EST-3CP)						

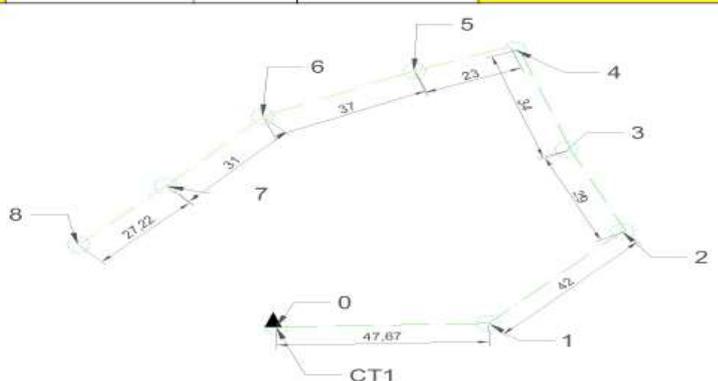
103701	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-3CP);1(ESD-3ER);1(ESE-1EP)	TRT – 3C50	7063	50	SPT - 3S100	3H	
103726	PO0-OHC11_350	11	350	1(EST-1CR);1(EST-3CD);1(ESE-1ED)				SPT - 3S100	15K	
104015	PO0-OHC11_500	11	500	1(EST-3HD);1(EST-3SR);1(ESE-1EP)	TRT – 3C75	7102	75	SPT - 3S100	5H	
104059	PO0-OHC11_500	11	500	1(EST-3CP);1(ESD-2EP);1(EST-3CA);1(ESE-1ER);1(EST-3SR);1(ESE-1EP);1(ESD-3ED)						
105123	PO0-OHC12_500	12	500	2(EST-3CR)						APD-OPLCL150P
105124	PO0-OHC12_500	12	500	1(ESD-3ED);1(EST-3VP);2(EST-3CD)						APD-OPLCL150P
105125	PO0-OHC12_500	12	500	2(EST-3VP);1(ESD-3EP);2(ESE-1EP)						
105126	PO0-OHC12_500	12	500	2(ESE-1ER);1(EST-3CD);1(3SDT);1(ESD-3ER)				SPT - 3S100	15K	APD-OPLCL150P + 2(APD-OPPCL150P)
105127	PO0-OHC12_500	12	500	1(EST-3CD);1(EST-3SR)				SPT - 3S100	15K	
105132	PO0-OHC12_500	12	500	1(3SDT);1(ESE-1ER);1(EST-3CR)				SPT - 3S100	15K	
159438	PO0-OHC12_500	12	500	2(EST-3CR)	Transformador combinado de medición				15K	APD-OPLCS150P
103669	PO0-OHC9_350	9	350							2(APD-OPPCL150P)
103674	PO0-OHC9_350	9	350	1(ESE-1EP)						APD-OPLCS250P
103675	PO0-OHC9_350	9	350	1(ESE-1ER)						
103676	PO0-OHC9_351	9	350							2(APD-OPPCL150P)
103683	PO0-OHC9_350	9	350	1(ESD-2ER);1(ESE-1EP)						
103696	PO0-OHC9_350	9	350							2(APD-OPPCL150P)
103697	PO0-OHC9_350	9	350							2(APD-OPPCL150P)
103698	PO0-OHC9_350	9	350	1(ESD-2EP);1(ESE-1EP)						2(APD-OPLCL150P) + APD-OPPCL150P
105128	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)
105129	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)
105130	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)
105131	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)
105139	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)
104170	PO0-OHC9_350	9	350							2(APD-OPPCL150P)
105140	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)
105141	PO0-OHC10_400	10	400							2(APD-OPPCL150P)

# ANEXO 5

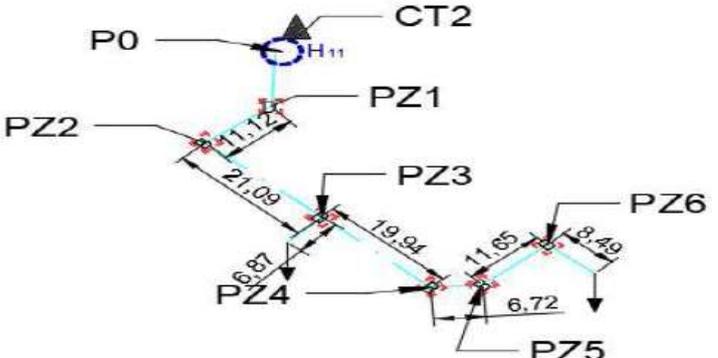
## Caída de voltaje red primaria existente

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A EMELNORTE		COMPUTOS DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS PRIMARIOS			HOJA: 1					
NOMBRE DEL PROYECTO: PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		TIPO DE INSTALACION: AEREA			FECHA: jul-22					
					NIVEL DE VOLTAJE PRIMARIO: 13,8 kV					
TIPO DE CONDUCTOR: ACSR		LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE: 1%			No. DE FASES: 3					
ESQUEMA:		CALIBRE DEL CONDUCTOR: 2/0								
DATOS				CARGA TOTAL		CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORM.		kVA	FASES	No. DE CALIBRE		FDV	CAIDA DE VOLTAJE (%)	
DESIG.	L (Km)	No.	kVA			AWG	kVA-Km		PARCIAL	ACUMULADO
0-1	0,028		0	825	3	2/0	3261	23,10	0,0071	0,71%
1-2	0,036		0	825	3	2/0	3261	29,70	0,0091	1,62%
2-3	0,042		0	825	3	2/0	3261	34,65	0,0106	2,68%
3-10	0,047	CT1	75	825	3	2/0	3261	38,78	0,0119	3,87%
3-10	0,047		0	125	3	2/0	3261	5,88	0,0018	0,18%
3-4	0,054		0	125	3	2/0	3261	6,75	0,0021	0,39%
4-5	0,027	CT5	75	125	3	2/0	3261	3,38	0,0010	0,49%
5-6	0,014			50	3	2/0	3261	0,70	0,0002	0,51%
6-7	0,058			50	3	2/0	3261	2,90	0,0009	0,60%
7-8	0,045			50	3	2/0	3261	2,25	0,0007	0,67%
8-9	0,023	CT12	50	50	3	2/0	3261	1,15	0,0004	0,71%
10-11	0,015	CT2,3,4	200	200	3	2/0	3261	3,00	0,0009	0,09%
10-12	0,069			425	3	2/0	3261	29,33	0,0090	0,99%
12-13	0,039			425	3	2/0	3261	16,76	0,0051	1,51%
13-14	0,03	CT6	75	75	3	2/0	3261	2,25	0,0007	1,57%
13-15	0,058			350	3	2/0	3261	20,30	0,0062	0,62%
15-16	0,015			200	3	2/0	3261	3,00	0,0009	0,71%
16-17	0,002	0	0	200	3	2/0	3261	0,30	0,0001	0,72%
17-18	0,035	CT9	75	200	3	2/0	3261	7,06	0,0022	0,94%
18-19	0,013			125	3	2/0	3261	1,63	0,0005	0,99%
19-21	0,046	CT8	75	75	3	2/0	3261	3,43	0,0011	1,10%
19-20	0,057	CT7	50	50	3	2/0	3261	2,85	0,0009	1,18%
22-23	0,017		0	150	3	2/0	3261	2,55	0,0008	1,26%
23-24	0,031	CT10	75	75	3	2/0	3261	2,31	0,0007	1,33%
23-25	0,05	CT11	75	75	3	2/0	3261	3,74	0,0011	1,45%
										3,87%

## Caída voltaje del secundario CT1

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may.-22	HOJA:				
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT1-75KVA				
TIPO DE INSTALACION:	AEREA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%					
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	D	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico					
										
DATOS		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	L(m)					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	48	1	15,07	0,368	Trifásico	# 2	396	735,7723811	1,54	1,54
1-2	42	1	15,07	0,368	Trifásico	# 2	396	648,2576045	1,36	2,90
2-3	29	1	15,07	0,684	Trifásico	# 2	396	456,7643359	0,96	0,96
3-4	34	1	15,07	0,579	Trifásico	# 2	396	531,9378603	1,11	2,07
4-5	23	1	15,07	0,000	Trifásico	# 4	326	346,6245278	0,88	2,95
5-6	37	1	15,07	0,421	Trifásico	# 4	326	573,0314485	1,46	1,46
6-7	31	1	15,07	0,000	Trifásico	# 4	326	467,0547983	1,19	2,65
7-8	27	1	15,07	0,421	Trifásico	# 4	326	418,1580941	1,06	3,71

## CAÍDA VOLTAJE DEL SECUNDARIO CT2

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may.-22	HOJA:				
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2-75KVA				
TIPO DE INSTALACION:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%					
CONDUCTOR: Preens. "P"; Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico					
										
DATOS		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	L(m)					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
P0-PZ1	10	1	30,00	0,632	Trifásico	# 1/0	1170	306,3157895	0,25	0,25
PZ1-PZ2	11	1	30,00	0,211	Trifásico	# 1/0	1170	332,3157895	0,26	0,53
PZ2-PZ3	21	1	30,00	0,211	Trifásico	# 1/0	1170	634,4210526	0,53	1,05
PZ3-TG1	7	1	30,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	210	0,17	1,23
PZ3-PZ4	20	1	15,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	321,0526316	0,27	1,49
PZ4-PZ5	7	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	105	0,09	1,58
PZ5-PZ6	12	1	15,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	205,2631579	0,17	1,75
PZ6-TG2	9	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	135	0,11	1,86

### Caída voltaje del secundario CT3

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCION DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may-22	HOJA:				
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2- 75KVA				
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%					
CONDUCTOR: Pream. "P", Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	<b>Trifásico</b>					
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	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
CT3-P0	12	1	15,00	2,526	Trifásico	# 1/0	1170	210,3157895	0,17	0,17
P0-PZ1	11	1	15,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	176,5789474	0,15	0,32
PZ1-PZ2	11	1	20,00	3,947	Trifásico	# 1/0	1170	263,4210526	0,22	0,54
P0-PZ3	18	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	270	0,22	0,76

### Caída voltaje del secundario CT4

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCION DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may-22	HOJA:				
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2- 75KVA				
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%					
CONDUCTOR: Pream. "P", Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	<b>Trifásico</b>					
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	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
CT4-P0	12	1	15,00	1,263	Trifásico	# 1/0	1170	195,1578947	0,16	0,16
P0-PZ1	11	1	15,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	169,6315789	0,14	0,30
PZ1-PZ2	11	1	15,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	169,6315789	0,14	0,44
PZ2-PZ3	21	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	315	0,26	0,70
PZ3-PZ4	10	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	150	0,12	0,83
PZ4-PZ5	20	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	300	0,25	1,08
PZ5-PZ6	9	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	105	0,09	1,16
PZ6-PZ5	9	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	135	0,11	1,27

### Caída voltaje del secundario CT5

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES			
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may-22	HOJA:	
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	Limite de Caída de Voltaje:	3%	
CONDUCTOR: Presa. "P", Desc. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico	

DATOS		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	DESIG.					L(m)	FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)
DESIG.	L(m)	CONSUM.	KVA/tramo	KVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT5-PZ1	8	1	15,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	136,8421053	0,11	0,11
PZ1-PZ2	20	1	15,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	321,0526316	0,27	0,38
PZ2-TG3	10	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	150	0,12	0,50
PZ1-PZ3	12	1	15,00	0,842	Trifásico	# 1/0	1170	190,1052632	0,16	0,66
PZ3-PZ4	27	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	405	0,34	1,00
PZ4-TG2	10	1	15,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	154,2105263	0,13	1,12
CT5-P1	15	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	225	0,19	1,31
P1-PZ5	12	1	15,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	185,0526316	0,15	1,46
PZ5-PZ6	14	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	210	0,17	1,64
PZ6-PZ7	32	1	15,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	493,4736842	0,41	2,05
PZ7-TGE1	11	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	165	0,14	2,18
PZ6-PZ8	28	1	15,00	0,211	Trifásico	# 1/0	1170	425,8947368	0,36	2,54
PZ8-PZ9	18	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	270	0,22	2,76

### Caída voltaje del secundario CT6

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES			
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may-22	HOJA:	
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	Limite de Caída de Voltaje:	3%	
CONDUCTOR: Presa. "P", Desc. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico	

DATOS		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	DESIG.					L(m)	FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)
DESIG.	L(m)	CONSUM.	KVA/tramo	KVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0-1	15	1	8,29	1,263	Trifásico	# 4	510	143,2442099	0,29	0,29
1-2	7	1	8,29	0,421	Trifásico	# 4	510	60,9526111	0,12	0,41
0-Pz1	34	2	16,57	0,421	Trifásico	# 4	510	582,5531143	1,17	1,17
Pz1-Pz2	39	2	16,57	0,000	Trifásico	# 4	510	646,3435757	1,29	2,46
Pz2-3	10	2	16,57	0,000	Trifásico	# 4	510	165,729122	0,27	2,73

