



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA PARA UNA RED ELÉCTRICA
SOTERRADA EN LA URBANIZACIÓN VILLA CLUB ETAPA BOREAL**

Trabajo de titulación previo a obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: GENARO ALEJANDRO DÍAZ FRANCO

LUCIO RICARDO CRUZ SALAS

TUTOR: Ing. CARLOS FERNANDO CHÁVEZ CÓRDOVA, MSc

GUAYAQUIL – ECUADOR

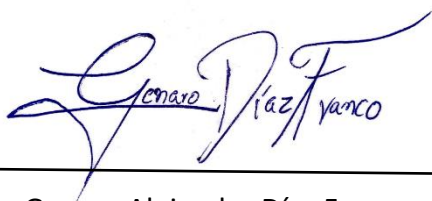
2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, Genaro Alejandro Díaz Franco con documento de identificación N° 0953391398 y Lucio Ricardo Cruz Salas con documento de identificación N° 0950591560 manifestamos que: Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Guayaquil, 21 de febrero del año 2024

Atentamente,



Genaro Alejandro Díaz Franco

0953391398



Lucio Ricardo Cruz Salas

0950591560

**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL
TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD
POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, Genaro Alejandro Díaz Franco con documento de identificación N° 0953391398 y Lucio Ricardo Cruz Salas con documento de identificación N° 0950591560 expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos los autores del Proyecto Técnico: “ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA PARA UNA RED ELÉCTRICA SOTERRADA EN LA URBANIZACIÓN VILLA CLUB ETAPA BOREAL”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente. En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 21 de febrero del año 2024

Atentamente,



Genaro Alejandro Díaz Franco

0953391398



Lucio Ricardo Cruz Salas

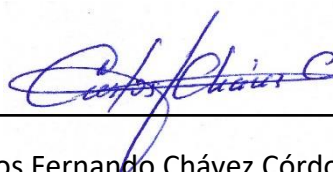
0950591560

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Carlos Fernando Chávez Córdova con documento de identificación N° 0919553438 docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “ESTUDIO DE LA VIABILIDAD TÉCNICA PARA UNA RED ELÉCTRICA SOTERRADA EN LA URBANIZACIÓN VILLA CLUB ETAPA BOREAL ” Genaro Alejandro Díaz Franco con documento de identificación N° 0953391398 y Lucio Ricardo Cruz Salas con documento de identificación N° 0950591560, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Proyecto Técnico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 21 de febrero del año 2024

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Chávez Córdova, MSc

0919553438

Dedicatoria

Esta tesis va dedicada a mis padres, Genaro y María de los Ángeles, ellos fueron los que me brindaron el respaldo necesario para continuar mis estudios, fueron los que me regalaron su apoyo tanto en la parte moral como en lo económico a diario, gracias a sus sacrificios que hicieron con noches y cansancio para poder satisfacer mis necesidades. Expresarle También mi agradecimiento a mi hermana Kerly, quien me brindó sus palabras de aliento y nunca a perdido la fe en mí. Incluyo en esta dedicatoria a mi abuelito Jorge a quien considero como un ángel de la guarda que me acompaña desde el cielo, a mi abuelita Ana, que me ha acompañado cada día y ha sido testigo de mi crecimiento. También rindo homenaje a mis abuelitos José y Rosa, quienes fueron ejemplos en todo aspecto siendo gracias a ellos la persona una persona con valores, constante, humilde y disciplinada que está logrando una meta más.

Genaro Alejandro Díaz Franco

Todo este esfuerzo va dedicado a mis padres que fueron, son y serán la pieza fundamental en todo mi camino, gracias por apoyarme en las buenas y en las malas, también de darme consejos y su apoyo en situaciones complicadas.

Gracias a ellos que me dieron la oportunidad de estudiar en esta universidad y poder ser un profesional.

También le doy gracias a mis compañeros que fueron parte de toda esta aventura universitaria y en especial a mi grupo de amigos Genaro, Adrián y Genesis, que pasamos muchas horas compartiendo, estudiando y luchando para llegar a la meta que hoy en día la estamos cumpliendo.

Lucio Ricardo Cruz Salas

Agradecimientos

Agradecer en primer lugar a Dios por haberme dado salud para alcanzar este objetivo, a mis padres y familiares que de una u otra manera entendieron por lo que estaba pasando.

Le agradezco a la persona con la que estoy en la actualidad sentimentalmente que es la que me ha sabido comprender y me ha acompañado durante casi toda esta carrera

A mis amigos Genesis, Adrián y con quien realice esta tesis Lucio, con los que nos dimos ánimo mutuamente para culminar la carrera. Y a los profesores que nos guiaron en este largo camino.

Genaro Alejandro Díaz Franco

Agradezco a Dios que me dio la fortaleza y todas las personas que me apoyaron en todo este camino universitario, a mis padres, familiares, a mi actual pareja y amigos.

Gracias por toda la motivación y aliento para llegar a este punto donde me convertiré en ingeniero de la república.

Estoy totalmente agradecido con mi padre que apoyo toda esta iniciativa, como el un día me dijo: “cuando te gradúes va ser un alegría que no te cabe en el pecho”.

A los Ingenieros Carlos Chávez y Roy Santana que nos guiaron y nos ayudaron en la resolución de esta tesis.

Lucio Ricardo Cruz Salas

Índice

CAPÍTULO I	1
1.ANTECEDENTES	1
2.PROBLEMÁTICA	1
3.JUSTIFICACIÓN	2
4.DELIMITACIÓN	2
5.IMPACTO Y BENEFICIARIOS.....	3
6.BENEFICIARIOS DIRECTOS	4
7.BENEFICIARIOS INDIRECTOS	4
8.OBJETIVOS	4
8.1 OBJETIVO GENERAL.....	4
8.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	4
CAPÍTULO II.....	5
MARCO TEÓRICO.....	5
2.1 SISTEMA DE POTENCIA ELECTRICO (SEP).....	5
2.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN	5
2.3 RED DE DISTRIBUCIÓN	6
2.4 Sistema de distribución aéreo	6
.....	9
2.5 Redes de distribución ‘soterrado’	11
CAPÍTULO III	33
METODOLOGÍA DE DISEÑO.....	33
3.1 HERRAMIENTAS Y SOFTWARE.....	33
3.2 ETAP	33
3.3DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA DE VOLTAJES MEDIANOS Y BAJOS.	34
3.4 TRANSFORMADORES	34
CAPITULO IV.....	59
COSTOS	59
5.1 Análisis de la mano de obra.....	59
5.2 Análisis de costes de materiales.....	59
Bibliografía	64
ANEXOS	68
.....	80
.....	81

CAPÍTULO I

1. ANTECEDENTES

El soterramiento de las redes de servicios públicos se ha hecho necesario por diversas razones, entre ellas la confiabilidad de los sistemas eléctricos se atribuye a las consecuencias de las ineficiencias que ocurren cuando hay una interrupción en el suministro de energía a los usuarios, que en ocasiones se extiende más allá del punto donde cesa la generación. El impacto que tienen en el medio ambiente y los requisitos técnicos de las propias instalaciones. Se investigan las grandes cantidades de países en donde se han realizado las distintas obras de soterramiento, así tal que las circunstancias y marcos jurídicos en los que se han producido. [1]

Como la población aumenta gradualmente, ahora hay que explorar a fondo las redes subterráneas, la población aumenta gradualmente, por lo que las compañías eléctricas tienen una mayor necesidad de energía y se ven obligadas a repotenciar la red. Actualmente, el país cuenta con un 98% de redes aéreas, lo que causa dificultades tanto a los residentes como a los operadores, la contaminación visual, la baja fiabilidad y la inseguridad son factores de riesgo que aumentan la probabilidad de fallos. [2]

El soterramiento se produjo como consecuencia de la normativa medioambiental que obliga a las compañías eléctricas a realizar obras de soterramiento como parte de la internalización del impacto de su actividad. En esta situación, para los proyectos se utiliza un plan de evaluación hacia un impacto ambiental, que tiene en cuenta los valores paisajísticos y culturales de las zonas afectadas por las líneas y establece las condiciones que deben seguirse en cada caso. [3]

Con la sustitución de la red desnuda por una red soterrada, que eliminará la contaminación visual producida por las redes aéreas en la zona de las subestaciones y contribuirá a embellecer el aspecto de la ciudad. [4]

2. PROBLEMÁTICA

La capacidad del sistema para cumplir de manera constante con la demanda de energía eléctrica de los consumidores es un indicador clave de la confiabilidad en la provisión

de suministro eléctrico. de energía de los usuarios. Implica mantener tasas operativas dentro de límites predeterminados para condiciones y regímenes específicos durante un período específico. En la actualidad la redes de distribución aéreas están presentando problemas en la distribución de energía por los cortes que se producen debido a fuertes vientos y lluvias, además es un tema de contaminación urbana, representa un peligro y riesgos para las personas, mismos que pueden evitarse con el soterramiento del cableado. [5] Según un informe de rendimiento de una investigación sobre una empresa distribuidora de energía de Victoria Citi de 2004, el 70% de los cortes de energía se deben al sistema aéreo y casi el 30% de los cortes de energía se deben al sistema subterráneo. [6] Debido a este acontecimiento se busca mejorar la red ya instalada por una red soterrada, con esta red se busca mejorar el nivel de voltaje a entregar, reducir pérdidas, costos de mantenimiento y la contaminación visual causado por la acumulación de cables en la red aérea.

3.JUSTIFICACIÓN

Las redes eléctricas constituyen un recurso esencial para brindar servicios en distribución de energía eléctrica, alumbrado público y telecomunicaciones, La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP) tiene la finalidad de dirigir y orientar planes y/o proyectos que permitan contar al país redes eléctricas en óptimas condiciones distribuidas a nivel nacional, en donde le permitan a la población la utilización al servicio de energía eléctrica.

Con el Acuerdo Ministerial MEER N° 211, con fecha 30 de julio de 2013, cuyo 4to artículo anuncia, Todas las compañías de distribución de energía en el país deben contemplar la transición de redes eléctricas aéreas a subterráneas, especialmente en áreas con patrimonios culturales, urbanizaciones, centros turísticos, históricos y aeropuertos., lugares que ponen en riesgo la seguridad de las personas presentes. [7]

4.DELIMITACIÓN

El proyecto técnico se realiza con el propósito de examinar y favorecer a los residentes, asegurando así el beneficio para la comunidad. Las obras se encuentran ubicada en la Urb. VILLA CLUB dentro de la etapa BOREAL.

Las coordenadas de Google Maps son: -2.044483, -79.890787, con un superficie de aproximadamente 107, 553.13 m².

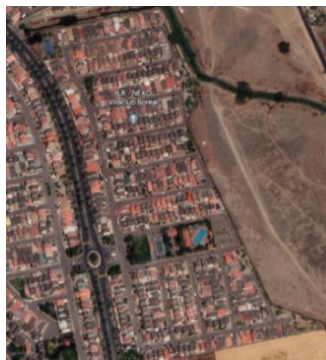


Ilustración 1URB. Villa club etapa boreal

5.IMPACTO Y BENEFICIARIOS

Los factores que contribuyen principalmente al mayor interés en investigar la confiabilidad del sistema eléctrico incluyen:

1. La creciente complejidad de los sistemas eléctricos y su interconexión con otros sistemas.
2. La amplia variedad de condiciones ambientales bajo las cuales operan estos sistemas.
3. Las repercusiones económicas derivadas de perturbaciones que provoquen un desabastecimiento energético.
4. Riesgos para la salud y potencial de pérdida de vidas en caso de pérdida de energía (como en los sistemas de ventilación de minas o la interrupción del suministro eléctrico a los quirófanos).
5. Integración de nuevas tecnologías que demanden un alto estándar de energía suministrada.
6. Procesos tecnológicos en los que una falla en el suministro puede resultar en daños importantes a los mecanismos operativos.
7. Trabajo sustancial realizado en condiciones de sobrecarga.

Con la ejecución de los proyectos de soterramiento de redes eléctricas, CNEL – EP moderniza las infraestructuras de distribución y contribuye a proporcionar mayor seguridad, mejorar la calidad y fiabilidad del servicio eléctrico y reducir el impacto visual causado por los tendidos eléctricos aéreos. Las obras contribuyen a la

ciudadanía en sentido social y económico, dando beneficio y mejorando la calidad de vida de los residentes de esta urbanización.

6.BENEFICIARIOS DIRECTOS

Son los moradores que habitan en la URB.VILLA CLUB etapa Boreal que están dispuestos a que su etapa este en constante mejoramiento. Con el diseño y aplicación al sistema soterrado los moradores podrán disfrutar de este rediseño de sus redes eléctrica.

7.BENEFICIARIOS INDIRECTOS

Este proyecto permitirá también beneficiarse a sus visitantes que frecuentan y a sus contratistas externos como son los de telecomunicaciones y los proveedores de red. Al mismo para llamar la atención de personas que quieran llegar a comprar una residencia en la urbanización.

8.OBJETIVOS

8.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar el diseño de una red soterrada analizando el ámbito técnico mediante un software de simulación ETAP para mejorar el sistema eléctrico en el área circunscrita.

8.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Iniciar una investigación a proyectos de redes subterráneas ya construidos con el fin de adquirir la información esencial y, al mismo tiempo, conocer el nuevo enfoque y la tecnología que se están utilizando en el país.
- Determinar el gasto a utilizar, llevando el presupuesto de costos para el montaje de la red
- Cumplir con todas las normas técnicas existentes establecidas por los agentes reguladores estatales para elegir una alternativa más viable al proyecto a tramitar utilizando un software moderno.
- Presentar una red eléctrica soterrada eficiente y viable para los consumidores a partir de los datos obtenidos de la demanda de la red actual y así satisfacer un buen servicio de energía eléctrica.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMA DE POTENCIA ELECTRICO (SEP)

La función principal del sistema SEP es suministrar a todos los consumidores energía eléctrica al menor coste posible, en la cantidad necesaria y con un nivel aceptable de calidad, seguridad y fiabilidad.

Este sistema eléctrico está formado por componentes eléctricos que se encargan de convertir diversas fuentes de energía en energía eléctrica, así como de transmitirla, distribuirla y utilizarla. Los parámetros eléctricos más significativos de un sistema eléctrico son la tensión, la corriente, los ángulos y la frecuencia. [8]

2.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN

Las distribuidoras de energía eléctrica son las encargadas de gestionar que la energía eléctrica sea distribuida desde la central generadora, que por medio de una estación elevadora se consigue elevar el voltaje y es distribuido mediante la red de transporte.

De inicio es la antigua red de distribución, que distribuye la energía desde las ubicaciones de transformación hasta los centros de transformación de distribución, comúnmente a través de anillos que acorralan a los centros de importante consumo. Las tensiones empleadas oscilan a un voltaje mayor a 138 kV. Estos anillos que están intercalados son los encargados de bajar el nivel de tensión a media tensión por medio de las estaciones transformadoras de distribución.

El segundo nivel es la red de distribución, también conocida como red de media tensión, que tiene tensiones operativas que oscilan entre 0,6 kV y 40 kV y está mallada. Dado que las tensiones en las tomas de estos centros son inferiores o iguales a 0,6 kV, esta red es la encargada de cubrir los centros de gran consumo (población, gran industria, etc.). En la etapa final el suministro en media tensión está conformado por la conexión de los centros de transformación de distribución con los centros de transformación. [9]

Niveles de voltaje: Se definen los siguientes niveles de voltaje:

- Grupo 2 AT (Alta Tensión): voltaje superior a 138 kV
- Grupo 1 AT (Alta Tensión): nivel de voltaje superior a 40 kV y hasta 138 kV.
- MT (Media Tensión): Tensión superior a 0,6 y hasta 40 kV
- BT (Baja Tensión): Tensión hasta 0,6 Kv [10]

A diferencia de las redes de transporte y distribución, las líneas que componen la red de distribución funcionan radialmente, sin formar mallas. Cuando se produce un fallo, un componente de protección ubicado al inicio de la red lo capta y procede a abrir el disyuntor que alimenta esta red. [11]

2.3 RED DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución se compone de un conjunto de mecanismos diseñados para entregar energía segura y de calidad a diversas cargas con distintos niveles de tensión. Esto subraya la importancia del sistema de distribución, ya que desempeña un trabajo de alta importancia en la distribución de la energía necesaria a todos los usuarios. [12]

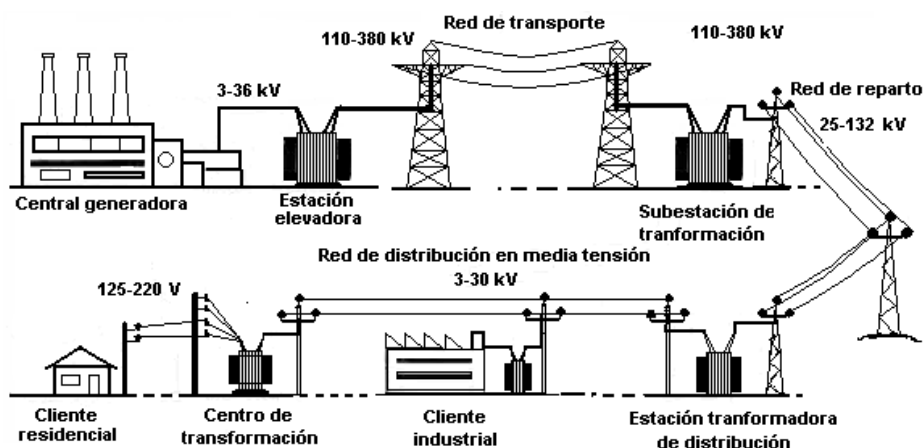


Ilustración 2 se muestra un sistema de distribución típico [13]

2.4 Sistema de distribución aéreo

A lo largo de varios años, la infraestructura de distribución en el aire ha posibilitado la transferencia de electricidad desde áreas urbanas hacia regiones rurales. A pesar de eso, la incorporación precipitada y desorganizada de nuevos usuarios a la red de distribución, sin una estrategia adecuada ha tenido un impacto desfavorable en la seguridad y fiabilidad del sistema. Este enfoque se caracteriza por el empleo de conductores sin aislamiento, instalados sobre aisladores que están fijados en travesaños sujetos a postes de concreto, reconocidos por la eficiencia económica. [12]

Los componentes fundamentales de la red en el aire abarcan:

Postes

El poste puede tener forma cuadrada y circular, puede fabricarse de dos materiales: hormigón armado, metal y fibra de vidrio. Estos materiales se clasifican en función de su altura, forma y resistividad a las fisuras. Tabla 1. [14]

Tabla 1, Altura y resistencia de postes de concreto

Altura	Resistencia (kg)
10 metros	300 kg
12 metros	500 a 2000 kg
14 metros	2050 kg

Cables conductores

En el desarrollo de la infraestructura aérea, lo más común y recomendable a utilizar es el conductor de aleación de aluminio, concretamente del tipo ASC, y aluminio con un núcleo de acero (ASCR) para las redes principales. En el caso de las conexiones secundarias, emplee cables sin cubierta o previamente ensamblados, los cuales constan de 2 o 3 líneas aisladas, tal como se ilustra en la Ilustración 3. [15]



Ilustración 3 Conductor de aluminio destinado a ser utilizado en sistemas de media tensión. (EEASA-2020). [62]

Crucetas y herrajes

Su composición se somete a galvanización en caliente, garantizando la resistencia a la corrosión de acuerdo con la norma ASTM A153. La galvanización se adhiere a un espesor mínimo de 2 onzas por pie cuadrado. Las estructuras están diseñadas para sujetar y sostener el cable, con una configuración adaptada a la topografía geográfica y urbana de la zona, ya sea con estructuras centradas o en voladizo. [16]



Ilustración 4, Estructura centrada pasante de media tensión

Fuente: Autor

Aisladores

Se utilizará para aislar, asegurar y mantener el cable en su sitio. Este aislante debe adherirse a las normas ANSI, alineándose con las especificaciones de nivel de tensión establecidas por la compañía de distribución, con forma pin para MT y rollo o carrete para BT. Existen dos opciones de material: Cable de aluminio diseñado para su aplicación en sistemas eléctricos de nivel de tensión intermedio y aislante polimérico de elevada resistencia, cada uno de ellos categorizado en función de la composición del material Ilustración 5. [14]



Ilustración 4., Material polimérico utilizado como sujeta y aislante de tensor. (CNEL EP--2022)

Seccionamiento y protección

Estos elementos presentes en las infraestructuras aéreas para su participación y protección se evalúan en función de su funcionalidad y tipo de instalación. Esto incluye la presencia de un pararrayos, un reconectador automático, seccionadores de tipo tripolar y fusibles unipolares Ilustración 6. [17]



Ilustración 5, Seccionadores y pararrayos (Urbanización villa club)

Transformadores

Equipos encargados de aumentar o disminuir el nivel de voltaje mediante su relación de transformación y la conexión de los circuitos primarios con los secundarios. Los transformadores montados en poste tendrán una capacidad igual o inferior a 75 kVA, mientras que los que oscilen entre más de 112 kVA y 75 kVA se colocarán en una estructura los transformadores con dicha capacidades

Transformadores monofásicos

El transformador monofásico está formado de dos devanados separados en dos segmentos. La parte primaria se alimenta con una fuente de corriente alterna y la carga se conecta a la parte secundaria. Estos transformadores se colocan en postes de hormigón y se clasifican en autoprotegidos o convencionales. Tabla 2, Ilustración 24 [18]

Tabla 2, Categorización de transformadores de una sola fase

VP: HASTA 25 Kv Hasta 1.2 Kv Capacidad en kVA	Convencionales (CNV) Masa Kilogramos	Auto resguardados (CSP) Masa Kilogramos
3	79	88
5	98	110
10	122	132
15	138	150
25	195	210
37.5	240	254
50	277	295
75	380	****
100	490	****

Fuente: ECUATRAN [19]

Transformadores trifásico

Se utiliza una disposición en serie para tres transformadores trifásicos, con interconexión entre sus devanados primarios. Del mismo modo, sus devanados secundarios se interconectan para formar un banco de transformadores, creando múltiples combinaciones de bobinas como se detalla en la Tabla 3. Estas configuraciones se clasifican en función de su compensación, como se indica en el cuadro 4. La instalación en pórticos es un requisito para esta configuración. [20]

Tabla 3, Conjunto de enlaces combinados.

