

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE CARGABILIDAD Y PROPUESTA DE
REFORZAMIENTO DE LA RED SUBTERRÁNEA DEL CENTRO DE
LA CIUDAD DE AMBATO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN ELÉCTRICO**

FÁTIMA DAYANARA CORTEZ SANTAMARÍA

DIRECTOR: Dr.-Ing. HUGO ARCOS

Quito, Julio 2022

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Fátima Dayanara Cortez Santamaría, bajo mi supervisión.



Dr.-Ing. Hugo Neptalí Arcos Martínez

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Fátima Dayanara Cortez Santamaría, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



Fátima Dayanara Cortez Santamaría

DEDICATORIA

A mis padres: Carlos y Lily por ser mis guías terrenales, quienes me han motivado, apoyado e impulsado a cumplir esta meta. Por su amor, firmeza y valentía para saberme guiar a pesar de su corta edad para asumir la responsabilidad de ser padres. Los valores que me han inculcado durante toda mi vida son la base para ser mejor persona y obrar bien tanto personal como profesionalmente. A uds. por estar siempre pendientes, brindarme consejos y enseñarme que todo esfuerzo siempre tendrá su recompensa, además que, aunque existan personas que no se encuentren terrenalmente, siempre vivirán en nuestro corazón.

A mis hermanos: Daniel y Martín por su amor, bromas y paciencia durante momentos de estrés. Su apoyo ha sido incondicional.

A Edu y a mis amig@s con quienes hemos compartido conocimientos y magníficos momentos durante nuestro paso por la querida Poli.

.

AGRADECIMIENTO

A Dios y a la Virgen María por ser mis guías espirituales, brindarme salud, cuidarme y siempre estar presentes en cada paso que doy.

A mis padres Carlos y Lily quienes son un ejemplo de perseverancia y constancia, han sido esenciales para cumplir con este sueño pues me han brindado las herramientas necesarias para alcanzar cada meta que me he propuesto. Por cada consejo acertado en los momentos más necesarios.

A mis hermanos Daniel y Martín por su cariño, enseñanzas, risas y apoyo incondicional que siempre me impulsaron a seguir adelante. Daniel con quien compartí la carrera universitaria, ¡lo logramos!

A mis abuelitas Rosa y Carmelina han sido un gran ejemplo de lucha y trabajo pues me han enseñado que, en base a arduo trabajo, los sueños si se cumplen. A mis tíos/as y primos por su cariño y apoyo sincero.

A Edu-oso♥ y a mis amig@s con quienes compartí varios momentos agradables e inolvidables durante mi vida universitaria, por sus consejos, cariño y apoyo en todo momento. Las risas nunca faltaron. Sin duda, la vida está hecha de momentos y esta ha sido una de las mejores etapas de mi vida.

Al Departamento de Distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. - Área de redes subterráneas, en especial al Ing. Carlos Solís quien me brindo su mano amiga y desinteresada en el desarrollo del trabajo de titulación.

Al Ing. Hugo Arcos por su apoyo y guía en la dirección de este trabajo de titulación.

A todos mis docentes de la Escuela Politécnica Nacional, en especial a mis tutores, por compartir sus conocimientos, por los retos impuestos y por sus sabios consejos para ser profesionales dispuestos a ayudar a la comunidad y mantenerse en continuo aprendizaje.

A los docentes del Instituto Superior Docente Guayaquil y a mi profesora de primaria (Hilda Delgado), por sus enseñanzas, cariño y apoyo.

¡Infinitas Gracias! Que el amor y la constancia sea el motor que mueva al mundo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT.....	VIII
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. OBJETIVOS.....	3
1.1.1. Objetivo general	3
1.1.2. Objetivos específicos.....	3
1.2. ALCANCE	4
1.3. MARCO TEÓRICO	4
1.3.1. Sistema de distribución	4
1.3.2. Planificación de redes eléctricas de distribución	5
1.3.3. Redes de distribución subterráneas.....	11
1.3.4. Cargabilidad.....	12
1.3.5. Confiabilidad	20
2. METODOLOGÍA.....	25
2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	26
2.1.1. Recopilación de especificaciones de elementos de la red eléctrica subterránea	26
2.1.2. Recopilación de datos de demanda diaria de Cámaras de Transformación.	36
2.2. ANÁLISIS DE RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA EN EL CENTRO DE LA CIUDAD DE AMBATO.....	39
2.2.1. Implementación de la Red eléctrica subterránea de la zona centro en la ciudad de Ambato en el software CymDist.....	39
2.2.2. Implementación y análisis de ampacidad de la red eléctrica subterránea de la zona centro en la ciudad de Ambato en el software ETAP	47
2.3. PROPUESTA DE RED REFORZADA	50
3. DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE RED	55

3.1. ANÁLISIS DEL ESTADO OPERATIVO DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE AMBATO - REDACTUAL.....	55
3.2. PROPUESTA DE UN REFORZAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE AMBATO Y ANÁLISIS COMPARATIVO	63
3.3. ANÁLISIS FINANCIERO	67
3.3.1. Evaluación de costos.....	67
3.3.2. Análisis de costos de pérdidas de energía	67
3.3.3. Análisis de costos de confiabilidad	69
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	71
4.1. CONCLUSIONES	71
4.2. RECOMENDACIONES.....	72
5. BIBLIOGRAFIA	73
6. ANEXOS.....	77

RESUMEN

La red subterránea de la zona centro de la ciudad de Ambato suministra energía a cargas comerciales, residenciales y especiales. El soterramiento de esta red se implementó en 7 etapas, la primera se realizó en 1998, mientras que, las demás finalizaron en 2020.

En el presente trabajo de titulación se describe el análisis de cargabilidad de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato, delimitado por las calles: Francisco Flor; Pérez de Anda; Lizardo Ruiz; Av. Humberto Albornoz; Av. Pasteur; Av. Abdón Calderón; Av. González Suarez; Av. 12 de noviembre; Av. 13 de abril; Av. Floreana; y, calle Francisco Flor. La metodología incluye la realización de diferentes análisis: flujo de carga, ampacidad de cables y evaluación de la confiabilidad de red mediante la estimación de índices. Todo esto con el fin de diagnosticar el estado actual de la red en el escenario más crítico (demanda máxima). Los parámetros de entrada se recopilaron de la base de datos del sistema de información geográfica (GIS) de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA), planos actualizados de la red y del sistema de telediagnóstico de la EEASA. En base a los resultados obtenidos en cuanto al nivel de carga de los equipos y elementos; e, índices de cargabilidad, se presenta una propuesta de reforzamiento de red, en la que se aplica el método REA, se redimensionarán transformadores que registran bajos niveles de carga, y, se realizan sugerencias para mitigar el riesgo de daños en caso de inundaciones para ciertos transformadores.

PALABRAS CLAVE: Ampacidad, cargabilidad, distribución, REA, subterráneo.

ABSTRACT

The underground electrical network of Ambato city supplies energy to commercial, residential, and special customers. This project was implemented in 7 stages, the first one was constructed in 1998, while the others concluded in 2020.

This project described the loading analysis of the underground electrical network of Ambato city, demarcated by the following streets: Francisco Flor; Pérez de Anda; Lizardo Ruiz; Av. Humberto Albornoz; Av. Pasteur; Av. Abdón Calderón; Av. González Suarez; Av. 12 de noviembre; Av. 13 de abril; Av. Floreana; y, calle Francisco Flor. The methodology includes different analysis like load flow, cables ampacity, electrical network reliability evaluation by estimate some rates. The purpose of realize this analysis is to know the actual electrical conditions in the critical situation (maximum demand). The index parameters were compiled in the data base of geographic information system (GIS) of Empresa Electrica Ambato S.A. (EEASA), updating drawing network and the telemeter system of EEASA. The offer of reinforcement electrical network was proposed in base of the analysis results of the load level of elements and equipment and considering loadings rates. In this step, the REA method was applied for resized the transformers that presented low loading levels, and some suggestions were presented to mitigated damaged risks in case of flood for some transformers.

KEYWORDS: Ampacity, distribution, loading, REA, underground.

1. MARCO TEÓRICO

Introducción

En 1965, alrededor de 30 millones de habitantes del Noreste de América y ciertos sectores de Canadá fueron sorprendidos por un apagón en cascada. Este evento sucedió luego de que un relé de respaldo, programado para otros fines, dispare los interruptores de una de las cinco líneas de 230kV, conectadas en paralelo entre las cataratas del Niágara y Toronto. Aun cuando estas operaban dentro de los límites de las capacidades eléctricas especificadas. Mientras tanto, los flujos de potencia de las líneas que permanecieron operando aumentaron para compensar la potencia que se perdió por la salida de operación de la línea [1]. Sin embargo, tiempo después, también salieron de operación las otras cuatro líneas por una sobrecarga, causando diferentes daños tanto técnicos como económicos en el sector industrial de la zona [2]. Desde aquel entonces se vio la necesidad de realizar diferentes estudios que mitiguen ese tipo de fallas en la red eléctrica [3].

Luego del evento detallado en el párrafo anterior, se creó el Consejo de Confiabilidad Eléctrica Norteamericana (NERC), con el objetivo de desarrollar estándares de planificación y funcionamiento que ayuden a mejorar la confiabilidad de la red, basados en consideraciones propuestas por empresas públicas y privadas de Norteamérica. Uno de los conceptos clave que formularon, con el fin de que el sistema eléctrico resista a cualquier falla y opere con normalidad, es el criterio N-1 [1]. Este criterio se aplica en caso de falla de operación de las protecciones primarias, pues las protecciones de respaldo deben actuar con el fin de preservar a los elementos más vulnerables del sistema [4]. Ahora bien, en 1970, Vannevar Bush expuso que no todo estaba solucionado pues él consideró que a medida que el sistema eléctrico crezca y sea más complejo, mayor es la probabilidad de que este falle. Bush pronosticó que en un futuro se darían otros apagones más severos [5]. Hipótesis que lastimosamente fue cierta.

En 2003, ocurrió uno de los apagones que más impactó al noreste de Estados Unidos y Canadá, después del evento de 1965. En horas de la tarde se registró un evento de demanda máxima en New York y Toronto [6]. Este evento provocó que las líneas de interconexión de 345 kV se carguen más de lo habitual, calienten y caigan una a una sobre la vegetación del sector lo cual desencadenó en la salida de servicio de estas [1].

Como consecuencia, el International Standardization Organization (ISO) de New York (NYISO) se separó en dos islas, con desequilibrios insostenibles de oferta-demanda, que separan el oeste de New York y el sistema de Ontario dejando sin servicio eléctrico

a 8 estados de Estados Unidos y 10 millones de usuarios en Ontario [7]. Las pérdidas económicas por este suceso equivalen a millones de dólares.

Con el propósito de conocer la razón de ocurrencia de los apagones en cascada se han realizado diferentes investigaciones. Una de estas es el modelo de falla probabilística en el cual se asumió que la probabilidad de que una línea salga de operación incorrectamente, cuando la línea está dentro de los límites de cargabilidad, es baja. En cambio, al aumentar el flujo de potencia de la línea del 100% al 140%, la probabilidad de que falle es mayor [8].

La mayoría de estudios de cargabilidad se han enfocado al estudio del sistema eléctrico de potencia en general, centrándose en las etapas de generación y transmisión. Pero se ha dejado de lado una de las etapas más importantes del sistema eléctrico de potencia como es la de distribución.

Hay que dejar de ver al usuario final como parte de un gran sistema. Por el contrario, este requiere ser analizado desde un enfoque local puesto que el objetivo de todas las empresas a cargo del sector eléctrico, principalmente a las empresas de distribución eléctrica, es el suministro de energía eléctrica de calidad a los usuarios finales. Ahora bien, en la etapa de distribución se presenta el 80% de fallas, debido a que la mayoría de redes se caracteriza por tener topología radial [3]. En este contexto, se observa la importancia de realizar análisis de cargabilidad y confiabilidad.

En las empresas eléctricas de distribución, la mayoría de proyectos de planificación y diseño de redes eléctricas de distribución no se basan en estudios de cargabilidad ni mucho menos de confiabilidad. En tal sentido, es inusual que se realice la evaluación de la inversión y ahorro económico que se tiene al implementar los criterios de confiabilidad y cargabilidad.

Al aplicar métodos de estudio de confiabilidad y cargabilidad en las etapas de diseño y planificación de expansión de redes eléctricas en el sistema de distribución, se podría evitar eventos inesperados, distintos a los habituales en la red eléctrica, y a la vez inversión excesiva e incluso innecesaria, obteniendo como resultado niveles altos de confiabilidad e incluso reducción de costos.

Por lo general, en las empresas distribuidoras se planifica que las redes eléctricas de distribución de zonas urbanas ya consolidadas sean soterradas. Sin embargo, la planificación de estas redes es un tanto compleja pues no se cuenta con software que facilite este proceso, ni con análisis claros que provean datos que permitan estimar índices de cargabilidad ni mucho menos de confiabilidad. Hay sistemas eléctricos que

ya se encuentran soterrados pero no cuentan con un estudio de cargabilidad detallado que permita diagnosticar el estado operativo de la red eléctrica de distribución ni mucho menos modificarla, pues en caso de realizar algún cambio en la red eléctrica no se garantiza que la transferencia de potencia en los equipos del sistema eléctrico se encuentre dentro de los límites de cargabilidad y no exista la posibilidad de una sobrecarga, lo cual no garantiza una buena calidad del servicio eléctrico.

En base a esta problemática, se observa la importancia de realizar estudios que permitan conocer el estado operativo de la red, tener una base de datos para posibles modificaciones sin poner en riesgo los equipos de la red eléctrica y brindar un servicio de calidad a los usuarios finales, salvaguardando los intereses económicos y de servicio de la empresa distribuidora y el consumidor.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo general

Establecer una opción técnica de reforzamiento del sistema subterráneo de la zona centro de la ciudad de Ambato, parte del sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., que permita mejorar su situación actual y en consecuencia la calidad del servicio al usuario final.

1.1.2. Objetivos específicos

- Estructurar una base de datos en el software computacional CYMDIST del sistema subterráneo de la zona centro de la ciudad de Ambato
- Realizar un estudio de flujo de potencia, análisis de cortocircuitos y análisis de contingencias para determinar el estado operativo del sistema subterráneo de la zona centro de la ciudad de Ambato.
- Realizar un diagnóstico del estado operativo de los elementos del sistema eléctrico subterráneo de la zona centro de la ciudad de Ambato.
- Plantear una propuesta de reforzamiento del sistema subterráneo del centro de la ciudad de Ambato, teniendo en cuenta criterios de confiabilidad y cargabilidad para mejorar la calidad del servicio al usuario final.
- Desarrollar un estudio económico de la propuesta de reforzamiento de la red Subterránea del centro de la ciudad de Ambato

1.2. ALCANCE

Se realiza un estudio de flujo de potencia, estudio de cortocircuitos y un análisis de contingencias en el sistema eléctrico subterráneo de la zona centro de la ciudad de Ambato, delimitando por las calles: Francisco Flor; Pérez de Anda; Lizardo Ruiz; Av. Humberto Albornoz; Av. Pasteur; Av. Abdón Calderón; Av. González Suarez; Av. 12 de noviembre; Av. 13 de abril; Av. Floreana; y, calle Francisco Flor. Para el efecto se estructura una base de datos detallada en el software CYMDIST en base a la información de la EEASA. Con los resultados obtenidos de los estudios realizados se estima el nivel de cargabilidad actual del sistema. La red subterránea de la zona centro de la ciudad de Ambato, área de estudio definida, es un sistema consolidado que está compuesto por diferentes tipos de usuarios residenciales, comerciales y cargas especiales de gran importancia para la empresa distribuidora EEASA. El análisis de cargabilidad se realiza considerando pruebas por tramos para definir el cumplimiento de límites establecidos por fabricantes tanto para conductores como transformadores, elementos de protección y seccionamiento. Luego de ejecutar los análisis mencionados se plantea una propuesta de reforzamiento en base a un estudio técnico-económico, mismo que se realiza con un horizonte de tiempo de 5 años, con el fin de definir mecanismos de mejora del sistema para incrementar su confiabilidad

1.3. MARCO TEÓRICO

1.3.1. Sistema de distribución

El sistema eléctrico de distribución, presentado en la Figura 1.1, es una parte del sistema eléctrico de potencia compuesto por un conjunto de equipos como: subestaciones de distribución, alimentadores principales, transformadores de distribución, redes secundarias, elementos de protección y seccionamiento, así como cargas o usuarios finales [9]. Estas últimas se dividen en residenciales, comerciales y cargas especiales. En este sistema se opera tanto en media como en baja tensión [10].

En el Ecuador, los encargados de la administración de esta etapa son las empresas eléctricas de distribución, mismas que tienen como objetivo brindar un servicio eléctrico de calidad.

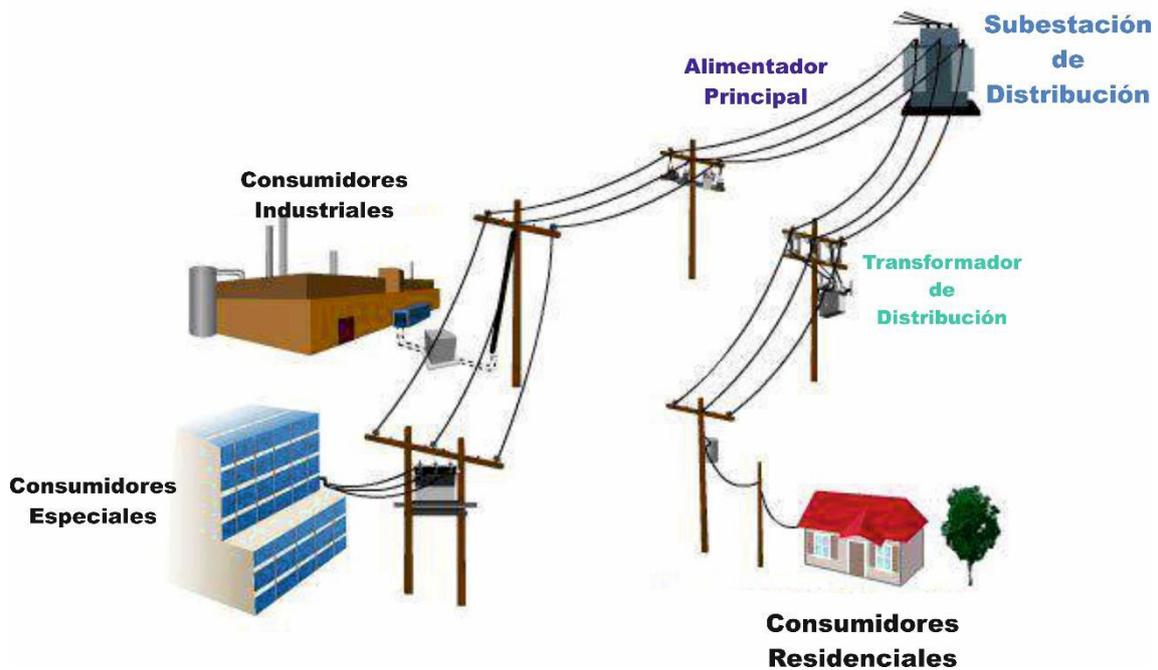


Figura 1.1. Elementos del Sistema Eléctrico de Distribución (elaboración propia).

Al estar conectada esta etapa directamente con la carga, se debe asegurar, en lo posible, que la probabilidad de que exista una falla sea baja de tal forma, que los índices de cargabilidad y confiabilidad deben ser altos. Además, se debe considerar que se cumpla con los estándares de calidad establecidos por la entidad reguladora.

1.3.2. Planificación de redes eléctricas de distribución

La planificación de redes eléctricas de distribución es uno de los problemas más difíciles a los que una empresa de distribución de energía eléctrica se enfrenta. La planificación de las redes de distribución no se realiza solo en caso de la construcción de un nuevo proyecto, también se ejecutan en redes que están en constante crecimiento de demanda, mismas que presentan deficiente capacidad de oferta de energía eléctrica [11].

Se debe considerar la importancia de esta etapa, tanto por el desarrollo de una gama de estudios técnicos, así como por los análisis financieros y económicos requeridos con el fin de minimizar costos y cumplir con los estándares establecidos por los entes reguladores de energía eléctrica con respecto a la calidad del producto [12].

1.3.2.1. Topología

La topología, también conocida como configuración, de una red de distribución eléctrica hace referencia a la forma de distribuir energía eléctrica según la conexión del arreglo de equipos de corte y seccionamiento. Las más utilizadas en el sistema eléctrico de Distribución son: Radial, En Anillo y Mallada

Configuración Radial

En la Figura 1.2, se muestra la configuración radial, la cual se puede definir como una estructura que tiene un solo camino para el flujo de potencia pues consiste en la conexión directa desde una fuente de alimentación hasta la carga. Las acometidas son conectadas al alimentador principal mediante un transformador de distribución

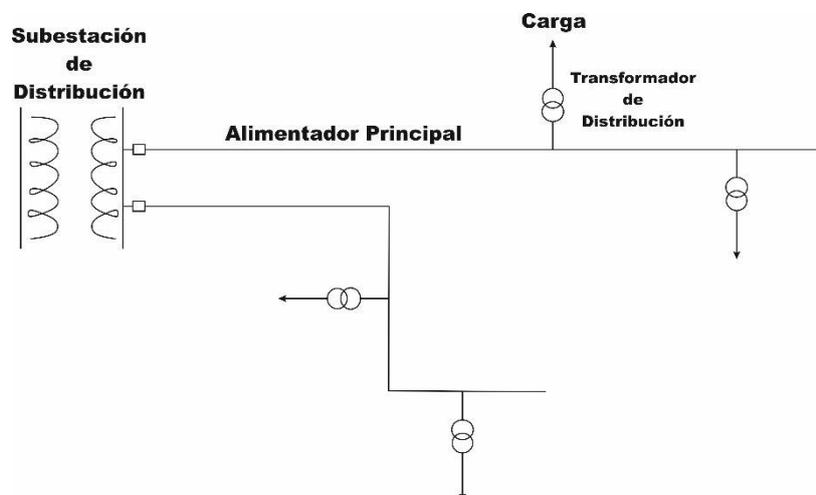


Figura 1.2. Diagrama de un sistema de distribución eléctrico en configuración radial (elaboración propia).

En [13] se explica que la red de distribución eléctrica radial es una de las estructuras más utilizadas al momento de diseñar un esquema, esto debido a su bajo costo, fácil operación y construcción. Sin embargo, es una red poco confiable ya que al tener un solo camino para el flujo de potencia, en caso de falla o mantenimiento, se desenergiza todo el alimentador principal, afectando la calidad del producto y del servicio.

Configuración Anillo

Esta configuración tiene 2 caminos para el flujo de potencia que se presentan al conectar al sistema con la fuente al inicio y al final formando un anillo [14], lo cual se indica en la

Figura 1.3. En esta configuración, ante una falla o mantenimiento se puede desenergizar una sola parte del circuito evitando que todas las cargas sean desconectadas [13].

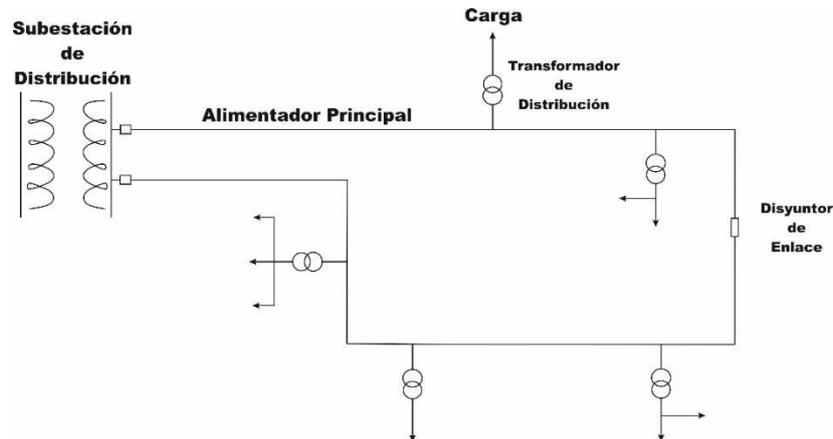


Figura 1.3. Diagrama de un sistema de distribución eléctrico en configuración en anillo (elaboración propia).

