



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO EN REDES AÉREAS Y REDES SUBTERRÁNEAS DE DISTRIBUCIÓN

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

LUIS STALIN CADENA IPIALES

stalincad90@hotmail.com

DIRECTOR: DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Agosto 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Stalin Cadena Ipiales, bajo mi supervisión.

DR. ING. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Luis Stalin Cadena Ipiales, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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 cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

LUIS STALIN CADENA IPIALES

DEDICATORIA

Este proyecto es dedicado a mis padres, herma y mi sobrina por el apoyo incondicional en los momentos más duros durante mi formación personal y profesional.

Para Jessica Lugmaña por estar junto a mí apoyándome en todos los momentos difíciles, siendo un pilar fundamental para cumplir las metas trazadas.

Luis Stalin Cadena Ipiales

AGRADECIMIENTO

A la ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL y a sus profesores que gracias a las enseñanzas impartidas dentro y fuera del aula han sabido guiarme durante mis estudios.

Al Dr. Ing. Gabriel Salazar por la paciencia y la guía durante la elaboración del presente proyecto.

Al Ing. Ramón Bravo, el cual me brindo la posibilidad de aplicar los conocimientos adquiridos en la Escuela Politécnica Nacional y ha sido una guía permanente durante mi formación como profesional.

Luis Stalin Cadena Ipiales

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
RESUMEN	IX
ABSTRACT	X
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Alcance	2
1.3. Contenido de la Tesis	2
CAPÍTULO II	4
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1. Descripción del Sistema de Distribución	4
2.1.1 Generación	4
2.1.2 Transmisión y Subtransmisión	5
2.1.3 Subestaciones (S/E)	5
2.1.4 Redes de Distribución	5
2.1.5 Transformadores de Distribución	6
2.1.6 Alumbrado Público	9
2.1.7 Acometida Eléctrica	9
2.1.8 Medición	10
2.1.9 Tipos de Usuarios	11
2.1.10 Esquemas de Conexión Según el Consumo	12
2.2. Configuración del Sistema de Distribución	12
2.2.1 Alimentador Primario	12
2.2.2 Circuitos Secundarios	14
2.3. Tipos de Redes de Distribución	17
2.3.1 Redes de Distribución Aéreas	17
2.3.2 Redes de Distribución Subterráneas	23
2.4. Codificación de los Elementos de Redes Aéreas de Distribución	30
2.5. Parámetros de Diseño	31
2.5.1 Demanda Máxima Diversificada Para Clientes Residenciales	31

2.5.2	Demanda Máxima Diversificada Para Cocinas de Inducción	32
2.5.3	Demanda de Diseño	32
2.5.4	Dimensionamiento de Conductores	33
2.5.5	Resistencia de los Conductores	34
2.5.6	Radio Medio Geométrico	36
2.5.7	Distancia Media Geométrica	36
2.5.8	Reactancia Inductiva	37
2.5.9	Reactancia Capacitiva	37
2.5.10	Ampacidad	38
2.5.11	Flujo en Redes de Distribución	49
2.5.12	Caída de Voltaje en Función del Momento Eléctrico	51
2.5.13	Pérdidas de Potencia en Líneas de Distribución	52
2.5.14	Dimensionamiento del Transformador	52
2.6.	Confiabilidad de Redes de Distribución	53
2.6.1	Probabilidad	53
2.6.2	Distribuciones de Probabilidad	53
2.6.3	Función de Densidad de Probabilidad	53
2.6.4	Función de Distribución Acumulada.....	54
2.6.5	Principios de Confiabilidad.....	55
2.6.6	Métodos de Estudio de Confiabilidad	57
2.6.7	Confiabilidad Según el Tipo de Sistema	58
2.7.	Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas de Distribución de Energía	60
2.7.1	Parámetros de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Radial.	60
2.7.2	Parámetros de Confiabilidad de Sistemas de Distribución en Paralelo	61
2.7.3	Parámetros de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Mallados.	62
2.8.	Indicadores Agencia de Regulación y Control de Electricidad	62
2.9.	Indicadores del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica IEEE.....	63
2.10.	Evaluación Económica	64
2.10.1	Costos Directos	65
2.10.2	Costos Indirectos.....	65
2.10.3	Costo Total.....	65
2.10.4	Análisis de Costos Unitarios	65
2.11.	Costos de instalación de Redes de Distribución	66
2.11.1	Costo de instalación de red de Distribución Aérea.....	67
2.11.2	Costo de instalación de red de Distribución Subterránea.....	69
2.12.	Indicadores Financieros.....	71
2.12.1	Valor Actual Neto (VAN).....	71

2.12.2	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	72
2.12.3	Periodo de Recuperación de la Inversión	73
CAPÍTULO III	74
3.	DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS	74
3.1.	Parámetros Técnicos	74
3.1.1	Vida útil de un Sistema de Distribución.....	74
3.1.2	Confiabilidad de Sistemas de Distribución	75
3.1.3	Mantenimiento de Sistemas de Distribución	76
3.1.4	Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución	77
3.2.	Parámetros Económicos.....	80
3.2.1	Pago de la Inversión	81
3.2.2	Vida útil del Proyecto	81
3.2.3	Flujo de Caja	81
CAPÍTULO IV	82
4.	METODOLOGÍA.....	82
4.1.	Propuesta de la Metodología	82
4.1.1	Selección o Identificación del Tipo de Proyecto	82
4.1.2	Ubicación del Área de Diseño.....	82
4.1.3	Revisión Legal Sobre Redes de Distribución	83
4.1.4	Selección o Identificación de los Tipos de Usuarios	83
4.1.5	Cálculo de Redes de Distribución	83
4.1.6	Cálculo de la Demanda	83
4.1.7	Modelamiento del Sistema de Distribución	84
4.1.8	Corrida de Flujo	84
4.1.9	Cálculo de Parámetros de Red	84
4.1.10	Cálculo o Estimación de Inversión para las Alternativas.....	84
4.1.11	Estudio de Confiabilidad	84
4.1.12	Cálculo de Costos	85
4.1.13	Flujo de Caja	86
4.1.14	Cálculo de Parámetros	86
4.1.15	Comparación con la Normativa.....	86
4.1.16	Comparación Técnico-Económica	86
4.1.17	Diseño Definitivo.....	86
4.2.	Flujograma de Metodología Propuesta	86
CAPÍTULO V	92
5.	APLICACIÓN DE METODOLOGÍA.....	92
5.1.	Aplicación de la metodología para un ramal nuevo de un Primario Existente.	92