Devanado Inicial	Devanado Secundario
y	y
▲	▲
y	▲
▲	y

Hecho por Autor

Tabla 4, Categorización de transformadores de tres fases.

Potencia KVA	Con depósito de equilibrio Peso kg	Sin tanque de compensación Peso kg
15	-	250
30	-	310

50	-	365
75	-	455
100	-	540
112.5	-	570
125	-	600
250	-	780
350	-	900
400	-	1300
600	2050	1900
1000	2840	2650

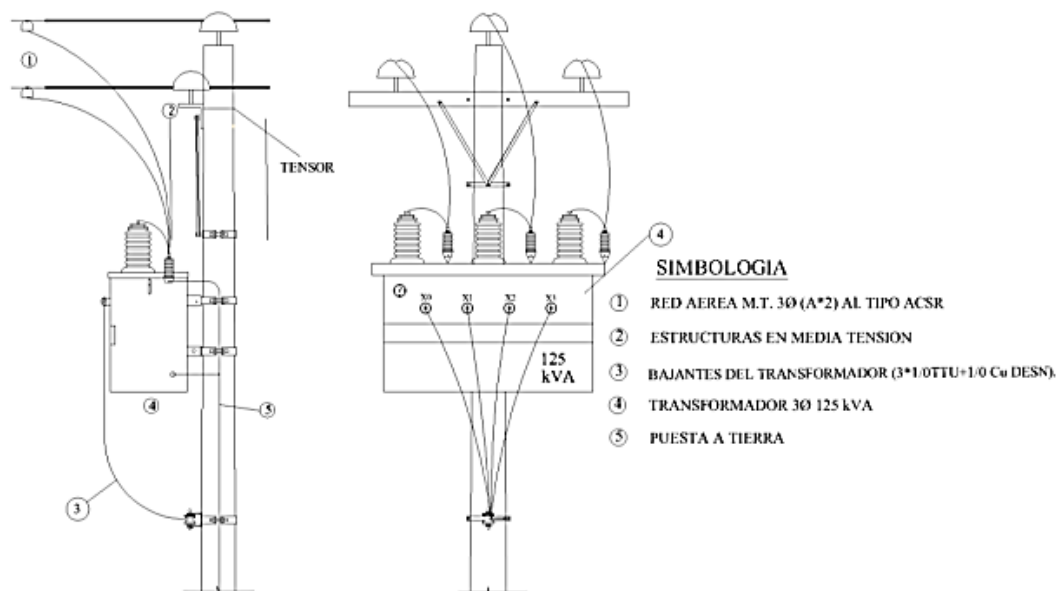


Ilustración 6, Montaje del transformador trifásico [62]

La elección del transformador para la red subterránea debe determinarse consultando el catálogo digital de la red de distribución proporcionado por la "ARCERNNR" (Agencia de Regulación y Control de la Energía y los Recursos No Renovables).

2.5 Redes de distribución ‘soterrado’

Esta infraestructura de distribución soterrada está situada por debajo de la tierra, lo que mejora tanto la confiabilidad como la calidad energética. Esta configuración elimina

la contaminación visual y los accidentes potenciales ocasionados por contacto de la vegetación, camiones de gran altura y animales, que pueden provocar cortocircuitos. Aunque la construcción de redes subterráneas en zonas urbanas puede acarrear costes más elevados, son conocidas por ser más fiables y segura que la red de distribución aérea. [12] [21]

Obra Civil

Los modelos de las infraestructuras empleadas en las infraestructuras soterradas permiten visualizar el recorrido y los obstáculos que se encuentran a lo largo del trazado de los cables que conducen a los puntos de conexión. En los proyectos típicos de renovación que implican la instalación de servicios como AAPP, AASS, AALL, telefonía, etc., es esencial consultar con las empresas encargada del area de servicio. De este modo se garantiza el acceso a los planos necesarios para la infraestructura prevista. [18]

Zanjas

Las excavaciones conservarse con el menor grosor posible para reducir al mínimo el daño a las aceras y facilitar la instalación de conductos. El fondo de la zanja debe estar nivelado y bien compactado, libre de piedras salientes u otros objetos que puedan impactar el conducto. El tamaño de la zanja estará determinado por la cantidad de conductos en el plano del diseñador, y la profundidad de enterramiento de los conductores variará según el tipo de conducto utilizado. [22]

Tabla 5. Medidas de excavación de zanja para los conductos

Conducto	Numero conductos	Cantidad de filas	Numero columnas	Ancho (m)	Profundidad vereda (metro)	Profundidad vía (metro)
1	2	1	2	0.37	0.61 m	0.92 m
2	3	1	3	0.53	0.61 m	0.92 m
3	4	1	2	0.37	0.77 m	1.07 m
4	6	1	3	0.37	0.93 m	1.23 m
5	9	1	3	0.53	0.93 m	1.23 m

Elaborado por: Autor

Prevenir daños en tuberías de alcantarillado, líneas telefónicas y de televisión por cable. En caso de cualquier rotura, las reparaciones rápidas deben ser realizadas por personal en el sitio o contactando a la agencia correspondiente responsable del área de trabajo. Esto aplica para el ramal primario, sus extensiones, transformadores, usuarios y alumbrado público. [22]

Puntos de intersección con cañerías

Cuando se encuentre un punto de intersección de tuberías de desagüe de aguas residuales o de agua potable, es imprescindible mantener una separación de 20 cm. Si lo sugiere el inspector, es necesario reforzar la permeabilidad incorporando hormigón. [22]

Puntos de intersección con líneas telefónicas

En el caso de cables telefónicos en disposición paralela, se requiere mantener una separación de 40 cm, mientras que en las intersecciones es esencial mantener un espacio de 15 a 20 cm. [22]

Puntos de intersección con conductores de electricidad

La distancia necesaria entre los cables de nivel de tensión intermedio de una entidad específica es de 0,19 metros, mientras que la menor separación que hay en los conductores de distintas entidades y de baja tensión debe ser de 0,25 metros. [23]

Puntos de intersección en calles

Se requiere que esté a una profundidad no menor a 1 metro, colocándose el cable dentro de tubos reforzados por una base de concreto en toda su longitud. [23]

Cámaras de transformación

Al diseñar, es esencial garantizar el cumplimiento de los parámetros relevantes descritos en "MERNNNR" y "ARCERNNN". Por lo tanto, se deben considerar factores como la protección contra inundaciones, el acceso conveniente a los equipos, la entrada irrestricta del personal de la empresa, buen flujo de aire y la rápida acción contra incendios. Durante la fase de diseño, es necesaria una cuidadosa selección del espacio, teniendo en cuenta el tamaño del transformador, el equipo a instalar y sus medidas de protección. [24]

Tipos de cámara

- Cámara de transformador
- Cámara de bus ramal
- Cámara de conmutación

La selección del tipo de cámara debe priorizar una distancia mínima de seguridad para las operaciones, garantizando la seguridad del operador. Además, es fundamental que la cámara elegida incorpore un sistema de desagüe diseñado para prevenir posibles inundaciones. Durante el proceso de diseño, se debe considerar cuidadosamente para garantizar que el sistema de drenaje impida efectivamente la entrada de aguas residuales, ya que esto podría afectar negativamente tanto al equipo como a los operadores dentro de la cámara del transformador. [15]

Elaboración y creación de sistemas de conexión a tierra.

Se requiere que el que elaborará el sistema realice su análisis exhaustivo del tipo de suelo donde se construirá la cámara del transformador. El constructor debe seguir con precisión los planos, inspección, revisión y excavación de la malla superior. [16]

Entrada a la Cámara del Transformador.

En la entrada la puerta debe cumplir con la norma NEC, para garantizar unas condiciones de seguridad adecuadas, evitando robos o incidentes que puedan suponer un riesgo para el bienestar físico de los consumidores y del personal de turno. Es recomendable asegurar la entrada con candado y pestillos de fijación. Las medidas especificadas para las puertas de entrada son 70 cm x 70 cm, según manda la norma del NEC. [17], [22]

Cimentación para instalar el transformador tipo pad mounted.

La elaboración de los cimientos va a depender del modelo del transformador, modificándose las dimensiones especificando que la base deberá medir 20 cm de amplitud y 20 cm de extensión, situada en el suelo. [25]

Al crear y edificar el soporte, es necesario considerar las siguientes sugerencias:

- Asegúrese de que la localización del transformador no impida el tráfico de peatones o vehículos de acuerdo con las pautas de NEC.
- Garantizar un ambiente y espacio de maniobra adecuado para facilitar las tareas de mantenimiento al personal técnico.

- Durante la cimentación de la base, se recomienda compactar el terreno para evitar futuros asentamientos y llénelo con grava para una evacuación eficiente del fluido del transformador.
- El concreto utilizado para el soporte tiene que cumplir una resistividad de 215 kg/cm².

Pozos de mantenimiento

La instalación de cámaras de inspección en redes subterráneas es crucial, proporcionando suficiente espacio para el manejo de cables durante el empalme, reemplazo y reparación. La construcción de estas cámaras deberá ajustarse a las dimensiones y tipología especificadas en los planos constructivos, empleándose mampostería de hormigón armado o ladrillo para sus muros. Previo al recubrimiento con concreto, se realizará una compactación durante la construcción. En casos de inestabilidad del suelo se deberá incrementar la excavación, rellenando con material pétreo y losas de concreto de 6 cm de grosor, incorporando la pendiente requerida para el desagüe, para evitar inundaciones en los pozos. Estos pozos estarán conectados al sistema de alcantarillado de la calle, y hay varios tipos disponibles según las dimensiones establecidas (consulte la ilustración 8-10).

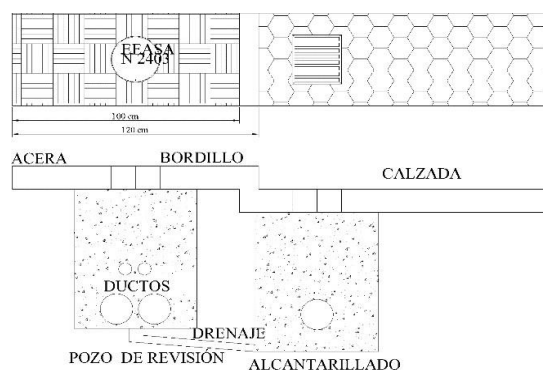


Ilustración 7, Sistema de drenaje de los pozos [58]

Tabla 6. Dimensiones de los pozos según sus categorías.

Categorías	Utilización	Extension	Amplitud	Profundidad m
1	Iluminacion, Acometida	0.70 m	0.60 m	0.75 m
2	MV, BV, AP	0.90 m	0.90 m	0.90 m
3	MV, BV, AP	1.20 m	1.20 m	1.20 m
4	MV, BV, AP	1.60 m	1.20 m	1.50 m
5	MV, BV, AP	2.50 m	2.00 m	2.00 m

Elaborado por: autor

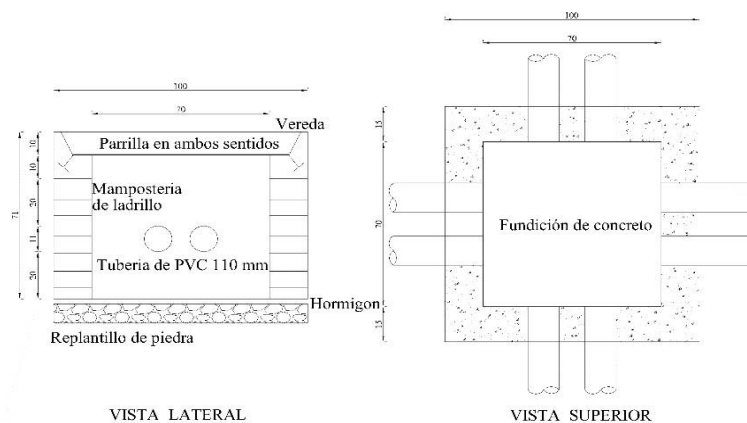


Ilustración 8, Pozo de inspección de clase A con dos conductos de dimensiones 70x70. [26]

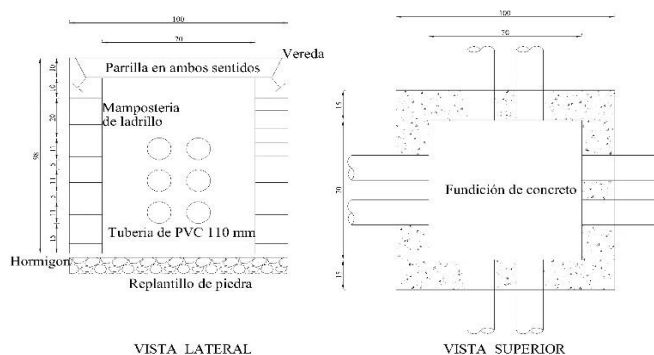


Ilustración 10, Pozo de inspección de categoría E con seis conductos de dimensiones 70x70. [58]

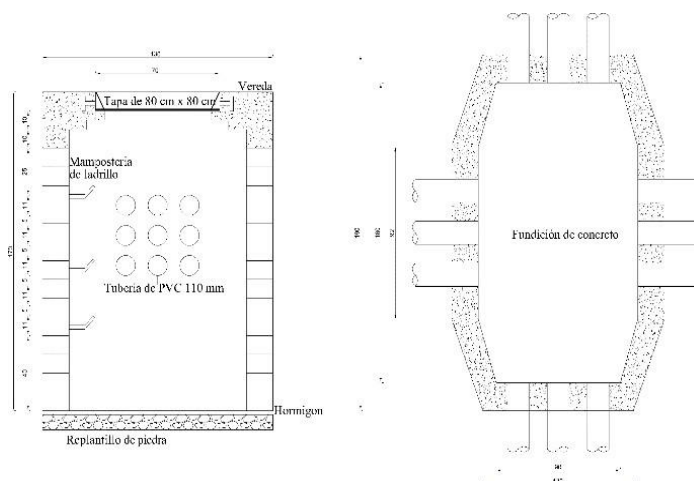


Ilustración 11, Pozo de inspección de clase G con nueve conductos. [58]

Empalmes

Los empalmes se refieren a la ramificación o alargamiento de cables, que muchas veces experimentan duras condiciones de humedad y fricción. El material elegido para los empalme debe ser combinable con los componentes del cable para garantizar su correcto funcionamiento. [17]

La confiabilidad en los empalmes depende de la consideración de la calidad de los materiales, el diseño y la experiencia del personal que realiza la instalación. [25] - [27]

Hay 2 distintos tipos de empalmes:

Empalme de cinta

El empalme de cinta implica reemplazar varios componentes del cable, excluyendo el conductor. Se realizan sucesivas aplicaciones de cintas hasta obtener todos los componentes aislantes del conductor, como se ilustra en la figura 18. Las cintas empleadas en este proceso carecen de adhesivos y pueden ser vulcanizables o no vulcanizables, dependiendo de la cinta seleccionada. Este método de empalme se aplica específicamente al conductor. [28]

Utilizado cuando el cable es recto para mantener la continuidad del conductor, este tipo de empalme debe ubicarse en cámaras de empalme. No es apto para ramificaciones y el empalme no debe ubicarse dentro de las tuberías.

Empalmes premoldeados

Los empalmes premoldeados consisten en un modelo moldeado por el fabricante utilizando elementos flexibles, ensamblados sobre cables como una sola unidad. Durante el ensamblaje, estos elementos son aplicados al cable utilizando un material rígido que pueden ceder mediante la aplicación de calor y presión, importante Tomar en cuenta la dimensión del cable. [29]

Se cuentan con dos variantes de empalmes preensamblados: aquellos de carácter permanente y los que pueden desconectarse.

Conexiones irremovible prefabricados

Esta variante de empalme se emplea para mantener la continuidad o extender la distancia del cable, ya que es una unidad única y unificada. [16]

Conexión Recta (200 A y 15 kV)

Es utilizado para corrientes iguales o inferiores a 200 A. [27]

Conexión Recta (600 A y 15 kV)

Diseñado para cables superiores a 4/0, este empalme es ideal para corrientes superiores a 200 A e inferiores a 600 A.

Conexiones des conectables premoldeados

Esta variación de conexión Se utiliza para garantizar la persistencia de un circuito o redireccionar una carga, cumpliendo con las especificaciones establecidas por el fabricante. [27]

Conexión Recta (200 A y 15 kV)

Esta modalidad de conexión está constituida por dos elementos componentes y es aplicable en circuitos con una corriente de 200 amperios o menos, con una diferencia de potencial de 15 kV. Durante la instalación es imprescindible incorporar puesta a tierra en función del conductor y tipo de aislamiento, asegurando el adecuado empalme del gancho de montaje para evitar desconexiones involuntarias. [30]

Conexión en T (200 A y 15 kV)

Diseñado para desviar cargas, incorporando 2 conexiones rectos hembra, 1 empalme recto macho y un componente en T adicional para conectar los empalmes. Además, cuenta con 1 gancho hacia abajo para evitar que se desprenda e incluye tres categorías de conexión a tierra, y estos adaptadores se aplican de manera individual para cada línea. [30]



Ilustración 9, Conexión en T (CNEL EP -2022) Hecho por Autor

A pesar de esta información detallada cabe recalcar que en instalaciones nuevas no se usan nigua tipo de empalme

Barra Prefabricada 200/600 A 15 kV

Esta variante de barra, que va de tres a seis ubicaciones, destinado a conectar cables y prolongar circuitos para suministrar energía a equipos principales, asemejándose a una conexión derivado. Permite la creación de grifos laterales, como se muestra en la figura 13. Es imprescindible la correcta fijación de este equipo a la pared, respetando la altura especificada por el guía o inspector. [30]



Ilustración 10. Conductos subterráneos para la distribución eléctrica. (EEASA-2020)

Imagen del Consorcio DG.

Conexión de forma de codo con capacidad de 200 amperios.

El conductor trabaja bajo carga y establece una conexión con un bushing. Parecido a un enchufe utilizado para conectar cables y bushing de transformadores, también es aplicable para barras colectoras y mecanismos de interrupción, tales como se muestra en la Ilustración 11. El enlace comprende los subsecuentes componentes [27]



Ilustración 11, Conexión de tipo codo (CNEL EP-2022) Autor: Consorcio DG.

Conexión de bushing insert

Estos conectores están diseñados específicamente para su colocación dentro de cámaras de transformadores y sirven como mecanismo de unión para conectores acodados. [28]

Terminales de conductores subterráneo

Terminales de interior

El voltaje generado debe alinearse con los voltajes de otros componentes de la red, considerando el ajuste de temperatura de 90 °C, que coincide con la temperatura puesta en funcionamiento. Logra una notable resistencia a la inserción, dando resultado a la resistencia de la radiación y conservando su flexibilidad y alargamiento con un período más prolongado en comparación con otros elastómeros.