El costo de este esquema es más alto que una configuración radial y la construcción es más compleja, sin embargo, la caída de voltaje es menor por lo que las pérdidas son menores. En este sentido, la calidad del producto y el servicio es mayor [13].

Esta configuración se puede construir al unir 2 configuraciones radiales.

Configuración Mallada

La configuración mallada es la estructura que ofrece mayor confiabilidad a los usuarios finales ya que estos se pueden alimentar desde 2 extremos, lo cual se identifica en la Figura 1.4. En caso que se presente algún inconveniente o al realizar algún mantenimiento se conectan las cargas, separadas por un interruptor normalmente abierto, que son alimentadas por la fuente a la que se va a dar mantenimiento.

Esta configuración es más costosa que las anteriormente detalladas y cabe mencionar que la calidad del producto es alta mientras que la operación es compleja [15]. Esta topología es instalada en sectores con alta densidad de carga [14].

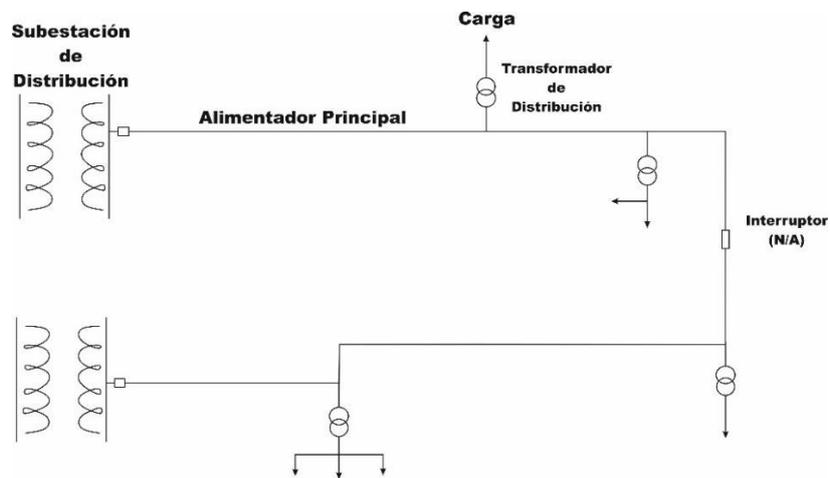


Figura 1.4. Diagrama de un sistema de distribución eléctrico en configuración mallada (elaboración propia).

1.3.2.2. Método REA(Rural Electrification Administration)

En mayo de 1935 se crea en Estados Unidos la administración de electrificación rural, (REA por sus siglas en inglés), con el fin de promover la electrificación rural de dicho país pues solo al 11% de este sector se suministraba energía eléctrica. Hacia 1952, la mayor parte del sector rural contaba con el servicio de energía eléctrica [16].

El método REA consiste en la determinación de 2 factores (Factor A y Factor B), cuya multiplicación permiten determinar la demanda no coincidente en kW. Estos factores, que se pueden obtener en tablas o mediante un cálculo matemático, corresponden al número de clientes [N] conectados a la red eléctrica y al consumo promedio mensual de los usuarios [kWh], [17].

Durante los estudios realizados por REA se obtuvieron datos que fueron graficados como kWh/mes/consumidor frente al número de consumidores, obteniéndose un gráfico cuya ordenada es una medida de diversidad. Al analizar los datos tomados se observó que no presentaban mayor dispersión en lo que a área o densidad se refiere.

En la Figura 1.5 se presenta la familia de curvas, kWh/mes/consumidor versus número de consumidores. Cada curva representa un grupo de consumo, según 3 intervalos: 100 a 200, 201 a 400 y 401 a 600 kWh/mes/consumidor.

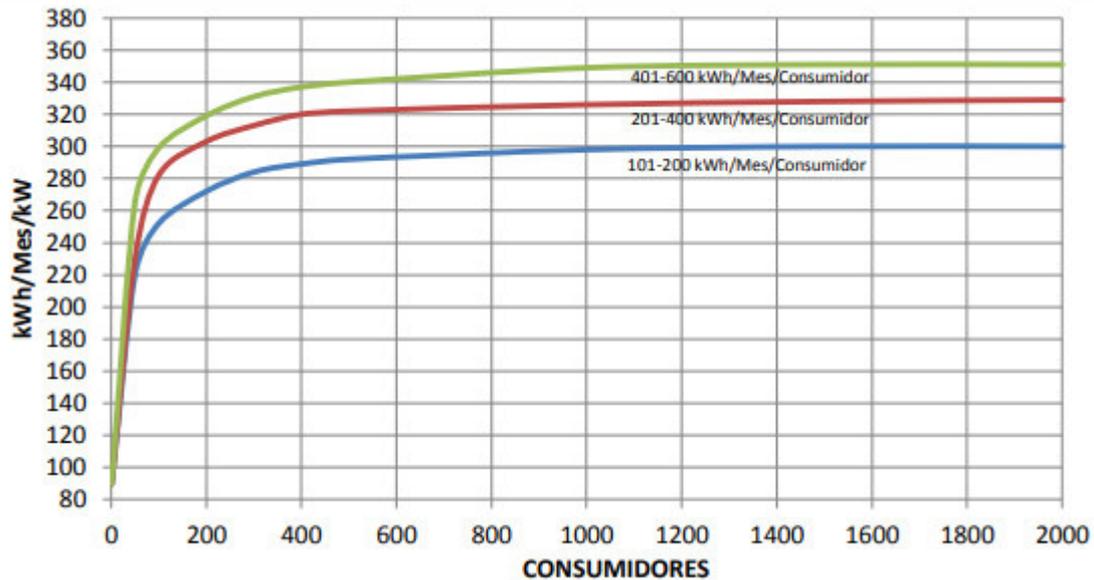


Figura 1.5. Familia de curvas kWh/mes/consumidor vs número de consumidores, según método REA [16].

Para el cálculo de la demanda, se requiere de los dos factores antes mencionados, el factor A, se puede calcular utilizando la ecuación (1.1) o mediante el uso de la Tabla 1.1.

$$Factor A = N(1 - 0.4N + 0.4(N^2 + 40)^{0.5}) \quad (1.1)$$

Donde,

N = Número de consumidores

Tabla 1.1. Factor A – Método REA

No. Consumidores	Factor A								
		41	53,40	105	122	310	325	820	832
		42	54,50	110	128	320	335	840	853
		43	55,50	115	133	330	344	860	873
		44	56,70	120	138	340	354	880	891
5	9,49	45	57,90	125	143	350	364	900	911
6	10,80	46	59,00	130	148	360	373	920	931
7	12,10	47	60,20	135	153	370	383	940	951
8	13,50	48	61,40	140	159	380	393	960	972
9	14,80	49	62,40	145	163	390	403	980	992
10	16,10	50	63,50	150	168	400	412	1000	1010
11	17,40	51	64,7	155	173	410	422	1050	1059
12	18,70	52	65,7	160	178	420	432	1100	1108

13	20,10	53	66,7	165	183	430	442	1150	1157
14	21,40	54	68	170	188	440	452	1200	1207
15	22,70	55	69	175	193	450	462	1250	1255
16	24,00	56	70,2	180	198	460	472	1300	1304
17	25,30	57	71,2	185	203	470	481	1350	1353
18	26,60	58	72,3	190	208	480	491	1400	1400
19	27,80	59	73,6	195	213	490	501	1450	1450
20	29,20	60	74,5	200	218	500	512	1500	1500
21	30,40	62	76,7	205	223	510	522	1600	1600
22	31,70	64	78,9	210	228	520	532	2000	2000
23	32,80	66	81,1	215	233	530	542	2400	2400
24	33,90	68	83,2	220	238	540	551	2800	2800
25	34,90	70	85,4	225	243	550	561	3200	3200
26	36,00	72	87,6	230	247	560	571	3600	3600
27	37,20	74	89,7	235	252	570	582	4000	4000
28	38,90	76	91,8	240	257	580	592	4400	4400
29	39,50	78	93,9	245	262	590	601	4800	4800
30	40,70	80	96	250	267	600	612	5200	5200
31	41,90	82	98,3	255	272	620	631	5500	5500
32	43,10	84	100	260	276	640	652	6000	6000
33	44,30	86	102	265	282	660	672	6500	6500
34	45,40	88	104	270	287	680	692	7000	7000
35	46,60	90	107	275	291	700	713	7500	7500
36	47,70	92	109	280	296	720	733	8000	8000
37	48,90	94	111	285	301	740	753	8500	8500
38	50,00	96	113	290	306	760	772	9000	9000
39	51,20	98	115	295	310	780	793	9500	9500
40	52,30	100	117	300	315	800	812	10000	10000

Cabe mencionar que el factor A es aquel que refleja una mejora en la diversidad debido al incremento en el número de consumidores. Este factor se puede encontrar a partir de 5 consumidores, según [17], pues transformadores o subestaciones a las que se conectan 5 consumidores o menos, corresponden a cargas inusuales como grandes industrias.

El factor B se puede calcular según la ecuación (1.2) o se puede extraer de la Figura 1.6

$$Factor B = 0.005925 \left(\frac{\frac{kWh}{mes}}{consumidor} \right)^{0.885} \quad (1.2)$$

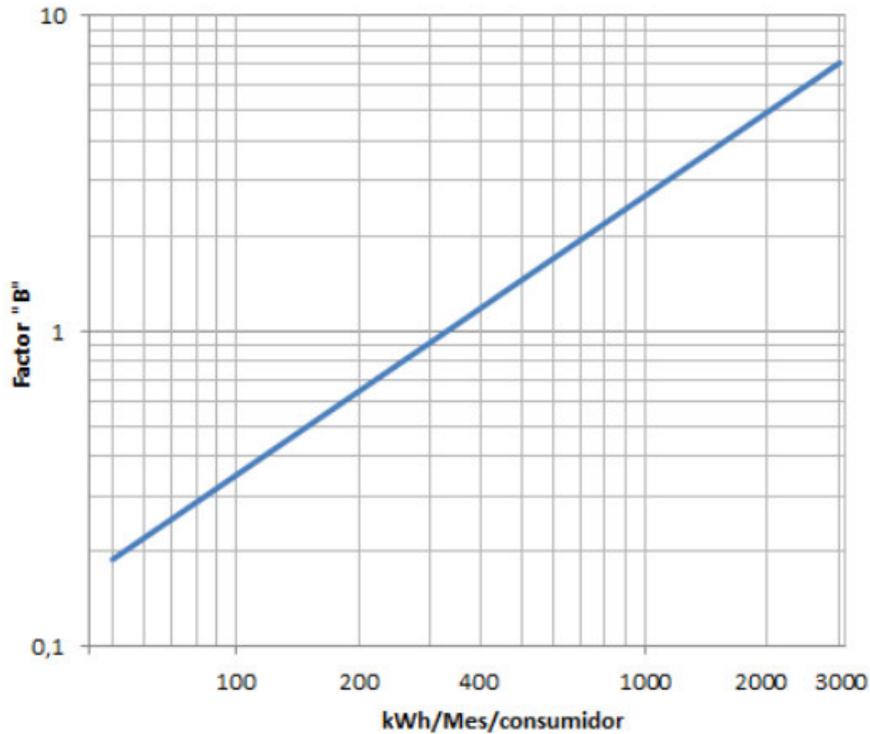


Figura 1.6. Factor B – Método REA [17].

Las ecuaciones de los factores del método REA, (1.1) y (1.2), no son exactas, sin embargo, representan buenas aproximaciones.

En base a las ecuaciones (1.1) y (1.2), se obtiene la demanda máxima no coincidente, calculada a partir de la ecuación (1.3)

$$D_{\text{máx diversificada}} = \text{Factor A} \times \text{Factor B} \text{ [kW]} \quad (1.3)$$

A partir de la ecuación (1.1), del factor A, se puede calcular otros parámetros del sistema, tales como:

$$\text{Factor de coincidencia} = \frac{\text{Factor A}}{3.29 * \text{No. consumidores}} \quad (1.4)$$

$$\text{Factor de diversidad} = \frac{1}{\text{Factor de coincidencia}} \quad (1.5)$$

1.3.3. Redes de distribución subterráneas

En [10] se describe que las redes de distribución subterránea son implementadas en zonas ya consolidadas, por lo general en áreas urbanas que no presentan alta tasa de

crecimiento, o en lugares de alta contaminación visual. El costo de construcción de esta red está entre 4 a 6 veces el costo de un sistema de distribución aéreo [14].

Los sistemas eléctricos subterráneos, al no estar expuestos a descargas atmosféricas, choques de vehículos y otros eventos inesperados, muestran altos índices de confiabilidad [18].

La ubicación del alimentador principal depende de la densidad de carga y del nivel de confiabilidad requerido. La configuración de las redes subterráneas por lo general es radial debido a su facilidad de operación y coordinación de protecciones. Esta topología no garantiza altos índices de confiabilidad en el sistema pues si se implementan equipos con especificaciones no adecuadas para redes subterráneas o no se considera la cargabilidad del sistema, podrían presentarse fallas de larga duración debido a la dificultad de reparación [14].

1.3.4. Cargabilidad

En los sistemas eléctricos, la cargabilidad hace referencia a la capacidad de potencia que fluye por un equipo eléctrico, ya sean conductores, transformadores u otros, dentro de rangos de operación aceptables [19].

Uno de los estudios que se debe considerar al momento de realizar la planificación de un proyecto eléctrico es el de cargabilidad, estudio en el cual se debe considerar de forma adecuada el crecimiento de la demanda. Deficiencias en la estimación del crecimiento de la demanda traerá como consecuencia violaciones a los límites de cargabilidad establecidos por el fabricante, aspecto que puede significar fallas en el sistema [20].

Existen 2 criterios para determinar la cargabilidad de los equipos eléctricos, estos son: cargabilidad estática y cargabilidad dinámica

Cargabilidad estática: Se realiza un análisis considerando valores constantes del peor escenario medio ambiental al que se encuentra expuesto el sistema eléctrico [20].

Cargabilidad dinámica: El estudio es realizado considerando medidas de temperatura y corriente del elemento, así como factores medio ambientales que influyen en la capacidad de transporte de energía eléctrica. Se considera que este criterio es más preciso que el anterior, sin embargo, es más difícil de aplicar pues se debe considerar que estos datos deben ser tomados en tiempo real para lo cual se requiere implementar tecnología del tipo SmartGrid [20].

1.3.4.1. Análisis de Cargabilidad en cables

La cargabilidad en los cables eléctricos es la capacidad de conducción de un nivel de corriente en un instante dado. Esta tiene relación con la "Ampacidad" [21].

El nivel de cargabilidad varía según las necesidades de la red, se consideran 2 posibles condiciones:

Cargabilidad en condiciones normales: Hace referencia a los niveles de cargabilidad por debajo del 100%. Es decir, cuando las redes se encuentran operando con normalidad. Algunas empresas distribuidoras consideran dejar un margen de seguridad en caso de que se requiera realizar alguna transferencia.

Cargabilidad en condiciones críticas: Se permite que los cables estén al 100% de cargabilidad. Se aplica esta consideración en casos de emergencia o eventos inesperados en el alimentador principal; tales como, cortocircuitos, sobrecargas, u otros.

1.3.4.1.1. Ampacidad

Según el NEC(National Electrical Code), se define como la corriente máxima que fluye a través de un cable, teniendo en cuenta la temperatura máxima. La palabra en inglés "ampacity", corresponde a una palabra compuesta por **amp** (derivada de ampere – unidad de medida de la corriente eléctrica) y **acity** (derivada de capacity - capacidad) [22].

La importancia de la determinación de la ampacidad se puede visualizar en las extensas investigaciones que se han realizado desde 1889, cuando Kennelly presentó su artículo titulado "Current Carrying Capacity of Electric Cables, Submerged, Buried or Suspended in the Air". Esta investigación marco un precedente para futuras investigaciones acerca de la ampacidad. Las siguientes investigaciones se han enfocado en la temperatura de los conductores y cables, temperatura que es disipada por conducción y radiación. La disipación de temperatura de los cables por conducción depende en gran medida de las características del área de soterramiento, es decir: resistividad térmica del suelo y humedad del suelo [22].

Importancia de Ampacidad

Por lo general, una vez que se diseña un sistema eléctrico se determina la ampacidad de los cables con el fin de conocer el calibre del cable que se va a implementar [22]. El cálculo de la ampacidad para la selección de la sección cable, se debe analizar ciertos factores como: la corriente máxima de operación considerando el factor de carga,

material, estructura del cable, profundidad de cables enterrados, separación de cables, condiciones del área de soterramiento y temperatura del cable (transmisión de calor entre cables), entre otros [23]. Las pérdidas del dieléctrico son despreciadas [24].

Si el valor de la corriente, que fluye a través de un cable, sobrepasa la nominal, la temperatura del mismo aumenta hasta alcanzar el nivel máximo de equilibrio térmico [24]. Este evento puede causar daños al aislamiento y disminución de la vida útil del cable [23].

El estudio de ampacidad y su relación con el comportamiento térmico es de gran importancia en el diseño y fabricación de cables. En esta etapa se analizan diferentes aspectos como puntos calientes, mismos que son causantes de fallas en el cable.

Para análisis de confiabilidad y cargabilidad se debe tener en cuenta las uniones realizadas luego de la reparación de un cable y la sensibilidad de los límites de corriente ante las variaciones de temperatura en el tiempo.

La correcta selección del calibre de cables es fundamental para empresas de distribución ya que se encuentra en directa relación con la reducción de costos y con el incremento de la confiabilidad del sistema [22].

Factores que influyen en la Ampacidad

El parámetro principal que influye en la ampacidad es el calor que se disipa por conducción. El calor es disipado desde la parte interna del cable, hacia sus recubrimientos para finalmente transferirse a su parte externa, hacia el exterior del cable la disipación por conducción dependerá de las características térmicas de los materiales del área de soterramiento, debiéndose considerar si los cables están instalados mediante ductos.

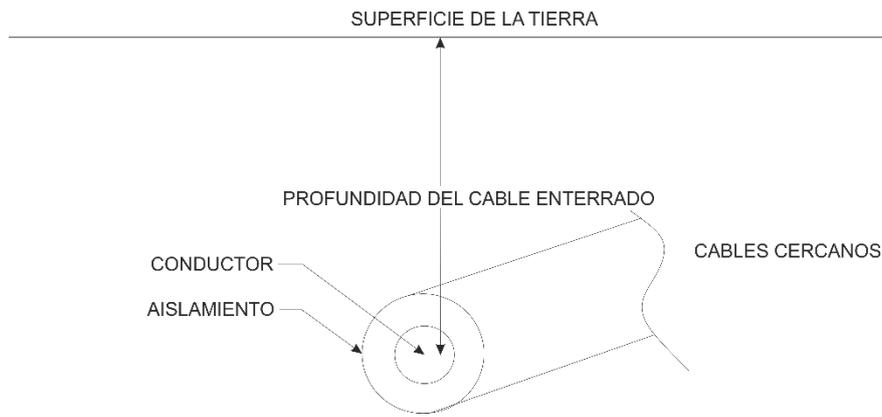


Figura 1.7. Instalación de cable (elaboración propia).

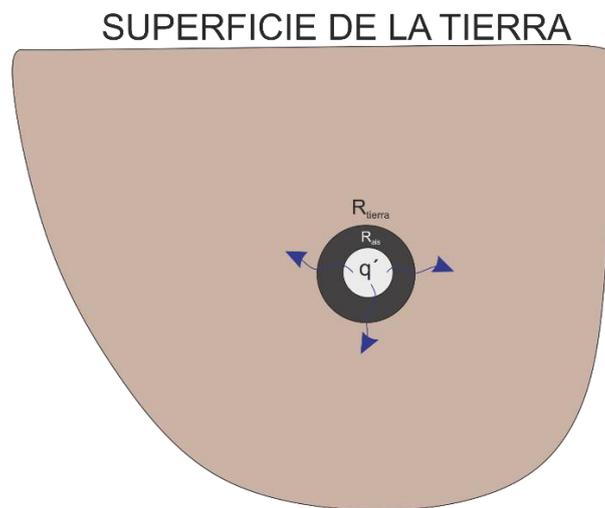


Figura 1.8. Características térmicas del cable (elaboración propia).

La temperatura del cable es diferente a lo largo del recorrido del cable, pues este depende de su medio interno y externo, como se mencionó previamente.

Los valores más altos de resistividad térmica del suelo dan como resultado una ampacidad menor ya que el calor generado por el conductor es más difícil de que se disipe. Por el contrario, si el suelo presenta una resistividad térmica baja, la ampacidad es mayor. Analizando esta última consideración, mientras menor sea la resistividad térmica del suelo, es menor la probabilidad de que el cable sufra daños [23].

Métodos de cálculo de Ampacidad

- **Neher- McGrath**

Este método fue uno de los primeros adelantos que se realizó para el cálculo de la capacidad de corriente máxima. Con las investigaciones que realizaron Neher y McGrath se obtuvo el método basado en el balance de energía. Sin embargo, presenta ciertas debilidades que afectan al resultado final pues es necesario conocer las resistencias térmicas de todo el circuito equivalente al cable para luego obtener la capacidad de corriente [25].

Para el cálculo de la ampacidad se analiza el flujo de calor análogamente con el flujo de corriente, lo cual se puede visualizar en la siguiente figura.

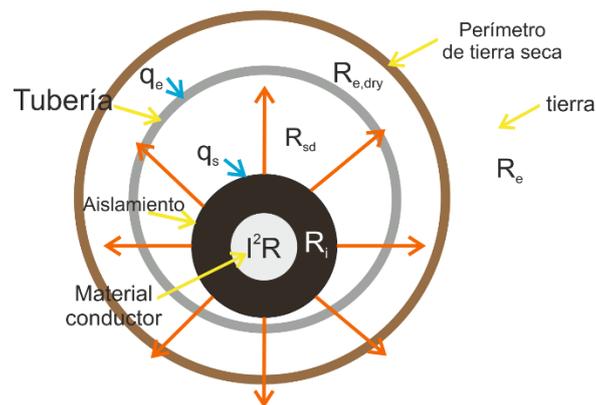


Figura 1.9. Diagrama de un cable subterráneo considerando el análisis de Neher y McGrath [elaboración propia].