5.2. Aplicación de la Metodología para Remodelación de Red de Distribución Aérea.	129
CAPÍTULO VI	140
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
6.1. Conclusiones	140
6.2. Recomendaciones	140
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	142
8. ANEXOS	144
ANEXO I. FORMATO PARA COMPUTO DE CABLES	145
ANEXO II. CÓMPUTOS DE CANALIZACIÓN	146
ANEXO III. FORMATO PARA LA DETERMINACIÓN DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES	147
ANEXO IV. FORMULARIO PARA ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS	148
ANEXO V. FORMULARIO PRESUPUESTO PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	149
ANEXO VI. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES RED AÉREA	150
ANEXO VII. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES RED SUBTERRÁNEA	153
ANEXO VIII. CÁLCULO DE PÉRDIDAS INDUCTIVAS RED AÉREA Y RED SUBTERRÁNEA	154
ANEXO IX. CÁLCULO DE AMPACIDAD RED AÉREA Y RED SUBTERRÁNEA	156

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo realizar el estudio técnico económico entre redes aéreas y subterráneas de distribución de energía, para determinar el tipo de red de distribución a implementar o repotenciar en proyectos desarrollados por empresas distribuidoras o proyectistas con los estándares de calidad, seguridad, economía y confiabilidad en la distribución de energía. El análisis se lo realiza con la aplicación de normativas en el reordenamiento de redes del espacio aéreo, de acuerdo a la ubicación de los diferentes tipos de usuarios. Con estas reseñas se procederá a determinar parámetros técnico-económicos para proponer una metodología de comparación de los tipos de redes de distribución que podrían ser implementados y determinar la mejor alternativa de electrificación. Como parte final se empleará la metodología en proyectos particulares con la recomendación del tipo de red de distribución que debería ser implementada.

PALABRAS CLAVE: Suministro de Energía Eléctrica, Distribución de Energía Eléctrica.

ABSTRACT

The objective of this project is to carry out the technical-economic study between aerial and underground energy distribution networks, in order to determine the type of distribution network to be implemented or upgraded in projects developed by distribution companies or designers with the quality, safety, and quality standards. economy and reliability in the distribution of energy. The analysis is done with the application of regulations in the reordering of airspace networks, according to the location of the different types of users. With these reviews will proceed to determine technical-economic parameters to propose a methodology for comparing the types of distribution networks that could be implemented and determine the best alternative for electrification. As a final part, the methodology will be used in particular projects with the recommendation of the type of distribution network that should be implemented.

KEYWORDS: Electric Supply, Distribution of Electric Power.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las redes de distribución, la aplicación de nuevas normativas en el reordenamiento de redes, el uso del espacio aéreo y el crecimiento de la demanda requieren realizar un análisis técnico-económico para definir los tipos de redes de distribución a implementar o repotenciar por parte de las empresas distribuidoras a través de los departamentos de distribución, comercialización o profesionales independientes, los cuales son encargados del diseño de las redes de distribución para suministrar energía a sus clientes, pudiendo ser clientes residenciales, comercio-residenciales, comerciales, industriales o de uso múltiple.

Es por eso que la determinación de parámetros técnicos económicos, así como la de realizar una metodología que ayude a sintetizar los criterios para el diseño de una red de distribución de energía eléctrica, es de vital importancia para suministrar energía eléctrica de manera óptima y confiable brindando un servicio de calidad.

1.1. Objetivos

El objetivo general de este Estudio Técnico es:

Realizar un estudio de comparación técnico-económica entre redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica.

Los objetivos específicos de este Estudio Técnico son:

- Establecer los parámetros técnicos para comparar redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica.
- Establecer los parámetros económicos para comparar redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica.
- Proponer una metodología de comparación entre redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica.
- Aplicar la metodología propuesta a proyectos elaborados de redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica.

1.2. Alcance

En este proyecto se propondrá una metodología para la comparación entre redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica, que enmarcará parámetros técnico-económicos de implementación de una red.

La aplicación de esta metodología determinará qué tipo de red de distribución de energía eléctrica tendrá un mayor rendimiento y rentabilidad.

Esta propuesta permitirá desarrollar elementos de juicio en la selección de alternativas de implementación de redes de distribución de energía eléctrica.

1.3. Contenido de la Tesis

A continuación, se presenta la estructura del presente proyecto de titulación:

- **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

Se puntualiza todo lo referente al problema que motiva la realización de este proyecto de titulación y se establecen los objetivos generales y específicos, así también se indica cual es el alcance del trabajo

- **CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO**

Se realiza una descripción y clasificación de los sistemas de distribución, así como la revisión de los conceptos que se manejan en el estudio de confiabilidad de los sistemas de distribución. Asimismo, se realiza un repaso de los indicadores técnicos, económicos y financieros para la implementación de sistemas de distribución de energía eléctrica, y de esta manera revisar los criterios que determinan a un sistema de distribución.