Este terminal se utiliza tanto para el inicio como para el final del interruptor de desconexión, así como para la entrada de transformadores encapsulados. [31]



Ilustración 12. Conector tipo interno para conectar al casquillo del transformador (CNEL EP - 2022)

Terminales exteriores

Los terminales deben regirse con los estándares descritos en IEEE48 e IEC 502, especificando la resistencia del cable a la contaminación, radiación ultravioleta ambiental y la continua formación de minerales en áreas con considerable humedad. Encuentra aplicación en la transición entre redes aéreas y de metro, o viceversa, y es esencial para la bifurcación interna dentro de la cámara cuando sea necesario Ilustración 16. [32]



Ilustración 13. Conexión de estilo externo. (EEASA-2020).

Imagen del Consorcio DG.

Cables

Transmiten esta energía eléctrica desde los generadores hasta las subestaciones y los usuarios finales, es fundamental emplear conductores fabricados con metales como hierro, plata, cobre, oro, aluminio y la mezcla de estos. Estos materiales crean una vía propicia para el movimiento de electrones, generando un campo eléctrico externo que permite la libre circulación de los electrones. El cobre, al ser un material altamente conductor, se utiliza mucho para este fin, contribuyendo a su importante consumo. Por el contrario, el aluminio, que tiene menor conductividad, es una alternativa rentable en comparación con el cobre. [33]

Tabla7. Conductividad y resistividad de material

Material	Resistividad	Conductividad
Plata	0.0164	0.6305
Cobre	0.0172	0.5958
Oro	0.0230	0.4464
Aluminio	0.0590	0.3767

Fuente: CNEL EP parte III.

En la red de distribución no es viable un tipo singular de cable. Varias empresas distribuidoras emplean diferentes tipos de conductores en función de sus características técnicas y consideraciones económicas. Ilustración 17 [16]

Ilustración 14. Tendido de cable de media tensión (Subestación Villa club). Fuente: Autor



Conductores para Media Tensión

La construcción en medio voltaje involucra un anillo primario y sus extensiones internas. Se emplean conductores de cobre aislados para el anillo principal, lo que facilita la transmisión entre alimentadores primarios o subestaciones. Por el contrario, los conductores de aluminio aislados sirven como componente principal para las ramas internas. [16]

Conductores para Baja Tensión

El conductor de aluminio se aplica a elección del diseñador, siguiendo normas de caída de voltaje que no debe exceder el 6%. El diseñador selecciona el grosor y el grado de aislamiento en consecuencia. El conductor neutro debe tener un grosor que coincida con el de las de línea. Es necesario un sistema de codificación de colores tanto para las líneas y el neutro. [16] [29]

Cables para iluminación

En iluminación, se recomiendan los conductores TTU, donde cada conductor presenta un color distinto en su cubierta para identificar fácilmente la línea y el neutro.

Aislamiento destinado a los cables

Hace alusión a la capacidad del conductor para retener los electrones. circulantes, impidiéndoles saltar a la superficie. Los avances tecnológicos han alterado continuamente la estructura de los componentes, como se muestra en la figura 18, lo que ha dado como resultado una mejor disipación de calor y capacidad de voltaje. Regidos por estándares internacionales como NEC.SA (Código Eléctrico Nacional), se encuentran disponibles varios tipos de conductores para garantizar un funcionamiento eficiente, categorizados De acuerdo a su uso y la naturaleza del material aislante. [34]

Tabla 8, Clasificación de aislamiento

Tipo	Aplicación	Contenido
PVC	Baja tensión	Cloruro de polivinilo
XLE	Alta tensión	Polietileno reticulado
EPR	Alta y baja tensión	Etileno propileno

Fuente: CNEL EP parte III

El cable XLPE, según IEC 60502-1, está compuesto principalmente de polietileno (PE). Los cambios en las condiciones climáticas han provocado ajustes en su composición, favoreciendo la adhesión molecular entre las hebras de polietileno. Esta alteración da lugar a una sustancia termoplástica como se indica en la Tabla 9. El conductor resultante demuestra resiliencia a temperaturas elevadas, posee alta resistencia a la abrasión y es ambientalmente sostenible. [35] [36]

Tabla 9. Conductores y aislamientos

Tipo	Descripción	Aislamiento	Conductor AWG/kcmil
XHHM	Copolímero sintético reticulado resistente al calor y humedad	XLPE	14-2000
THWN	Termoplástico resistente al calor y humedad	PVC	14-1000
RHW	Caucho resistente al calor y humedad	XLPE o EPR	14-2000
RHH	Caucho resistente al calor	XLPE o EPR	14-2000

Fuente: Guías de diseño EEASA parte III.

TIPOS DE AISLAMIENTO (100% , 133%, 173%)



*Ilustración 15. Colocación de cable de voltaje medio. (CNEL EP-2020).
Fuente Autor*

Calibre de conductores

El segmento de un conductor comúnmente denominado calibre se denota como AWG (American Wire Gauge) en el sistema americano o en milímetros en el sistema internacional. En los casos en que la especificación es mayor, el diámetro del conductor disminuye, mientras que las especificaciones más bajas dan como resultado diámetros de conductor más grandes, como se ilustra en la Tabla 10. [37] Una sección de conductor mayor permite una mayor capacidad de corriente y reduce la resistividad al movimiento de la corriente

Tabla 10. Características de la capacidad de conducción y resistencia de sustancias.

Diámetro AWG	Sección de área mm^2	Diámetro milimetro
14	2.08	1.63
12	3.31	2.05
10	5.26	2.59
8	8.36	3.26
6	13.3	4.11
4	21.1	5.18
2	33.6	6.54
1/0	53.47	8.25
2/0	67.41	9.26
3/0	85.03	10.40
4/0	107.2	11.68
250	126.6	14.60
300	151.9	16.00
350	177.3	17.29
400	202.7	18.49

Fuente: CNEL EP parte III.

Seccionamiento y Protecciones

A medida que avanzan las industrias eléctricas, aumenta la complejidad de las infraestructuras de la red eléctrica, lo que hace que toda la red sea vulnerable a interrupciones importantes, incluso por fallas menores, lo que lleva a apagones generalizados. Un factor crítico en el análisis de apagones Consiste en la transferencia de la corriente energética y las precauciones de seguridad. insuficientes. Con el tiempo, reconociendo la importancia de evitar fallas, se ha vuelto obligatorio implementar medidas de protección. Estas medidas tienen como objetivo aislar fallas en los sistemas aéreos, asegurando un suministro eléctrico ininterrumpido, como se describe en la Tabla 11. [38] [39]

Tabla 11. Seguridades.

Diámetro AWG	Área de sección transversal en Diámetro milimetro metros cuadrados.	
Seguridad para sobre corriente	MT Voltaje	Fusible de tipo bayoneta. Fusible limitador
	Tensiones bajas, salvaguarda secundaria, excesos de carga.	A travex de un interruptor
Seguridad para sobretensión	Normativas y procedimientos de pruebas.	NTE INEN 2138

Fuente: Autor

La implementación de equipos de transformación tipo pedestal ‘VISTA’, ya sean monofásicos o trifásicos, junto con los resguardos adecuados, implica el uso de elementos de protección como fusibles, seccionadores y disyuntores en el sistema de distribución eléctrica. Con el tiempo, la estructura de las redes de distribución eléctrica ha evolucionado para priorizar la seguridad, la detección de fallas y la rentabilidad.

Tabla 12. Evaluación de sistemas de distribución por aire y bajo tierra.

Parámetros	Redes Aéreas	Redes subterráneas
Precio del sistema	Bajo	Alto
Proteccion	Baja seguridad	Alta seguridad
Localización de falla	Fácil	Difícil
Apariencia	No estético	Estético

Fuente: CNEL EP parte III.

Transformadores

El transformador desempeña una función vital en la infraestructura del sistema eléctrico, presentando una estructura compuesta por 2 enrollados de cobre, primario y secundario, que rodean el núcleo magnético. Para un aislante y una transferencia de energía térmica eficaz, el aceite vegetal llena el transformador. [40]

Cuando el devanado secundario se conecta directamente a la carga eléctrica del usuario, se denomina Dispositivo de distribución transformador. Estos transformadores se distinguen de los transformadores de potencia utilizados en los sistemas de transmisión de elevada tensión. Para facilitar la transformación de tensión entre niveles se emplean transformadores monofásicos o trifásicos. La creación de un sistema trifásico se puede lograr utilizando tres transformadores monofásicos o uno más compacto, un transformador trifásico. Monitorear la temperatura del transformador es un parámetro clave en el control, ya que las fallas internas contribuyen a las irregularidades asociadas con la temperatura dentro del transformador. [41]

Transformador de 3 fases tipo Pad Mounted

Este transformador en particular destaca por su diseño, tomando entrada de tres fases de media tensión y entregando una salida de baja tensión en tres fases, ofreciendo así un servicio de sistema trifásico. Ubicado al aire libre en áreas sin riesgo de inundación, este transformador cumple su propósito de manera efectiva. [2]

- Tipo radial

Se distingue por impedir la continuidad del circuito implica que la línea de media tensión finaliza al estar conectada a los conectores del tap del transformador. [18]



Ilustración 16, Transformador trifásico tipo radial (Urbanización villa club).

- Tipo malla

Este transformador permite la conexión de la línea de media tensión al pasa tapas de potencia, facilitando el desvío o suministro de cargas adicionales. Esta capacidad permite el establecimiento de una nueva red para el suministro de energía de media tensión a otra carga. [18]



Ilustración 17, Transformador trifásico tipo anillado (CIUDAD CELESTE 'BABOR').

Fuente: Autor

Transformadores monofásicos de montaje en pedestal o empotrados en plataforma.

Se caracteriza por recibir energía de una fase de voltaje medio que se conecta al terminal primario del transformador, con dos salidas de baja tensión: 240V entre fases y 120V entre fase y neutro. El funcionamiento de este transformador es comparable al de los tipos radial y de malla. [2]

Transformadores trifásicos tipo sumergibles

Esta variante de transformador se emplea en áreas propensas a inundaciones importantes. En caso de tal riesgo, su funcionalidad no se ve afectada, ya que está diseñado para funcionar sin problemas en condiciones corrosivas y bajo el agua. [2]

Interruptor subterráneo de distribución Vista® de S&C

Funcionamiento al aire libre de 15.5 kV hasta 38 Kv. El tablero de distribución subterránea Vista está diseñado para adaptarse a varias configuraciones, con opciones

disponibles para hasta seis vías. Esta flexibilidad permite la incorporación de una combinación de derivaciones de bus, interruptores de carga o interruptores de fallas. A diferencia del equipo tradicional montado en pedestal, que requiere dos piezas para un alimentador de circuito de cuatro tomas, el tablero de distribución subterránea Vista agiliza las instalaciones al requerir solo una unidad de 6 vías. Esto no sólo simplifica el proceso, Además, realza la apariencia estética. El código de identificación proporciona información sobre el completo de caminos, indicando el recuento específico de caminos para el interruptor de carga y el interruptor de fallas. Como ilustración, el modelo 321 señala la presencia de 3 caminos, de los cuales 2 están destinados al interruptor de desconexión de carga y 1 está designado para el interruptor de fallas, como se detalla a continuación.[2]

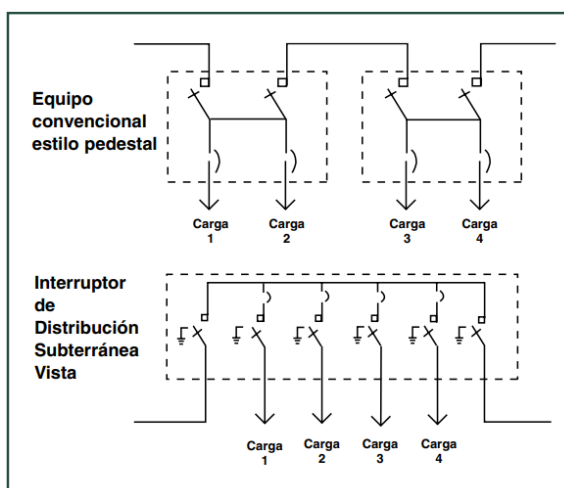


Ilustración 18, Interruptor de Distribución Subterránea Vista [2]

Alumbrado Publico

En la actualidad, el 60% de la energía generada se dedica al alumbrado público o artificial, una necesidad derivada del constante uso nocturno. Este servicio garantiza un entorno seguro, mejorando la visibilidad tanto de peatones como de vehículos, reduciendo en consecuencia los accidentes. Muchos sistemas de alumbrado público superan a las tecnologías obsoletas, comparando la durabilidad y eficacia entre lámparas de mercurio, luces halógenas de tungsteno y luces fluorescentes. [42]

La iluminación ineficiente contribuye a la contaminación lumínica, lo que lleva a un consumo innecesario de recursos. El funcionamiento eficiente de los servicios públicos depende de una supervisión exhaustiva de la gestión de la red. Para potenciar este aspecto se emplean tecnologías del intercambio de datos y la transmisión de información. La mejora en la gestión de dicha red se consigue al emplear sistemas de

medición automatizados con capacidad de transmisión de datos, los cuales posibilitan la obtención de información de diversos sistemas. [43]

La contaminación lumínica se manifiesta como baja eficiencia energética y descontento, ocurriendo durante la noche cuando el uso excesivo de luz artificial impacta en los gases y partículas del entorno. Esto da como resultado la emisión de una luz intensa y un resplandor del cielo a través del reflejo de la luz. La causa fundamental de la contaminación lumínica reside en el diseño inadecuado de las fuentes de luz, donde la intensidad se dirige desproporcionadamente hacia el cielo y el entorno. [42]

Actualmente se ha intentado disminuir los índices de consumo de energía a través de la tecnología, empleando luces de vapor de sodio y mercurio. Sin embargo, estos esfuerzos han resultado insuficientes. Las ciudades reconocen cada día cada vez más la importancia de la luz más allá de sus funcionalidades básicas. La iluminación está progresando hacia una herramienta para promover la implicación de la comunidad, apoyar la salud y el bienestar y revitalizar las áreas urbanas. Esta constatación ha impulsado la búsqueda de nuevas tecnologías destinadas a abordar los problemas de contaminación lumínica. [43] El descubrimiento de la tecnología, en particular los diodos emisores de luz (LED), ofrece una fácil modulación y ajuste de los niveles de iluminación. La característica distintiva de la tecnología LED reside en su distribución del espectro, lo que le permite abordar eficazmente el desafío de implementar lámparas que puedan reducir selectivamente la contaminación lumínica según requisitos específicos. Esta innovación tiene como objetivo mejorar diversos entornos, incluidos aeropuertos, entornos naturales, espacios artificiales y hogares. [42]



Ilustración 19,. Iluminaria LED (CNEL.EP-2022).

Tipos de lámparas

Lámpara led

La iluminación LED es adaptable y conduce a un menor consumo de electricidad, lo que en consecuencia reduce los gastos. El rápido avance de la tecnología LED ha provocado una transformación significativa en la industria de la iluminación mundial en los últimos años. Viene con ventajas como consumo de energía reducido, vida útil prolongada, brillo mejorado y control de temperatura mejorado. [45] [46]

Lámparas de descarga

La generación de luz comienza con el establecimiento de la generación de flujo eléctrico entre 2 electrodos situados dentro de un tubo repleto de gas o vapor ionizado. Los elementos de apoyo comprenden el balastro, el capacitor y el iniciador o arrancador. [47]

Bombilla de mercurio

La mezcla de vapor de mercurio junto con una bombilla incandescente emplea el mismo hilo conductor para la estabilización, lo que evita la necesidad de un balastro. [47]

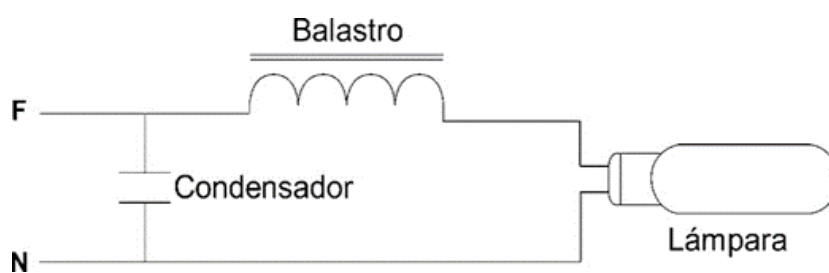


Ilustración 20, Diagrama unifilar lámpara luz mezclada. [62]

Lámpara de vapor de mercurio a alta presión

Su funcionalidad refleja la de las luces fluorescentes, contando con dos electrodos auxiliares encargados de calentar el gas para facilitar el flujo de corriente. [47]

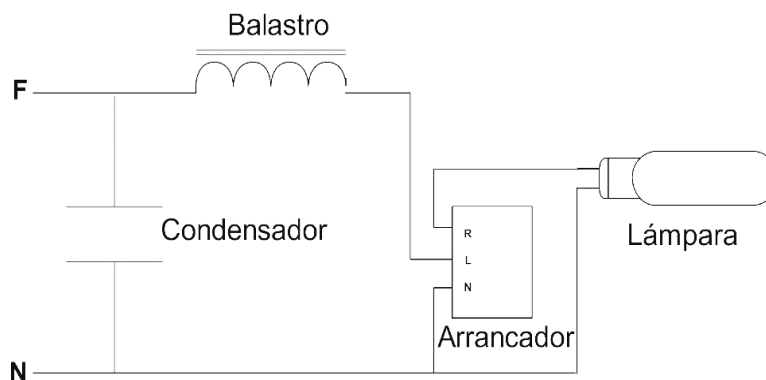


Ilustración 21, Diagrama unifilar Luminaria de vapor a elevada presión. [62]

Luminaria con sodio a presión baja.

Esta lámpara emplea un balastro autotransformador tanto para arranque como para mantenimiento, eliminando la necesidad de un arrancador. Esto mejora su eficiencia luminosa y da como resultado una vida útil prolongada. [48]

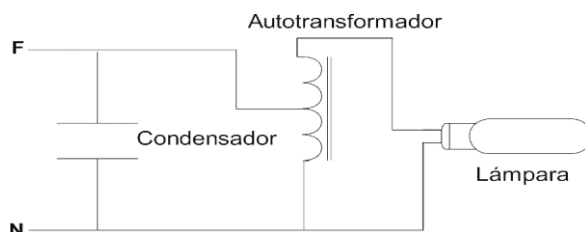


Ilustración 22, Diagrama unifilar lámpara de vapor de sodio [62]

Lámpara de sodio de alta presión

La lámpara posee un conducto de evacuación fabricado con Compuesto de óxido de aluminio, lo que le confiere la capacidad de soportar elevadas temperaturas de hasta 1000°C. Colocado en el interior de una carcasa de vidrio de larga durabilidad a las condiciones climáticas, este sistema de iluminación requiere Un dispositivo de arranque de 4-5 kV es utilizado para iniciar su fase inicial, que tiene una duración de alrededor de siete minutos. [47]

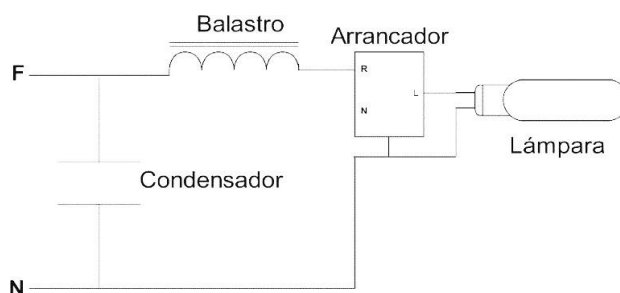


Ilustración 23, Diagrama unifilar lámpara de vapor de alta presión [62]

Lámpara de halogenuros metálicos

Consiste en combinar mercurio y yoduro metálico para conseguir una mayor eficiencia luminosa, siendo necesario el uso de un cebador. La Tabla 13 presenta la eficiencia luminosa correspondiente a cada tipo de lámpara. [48]

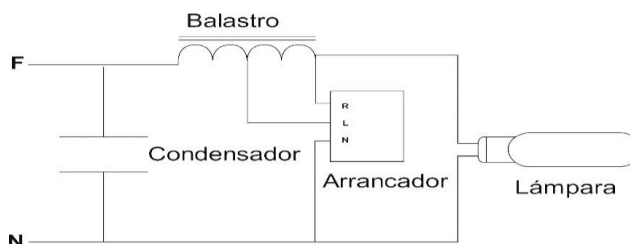


Ilustración 24, Diagrama unifilar lámpara de halogenuros metálicos [62]

Tabla 13, Rendimiento Luminoso

Fuente: Autor

Tipo de lámpara	Flujo 'lm'	Rendimiento 'lm/W'
Fluorescente '40W'	3200	80
Incandescente '100W'	1380	13.8
Vapor de sodio alta presión '400W'	48000	120
Luminaria de sodio a baja presión con una potencia de '180W'.	33000	183
Dispositivo de halogenuro metálico con una potencia de '400W'.	27500	80
Lámpara de vapor de mercurio a alta presión con una potencia de '400W'.	23000	58

Lámparas incandescentes

Las bombillas incandescentes funcionan haciendo pasar una corriente a través del filamento, elevando su temperatura hasta emitir radiación que produce luz visible. Este proceso implica alcanzar altas temperaturas y no necesita equipos auxiliares. [61]



Ilustración 25, Tipos de lámparas incandescentes [62]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA DE DISEÑO

3.1 HERRAMIENTAS Y SOFTWARE

Con los avances tecnológicos, se han creado varios tipos de programas que se utilizan para realizar cálculos, dibujos, diseños y simulaciones similares a la realidad, lo que permite tomar las decisiones correctas antes de su ejecución y facilita los estudios de ingeniería eléctrica para comprender cómo actúan los sistemas, renovando y optimizando el tiempo por medio de un desarrollo óptimo y seguro.