Considerando los parámetros, que se muestran en la Figura 1.9, se presenta la siguiente ecuación para el cálculo de la capacidad de corriente del cable según Neher y McGrath [26].

$$I = \sqrt{\frac{T_c - (T_a + \Delta T_d)}{R_{dc}(1 + Y_c)R'_{ca}}} [kA] \quad (1.6)$$

$$R'_{ca} = R_i + q_s R_{sd} + q_e R'_e [ohm - pies] \quad (1.7)$$

Donde,

R_{sd} : Resistencia entre la superficie del cable y el entorno que lo rodea

R_{dc} : Resistencia dc

- R_i : Resistencia de aislamiento
- R'_e : Resistencia entre tubería y ambiente
- R'_{ca} : Resistencia efectiva entre conductor y su entorno que lo rodea
- q_s : Pérdidas en forma de calor de conductores y recubrimientos
- q_e : Pérdidas en forma de calor de tuberías y recubrimientos a conductores
- Y_c : Pérdidas en el conductor por efecto piel y efecto de proximidad
- T_c : Temperatura del conductor
- T_a : Temperatura del ambiente
- ΔT_d : Variación de Temperatura a causa del material dieléctrico

- **IEEE Std 835**

Este estándar se publicó con el fin de mejorar la precisión de los valores de ampacidad calculado. Para esto se estableció ciertas consideraciones en el método propuesto por Neher y McGrath [22]. Las consideraciones que se asumieron son:

Temperatura ambiente: 25°C

Temperatura máxima del conductor: 90 °C

Apantallamiento del cable cortocircuitado, los 2 extremos del apantallamiento del cable se conectan a Tierra

Profundidad del cable soterrado: 35 pulgadas

Espaciamiento entre conductores: 7.5 pulgadas

- **IEC 60287-1**

El modelo que presenta la norma IEC para el cálculo de la ampacidad se basa en la variación de temperatura del cable expresada en la ecuación (1.8), la cual en un determinado instante supera la temperatura ambiente, debido al efecto Joule producido por la corriente que fluye a través del cable [27].

El diagrama en el cual se basa el análisis según la IEC se presenta en la Figura 1.10 [25].

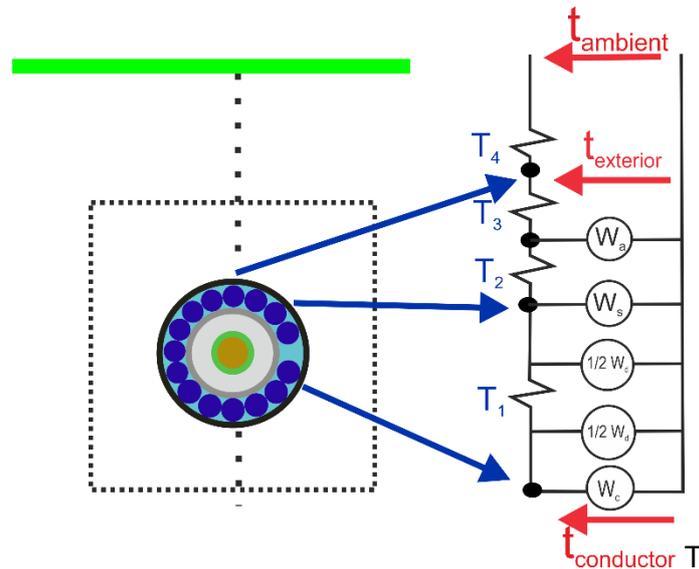


Figura 1.10. Diagrama de circuito técnico analizado en la norma IEC 60287 [25].

$$\Delta\theta = \left(I^2 R + \frac{1}{2} W_d \right) T_1 + [I^2 R(1 + \lambda_1) + W_d] n. T_2 + [I^2 R(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d] n. (T_3 + T_4) \quad (1.8)$$

Donde,

- $\Delta\theta$: Variación de temperatura del cable por encima de la temperatura ambiente
- I : Corriente que circula por el cable
- R : Resistencia de corriente alterna por unidad de longitud del conductor en el máximo valor de temperatura de funcionamiento [Ω/m]
- W_d : Pérdida del dieléctrico por unidad de longitud para el aislamiento que rodea el conductor [W/m]
- T_1 : Resistencia térmica por unidad de longitud entre un conductor y la vaina [Km/W]
- T_2 : Resistencia térmica por unidad longitud de la ropa de cama entre la funda y la armadura [Km/W]
- T_3 : Resistencia térmica por unidad de longitud de la porción externa del cable [Km/W]
- T_4 : Resistencia térmica por unidad de longitud entre la superficie del cable y el medio que lo rodea [Km/W]
- λ_1 : Relación de pérdidas en el revestimiento de metal a las pérdidas totales de todos los conductores en el cable.
- λ_2 : Relación de pérdidas en el blindaje a las pérdidas totales de todos los conductores en ese cable.
- n : Número de conductores portadores de carga en el cable (conductores de igual tamaño)

El cálculo de la corriente nominal del cable analiza conductores de tres y cuatro núcleos. Este último aplica cuando el cuarto núcleo es utilizado como conductor de protección o conductor neutro.

El cálculo de la corriente puede variar al considerar las condiciones del suelo. En este contexto, se presentan los tipos de suelo en el que se soterran los cables y las ecuaciones de cálculo para cada caso de estudio [27].

Cables enterrados donde la desecación del suelo no ocurre

En la ecuación (1.9) se observa el cálculo de la corriente según la IEC para el caso establecido.

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d \cdot [0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{R \cdot T_1 + n \cdot R(1 + \lambda_1)T_2 + n \cdot R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0,5} \quad (1.9)$$

Cables enterrados donde se produce la desecación parcial del suelo

En la ecuación (1.10) se observa un coeficiente v , mismo que diferencia esta ecuación de la (1.9), que representa la resistencia térmica del suelo considerando el suelo seco y suelo húmedo de la zona de instalación.

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d \cdot [0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + v \cdot T_4) + (v - 1) \cdot \Delta\theta_x]}{R \cdot T_1 + n \cdot R \cdot (1 + \lambda_1)T_2 + n \cdot R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + vT_4)} \right]^{0,5} \quad (1.10)$$

$$v = \frac{\rho_d}{\rho_w} \quad (1.11)$$

Donde,

- v : Relación de las resistividades térmicas de las zonas de suelos secos y húmedos
- ρ_d : Resistencia térmica del suelo seco [Km/W]
- ρ_w : Resistencia térmica del suelo húmedo [Km/W]
- $\Delta\theta_x$: Temperatura crítica del suelo y la temperatura de la frontera entre seco y zonas húmedas [°C]

1.3.5. Confiabilidad

La confiabilidad ($R(t)$) es la probabilidad de que los elementos del sistema eléctrico de distribución operen de manera satisfactoria bajo ciertas condiciones operativas. Es decir, que el sistema eléctrico de distribución no falle en un determinado instante de tiempo [28].

El criterio de confiabilidad aplicado en una población de elementos del sistema eléctrico, Figura 1.11, es igual al tiempo que sobrevive una proporción de la población de elementos inicial[14], como se expresa en (1.12)

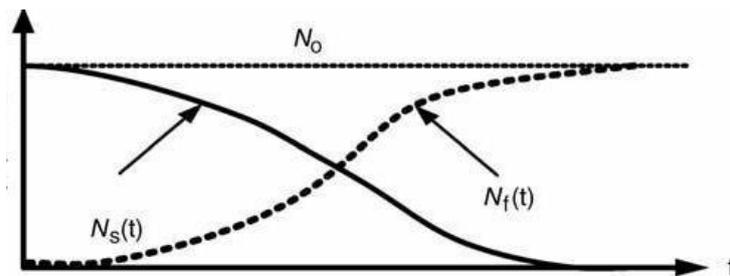


Figura 1.11. Criterio de confiabilidad de una población de equipos [14].

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_0} = \frac{N_0 - N_f(t)}{N_0} \quad (1.12)$$

Donde,

N_0 : Población inicial de elementos

$N_f(t)$: Número de elementos que fallan

$N_s(t)$: Número de elementos que sobreviven

Para que un sistema eléctrico de distribución sea considerado confiable, debe contar necesariamente con las siguientes propiedades [3]:

- **Adecuacidad:** Facilidad del sistema para satisfacer la demanda requerida por los consumidores.
- **Seguridad:** Habilidad del sistema para responder ante fallas en el momento que tiene que operar.
- **Resiliencia:** Capacidad del sistema eléctrico de soportar y recuperarse de un evento severo con baja probabilidad de ocurrencia.

- **Disponibilidad:** Probabilidad de que el sistema eléctrico se encuentre en estado de operación en un instante de tiempo.

Para estudiar la confiabilidad de un sistema de distribución se aplican métodos probabilísticos que permiten estimar índices que caracterizan el comportamiento del sistema.

1.3.5.1. Índices básicos de confiabilidad

Tasa de Falla

La tasa de falla (λ), se define como el número de veces que el equipo experimentó una falla en un año. En este contexto, la tasa de falla se expresa como fallas/año [28]. Esta expresión se calcula con la ecuación (1.13)

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Tiempo total de operación de las unidades}} \quad (1.13)$$

Tiempo de reparación

El tiempo de reparación (r), hace referencia al tiempo en el que se restaura el servicio o el tiempo en el que se despeja la falla para que el sistema eléctrico opere con normalidad. Generalmente este índice se expresa en horas[29].

1.3.5.2. Evaluación de confiabilidad de Sistemas

Sistema Serie

En la Figura 1.12 se muestra el sistema serie, mismo que requiere que todos los componentes operen simultáneamente para que el sistema opere. El término serie hace referencia a la relación funcional de los componentes mas no a la conexión física.



Figura 1.12. Sistema en conexión serie [elaboración propia].

Cada componente del sistema es totalmente independiente. Por lo tanto, cada uno de estos cuenta con su propia tasa de confiabilidad y falla en un período de tiempo determinado. La ecuación (1.14) presenta la expresión matemática de la confiabilidad del sistema

$$R_s(t) = R_1(t) \cdot R_2(t) \cdot R_3(t) \cdot R_n(t) \quad (1.14)$$

En la ecuación (1.15) se expresa la confiabilidad del sistema, considerando que la tasa de falla de cada componente se encuentra exponencialmente distribuida.

$$R_s(t) = e^{-\lambda_1 t} \cdot e^{-\lambda_2 t} \cdot e^{-\lambda_3 t} \cdot e^{-\lambda_n t} = e^{-\lambda_s t} \quad (1.15)$$

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 \quad (1.16)$$

Donde,

$R_s(t)$: Confiabilidad del sistema en un período de tiempo

λ_s : Tasa de falla del sistema en un período de tiempo

Sistema Paralelo

En la Figura 1.13 se presenta el diagrama de los componentes de un sistema eléctrico en conexión paralela. En este esquema se puede observar que se requiere que solo uno de los componentes debe operar para que el sistema funcione.

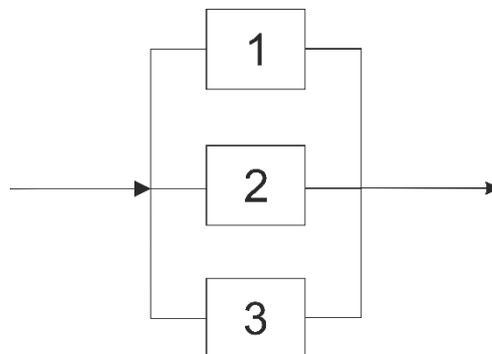


Figura 1.13. Sistema en conexión Paralelo [elaboración propia].

La confiabilidad de este sistema es alta, ya que para que el sistema falle todos los elementos deben fallar [14]. Considerando que los componentes del sistema son independientes, se conoce que la probabilidad de que un sistema falle es igual al producto de las probabilidades de falla como se expresa en (1.17)

$$Q_s(t) = Q_1(t) \cdot Q_2(t) \cdot Q_3(t) \cdot Q_n(t) \quad (1.17)$$

Dado que la probabilidad de que un sistema falle es el complemento de que un sistema sea confiable. La probabilidad de confiabilidad de un sistema es de 1 menos la probabilidad de falla como se muestra en (1.18).

$$R_s(t) = 1 - Q_s(t) \quad (1.18)$$

1.3.5.3. Índices de Confiabilidad en sistemas de distribución

La IEEE realizó el estándar, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1336-2003, en el que se definen parámetros usados para regular los términos con los que se expresa la confiabilidad en los sistemas de distribución. El propósito de esta guía es identificar los factores que afectan la confiabilidad de los sistemas eléctricos y unificar los términos que se usan entre empresas y equipo de trabajo[30].

SAIFI (System average interruption frequency index)

Este índice indica la frecuencia promedio con la que los clientes servidos del área de estudio experimentan una interrupción sostenida en una unidad de tiempo.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Total de clientes afectados}}{\text{Total de clientes servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_T} = \frac{[\text{interrupciones} * \text{consumidor}]}{\text{año}} \quad (1.19)$$

SAIDI (System average interruption duration index)

Se define como la duración promedio de la interrupción de cada cliente servido del sistema de estudio en una unidad de tiempo.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupción a clientes}}{\text{Total de usuarios servidos}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_T} \left[\frac{\text{horas} * \text{cliente}}{\text{año}} \right] \quad (1.20)$$

Donde,

U_i : Duración de interrupciones

N_i : Número de clientes servidos

CAIDI (Customer average interruption duration index)

Representa la duración promedio de interrupciones al cliente.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupción a clientes}}{\text{Número total de interrupciones}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i \cdot N_i}{\lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \left[\frac{\text{Horas}}{\text{interrupción}} \right] \quad (1.21)$$

ASAI (Average Service Availability Index)

El índice medio de disponibilidad del servicio representa, en porcentaje, información similar al SAIDI.

$$ASAI = \frac{\sum \text{Horas de servicio disponibles}}{\text{Horas de servicio demandado}}$$

$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum U_i \cdot N_i}{N_T \cdot 8760} = 1 - \frac{SAIDI}{8760} [p.u] \quad (1.22)$$

ASUI (Average Service Unavailability Index)

Corresponde al índice de indisponibilidad.

$$ASUI = 1 - ASAI [p.u] \quad (1.23)$$

ENS (Energy Not Supplied)

Este índice indica la cantidad de energía en kWh que no se suministró debido alguna interrupción sostenida [31].

$$ENS = \sum L_i \cdot U_i \left[\frac{kWh}{año} \right] \quad (1.24)$$

Donde,

L_i : Carga en kW por cliente

AENS

Este índice estima la energía no suministrada por cliente en un año.

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} \left[\frac{kWh}{cliente \cdot año} \right] \quad (1.25)$$

2. METODOLOGÍA

Para conocer el estado operativo de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato, delimitando por las calles: Francisco Flor; Pérez de Anda; Lizardo Ruiz; Av. Humberto Albornoz; Av. Pasteur; Av. Abdón Calderón; Av. González Suarez; Av. 12 de noviembre; Av. 13 de abril; Av. Floreana; y, calle Francisco Flor, se requiere de ciertas herramientas de software que sean capaces de simular el sistema eléctrico de distribución. Luego de diagnosticar la red a partir de los estudios realizados, se planteará una propuesta que mejore las condiciones de la red.

En este capítulo se plantea la metodología que se implementó para cumplir los objetivos propuestos en el trabajo de titulación. En cada etapa se detalla el proceso que se empleó para su desarrollo y la información que se requiere en cada proceso. También, se indican las herramientas de software que son utilizadas en el trabajo titulación.

La metodología implementada se resume en la Figura 2.1. En base a la revisión bibliográfica se procede a recopilar información de la red y equipos del sistema eléctrico subterráneo de la ciudad de Ambato. En este proceso se obtuvieron datos de demanda del mes de marzo del 2021, de los transformadores de la zona de estudio, a través del sistema de telemedición de la Empresa Eléctrica Ambato, con el fin de conocer los valores del escenario más crítico para estimar su nivel carga.

Luego, se implementa y estructura una base de datos de la red eléctrica en el software Cymdist. Con la misma herramienta computacional se realizan diferentes estudios, paralelamente se efectúa un análisis de ampacidad en el software Etap, con el fin de diagnosticar la situación operativa de la red actual, en consideración de los parámetros de cargabilidad. Como siguiente paso, en base al diagnóstico realizado, se analiza los índices de confiabilidad y se propone una nueva configuración de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

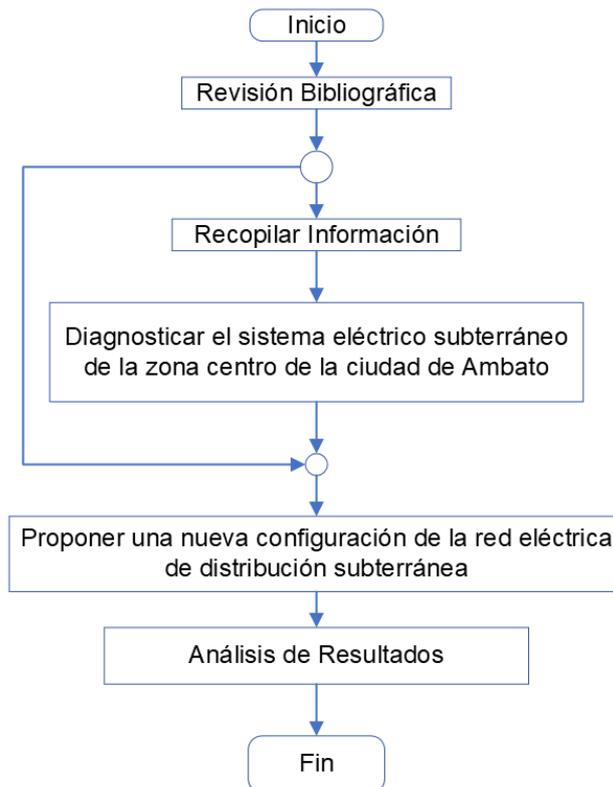


Figura 2.1. Diagrama de flujo de la metodología [elaboración propia].

2.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para realizar el diagnóstico de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato se requiere recopilar la información de los equipos conectados en la red. Para ello se recurrió a planos, catálogos de cables, a la base de datos existente en el software ArcGis y el sistema de telemedición de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

2.1.1. Recopilación de especificaciones de elementos de la red eléctrica subterránea

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. cuenta con un sistema de georeferencia, ArcGis, que permite tener datos de ubicación e información de las redes, equipos y demás elementos de los sistemas eléctricos instalados en la zona de estudio, (observar en la Figura 2.2).

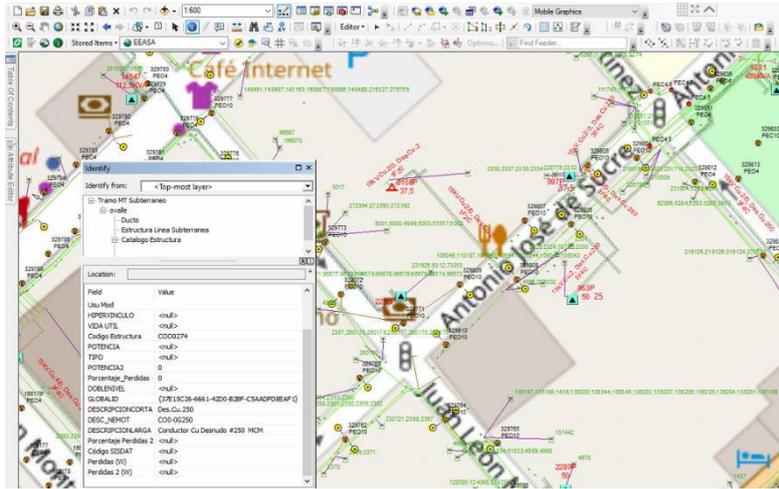


Figura 2.2. Interfaz gráfica del software ArcGis [elaboración propia].

Este sistema georreferenciado es uno de los más actualizados, sin embargo, hay ciertos datos que no coinciden con las instalaciones de la zona de estudio, como el calibre de los conductores. En ciertos casos, fue necesario obtener información de planos actualizados de las redes eléctricas subterráneas del centro de la ciudad de Ambato.

2.1.1.1. Cables

La red de media tensión subterránea del centro de la ciudad de Ambato, 13,8 kV, está compuesta por 3 cables de fase y 1 conductor de neutro, en configuración tresbolillo (ver Figura 2.3), introducidos en ductos de PVC.

Tipo de cable: 1C
 Material del conductor: COBRE
 Tamaño del conductor: 2 AWG
 Tipo de aislamiento: XLPE_UNFILLED

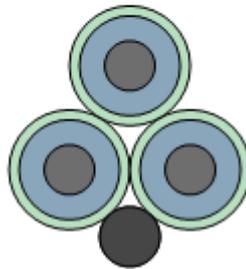


Figura 2.3. Configuración tresbolillo de 3 fases y 1 neutro (elaboración propia).

Los cables están constituidos por 19 hilos conductores de cobre trenzados concéntricamente y diferentes recubrimientos (ver Figura 2.4).

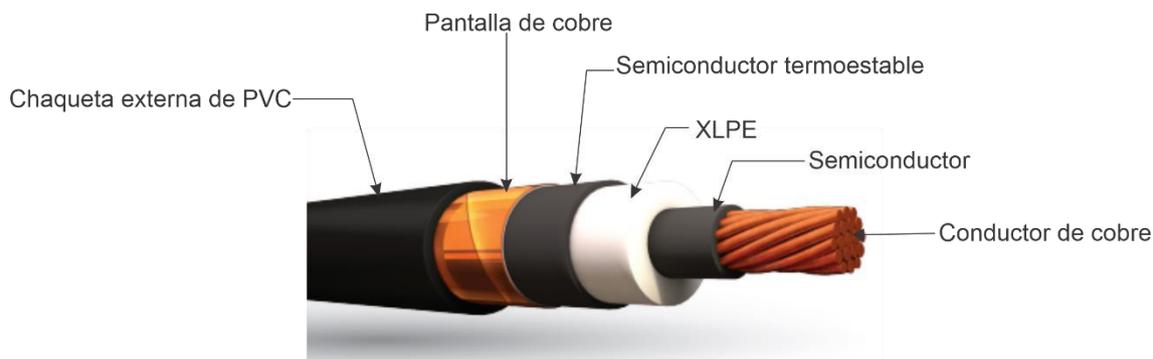


Figura 2.4. Cable de media tensión instalado en la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato (elaboración propia).

Los cables instalados son unipolares de 15 kV, con nivel de aislamiento XLPE_unfilled (133%). La temperatura máxima en condiciones normales es de 90°C, mientras que en condición de cortocircuito es de 130°C [32].

Con el fin de tener análisis más cercanos a la realidad, el software CymDist requiere información de los cables instalados, como capacidad de corriente, voltaje nominal, entre otros, (ver Tabla 2.1).

Tabla 2.1. Datos de cables ingresados al software CymDist.

Cable		
	Descripción	Unidad
1	Calibre de cable	AWG
2	Corriente permanente nominal	A
3	Tensión Nominal	kV
4	Tipo de Cable	-
5	Material del conductor	-
6	Material de aislamiento	-

Para cumplir con este requerimiento, en ciertos casos fue necesario el uso de datos de catálogos proporcionados por los proveedores de estos elementos. En la Tabla 2.2, se observa capacidad de corriente y espesor de aislamiento según el calibre del cable.

Tabla 2.2. Datos de cables instalados en la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato, 15[kV] [32].

Conductor de fase	Espesor de Aislamiento Promedio (mm)	Capacidad de corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)		Ducto*
2	5.59	155
1/0	5.59	200
2/0	5.59	230
4/0	5.59	295
250	5.59	325

En la base de datos de los equipos de CymDist se ingresó las especificaciones según el calibre del cable (observar Figura 2.5).