- **CAPÍTULO III: DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS**

Se desarrollan bases teóricas para la determinación de los parámetros técnicos y económicos que fundamentan el análisis a desarrollarse.

- **CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA**

Se elaborará el procedimiento para realizar la evaluación de las redes de distribución, para la asignación eficiente de los recursos con las diferentes alternativas que podrían ser aplicables.

- **CAPÍTULO V: APLICACIÓN DE METODOLOGÍA**

Se presenta la aplicación de la metodología realizada en dos proyectos de diseño de distribución de energía eléctrica con sus correspondientes implicaciones económicas, y en base a los datos obtenidos del análisis técnico-económico se define el tipo de red a utilizar para cada caso.

- **CAPÍTULO VI: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio realizado.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se plasmará un marco teórico introductorio del Sistema de Distribución, así como los conceptos embebidos en el estudio de las redes de distribución aéreas y redes de distribución subterráneas que fundamentan las temáticas a ser abordadas en el presente trabajo de titulación.

2.1. Descripción del Sistema de Distribución

Los sistemas de distribución están definidas por las áreas de concesiones otorgadas por el antiguo Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) hoy Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), las cuales tienen puntos de conexión con el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), mediante subestaciones de reducción, para poder atender el crecimiento del consumo de energía y potencia de los clientes, así como las conexiones con: centrales eléctricas propias (de existir), conexiones con auto generadores y grandes consumidores. Además, existen conexiones con sistemas eléctricos aislados y conexiones con otros sistemas de distribución. Las empresas distribuidoras disponen de subestaciones de distribución, transformación y de seccionamiento que permiten tener varios anillos de alimentación.

Las condiciones de operación de los sistemas de distribución son dadas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad y las disposiciones dadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) con lo que se define estándares de calidad y productividad.

Entonces el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es el conjunto de equipos que permiten llegar a un número determinado de cargas (clientes) en diferentes lugares de forma segura y confiable a distintos niveles de voltaje.

2.1.1 Generación

Se toma en consideración la generación como parte del sistema de distribución ya que las empresas distribuidoras tienen pequeñas centrales de generación, en relación de la generación del Sistema Nacional Interconectado (SNI), y las tendencias de tener sistemas de generación fotovoltaica.

En cuanto al tipo de generación pueden ser hidráulica, térmica, fotovoltaica o eólica.

2.1.2 Transmisión y Subtransmisión

Las líneas de transmisión son un enlace físico entre dos subestaciones que permiten transportar energía eléctrica, operan a un voltaje superior a los 90 kV.

Las líneas de subtransmisión generalmente son de propiedad de las empresas distribuidoras que permiten transportar energía eléctrica de una subestación del SNT a subestaciones de distribución, operan a un voltaje comprendido entre 46 kV y 69 kV.

Las líneas de subtransmisión pueden ser en Anillo (Rodea lo Urbano) o Radiales (Alimenta centros de carga puntuales Rural).

2.1.3 Subestaciones (S/E)

Las subestaciones son el conjunto de elementos, equipos, instalaciones y sistemas que interviene en el proceso de transformación de energía eléctrica, de tal manera que permiten direccionar adecuadamente el suministro de energía.

- S/E de Recepción de Energía. - Son las subestaciones que redireccionan el flujo de potencia a los diferentes tipos de subestaciones, estas subestaciones transforman la energía eléctrica mediante transformadores de potencia.
- S/E de Distribución. - Estas subestaciones pueden estar ubicadas en centros de carga, de las cuales parten los circuitos primarios que a su vez brindaran servicio a los transformadores de distribución y a clientes que requieren mayor potencia. Las subestaciones de distribución pueden ser a la intemperie, blindadas o dentro de edificaciones.

2.1.4 Redes de Distribución

Alimentan a los diferentes tipos de consumidores. Estas pueden ser en medio voltaje (alimentadores primarios) o en bajo voltaje (circuitos secundarios). En las redes de distribución se tiene diferentes voltajes de servicio con los cuales se diseñan los diferentes tipos de redes y subestaciones, en la Tabla 2.1 se muestran los voltajes de servicio de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ).

Tabla 2.1 Voltajes de servicios

Sub Transmisión	Primarios o Alimentadores		Secundarios		
	Trifásico	Monofásico	Trifásicos	Monofásico	Monofásico 3 hilos
46 kV 138 kV	6,3 kV	13,2 kV 7,6 kV	220 V 210 V	127 V	240 V
	22,8 kV			121 V	
	13,2 kV			120 V	

Los conductores dependen del tipo de red de distribución a emplear, siendo la gran mayoría tipo aérea en donde se usa el conductor de aluminio o aleaciones de aluminio, o para redes subterráneas el conductor de cobre o aluminio aislado con polietileno reticulado retardante extra limpio XLPE con un nivel de aislamiento desde el 100%. Los conductores deben ser dimensionados con la ampacidad adecuada para la demanda solicitada de cada alimentador.

En la Tabla 2.2 se muestran los porcentajes máximos de caídas de voltaje para redes de distribución según la ubicación de las redes de distribución. [1]

Tabla 2.2 Caída de voltaje

	Urbano	Rural
Alimentador primario	3%	3,5%
Circuito secundario	2,5%	3%

Si la subestación que alimenta es con cambiador de taps bajo carga se puede adicionar un 0,5 %.