3.2 ETAP

El presente proyecto se desarrollará a partir del estudio la viabilidad técnica que presenta el soterramiento de las redes eléctricas, se procederá contabilizar y catalogar a cada residente de la manzana para poder calcular la capacidad del centro de transformación, caídas en MT y BT, por lo que mediante un software (ETAP) se realizaran pruebas que calculen la demanda de energía actual y futura, la confiabilidad del suministro y la capacidad de carga que mantiene la red ya instalada, buscaremos información que tenga que ver con soterramientos ya ejecutados a nivel nacional e información de nueva tecnología utilizada para construir una red eléctrica soterrada de distribución, en secuencia cotizar los costos de instalación y operación, así como la infraestructura existente.

El software ETAP tiene como herramientas principales la automatización, optimización, simulación y análisis, además de diagramas de una línea CC y CA monofásicos y trifásicos, así como la conexión a tierra, con esto diseñar un sistema de energía eléctrico en tiempo real y automatizado. Tal así que muchas empresas reconocidas a nivel mundial tales como *Novec*, *FirstEnergy*, *Equilon*, *Duke Energy*, *Ontario Power Generation*, *Brown & Root*, *Parsons*, *OMICRON*, *AIM*. La recomiendan y están satisfecho con su producto, servicios y soporte que brinda ETAP.

A partir de los conceptos básicos analizar toda la información que recopilamos con relaciones a criterios de diseño eléctrico, observando distinta metodologías de construcción en obra civil, los materiales y dispositivos necesarios para llevar a cabo las labores en la infraestructura eléctrica soterrada, se procederá a desarrollar un

análisis técnico – económico y financiero de dicha red de distribución en la urbanización villa club ubicada en Samborondón.

Se utilizará lineamientos básicos de diseño y construcción de redes eléctricas soterradas de distribución de ciudadelas similares ya consolidadas.

3.3 DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA DE VOLTAJES MEDIANOS Y BAJOS.

3.3.1 PLANIFICACIÓN DE LA RED EN MEDIA TENSION

Se llevó a cabo un análisis térmico de la red de media voltaje para determinar si los cables que circulan por la red de media tensión causarían problemas debido a las altas tensiones. Sin embargo, debido a la menor corriente, no se espera que las temperaturas superen los 90 grados centígrados para funcionar con eficacia. (Anexo 2)

3.3.2 DESCRIPCIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ‘ACTUAL’

El área designada para la intervención se encuentra dentro de una zona residencial situada en la Avenida León Febres Cordero Ribadeneyra, específicamente en la urbanización Villa Club. Esta disposición en infraestructura se estructura de esta forma: una red de voltaje medio, además de redes de voltaje bajo, equipos de transformadores, iluminación exterior y usuarios. (Anexo 3)

3.3.3 DISEÑO DE LA RED EN BAJA TENSION

Se ha llevado a cabo un estudio en la red de voltaje bajo para establecer de manera estratégica la ubicación de los equipos de transformadores, siendo este el objetivo de reducir desgaste de tensión debido a las longitudes ampliadas dichos conductores. de interconexión, teniendo en cuenta la distancia entre transformadores y la distancia de transformador a transformador. distancia de transformador a domicilio de cada usuario.

3.4 TRANSFORMADORES

El dimensionamiento de los transformadores se calcula a partir de las previsiones individuales de demanda de cada abonado. Se ha realizado un análisis en la red de baja tensión para determinar de manera estratégica la colocación de los transformadores, con el propósito de reducir al mínimo las pérdidas de voltaje causadas por las largas distancias de los cables de conexión, lo que reduce la distancia hasta las cargas conectadas a los transformadores.

El análisis técnico determinó que cada transformador debía utilizar la misma potencia nominal, ya que no surgirían problemas de sobrecarga y su rendimiento sería óptimo.

Tabla 11, Transformadores

TRAFO	FASE A (KVA)	FASE B (KVA)	FASE C (KVA)	MANZANA	SOLARES	TOTAL SOLARES
T-1	50			A	1 al 14	14
T-2	50			A	15 al 29	15
T-3	50			B	1 al 14	14
T-4	37,5			C	18 al 26	9
T-5	37,5			C	5 al 13	9
T-6	37,5			D	18 al 26	9
T-7	50			CDE	C(14-17), D(14-17), E(14-17)	12
T-8	50			CDE	C(1-4), D(1-4), E(1-4), F(20-21)	14
T-9	37,5			D	5 al 13	9
T-10	37,5			E	18 al 26	9
T-11	37,5			E	5 al 13	9
T-12	37,5			F	11 al 19	9
T-13	50			F	1-5-6-10	4
T-14		25		H	19-26	8
T-15		50		H	27-36	10
T-16		50		AREA COM.	CASA CLUB	
T-17		37,5		H	3 al 10	8
T-18		37,5		H	11 al 18	8
T-19		37,5		I	26 al 32	7
T-20		37,5		I	19 al 25	7
T-21		37,5		I	5 al 11	7
T-22		37,5		I	12 al 18	7
T-23		50		J	18 al 30	13
T-24		50		J	5 al 17	13
T-25		50		HIJ	H(1-2), I(1-4), J(1-4)	10
T-26		50		K	19 al 31	13
T-27			50	G	1 al 12	12
T-28			50	G	13 al 24	12
T-29			50	G	25 al 34	10
T-30			37,5	K-M	K(1-5), M(1-5)	10

T-31	50	K	6 al 18	13
T-32	50	L	23 al 34	12
T-33	25	L	18 al 22	5
T-34	50	L	1 al 12	12
T-35	25	L	13 al 17	5
T-36	37,5	M	27 al 35	9
T-37	25	M	21 al 26	6
T-38	37,5	M	6 al 14	9
T-39	25	M	15 al 20	6
T-40	37,5	N	1 al 10	10
T-41	37,5	N	11 al 20	10
TOTAL	562,5	550	587,5	14 MZ
				388

Ubicación de la red principal

El inspeccionamiento dio como resultado una regular distribución en la ubicación de los transformadores, dando una considerable pérdida de voltaje, con ello no se está ofreciendo un buen servicio de energía en óptimas condiciones. Para esto se utilizó el geoportal y el Google earth para dar con la ubicación de la red principal de MT.



Ilustración 26, red de MT GEOPORTAL

La red primaria de MT atraviesa el centro de la urbanización, comenzando cerca del área comunitaria y ramificándose hacia los transformadores estratégicamente ubicados dentro de la zona de inicio.



Ilustración 27, Ubicación de transformadores 'geoportal'

Con la ayuda de la herramienta digital GEOPORTAL se logró contabilizar y a localizar con coordenadas exactas los transformadores ubicados en la urbanización, así como también los puntos de iluminarias que serán remplazados por otro tipo más óptimo acatando las normas del ARCONEL.

DISTANCIAS DE LOS TRANSFORMADORES (ACTUAL)

Tabla 12, Distancia de transformadores

DISTANCIA ENTRE TRANSFORMADORES EN LA URBANIZACION BOREAL					
FASE A		FASE B		FASE C	
TRAFO	DISTANCIA	TRAFO	DISTANCIA	TRAFO	DISTANCIA
FUENTE-T1	80,9	T8-T14	198	T27-T28	97,7
T1-T5	29,1	T14-T15	72,2	T28-T29	98,7
T5-T6	6,36	T27-T25	34,8	T29-T36	79,1
T1-T2	94,9	T25-T17	82,5	T36-T34	5,65
T2-T7	67,5	T17-T19	5,68	T36-T37	48,55
T2-T13	24,2	T17-T18	48,1	T37-T35	6,24
T2-T11	27,2	T18-T20	5,58	T29-T32	116,8
T11-T12	6,2	T25-T21	58,6	T32-T31	7,93
FUENTE-T3	112,2	T21-T23	5,81	T32-T33	48
T3-T4	15,5	T21-T22	48,4	T29-T38	105,2
T3-T8	117,8	T25-T26	111,2	T38-T40	6,05

T8-T9	43,5	T26-T24	6,75	T38-T39	48
T9-T10	5,88			T39-T41	6,01
				T25-T30	100,3

La medición se realizó por medio de la opción regla en la herramienta digital geo portal, de esta manera podemos notar las extensas distancias que recorren los cables de baja tensión, lo cual resulta en costos más elevados debido a su sección transversal, generando una mayor pérdida de voltaje en el punto de destino o al final del trayecto, lo que puede ocasionar daños en los dispositivos eléctricos de los usuarios.

RED SOTERRADA

El diseño de soterramiento de redes hoy en día es una necesidad, debido a que la mayoría de redes ya están sobrecargadas y presentan fallas, al implementar la red soterrada se mejoraría la calidad de energía a entregar evitando caídas de voltajes y sobrecargas, además se vería en un impacto visual debido a que mejoraría el aspecto de la urbanización.

Hoy en día los proyectos de bajo voltaje y de urbanizaciones implementan la red soterrada debido a su alto rendimiento y menor costo de mantenimiento, el detalle es su elevado costo de instalación debido a sus componentes y sus altos estándares de calidad, confiabilidad y protección.

El detalle a analizar es economizar la implementación de red soterrada, comparando las líneas de transmisión aéreas con las nuevas líneas subterráneas, se encuentra que las últimas presentan desafíos adicionales. Además, el costo por unidad de las rutas de metro en entornos urbanos resulta más elevado que su instalación en espacios más abiertos, y con esto se buscan maneras para reducir el costo adicional del soterramiento.

CAIDA DE VOLTAJE

Ya diseñada la nueva red se procede a realizar entre la nueva y la vieja red el análisis del diferencial que existe entre los transformadores ubicados en estas redes, tomando en cuenta los conductores y sus medidas para buscar los parámetros necesarios y diseñar una red confiable, a continuación presentamos una tabla que contiene los valores de calor de los cables a utilizar:

Tabla 13, calibre de los cables

COBRE AISLADO PARA B. V. TTU - 1% V					
LIMITE TERMICO		CONDUCTOR	FACTOR FCV (KVA-M)		
208/120V	240/120V	CALIBRE	120V	240/120V	208/120V
3 FASES	1 FASE	(AWG)	2 HILOS	3 HILOS	4 HILOS
42	28	6 TTU	54	215	330
57	38	4 TTU	84	335	510
71	47	2 TTU	128	510	775
88	58	1/0 TTU	195	780	1170
88	58	2(1/0) TTU	390	1560	2340
109	72	2/0 TTU	240	960	1430
122	80	3/0 TTU	290	1160	1730
141	93	4/0 TTU	353	1410	2090
158	104	250 MCM TTU	401	1605	2360
175	115	300 MCM TTU	463	1850	2700
192	142	350 MCM TTU	539	2155	3232

LOCALIZACION ‘POSTES’

Las localizaciones de los alumbrados públicos son precisas y se determina mediante la herramienta digital Geo Portal, muestra que, debido a la cantidad de postes, hay una mayor contaminación visual donde están ubicados los transformadores. Esto provoca problemas en los ámbitos de voltaje, temperatura, estética, entre otros.

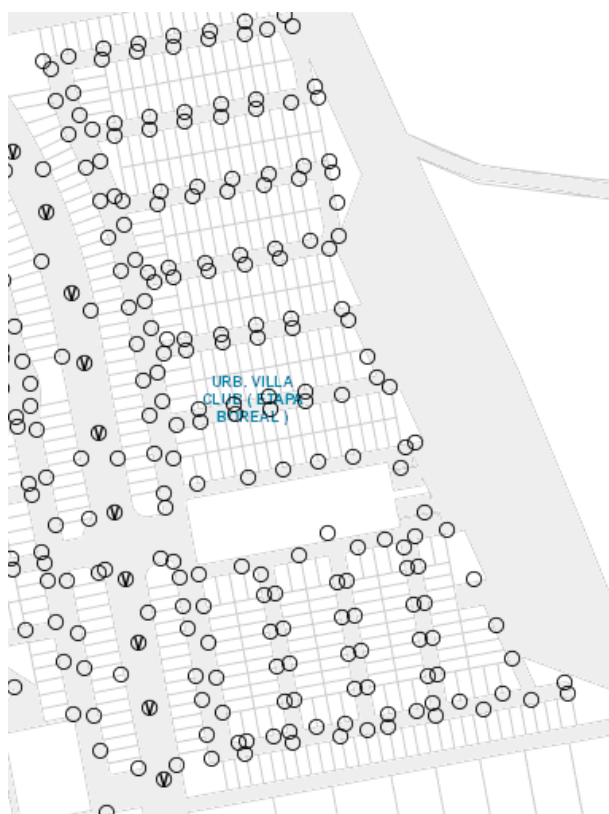


Ilustración 28, Ubicación de postes 'geoportales'

Alumbrado Publico

Al cambio de aéreo a soterrado tendrá un gran impacto en la contaminación visual, viéndose más limpio y estético, aun así hay puntos que recalcar:

- Desde el 2020, todos los proyectos de iluminación de vía y alumbrado público deben ser con iluminarias led.
- A falta de lúmenes en un espacio se deberá utilizar un ducto para la instalación de iluminarias.
- Cumplir con todas las normativas impuestas por la ARCONEL en todo proyecto lumínico, con el fin de entregar n servicio en donde sus partes técnicas sean confiables y de calidad hacia el usuario.

Área de prestación de servicio: Comprende toda la delimitación geográfica del título habitante, en donde CENEL EP presta servicios de energía eléctrica como la comercialización, distribución y alumbrado público.

Iluminación de las vías públicas general: Incluye los sistemas de iluminación destinados a las calles y carreteras, utilizados para el tránsito de personas y vehículos, tanto de posesiones del dominio público como de la comunidad, localizados en las áreas urbanas.

Iluminación de vías públicas intervenido: Es la iluminación de las calles que requiere una estructura diferente a las normas definidas para la iluminación en espacios públicos convencional, o que cumple con planes o requisitos específicos de los gobiernos autónomos descentralizados, y/o se diferencia en los niveles de iluminación establecidos por regulación.

Iluminación de vía pública ornamental: Iluminación decorativa en espacios tales como las plazas las iglesias, parques, monumentos y otros iguales, que se separa de los diferentes grados estándar. Estas instalaciones se ajustan a pautas de diseño estético. definidos por la administración autónoma o por la administración estatal.

SIMULACION EN DIALux evo

Para nosotros poder crear la simulación de iluminación en las vías principales y secundarias, se optó por utilizar un software de libre acceso, como DIALux evo 9.2. Elegimos un plano en formato dwg de versiones anteriores a 2010 para facilitar el

trazado de las vías y lugares que se desean alumbrar en este archivo DWG, los puntos de luz están dispuestos conforme a las especificaciones proporcionadas por la compañía de electricidad, tal como se muestra en el ilustración. 29, donde se representan mediante una figurita de color rojo.



Ilustración 29, Plano con ubicación de los postes

Calculamos y simulamos la calle que está ubicada entre la manzana L y K como referencia para con esos datos hacer el cálculo del resto de vías de la ciudadela 94. Seleccionamos luminarias DIGISTREET PHILIPS tipo Led porque su diseño permitirá una fácil instalación y mantenimiento. Esta lámpara está certificada según los estándares de edificación que la ha autorizado la compañía distribuidora.

Podemos observar, las luminarias que tienen valores de luminancia idénticos que ofrecen una mayor luminosidad y uniformidad, a la vez que presentan un consumo

energético reducido. Estas respuestas completas del modelado la podemos ver en la tabla 14, específicamente para la Calle de entre la manzana K y L, que incluye una vía de un carril y dos cruces peatonales.

Tabla 14, Calle entre la manzana K y L

	Lm [cd/m²]	Uo	Ui	Em[lx]	Emin[lx]	TI[%]	REI
Verda					5.97		10,06
Nominal	≥1.00	≥0.40	≥0.70			≤15	≥5.00
Vereda	1.43	0.54	0.70		21.33	9	0,18
Calculado Calle							

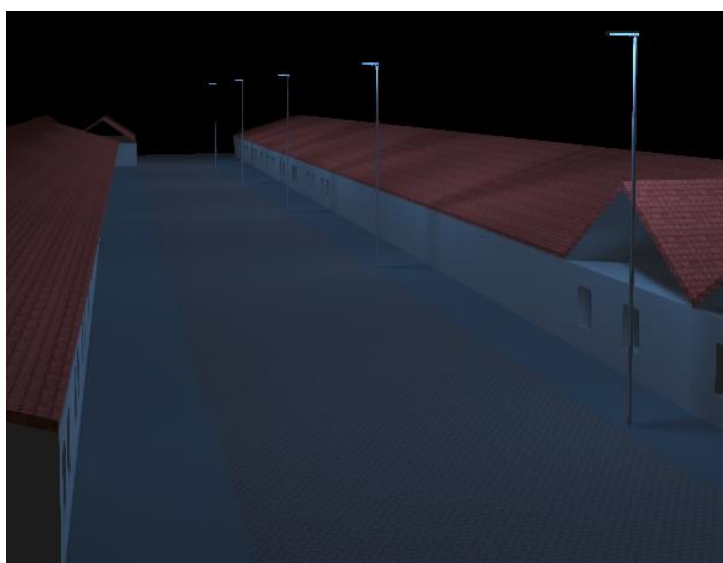


Ilustración 30, plano en DIALux

Elaborado por: Autor

Basándonos en los resultados derivados de la simulación, se sugiere emplear un conjunto de 94 luminarias de la marca PHILIPS, con el modelo DIGISTREET BGP761 T25 1 XLED90-4S/830 DS50 BGP760, instaladas en postes de fibra de vidrio de 10 metros de altura.