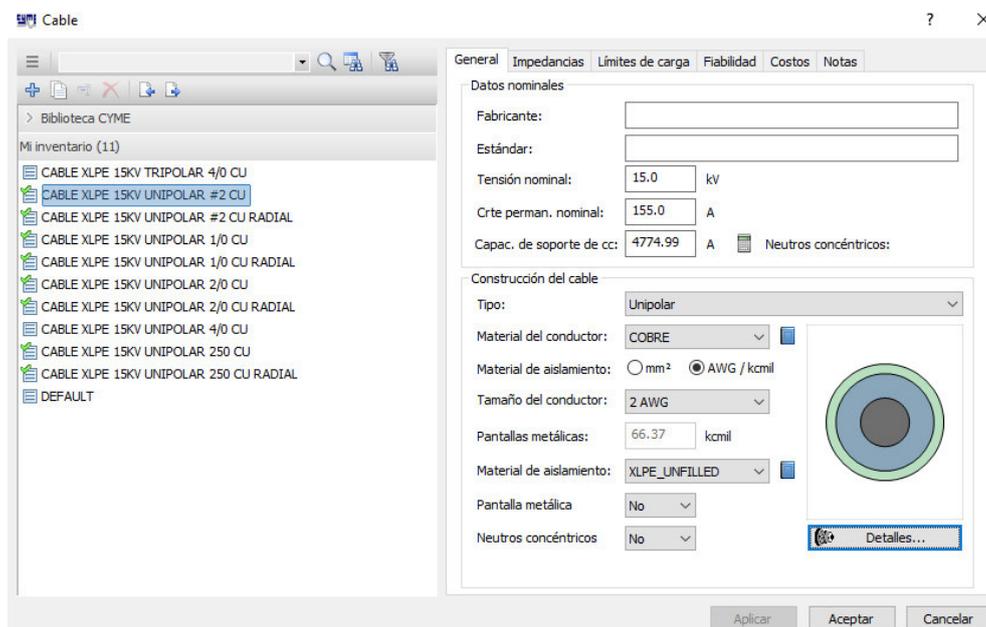


Figura 2.5. Interfaz gráfica de la base de datos de cables ingresados en CymDist.

En cambio, el conductor de cobre está construido con 7 o 19 hilos trenzados concéntricamente [32]. Sus características se presentan en la Tabla 2.3. Estos valores se ingresaron a la base de datos de CymDist, (observar Figura 2.6).

Tabla 2.3. Datos de conductores instalados en la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato [32].

CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos	Diámetro del conductor (mm)	Resistencia C.C. a 20°C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A)*
4	21.15	7	5.88	0.83	170
2	33.62	7	7.42	0.522	230
1/0	53.5	7	9.36	0.328	319
2/0	67.4	7	10.51	0.261	371
3/0	85	19	11.94	0.207	427
4/0	107.2	19	13.4	0.164	500

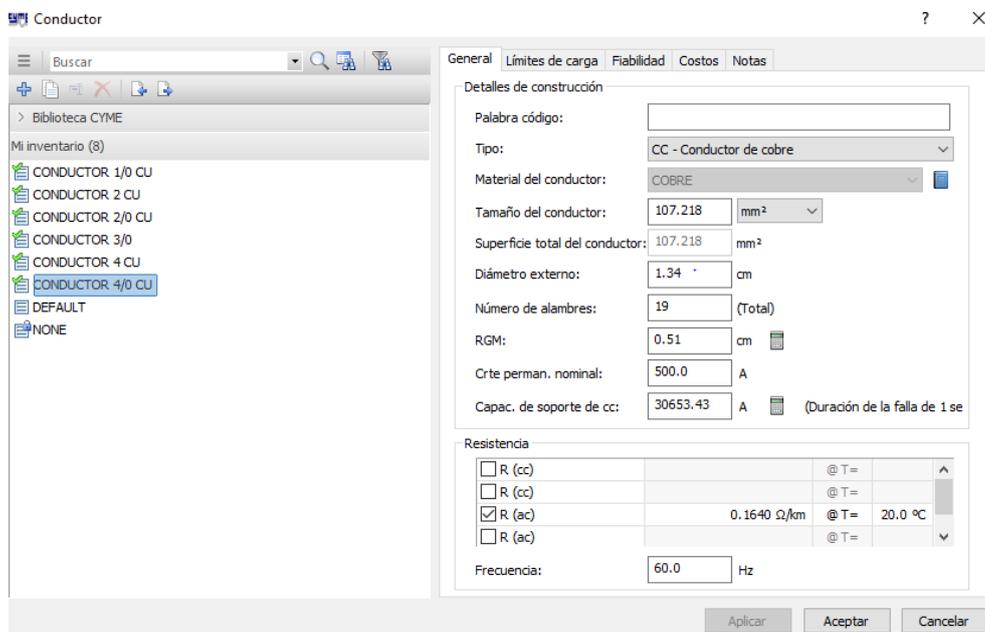


Figura 2.6. Interfaz gráfica de la base de datos de conductores ingresados en CymDist.

Para el cálculo de ampacidad en ETAP, al considerar las especificaciones de los cables, se usó los datos de la librería (Figura 2.7).

Los transformadores padmounted o tipo pedestal, son equipos ideales para exteriores pues están contruidos en una cabina de acero cerrada sólidamente aterrizada, que proporciona protección externa, y montados sobre concreto.



Figura 2.9. Transformador sumergible instalado en la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato (elaboración propia).

Los transformadores sumergibles son aptos para ambientes donde pueden quedar ocasionalmente sumergidos bajo agua. Están contruidos de materiales resistentes a la corrosión con más de una protección superficial resistente a cámara salina y son totalmente herméticos.

Los transformadores convencionales son aquellos que se utiliza en la intemperie. Por lo general en redes aéreas. Sin embargo, ciertos transformadores de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato son de este tipo.

Los datos de los transformadores que se requieren para la simulación del sistema eléctrico de distribución se presentan en Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Datos de transformadores ingresados al software CymDist

Transformador		
	Descripción	Unidad
1	Tipo de Transformador	-
2	Tipo de aislamiento	-
3	Tipo de devanado	-

4	Capacidad nominal	kVA
5	Tensión Primaria	kV
6	Tensión Secundaria	kV
7	Pérdidas en vacío	kW
8	Grupo de conexión	-

El grupo de conexión de los transformadores instalados en el sistema eléctrico subterráneo de la ciudad de Ambato es DY5. Este grupo de conexión es uno de los más utilizados en distribución pues en caso de la presencia de cargas desequilibradas en el sistema, el voltaje del primario se mantiene constante. Además, la configuración del secundario permite alimentar cargas trifásicas y monofásicas [33].

Las pérdidas en vacío de los transformadores se calculó según la Norma INEN 2115:2004 [34], considerando las ecuaciones planteadas en (2.1)(2.1) y (2.2).

$$P_o = 10.514 * P_n^{0.7486} [W] \quad (2.1)$$

$$P_o = 13.27 * P_n^{0.7093} [W] \quad (2.2)$$

Donde,

P_o : Pérdidas en vacío

P_n : Capacidad Instalada

La ecuación (2.1) se usa para transformadores de 15 kVA a 150kVA mientras que la ecuación (2.2) para transformadores de 150 kVA a 800 kVA. A continuación, se presenta un ejemplo el cálculo de la aplicación de estas ecuaciones en los transformadores del área de estudio, (ver Tabla 2.5).

Tabla 2.5. Ejemplo de Cálculo de pérdidas en vacío

Dirección	ID Trafo	CI	Ecuación	Po
		kVA		[W]
Av. Vicente Rocafuerte y Mariano Egüez	CT-Almacén TIA	75 [kVA]	(2.1)	266.342
Av. Maldonado y Bolívar	CT-77	250 [kVA]	(2.2)	666.392

Luego de recopilar los datos especificados en la Tabla 2.4 de los transformadores instalados en el área de estudio, se ingresaron en la base de datos de los equipos de CymDist (ver Figura 2.10).

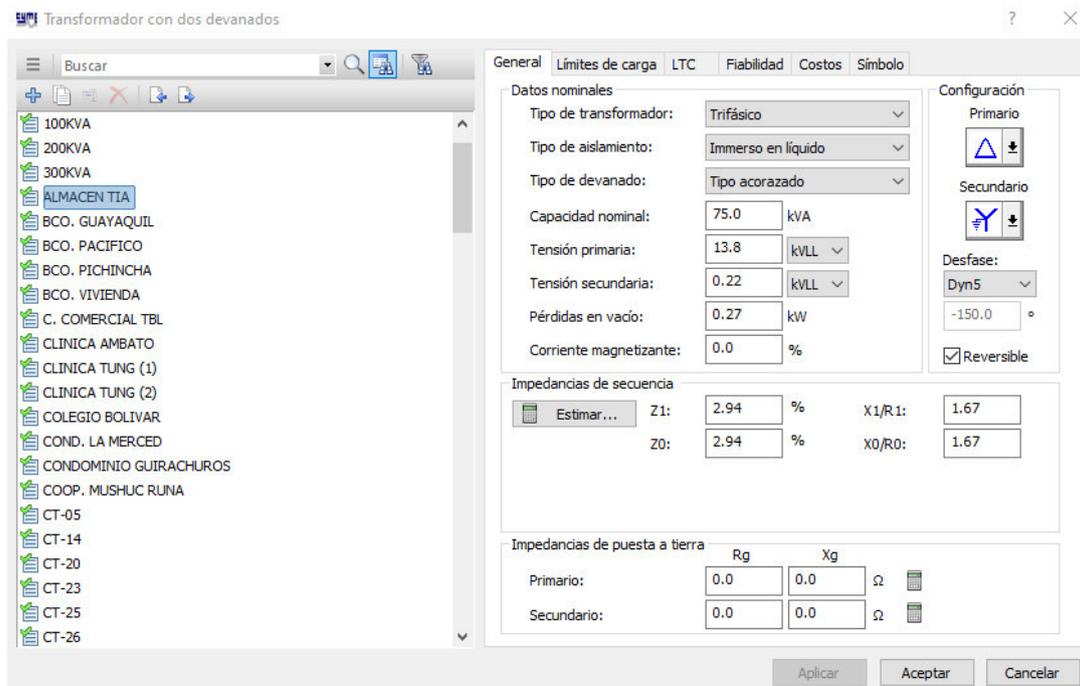


Figura 2.10. Ventana de la base de datos de transformadores ingresados en CymDist.

2.1.1.3. Equivalente de Fuente

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. esta enlazada en 5 nodos con el Sistema Nacional Interconectado (SNI), a 69 [kV]: 3 en la provincia de Tungurahua (S/Es Totoras, Ambato y Baños), 1 en la provincia del Pastaza (S/E Puyo) y 1 en la provincia de Napo (S/E Tena) [35].

El sistema de subtransmisión está constituido por 19 subestaciones de distribución de 69/13.8 kV, con una potencia instalada de 274 MVA[35].

El sistema subterráneo del centro de la ciudad de Ambato toma su energía de 3 subestaciones de distribución: Subestación Eléctrica Batan (suroeste), Subestación Loreto (sur-este) y Subestación Eléctrica Atocha (norte), mediante 5 alimentadores los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Alimentadores y capacidad de subestaciones que alimentan a la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

Subestación	Nivel de Voltaje [kV]	Capacidad [MVA]	Alimentador
Atocha	13.8	25	Maldonado
Batan	13.8	17.5	Perez de Anda

			Urbina
Loreto	13.8	40	Subterráneo
			12 de Noviembre
			Unidad Nacional

Estas subestaciones de distribución, en el lado de baja tensión, están representadas por su impedancia equivalente (ver Tabla 2.7).

Tabla 2.7. Impedancias equivalentes de subestaciones de distribución

Subestación	Z1		Z0	
	R	X	R	X
	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Atocha	0.154	1.132	0.095	0.699
Batan	0.209	0.1532	0.136	0.991
Loreto	0.139	1.202	0.101	0.867

Para ingresar un equivalente de fuente a la base de datos de CymDist es importante considerar los parámetros que se presenta en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8. Datos de Subestaciones

Equivalente de fuente		
	Descripción	Unidad
1	Tensión nominal equivalente	kV
2	Capacidad nominal	kVA
3	Impedancias equivalentes	ohms

La información recopilada de las fuentes que suministran energía al sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato se ingresó a la base de datos de CymDist, (observar Figura 2.11).

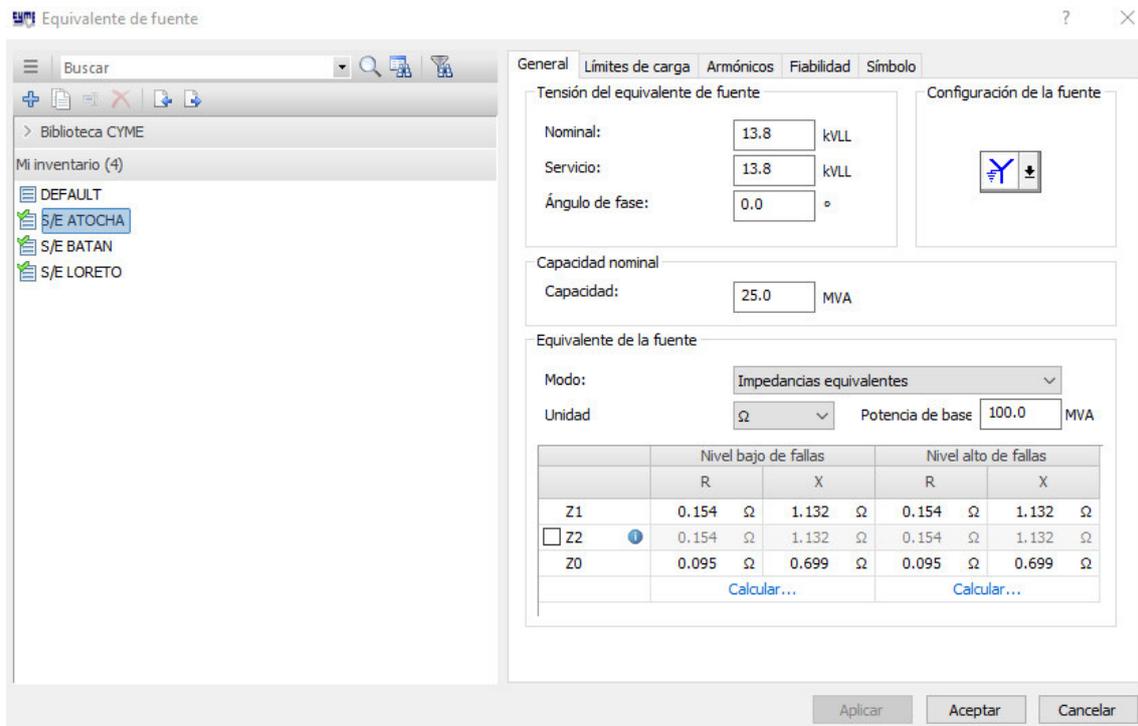


Figura 2.11. Base de datos de equivalente de fuente ingresados en CymDist.

2.1.2. Recopilación de datos de demanda diaria de Cámaras de Transformación.

Para diagnosticar el estado actual de la red eléctrica subterránea del casco central de la ciudad de Ambato es fundamental considerar el escenario más crítico, (demanda máxima). En este contexto, se considera la demanda de cada cámara de transformación.

La empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. cuenta con un sistema de telemedición (observar en la Figura 2.12), que proporciona la información de la demanda diaria de las cámaras de transformación instaladas en la zona de estudio.

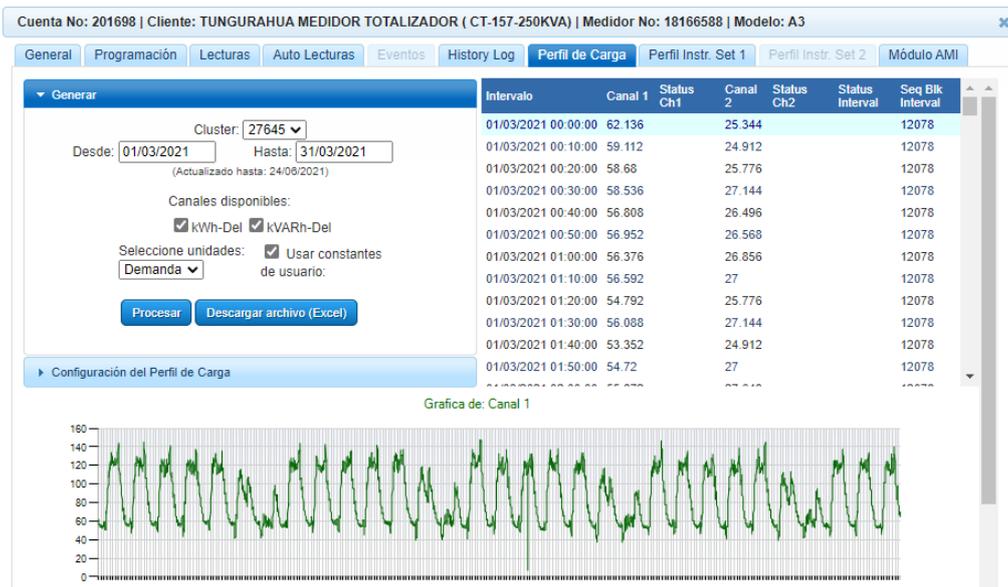


Figura 2.12. Ventana de Sistema de Telemedición de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Estos datos fueron exportados al software Excel con el fin de facilitar el manejo de datos. Las medidas del perfil de carga se toman en un intervalo de 10 minutos (observar Figura 2.13).

DATE	TIME	kWh-Del	Status Ch1	kVARh-Del	Status Ch2	Status Interval	Seq Blk Interval
08/03/2021	00:00:00	28.944		0			12202
08/03/2021	00:10:00	27.702		0			12203
08/03/2021	00:20:00	28.296		0			12203
08/03/2021	00:30:00	27.81		0			12203
08/03/2021	00:40:00	27.972		0			12203
08/03/2021	00:50:00	27.864		0			12203
08/03/2021	01:00:00	28.134		0			12203
08/03/2021	01:10:00	28.134		0			12203
08/03/2021	01:20:00	27.648		0			12203

Figura 2.13. Datos de mediciones obtenidos del sistema de Telemedición de la EEASA (elaboración propia).

De los datos obtenidos del sistema de telemedición se construyó la curva demanda, en la Figura 2.14 se observa que la curva mantiene un comportamiento diario muy parecido. Las 111 cámaras de transformación presentan características similares en sus curvas de demanda, ya que en el sector la mayoría de cargas son comerciales.

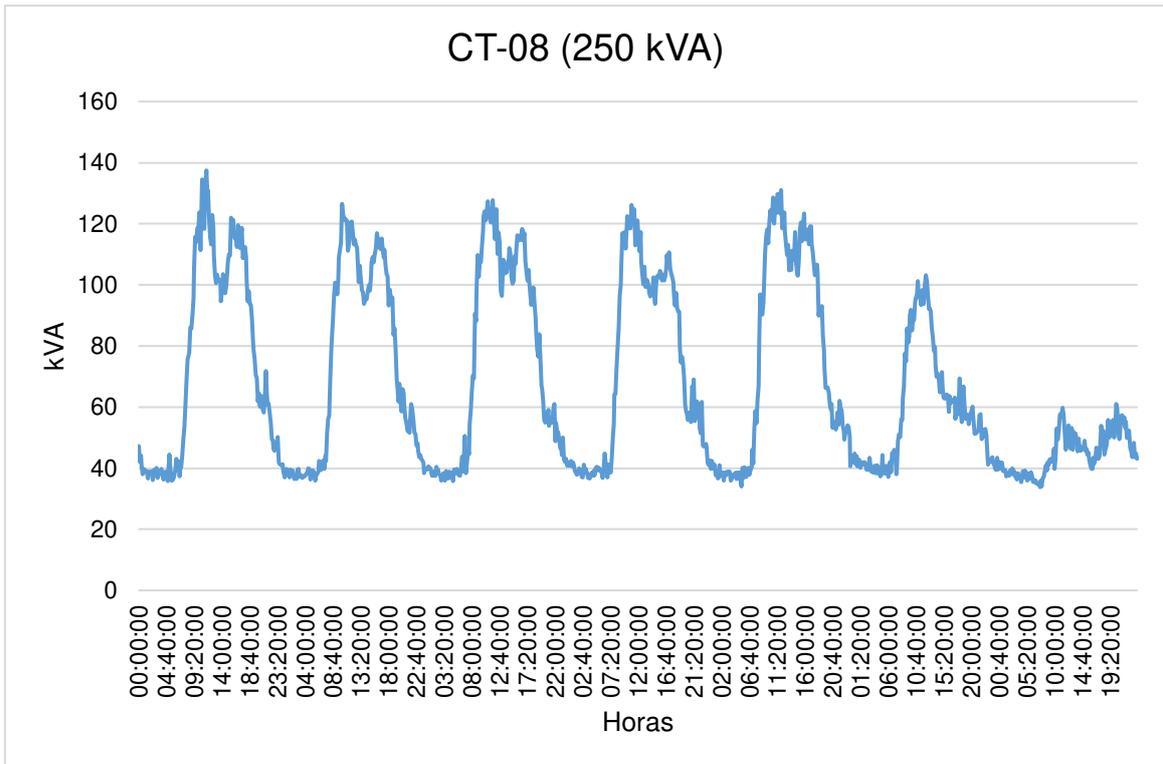


Figura 2.14 Curva de demanda semanal de la cámara de transformación CT-04.

Datos tomados de la semana 01-03-2021 al 07-03-2021 [elaboración propia].

La demanda máxima, también denominada demanda pico, es la mayor de todas las demandas en un período de tiempo específico (ver Figura 2.15). Por lo general, esta demanda es la de mayor interés pues es la condición más rigurosa de un sistema eléctrico. En este escenario se determinan la cargabilidad del sistema, así como sus caídas de voltaje y pérdidas de energía.

En este trabajo de titulación se analizó la curva de demanda de 3 meses con el fin de tener mayor precisión en el valor de demanda máxima.

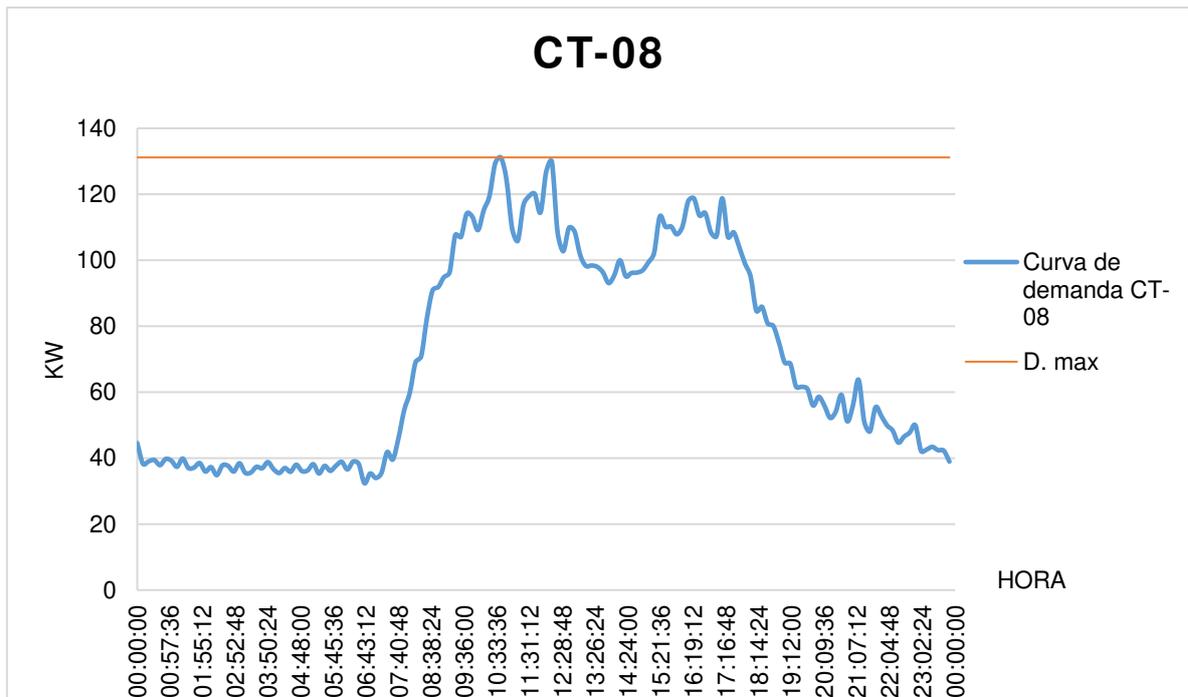


Figura 2.15. Datos de demanda máxima, media y mínima del transformador CT-08 [elaboración propia].