### Caída voltaje del secundario CT7

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may.-22	HOJA:				
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No.		CT2- 75KVA		
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%				
CONDUCTOR: Presa, "P"; Desc. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico				
DATOS				CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO			
TRAMO	Nro.	Carga/usuario	Luminarias		FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	KVA/tramo	KVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT7-P1	5	1	15,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	85,52631579	0,07	0,07
P1-TG2	14	1	15,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	224,7368421	0,19	0,26
TG2-P2	12	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	180	0,15	0,41
P2-TG1	12	1	15,00	0,526	Trifásico	# 1/0	1170	186,3157895	0,15	0,56
P2-P3	25	1	15,00	0,526	Trifásico	# 1/0	1170	388,1578947	0,32	0,88
P2-P4	14	1	15,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	215,8947368	0,18	1,06
P4-P5	41	1	15,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	615	0,51	1,57

### Caída voltaje del secundario CT8

<b>EmelNorte</b>				COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES						
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may.-22	HOJA:				
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No.		CT2- 75KVA		
TIPO DE INSTALACIÓN:		SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%				
CONDUCTOR: Presa, "P"; Desc. "D":		TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	Trifásico				
DATOS				CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO			
TRAMO	Nro.	Carga/usuario	Luminarias		FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)		
DESIG.	L(m)	CONSUM.	KVA/tramo	KVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT8-PZ1	10	1	25,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	271,0526316	0,22	0,22
PZ1-TG1	20	1	25,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	521,0526316	0,43	0,66
CT8-LUM	40	1	25,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	1042,105263	0,87	1,52

### Caída voltaje del secundario CT9

<b>EmelNorte</b>			COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES				
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may-22	HOJA:	
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2- 75KVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Prens. "P", Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	<b>Trifásico</b>		

DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Nro.	CONSUM.				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)		kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P0-PZ1	12	1	47,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	589,2631579	0,49	0,49
PZ1-TG1	10	1	47,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	480,5263158	0,40	0,89
P0-P1	36	1	5,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	180	0,15	1,03
P1-P2	15	1	5,00	0,842	Trifásico	# 1/0	1170	87,63157895	0,07	1,11

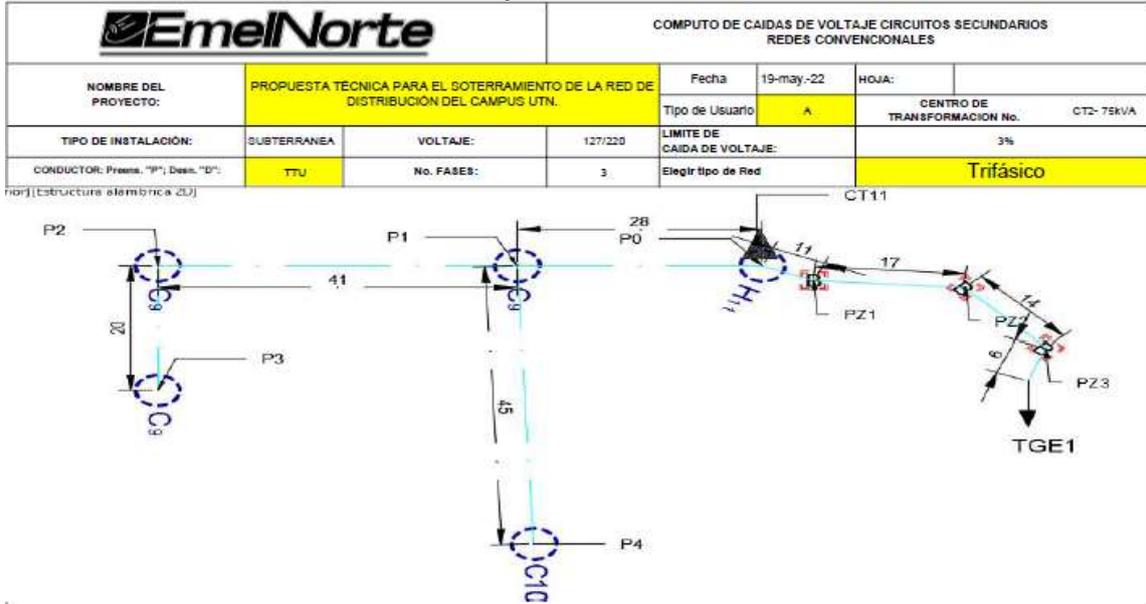
### Caída voltaje del secundario CT10

<b>EmelNorte</b>			COMPUTO DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS SECUNDARIOS REDES CONVENCIONALES				
NOMBRE DEL PROYECTO:		PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.		Fecha	19-may-22	HOJA:	
				Tipo de Usuario	A	CENTRO DE TRANSFORMACION No. CT2- 75KVA	
TIPO DE INSTALACIÓN:	SUBTERRANEA	VOLTAJE:	127/220	LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE:	3%		
CONDUCTOR: Prens. "P", Desn. "D":	TTU	No. FASES:	3	Elegir tipo de Red	<b>Trifásico</b>		

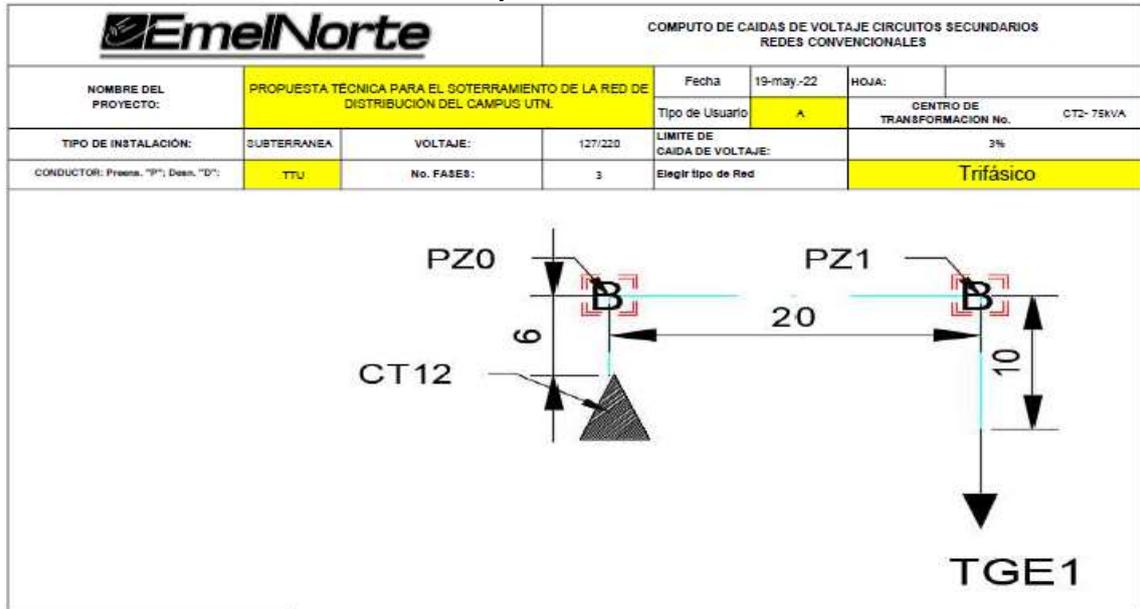
DATOS			Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	Nro.	CONSUM.				FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)		kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	kVA-m	kVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P0-P1	10	1	5,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	71,05263158	0,06	0,06
P0-PZ0	11	1	47,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	528,5789474	0,44	0,50
PZ0-PZ1	15	1	47,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	705	0,58	1,08
PZ1-PZ2	25	1	47,00	0,842	Trifásico	# 1/0	1170	1196,052632	0,99	2,07
PZ2-TGE1	8	1	47,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	376	0,31	2,38
P0-P2	33	1	5,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	178,8947368	0,15	2,53
P2-P3	27	1	5,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	135	0,11	2,64
P2-P4	17	1	5,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	92,15789474	0,08	2,72
P4-P5	15	1	5,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	75	0,06	2,78

### Caída voltaje del secundario CT11



DATOS		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	L(m)					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P0-P1	28	1	8,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	262,9473684	0,23	0,23
P1-P2	41	1	8,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	371,1578947	0,31	0,54
P1-P3	20	1	8,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	181,0526316	0,15	0,69
P1-P4	45	1	8,00	0,842	Trifásico	# 1/0	1170	397,8947368	0,33	1,02
P0-PZ1	11	1	20,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	220	0,18	1,21
PZ1-PZ2	17	1	20,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	347,1578947	0,29	1,49
PZ2-PZ3	14	1	20,00	0,000	Trifásico	# 1/0	1170	260	0,23	1,72
PZ3-TG1	6	1	20,00	0,421	Trifásico	# 1/0	1170	122,5263158	0,10	1,83

### Caída voltaje del secundario CT12



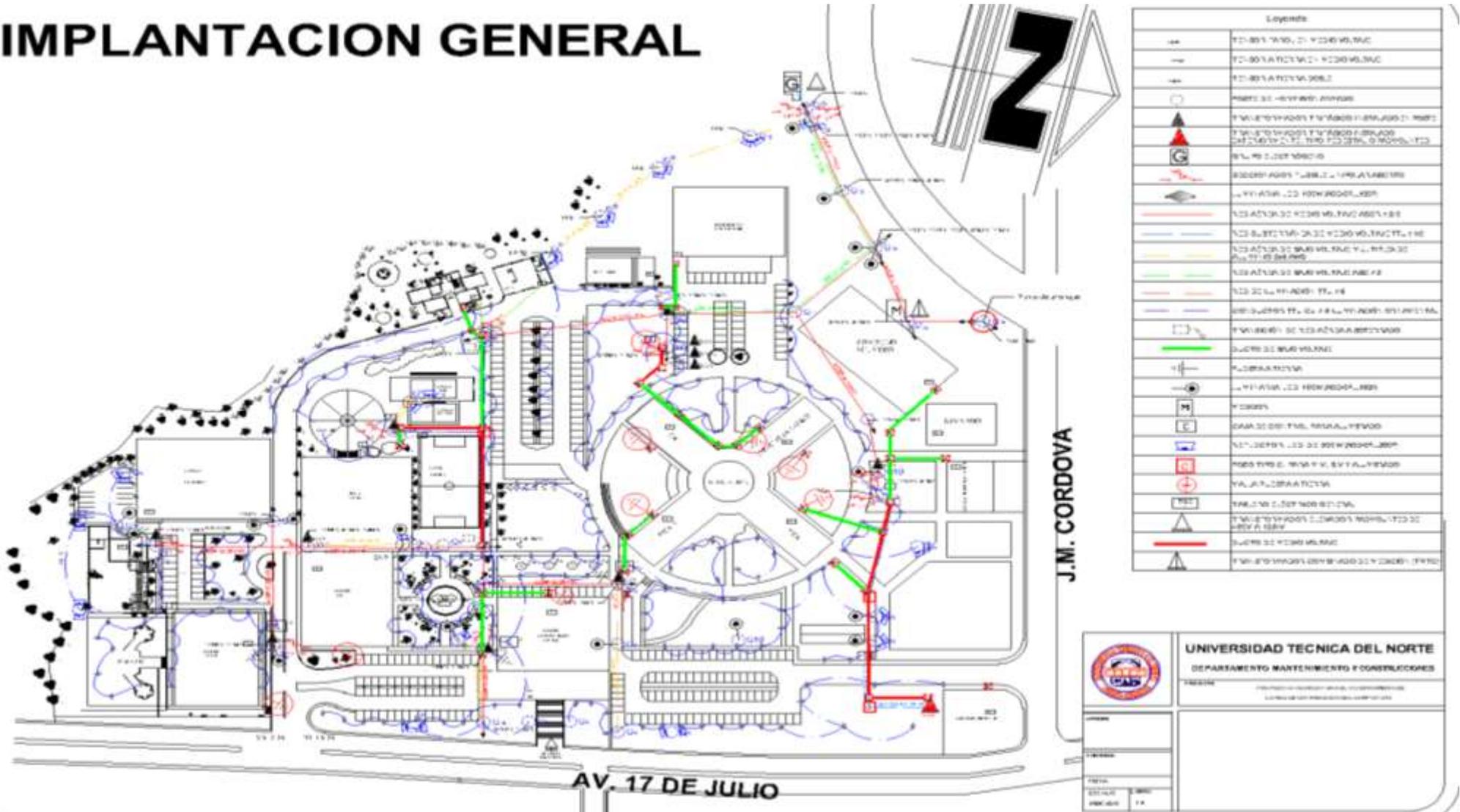
DATOS		Nro.	Carga/usuario	Luminarias	CIRCUITO	CONDUCTOR		COMPUTO		
TRAMO	L(m)					FASE	CALIBRE	FDV	CAIDA VOLTAJE (%)	
DESIG.	L(m)	CONSUM.	kVA/tramo	kVA/tramo	Conf. de red	AWG	KVA-m	KVA-m	PARCIAL	ACUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
CT12-PZ0	6	1	20,00	2,105	Trifásico	# 1/0	1170	132,6315789	0,11	0,11
PZ0-PZ1	20	1	20,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	421,0526316	0,35	0,46
PZ1-TGE1	10	1	20,00	1,053	Trifásico	# 1/0	1170	210,5263158	0,17	0,63