2.1.5 Transformadores de Distribución

Son parte constitutiva del sistema de distribución, pueden clasificarse en los siguientes, según su ubicación y construcción:

- Transformadores Aéreos

Son transformadores para instalación exterior en postes, pudiendo ser monofásicos, auto protegidos o trifásicos. En la Figura 2.1 se muestran diferentes tipos de transformadores.

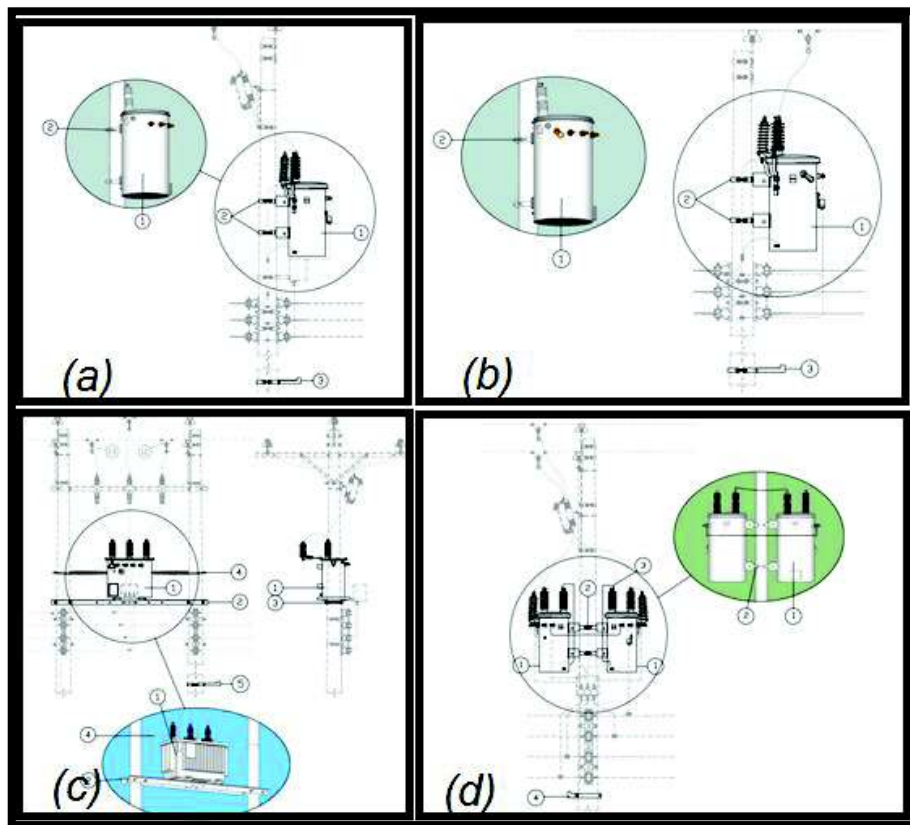


Figura 2.1 (a) Transformador aéreo monofásico (b) Transformador aéreo monofásico auto protegido (c) Transformador aéreo trifásico instalado en dos postes (d) Banco de dos transformadores aéreos monofásicos doble bushing

Fuente: Normas MEER 2015.

Los transformadores auto-protegidos o tipo CSP, Figura 2.1 (b), son construidos internamente con disyuntor termomagnético y pararrayos, su construcción se la hace para tipos de cargas monofásicas, la característica de este tipo de transformadores es que tiene un indicador de sobrecarga. Para los transformadores trifásicos comprendidos entre 75 y 150 kVA se los instala en dos postes (estructura H). Los bancos de dos transformadores monofásicos usan transformadores monofásicos con doble bushing delta abierto, se conecta un bushing a fase y el otro a tierra, interconectando los devanados de una fase de cada transformador. [2]

- Transformadores Tipo Secos

Los transformadores de tipo seco encapsulados al vacío están diseñados a prueba de humedad y son adecuados para funcionar en ambientes húmedos o muy contaminados, un ejemplo de este tipo de transformadores se muestra en la Figura 2.2.



Figura 2.2 Transformador trifásico seco

Fuente: Normas MEER 2015.

Hay que señalar que los transformadores tipo secos son usados para parques fotovoltaicos los cuales no deben estar expuestos directamente a intemperies, estos transformadores reducen el impacto medio ambiental. [2]

- Transformadores Tipo Pedestal

Este tipo de transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos, de tipo radial o mallado de acuerdo con el tipo de red de distribución. Su aplicación es para sistemas de distribución subterráneos ubicados en espacios frecuentados por personas ya que las partes energizadas están aisladas permitiendo un mejor uso del espacio, en la Figura 2.3 se muestra un transformador de este tipo, los cuales son una alternativa ideal para sustituir cuartos de transformación o subestaciones en donde el espacio es reducido, constituyendo una alternativa de menor costo.



Figura 2.3 Transformador tipo pedestal

Fuente: Normas MEER 2015.

- Transformadores Tipo Sumergibles

Los transformadores tipo sumergible son utilizados en sistemas de distribución subterráneos en sectores en donde se encuentren expuestos a inundaciones, este equipo está diseñado para operar ocasionalmente en condiciones de inundación ya que las partes vivas están situadas en la parte superior del equipo. [2]

- Transformador en Cámara Eléctrica.