2.2. ANÁLISIS DE RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA EN EL CENTRO DE LA CIUDAD DE AMBATO

La configuración arquitectónica del centro de la ciudad de Ambato se caracteriza por tener pequeñas aceras y calles angostas. En base a estas características, además de la contaminación visual de la zona, al ser un sector comercial ya consolidado, se implementó la red eléctrica subterránea de 13.8 kV en 1997.

Actualmente, no se conoce el estado de los equipos y elementos de este sistema eléctrico. En este contexto, se realizó un diagnóstico que permita estimar el estado actual de la red eléctrica subterránea.

2.2.1. Implementación de la Red eléctrica subterránea de la zona centro en la ciudad de Ambato en el software CymDist

La ejecución de cálculos manuales del flujo de carga u otros análisis para sistemas de distribución se tornan complejos por lo que es necesario recurrir al uso de herramientas de software que permitan la ejecución de este tipo de estudios. Una de las herramientas de software que se usa en este trabajo de titulación es CymDist, esto debido a que se trata de un software de los más conocidos y utilizados a nivel nacional.

En la Figura 2.16 se detalla el proceso que se realizó para el desarrollo y análisis de la red. Con la información de los equipos y elementos de la red recopilados se procede a estructurar una base de datos, considerando sus especificaciones. Como paso siguiente, se importa el plano en archivo .dwg, con el fin de dibujar sobre este la red eléctrica subterránea. Una vez ubicados los puntos de alimentación se procede a dibujar los alimentadores y a ubicar los centros de transformación. Seguidamente, se realizan los estudios de flujo de potencia, cortocircuitos y confiabilidad.

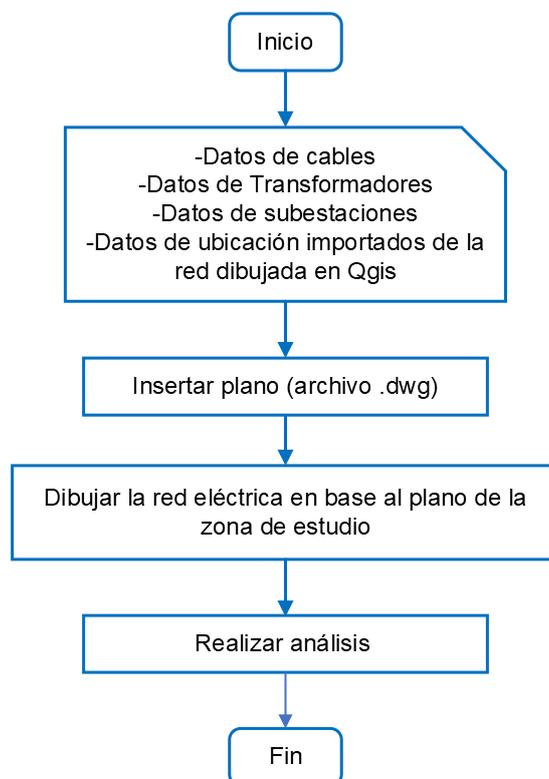


Figura 2.16. Diagrama de flujo del proceso de implementación de la red de Distribución Subterránea de la zona centro de la ciudad de Ambato [elaboración propia].

2.2.1.1. Flujo de potencia

Este estudio permite conocer si el suministro de energía satisface a la demanda y, a la vez, cumple con los parámetros de cargabilidad y calidad de servicio. El estudio de flujo de potencia se debe realizar considerando el escenario más crítico, en este caso se analiza el sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato a demanda máxima. Al realizar este análisis se determinó:

- **Nivel de carga de los elementos y equipos del sistema [%]:** Este parámetro indica el margen de operación respecto a los valores nominales y/o especificaciones

de diseño [29]. Este valor se mide respecto a la capacidad nominal de los elementos y equipos del sistema eléctrico subterráneo.

El nivel de carga en transformadores está relacionado con 2 criterios: térmico y económico. El nivel de carga térmico tiene relación con el aislamiento y por ende con la pérdida de vida útil. En cambio, criterio económico tiene relación con las pérdidas.

El nivel de carga en conductores analiza las condiciones adecuadas de operación dentro de los parámetros técnicos, es decir, que cumpla con los límites de voltaje de servicio.

En la red subterránea se analiza que los equipos no se encuentren por encima de sus parámetros a plena carga y que los cables no superen el valor de su capacidad de corriente nominal.

- **Corriente de paso [A]:** Este parámetro se analiza especialmente en cables pues se verificará que el valor este dentro del valor de la corriente máxima permitida calculada en el software ETAP.
- **Pérdidas de energía en el sistema [kWh]:** Este parámetro es considerado desde el punto de vista técnico, pues representa la energía se pierde en los elementos y equipos de la red subterránea. Las pérdidas de energía tienen relación con pérdidas económicas, lo cual no es conveniente para la empresa distribuidora. En este contexto, se debe tratar de reducir las pérdidas económicas.
- **Caídas de voltaje [%]:** Es el porcentaje de voltaje que se pierde en el recorrido de energía de un elemento. Generalmente, se define como la diferencia entre el voltaje de transmisión y recepción. En la
- Tabla 2.9 se presentan los valores de variación de voltaje admitidos con respecto al valor de voltaje nominal según el ARCERNR (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no renovables).

Tabla 2.9. Variación de voltaje admitida [36].

Descripción	Rango admisible
Alto Voltaje	± 5 %
Medio Voltaje	± 6 %
Bajo Voltaje. Urbanas	± 8 %

2.2.1.2. Análisis de cortocircuitos

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que se produce por el contacto de dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial, se caracteriza por presentar elevadas corrientes en el punto de falla. La magnitud de la corriente de cortocircuito es mucho mayor que la corriente nominal, y depende de dos factores [37]:

- Las características y número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- La impedancia equivalente de los elementos del circuito de distribución

Un estudio de cortocircuito tiene el objetivo de proporcionar información sobre el valor máximo de corriente y el comportamiento del sistema en condición de cortocircuito. Esto permite conocer el esfuerzo al que se someten los elementos del sistema y determinar el valor de corriente a la que se debe interrumpir el suministro de energía.

En general, un estudio de cortocircuito sirve para:

- Determinar la corriente de corte de los elementos de protección
- Coordinar los dispositivos de protección
- Realizar estudios dinámicos y térmicos de los elementos.
- Calcular las mallas de puesta a tierra
- Seleccionar conductores de alimentadores.

En este proyecto de titulación se analizará el valor máximo de corriente que se podría presentar en los elementos y equipos de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato en condición de falla, para en un futuro dimensionar las protecciones adecuadas.

El módulo de cortocircuito del software CymDist, se simuló un cortocircuito en todos los puntos de red (ver Figura 2.7).

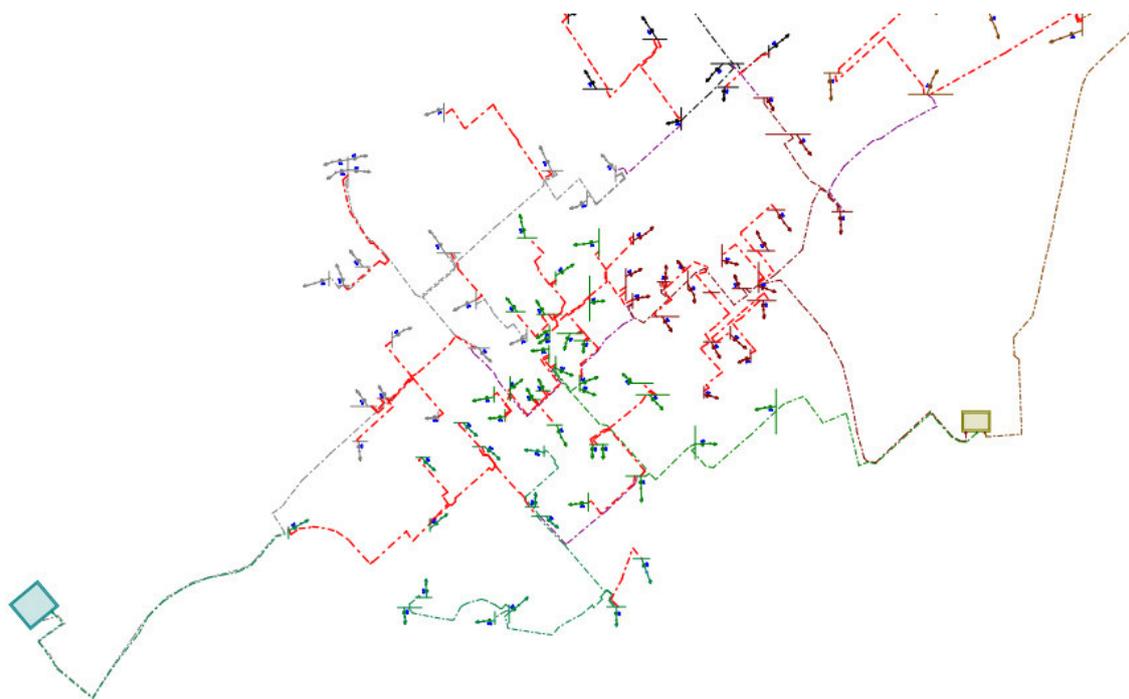


Figura 2.17. Red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato en condición de cortocircuito [elaboración propia].

2.2.1.3. Análisis de contingencias

El correcto funcionamiento de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato depende de ciertos criterios, como son: seguridad, calidad y economía. Esto significa que los elementos y equipos del sistema eléctrico operen correctamente dentro de los límites establecidos por los fabricantes. Por ende, en este trabajo de titulación, se considera de gran importancia realizar un estudio de confiabilidad ya que se puede estimar cuan seguro se encuentra el sistema.

Se debe destacar que en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. no cuenta con datos históricos de tasas de falla de la red subterránea. Por consiguiente, se consideran datos típicos, (ver Tabla 2.10), que constan en la referencia [14].

Tabla 2.10. Datos de tasa de falla y tiempo de reparación de redes de distribución subterránea

Tasa de falla de transformador (veces/año)	Tasa de falla de red primaria (veces/año/km)	Tiempo de reparación por transformador MTTR	Tiempo de reparación por red mallada primaria MTTR	Tiempo de reparación por red radial
--	--	---	--	-------------------------------------

		(horas)	(horas)	primaria MTTR (horas)
0,01	0.0435	6,5	1,5	18

En la Tabla 2.10 se observa que el tiempo de reparación de las redes radiales es mucho mayor que una red mallada. Pues en caso de falla, en una red radial, no existe otro camino que alimente a ciertas zonas que se encuentra sin energía. Cabe mencionar que la reparación de una falla de una red subterránea es muy compleja.

Los índices de confiabilidad de los sistemas eléctricos es uno de los parámetros que permite tomar decisiones ante eventos o situaciones propias (operación y mantenimiento) de los sistemas de distribución. Sin embargo, es poco común que se considere estos índices en el área de distribución pues se estima que generación y transmisión son las etapas claves del sistema eléctrico para que no se suspenda el suministro de energía, sin embargo, se establece que en distribución es donde existe mayor presencia de fallas.

El software CymDist, con su módulo de confiabilidad, (ver Figura 2.18), permite realizar un análisis predictivo para calcular índices de confiabilidad de los alimentadores de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

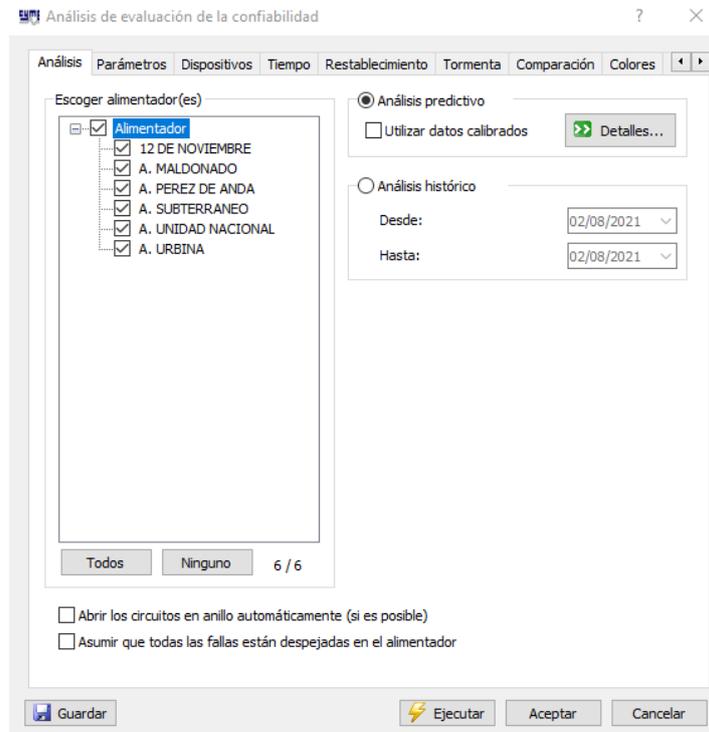


Figura 2.18. Módulo de evaluación de confiabilidad del software CymDist.

El módulo se encarga de calcular los índices de confiabilidad del sistema por zona del alimentador (circuito que se encuentra situado aguas abajo de un elemento de seccionamiento). Esto a partir de los datos de tasa de falla y tiempo de indisponibilidad (ver Tabla 2.10), previamente ingresados en cada tramo considerando su topología (Figura 2.19).

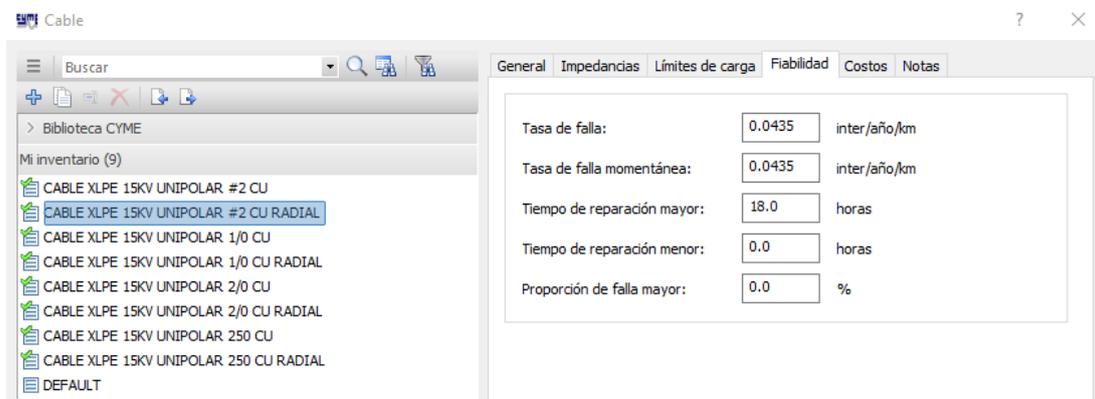


Figura 2.19. Datos ingresados por tramo en el software CymDist para el cálculo de índices de confiabilidad.

Como resultado se obtiene los índices de confiabilidad, tales como: SAIFI, SAIDI, CAIDI, etc (ver Figura 2.20).

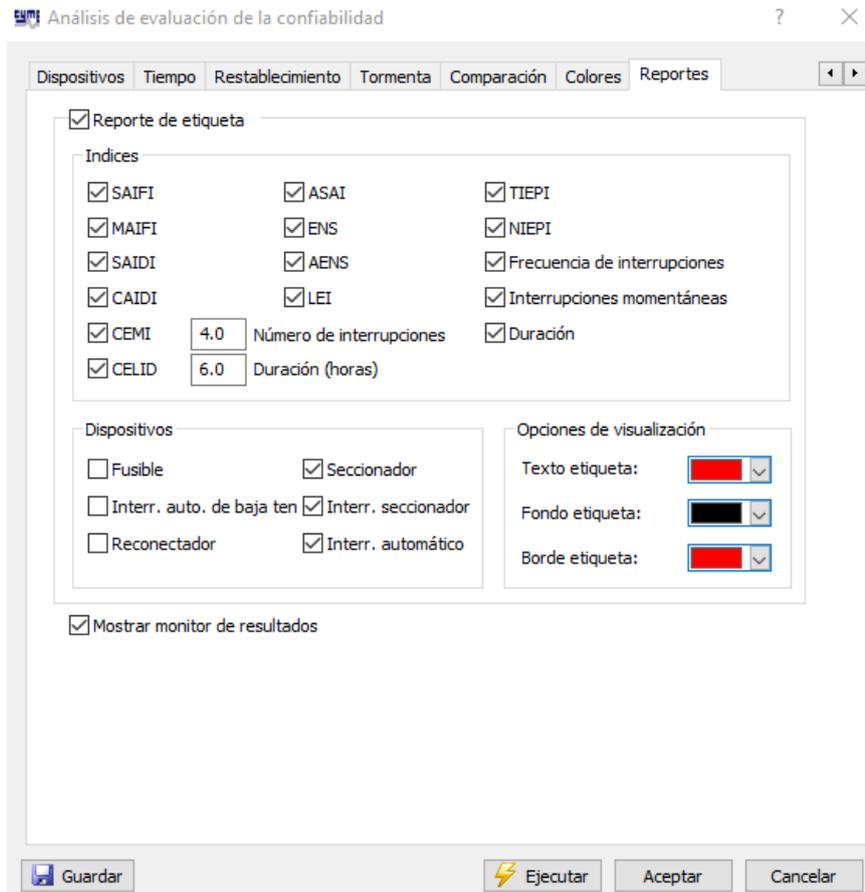


Figura 2.20. Reporte de índices de confiabilidad.

Este análisis permite estimar el comportamiento del sistema subterráneo del centro de la ciudad de Ambato actual y tomar decisiones que permitan mejorar los índices de confiabilidad de tal manera que se beneficien tanto el usuario final, así como, la empresa distribuidora. Al realizar este análisis se obtendrá índices de confiabilidad para el caso de estudio a demanda máxima que permitirá:

- Establecer configuraciones en la topología del sistema
- Evaluar la frecuencia de ocurrencia de falla y la duración promedio de una falla del sistema mediante los índices SAIDI y SAIFI.
- Evaluar la energía no suministrada (ENS) durante un año lo cual evidentemente afecta tanto a la empresa distribuidora, así como al usuario final.

2.2.2. Implementación y análisis de ampacidad de la red eléctrica subterránea de la zona centro en la ciudad de Ambato en el software ETAP

Determinar el calibre de un cable, para un proyecto de distribución eléctrica subterráneo, se basa en cálculos aproximados o en la guía de tablas proporcionadas por el fabricante. Al hacer esto, ciertas ocasiones, se instalan cables sobredimensionados que incrementan costos innecesarios o podrían instalarse cables que en poco tiempo se deba remplazar pues el amperaje requerido podría superar el límite para el cual fue diseñado.

Para determinar la ampacidad de un cable se debe realizar extensos cálculos. En este contexto, se usó las herramientas de ETAP que permiten realizar el cálculo de ampacidad en base al método de Neher-McGrath.

Para la implementación del sistema subterráneo del centro de la ciudad de Ambato y el cálculo de la ampacidad en ETAP, se siguió una secuencia de pasos, (ver Figura 2.21).

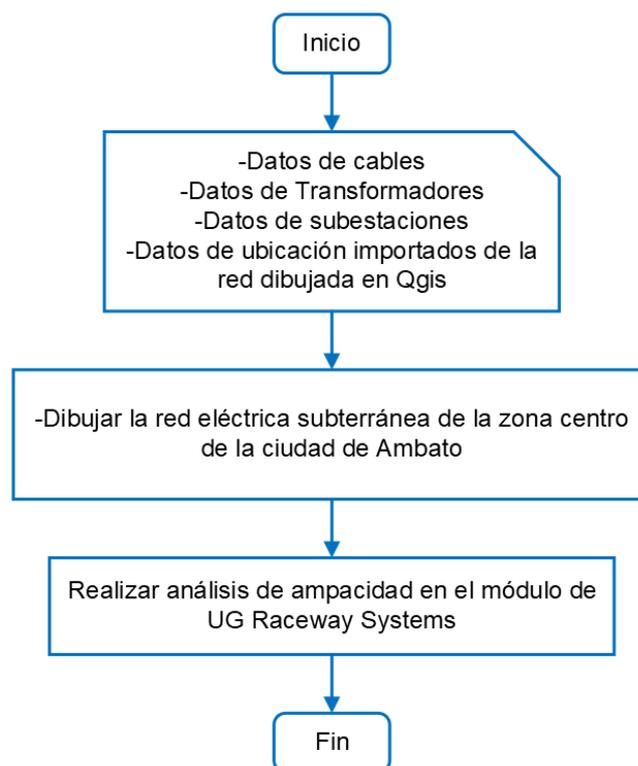


Figura 2.21. Diagrama de flujo del proceso para realizar el análisis de cargabilidad de la zona centro de la ciudad de Ambato [elaboración propia].

Inicialmente se establecen los datos que se ingresan al software, como archivo .xls. Para ello se debe considerar la ubicación, nivel de voltaje y topología de los elementos de la red. La red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato se dibujó en el software QGIS, (ver Figura 2.22), con el fin de obtener los datos de ubicación de los elementos en forma de coordenadas. Seguidamente, se importó los datos de ubicación de cada elemento en el software ETAP, (ver Figura 2.23).