# Anexo 7

Planos de red existente

## IMPLANTACION GENERAL



Leyenda	
---	TUBERIA DE PVC 110mm x 1.5mm
---	TUBERIA DE PVC 150mm x 2.0mm
---	TUBERIA DE PVC 200mm x 2.5mm
○	POZOS DE 1.00m x 1.00m
▲	POZOS DE 1.50m x 1.50m
▲	POZOS DE 2.00m x 2.00m
▲	POZOS DE 2.50m x 2.50m
▲	POZOS DE 3.00m x 3.00m
▲	POZOS DE 3.50m x 3.50m
▲	POZOS DE 4.00m x 4.00m
▲	POZOS DE 4.50m x 4.50m
▲	POZOS DE 5.00m x 5.00m
▲	POZOS DE 5.50m x 5.50m
▲	POZOS DE 6.00m x 6.00m
▲	POZOS DE 6.50m x 6.50m
▲	POZOS DE 7.00m x 7.00m
▲	POZOS DE 7.50m x 7.50m
▲	POZOS DE 8.00m x 8.00m
▲	POZOS DE 8.50m x 8.50m
▲	POZOS DE 9.00m x 9.00m
▲	POZOS DE 9.50m x 9.50m
▲	POZOS DE 10.00m x 10.00m
▲	POZOS DE 10.50m x 10.50m
▲	POZOS DE 11.00m x 11.00m
▲	POZOS DE 11.50m x 11.50m
▲	POZOS DE 12.00m x 12.00m
▲	POZOS DE 12.50m x 12.50m
▲	POZOS DE 13.00m x 13.00m
▲	POZOS DE 13.50m x 13.50m
▲	POZOS DE 14.00m x 14.00m
▲	POZOS DE 14.50m x 14.50m
▲	POZOS DE 15.00m x 15.00m
▲	POZOS DE 15.50m x 15.50m
▲	POZOS DE 16.00m x 16.00m
▲	POZOS DE 16.50m x 16.50m
▲	POZOS DE 17.00m x 17.00m
▲	POZOS DE 17.50m x 17.50m
▲	POZOS DE 18.00m x 18.00m
▲	POZOS DE 18.50m x 18.50m
▲	POZOS DE 19.00m x 19.00m
▲	POZOS DE 19.50m x 19.50m
▲	POZOS DE 20.00m x 20.00m
▲	POZOS DE 20.50m x 20.50m
▲	POZOS DE 21.00m x 21.00m
▲	POZOS DE 21.50m x 21.50m
▲	POZOS DE 22.00m x 22.00m
▲	POZOS DE 22.50m x 22.50m
▲	POZOS DE 23.00m x 23.00m
▲	POZOS DE 23.50m x 23.50m
▲	POZOS DE 24.00m x 24.00m
▲	POZOS DE 24.50m x 24.50m
▲	POZOS DE 25.00m x 25.00m
▲	POZOS DE 25.50m x 25.50m
▲	POZOS DE 26.00m x 26.00m
▲	POZOS DE 26.50m x 26.50m
▲	POZOS DE 27.00m x 27.00m
▲	POZOS DE 27.50m x 27.50m
▲	POZOS DE 28.00m x 28.00m
▲	POZOS DE 28.50m x 28.50m
▲	POZOS DE 29.00m x 29.00m
▲	POZOS DE 29.50m x 29.50m
▲	POZOS DE 30.00m x 30.00m
▲	POZOS DE 30.50m x 30.50m
▲	POZOS DE 31.00m x 31.00m
▲	POZOS DE 31.50m x 31.50m
▲	POZOS DE 32.00m x 32.00m
▲	POZOS DE 32.50m x 32.50m
▲	POZOS DE 33.00m x 33.00m
▲	POZOS DE 33.50m x 33.50m
▲	POZOS DE 34.00m x 34.00m
▲	POZOS DE 34.50m x 34.50m
▲	POZOS DE 35.00m x 35.00m
▲	POZOS DE 35.50m x 35.50m
▲	POZOS DE 36.00m x 36.00m
▲	POZOS DE 36.50m x 36.50m
▲	POZOS DE 37.00m x 37.00m
▲	POZOS DE 37.50m x 37.50m
▲	POZOS DE 38.00m x 38.00m
▲	POZOS DE 38.50m x 38.50m
▲	POZOS DE 39.00m x 39.00m
▲	POZOS DE 39.50m x 39.50m
▲	POZOS DE 40.00m x 40.00m
▲	POZOS DE 40.50m x 40.50m
▲	POZOS DE 41.00m x 41.00m
▲	POZOS DE 41.50m x 41.50m
▲	POZOS DE 42.00m x 42.00m
▲	POZOS DE 42.50m x 42.50m
▲	POZOS DE 43.00m x 43.00m
▲	POZOS DE 43.50m x 43.50m
▲	POZOS DE 44.00m x 44.00m
▲	POZOS DE 44.50m x 44.50m
▲	POZOS DE 45.00m x 45.00m
▲	POZOS DE 45.50m x 45.50m
▲	POZOS DE 46.00m x 46.00m
▲	POZOS DE 46.50m x 46.50m
▲	POZOS DE 47.00m x 47.00m
▲	POZOS DE 47.50m x 47.50m
▲	POZOS DE 48.00m x 48.00m
▲	POZOS DE 48.50m x 48.50m
▲	POZOS DE 49.00m x 49.00m
▲	POZOS DE 49.50m x 49.50m
▲	POZOS DE 50.00m x 50.00m



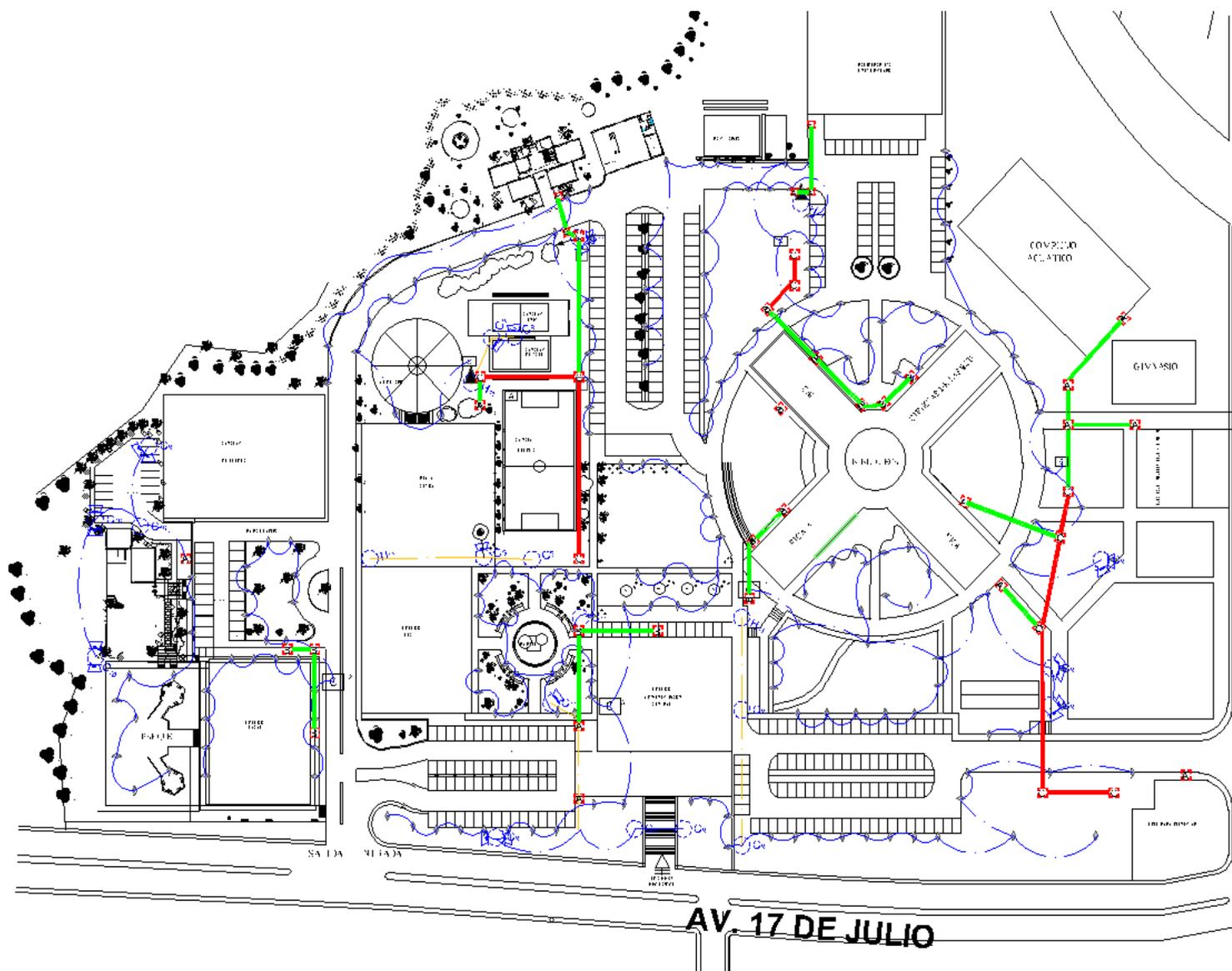
UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE  
DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO Y OBRAS

PROYECTO	
FECHA	
ESTADO	
PROYECTADO POR	
REVISADO POR	
APROBADO POR	





Plano 4



J.M. CORDOVA

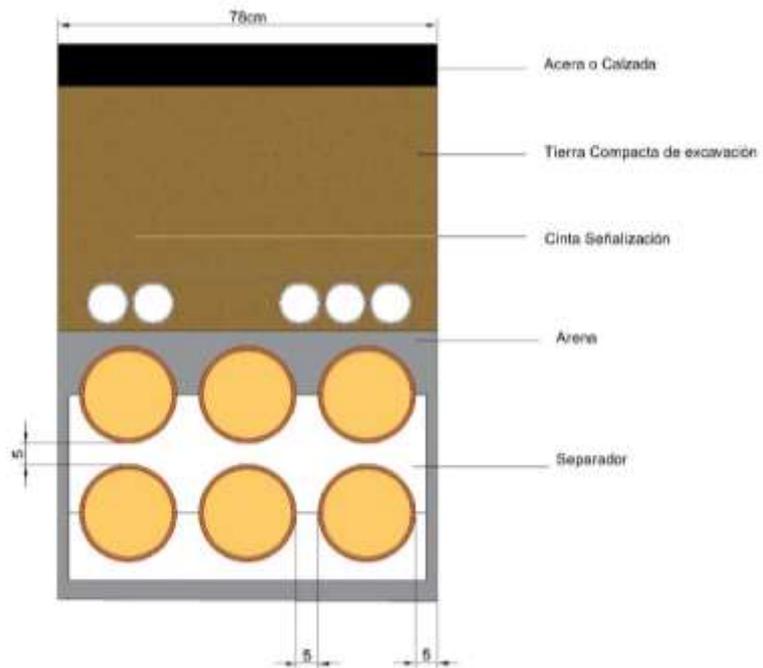
Leyenda	
	LUMINARIA LED 100W/3000P...100P
	CONDUCTOR TIPO C para LUMINACION ORNAMENTAL
	LUMINARIA LED 160W/3000P...160W
	CABA DE CONTROL PARA ALBYSTADO
	REFLECTOR LED DE 200W/3000P...200P
	POZO TIPO C PARA V.M. B.V Y ALBYSTADO EXISTENTES
	DUCTOS DE MEDIO VOLTAJE EXISTENTES
	DUCTOS DE BAJO VOLTAJE EXISTENTES

	<b>UNIVERSIDAD TECNICA DEL NORTE</b>
	DEPARTAMENTO MANTENIMIENTO Y CONSTRUCCIONES
PROYECTO	PROYECTO DE INVESTIGACION PARA EL USO DE BIOMATERIALES QUE LA RED DE LUMINACION DEL CAMPUS UTE
APROBADO	
COMPROBADO	Elaborado en el control de calidad por el personal autorizado.
FECHA	
ESCALA	LIBRE
HOJAS	44