En este tipo de instalación de transformador la obra civil representa un valor significativo ya que puede llegar a ser superior al valor del transformador. En la Figura 2.4 se muestra la instalación del transformador en la cámara eléctrica, la cual debe estar dimensionada para el alojamiento del transformador, las protecciones a utilizar, las salidas de bajo voltaje, así como espacio suficiente para futuras derivaciones en medio y bajo voltaje

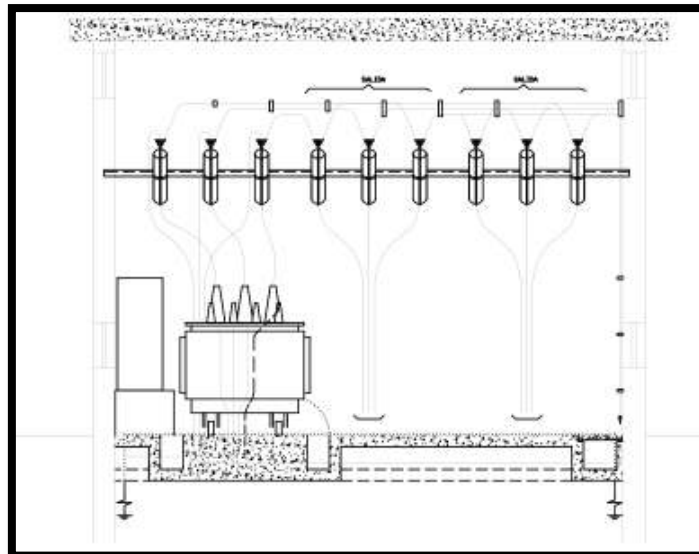


Figura 2.4 Corte de cámara de transformación, con transformador trifásico

Fuente: Elaboración propia.

2.1.6 Alumbrado Público

Constituye uno de los servicios fundamentales para la movilidad, ornamentación y seguridad para la ciudadanía, su funcionamiento empieza generalmente de 6 PM a 6 AM.

2.1.7 Acometida Eléctrica

Es la instalación que servirá para el suministro de energía eléctrica al usuario final, esta instalación se construye desde la red de distribución, donde se conecta un punto eléctrico, hasta el medidor (carga del consumidor) pudiendo ser aérea o subterránea dependiendo

del tipo de red o requerimientos del usuario. En la Figura 2.5 se muestra un ejemplo de acometida de bajo voltaje subterránea para dos usuarios.

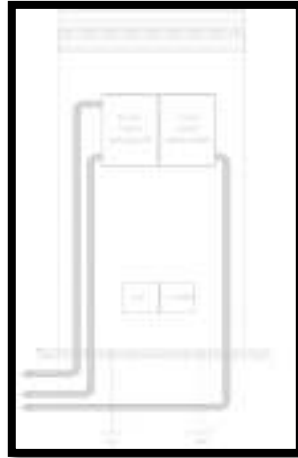


Figura 2.5 Vista frontal de acometida en bajo voltaje subterránea para dos medidores

Fuente: Elaboración propia.

Las acometidas para los tipos de usuarios dependen de la carga instalada, estas pueden proporcionar voltaje primario o voltaje secundario, en la Tabla 2.3 se muestran los tipos de acometidas recomendadas por la EEQ en su norma 2014. [1]

Tabla 2.3 Tipos de acometidas según la capacidad.

kVA acometida	Acometida aérea monofásica 2 hilos	Acometida aérea monofásica o bifásica 3 hilos	Acometida aérea trifásica 4 hilos	Acometida subterránea monofásica o bifásica 3 hilos	Acometida subterránea trifásica 4 hilos
0,1 a 4,5	Recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable
4,51 a 15	No recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable
15,01 a 35	No recomendable	No recomendable	Recomendable	Recomendable	Recomendable
35,01 a 50	No recomendable	No recomendable	No recomendable	Recomendable	Recomendable
>50,01	No recomendable	No recomendable	No recomendable	No recomendable	Recomendable

2.1.8 Medición

La medición de la energía suministrada a los clientes finales se las realiza dependiendo de la carga, pudiendo hacerse con medición en bajo voltaje o medición indirecta con la utilización de transformador combinado de voltaje y corriente para medición en medio voltaje de acuerdo con las recomendaciones de las empresas distribuidoras.

2.1.9 Tipos de Usuarios

Son los consumidores conectados a las redes de distribución. Conforme a las normas EEQ y la Ordenanza 022 del Distrito Metropolitano de Quito D.M.Q. se tiene las siguientes clasificaciones. [1] [3]

- Según el consumo

En la Tabla 2.4 se muestra la clasificación realizada según el estrato de consumos promedios en el mes.

Tabla 2.4 Clasificación de usuarios acorde al consumo mensual del cliente.

CATEGORÍA	ESCALA (kWh/mes/cliente)
E	0-100
D	101-150
C	151-250
B	251-350
A	351-500
A1	501-900
Comerciales e Industriales	Determinar de acuerdo con el uso

Los usuarios C, D, E son sin considerar las cocinas de inducción.

- Según la zonificación

En la Tabla 2.5 se indica la clasificación de los consumidores según la zona que se encuentran dentro del D.M.Q.

Tabla 2.5 Clasificación de los usuarios acorde a la zonificación

CATEGORÍA	DETALLE
A	Alta prioridad de desocupación del espacio aéreo
B	Alta prioridad de reordenamiento del espacio aéreo
C	Alta prioridad patrimonial y simbólica
D	Grandes proyectos urbanos
E	Intervenciones Especiales

Según estas clasificaciones (características de las cargas y condiciones de zonificación) se puede indicar que los sistemas de distribución se clasifican en: INDUSTRIALES, COMERCIALES, URBANOS Y RURALES, cada uno con diferente tipo de zonificación.

2.1.10 Esquemas de Conexión Según el Consumo

Según el consumo establecido para cada cliente ver Tabla 2.4 y los tipos de acometidas acorde a la capacidad del cliente Tabla 2.3 se establecen en la Tabla 2.6 las conexiones de red adecuadas para cada categoría de consumo. [1]

Tabla 2.6 Conexiones de red según la categoría de consumo.