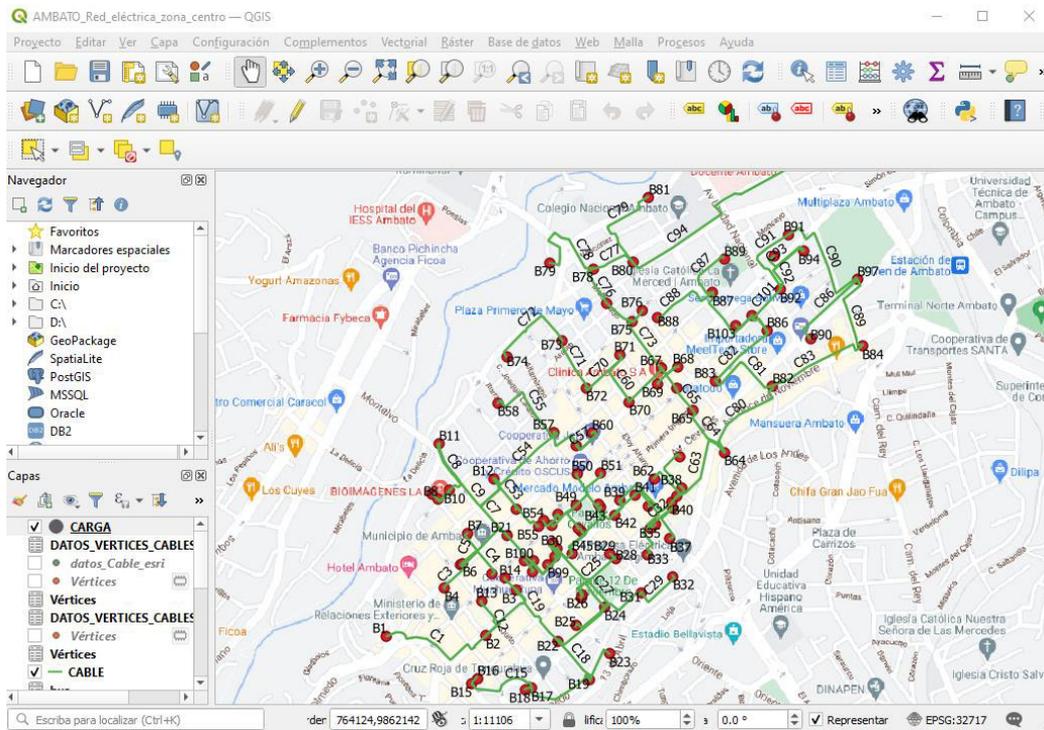


Figura 2.22. Ventana del software QGIS con la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

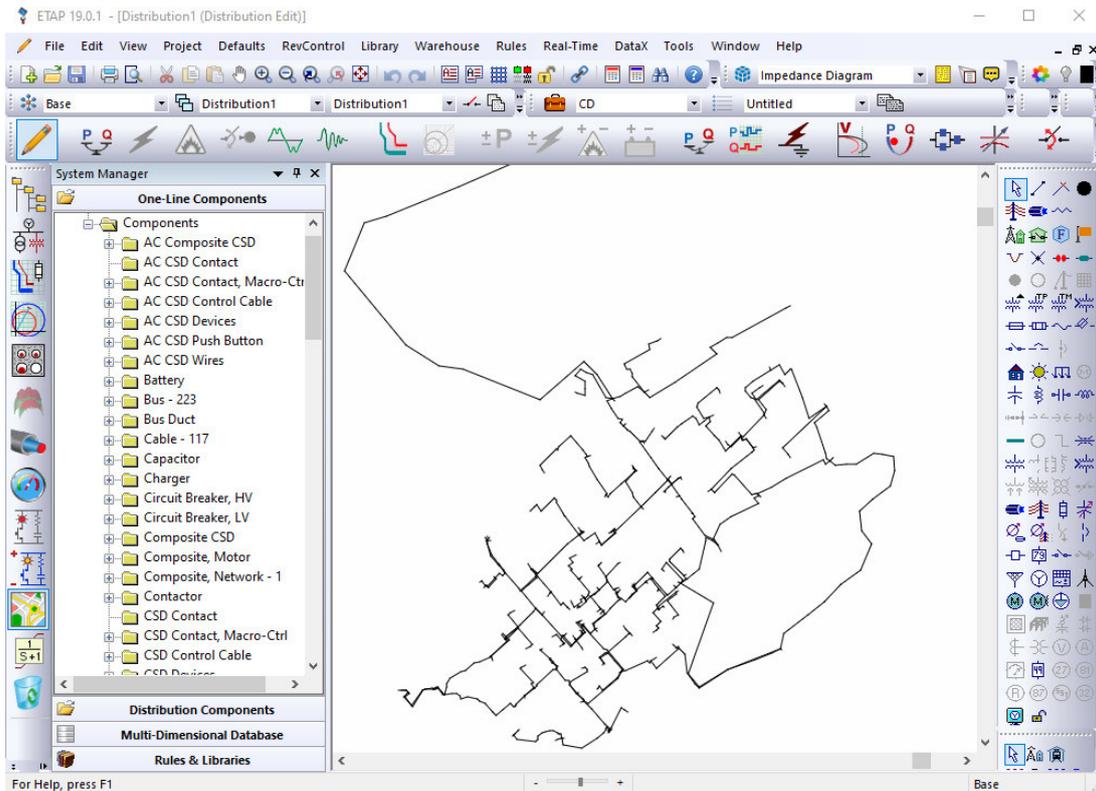


Figura 2.23. Ventana del software ETAP con la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

Luego de importar los datos de ubicación de cada elemento, se configuró los datos de los cables y demás elementos de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato. Posteriormente, se procedió a realizar el análisis de cargabilidad, en el módulo “Underground Raceway System”, considerando los ductos en los que se encuentra instalados los cables, (ver la Figura 2.24). Cada cable (fase y neutro) de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato es introducido por un ducto.

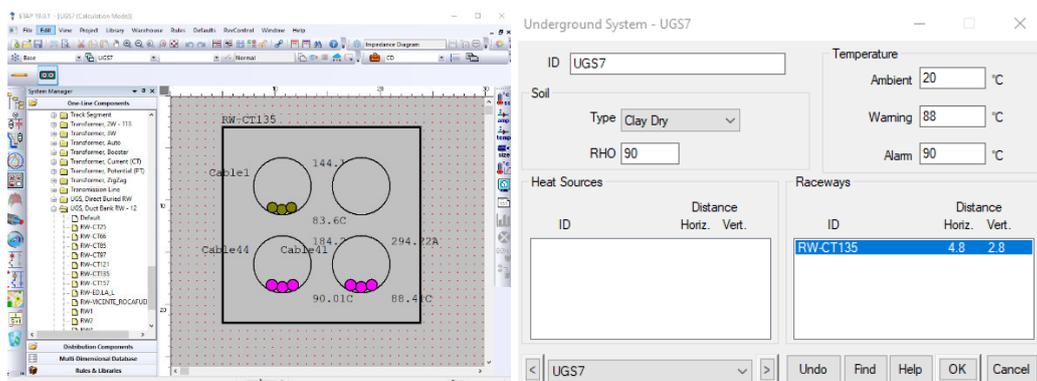


Figura 2.24. Ventana de ETAP- módulo UG Raceway system.

Para calcular la ampacidad se requiere información del tipo de suelo, temperatura ambiente, temperatura máxima del cable (Alarm temperature), tipo de material de ducto y resistencia térmica, (ver Figura 2.24). Para el centro de la ciudad de Ambato se obtuvieron los siguientes datos, (ver Tabla 2.11). Además, se conoce que no existen fuentes de calor externas (Tubería de gas).

Tabla 2.11. Información de temperatura, resistencia térmica y tipo de suelo del soterramiento del sistema eléctrico del centro de la ciudad de Ambato

Tipo de suelo	Arcilloso
Resistencia térmica [°C-cm/W]	90
Temperatura ambiente [°C]	20
Temperatura Máxima de cable [°C]	90
Material de ducto	Concreto Liviano

Se realizó el análisis de ampacidad en los cables del sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato con el fin de calcular la corriente máxima permitida del cable para comparar con el valor de la corriente de paso de cada cable calculado con las herramientas de CymDist.

2.3. PROPUESTA DE RED REFORZADA

El objetivo principal de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., en toda su área de concesión, es brindar un servicio continuo, confiable y de calidad. En este contexto, una de las prioridades que tiene la empresa es el correcto dimensionamiento de los elementos y equipos de la red eléctrica.

El rediseño y planificación de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato es muy importante para garantizar el suministro de energía al menor costo y con las características de calidad, confiabilidad y cargabilidad que el usuario final requiere.

En este trabajo de titulación, en base al diagnóstico realizado en la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato delimitando por las calles: Francisco Flor; Pérez de Anda; Lizardo Ruiz; Av. Humberto Albornoz; Av. Pasteur; Av. Abdón Calderón; Av. González Suarez; Av. 12 de noviembre; Av. 13 de abril; Av. Floreana; y, calle Francisco Flor, (ver Figura 2.25), se plantea una propuesta de red que brinde un servicio confiable y de calidad a los usuarios finales.



Figura 2.25. Área de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato (elaboración propia).

La propuesta de red que se planteará se basa en el método REA, el cual se usa para la estimación de la capacidad necesaria para futuras cargas en base a curvas de demanda que se relacionan con la energía consumida, [kWh], número de consumidores y promedio de energía utilizada [17].

La red subterránea del centro de la ciudad de Ambato suministra energía alrededor de 15000 abonados (residenciales, comerciales y especiales). Con el fin de aplicar el método REA, de la base de datos ArcGis, se extrajo información el número de abonados por transformador, (ver Figura 2.26). Además, el departamento comercial proporcionó información de la energía, kWh, suministrada a cada consumidor. Con la finalidad de tener mayor precisión en los cálculos se obtuvo el valor promedio de los últimos 6 meses (ver Figura 2.27).

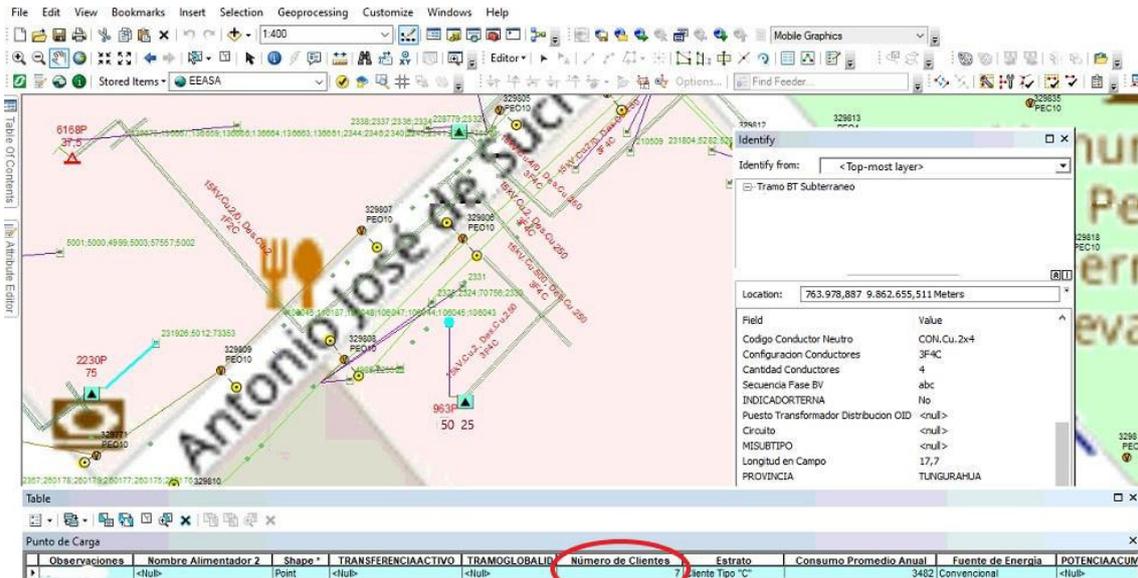


Figura 2.26. Información del número de usuarios conectados al transformador.

Calle	Numero de Medidor	Categoría	Consumo Promed
CASTILLO 07 27 Y JUAN B. VELA	59898	EEASA_ComercialI	406.73
JUAN L. MERA 04 60 Y SUCRE	93178	EEASA_ComercialI	406.73
J. LALAMA 07 37 Y SUCRE	96450	EEASA_ComercialI	406.27
CUENCA 12 18 Y MARTINEZ	446451	EEASA_Residencia	405.45
AV. CEVALLOS 09 45 Y MALDONADO	301759	EEASA_Residencia	404.91

Figura 2.27. Datos de consumo promedio de usuarios.

Se clasifica la información de los transformadores que se van a redimensionar (ver Tabla 2.12), y se verifica que cumpla con el requisito de tener al menos 5 usuarios conectados, para obtener los factores A, ecuación (1.1), y B, ecuación (1.2), [38].

Tabla 2.12. Número de clientes y energía promedio por consumidor.

No.	ID TRAF0	No. Clientes	kwh-mes/cliente	FATOR A	FACTOR B
1	Edificio la L	198	314.759	205.998	0.9624962
	Ed. Herald0				
	Ed. Poveda				
	Iglesia Sto.Domingo				
	Edificio Mutualista				
Ed. Pasteleria Quito					
2	Multicentro Sucre	35	227.39115	42.9357	0.7218267
	Leas Inccorp				
	Ed Acosta				
	Ed. Colegio Bolivar				
Bco Vivienda					
3	Ct-T.Lopez	302	219.15575	309.999	0.6986419

	Ct-112				
4	Esc. La Providencia	36	368.497	43.9392	1.106579
	Ed. Salazar				
	Ct- Tungurahua				
5	Comercial tbl	14	387.92	21.6288	1.1580443
6	Bco Pichincha	6	1083.9083	12.5227	2.8751252
	Fiscalía				

Para obtener la demanda máxima diversificada del transformador se aplica la ecuación (1.3).

Tabla 2.13. Demanda máxima diversificada de transformadores

No.	ID TRAF0	Demanda max diversificada kW
1	Edificio la L	198.2722541
	Ed. Heraldo	
	Ed. Poveda	
	Iglesia Sto.Domingo	
	Edificio Mutualista	
	Ed. Pastelería Quito	
2	Multicentro Sucre	30.99216393
	Leas Ingcorp	
	Ed Acosta	
	Ed. Colegio Bolívar	
	Bco Vivienda	
3	Ct-T.Lopez	216.5783812
	Ct-112	
4	Esc. La Providencia	48.62220087
	Ed. Salazar	
	Ct- Tungurahua	
5	Comercial tbl	25.04714621
6	Bco Pichincha	36.00437367
	Fiscalía	

Para el dimensionamiento de los transformadores se realiza una estimación futura de la demanda, ecuación (2.3), en un período de 8 años a una tasa de crecimiento de 3% [39].

$$D_n = (1 + r)^n \cdot D_0 \quad (2.3)$$

Donde,

D_n : Demanda para período de proyección.

n : Período de proyección.

r : Tasa de crecimiento.

D_o : Demanda actual.

Finalmente, se multiplica por el factor de potencia 0.92 para obtener la capacidad del transformador redimensionado y se selecciona una potencia normalizada [40].

Tabla 2.14. Capacidad de Transformadores

No.	ID TRAFO	Dn [kva]	Potencia Normalizada
1	Edificio la L	211.464	250
	Ed. Heraldo		
	Ed. Poveda		
	Iglesia Sto.Domingo		
	Edificio Mutualista		
	Ed. Pasteleria Quito		
2	Multicentro Sucre	33.0541	100
	Leas Inccorp		
	Ed Acosta		
	Ed. Colegio Bolivar		
	Bco Vivienda		
3	Ct-T.Lopez	230.988	250
	Ct-112		
4	Esc. La Providencia	51.8571	100
	Ed. Salazar		
	Ct- Tungurahua		
5	Comercial tbl	26.7136	50
6	Bco Pichincha	38.0285	50
	Fiscalía		

Luego de aplicar este proceso, el índice de energía no suministrada reduciría. Adicionalmente, se malla la red con el fin de proponer otros caminos de suministro de energía en caso de falla. Estas conexiones se realizarían con cable de aluminio, pues su costo es 3 veces menor que el de cobre [41].

3. DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE RED

En este capítulo se detalla los resultados obtenidos en los estudios mencionados en la metodología. Esto permitirá conocer el estado operativo actual de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato y se observará el comportamiento del sistema eléctrico subterráneo rediseñado, en base a los resultados del diagnóstico de la red actual, al estimar los índices de cargabilidad y confiabilidad. Además, se conocerá las zonas más críticas en la red en caso de falla. Seguidamente, se realiza un análisis comparativo entre la red actual y la red propuesta y finalmente se incluye un análisis económico.

3.1. ANÁLISIS DEL ESTADO OPERATIVO DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE AMBATO – RED ACTUAL

Determinar el estado operativo de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato permite estimar el nivel de cargabilidad y confiabilidad de sus elementos y equipos, y a su vez, establecer medidas de corrección y mantenimiento, y, en el peor de los casos, prevenir el colapso de la mencionada red eléctrica subterránea.

De acuerdo con los datos recopilados, se elaboró una base de datos de los equipos y elementos de la red eléctrica subterránea del Centro de la ciudad de Ambato actual en el software CymDist (ver Figura 3.1), y en el software ETAP.

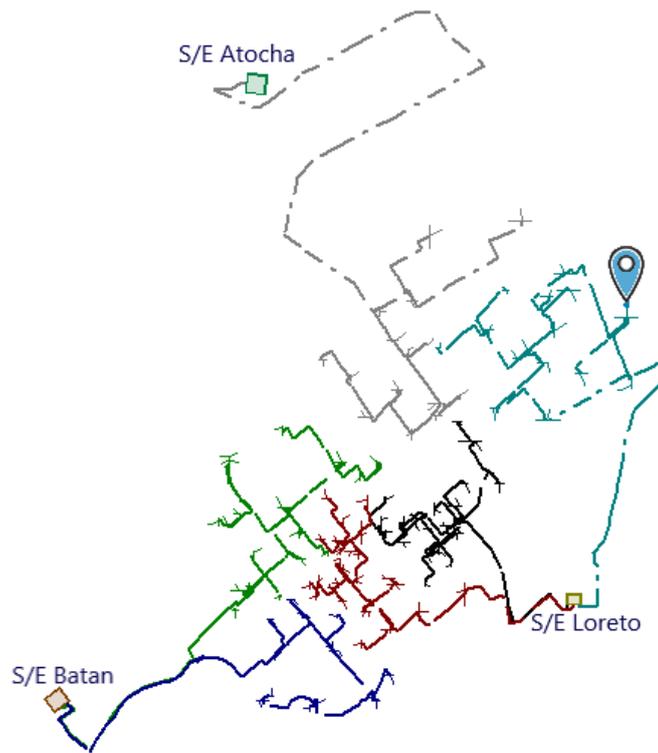


Figura 3.1. Representación de red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato (elaboración propia).

Los análisis de la red eléctrica subterránea se realizan para el escenario más crítico (demanda máxima). Al realizar el flujo de carga en el sistema eléctrico subterráneo, con la ayuda de las herramientas de CymDist, se obtuvo reportes de los elementos y equipos de la red (transformadores, cables y barras).

En los transformadores, se observó que la mayoría de las cámaras de transformación operan al 50% de su capacidad y ningún transformador tiene un nivel de carga de 100%, (ver Figura 3.2).

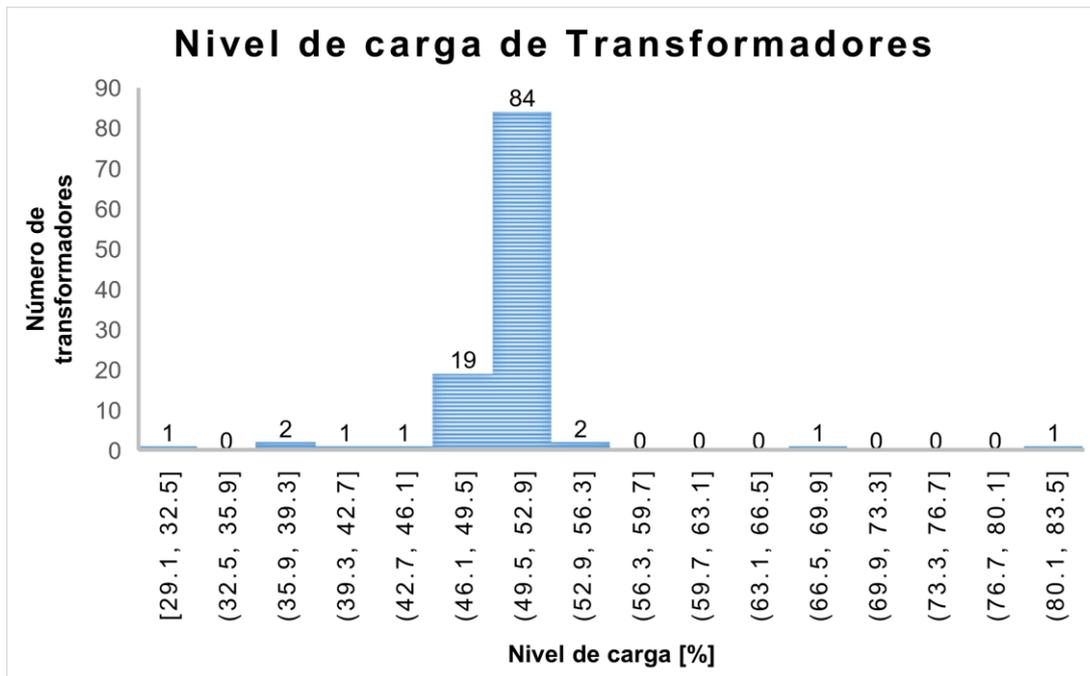


Figura 3.2. Nivel de carga de los transformadores de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato (elaboración propia).

En los resultados del análisis de flujo de carga de los cables de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato, realizado con la ayuda de las herramientas de CymDist, se observó que el nivel de carga no supera el 30% de la capacidad de corriente establecida por el fabricante (ver Figura 3.3).

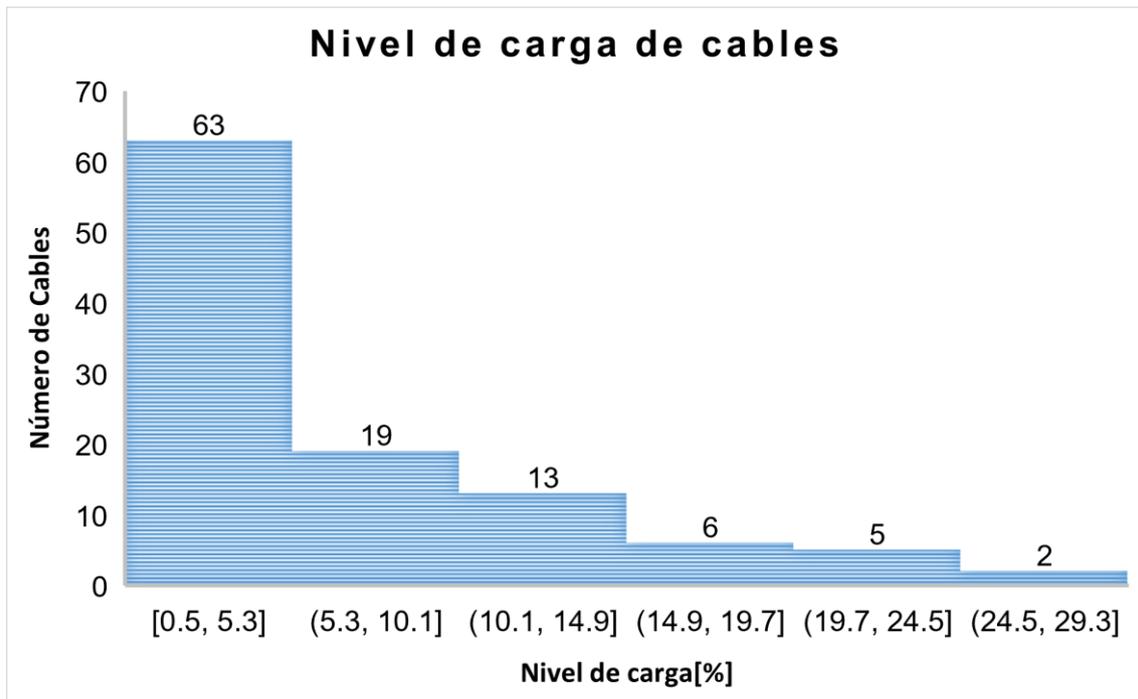


Figura 3.3. Nivel de carga de cables obtenido con la ayuda de las herramientas de CymDist (elaboración propia).

En el análisis realizado anteriormente no se considera la influencia de ciertos parámetros (temperatura de otros cables y entorno), que afectan en el cálculo de la ampacidad pues solo se considera la corriente de paso y el dato de la capacidad de corriente establecido por el fabricante. Por ello se realizó un análisis con la ayuda de las herramientas de ETAP, en el cual se analiza la influencia del cable de baja tensión y los de media tensión, dependiendo de la instalación (ver Figura 3.4).

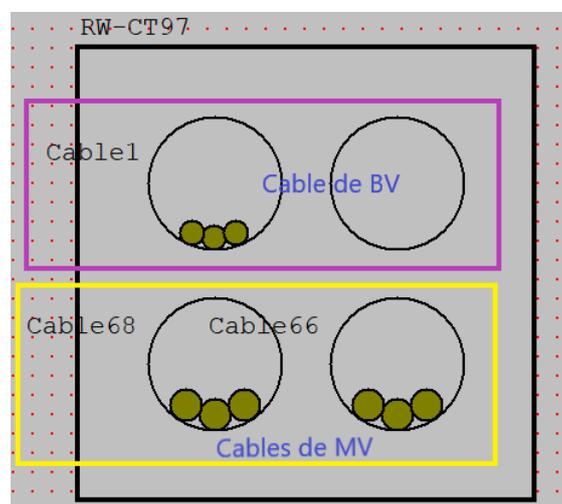


Figura 3.4. Instalación de cables subterránea (elaboración propia).