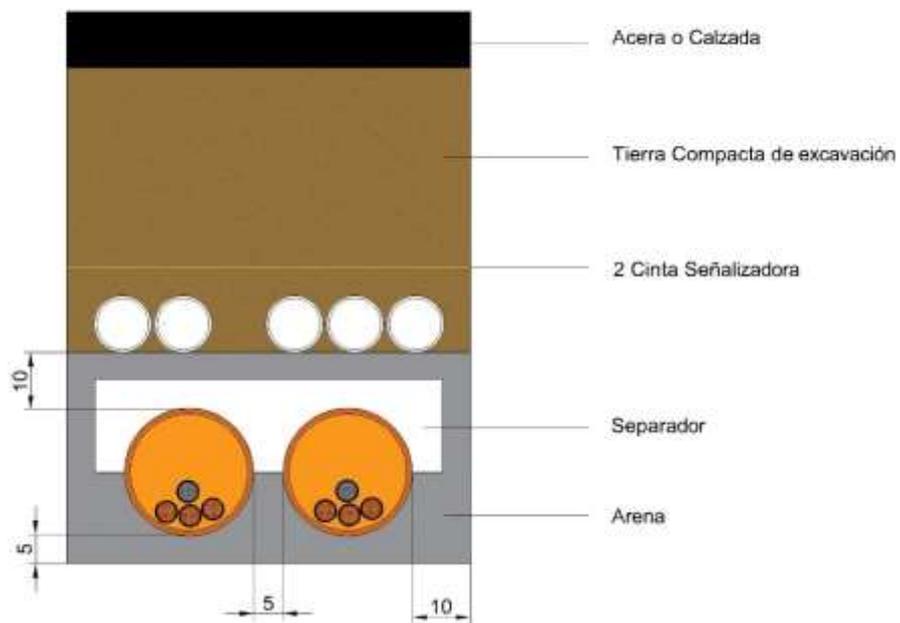
# ANEXO 8

## Configuración de ductos

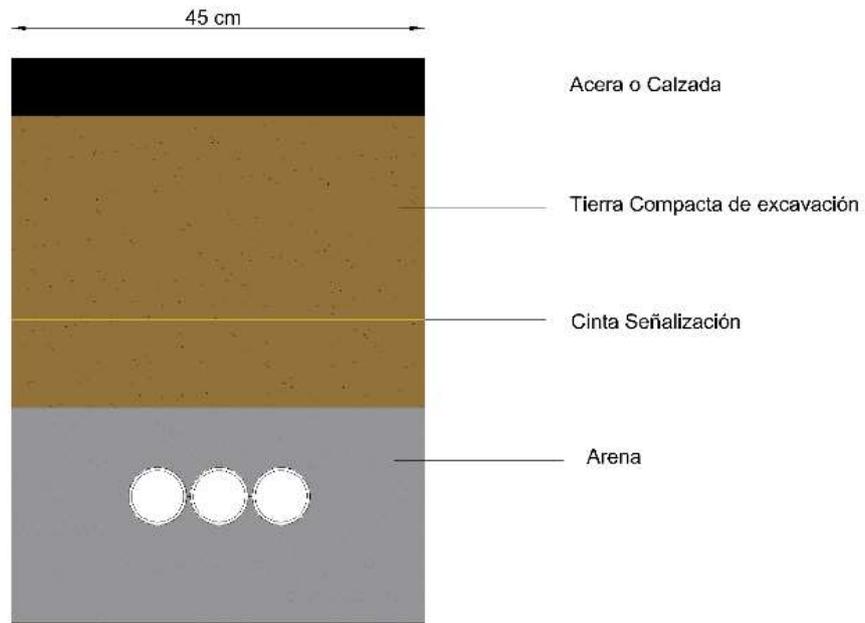
Configuración de ductos de M.V, B.V , Alumbrado ornamental y Sistemas de comunicación



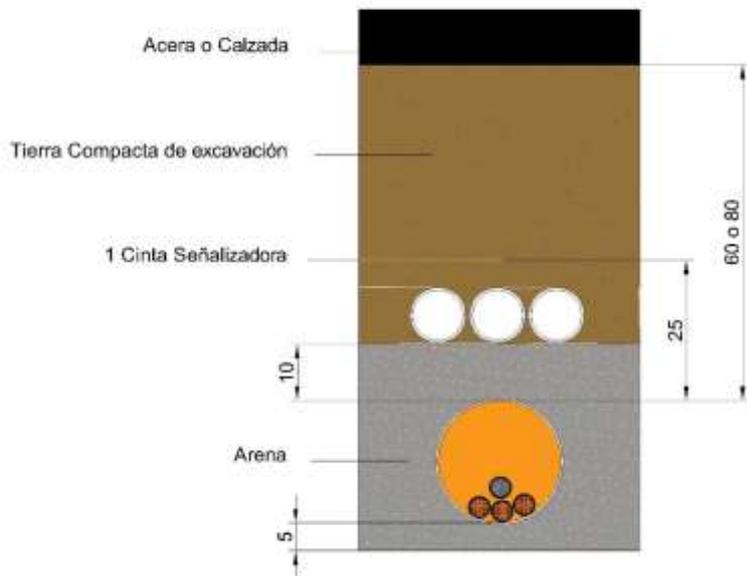
Configuración de ductos de B.V, Alumbrado Ornamental y Sistemas de comunicación



## Configuración de ductos de alumbrado ornamental



## Configuración de ductos de B.V y Sistemas de comunicación



# ANEXO 9

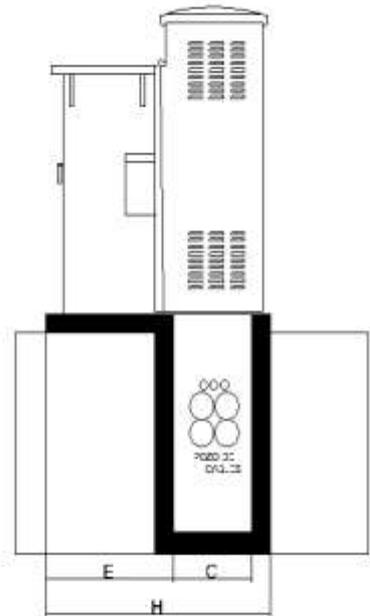
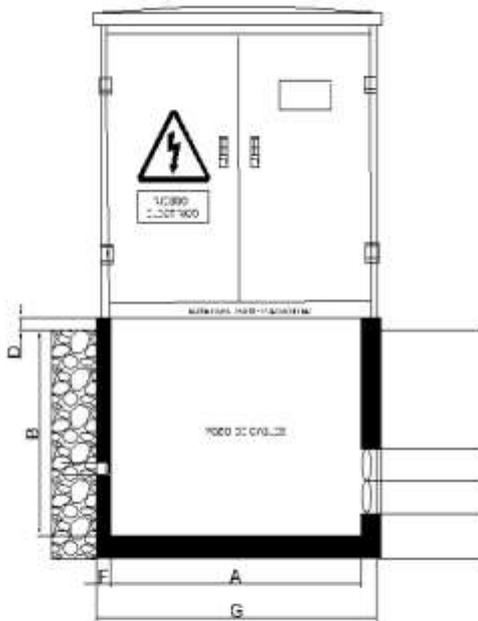
## Diseño del transformador padmounted

VISTA DE FRENTE

VISTA LATERAL

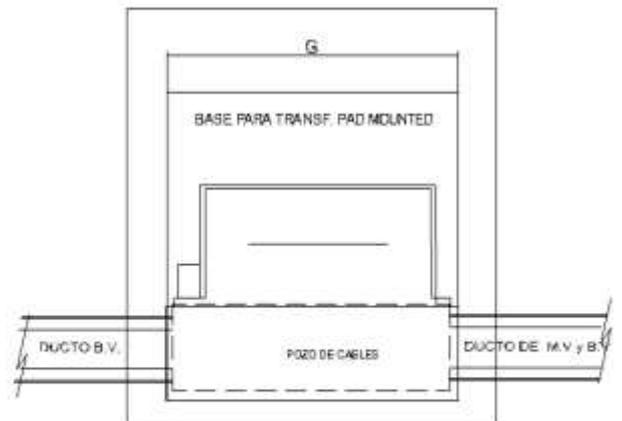
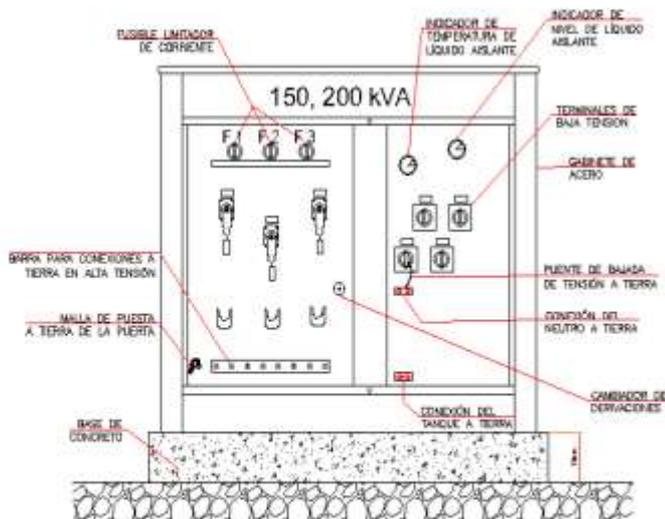
Dimensiones de base para los Transformadores Padmounted de 150 y 200 kVA

A	1240 mm
B	800 mm
C	535 mm
D	150 mm
E	608 mm
F	200 mm
G	1840 mm
H	1373 mm

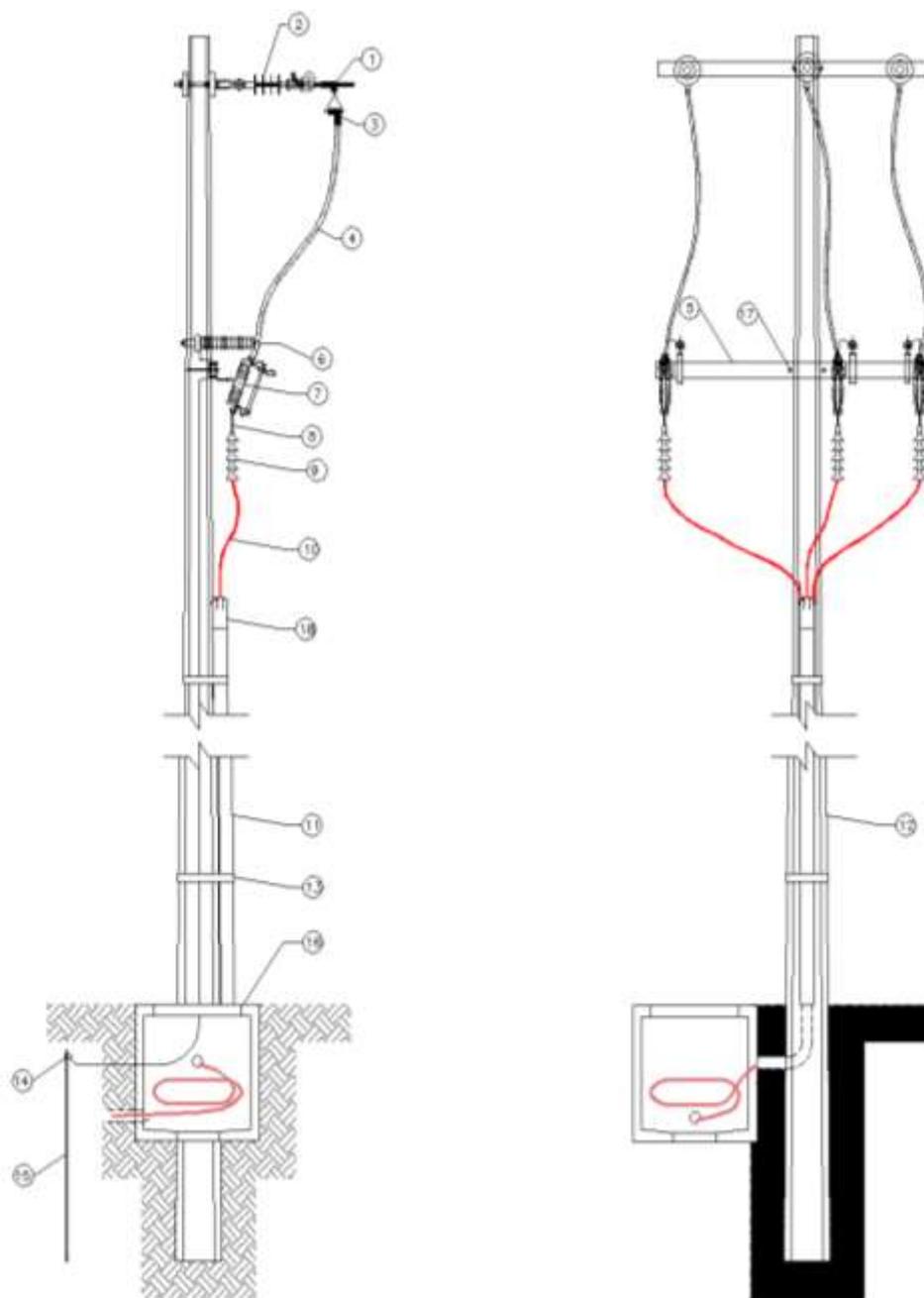


VISTA FRONTAL

VISTA DE PLANTA



## ANEXO 10



### LISTA DE MATERIALES

- |  |  |
|--|--|
| 1.-CONECTOR TIPO ESTRIBO.                  | 10.-CONDUCTOR DE COBRE TIPO 15 KV, CON AISLAMIENTO XLPE 133%<br>2/0 AWG. |
| 2.-AISLADOR TIPO SUSPENSIÓN                | 11.-TUBERÍA RÍGIDA DE ACERO GALVANIZADO 4".                              |
| 3.-CONECTOR TIPO PERICO.                   | 12.-POSTE DE CONCRETO.   |
| 4.-CONDUCTOR ACSR 2/0.                     | 13.-CINTA METÁLICA ACERO INOX. DE 1/2 DE ESPESOR.                        |
| 5.-CRUCETA DE ACERO GALVANIZADO, PERFIL L. | 14.-SOLDADURA EXOTÉRMICA.  |
| 6.- APARTARRAYOS RISER-TÓLE                | 15.-VARILLA COOPERWELD.  |
| 7.-CORTACIRCUITOS FUSIBLE                  | 16.-REGISTRO DE CONCRETO PREFABRICADO.                                   |
| 8.-CONECTOR TIPO BAYONETA.                 | 17.-ABRAZADERA TIPO UC.  |
| 9.-TERMINAL DE USO EXTERIOR.               | 18.- SELLO TERMOCONTRACTIL O<br>CODO METÁLICO REVERSIBLE.                |