Clases de alumbrado vía pública

Tabla 15, alumbrado público

Tipos de iluminación adecuados para categorías de calles públicas.	
Detalles de la carretera	clases de alumbrado
Carreteras de velocidad elevada, caracterizadas por tener carriles separados sin intersecciones a nivel y con accesos controlados, como autopistas y autovías. Estas vías presentan un alto volumen de circulación y un nivel de tráfico complejo.	
(más de 1000 autos/hora) Alta	I1
(500 y 1000 autos/hora) Media	I2
(150 y menos de 500 autos/hora) Baja	I3
Carreteras de doble sentido a elevada velocidad con tráfico, donde se controla el tráfico y se separan los distintos conductores.	
Escaso	I1
Adecuado	I2
Avenidas con un flujo de tráfico significativo, como las rutas centrales, donde se gestiona el tráfico y se separan los distintos tipos de conductores.	
Escaso	I2
Adecuado	I3
Caminos secundarios de enlace, vías de distribución, rutas principales de ingreso a urbanizaciones y vías que facilitan el ingreso a un bien y enlazan con otras vías. Estas vías cuentan con medidas de gestión de tránsito y segregación de distintos conductores:	
Pobre	I4
Bueno	I5

Luminancia en calzada para tránsito motorizado

Tabla16, luminancia en calzada

CLASES DE ILUMINACION	CAMPO DE APLICACIÓN				
	CARRETRAS GENERALES			CARRETERAS CON MINIMA INTERSECCION	CALLES CON ANDENES NO ILUMINADOS PARA CATEGORÍAS P1 A P4
	NIVELES MÍNIMOS SOSTENIDOS DE LUMINANCIA PROMEDIO	Mínimo factor de uniformidad UO	TI% INICIAL MAXIMA	MÍNIMO FACTOR DE UNIFORMIDAD LONGITUDINAL DE LUMINANCIA	MÍNIMA VÍNCULO CON EL MEDIO SR.
I1	2.5	0.5	10.5	0.8	0.6
I2	2	0.5	10.5	0.8	0.6
I3	1.5	0.5	10.5	0.8	0.6
I4	0.9	0.5	10.5	NR	NR
I5	0.7	0.5	10.5	NR	NR

NIVELES MÍNIMOS DE ILUMINACIÓN QUE DEBEN SER SOSTENIDOS

Tabla17, niveles minimos de iluminación

CLASES DE ILUMINACION	NIVEL MÍNIMO DE ILUMINANCIA PROMEDIO A MANTENER SEGÚN EL TIPO DE CONDICIÓN DEL CAMINO EN IX			HOMOGENEIDAD DE LA ILUMINACION
	R1	R2 Y R3	R4	E _{min} /E _{PROM} (%)
I3	13	18	16	35%
I4	9	13	11	26%
I5	7	10	9	19%

PLANIFICACIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA TENSIÓN

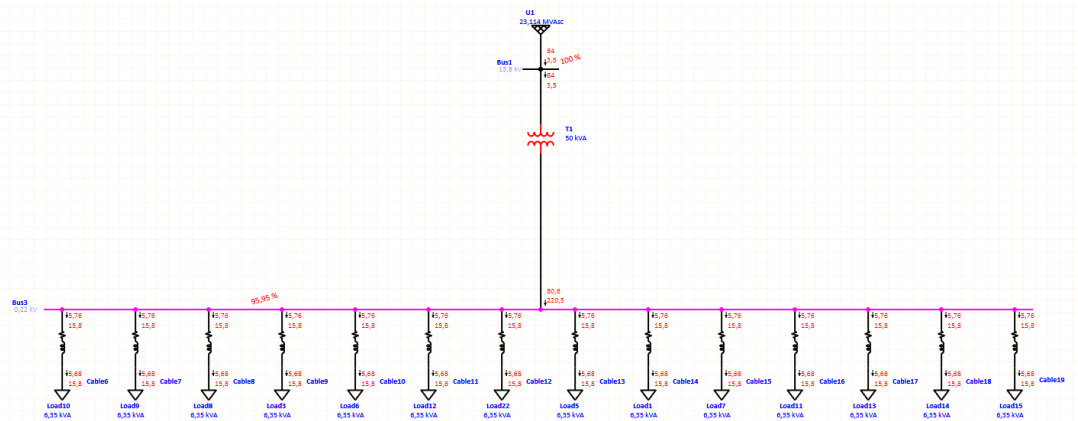


Ilustración31, SUMINISTRO ELÉCTRICO EN BAJA TENSIÓN

Se inicia la elaboración del esquema unifilar de baja tensión, incorporando al mismo tiempo la simulación de un ejemplo real y claro de situaciones cotidianas. El transformador T1 destaca por ser uno de los componentes con una carga más significativa, con una capacidad de 50 KVA. Su potencial se utiliza para alimentar a veinte propiedades distintas, a pesar de las cargas conectadas, se simplificó el procedimiento mediante fórmulas y soluciones matemáticas, como el método de EBASCO. En la representación visual, se evidencia el flujo de carga con desequilibrios, considerando un consumo estimado de 800 kW/h por vivienda en un período de 30 días. Este valor se estableció a través de una evaluación de cargas y necesidades mediante el enfoque EBASCO.

Simulación del suministro eléctrico

Una de las principales ventajas de establecer una red eléctrica nueva radica en la libertad de elegir la ubicación estratégica de los equipos. En estas situaciones, es posible colocar los transformadores de manera óptima con el objetivo de prevenir pérdidas de voltaje asociadas a distancias extensas. Esto se debe a que se reconoce el coste del cable de baja tensión es alto debido a la cantidad significativa de material aislante que contiene, consecuencia de las significativas corrientes que circulan a través de él.

Tabla 18, Nueva distancia entre transformadores

NUEVA DISTANCIA ENTRE TRANSFORMADORES EN LA URBANIZACION BOREAL					
FASE A		FASE B		FASE C	
TRAFO	DISTANCIA	TRAFO	DISTANCIA	TRAFO	DISTANCIA
FUENTE-T1	80,9	T16-14	45,6	T27-T26	147,7
T1-T2	94,9	T14-T15	81	T26-T30	79
T2-T13	24,2	T15-T17	132,8	T30-T31	59,8
T13-T12	29,9	T17-T18	48,1	T31-T33	59,3
T12-T11	6,4	T18-T20	6,46	T33-T32	46,3
T11-T7	77,3	T20-19	48,8	T32-T34	162,2
T7-T9	104	T19-T25	74,1	T34-T35	46,4
T9-T10	5,88	T25-T21	57,2	T35-T37	7,22
T10-T8	50,5	T21-T22	48,4	T37-T36	48,55
T8-T6	113	T22-T23	54	T36-T38	158,7
T6-T5	8,12	T23-T24	134	T38-T39	48
T5-T4	130,9	T24-T26	6,29	T39-T41	6,01
T4-T3	11,2			T41-T40	47,5
T3-FUENTE	75,3			T40-T29	115,9
				T29-T28	97,1
				T28-T27	98,8

Método Ebasco

El manual de EBASCO, publicado por Electrical World MCGraw-Hill en Nueva York, sirve como guía para el sector eléctrico, especialmente en el ámbito de distribución. Sus contenidos se basan en la investigación realizada por diversas empresas estadounidenses especializadas en la construcción y diseño de equipos eléctricos.

Dentro de este manual, se encuentran fórmulas que permiten calcular la capacidad en KVA de un transformador. Este cálculo se realiza a partir del número de usuarios residenciales y de su consumo promedio de energía en KWH/mes.

El procedimiento comienza asignando una potencia máxima en kilovatios (kW) por usuario, equivalente a la cantidad de kilovatios hora (kWh) consumidos por mes, y esta relación se presenta en el manual.

$$\text{Demanda max.} = \frac{\text{KWH/mes}}{49,7 * (\text{KWH/mes})^{0,154}}$$

Después, se calcula la potencia activa máxima (KW_n) del grupo de usuarios mediante la aplicación de la Ecuación

$$KW_n = KW_{PICO} * N * C_N$$

$$C_N = 0,38 + \frac{0,62}{N}$$

Donde:

N = Número de usuarios residenciales

C_N = Factor de coincidencia

KW_n = Potencia activa pico del conjunto de usuarios

La siguiente fórmula nos da la cantidad de potencia aparente necesaria en kilovoltiamperios (KVA) para los N usuarios.

$$Demanda\ KVA = \frac{KW_n}{fp}$$

Donde:

La demanda de kVA representa la potencia aparente en KVA requerida en el instante actual para los N usuarios. El factor de potencia (fp) del transformador, se sugiere que esté en el rango de 0,85 a 0,9.

A pesar de que el cálculo de la demanda en KVA a través de la ecuación mencionada ofrece una estimación del consumo actual de los N usuarios, la selección del tamaño del transformador se basa en considerar el crecimiento proyectado de la demanda y el período de tiempo en el cual se espera que la demanda alcance la capacidad nominal del transformador.

Considerando lo anterior, la potencia nominal del transformador en KVA se determina conforme a la siguiente ecuación, teniendo en cuenta también las capacidades comerciales disponibles en el mercado.

$$KVA_{TRAFO} = Demanda\ KVA * (1 + TC)^n$$

En esta ecuación:

kVA TRAF0: se refiere a la capacidad nominal del transformador en KVA.

n: indica el período de tiempo en años al que se espera que la demanda se acerque a la capacidad nominal del transformador.

TC: representa la tasa de crecimiento de la potencia específica para el sector de análisis.

Análisis de cargas y cálculos de demanda

CALCULO DE CARGA POR ABONADO

Se lleva a cabo un análisis de las cargas mediante la estimación de consumos aproximados de cada usuario en viviendas unifamiliares, calculando el consumo diario en kilovatios por hora (kW/h) y considerando la potencia instalada según los estándares típicos de las cargas domésticas. Se ha establecido un estimado de 29.028 kW/h cada día para todos los consumidores totales.

Tabla 19, análisis de descarga por abonado

CIRCUITO	# DE PUNTOS	CARGA UNITARIA POR PUNTO (w)	POTENCIA INSTALADA	FACTOR DE DEMANDA	FUNCIONAMIENTO Hrs prom / día	consumo KWH / día	consumo KWH / mes
ALUMBRADO	20	25	500	0,4	4	0,8	24
REFRIGERADOR A	1	500	500	1	8	4	120
LAVADORA	1	1000	1000	1	1	1	30
A. A							0
12000 BTU	4	1220	4880	0,8	2	7,808	234,24
24000 BTU	1	3200	3200	1	2	6,4	192
COCINA INDUCCION	1	3000	3000	1	1	3	90
SECADORA	1	2500	2500	1	1	2,5	75
BOMBA DE AGUA	1	500	500	1	2	1	30
TC	14	150	2100	0,4	3	2,52	75,6

POTENCIA INSTALADA	
VATIOS	18,18
DEMANDA MAXIMA	
Kw	6,347
CONSUMO Kwh/día	29,028
CONSUMO kwh/mes	870,84

Determinación de la demanda global de la zona residencial.

El Pico de Consumo Total de la Cdla se obtiene al sumar los picos de consumo individuales de todos los modelos de solares o abonados.

Para calcular el Pico de Consumo Total de la Cdla, es necesario tomar en cuenta un factor de coincidencia específico para cada tipo de abonado, así como para el Club y las canchas. El factor de Coincidencia se rige a la fórmula que se encuentra especificada en el Boletín del REA No.45-2.

$$\text{Factor Coincidencia.} = FC / 3.29 * NC$$

FC = Factor de consumidores

NC = Número de consumidores

Tabla 10, Demanda total urbanizacion

DESCRIPCION DE ABONADOS	DEMANDA MAXIMA POR ABONADO	NUMERO DE ABONADOS	DEMANDA TOTAL KW	FACTOR DE COINCIDENCIA Fc	DEMANDA MAXIMA TOTAL DE KW
SOLARES UNIFAMILIARES	6,35	398	2527,3	0,46	1162,558
CLUB SOCIAL Y CANCHAS DEPORTIVAS	37	1	37	1	37
				DEMANDA MAXIMA GENERAL KW	1199,558

Tabla de requerimientos de energía de los usuarios por transformador

Tabla 11, demanda de usuarios por transformador

BOREAL DE VILLA CLUB			
TRANSFORMADOR	# SOLARES UNIF.	FACTOR COINC/ TRANSF	DEMANDA TOTAL X TRANSFORMADOR (KW)
	Demanda. Max 6,35		
T-1	14	0,45	48,15416667
T-2	15	0,45	51,59375
T-3	14	0,45	48,0949
T-4	9	0,45	30,91815
T-5	9	0,45	30,91815
T-6	9	0,45	30,91815

T-7	12	0,45	41,2242
T-8	14	0,45	48,0949
T-9	9	0,45	30,91815
T-10	9	0,45	30,91815
T-11	9	0,45	30,91815
T-12	9	0,45	30,91815
T-13	4	0,45	13,7414
T-14	8	0,45	27,4828
T-15	10	0,45	34,3535
T-16	CLUB	0,65	48,5
T-17	8	0,45	27,4828
T-18	8	0,45	27,4828
T-19	7	0,45	24,04745
T-20	7	0,45	24,04745
T-21	7	0,45	24,04745
T-22	7	0,45	24,04745
T-23	13	0,45	44,65955
T-24	13	0,45	44,65955
T-25	10	0,45	34,3535
T-26	13	0,45	44,65955
T-27	12	0,45	41,2242
T-28	12	0,45	41,2242
T-29	10	0,45	34,3535
T-30	10	0,45	34,3535
T-31	13	0,45	44,65955
T-32	12	0,45	41,2242
T-33	5	0,45	17,17675
T-34	12	0,45	41,2242
T-35	5	0,45	17,17675
T-36	9	0,45	30,91815
T-37	6	0,45	20,6121
T-38	9	0,45	30,91815
T-39	6	0,45	20,6121
T-40	10	0,45	34,3535
T-41	10	0,45	34,3535

Desbalance de flujo de carga

Se efectúa la actualización en la red de una fase mediante el programa ETAP, llevando a cabo la simulación. Se varían las distancias y la disposición de los transformadores con el fin de calcular una serie de factores eléctricos diversos, tales como el voltaje de salida de cada transformador, la corriente de carga (que representa la suma de las cargas de todos los usuarios por transformador), las caídas de tensión, la capacidad de cada equipo de transformador, entre otros.

FASE A

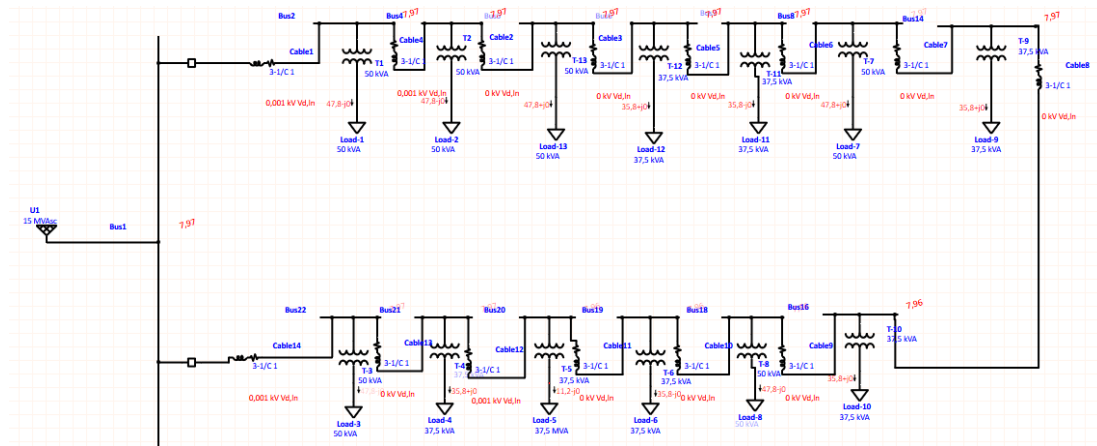


Ilustración 32, Fase A de la nueva red

FASE B

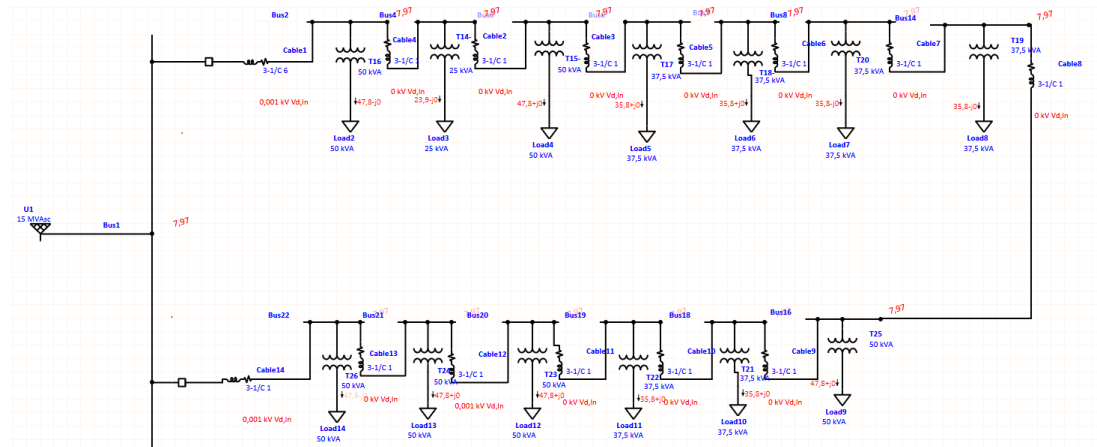


Ilustración 33, Fase B de la nueva red

FASE C

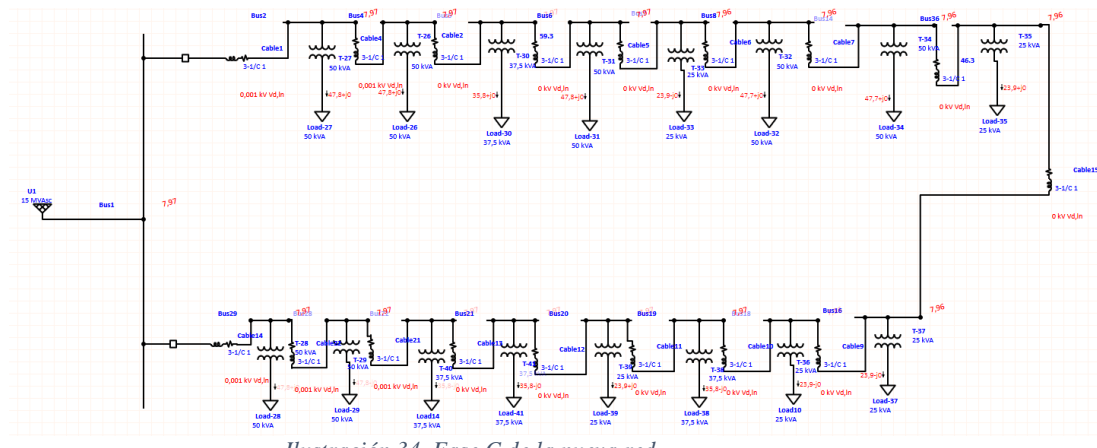


Ilustración 34, Fase C de la nueva red

Prueba de cortocircuito ETAP

La ejecución de la prueba de cortocircuito tiene como propósito la identificación de los siguientes parámetros:

- Análisis de la disipación de calor en el cobre, con el fin de definir la eficacia inherente del equipo del transformador.
- Obtención de la resistencia total, la oposición eléctrica y la reacción al flujo no deseado de corriente

Se realiza la prueba de cortocircuito con el fin de validar la robustez estructural del transformador, demostrando su idoneidad para operar. Esta verificación se fundamenta en las corrientes elevadas que circulan durante el evento de cortocircuito.