En este análisis se pudo observar que en ciertos casos el nivel de carga aumenta (ver Figura 3.5), dependiendo del número de cables que se encuentre instalado en los ductos. La corriente calculada representa a la corriente máxima permitida en la temperatura de 90°C del cable, a la cual no es recomendable operar pues la vida útil del cable disminuiría.

El nivel de carga, ecuación (3.1), se calculó con los datos de la corriente de paso obtenida en CymDist y la corriente máxima permitida calculada en ETAP.

$$\% \text{ Nivel de carga} = \frac{\text{Corriente de paso}}{\text{Corriente Máxima permitida}} \quad (3.1)$$

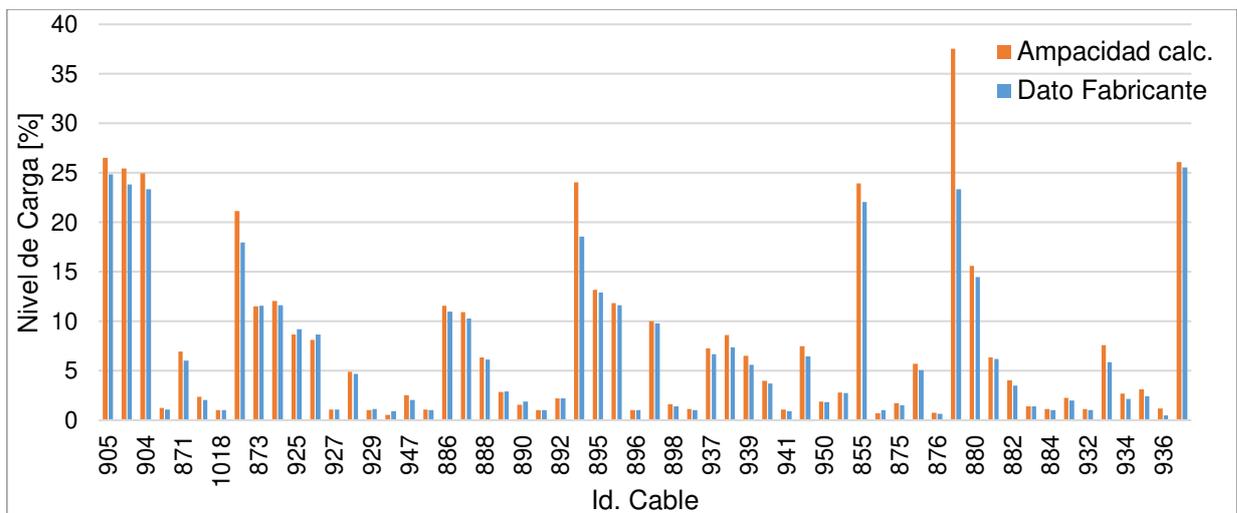


Figura 3.5. Representación de nivel de carga con el dato de corriente máxima del fabricante y con el dato calculado de ampacidad [elaboración propia].

Luego de analizar el nivel de carga a partir de la ampacidad calculada, se observó que el nivel de carga de los cables no supera el 40%. En este contexto, se deduce que los niveles de cargabilidad son aceptables, sin embargo, hay que poner mayor atención en los cables que aumentan significativamente su nivel de carga por la influencia de la instalación (ver Tabla 3.1).

Tabla 3.1. Resultados de Nivel de carga de cables que influye el medio que lo rodea en la instalación.

Nodo origen	Nodo destino	IEquil (A)	Ampacidad (A)	Nivel Carga Dato Fabricante (%)	Relación de carga Amp. calc (%)
CT-66	CT-85	51.3	136.8	23.3	37.519128
Salida A. Mald.	CT-05	61.2	254.54	18.5	24.026747
CT-223	CT-148	11.5	134.16	3.5	8.5470485

En cuanto a la caída de voltaje se encuentra dentro de lo establecido en la ARCERNNR (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no renovables), pues los valores obtenidos son menores al 2%, ver Figura 3.6.

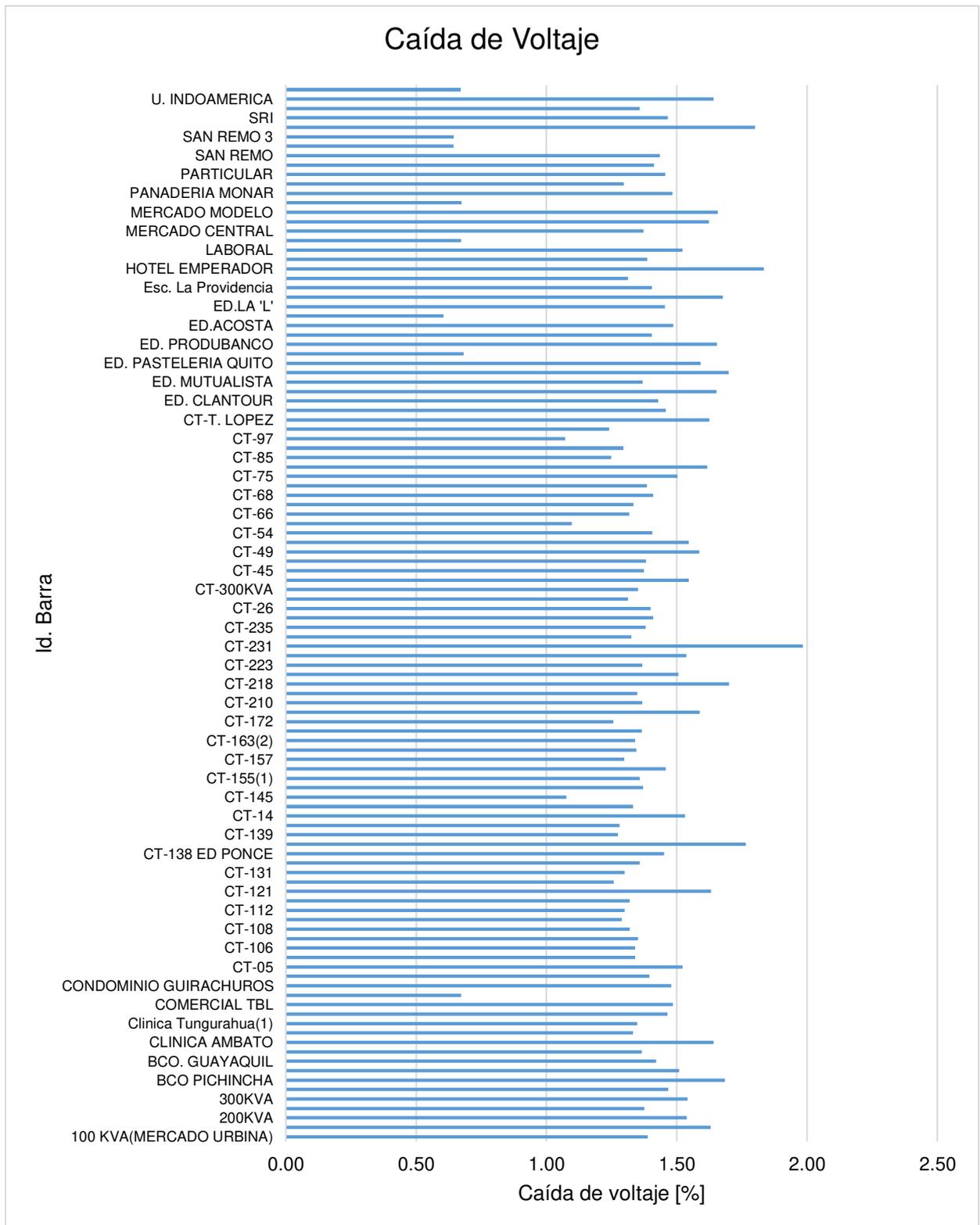


Figura 3.6. Representación de Caída de Voltaje en las barras de bajo voltaje [elaboración propia].

En la Figura 3.7 se muestran las zonas más conflictivas, en las cuales se presentan altos niveles de carga en un evento de falla.



Figura 3.7. Nivel de carga de cables en caso de falla [elaboración propia].

Los parámetros de confiabilidad obtenidos para los alimentadores de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato se detallan en la Tabla 3.2. Adicionalmente se detallan las pérdidas en los cables y transformadores del centro de la ciudad de Ambato, ver Tabla 3.3.

Tabla 3.2. Índices de confiabilidad de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

Alimentador	Saifi (inter/cns- año)	Saidi (hr/cns- año)	Caidi (hr/cns- inter)	Asai	Ens (kWh/año)	Ens media (kWh/cns- año)
12 DE NOVIEMBRE	1.27000	5.13000	4.03937	0.99941	8963.0	6.27658
A. MALDONADO	0.30000	1.20000	4.00000	0.99986	1607.2	2.10091
A. PEREZ DE ANDA	0.68000	2.72000	4.00000	0.99969	4168.9	4.08714
A. SUBTERRANEO	1.27000	5.13000	4.03937	0.99941	9387.6	9.20353
A. UNIDAD NACIONAL	1.27000	5.13000	4.03937	0.99941	6730.9	8.79851
A. URBINA	0.68000	2.72000	4.00000	0.99969	3184.1	4.45948

Tabla 3.3. Resumen de pérdidas del sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato

Pérdidas	Red actual
	kW-h/año
Pérdidas en los cables	172720
Pérdidas de carga del transformador	588320
Pérdidas en vacío del transformador	504490
Pérdidas totales	1265530

3.2. PROPUESTA DE UN REFORZAMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA DEL CENTRO DE LA CIUDAD DE AMBATO Y ANÁLISIS COMPARATIVO

En el diagnóstico realizado a la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato se observó que la mayoría de los transformadores se encuentran operando al 50% de su capacidad. En ese contexto, se propondrá aplicar el método REA, para redimensionar ciertos transformadores teniendo en cuenta el grupo de clientes.

Tabla 3.4. Capacidad de transformadores nuevos

No.	ID TRAF0	Potencia Normalizada
1	Edificio la L	250
	Ed. Heraldo	

	Ed. Poveda	
	Iglesia Sto.Domingo	
	Edificio Mutualista	
	Ed. Pasteleria Quito	
2	Multicentro Sucre	100
	Leas Ingcorp	
	Ed Acosta	
	Ed. Colegio Bolivar	
	Bco Vivienda	
3	Ct-T.Lopez	250
	Ct-112	
4	Esc. La Providencia	100
	Ed. Salazar	
	Ct- Tungurahua	
5	Comercial tbl	50
6	Bco Pichincha	50
	Fiscalía	

Adicionalmente, se realizan enlaces con el fin de mallar la red. Para esto, se propone la instalación cables de aluminio 15kV, con nivel de aislamiento 100%, ver Figura 3.8, los cuales presentan una conductividad aceptable [42]. Además, es maleable debido a su bajo peso, sus características se presentan en la Tabla 3.5.



Figura 3.8. Cable de Aluminio para redes subterráneas [42].

Tabla 3.5. Características de cables de Aluminio

Conductor de fase CALIBRE (AWG o kcmil)	Espesor de Aislamiento Promedio (mm)	Capacidad de corriente (A)
		Ducto*
2/0	4.45	175
250	4.45	250

Cabe mencionar que los transformadores detallados en la Tabla 3.4 no son sumergibles, y con el fin de prevenir daños a causa de posibles inundaciones, las nuevas instalaciones, los transformadores redimensionados serán sumergibles. Al aplicar esta propuesta de red, se buscará tener mejores índices de confiabilidad, en especial disminuir el valor de la energía no suministrada y reducir las pérdidas del sistema.

Al implementar la red en el software Cymdist se obtuvo los siguientes resultados de confiabilidad, (ver Tabla 3.6).

Tabla 3.6 Índices de confiabilidad de la red eléctrica subterránea propuesta

Alimentador	Saifi (inter/cns- año)	Saidi (hr/cns- año)	Caidi (hr/cns- inter)	Asai	Ens (kWh/año)	Ens media (kWh/cns- año)
12 DE NOVIEMBRE	0.95	3.85	4.053	0.99956	4076.6	5.33
A. MALDONADO	0.30	1.20	4.00	0.99986	1607.2	2.101
A. PEREZ DE ANDA	0.64	2.56	4.00	0.99971	3805.0	3.927
A. SUBTERRANEO	0.95	3.85	4.053	0.99956	6253.8	7.2137
A. UNIDAD NACIONAL	0.95	3.85	4.053	0.99956	5051.4	6.6037
A. URBINA	0.64	2.56	4.00	0.99971	2881.3	4.346

Mientras que los resultados de las pérdidas obtenidos en el sistema se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 3.7. Pérdidas de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato

Pérdidas	Propuesta de reforzamiento
	kW-h/año
Pérdidas en los cables	142580
Pérdidas de carga del transformador	512740
Pérdidas en vacío del transformador	438480
Pérdidas totales	1093800

Con los resultados de confiabilidad obtenidos de los estudios de la red subterránea del centro de la ciudad de Ambato actual, ver Tabla 3.2, y la nueva propuesta presentada en la Tabla 3.6, se realiza un análisis comparativo en base al cálculo de la variación porcentual de índices de confiabilidad, ecuación (3.2).

$$\%Variación = \frac{Valor\ actual - Valor\ nuevo}{Valor\ actual} * 100\% \quad (3.2)$$

Este análisis se realizó en los alimentadores: 12 de noviembre, Pérez de Anda, Subterráneo, Unidad Nacional y Urbina, ya que en estos alimentadores se propone la realización de cambios. Como resultado se obtienen las variaciones que se muestran en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Resultados de análisis comparativo

Alimentador	Variación [%]				
	12 DE NOVIEMBRE	A. PEREZ DE ANDA	A. SUBTERRÁNEO	A. UNIDAD NACIONAL	A. URBINA
Saifi (inter/cns-año)	22.047	5.882	22.047	22.047	5.882
Saidi (hr/cns-año)	21.832	5.882	21.832	21.832	5.882
Caidi (hr/cns-inter)	-0.276	0	-0.276	-0.276	0
Asai	-0.013	-0.002	-0.013	-0.013	-0.002
Ens (kWh/año)	50.827	8.729	30.614	21.832	9.510
Ens media (kWh/cns-año)	19.009	3.926	18.370	21.832	2.547

En los resultados de la comparación se evidencia que los índices de confiabilidad mejoran con la propuesta de red, especialmente los índices SAIFI y SAIDI. La ENS disminuye, en especial en los alimentadores 12 de Noviembre, Subterráneo y Unidad Nacional. Además, se reduce 17 cámaras de transformación que trabajaban al 50% de su capacidad al obtener el promedio de consumo por cliente y redimensionar transformadores en la zona limitada por: Av. Simón Bolívar, Juan Montalvo, Juan Benigno Vela y Mariano Egüez.

Adicionalmente, se hizo un análisis comparativo con las pérdidas del sistema, como resultado se observa que se reduce un 13,57% de pérdidas en el sistema, (ver Tabla 3.9), de las cuales un 12.95% son debido a las pérdidas en los transformadores.

Tabla 3.9. Variación de pérdidas de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato.

Pérdidas	Variación [%]
Pérdidas en los cables	17.45
Pérdidas de carga del transformador	12.85
Pérdidas en vacío del transformador	13.08
Pérdidas totales	13.569

3.3. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato, 13.8 kV, se enfoca en la comparación de costos de la red eléctrica actual y de la propuesta de reforzamiento de red. El objetivo de este análisis es evaluar cuál de las 2 alternativas hubiera presentado mayor ahorro teniendo en cuenta el valor presente neto.

3.3.1. Evaluación de costos

Para la estimación de costos de la red eléctrica subterránea de media tensión implementada y la propuesta de reforzamiento se listó los elementos y equipos utilizados, así como, la mano de obra eléctrica y civil. Esto con la finalidad de obtener un costo aproximado.

En el ANEXO I se presenta los costos correspondientes a la red eléctrica subterránea – actual, el valor total de la construcción de la red subterránea de media tensión del centro de la ciudad de Ambato equivale a \$ 13,123,722.29. Adicionalmente, en el ANEXO II se listó los costos de los elementos utilizados en la propuesta de reforzamiento de red y se obtuvo el valor estimado igual a \$13,473,371.74

Se observa que el valor del presupuesto de la propuesta de reforzamiento de red presenta un valor mayor en \$315,900.56, esto debido a que en esta red se implementan elementos y equipos aptos para redes subterráneas, tales como, transformadores sumergibles, tapones de protección aislados, barras premoldeadas de medio voltaje, entre otros.

3.3.2. Análisis de costos de pérdidas de energía

En el análisis financiero de este trabajo de titulación se consideran las pérdidas técnicas de energía eléctrica, mismas que se definen como aquellas que se producen debido a

efectos físicos ocasionados en los equipos y elementos eléctricos, tales como, pérdidas en vacío y de carga de los transformadores, así como, pérdidas por efecto capacitivo en los cables.

Los valores de pérdidas para el sistema eléctrico subterráneo actual (ver Tabla 3.3), así como para la propuesta de reforzamiento de red (ver Tabla 3.7), se obtuvo con la ayuda de las herramientas de CymDist.

Para el cálculo de los costos a causa de pérdidas se toma el valor de 0.09 USD/kWh, establecido en la referencia [43]. En la Tabla 3.10, se presentan los valores calculados en USD de las pérdidas de energía del sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato correspondiente a la red actual y a la propuesta de reforzamiento de red.

Tabla 3.10. Costos de las pérdidas de energía eléctrica.

Descripción	USD
Sistema eléctrico subterráneo actual	115163.23
Propuesta de reforzamiento de sistema eléctrico subterráneo	99535.8

El valor neto acumulado (ver Figura 3.9.), se calculó para un horizonte de tiempo de 25 años y una tasa de descuento del 10%.

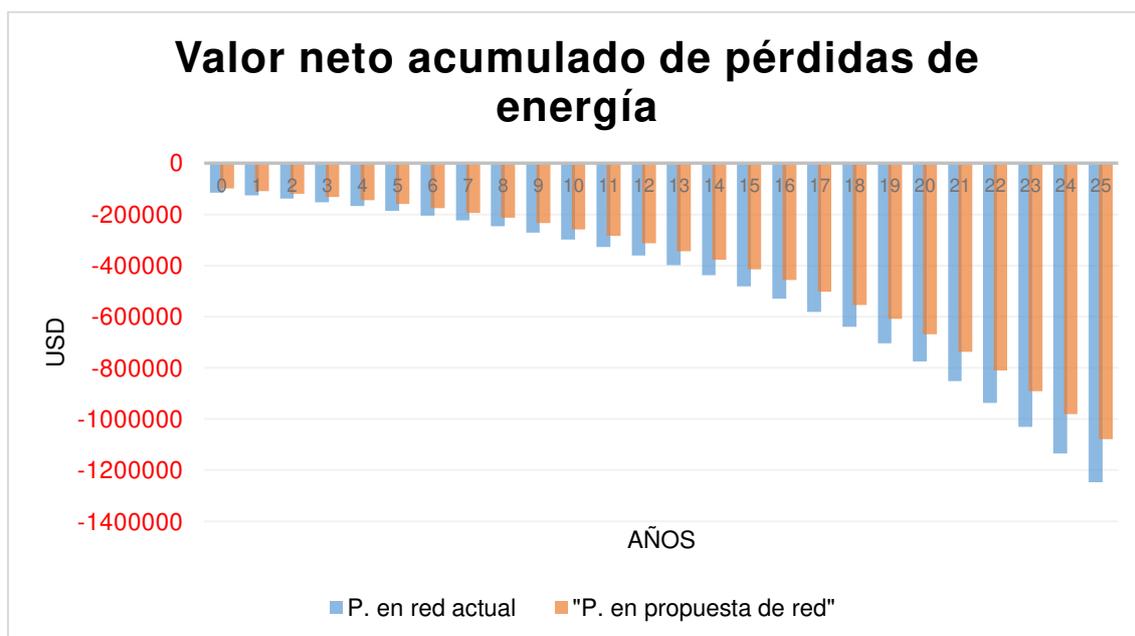


Figura 3.9. Valor neto acumulado de egresos debido a pérdidas en el sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato (elaboración propia).

Como resultado del análisis financiero de pérdidas de energía se observó que existe un ahorro en pérdidas en la propuesta de reforzamiento con respecto a la red actual (ver Tabla 3.11).

Tabla 3.11. Resultado de análisis financiero de pérdidas de energía

Análisis financiero de pérdidas de energía	
VAN Red Actual	-\$2,994,243.98
VAN Propuesta de red	-\$2,587,930.80
Ahorro	\$406,313.18

3.3.3. Análisis de costos de confiabilidad

En este análisis financiero se considerará el costo de la energía no suministrada (CENS), este valor corresponde a los costos debido a el corte del suministro de energía a causa de eventos de falla en la red.

Para el cálculo de los costos de energía no suministrada se obtuvo el valor para un consumidor comercial equivalente a 153.30 ctv. USD/kWh, según [44]. Los CENS calculados en USD del sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato correspondiente a la red actual y a la propuesta de reforzamiento de red se observan en la Tabla 3.12

Tabla 3.12. Energía no suministrada y CENS del sistema eléctrico subterráneo actual y de la propuesta de reforzamiento.

Energía no suministrada	(kWh/año)	CENS
Sistema eléctrico subterráneo actual	34041.7	\$ 52,083.80
Propuesta de reforzamiento de sistema eléctrico subterráneo	23675.3	\$ 36,223.21

El valor neto acumulado calculado para un período de 25 años se presenta en la Figura 3.10.

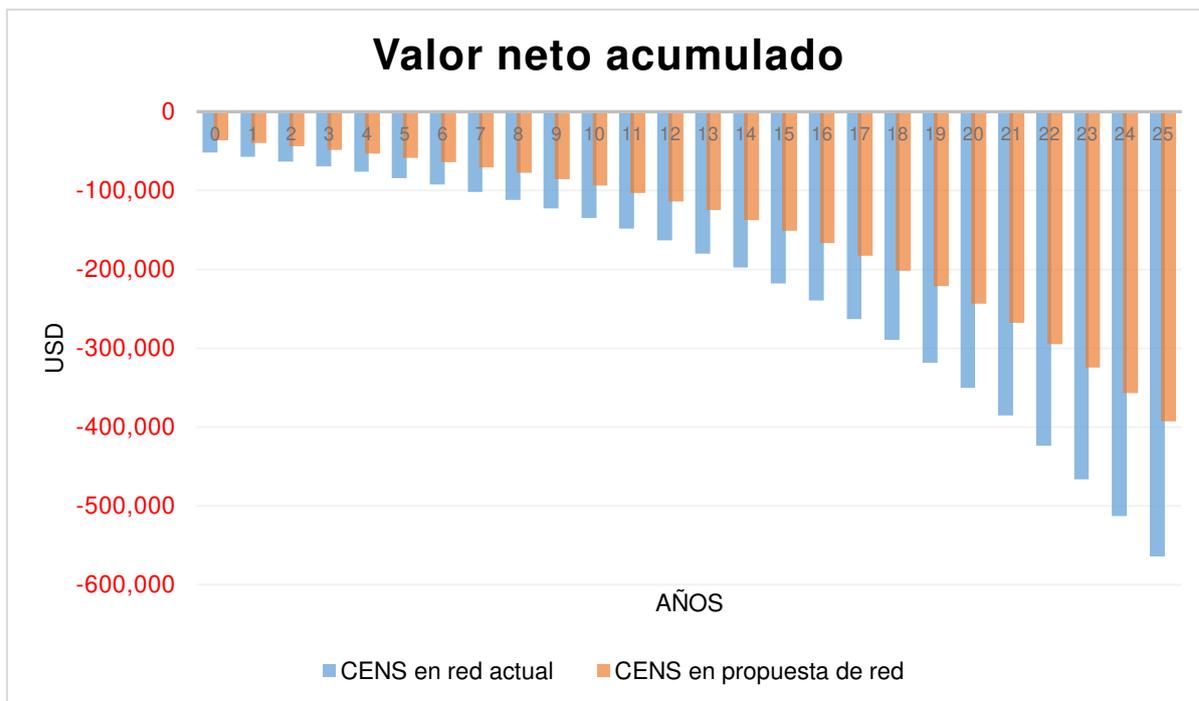


Figura 3.10. Valor neto acumulado de CENS en el sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato [elaboración propia].