USUARIO	MV	BV
A1	3Ø	3Ø
A	3Ø	3Ø
B	3Ø	3Ø
C	3Ø o 1Ø	3Ø o 1Ø
D	3Ø o 1Ø	3Ø o 1Ø
E	1Ø	1Ø

2.2. Configuración del Sistema de Distribución

2.2.1 Alimentador Primario

El alimentador primario es el encargado de transmitir energía eléctrica desde una subestación de distribución hasta los transformadores de distribución. Los niveles de voltaje se indicaron en la Tabla 2.1.

Configuración Radial

Esta configuración es la más usada ya que su conexión es en forma radial desde una subestación hacia los transformadores de distribución que alimentan a los diferentes tipos de usuarios.

Características:

- 1 solo camino para el flujo
- Calidad del producto “bajo”
- Calidad del servicio “bajo”
- Costo de construcción “bajo”
- Utilizadas en zonas de densidad de carga “bajo” (Rural)

Esquema:

En la Figura 2.6 se esquematiza la configuración de la red de distribución en configuración radial para la subestación que alimenta a alimentadores primarios.

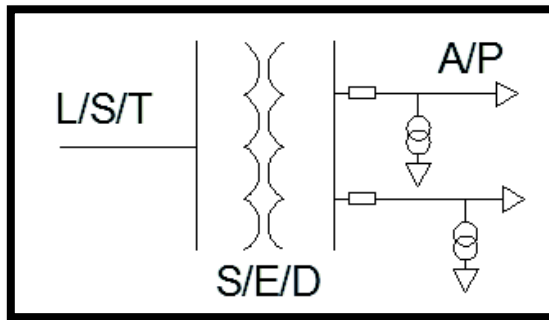


Figura 2.6 Esquema de configuración radial en medio voltaje

Fuente: Elaboración propia.

Configuración Anillo

En la configuración en anillo los circuitos se unen en un disyuntor de enlace, en caso de ocurrir alguna falla se puede seccionar el sector afectado aumentando la confiabilidad del sistema, este sistema se usa en sectores urbanos.

Características:

- Al menos 2 caminos para el flujo
- Calidad del producto “alta”
- Calidad del servicio “alta”
- Costo de construcción “alto”
- Utilizado en zonas de alta densidad de carga

Esquema:

En la Figura 2.7 se muestra el detalle de la configuración en anillo para alimentadores primarios.

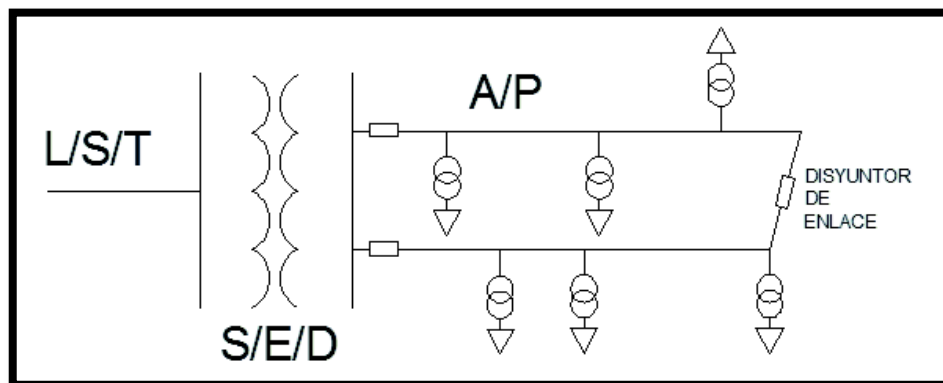


Figura 2.7 Esquema de configuración anillo en medio voltaje

Fuente: Elaboración propia.

Configuración Mallada

La configuración en mallado involucra al menos dos subestaciones de distribución incrementando la confiabilidad.

Características:

- Varios caminos para el flujo
- Calidad del producto “más alta”
- Calidad del servicio “más alta”
- Costo “más alto”
- Utilizado en zonas de importancia estratégica donde la densidad de carga es “más alta”

Esquema:

En la Figura 2.8 se sintetiza una configuración en mallado para alimentadores primarios.

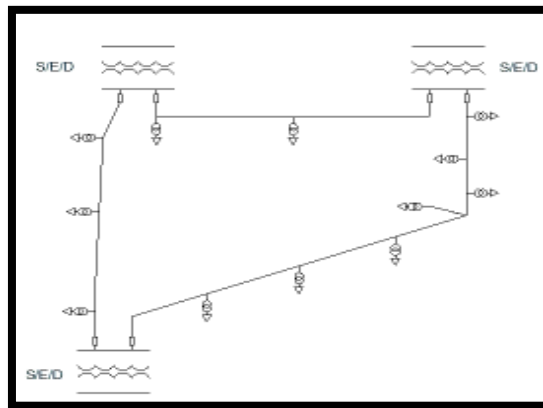


Figura 2.8 Esquema de configuración mallado en medio voltaje

Fuente: Elaboración propia.

2.2.2 Circuitos Secundarios

Al igual que en los alimentadores primarios los sistemas de bajo voltaje (circuitos secundarios) pueden configurarse de diferentes formas y por lo general mantiene el mismo principio de operación que en los alimentadores primarios.

Radial

Empleada por su sencillez y por su bajo costo inicial a pesar de que la continuidad del servicio es limitada ya que solo tiene una sola fuente, este tipo de red es recomendable para zonas muy extensas.