FASE A

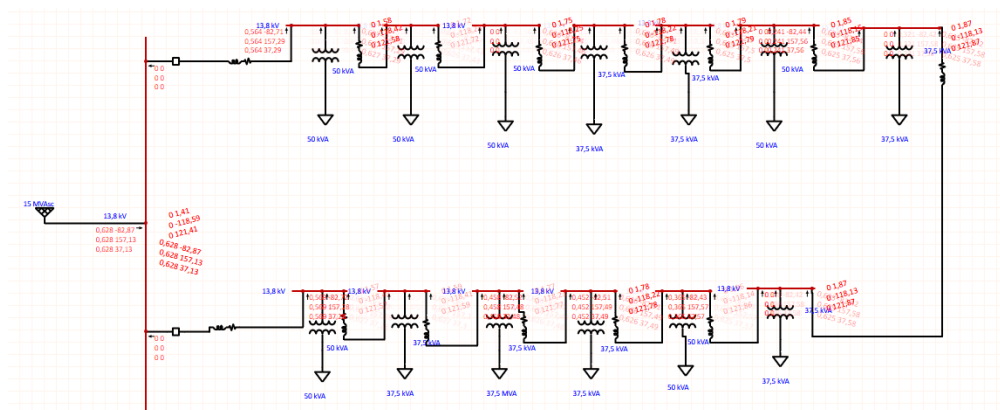


Ilustración 35, Fase A ejecutada la prueba de cortocircuito

FASE B

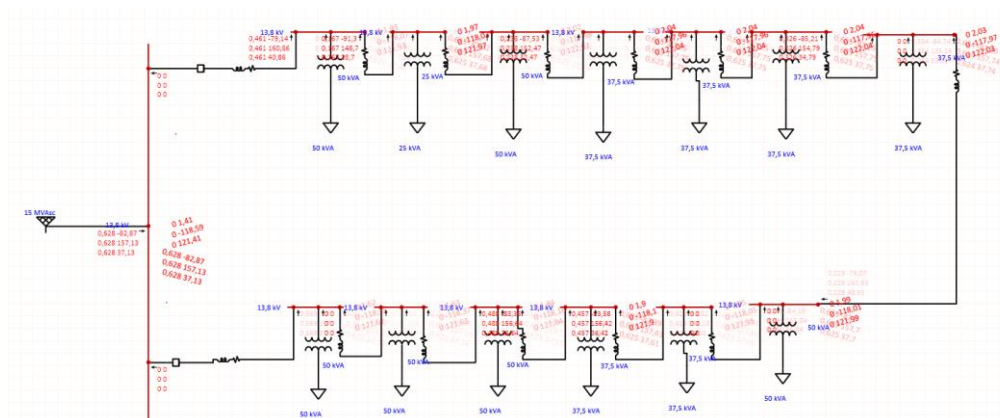


Ilustración 36, Fase B ejecutada la prueba de cortocircuito

FASE C

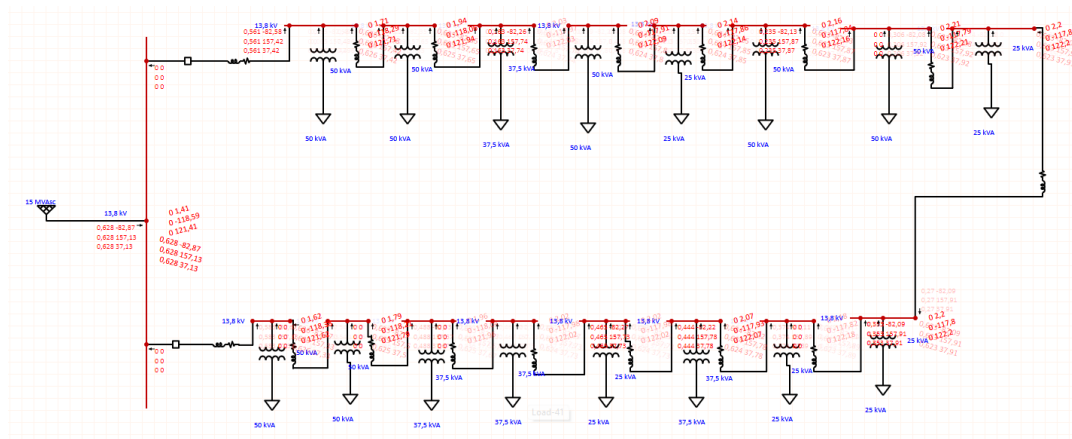
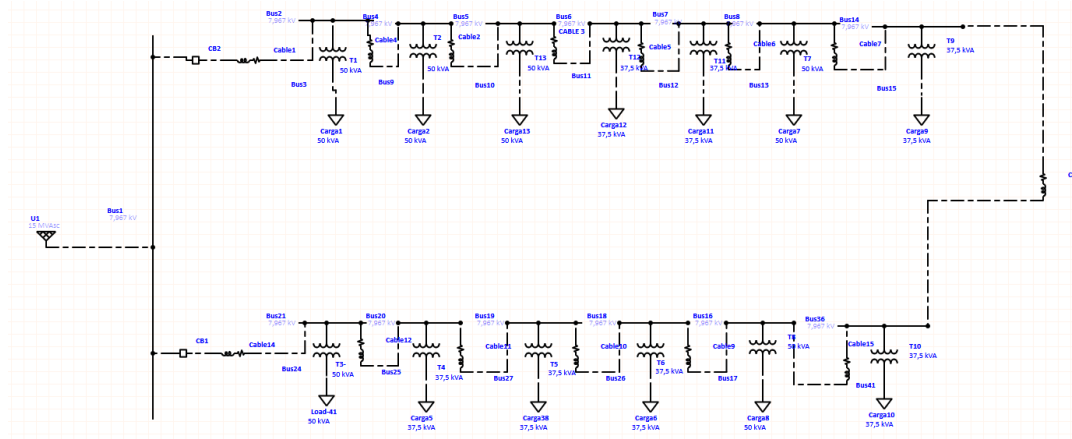


Ilustración 37., Fase C ejecutada la prueba de cortocircuito

RESULTADOS

DESEQUILIBRIO EN EL FLUJO DE CARGA.

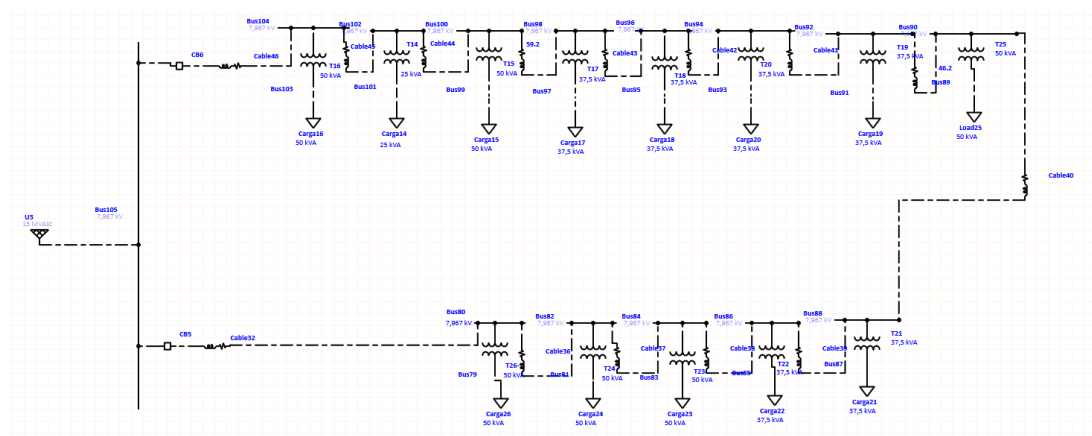
FASE A



DESEQUILIBRIO EN EL FLUJO DE CARGA.				
FASE A				
TRANSFORMAD	CAPACIDA	BAJA TENSION	MEDIA	CORRIENTE BT
OR	(KVA)	(KV)	TENSION(KV)	(A)
T1	47,7	0,215	7,964	222,1
T2	47,7	0,215	7,961	222
T13	47,7	0,216	7,961	222
T12	35,8	0,213	7,96	166,5
T11	35,8	0,217	7,96	166,5

T7	47,7	0,215	7,96	221,9
T9	35,8	0,213	7,96	166,5
T10	35,8	0,217	7,96	166,5
T8	47,7	0,217	7,96	222
T6	35,8	0,217	7,962	166,5
T5	35,8	0,215	7,962	166,5
T4	35,8	0,217	7,965	166,6
T3	47,7	0,216	7,965	222,1

FASE B

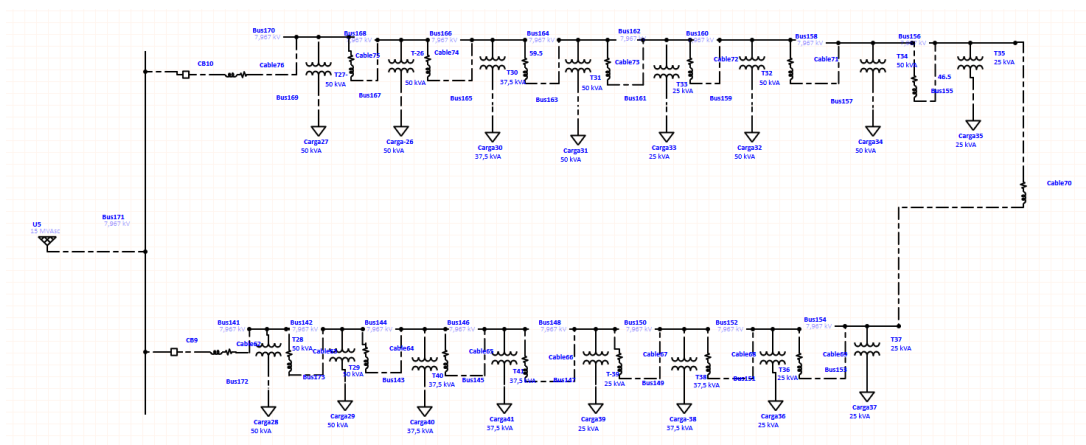


DESEQUILIBRIO EN EL FLUJO DE CARGA.

FASE B

TRANSFORMADOR	CAPACIDAD (KVA)	BAJA TENSION (KV)	MEDIA TENSION(KV)	CORRIENTE BT (A)
T16	47,7	0,215	7,963	222
T14	23,8	0,215	7,959	111
T15	47,7	0,215	7,958	221,9
T17	35,8	0,215	7,957	166,4
T18	35,8	0,215	7,956	166,4
T20	35,8	0,215	7,956	166,4
T19	35,8	0,215	7,956	166,4
T25	47,7	0,215	7,957	221,9
T21	35,8	0,215	7,957	166,4
T22	35,8	0,215	7,958	166,4
T23	47,7	0,215	7,961	222
T24	47,7	0,215	7,963	222
T26	47,7	0,215	7,963	222,1

FASE C



DESEQUILIBRIO EN EL FLUJO DE CARGA. FASE C				
TRANSFORMADOR	CAPACIDAD (KVA)	BAJA TENSION (KV)	MEDIA TENSION(KV)	CORRIENTE BT (A)
T27	47,7	0,215	7,961	222
T26	47,7	0,215	7,956	221,9
T30	35,8	0,215	7,954	166,4
T31	47,7	0,215	7,953	221,8
T33	25	0,215	7,952	110,9
T32	47,7	0,215	7,952	221,7
T34	47,7	0,215	7,951	221,7
T35	23,8	0,215	7,951	110,9
T37	23,8	0,215	7,951	110,9
T36	23,8	0,215	7,952	110,9
T38	35,8	0,215	7,954	166,3
T39	23,8	0,215	7,954	110,9
T41	37,5	0,215	7,955	166,4
T40	37,5	0,215	7,956	166,4
T29	47,7	0,215	7,959	222
T28	47,7	0,215	7,963	222,1

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO

FASE A

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO FASE A		
TRANSFORMADOR	CORRIENTE MT	CORRIENTE BT
T1	1,86	3,74
T2	1,852	3,738
T13	1,849	3,73
T12	1,84	2,84
T11	1,84	2,84
T7	1,83	3,73
T9	1,83	2,84
T10	1,83	2,84
T8	1,83	3,73
T6	1,84	2,84
T5	1,84	2,84
T4	1,86	2,84
T3	1,86	3,74

FASE B

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO FASE B		
TRANSFORMADOR	CORRIENTE MT	CORRIENTE BT
T16	1,85	3,73
T14	1,83	1,92
T15	1,82	3,73
T17	1,82	2,83
T18	1,81	2,83
T20	1,81	2,83
T19	1,82	2,83
T25	1,82	3,73
T21	1,82	2,84
T22	1,83	2,84
T23	1,85	3,73
T24	1,86	3,73
T26	1,86	3,73

FASE C

PRUEBA DE CORTOCIRCUITO FASE C		
TRANSFORMADOR	CORRIENTE MT	CORRIENTE BT
T27	1,85	3,73
T26	1,82	3,73
T30	1,81	2,83
T31	1,81	3,73
T33	1,8	1,91
T32	1,8	3,73
T34	1,8	3,73
T35	1,8	1,91
T37	1,8	1,91
T36	1,8	1,91
T38	1,81	2,83
T39	1,82	1,92
T41	1,82	2,83
T40	1,82	2,84
T29	1,84	3,73
T28	1,86	3,73

CAPITULO IV

COSTOS

Se realizará un examen de los gastos asociados a los resultados derivados de los estudios de caso.

5.1 Análisis de la mano de obra.

La evaluación del costo laboral se realizó considerando Los APUS de los 4 procesos más recientes de redes eléctricas subterráneas realizados por CNEL EP, teniendo en cuenta un aumento del 5% anual por cada año transcurrido.

5.2 Análisis de costes de materiales.

La evaluación del costo individual por unidad de cada material, con base en las condiciones actuales del mercado, se realizó mediante la obtención de cotizaciones de precios de tres proveedores. El precio se determinó como el promedio de las tres propuestas, reconociendo que los precios fluctuaron en el tiempo.

Tabla 22. Rectificación de medidores

Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total (\$)
1	Desmante de medidores de energía eléctrica, ya sean monofásicos, bifásicos o trifásicos, junto con el tablero de madera o la caja correspondiente.	c/u	600	5,25	3150
2	Colocación y ensamblaje de un medidor totalizador, que abarca la instalación de una caja exterior de protección.	c/u	5	160,36	801,8
3	Instalación de una caja de seguridad destinada para el medidor, una caja de distribución ya sea ubicada en posición vertical u horizontal.	c/u	782	7,35	5747,7
4	Establecimiento de una conexión en baja tensión, que involucra barras de bajo voltaje, tuberías, cableado, conexión, monofásica, bifásica o trifásica, ya sea en una estructura mural o subterránea.	c/u	220	35,6	7832
5	Reconexión, colocación y ensamblaje de un circuito de retorno a través del medidor.	c/u	600	8,31	4986
6	Ensamble y conexión de un medidor de dos fases.	c/u	450	9,99	4495,5
7	Ensamble y conexión de un medidor de tres fases.	c/u	160	11,13	1780,8
TOTAL					28793,8

Tabla 23. Ingreso al sistema

Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total (\$)
1	Realizar un levantamiento e ingresar datos en ArcGIS, lo que implica incorporar cámaras, redes y numeración de pozos.	c/u	220	5,15	1133
2	Realizar un levantamiento de medidores e ingresar datos en ArcGIS, que abarca los detalles de conexión y la numeración de medidores.	c/u	590	2,6	1534
3	Realizar un levantamiento e ingresar datos de postes en ArcGIS, abarcando redes y la numeración de postes.	c/u	134	4,8	643,2
4	Realizar un estudio e ingresar datos de luminarias en ArcGIS, lo que implica incluir detalles de conexión y numeración de luminarias.	c/u	137	2,25	308,25
TOTAL					3618,45

Tabla 24. Estimación de costos de mano de obra para la instalación de una red eléctrica subterránea.

Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total (\$)
1	Transporte de postes de hormigón 12, 10 y 9 mts, o postes ornamentales	c/u	185	24,67	4563,95
2	Colocación de dispositivos de protección en sistemas trifásicos, incluyendo seccionadores y pararrayos.	c/u	5	21,98	109,9
3	Instalación puesta a tierra con la excavación	c/u	143	21,78	3114,54
4	Tubería, Conexión, Cableado, Acometida, Ensamblaje y colocación de luminarias, ya sea en forma de aplique mural o en postes ornamentales.	c/u	122	41,34	5043,48
5	Instalación de cable XLPE para red de media tensión, mediante circuito trifásico con conexión a neutro.	m	1650	5,83	9619,5
6	Cableado para cable TTU, ya sea 2x6 o 3x6 AWG, dentro de una red de alumbrado público.	m	5837	1,63	9514,31
7	Instalación de cable TTU, 3X 4/0 AWG, en red de baja tensión que incluye conexión de neutro.	m	5640	3,52	19852,8
8	Realización de levantamiento, replanteo e inventario por kilómetro de red (proyecto).	km	10	116,89	1168,9
9	Cableado TTU. 3x250 MCM, red de bajo voltaje que incluye conexión de neutro	m		4,47	0
10	Conjunto de barra desconectable para 15 kV, 200 A - 600 A, disponible en configuraciones de 4 o 6 vías.	jgo	8	26,94	215,52
11	Suministro e instalación de barra neutra o puesta a tierra dentro de la cámara.	c/u	5	53,78	268,9
12	Instalación de empalmes para redes de baja tensión.	c/u	0	15	0
13	Desarrollo de terminales, codos de conectores y cableado en aplicaciones de media tensión (MT).	c/u	71	105,33	7478,43
14	Fabricación de empalmes rectos unipolares diseñados para aplicaciones de media tensión.	c/u	0	105,33	0
15	Colocación del transformador en la base o dentro de una cámara de transformador dedicada.	c/u	5	223,15	1115,75
16	Colocación de equipos para seccionamiento dentro de la cámara.	c/u	0	90,03	0
17	Asamblea de la Junta de Control y Protección del P.A.P. y servicios.	c/u	5	65,69	328,45
18	Creación de letreros, planos, soportes y etiquetado integral para cables, apartamenta, transformadores y barras colectoras en media tensión (MV) y baja tensión (BV) dentro de ejes o cámaras.	c/u	11	3,58	39,38
19	Instalación y montaje de luminarias en postes o fachadas de edificios.	c/u	185	11,5	2127,5
20	Instalación de una toma de metro trifásica de media tensión para conectar a una red aérea mediante un poste dentro de un conducto metálico.	c/u	7	50,75	355,25
21	Excavación, distribución, acople y posicionamiento de postes de concreto de 12/10/9 metros de altura u ornamentales, con opción de instalación con base o directamente enterrados.	c/u	120	37,6	4512
				TOTAL	69428,56

Tabla 25. Obra Civil

Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total (\$)
1	Daño en la acera, colocación de tubería y/o codo, restauración con concreto y eliminación de escombros.	c/u	330	22	7260
2	Daño en la acera, creación de una caja de dimensiones 20x20x20 cm con tapa, relleno con concreto y eliminación de escombros.	c/u	0	25,75	0
3	Instalación de una canastilla en la acera para sostener un poste ornamental, con la inclusión de trabajos de construcción civil.	c/u	0	59,45	0
4	Reparación de aceras debido a la extracción de postes.	c/u	130	4,23	549,9
				TOTAL	7809,9

Tabla 26. Desmantelamiento de redes existentes

Ítem	Rubro	Unidad	Cantidad	Precio U.	Total (\$)
1	Retiro de conductores en tamaños #8, #6, #4, #2, #1/0 y #2/0 AWG.	km	8,223	67,3	553,4079
2	Retiro de conductores en tamaños #266 MCM y #4/0 AWG.	km	1	67,3	67,3
3	Retiro de conductores en configuraciones dúplex, triplex, cuádruplex y yodiral.	km	27	0,125	3,375
4	Retirada de conductores premontada en configuraciones de 2H, 3H y 4H.	km	2,406	70,7	170,1042
5	Inventario por cada kilómetro de la red actual.	km	60	4	240
6	Desmontaje de una estructura de media tensión, abarcando la fase neutra.	c/u	4,3	10	43
7	Transporte y reinstalación de postes de hormigón con longitudes de 12, 11, 10, 10, 9 y 6,5 metros.	c/u	185	20,15	3727,75
8	Excavar y extraer postes de hormigón de 12, 11, 10, 9 y 6,5 metros de longitud.	c/u	185	20,15	3727,75
9	Desmontaje del conjunto accesorio tensor.	c/u	60	5,2	312
10	Retiro de dispositivos de protección en sistemas monofásicos, como seccionadores, pararrayos y conexiones adicionales a tierra.	c/u	8	6,36	50,88
11	Desinstalación de dispositivos de protección en sistemas trifásicos, incluyendo seccionadores, pararrayos y conexiones adicionales a tierra.	c/u	20	9,42	188,4
12	Retiro de centros de transformación monofásicos con una capacidad de hasta 37,5 KVA, junto con los dispositivos de protección de baja tensión.	c/u	8	48,25	386
13	Desmontaje de centros de transformación monofásicos con capacidad de hasta 75 KVA, incorporando aparatos de protección en baja tensión.	c/u	1	61,02	61,02
14	Desmontaje de subestaciones transformadoras trifásicas con capacidad de hasta 50 KVA, dotadas de equipos de protección en baja tensión.	c/u	4	61,1	244,4
15	Desmontaje de subestaciones transformadoras trifásicas con capacidad de hasta 112,5 KVA, equipadas con aparatos de protección de baja tensión.	c/u	7	85,4	597,8
16	Desmontaje de una estructura trifásica de media tensión, incluyendo el componente neutro.	c/u	70	7,2	504
17	Desmontaje de estructuras de baja tensión, tanto monofásicas como bifásicas y trifásicas.	c/u	55	3,85	211,75
18	Desmontaje de una estructura prefabricada para suspensión, terminal y retención.	c/u	120	3,85	462
19	Desmontaje de la instalación de iluminación.	c/u	165	9,32	1537,8
20	Desmontaje de un puente aéreo individual.	c/u	5	5,22	26,1
21	Desconexión de conexiones en redes aéreas.	c/u	280	5,22	1461,6
22	Desmontaje de las conexiones descendentes de transformadores.	glob	20	3,85	77
				TOTAL	14653,44

Tabla 27. Presupuesto total

Ítem	Rubro	Total
1	Rectificación de medidores	28793,8
2	Ingreso al sistema	3618,45
3	Presupuesto mano de obra instalación red subterránea.	69428,56
4	Obra Civil	7809,9
5	Desmantelamiento de redes existentes	14653,44
Suma Total		124304,1

Conclusiones

A través de este análisis eléctrico, se determinó y se mejoró la confiabilidad en el sistema eléctrico de la urbanización. Esta investigación fue un paso fundamental para la adquisición de información esencial, no solo busca comprender las prácticas tecnológicas actuales sino también establecer un punto de inicio sólido para desarrollo a futuros proyectos.

Fue crucial llevar a cabo el análisis detallado para determinar el gasto necesario en el montaje de este proyecto. Se incluyó la elaboración de un presupuesto con todos los costos asociados, garantizando una buena planificación financiera para así evitar desviaciones económicas cuando sea la ejecución del proyecto.