El resultado del análisis financiero de CENS (ver Tabla 3.13), muestra el ahorro de la propuesta de reforzamiento de red frente a la red actual implementada.

Tabla 3.13. Resultado de análisis financiero de CENS

Análisis financiero de CENS	
VAN Red Actual	-\$1,354,178.83
VAN Propuesta de red	-\$941,803.43
Ahorro	\$412,375.39

A pesar de que la propuesta de reforzamiento de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato sea más costosa que la red actual, se observa que existe un ahorro en los gastos que usualmente se presentan en el flujo de caja, pues las pérdidas de energía y la energía no suministrada es menor en la propuesta de red. En la propuesta de reforzamiento de red se consideran las especificaciones de los equipos adecuados para una red subterránea, ya que, en la red actual se encuentran instalados ciertos equipos que no son aptos para este tipo de instalaciones, tales como, los transformadores convencionales.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

- En el presente trabajo de titulación, mediante el uso de la base de datos del sistema de información georreferenciada de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato planos actualizados, así como, información tomada de la base de datos del sistema de telemedición de la Empresa Eléctrica Ambato se pudo simular el estado operativo de la red mediante el uso de herramientas computacionales, tales como CymDist y Etap.
- Los estudios realizados en este trabajo de titulación, se realizaron en el escenario más crítico (demanda máxima), observándose que los niveles de cargabilidad del sistema eléctrico subterráneo del centro de la ciudad de Ambato se encuentran dentro de un rango aceptable pues la mayoría de equipos y elementos se encuentran operando en valores menores al 60% y en ningún caso es superior al 90%.
- La corriente máxima permitida (ampacidad) calculada con la ayuda de las herramientas de ETAP (módulo “Underground Raceway system”), es mayor en comparación de la corriente calculada con la ayuda de herramientas de CymDist; pues refleja que existen factores, tales como la temperatura de otros cables, resistencia térmica, entre otros, que influyen en este cálculo. Sin embargo, los niveles de cargabilidad de los cables del sistema en cuestión no superan el 50% de su capacidad.
- En base a los resultados de los índices de cargabilidad de los transformadores se observó que algunos de estos se encuentran al 50% de su capacidad, por lo cual se aplicó el cálculo de redimensionamiento de transformadores mediante el método REA (Rural Electrification Area). Como resultado se obtuvo una reducción de pérdidas de energía de 12.95%.
- Al realizar un análisis comparativo entre la red actual y la propuesta de reforzamiento de red, se observa que los índices de confiabilidad (SAIDI y SAIFI) de la propuesta de reforzamiento de red son mejores y que la energía no suministrada de la propuesta de red es mucho menor que la estimada para la red actual.
- Al realizar el análisis de costos estimados de la red actual y la propuesta de red, se observó que el costo de implementación de la propuesta de reforzamiento de red es mayor comparado con el de la red actual. Sin embargo, la propuesta de red considera equipos adecuados para redes subterráneas. Adicionalmente, si

se hubiera implementado la red propuesta se plantean ahorros en pérdidas de energía y costos de energía no suministrada.

4.2. RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar una adecuada coordinación de protecciones para la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato, de esta manera se puede mejorar las condiciones de confiabilidad y seguridad del sistema.
- Ciertas etapas de la red eléctrica subterránea del centro de la ciudad de Ambato se implementaron hace alrededor de 20 años por lo cual se observa la necesidad de realizar un estudio de vida útil de los transformadores, a pesar de que estos se encuentran operando al 50% de su capacidad normal existen diferentes factores que intervienen en la vida útil del aislamiento.
- Es de gran importancia implementar equipos y elementos específicos para redes subterráneas, y tener en cuenta que los equipos que se instalan en redes aéreas no son adecuados para instalar en una red subterránea. De esta forma se pueden evitar posibles fallas y la reducción en la vida útil de los equipos.
- Es imprescindible que en la etapa de planificación de una red subterránea se realice un análisis de ampacidad de los cables pues de esta manera se puede dimensionar de manera correcta el calibre de los cables que se van a instalar.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] IEEE Power & Energy Society. Una red resiliente preparada para el desafío 2020;18:109.
- [2] Clinton A. THE SOCIAL STRUCTURE OF LARGE SCALE BLACKOUTS. State University of New Jersey, 2010.
- [3] Chowdhury AA. POWER DISTRIBUTION SYSTEM REALIABILITY. 2009.
- [4] Wilson A, Coppes E. ANÁLISIS DE HERRAMIENTAS PARA EL ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA. Universidad de la Republica Oriental del Uruguay, 2002.
- [5] Bush V. Pieces of the Action. New Jersey: 1970.
- [6] Calero R. El Apagón de Nueva York : Algunas Implicancias para el Caso Peruano 2003.
- [7] Pereira E, Puschel S. Modelos internacionales de respuesta ante emergencias extremas de reposición eléctrica y experiencia aplicable a Chile. 2009.
- [8] Chen J, Thorp JS, Dobson I. Cascading dynamics and mitigation assessment in power system disturbances via a hidden failure model. International Journal of Electrical Power and Energy Systems 2005;27. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2004.12.003>.
- [9] Vahidinasab V, Tabarzadi M, Arasteh H, Alizadeh MI, Mohammad Beigi M, Sheikhzadeh HR, et al. Overview of Electric Energy Distribution Networks Expansion Planning. IEEE Access 2020;8:34750–69. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.2973455>.
- [10] Short T. Electric Power Distribution Equipment and Systems. 2005. <https://doi.org/10.1201/9781420036473>.
- [11] Valenzuela A, Inga E, Simani S. Planning of a resilient underground distribution network using georeferenced data. Energies (Basel) 2019;12:1–19. <https://doi.org/10.3390/en12040644>.
- [12] Méndez Treviño ME. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN. España: 2007.

- [13] Prakash K, Lallu A, Islam FR, Mamun KA. Review of Power System Distribution Network Architecture. Proceedings - Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering 2016 and Asia-Pacific World Congress on Engineering 2016, APWC on CSE/APWCE 2016 2017:124–30. <https://doi.org/10.1109/APWC-on-CSE.2016.030>.
- [14] Solis C. PLANIFICACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN EN ZONAS URBANAS CONSOLIDADAS CONSIDERANDO CRITERIOS DE CONFIABILIDAD TESIS. 2018.
- [15] Plate Moyolema BO. Ajuste De Reles Diferenciales De Linea Y Coordinacione De Reles Direccionales De Sobrecorriente En El Sistema De Subtransmision De La Empresa Electrica Ambato Regional Centro Norte S.a. 2017.
- [16] Villavicencio D, Delgado J. Determinación de la demanda en transformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de energía, en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur para la ciudad de Cuenca. 2012.
- [17] Stanley J. Estimation kw demand for future loads on rural distribution systems 1957.
- [18] Landman R. A History of Underground Secondary AC Networks, a brief history 2007.
- [19] Castellanos Bustamante R. Determination of Transmission Limits on Electric Power Systems 2013;15.
- [20] Zambrano A. Evaluación del impacto de la cargabilidad dinámica de líneas aéreas en indicadores de confiabilidad del sistema eléctrico de potencia . Universidad Nacional de Colombia, 2017.
- [21] Olmedo C, Patricio S. Calculo Detallado De Perdidas En Sistemas Eléctricos De Distribución Aplicado Al Alimentador “Universidad” Perteneciente a La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.a. Escuela Politécnica Nacional, 2007.
- [22] Bates C. Underground Cable Ampacity: A Fresh Look at Addressing the Future Electric Grid. Colorado School of Mines, 2018.
- [23] Enescu D, Colella P, Russo A, Florin R, Seritan G. Concepts and Methods to Assess the Dynamic Thermal Rating of Underground Power Cables † 2021:1–23.
- [24] Pachacama H, Rivera GN. Estudio y Diseño de las Instalaciones Eléctricas del Zoologico de Guayllabamba 2014:146.

- [25] Buitrago F. MODELACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA SUBTERRÁNEA. UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA ESCUELA, 2014.
- [26] Neher J, McGrath M. The Calculation of the temperature Rise and Load Capability of cable Systems. IEEE 1957. <https://doi.org/10.4324/9780203043363-10>.
- [27] Pinto C. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD EN REDES SUBTERRÁNEAS, ANÁLISIS Y SIMULACIÓN USANDO MATLAB. ESCUELA POLITECNICA NACIONAL, 2014.
- [28] Zaruma J, Blacio D. ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A. Tesis. UNIVERSIDAD DE CUENCA, 2012.
- [29] Robalino R. PROPUESTA DE LA METODOLOGIA PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS AEREOS DE LA ZONA URBANA DE AMBATO. Escuela Politecnica Nacional, 216AD.
- [30] IEEE Power Engineering. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices 2003.
- [31] Salazar G, Chusin L, Escobar B. Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida. Quito: 2015.
- [32] Electrocables. Catalogo de productos. 2018.
- [33] Llumigusín J. Resultados de la aplicación de los transformadores Pad Mounted en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A. 2014.
- [34] INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN NUEVOS TRIFÁSICOS. VALORES DE CORRIENTE SIN CARGA, PÉRDIDAS Y VOLTAJE DE CORTOCIRCUITO 2004.
- [35] EEASA. PLAN ESTRATEGICO EEASA 2018-2021. n.d.
- [36] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no renovables. Resolución Nro. ARCERNNR-017/2020. n.d.
- [37] Gómez Marcia D. Análisis de corto circuito n.d.
- [38] Campoverde Villavicencio D, Sánchez Delgado J. "DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA EN TRANSFORMADORES, PARA LOS SERVICIOS DE

COMERCIALIZACIÓN EN BASE A LOS USOS DE ENERGÍA, EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR PARA LA CIUDAD DE CUENCA.” 2012.

- [39] Ramirez S. Redes de Distribución de Energía. 3ra ed. Manizales: Universidad de Colombia; n.d.
- [40] Rodriguez Lázaro JA. Determinación de la potencia requerida por 62 transformadores eléctricos de distribución en el área de concesión de Electro Oriente S.A. 2019.
- [41] Alesur. Conductores de cobre VS conductores de aluminio 2018. <https://www.gomezmaqueda.com/conductores-cobre-aluminio/> (accessed February 10, 2022).
- [42] ElectroCable 2018. <http://www.electrocable.com/uploads/catficha/cata-logo-electrocables-2018.pdf> (accessed May 25, 2019).
- [43] ARCERNNR. Estadística 2021 2021.
- [44] Palacios C, Echeverría D, Barba R. Estudio del Impacto de la Implementación del Sistema de Protección Sistemica en la Operación del Sistema Nacional Interconectado n.d.;12:112–20.

6. ANEXOS

ANEXO I

Análisis Financiero Red eléctrica subterránea-actual

Tabla 6.1. Lista de costos de equipos y elementos utilizados en la red eléctrica subterránea actual

Concepto	Unidad	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Cable media tensión XLPE 15kV 2 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	10.971	\$ 10.94	\$ 120,074.30
Cable media tensión XLPE 15kV 1/0 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	4.3806	\$ 13.99	\$ 61,271.45
Cable media tensión XLPE 15kV 2/0 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	13.4775	\$ 17.16	\$ 231,329.16
Cable media tensión XLPE 15kV 250 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	32.1333	\$ 20.48	\$ 658,025.72
Conductor media tensión de Cobre 2	km	0.987	\$ 6.18	\$ 6,099.66
Conductor media tensión de Cobre 1/0	km	2.425	\$ 8.27	\$ 20,054.75
Conductor media tensión de Cobre 2/0	km	1.65	\$ 9.95	\$ 16,417.50
Conductor media tensión de Cobre 3/0	km	1.598	\$ 10.82	\$ 17,282.37
Conductor media tensión de Cobre 4	km	3.6808	\$ 4.45	\$ 16,383.24
Conductor media tensión de Cobre 4/0	km	9.983	\$ 11.99	\$ 119,646.26
Transformador Padmounted Trifásico 50 kVA	C/U	5	\$ 6,543.63	\$ 32,718.15
Transformador Padmounted Trifásico 75 kVA	C/U	9	\$ 7,235.65	\$ 65,120.85
Transformador Padmounted Trifásico 100 kVA	C/U	3	\$ 7,235.65	\$ 21,706.95
Transformador Padmounted Trifásico 112.5 kVA	C/U	2	\$ 7,919.99	\$ 15,839.98
Transformador Padmounted Trifásico 150 kVA	C/U	2	\$ 8,993.01	\$ 17,986.02
Transformador Padmounted Trifásico 160 kVA	C/U	6	\$ 9,771.05	\$ 58,626.30
Transformador Padmounted Trifásico 200 kVA	C/U	12	\$ 10,081.84	\$ 120,982.08
Transformador Padmounted Trifásico 250 kVA	C/U	15	\$ 12,178.95	\$ 182,684.25
Transformador Padmounted Trifásico 300 kVA	C/U	7	\$ 12,923.28	\$ 90,462.96
Transformador Padmounted Trifásico 400 kVA	C/U	5	\$ 15,332.35	\$ 76,661.75
Transformador monofásico Padmounted 50kVA	C/U	2	\$ 5,420.12	\$ 10,840.24
Transformador monofásico Padmounted 100kVA	C/U	2	\$ 6,824.85	\$ 13,649.70

Transformador monofásico convencional 37.5kVA	C/U	3	\$ 2,633.21	\$ 7,899.63
Transformador Convencional Trifásico 50 kVA	C/U	7	\$ 3,021.78	\$ 21,152.46
Transformador Convencional Trifásico 75 kVA	C/U	6	\$ 3,662.28	\$ 21,973.68
Transformador Convencional Trifásico 100 kVA	C/U	2	\$ 4,174.04	\$ 8,348.08
Transformador Convencional Trifásico 112.5 kVA	C/U	1	\$ 4,430.16	\$ 4,430.16
Transformador Convencional Trifásico 125 kVA	C/U	2	\$ 4,642.94	\$ 9,285.88
Transformador Convencional Trifásico 160 kVA	C/U	3	\$ 5,671.25	\$ 17,013.75
Transformador Convencional Trifásico 200 kVA	C/U	3	\$ 6,589.65	\$ 19,768.95
Transformador Convencional Trifásico 225 kVA	C/U	1	\$ 7,021.83	\$ 7,021.83
Transformador Convencional Trifásico 300 kVA	C/U	2	\$ 8,457.35	\$ 16,914.70
Transformador Convencional Trifásico 315 kVA	C/U	1	\$ 9,511.27	\$ 9,511.27
Transformador Convencional Trifásico 450 kVA	C/U	1	\$ 11,586.95	\$ 11,586.95
Transformador Sumergible Trifásico 200 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	6	\$ 9,974.69	\$ 59,848.14
Transformador Sumergible Trifásico 300 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	3	\$ 12,742.30	\$ 38,226.90
Varilla Copperweld DE 5/8"X1,8 M, Con Capa de CU	C/U	111	\$ 10.70	\$ 1,187.70
Conector compresion Tipo C Cu 250 MCM A 5/8"	C/U	111	\$ 2.30	\$ 255.30
Cinta 23 Autofundente	C/U	45	\$ 13.11	\$ 589.95
Cinta autofundente 33	C/U	45	\$ 6.90	\$ 310.50
Equipos de Seccionamiento tripolar de 15kV con aislamiento en estado sólido dieléctrico de 6 vías (2 vías con interruptores y 4 vías con seccionadores)	C/U	9	\$ 100,280.00	\$ 902,520.00
Conector tipo ojal para cable 2	C/U	39	\$ 3.00	\$ 117.00
Conector tipo ojal para cable 1/0	C/U	51	\$ 3.80	\$ 193.80
Conector tipo ojal para cable 2/0	C/U	30	\$ 5.14	\$ 154.20
Conector tipo ojal para cable 250 MCM	C/U	75	\$ 8.55	\$ 641.25
kit de empalme MT de 250 MCM	C/U	1	\$ 350.00	\$ 350.00
Puntas terminales unipolar 15 kV exterior goma moldeada	C/U	195	\$ 46.71	\$ 9,108.45
Barras premoldeadas de medio voltaje 6 vías (200 A)	C/U	36	\$ 188.85	\$ 6,798.60
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 2 MCM	C/U	78	\$ 48.20	\$ 3,759.60
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 1/0	C/U	102	\$ 43.47	\$ 4,433.94
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 2/0	C/U	126	\$ 46.21	\$ 5,822.46

Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 250	C/U	150	\$ 53.00	\$ 7,950.00
Tapones de protección aislados 15kV, 600A, para aislar boquillas de conexión no utilizadas	C/U	456	\$ 70.00	\$ 31,920.00
Celdas de media tensión	C/U	70	\$ 3,374.89	\$ 236,242.30
Supervisión y Fiscalización	C/U	3	\$ 121,800.00	\$ 365,400.00
Gastos de Administración técnica	C/U	1	\$ 103,320.00	\$ 103,320.00
Obra civil	C/U	1	\$ 6,694,550.90	\$ 6,694,550.90
Mano de obra eléctrica	C/U	1	\$ 2,554,999.22	\$ 2,554,999.22
				\$ 13,157,471.19

ANEXO II

Análisis Financiero de propuesta de reforzamiento Red eléctrica subterránea

Tabla 6.2. Lista de costos de equipos y elementos utilizados en la propuesta de reforzamiento de red eléctrica subterránea.

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Cable media tensión XLPE 15kV 2 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	2.88	\$10.94	\$31,520.74
Cable media tensión XLPE 15kV 1/0 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	0.675	\$13.99	\$9,441.23
Cable media tensión XLPE 15kV 2/0 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	2.46	\$17.16	\$42,223.69
Cable media tensión XLPE 15kV 250 Cu Apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	10.711	\$20.48	\$219,339.86
Cable media tensión XLPE 15kV 250 Al apantallamiento de cinta y 133% aislamiento	km	0.504	\$6.61	\$3,329.98
Conductor media tensión de Cobre 2	km	0.853	\$6.18	\$5,271.54
Conductor media tensión de Cobre 1/0	km	1.042	\$8.27	\$8,617.34
Conductor media tensión de Cobre 2/0	km	1.897	\$9.95	\$18,875.15
Conductor media tensión de Cobre 3/0	km	1.246	\$10.82	\$13,475.49
Conductor media tensión de Cobre 4	km	2.652	\$4.45	\$11.80
Conductor media tensión de Cobre 4/0	km	9.541	\$11.99	\$114.35
Transformador Padmounted Trifásico 50 kVA	C/U	5	\$6,543.63	\$32,718.15
Transformador Padmounted Trifásico 75 kVA	C/U	9	\$7,235.65	\$65,120.85
Transformador Padmounted Trifásico 100 kVA	C/U	3	\$7,235.65	\$21,706.95

Transformador Padmounted Trifásico 112.5 kVA	C/U	2	\$7,919.99	\$15,839.98
Transformador Padmounted Trifásico 150 kVA	C/U	1	\$8,993.01	\$8,993.01
Transformador Padmounted Trifásico 160 kVA	C/U	6	\$9,771.05	\$58,626.30
Transformador Padmounted Trifásico 200 kVA	C/U	12	\$10,081.84	\$120,982.08
Transformador Padmounted Trifásico 250 kVA	C/U	15	\$12,178.95	\$182,684.25
Transformador Padmounted Trifásico 300 kVA	C/U	7	\$12,923.28	\$90,462.96
Transformador Padmounted Trifásico 400 kVA	C/U	4	\$15,332.35	\$61,329.40
Transformador Sumergible Trifásico 50 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	5	\$5,742.68	\$28,713.40
Transformador Sumergible Trifásico 75 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	2	\$6,567.57	\$13,135.14
Transformador Sumergible Trifásico 100 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	5	\$6,911.80	\$34,559.00
Transformador Sumergible Trifásico 112.5 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	1	\$7,332.10	\$7,332.10
Transformador Sumergible Trifásico 125 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	1	\$7,932.10	\$7,932.10
Transformador Sumergible Trifásico 200 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	8	\$9,974.69	\$79,797.52
Transformador Sumergible Trifásico 225 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	1	\$10,442.44	\$10,442.44
Transformador Sumergible Trifásico 250 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	2	\$11,924.85	\$23,849.70
Transformador Sumergible Trifásico 300 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	3	\$12,742.30	\$38,226.90
Transformador Sumergible Trifásico 315 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	1	\$13,243.16	\$13,243.16
Transformador Sumergible Trifásico 450 KVA con accesorios tipo frente muerto	C/U	1	\$15,562.71	\$15,562.71
Varilla Copperweld DE 5/8"X1,8 M, Con Capa de CU	C/U	94	\$ 10.70	\$1,005.80
Conector compresion Tipo C Cu 250 MCM A 5/8"	C/U	94	\$ 2.30	\$216.20
Cinta 23 Autofundente	C/U	40	\$ 13.11	\$524.40
Cinta autofundente 33	C/U	40	\$ 6.90	\$276.00
Equipos de Seccionamiento tripolar de 15kV con aislamiento en estado sólido dieléctrico de 6 vías (2 vías con interruptores y 4 vías con seccionadores)	C/U	30	\$ 100,280.00	\$3,008,400.00
Conector tipo ojal para cable 2	C/U	33	\$ 3.00	\$99.00
Conector tipo ojal para cable 1/0	C/U	51	\$ 3.80	\$193.80

Conector tipo ojal para cable 2/0	C/U	48	\$ 5.14	\$246.72
Conector tipo ojal para cable 250 MCM	C/U	54	\$ 8.55	\$461.70
kit de empalme MT de 250 MCM	C/U	1	\$ 350.00	\$350.00
Puntas terminales unipolar 15 kV exterior goma moldeada	C/U	186	\$ 46.71	\$8,688.06
Barras premoldeadas de medio voltaje 6 vias (200 A)	C/U	120	\$ 188.85	\$22,662.00
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 2 MCM	C/U	102	\$ 48.20	\$4,916.40
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 1/0	C/U	108	\$ 43.47	\$4,694.76
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 2/0	C/U	132	\$ 46.21	\$6,099.72
Conectores tipo codo 15kV, 200A para cable Calibre 250	C/U	222	\$ 53.00	\$11,766.00
Tapones de protección aislados 15kV, 600A, para aislar boquillas de conexión no utilizadas	C/U	564	\$ 70.00	\$39,480.00
Celdas de media tensión	C/U	64	\$ 3,374.89	\$215,992.96
Supervisión y Fiscalización	C/U	3	\$121,800.00	\$365,400.00
Gastos de Administración técnica	C/U	1	\$103,320.00	\$103,320.00
Obra civil	C/U	1	\$5,840,099.75	\$5,840,099.75
Mano de obra eléctrica	C/U	1	\$ 2,554,999.22	\$2,554,999.22
				\$13,473,371.74