En caso de emergencia los alimentadores soportan la carga adicional por lo que el conductor debe ser del mismo calibre en toda una trayectoria. En la Figura 2.9 se puede observar una síntesis de un circuito de bajo voltaje en configuración radial.

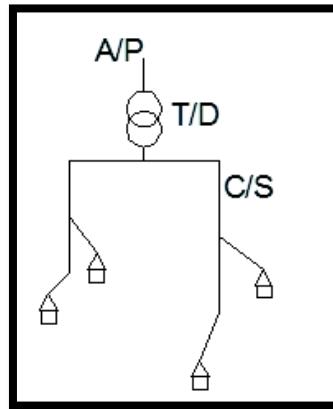


Figura 2.9 Esquema de configuración radial en bajo voltaje

Fuente: Elaboración propia.

Anillo

Este tipo de construcción garantiza un mejor servicio ya que las fallas no afectan a la totalidad de usuarios, son utilizadas en gran concentración de carga donde existe una uniformidad de distribución como en conjuntos habitacionales ya que las ampliaciones pueden suministrarse con la estructura original sin realizar mayores modificaciones a la red. La Figura 2.10 indica la configuración de la red de bajo voltaje para una configuración en anillo.

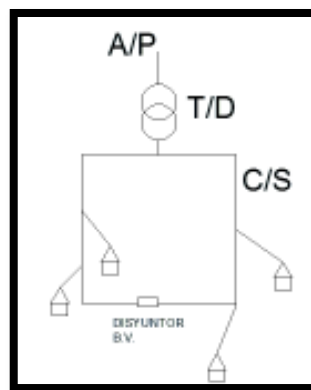


Figura 2.10 Esquema de configuración anillo en bajo voltaje

Fuente: Elaboración propia.

Banqueado

El disyuntor de bajo voltaje puede trabajar normalmente cerrado o normalmente abierto. Si es normalmente abierto trabaja como disyuntor de transferencia, si es normalmente

cerrado los transformadores se encuentran en paralelo para lo cual los transformadores deben tener las siguientes características:

- Voltajes iguales
- Tap de regulación igual
- Frecuencias iguales
- Grupo de conexión igual
- Impedancia del 92,5-107,5% uno de otro, para que la corriente vaya por el de menor impedancia.

El esquema de esta configuración de circuitos de bajo voltaje se muestra en la Figura 2.11.

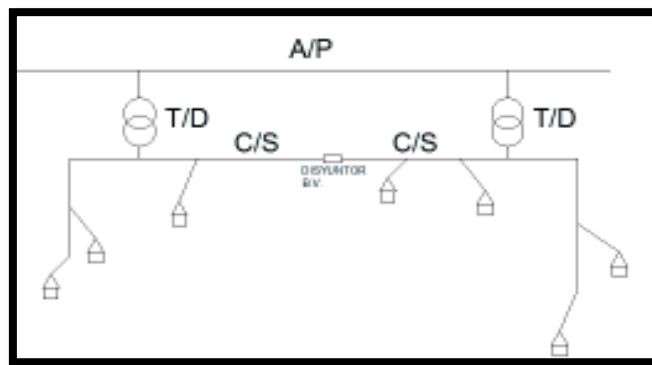


Figura 2.11 Esquema de configuración banqueado en bajo voltaje

Fuente: Elaboración propia.

Mallado

El disyuntor debe ser normalmente abierto y es usado para transferencia de carga. El esquema de conexión se detalla en la Figura 2.12.

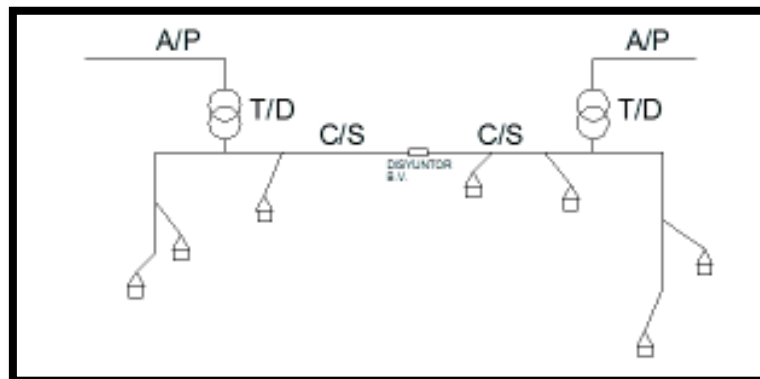


Figura 2.12 Esquema de configuración mallado en bajo voltaje

Fuente: Elaboración propia.

2.3. Tipos de Redes de Distribución

Los tipos de redes de distribución de energía eléctrica se presentan en la Tabla 2.7 los cuales se clasifican según la topología de la red y la utilización de la red de distribución de energía eléctrica.

Tabla 2.7 Tipos de redes de distribución

SUBTERRÁNEA	AÉREA	MIXTA
Conductor aislado en MV y BV	Conductor desnudo en MV y BV o Semiaislado BV	Depende del tipo de usuario, aspectos urbanísticos, urbanos o rurales.
Canalización	Postes	

2.3.1 Redes de Distribución Aéreas

Este tipo de redes de distribución de energía eléctrica son las más usadas por su bajo costo inicial y relativa facilidad al momento de la construcción.

Disposición de los conductores

Las disposiciones de los conductores para redes de distribución de energía eléctrica son en función del nivel de voltaje, y si la red de distribución es monofásica o trifásica con o sin neutro.