Se uso estrictamente las normas técnicas para el desarrollo de este tipo de proyectos, no solo se garantizó la legalidad y conformidad sino también se reveló un factor determinante para elegir la alternativa más viable. La utilización del software aparte de facilitarnos la observación de dichas normas, también agilitó y optimizó la planificación y ejecución del proyecto, ayudando a ser más eficiente y exitoso la consonancia con las regulaciones establecidas.

Al presentar esta red eléctrica soterrada siendo más eficiente y viable fundamentada con el análisis detallado de la actual, esta se enfoca y se orienta a las necesidades de los consumidores por lo que se buscó garantizar un servicio de energía eléctrica óptimo. Al basarnos en datos preciso, se proyectó una solución para las demandas actuales, para satisfacer la eficiencia y viabilidad a largo plazo del suministro eléctrico, brindando así un servicio de calidad a los usuarios.

Recomendaciones

Para realizar la planificación del proyecto de manera eficaz, la compañía eléctrica debe mejorar el acceso a la información fundamental para el estudio. Esto posibilitará cumplir con diversos requisitos, como la evaluación del número de transformadores, la necesidad de sustituirlos, su clasificación y el voltaje inicial del área.

En la planificación de la infraestructura, es crucial considerar la inclusión de ductos planificados para futuras expansiones de las instalaciones eléctricas.

Dada la ubicación geográfica del proyecto, se aconseja la puesta de transformadores tipo vista para evitar y prevenir daños a los equipos causados por inundaciones.

Bibliografía

- [1] https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/13779/1/93755_PSOCIAL_20120305_VP_SOTERRAMIENTO-URBANO_93755.doc.
- [2] J. O. Aucapiña Quinde, «Proyecto de especificaciones técnicas para el diseño de redes subterráneas de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur S.A.,» 2012. [En línea]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/1929>.
- [3] [En línea]. Available: https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/Redes_distribucion_aereas_subterranas_Part3.php?m=.
- [4] <https://www.cnelep.gob.ec/redes-subterraneas-en-subestacion-las-palmas-fortaleceran-el-servicio-electrico-en-esmeraldas/>.
- [5] «1. andrade c. Cableado aéreo... ¡al subsuelo! Excelsior. Nov 11 2021. Available from: <https://www.proquest.com/newspapers/cableado-aéreo-al-subsuelo/docview/2596865229/se-2.>».
- [6] A. A. Memon, «Impacts of Converting Overhead Distribution,» *IMTIC*, pp. 1-2, 2021.
- [7] CNEL, «<https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/bajarArchivo.cpe?Archivo=LHnW39PvcBN5iknK83CQkdbBVxNNCbOTh83aEHu5D3Y,,>» [En línea].
- [8] M. M. K. Z. M.M.Ahmed, «A Critical Review of State-of-the-Art Optimal PMU Placement Techniques,» *Energies*, nº 2125, p. 15, 2022.
- [9] «<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf>,» [En línea].
- [10] «<https://www.cna-ecuador.com/wp-content/uploads/2020/06/Reg-Sust-Reg-ARCONEL001-20-Directorio-res-006-20-firm.pdf>».
- [11] «<https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/70003/fichero/Trabajo+Fin+Master.pdf>,» [En línea].
- [12] F. H. t. Innovation, «Chapter 1 The Electrical Distribution Network,» 2011.2021. [En línea].
- [13] https://es.wikipedia.org/wiki/Transmisi%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica#/media/Archivo:Redelectrica2.png, Artist, [Art].
- [14] EERSSA, «“NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO,» Enero 2012. [En línea]. Available: http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2017/noviembre/archivos/a3/Normas_tecnicas_para_el_diseno_de_redes_electricas_urbanas_y_rurales.pdf.

- [15] C. C. Landinger, «Spacer cable systems for rural electric cooperatives,» *IEEE*, vol. DOI: 10.1109/REPCON.2000.848044, 07-09 May 2000.
- [16] J. O. A. a. J. C. Niola, «“Proyecto de especificaciones técnicas para el diseño de redes subterráneas de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur p.245,» 2012. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1929/12/UPS-CT002386.pdf>..
- [17] «“239272215-Guia-Para-Diseno-y-Construccion-de-Redes-Subterraneas.pdf.” .».
- [18] D. F. D. A. A. I. G. N. S. H. a. A. D. A. I. M. Y. Negara, «Estimation of residual flux in single phase transformer using dynamic modeling of two winding single phase transformer,» *Int. Semin. Intell. Technol. Its Appl. Strength. Link Between Univ. Res. Ind. to Support ASEAN*, vol. doi: 10.1109/ISITIA.2017.8124072., pp. 154-160, 2017 - January.
- [19] «TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICOS - TRIFÁSICOS,» [En línea]. Available: https://www.ecuatran.com/wp-content/uploads/2017/02/brochure_distribucion.pdf.
- [20] S. M. a. H. H. M. S. Chaouche, «“Three phase transformer modelling by frequency response analysis measurement” ,» *Symp. Electromagn. Fields Mechatronics, Electr. Electron. Eng.*, vol. doi: 10.1109/ISEF.2017.8090727., pp. 3-4, 2017.
- [21] R. M. V. VÁSQUEZ, «“Rediseño Óptimo De Redes Radiales De Distribución Eléctrica En Bajo Voltaje Considerando Las Restricciones De La Infraestructura Eléctrica Y Urbana Existente,” ,» *Esc. Politécnica Nac*, 2019. [En línea]. Available: <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20393>..
- [22] «pozos.pdf,» [En línea].
- [23] S. R. S. L. A. P. E. R. S. a. E. L. B. Llobregat, «Proyecto de las Instalaciones urbanas para un plan residencial parcial de aproximadamente 20 hectareas,» pp. 1 - 359.
- [24] V. Pines, «Cálculo de redes de distribución primarias subterráneas vol. 2, pp.384–615, 2005,,» [En línea]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/7095/958-9322-86>..
- [25] T. Committee, «IEEE Standard General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers Including Those with Solid- Cast and,» vol. vol. 1998, May. 1998..
- [26] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Pozo de revisión tipo A de 2 ductos (70x70)*. [Art].
- [27] «foll_3m_empalmes.pdf,» [En línea].
- [28] A. F. a. L. Grackova, «Power Lines in Ungrounded Power Grids of 6-10 kv,» *IEEE 59th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ*, pp. 1-5, 2018.

- [29] Centelsa, «Cables y Tecnología - Cables para media tensión,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.centelsa.com.co/archivos/8e6cebf3.pdf>.
- [30] L. C. F. D. P. C. I. C. R. P. G. a. P. P. L. Coruña, Interviewee, *Catálogo*. [Entrevista]. 2019.
- [31] «1994.pdf,» [En línea].
- [32] Viakon, «Manual eléctrico,» Viakon.Com,» 2011, capítulo 37. [En línea]. Available: <http://www.viakon.com/manuales/Manual Electrico Viakon - Capitulo 4.pdf>.
- [33] «Cables 7,» nº no. 2017, p. 145–170, 2021.
- [34] P. B. M. H. a. M. R. M. Kováč, «Autonomous power restoration of medium voltage distribution network,» *Proc. 9th Int. Conf ELEKTRO*, vol. doi: 10.1109/ELEKTRO.2012.6225640., p. 212–215, 2012.
- [35] «X. Zhang and S. Pekarek, “Multiobjective Optimization of Multiconductor DC,» [En línea].
- [36] «M. Kumar, M. S. Bhaskar, S. Padmanaban, P. Siano, F. Blaabjerg, and Z.,» [En línea].
- [37] T. P. Cable, Simulation Calculation for Total Electric Field of, pp. 1–4, 2016.
- [38] Z. P. W. J. W. R. a. X. F. Z. G. Li, Power system transmission section security protection control program, *Cybern. ICMLC 2010: Int. Conf. Mach. Learn.*, 2010.
- [39] Y. Z. S. Z. S. S. J. M. a. W. Z. X. Song, «Active distribution network protection mode based on coordination of distributed and centralized protection,» *China , Int. Electr. Energy*, 2017, p. 180–183.
- [40] P. S. G. E. V.-M. a. J. A.-A. J. C. Olivares-Galván, «Comparison of three-phase distribution transformer banks against three-phase distribution transformers,» *IET Conf. Publ*, 2010, p. 1–6.
- [41] H. K. a. N. A. O. N. A. Muhamad, «Heat distribution pattern of oil-filled transformer at different hottest spot temperature locations,» *Proc. IEEE Int. Conf. Prop. Appl. Dielectr. Mater*, 2015, p. 979–982.
- [42] S. B. J. a. S. K. P. J. D. Mok, «A consideration on the electrodeless fluorescent lamp and its radio interference characteristics,» *Converg. ICTC 2011*, 2011, p. 312–317.
- [43] D. T. a. D. Š. J. Perko, «Exploitation of public lighting infrastructural possibilities,» *Int. Conf. Smart Syst. Technol. SST*, 2016, p. 55–59.
- [44] S. A. e. al, «EMC Study for Different Types of Lamps with the same,» *Int. Conf. Mod. Power Syst*, 2019 8th, p. 1–9.
- [45] D. T. a. D. Š. J. Perko, «Exploitation of public lighting infrastructural possibilities,» *Int. Conf. Smart Syst. Technol*, 2016, p. 55–59.

- [46] A. M. C. a. W. N. B. M. Mrabet, «Experimental study of electrical and harmonics characteristics of LED bulbs and comparison with different other lamp-ballast systems,» *Int. Multi-Conference Syst. Signals Devices*, 2018, p. 923–928.
- [47] N. D. a. A. D. G. S. M. Digă, «“Particularities of photometric calculation and non-sinusoidal operation regime of luminaires with high pressure sodium vapour lamps,» *7th Balk. Conf. Light. Balk.*, 2018, p. 0–3.
- [48] P. D. A.-V. a. F. E. C.-B. G. Silva-Maceda, «More Time or Better Tools? A Large-Scale Retrospective Comparison of Pedagogical Approaches to Teach Programming,» *IEEE Trans. Educ*, 2016, p. 274–281.
- [49] G. TRASANCOS, *Instalaciones eléctricas en media y baja tensión*, Madrid: Ediciones Paraninfo, 2011.
- [50] «<http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/9588/2/04%20MEL%20065%20TRABAJO%20GRADO.pdf>,» [En línea].
- [51] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Estructura centrada pasante de media tensión (COTO-EEASA-053-2020)*. [Art]. : Consorcio DG., 2022.
- [52] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Polímero para retenida y aislador de tensor (COTO-EEASA-053-2020)*. [Art]. Consorcio DG., 2022.
- [53] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Seccionadores y pararrayos (COTO-EEASA-053-2020)*. [Art]. Consorcio DG., 2022.
- [54] “*De Distribución Monofásicos - Trifásicos.*”. [Art].
- [55] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Montaje del transformador monofásico*. [Art].
- [56] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Montaje del transformador trifásico*. [Art]. 2022.
- [57] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Sistema de drenaje de los pozos*. [Art]. 2022.
- [58] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Pozo de revision tipo E de 6 ductos (70x70)*. [Art]. 2022.
- [59] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, *Pozo de revisión tipo G de 9 ductos*. [Art]. 2022.
- [60] [Entrevista].
- [61] J. G. R. a. R. N. D. P. R. A. Pinto, «Street lighting system using light emitting diode (LEDs) supplied by the mains and by batteries,» *Int. Conf. New Concepts Smart Cities Foster. Public Priv. Alliances, SmartMILE*, 2013.
- [62] J. M. KLEBER ANCHATUÑA, Artist, [Art]. Consorcio DG., 2022.

ANEXOS

ANEXO 1 RESULTADOS ETAP

Project: **ETAP**
 Location: **19.0.1C**
 Contract:
 Engineer:
 Filename: faseC

Page: 32
 Date: 02-29-2024
 SN:
 Revision: Base
 Config.: Normal

Study Case: ULF

Branch Loading Summary Report

CKT / Branch				Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Conn.	Type	Phase	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability MVA	Loading (input)		Loading (output)	
								MVA	%	MVA	%
46.2	A	Cable	A	150.00	5.73	3.82					
46.5	A	Cable	A	150.00	1.91	1.27					
59.2	A	Cable	A	150.00	12.65	8.43					
59.5	A	Cable	A	150.00	19.52	13.02					
Cable1	A	Cable	A	150.00	35.82	23.88					
Cable2	A	Cable	A	150.00	23.56	15.70					
CABLE 3	A	Cable	A	150.00	17.43	11.62					
Cable4	A	Cable	A	150.00	29.69	19.79					
Cable5	A	Cable	A	150.00	12.83	8.55					
Cable6	A	Cable	A	150.00	8.23	5.49					
Cable7	A	Cable	A	150.00	2.10	1.40					
Cable9	A	Cable	A	150.00	13.22	8.81					
Cable10	A	Cable	A	150.00	17.82	11.88					
Cable11	A	Cable	A	150.00	22.41	14.94					
Cable12	A	Cable	A	150.00	27.01	18.01					
Cable14	A	Cable	A	150.00	33.15	22.10					
Cable15	A	Cable	A	150.00	7.09	4.73					
Cable32	A	Cable	A	150.00	39.44	26.30					
Cable36	A	Cable	A	150.00	33.31	22.21					
Cable37	A	Cable	A	150.00	27.18	18.12					
Cable38	A	Cable	A	150.00	21.05	14.03					
Cable39	A	Cable	A	150.00	16.45	10.97					
Cable40	A	Cable	A	150.00	11.86	7.91					
Cable41	A	Cable	A	150.00	1.14	0.76					
Cable42	A	Cable	A	150.00	3.46	2.31					
Cable43	A	Cable	A	150.00	8.05	5.37					
Cable44	A	Cable	A	150.00	18.78	12.52					
Cable45	A	Cable	A	150.00	21.84	14.56					
Cable46	A	Cable	A	150.00	27.97	18.65					
Cable62	A	Cable	A	150.00	40.20	26.80					
Cable63	A	Cable	A	150.00	34.07	22.71					
Cable64	A	Cable	A	150.00	27.94	18.63					
Cable65	A	Cable	A	150.00	23.34	15.56					
Cable66	A	Cable	A	150.00	18.75	12.50					
Cable67	A	Cable	A	150.00	15.69	10.46					
Cable68	A	Cable	A	150.00	11.09	7.40					
Cable69	A	Cable	A	150.00	8.03	5.35					
Cable70	A	Cable	A	150.00	4.97	3.31					
Cable71	A	Cable	A	150.00	4.21	2.81					

Project:	ETAP	Page:	33
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	faseC	Config.:	Normal

CKT / Branch				Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Conn.	Type	Phase	Capacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability MVA	Loading (input)		Loading (output)	
								MVA	%	MVA	%
Cable72	A	Cable	A	150.00	10.34	6.89					
Cable73	A	Cable	A	150.00	13.40	8.93					
Cable74	A	Cable	A	150.00	24.12	16.08					
Cable75	A	Cable	A	150.00	30.24	20.16					
Cable76	A	Cable	A	150.00	36.38	24.25					
CABLW	A	Cable	A	150.00	2.49	1.66					
T1	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.7	0.048	95.5
T2	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T3-	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.7	0.048	95.5
T4	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.7	0.036	95.5
T5	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.6	0.036	95.4
T6	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.6	0.036	95.4
T7	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T8	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T9	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.6	0.036	95.4
T10	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.6	0.036	95.4
T11	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.6	0.036	95.4
T12	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.6	0.036	95.4
T13	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T14	A	Transformer	A				0.025	0.024	97.6	0.024	95.4
T15	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.5	0.048	95.3
T16	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.5
T17	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T18	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T19	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T20	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T21	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T22	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T23	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T24	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.5
T25	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.5	0.048	95.3
T-26	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.5	0.048	95.3
T26-	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.7	0.048	95.5
T27-	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T28	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.7	0.048	95.5
T29	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.6	0.048	95.4
T30	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.4	0.036	95.3
T31	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.4	0.048	95.2
T32	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.4	0.048	95.2
T33	A	Transformer	A				0.025	0.024	97.4	0.024	95.2
T34	A	Transformer	A				0.050	0.049	97.4	0.048	95.2
T35	A	Transformer	A				0.025	0.024	97.4	0.024	95.2

Project:	ETAP	Page:	34
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename: faseC		Config.:	Normal

CKT / Branch				Busway / Cable & Reactor			Transformer				
ID	Conn.	Type	Phase	Ampacity (Amp)	Loading Amp	%	Capability MVA	Loading (input)		Loading (output)	
								MVA	%	MVA	%
T36	A	Transformer	A				0.025	0.024	97.4	0.024	95.2
T37	A	Transformer	A				0.025	0.024	97.4	0.024	95.2
T38	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.4	0.036	95.2
T-39	A	Transformer	A				0.025	0.024	97.4	0.024	95.3
T40	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3
T41	A	Transformer	A				0.038	0.037	97.5	0.036	95.3

* Indicates a branch with operating load exceeding the branch capability.

Project:	ETAP	Page:	35
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	faseC	Config.:	Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch		From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag	Amperes in Buried Winding
ID	Phase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
46.2	A	-0.046	-0.002	0.046	0.002	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
46.5	A	-0.015	-0.001	0.015	0.001	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
59.2	A	0.101	0.005	-0.101	-0.005	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
59.5	A	0.155	0.008	-0.155	-0.008	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable1	A	-0.285	-0.015	0.285	0.015	0.1	0.0	100.0	100.0	0.0	
Cable2	A	0.187	0.010	-0.187	-0.010	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
CABLE 3	A	0.139	0.007	-0.139	-0.007	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable4	A	0.236	0.012	-0.236	-0.012	0.1	0.0	100.0	99.9	0.0	
Cable5	A	0.102	0.005	-0.102	-0.005	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable6	A	0.065	0.003	-0.065	-0.003	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable7	A	0.017	0.001	-0.017	-0.001	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable9	A	0.105	0.005	-0.105	-0.005	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable10	A	0.142	0.007	-0.142	-0.007	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable11	A	0.178	0.009	-0.178	-0.009	0.1	0.0	100.0	99.9	0.0	
Cable12	A	0.215	0.011	-0.215	-0.011	0.0	0.0	100.0	100.0	0.0	
Cable14	A	-0.264	-0.014	0.264	0.014	0.1	0.0	100.0	100.0	0.0	
Cable15	A	-0.056	-0.003	0.056	0.003	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable32	A	-0.314	-0.016	0.314	0.016	0.2	0.1	99.9	100.0	0.1	
Cable36	A	0.265	0.014	-0.265	-0.014	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable37	A	0.216	0.011	-0.216	-0.011	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable38	A	0.167	0.009	-0.167	-0.009	0.1	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable39	A	0.131	0.007	-0.131	-0.007	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable40	A	-0.094	-0.005	0.094	0.005	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable41	A	-0.009	0.000	0.009	0.000	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable42	A	0.027	0.001	-0.027	-0.001	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable43	A	0.064	0.003	-0.064	-0.003	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable44	A	0.149	0.008	-0.149	-0.008	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable45	A	0.174	0.009	-0.174	-0.009	0.1	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable46	A	-0.222	-0.012	0.223	0.012	0.1	0.0	99.9	100.0	0.1	
Cable62	A	-0.320	-0.017	0.320	0.017	0.2	0.1	99.9	100.0	0.1	
Cable63	A	0.271	0.014	-0.271	-0.014	0.1	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable64	A	0.222	0.012	-0.222	-0.012	0.1	0.0	99.9	99.9	0.0	
Cable65	A	0.185	0.010	-0.185	-0.010	0.0	0.0	99.9	99.8	0.0	
Cable66	A	0.149	0.008	-0.149	-0.008	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable67	A	0.125	0.007	-0.125	-0.007	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable68	A	0.088	0.005	-0.088	-0.005	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable69	A	0.064	0.003	-0.064	-0.003	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable70	A	-0.039	-0.002	0.039	0.002	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable71	A	0.033	0.002	-0.033	-0.002	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable72	A	0.082	0.004	-0.082	-0.004	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable73	A	0.106	0.006	-0.106	-0.006	0.0	0.0	99.8	99.8	0.0	
Cable74	A	0.192	0.010	-0.192	-0.010	0.0	0.0	99.9	99.8	0.0	

Project:	ETAP	Page:	36
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	faseC	Config.:	Normal