# Anexo 11

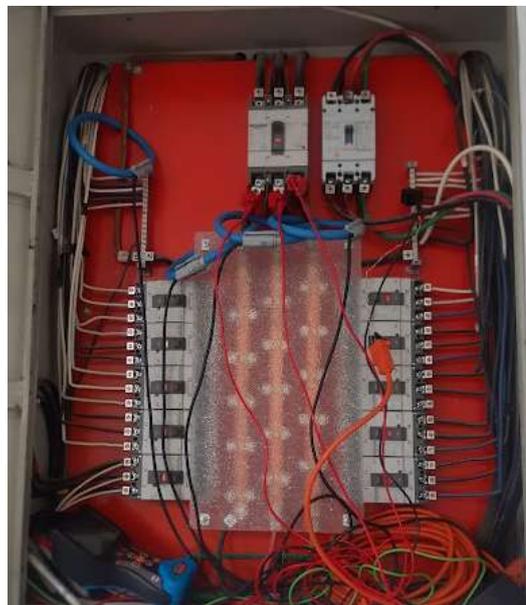
## Caída de Medio Voltaje (Red propuesta)

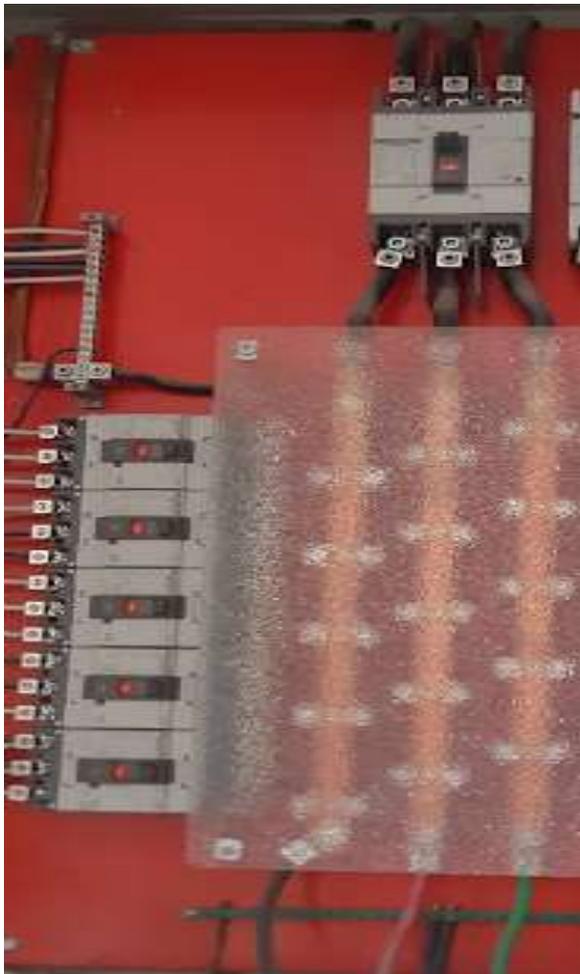
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE S.A EMELNORTE		COMPUTOS DE CAIDAS DE VOLTAJE CIRCUITOS PRIMARIOS			HOJA: 1					
					FECHA: Okt.22					
NOMBRE DEL PROYECTO:		Propuesta Técnica Para El Soterramiento De La Red De Distribución Del Campus UTN.			NIVEL DE VOLTAJE PRIMARIO: 13,8 kV					
					No. DE FASES: 3					
TIPO DE INSTALACION: SUBTERRANEA					LIMITE DE CAIDA DE VOLTAJE: 1%					
TIPO DE CONDUCTOR: 15kV Cu					CALIBRE DEL CONDUCTOR: 2/0					
E										
DATOS				CARGA TOTAL	CONDUCTOR			COMPUTO		
TRAMO		CENTRO DE TRANSFORM.			No. DE CALIBRE		FDV	CAIDA DE VOLTAJE (%)		
DESIG.	L (Km)	No.	kVA	kVA	FASES	AWG	kVA-Km	kVA-Km	PARCIAL	CUMULADO
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PA-PZ0	0,008		0	650	3	2/0	4735	5,20	0,00110	0,11%
PZ0-PZ1	0,023		0	650	3	2/0	4735	14,95	0,00316	0,43%
PZ1-PZG-1	0,015		0	650	3	2/0	4735	9,75	0,00206	0,83%
PZG-1-PZG-2	0,027		0	650	3	2/0	4735	17,55	0,00371	1,00%
PZG-2-PZG-3	0,037	GEN	0	650	3	2/0	4735	24,05	0,00508	1,51%
PZG-3-PZG-4	0,037		0	650	3	2/0	4735	24,05	0,00508	0,51%
PZG-2-PZG-5	0,027		0	650	3	2/0	4735	17,55	0,00371	0,88%
PZG-1-PZ1	0,015		0	650	3	2/0	4735	9,75	0,00206	1,08%
PZ1-PZ2	0,022		0	650	3	2/0	4735	14,30	0,00302	1,39%
PZ2-PZ3	0,023		0	650	3	2/0	4735	14,95	0,00316	1,70%
PZ3-PZ4	0,044		0	150	3	1/0	3478	6,60	0,00190	0,19%
PZ4-PZ5	0,008		0	150	3	1/0	3478	1,20	0,00035	0,22%
PZ5-PZ6	0,017		0	150	3	1/0	3478	2,55	0,00073	0,30%
PZ6-PZ7	0,01	CT1	150	150	3	1/0	3478	1,50	0,00043	0,34%
PZ3-PZ15	0,045		0	500	3	2/0	4735	22,50	0,00475	0,48%
PZ15-PZ22	0,034	CT2	150	500	3	2/0	4735	17,00	0,00359	0,83%
PZ22-PZ23	0,051		0	350	3	2/0	4735	17,85	0,00377	1,21%
PZ23-PZ27	0,035	CT3	150	350	3	2/0	4735	12,25	0,00259	1,47%
PZ27-PZ45	0,023		0	200	3	2/0	4735	4,60	0,00097	1,57%
PZ45-PZ46	0,032		0	200	3	2/0	4735	6,40	0,00135	1,70%
PZ47-PZ47	0,022	CT4	200	200	3	2/0	4735	4,40	0,00093	1,80%

Calibre Conductor Fase / Neutro	22 000 - 12 700 V			13 800 - 7 967 V		
	Cobre			Cobre		
	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C
4 ( 4 )	798	3.182	4.758	313	1.253	1.874
2 ( 4 )	966	3.663	5.771	360	1.521	2.273
2 ( 2 )	1.224	4.897	7.399	462	1.829	2.879
1/0 ( 2 )	1.481	5.923	8.831	583	2.333	3.478
2/0 ( 2 )	1.583	6.331	9.435	623	2.493	3.716
2/0 ( 1/0 )	2.021	8.083	12.024	796	3.183	4.735
3/0 ( 1/0 )	2.222	8.867	13.219	875	3.500	5.202
3/0 ( 2/0 )	2.452	9.807	14.563	966	3.862	5.735
4/0 ( 1/0 )	2.386	9.544	14.176	940	3.759	5.583
4/0 ( 2/0 )	2.653	10.612	15.746	1.045	4.179	6.201

## ANEXO 12

Instalación del analizador de redes en los tableros de distribución general del campus universitario







## ANEXO 13

Planilla para la determinación de demandas de diseño para usuarios comerciales o industriales (CT-1)

ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA.								
FECHA:	27.09.2022						Hoja 1 de 4	
PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.								
ACTIVIDAD TIPO:								
LOCALIZACIÓN: Ibarra en la avenida 17 de julio 5-21 y Gral. José María Córdova								
Nro. DE USUARIOS:	1	5						
<b>PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES O INDUSTRIALES:</b>								
ITEM	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			CI(W)	FFUN(%)	CIR(W)	FSn(%)	DMU(W)
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn(W)					
1	FICA	1	25000	25000	70	17500	70	12250
2	Bienestar	1	50000	50000	80	40000	75	30000
3	Piscina	1	4000	4000	60	2400	60	1440
4	Gym	1	4000	4000	60	2400	60	1440
5	Editorial	1	4000	4000	60	2400	50	1200
6	Alumbrado de piso	59	100	5900	100	5900	35	2065
7	Reflectores	8	400	3200	100	3200	35	1120
8	Alumbrado en poste	4	150	600	100	600	35	210
<b>TOTALES</b>				<b>96700</b>		<b>74400</b>		<b>49725</b>
FACTOR DE POTENCIA:		0,85						
DMU(KVA):		58,50						
N:		5						
FD:		2,19						
DD (KVA):		133,56						
DEMANDA DE DISEÑO (KVA):		133,56						
TRANSF. COMERCIAL(kVA):		150,00						
		Factor de Demanda Maxima FDM=DMU(W)/CIR(W)		0,668				
		Número de Usuarios (N):		5				
		Factor de Diversidad (FD):		2,19				
<p><b>FFun.-</b> Factor de frecuencia de uso  <b>CIR.-</b> Carga Instalada por Consumidor Representativo  <b>FSn.-</b> Factor de Simultaneidad  <b>DMU.-</b> Demanda Maxima Unitaria  <b>FDM.-</b> Factor de Demanda Maxima</p>								
<b>Observaciones:</b>								
De acuerdo al cálculo de la demanda de diseño se instalará un transformador de 150 kVA								

Planilla para la determinación de demandas de diseño para usuarios comerciales o industriales (CT-2)

ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA.								
FECHA:	27.09.2022							Hoja 2 de 4
PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.								
ACTIVIDAD TIPO:								
LOCALIZACIÓN: Ibarra en la avenida 17 de julio 5-21 y Gral. José María Córdova								
Nro. DE USUARIOS:	1	5						
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES O INDUSTRIALES:								
ITEM	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			CI(W)	FFUN(%)	CIR(W)	FSn(%)	DMU(W)
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn(W)					
1	CAI	1	30000	30000	70	21000	75	15750
2	FSSCC	1	25000	25000	70	17500	60	10500
3	FICAYA	1	40000	40000	70	28000	60	16800
4	Biblioteca	1	20000	20000	60	12000	60	7200
5	Posgrado	1	7000	7000	60	4200	60	2520
6	Alumbrado de piso	41	100	4100	100	4100	35	1435
TOTALES				<b>126100</b>		<b>86800</b>		<b>54205</b>
FACTOR DE POTENCIA:		0,85		Factor de Demanda Maxima FDM=DMU(W)/CIR(W)		<b>0,624</b>		
DMU(KVA):		63,77		Número de Usuarios (N):		5		
N:		5		Factor de Diversidad (FD):		2,19		
FD:		2,19						
DD (KVA):		145,59						
DEMANDA DE DISEÑO (KVA):		<b>145,59</b>						
TRANSF. COMERCIAL(KVA):		<b>150,00</b>						
<p><b>FFUn.-</b> Factor de frecuencia de uso  <b>CIR.-</b> Carga Instalada por Consumidor Representativo  <b>FSn.-</b> Factor de Simultaneidad  <b>DMU.-</b> Demanda Maxima Unitaria  <b>FDM.-</b> Factor de Demanda Maxima</p>								
Observaciones:								
De acuerdo al cálculo de la demanda de diseño se instalará un transformador de 150 kVA								

Planilla para la determinación de demandas de diseño para usuarios comerciales o industriales (CT-3)

ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA.								
FECHA:	27.09.2022							Hoja 3 de 4
PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.								
ACTIVIDAD TIPO:								
LOCALIZACIÓN: Ibarra en la avenida 17 de julio 5-21 y Gral. José María Córdova								
Nro. DE USUARIOS:	1	5						
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES O INDUSTRIALES:								
ITEM	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			CI(W)	FFUN(%)	CIR(W)	FSn(%)	DMU(W)
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn(W)					
1	Edif.Central	1	65000	65000	75	48750	70	34125
2	Copiadora	1	4000	4000	80	3200	70	2240
3	Futbol.Ecuavoley	1	3000	3000	100	3000	40	1200
4	Auditorio Agustin Cuevas	1	5000	5000	70	3500	50	1750
5	Taller: Electrico y Mecanico	1	6000	6000	75	4500	60	2700
6	Reflectores	13	400	5200	100	5200	40	2080
7	Alumbrado de piso	76	100	7600	100	7600	40	3040
TOTALS				<b>95800</b>		<b>75750</b>		<b>47135</b>
FACTOR DE POTENCIA:		0,85		Factor de Demanda Maxima FDM=DMU(W)/CIR(W)		0,622		
DMU(KVA):		55,45		Número de Usuarios (N):		5		
N:		5		Factor de Diversidad (FD):		2,19		
FD:		2,19						
DD (KVA):		126,60						
DEMANDA DE DISEÑO (KVA):		126,60						
TRANSF. COMERCIAL(KVA):		150						
<p><b>FFUn.-</b> Factor de frecuencia de uso  <b>CIR.-</b> Carga Instalada por Consumidor Representativo  <b>FSn.-</b> Factor de Simultaneidad  <b>DMU.-</b> Demanda Maxima Unitaria  <b>FDM.-</b> Factor de Demanda Maxima</p>								
<b>Observaciones:</b>								
De acuerdo al cálculo de la demanda de diseño se instalará un transformador de 150 kVA								

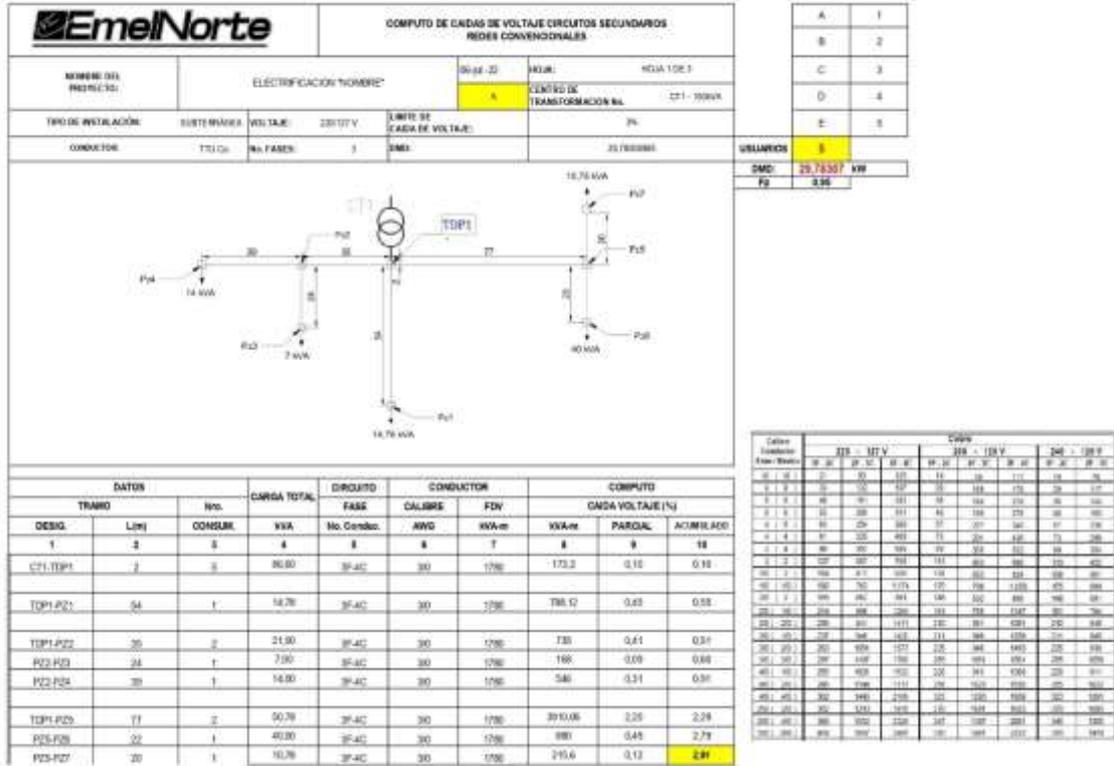
Planilla para la determinación de demandas de diseño para usuarios comerciales o industriales (CT-4)

ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA.								
FECHA:	27.09.2022							Hoja 4 de 4
PROPUESTA TÉCNICA PARA EL SOTERRAMIENTO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DEL CAMPUS UTN.								
ACTIVIDAD TIPO:								
LOCALIZACIÓN: Ibarra en la avenida 17 de julio 5-21 y Gral. José María Córdova								
Nro. DE USUARIOS:	1	5						
PLANILLA PARA LA DETERMINACION DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES O INDUSTRIALES:								
ITEM	APARATOS ELÉCTRICOS Y DE ALUMBRADO			CI(W)	FFUN(%)	CIR(W)	FSn(%)	DMU(W)
	DESCRIPCIÓN	CANT.	Pn(W)					
1	Fecyt	1	60000	60000	75	45000	70	31500
2	FACAE	1	55000	55000	75	41250	70	28875
3	Futbol 1	1	3000	3000	100	3000	40	1200
4	Bar	1	2000	2000	70	1400	45	630
5	Alumbrado en Poste	4	150	600	100	600	45	270
6	Reflectores	6	400	2400	100	2400	45	1080
7	Alumbrado de piso	31	100	3100	100	3100	45	1395
TOTALES				<b>126100</b>		<b>96750</b>		<b>64950</b>
FACTOR DE POTENCIA:		0,85		Factor de Demanda Maxima FDM=DMU(W)/CIR(W)		<b>0,671</b>		
DMU(KVA):		76,41		Número de Usuarios (N):		4		
N:		4		Factor de Diversidad (FD):		2,01		
FD:		2,01						
DD (KVA):		152,06						
DEMANDA DE DISEÑO (KVA):		<b>152,06</b>						
TRANSF. COMERCIAL(kVA):		<b>200,00</b>						
<p><b>FFUn.-</b> Factor de frecuencia de uso  <b>CIR.-</b> Carga Instalada por Consumidor Representativo  <b>FSn.-</b> Factor de Simultaneidad  <b>DMU.-</b> Demanda Maxima Unitaria  <b>FDM.-</b> Factor de Demanda Maxima</p>								
<b>Observaciones:</b>								
De acuerdo al cálculo de la demanda de diseño se instalará un transformador de 200 kVA								

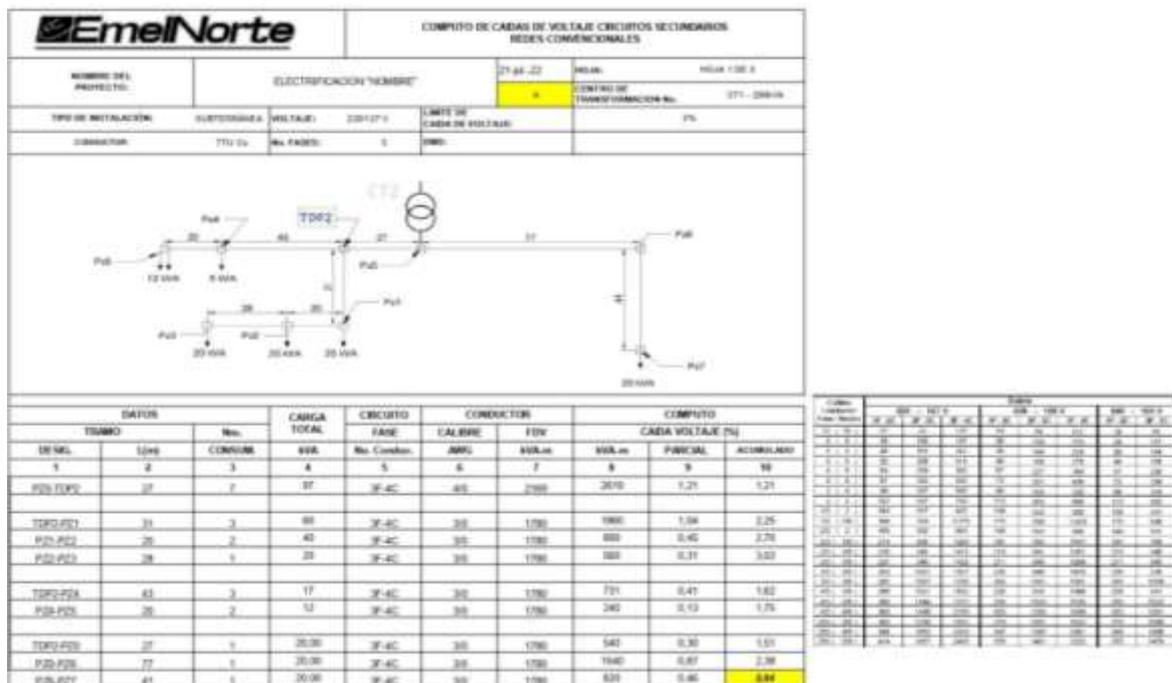
# ANEXO 14

## Red de Bajo Voltaje (Red propuesta)

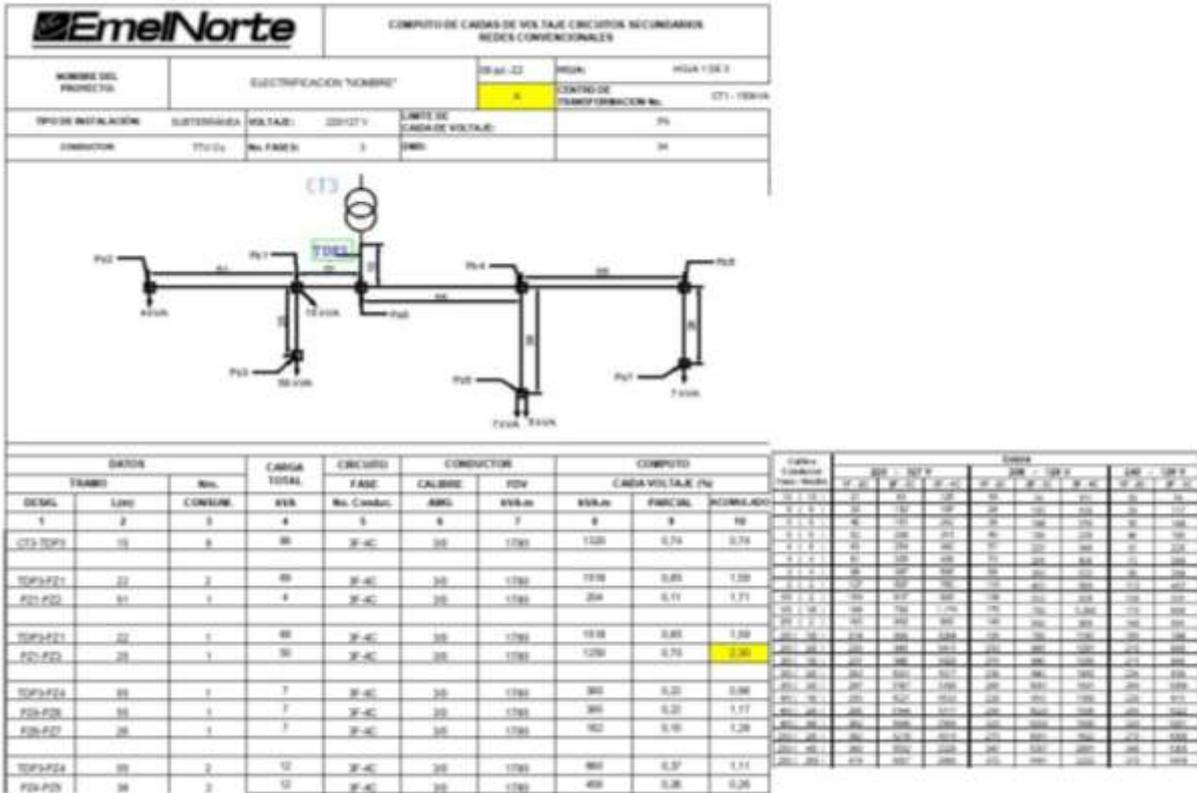
### Centro de transformación 1



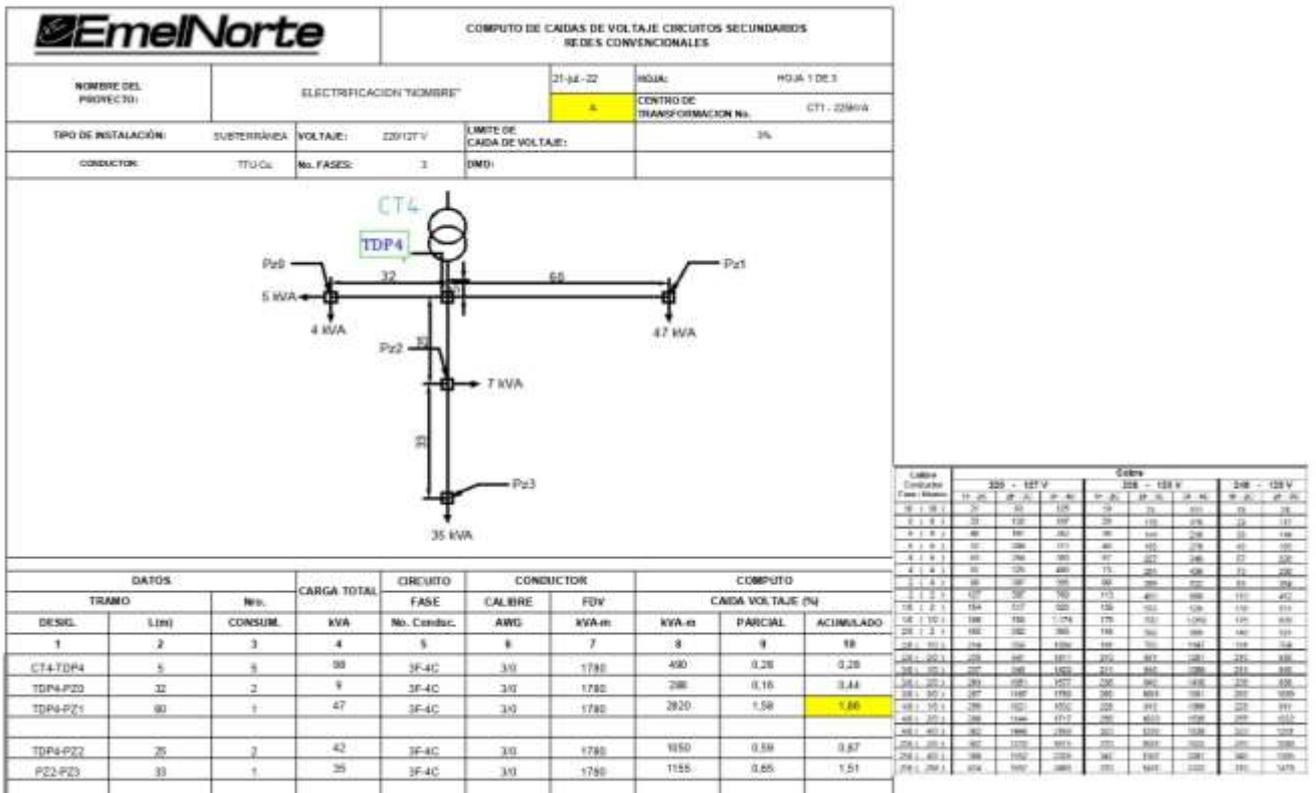
### Centro de transformación 2



### Centro de transformación 3



### Centro de transformación 4



## ANEXO 15

Tabla de coordinación de protecciones

SF \ T	1	2	3	6	8	10	12	15	20	25	30	40	50	65	80	100	140	200
0,2	2	4	88	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,3	1	4	7	315	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,4	1	4	6	296	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,6	-	4	6	291	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
0,7	-	4	6	289	430	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,0	-	4	6	15	388	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,3	-	-	6	14	24	580	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,4	-	-	6	14	22	546	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
1,6	-	-	6	13	19	32	770	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
2,1	-	-	-	12	17	25	38	1020	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,1	-	-	-	12	15	21	33	50	1270	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
3,5	-	-	-	-	15	20	31	46	1182	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
4,2	-	-	-	-	15	20	30	43	65	1645	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
5,2	-	-	-	-	-	19	27	39	56	1436	2115	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
6,3	-	-	-	-	-	-	26	36	51	79	1939	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,0	-	-	-	-	-	-	25	34	48	75	1876	2765	3325	4440	5335	6965	9525	9725
7,8	-	-	-	-	-	-	-	32	44	63	94	2491	3325	4440	5335	6965	9525	9725
10,4	-	-	-	-	-	-	-	-	42	58	80	149	2980	4440	5335	6965	9525	9725
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69	104	165	4440	5335	6965	9525	9725
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113	183	4324	6328	9525	9725
32	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	152	229	5436	9525	9725
46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184	301	8898	9725

# ANEXO 16

## A) Hoja de cálculo de malla de puesta a tierra CT-1

### Datos del Suelo

$\rho$	152,278	Ohm/m	(resistividad del suelo)
$\rho_s$	2000	Ohm/m	(resistividad superficial)
$h_s$	0,1	m	(Profundidad de la capa superficial)

### Geometría de la malla

Largo (X):	10	m	Cantidad de varillas:	8
Ancho (Y):	10	m	Largo:	1,8
Área:	100	m <sup>2</sup>	Con varillas en las esquinas	
Espacio Vertical (Ey):	2,5	m	LR:	14,4
Espacio Horizontal (Ex):	2,5	m		
Conductores verticales:	5			
Conductores Horizontales:	5			
Lc:	100	m (Longitud total de la malla)	Lm:	124,56
h:	1,00	m (Profundidad de la malla)	Lt:	114,40

### Parámetros eléctricos

Ts:	0,2	s (Tiempo de duración de la falla)
I <sub>sc</sub> :	8947,00	A (3XIO Corriente de falla)

[Calcular](#)

### Conductor de la malla

Tipo:	Cobre Comercial
Conductividad:	97 % respecto al cobre puro
Factor ar:	0,00381 @20°C [1°C]
KD a 0°C:	242
Tm:	1084 [°C] (Temperatura de fusión)
pr a 20°C:	1,78 [µΩ cm]
TCAP:	3,42 J/(cm <sup>3</sup> ·°C) Capacidad termica
Tipo de Union:	Soldada
Temp Max de la Union:	450 °C
Ta:	30 °C (temperatura ambiente)
Akcmil:	27,95 kcmil
Área mínima:	14,16 mm <sup>2</sup>
Diámetro mínimo:	4,25 mm
Conductor de diseño:	2/0 AWG
área:	67,42 mm <sup>2</sup>
diámetro:	9,2651 mm

IEEE 80-2000  
Sec 11.3 Table 1  
Con temperatura de referencia 20°C

Características mínimas del conductor de tierra

### Factores de paso y toque

K:	-0,86 (factor de reflexión)
Cs:	0,71 (factor de reducción)
Peso de la persona:	70 kg
Es:	3355,95 V (Voltaje de paso Max, para el peso indicado)
Et:	1102,29 V (Voltaje de toque Max)

### Resistencia de la malla

Rg:	7,09 Ω (Resistencia de la malla)
-----	----------------------------------

### Corriente de Malla

IG:	0,8568 kA
-----	-----------

[Calcular](#)

### Incremento de potencial

GPR:	6073,58 V (Incremento de potencial en la malla)
------	---

### Voltaje de malla

Em:	1004,44 V (Voltaje de la malla en falla)
-----	--

### Voltaje de paso

Es:	759,05 V
-----	----------

El Diseño cumple con la norma

## B) Hoja de cálculo de malla de puesta a tierra CT-2

### Datos del Suelo

$\rho$	140,533	Ohm/m	(resistividad del suelo)
$\rho_s$	2000	Ohm/m	(resistividad superficial)
$h_s$	0,1	m	(Profundidad de la capa superficial)

### Geometría de la malla

[Ver Diagrama](#)

Largo (X):	8	m		Cantidad de varillas:	8	
Ancho (Y):	10	m		Largo:	1,8	m
Área:	80	m <sup>2</sup>		Con varillas en las esquinas:		
Espacio Vertical (E <sub>v</sub> ):	5	m	} $\phi$	LR:	14,4	m
Espacio Horizontal (E <sub>h</sub> ):	2	m				
Conductores verticales:	5			Lm:	98,79	m
Conductores Horizontales:	3			Lt:	88,40	m
Lc:	74	m (Longitud total de la malla)				
h:	1,80	m (Profundidad de la malla)				

### Parámetros eléctricos

T <sub>d</sub> :	0,2	s (Tiempo de duración de la falla)
I <sub>sc</sub> :	1193,00	A (3X0 Corriente de falla)

[Calcular](#)

### Conductor de la malla

Tipo:	Cobre Comercial	
Conductividad:	97 % respecto al cobre puro	} IEEE 80-2000 Sec 17.3 Tabla 7 Con temperatura de referencia 20°C
Factor ar:	0,00381 @20°C [1°C]	
K0 a 0°C:	242	
T <sub>m</sub> :	1084 [°C] (Temperatura de fusión)	
pr a 20°C:	1,78 [pD-cm]	
TCAP:	3,42 [J/cm <sup>3</sup> -°C] Capacidad termica	
Tipo de Unión:	Soldada	
Temp Max de la Unión:	450 °C	
T <sub>a</sub> :	20 °C (temperatura ambiente)	
Acomé:	3,73 kcmil	} Características mínimas del conductor de óvula
Area mínima:	1,89 mm <sup>2</sup>	
Díametro mínimo:	1,55 mm	
Conductor de diseño:	2,0 AWG	
área:	67,42 mm <sup>2</sup>	
díametro:	9,2651 mm	

### Factores de paso y toque

K:	-0,57 (factor de reflexión)
Cs:	0,71 (factor de reducción)
Peso ue la persona:	70 kg
E <sub>s</sub> :	3348,26 V (Voltaje de paso Max, para el peso indicado)
E <sub>t</sub> :	1100,37 V (Voltaje de toque Max)

### Resistencia de la malla

R <sub>g</sub> :	7,45 Ω (Resistencia de la malla)
------------------	----------------------------------

### Corriente de Malla

I <sub>g</sub> :	0,8885 kA
------------------	-----------

[Calcular](#)

### Incremento de potencial

GPR:	6614,92 V (Incremento de potencial en la malla)
------	---

### Voltaje de malla

E <sub>m</sub> :	1059,60 V (Voltaje de la malla en falla)
------------------	--

### Voltaje de paso

E <sub>s</sub> :	909,01 V
------------------	----------

El Diseño cumple con la norma

## C) Hoja de cálculo de malla de puesta a tierra CT-3

### Datos del Suelo

$\rho$ :	49,386	Ohm.m	(resistividad del suelo)
$\rho_s$ :	2000	Ohm.m	(resistividad superficial)
$h_s$ :	0,1	m	(Profundidad de la capa superficial)

### Geometría de la malla

[Ver Diagrama](#)

Largo (X):	10	m	} 0	Cantidad de varillas:	6	
Ancho (Y):	2	m		Largo:	1,8	m
Área:	20	m <sup>2</sup>		Con varillas en las esquinas		
Espacio Vertical (E <sub>v</sub> ):	2	m		LR:	10,6	m
Espacio Horizontal (E <sub>h</sub> ):	5	m				
Conductores verticales:	3					
Conductores Horizontales:	2					
Lc:	26	m (Longitud total de la malla)		Lm:	45,07	m
h:	1,20	m (Profundidad de la malla)		Lt:	36,80	m

### Parámetros eléctricos

T <sub>d</sub> :	0,2	s (Tiempo de duración de la falla)
I <sub>sc</sub> :	8,95	A (3000 Corriente de falla)

[Calcular](#)

### Conductor de la malla

Tipo:	Cobre Comercial	
Conductividad:	97 % respecto al cobre puro	} IEEE 80-2000 Sec: 17.3 Tabla 7 Con temperatura de referencia 20°C
Factor $\alpha$ :	0,00381 @20°C [1/°C]	
K0 a 0°C:	242	
T <sub>m</sub> :	1084 [°C] (Temperatura de fusión)	
$\rho$ a 20°C:	1,78 [μΩ cm]	
TCAP:	3,42 [J/cm <sup>3</sup> ·°C] Capacidad térmica	
Tipo de Unión:	Soldada	
Temp Max de la Unión:	450 °C	
T <sub>a</sub> :	30 °C (temperatura ambiente)	
A <sub>kmil</sub> :	0,03 kmil	} Características mínimas del conductor de tierra
Área mínima:	0,01 mm <sup>2</sup>	
Díámetro mínimo:	0,13 mm	
Conductor de diseño:	2X AWG	
Área:	67,42 mm <sup>2</sup>	
díámetro:	8,2651 mm	

### Factores de paso y toque

K:	-0,95 (factor de reflexión)
C <sub>s</sub> :	0,70 (factor de reducción)
Peso de la persona:	70 kg
E <sub>s</sub> :	3288,68 V (Voltaje de paso Max. para el peso indicado)
E <sub>t</sub> :	1085,47 V (Voltaje de toque Max)