CKT / Branch		From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag	Amperes in Buried Winding
ID	Phase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
Cable75	A	0.240	0.013	-0.240	-0.013	0.1	0.1	99.9	99.9	0.1	
Cable76	A	-0.289	-0.015	0.289	0.015	0.2	0.1	99.9	100.0	0.1	
CABLW	A	-0.020	-0.001	0.020	0.001	0.0	0.0	99.9	99.9	0.0	
T1	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	100.0	97.7	2.2	0
T2	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T3-	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	100.0	97.7	2.2	0
T4	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	100.0	97.7	2.2	0
T5	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.7	2.2	0
T6	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.7	2.2	0
T7	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T8	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T9	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.7	2.2	0
T10	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.7	2.2	0
T11	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.7	2.2	0
T12	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.7	2.2	0
T13	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T14	A	0.024	0.001	-0.024	0.000	0.5	1.3	99.9	97.7	2.2	0
T15	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.6	2.2	0
T16	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T17	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0
T18	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0
T19	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0
T20	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0
T21	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0
T22	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0
T23	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T24	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T25	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.6	2.2	0
T-26	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.6	2.2	0
T26-	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T27-	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T28	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T29	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.9	97.7	2.2	0
T30	A	0.036	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.8	97.6	2.2	0
T31	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.8	97.6	2.2	0
T32	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.8	97.6	2.2	0
T33	A	0.024	0.001	-0.024	0.000	0.5	1.3	99.8	97.6	2.2	0
T34	A	0.049	0.003	-0.048	0.000	1.0	2.5	99.8	97.6	2.2	0
T35	A	0.024	0.001	-0.024	0.000	0.5	1.3	99.8	97.6	2.2	0
T36	A	0.024	0.001	-0.024	0.000	0.5	1.3	99.8	97.6	2.2	0
T37	A	0.024	0.001	-0.024	0.000	0.5	1.3	99.8	97.6	2.2	0
T38	A	0.036	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.8	97.6	2.2	0
T-39	A	0.024	0.001	-0.024	0.000	0.5	1.3	99.8	97.6	2.2	0
T40	A	0.037	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.9	97.6	2.2	0

Project:	ETAP	Page:	37
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: ULF	Revision:	Base
Filename:	faseC	Config.:	Normal

CKT / Branch		From-To Bus Flow		To-From Bus Flow		Losses		% Bus Voltage		Vd % Drop in Vmag	Amperes in Buried Winding
ID	Phase	MW	Mvar	MW	Mvar	kW	kvar	From	To		
T41	A	0.036	0.002	-0.036	0.000	0.8	1.9	99.8	97.6	2.2	0
						37.6	89.0				

Project:	ETAP	Page:	103
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: SC3Ph	Revision:	Base
Filename: faseC		Config.:	Normal

Interrupting Duty Summary Report

Maximum Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device			Fault Type, Max. If Phase	Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)		Symm. kA rms	X/R Ratio	Adj. Symm kA rms	M.F.	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
Bus1	7.967	CB1	5 cy Sym CB	3.0	AG, A	1.883	8.0	1.883	1.000	40.500		40.000	40.000
		CB2	5 cy Sym CB	3.0	AG, A	1.883	8.0	1.883	1.000	40.500		40.000	40.000
Bus2	7.967				AG, A	1.866	7.0						
Bus3	0.220				AG, A	3.740	2.6						
Bus4	7.967				AG, A	1.852	6.3						
Bus5	7.967				AG, A	1.849	6.2						
Bus6	7.967				AG, A	1.845	6.1						
Bus7	7.967				AG, A	1.845	6.1						
Bus8	7.967				AG, A	1.839	5.9						
Bus9	0.220				AG, A	3.738	2.6						
Bus10	0.220				AG, A	3.737	2.6						
Bus11	0.220				AG, A	2.841	2.5						
Bus12	0.220				AG, A	2.841	2.5						
Bus13	0.220				AG, A	3.736	2.6						
Bus14	7.967				AG, A	1.837	5.8						
Bus15	0.220				AG, A	2.841	2.5						
Bus16	7.967				AG, A	1.838	5.8						
Bus17	0.220				AG, A	3.736	2.6						
Bus18	7.967				AG, A	1.846	6.1						
Bus19	7.967				AG, A	1.847	6.2						
Bus20	7.967				AG, A	1.865	7.0						
Bus21	7.967				AG, A	1.867	7.1						
Bus24	0.220				AG, A	3.740	2.6						
Bus25	0.220				AG, A	2.843	2.5						
Bus26	0.220				AG, A	2.841	2.5						
Bus27	0.220				AG, A	2.841	2.5						
Bus36	7.967				AG, A	1.837	5.8						
Bus41	0.220				AG, A	2.841	2.5						
Bus79	0.220				AG, A	3.739	2.6						
Bus80	7.967				AG, A	1.862	6.8						
Bus81	0.220				AG, A	3.739	2.6						
Bus82	7.967				AG, A	1.861	6.8						
Bus83	0.220				AG, A	3.738	2.6						
Bus84	7.967				AG, A	1.853	6.4						
Bus85	0.220				AG, A	2.840	2.5						
Bus86	7.967				AG, A	1.831	5.6						

Project:	ETAP	Page:	104
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:		Revision:	Base
Filename: faseC	Study Case: SC3Ph	Config.:	Normal

Maximum Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device			Fault Type, Max. If Phase	Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)		Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Symm kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
Bus87	0.220				AG, A	2.840	2.5						
Bus88	7.967				AG, A	1.826	5.5						
Bus89	0.220				AG, A	3.734	2.6						
Bus90	7.967				AG, A	1.826	5.5						
Bus91	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus92	7.967				AG, A	1.821	5.3						
Bus93	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus94	7.967				AG, A	1.817	5.2						
Bus95	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus96	7.967				AG, A	1.819	5.3						
Bus97	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus98	7.967				AG, A	1.821	5.3						
Bus99	0.220				AG, A	3.734	2.6						
Bus100	7.967				AG, A	1.825	5.4						
Bus101	0.220				AG, A	1.920	2.5						
Bus102	7.967				AG, A	1.833	5.7						
Bus103	0.220				AG, A	3.738	2.6						
Bus104	7.967				AG, A	1.854	6.4						
Bus105	7.967	CB5	5 cy Sym CB	3.0	AG, A	1.883	8.0	1.000	1.883	40.500		40.000	40.000
		CB6	5 cy Sym CB	3.0	AG, A	1.883	8.0	1.000	1.883	40.500		40.000	40.000
Bus141	7.967				AG, A	1.862	6.8						
Bus142	7.967				AG, A	1.844	6.1						
Bus143	0.220				AG, A	2.840	2.5						
Bus144	7.967				AG, A	1.827	5.5						
Bus145	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus146	7.967				AG, A	1.821	5.3						
Bus147	0.220				AG, A	1.920	2.5						
Bus148	7.967				AG, A	1.820	5.3						
Bus149	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus150	7.967				AG, A	1.815	5.2						
Bus151	0.220				AG, A	1.919	2.5						
Bus152	7.967				AG, A	1.804	4.9						
Bus153	0.220				AG, A	1.919	2.5						
Bus154	7.967				AG, A	1.802	4.8						
Bus155	0.220				AG, A	1.919	2.5						
Bus156	7.967				AG, A	1.802	4.8						
Bus157	0.220				AG, A	3.730	2.5						
Bus158	7.967				AG, A	1.800	4.8						

Project:	ETAP	Page:	105
Location:	19.0.1C	Date:	02-29-2024
Contract:		SN:	
Engineer:	Study Case: SC3Ph	Revision:	Base
Filename: faseC		Config.:	Normal

Maximum Fault Currents: (Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage)

Bus		Device			Fault Type, Max. If Phase	Interrupting Duty				Device Capability			
ID	kV	ID	Type	CPT (Cy)		Symm. kA rms	X/R Ratio	M.F.	Adj. Symm kA rms	kV	Test PF	Rated Int.	Adjusted Int.
Bus159	0.220				AG, A	3.731	2.5						
Bus160	7.967				AG, A	1.805	4.9						
Bus161	0.220				AG, A	1.919	2.5						
Bus162	7.967				AG, A	1.808	5.0						
Bus163	0.220				AG, A	3.732	2.5						
Bus164	7.967				AG, A	1.813	5.1						
Bus165	0.220				AG, A	2.839	2.5						
Bus166	7.967				AG, A	1.819	5.3						
Bus167	0.220				AG, A	3.734	2.6						
Bus168	7.967				AG, A	1.829	5.6						
Bus169	0.220				AG, A	3.738	2.6						
Bus170	7.967				AG, A	1.853	6.4						
Bus171	7.967	CB10	5 cy Sym CB	3.0	AG, A	1.883	8.0	1.000	1.883	40.500		40.000	40.000
		CB9	5 cy Sym CB	3.0	AG, A	1.883	8.0	1.000	1.883	40.500		40.000	40.000
Bus172	0.220				AG, A	3.739	2.6						
Bus173	0.220				AG, A	3.737	2.6						

- Method: IEEE - X/R is calculated from separate R & X networks.
- HV CB interrupting capability is adjusted based on bus nominal voltage.
- Short-circuit multiplying factor for LV Molded Case and Insulated Case Circuit Breakers is calculated based on asymmetrical current.
- Generator protective device duty is calculated based on maximum through fault current. Other protective device duty is calculated based on total fault current.

- * Indicates a device with interrupting duty exceeding the device capability
- ** Indicates that the circuit breaker has been flagged as a generator circuit breaker. However, ETAP could not detect a single path, without a transformer, to the specified generator. Therefore, this circuit breaker is treated as a regular circuit breaker in short-circuit calculations.
- + The prefault voltage exceeds the rated maximum kV limit of the circuit breaker - The rated interrupting kA must be derated.
- & Default contact parting time for High Voltage circuit breaker is used.

ANEXO 2: CONDUCTOR DE ELECTRICIDAD DE MEDIO VOLTAJE



4. CABLES

4.1 Cables para red de MV

En el sistema de distribución subterráneo para medio voltaje, se utilizarán cables monopolares con conductor de cobre aislados (100% y 133% de nivel de aislamiento) con polietileno reticulado termoestable (XLPE) o polietileno reticulado retardante a la arborescencia (TRXLPE) para voltajes de 15 kV, 25 kV y 35 kV.

4.1.1 Niveles de Aislamiento:

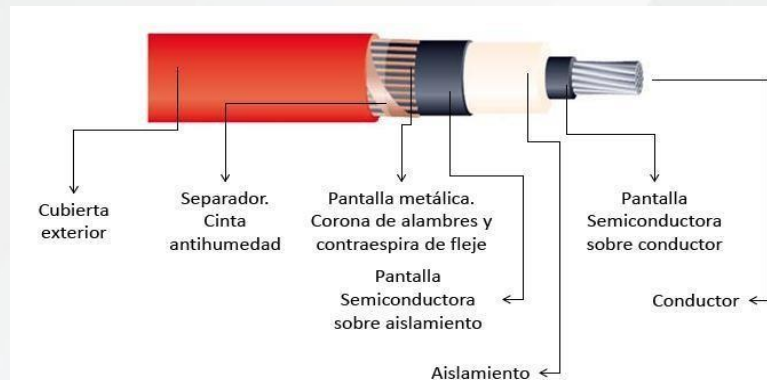
4.1.1.1 Nivel de 100%.- Los cables de esta categoría deben utilizarse en sistemas con neutro conectado sólidamente a tierra y provistos con dispositivos de protección tales que las fallas a tierra se eliminen tan pronto como sea posible, pero en cualquier caso antes de 1 min. También pueden utilizarse en otros sistemas para los cuales sean aceptables, siempre y cuando se cumpla con los requisitos del párrafo anterior.

4.1.1.1.1 Características principales:

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

4.1.1.2 Nivel de 133%.- Los cables de esta categoría corresponden a los anteriormente designados para sistemas con neutro aislado. Estos cables pueden ser utilizados en los casos en que no puedan cumplirse los requisitos de eliminación de falla de la categoría I (100 % nivel de aislamiento), pero en los que exista una seguridad razonable de que la sección que presenta la falla se desenergiza en un tiempo no mayor que una hora.

Además se pueden usar cuando es deseable un aislamiento adicional superior a la categoría del nivel del 100%.



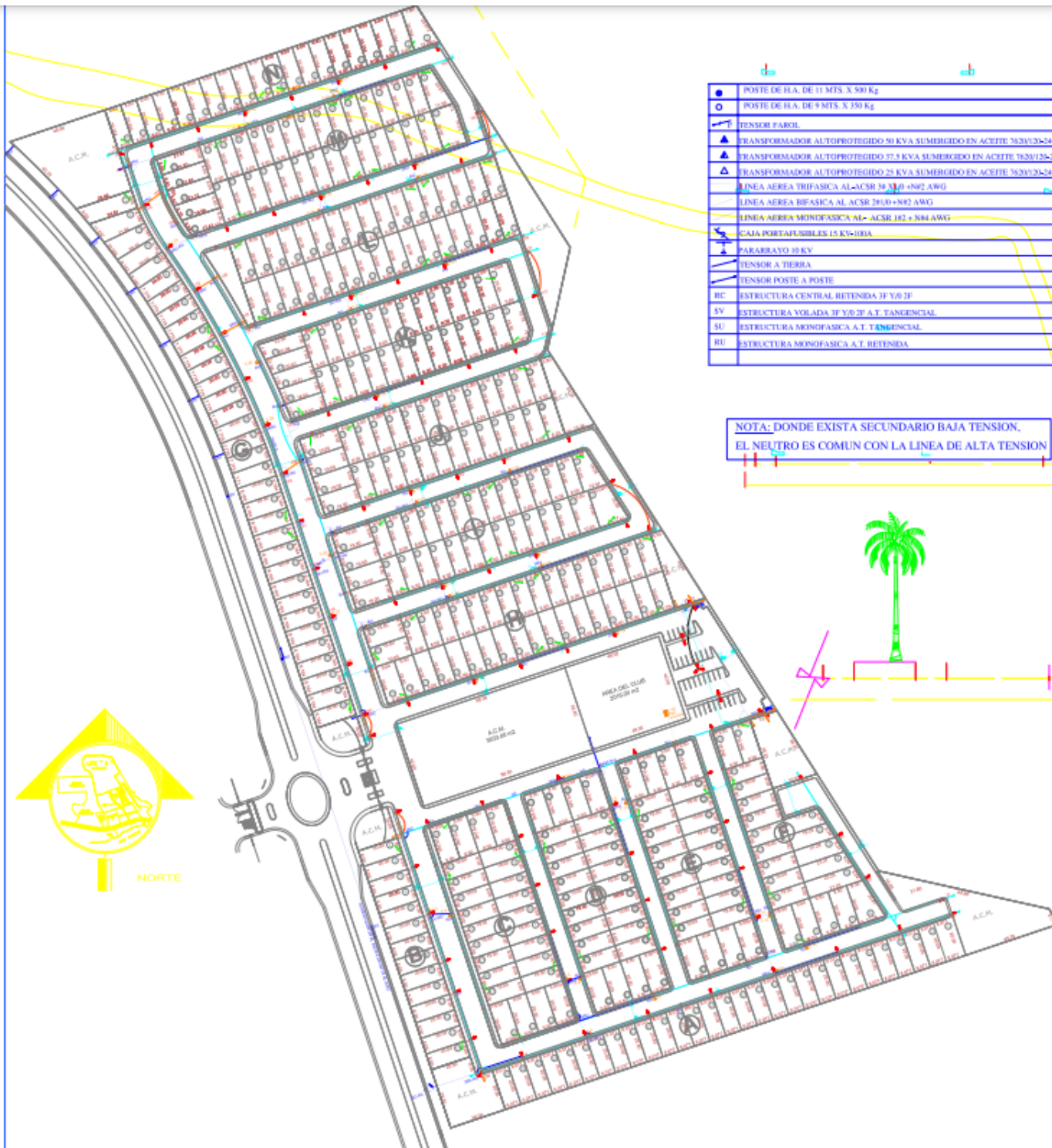
4.2 Cables para red de BV

Para red secundaria subterránea se utilizan cables con conductor de cobre, aislamiento de 2.000 V con polietileno (PE) y chaqueta de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la humedad.

4.2.1 Características principales:

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

**ANEXO 3 PLANO DE VILLA CLUB ‘ETAPA
BOREAL’**



●	POSTE DE H.A. DE 11 MTS. X 500 Kg
○	POSTE DE H.A. DE 9 MTS. X 350 Kg
—	TENSOR PABLO
▲	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 50 KVA SUMERGIDO EN ACEITE 7620/25-240V
▲	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 37.5 KVA SUMERGIDO EN ACEITE 7620/25-240V
▲	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 25 KVA SUMERGIDO EN ACEITE 7620/25-240V
—	LINEA AEREA TRIFASICA AL-ACSR 34 3/0 +902 AWG
—	LINEA AEREA BIFASICA AL-ACSR 20/0 +902 AWG
—	LINEA AEREA MONOFASICA AL-ACSR 10/2 + 904 AWG
—	CAJA PORTAFUSIBLES 15 KV-100A
—	PARARRAYO 10 KV
—	TENSOR A TIERRA
—	TENSOR POSTE A POSTE
RC	ESTRUCTURA CENTRAL RETENIDA 3F Y/O 2F
SV	ESTRUCTURA VOLADA 2F Y/O 2F A.T. TANGENCIAL
SU	ESTRUCTURA MONOFASICA A.T. TANGENCIAL
RU	ESTRUCTURA MONOFASICA A.T. RETENIDA

NOTA: DONDE EXISTA SECUNDARIO BAJA TENSION, EL NEUTRO ES COMUN CON LA LINEA DE ALTA TENSION

N.	CAPACIDAD			MANZANA	SOLARES
	FASE A	FASE B	FASE C		
T-1	90			A	1-14
T-2	90			A	15-29
T-3	90			B	1-14
T-4	37.5			C	18-26
T-5	37.5			C	5-13
T-6	37.5			D	18-26
T-7	90			CDE	C(14-17), D(14-17), E(14-17)
T-8	90			CDE	C(1-4), D(1-4), E(1-4), F(20-21)
T-9	37.5			D	5-13
T-10	37.5			E	18-26
T-11	37.5			E	5-13
T-12	37.5			F	11-19
T-13	90			F	1-5-8-10
T-14		25		H	19-26
T-15		90		H	27-36
T-16				AREA COM.	CASA CLUB ADMINISTRACION
T-17		37.5		H	3-10
T-18		37.5		H	11-18
T-19		37.5		I	20-32
T-20		37.5		I	19-26
T-21		37.5		I	5-11
T-22		37.5		I	12-18
T-23		90		J	18-30
T-24		90		J	5-17
T-25		90		HUJ	H(1-2),(14),(14)
T-26		90		K	19-31
T-27			90	G	1-12
T-28			90	G	13-24
T-29			90	G	25-34
T-30			37.5	K-M	K(1-5), M(1-5)
T-31			90	K	6-18
T-32			90	L	23-34
T-33			25	L	18-22
T-34			90	L	1-12
T-35			25	L	13-17
T-36			37.5	M	27-35
T-37			25	M	21-26
T-38			37.5	M	6-14
T-39			25	M	15-20
T-40			37.5	N	1-10
T-41			37.5	N	11-20
TOTAL	562.5	550	587.5	14 MANZANAS	384 SOLARES

SIMBOLOGIA ELECTRICA ALUMBRADO

●	POSTE DE H.A. DE 11 MTS. X 500 Kg
○	POSTE DE H.A. DE 9 MTS. X 350 Kg
—	TENSOR PABLO
▲	LUMINARIA AUTOCENTRALADA DE VAPOR DE SODIO 150W-240V
▲	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 50 KVA SUMERGIDO EN ACEITE 7620/25-240V
▲	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 37.5 KVA SUMERGIDO EN ACEITE 7620/25-240V
▲	TRANSFORMADOR AUTOPROTEGIDO 25 KVA SUMERGIDO EN ACEITE 7620/25-240V
—	CABLE PRENSABILADO AL PE 1.1 KV SECCION 2.05+25 mm ²
—	TENSOR A TIERRA
—	TENSOR POSTE A POSTE

NOTA: LAS LAMPARAS DEBERAN SER ALIMENTADAS A LA RED DE BAJA TENSION CON CABLE CONCENTRICO 3x14 AWG Y CONECTADAS CON LOS ACCESORIOS APROPIADOS AL SISTEMA ANTIHURTO.

NOTA: DONDE EXISTA SECUNDARIO BAJA TENSION, EL NEUTRO ES COMUN CON LA LINEA DE ALTA TENSION

URBANIZACION BOREAL DE VILLA CLUB		PROPIETARIO: CONTROLCORP S.A.
CLIENTE: PLANO ELECTRICO ALUMBRADO PUBLICO PLANO ELECTRICO ALTA TENSION		PROYECTISTA: CORPORACION SABBODON S.A.
ELABORADO POR: Ing. John Pulley RP - 03-09-472	REVISADO POR: Ing. John Pulley RP - 03-09-472	ESCALA: 1:1000 FECHA: 1/13/3