### Resistencia de la malla

R <sub>g</sub> :	4,93 Ω (Resistencia de la malla)
------------------	----------------------------------

### Corriente de Malla

I <sub>g</sub> :	1,0564 kA
------------------	-----------

[Calcular](#)

### Incremento de potencial

GPR:	5219,54 V (Incremento de potencial en la malla)
------	---

### Voltaje de malla

E <sub>m</sub> :	974,45 V (Voltaje de la malla en falla)
------------------	---

### Voltaje de paso

E <sub>s</sub> :	342,46 V
------------------	----------

El Diseño cumple con la norma

## D) Hoja de cálculo de malla de puesta a tierra CT-4

### Datos del Suelo

$\rho$	60,765	Ohm/m	(resistividad del suelo)
$\rho_s$	2000	Ohm/m	(resistividad superficial)
$h_s$	0,1	m	(Profundidad de la capa superficial)

### Geometría de la malla

[Ver Diagrama](#)

Largo (X):	6	m	Cantidad de varillas:	8
Ancho (Y):	6	m	Largo:	1,8
Área:	36	m <sup>2</sup>	Con varillas en las esquinas	
Espacio Vertical (Ey):	3	m	LR:	14,4
Espacio Horizontal (Ex):	3	m	Lm:	62,05
Conductores verticales:	3		Lt:	50,40
Conductores Horizontales:	3			
Lc:	36	m (Longitud total de la malla)		
h:	0,80	m (Profundidad de la malla)		

### Parámetros eléctricos

Ts: 0,2 s (Tiempo de duración de la falla)  
 3I0: 1342,00 A (3XI0 Corriente de falla)

[Calcular](#)

### Conductor de la malla

Tipo:	Cobre Comercial	
Conductividad:	97 % respecto al cobre puro	} IEEE 80-2000 Sec. 11.3 Tabla 1 Con temperatura de referencia 20°C
Factor $\alpha$ :	0,00381 @20°C (1/°C)	
K0 a 0°C:	242	
Tm:	1084 [°C] (Temperatura de fusión)	
$\rho$ a 20°C:	1,78 [ $\mu\Omega$ /cm]	
TCAP:	3,42 [ $\mu\text{J}/\text{cm}^3\cdot\text{°C}$ ] Capacidad térmica	
Tipo de Unión:	Soldada	
Temp Max de la Unión:	450 °C	
Ta:	30 °C (temperatura ambiente)	
Akcmil:	4,19 kcmil	} Características mínimas del conductor de tierra
Área mínima:	2,12 mm <sup>2</sup>	
Diámetro mínimo:	1,6444 mm	
Conductor de diseño:	2/0 AWG	
área:	67,42 mm <sup>2</sup>	
diámetro:	9,2651 mm	

### Factores de paso y toque

K: -0,94 (factor de reflexión)  
 Cs: 0,70 (factor de reducción)  
 Peso ue la persona: 70 kg  
 Es: 3296,13 V (Voltaje de paso Max, para el peso indicado)  
 Et: 1067,33 V (Voltaje de toque Max)

### Resistencia de la malla

Rg: 4,89  $\Omega$  (Resistencia de la malla)

### Corriente de Malla

IG: 1,00 kA

[Calcular](#)

### Incremento de potencial

GPR: 4886,55 V (Incremento de potencial en la malla)

### Voltaje de malla

Em: 777,50 V (Voltaje de la malla en falla)

### Voltaje de paso

Es: 576,82 V

El Diseño cumple con la norma

# ANEXO 17

Red de Bajo Voltaje (Red propuesta)

Plano 1: el diseño de obra civil

## Diseño de obra civil



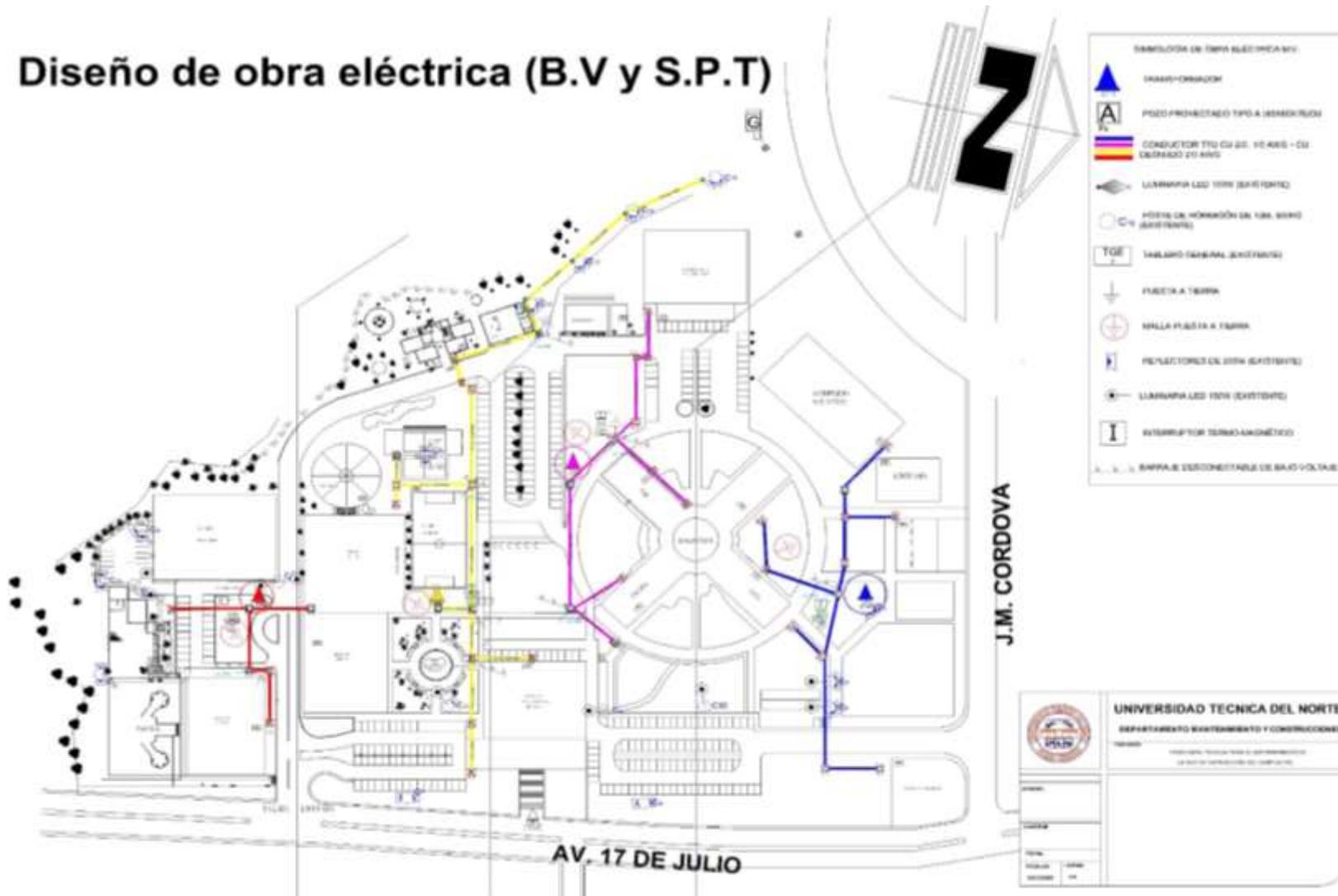
Plano 2: obra eléctrica de Medio Voltaje y la distribución de los transformadores

# Diseño de obra eléctrica (M.V)



Plano 3: distribución de la red de bajo voltaje y las mallas de puesta a tierra

## Diseño de obra eléctrica (B.V y S.P.T)



## ANEXO 18

### Presupuesto estimado de obra eléctrica y obra civil

Propuesta Técnica de Soterramiento de la Red de Distribución del Campus UTN							
Presupuesto estimado de obra electrica y obra civil							
ítem	Descripción	Cant.	U.	Valor U.	Valor T.		
Obra Civil							
1	Levantamiento de aceras, retiro de adoquines	548	m2	3,5	\$	1.918,00	
2	Excavación de zanjas	548	m	4,87	\$	2.668,76	
3	Excavación e instalación de anclaje	1	c/u	30	\$	30,00	
4	Losetas para asentamiento de transformadores padmounted	4	c/u	150	\$	600,00	
5	Tubo de PVC 6" reforzado pared estructurada interior lisa y exterior corrugado, anaranjado, INEN 2227	300	c/u	15	\$	4.500,00	
6	Tubo de PVC 4" reforzado pared estructurada interior lisa y exterior corrugado, anaranjado, INEN 2227	300	c/u	5	\$	1.500,00	
7	Tubo de tipo pesado 2"	1644	c/u	3,5	\$	5.754,00	
8	Construcción de pozos de revisión tipo A con tapa, de dimensiones 60 cm x 60 cm x 75 cm	6	c/u	98,99	\$	593,94	
9	Construcción de pozos de revisión tipo B con tapa, de dimensiones 90 cm x 90 cm x 90 cm	4	c/u	120,9	\$	483,60	
10	Construcción de pozos de revisión tipo C con tapa, de dimensiones 120 cm x 120 cm x 120 cm	16	c/u	135	\$	2.160,00	
11	Construcción de pozos de revisión tipo D con tapa, de dimensiones 160 cmx12cmx150cm	5	c/u	160	\$	800,00	
12	SOPORTES METALICOS	32	c/u	30	\$	960,00	
					\$	21.968,30	
					+ Costos Indirectos	\$	25.263,55
Obra Eléctrica							
13	Conductor de CU, aislado 2000v. TTU #2/0 AWG	3372,6	m	12,96	\$	43.708,90	
14	Conductor de CU, aislado 2000v. TTU #6 AWG 7 hilos	387,2	m	3,55	\$	1.374,56	
15	Cable unipolar aislado para XLPE 15 kV #2/0 AWG	1838,54	m	20,06	\$	36.881,11	
16	Conductor CU desnudo #3/0 .	602,8	m	9,83	\$	5.925,52	
17	Poste de hormigón 12m x 500kg	1	c/u	355	\$	355,00	
18	Tubo poste rígido de acero galvanizado 110mm"(6m)	1	c/u	100	\$	100,00	
19	REVERSIBLE EMT 110mm	1	c/u	30	\$	30,00	
20	CODO DE ACERO GALVANIZADO INOXIDABLE DE 110mm CURVA AMPLIA DE 90 GRADOS	1	c/u	43	\$	43,00	
21	Tablero de distribución principal	4	c/u	855	\$	3.420,00	
22	Interruptor termomagnético tripolar caja moldeada, 127/220 V, Icc 10 kA, 400 A	2	c/u	255	\$	510,00	
23	Interruptor termomagnético tripolar caja moldeada, 127/220 V, Icc 10 kA, 500 A	2	c/u	420	\$	840,00	
24	Seccionador fusible unipolar, tipo abierto de 15 kV, 100 A	3	c/u	120	\$	360,00	
25	Pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico, 10 kV, con desconectador	3	c/u	55	\$	165,00	

26	Varilla copperweld + suelda exotérmica	5	c/u	45	\$	225,00
27	TERMINAL DE TIPO OJAL ALEACIÓN Cu-Sn 70mm - 2/0 AWG	12	c/u	1,6	\$	19,20
28	Instalacion de Malla puesta a tierra	4	c/u	1.300,00	\$	5.200,00
29	TIRAFUSIBLE CABEZA REMOVIBLE 15kV, TIPO SF	15	c/u	4,67	\$	70,05
30	Mano de obra de Desmontaje de la Red aerea	1	c/u	20.000,00	\$	20.000,00
31	Barra de derivación en medio voltaje	15	c/u	30	\$	450,00
32	Codo conector desconectable 200A clase 25 kV	3	c/u	100	\$	300,00
33	Codo conector desconectable con fusible de 200A clase 25 kV	6	c/u	165	\$	990,00
34	Kit trifásico de puntas terminales exter. e interi. Para cable 2/0 AWG	4	c/u	303,58	\$	1.214,32
35	Energización eléctrica (grupo energizados emelnorte)	1	c/u	350	\$	350,00
36	TRANSF. TRIFASICO PEDESTAL 150kVA 13800 GRDY/7967 V - 127/220 - +1 A -3x2.5% - DYN5	3	c/u	9.525,45	\$	28.576,35
37	TRANSF. TRIFASICO PEDESTAL 200kVA 13800 GRDY/7967 V - 127/220 - +1 A -3x2.5% - DYN5	1	c/u	11.125,50	\$	11.125,50
					\$	162.233,51
					Costos Indirectos	\$ 48.670,05
					Subtotal	\$ 236.167,11
					Iva 12%	\$ 28.340,05
					Valor Total	\$ 264.507,16