- Alimentador Primario

Los alimentadores primarios pueden ser monofásicos o trifásicos, donde las estructuras pueden ser de los siguientes tipos:

- Pasante
- Angular
- Retención
- Doble retención
- Terminal
- Doble terminal

En las siguientes configuraciones:

- Centrada
- Semicentrada
- Bandera

- Line post (Este tipo de estructura es poco usada en distribución, puede ser en disposición vertical, o disposición triangular)
 - Volado
 - En dos postes
 - En tres postes
- Circuitos secundarios

Pueden ser de red desnuda tipo vertical u horizontal, o con red preensamblada. Las estructuras de acuerdo con la aplicación pueden ser:

- Tangente
- Angulo
- Terminal
- Retención
- Doble retención
- Con derivaciones

En las siguientes configuraciones:

- Trifásico + neutro + alumbrado publico

En esta configuración se identifican de la siguiente manera: el neutro en la parte superior, luego la red trifásica de bajo voltaje y al final el piloto para alumbrado público.

- Trifásico + neutro *

Al igual que la estructura anterior y para las demás estructuras en disposición vertical el neutro va en la posición superior.

- Monofásico + neutro
- Monofásico a tres hilos *
- Bifásico *
- Horizontal

En las estructuras con disposición horizontal el neutro se lo identifica por estar al extremo que va hacia dentro, visto de otra forma las fases empiezan desde el extremo que va hacia la calle consecutivamente hasta el neutro con el piloto en una estructura tangente monofásica disposición vertical bajo la estructura de bajo voltaje.

- Preensamblada

*(El que no tenga hilo piloto no significa que no pueda tener alumbrado público)

Vanos

Longitud de poste a poste, la longitud y peso del poste depende del tipo de circuito que se use pudiendo ser de 9 m, 12 m, 14 m y 16 m. [2]

- Vanos Alimentador Primario

El vano para alimentadores primarios depende de la zona ubicada. Su detalle según la ubicación de red se pauta en la Tabla 2.8

Tabla 2.8 Dimensiones de vanos establecidos para el alimentador primario

Alimentador Primario	Líneas (rural)		Red (urbano)
	>100 m < 150 m		
Especiales	150 a 300 m	2 postes	
	> 300 m	3 postes	

- Vanos Circuito Secundario

En el circuito secundario los vanos pueden ser aproximadamente 40 m.

Para la verificación de los tramos de cable a usar es necesario llenar el formulario tramos de cable que se puede observar en el Anexo I.

Fallas

Las fallas en los sistemas de distribución aéreos son en mayor cantidad y de diferente tipo, estas fallas según su duración pueden ser momentáneas o sostenidas. [4]

- Descargas Atmosféricas

Las descargas atmosféricas se producen durante la época de lluvia, las descargas atmosféricas se dan cuando se tiene una diferencia de potencial, estas descargas pueden ser intra-nubes, entre nubes y nube tierra o viceversa.

Como las líneas aéreas de distribución son cuerpos cargados electrostáticamente, se pueden dar descargas atmosféricas que incidan directa o indirectamente sobre la red aérea, produciendo daños debido a la elevada intensidad de las corrientes de descarga.

Los daños llegan a ser considerables ya que los pararrayos pueden estar fatigados por la frecuente solicitación de descargas internar y también por la deficiente calidad de pararrayos por la inadecuada selección de pararrayos debido a malos criterios de selección y dimensionamiento. Otro problema es los valores de resistencia de los sistemas de puesta

a tierra los cuales pueden estar por encima de lo normal, así como el desgaste de los materiales de puesta a tierra.

- Vientos Fuertes

Este tipo de fallas se da por los fenómenos naturales los cuales influyen de gran manera en el correcto funcionamiento de las redes aéreas de distribución, los vientos fuertes ocasionan que los cables de las fases se toquen entre ellos provocando interrupciones momentáneas pero continuas. Esto debido a un mal regulado de cables (vanos flojos) que en épocas de alta temperatura y vientos fuertes provocan que los vanos se elonguen y se produzca el contacto entre fases.

También se pueden producir choques de ramas sobre los conductores produciendo interrupciones en el sistema.

- Generadas Por Personas

Estas fallas son producidas por colisiones de automóviles contra postes, instalaciones clandestinas, construcciones irregulares de edificaciones las cuales están muy cercanas de las redes aéreas de distribución y también por instalaciones realizadas por personal no calificado los cuales pueden incurrir en errores como la conexión del neutro con el piloto del alumbrado público.

Ventajas

Las ventajas en las redes de distribución aéreas son en función de la localización de fallas y del costo del material que se usa. Principalmente en el costo de los conductores, y en el tipo de aislamiento en los transformadores.

- Bajo Costo Inicial

El bajo costo inicial de una red aérea es notable, ya que no requiere la apertura de zanjas ni de cables aislados para poder instalarse, esto hace que el costo inicial sea menor. Un ejemplo comparativo de los costos de los conductores se indica en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Costo de conductores de distribución

CONDUCTOR PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN	
ÍTEM	PRECIO US\$
AÉREO	
CONDUCTOR AAC # 1/0 AWG	1,2
SUBTERRÁNEO	
CONDUCTOR XLPE 25 KV # 2/0 AWG	12,75

En donde se puede notar que el conductor es más económico en redes de distribución aéreas en 10 veces el conductor subterráneo.

- Fácil Localización De Fallas

Se presenta una mayor facilidad al momento de encontrar fallas ya que se las realiza con simple inspección visual, ya que todos sus componentes son visibles, lo que permite repararlas con mayor rapidez.

- Fallas Momentáneas

Estas fallas son de carácter instantáneo ya son producidas por contactos entre las fases por diversos factores como el viento en vanos mal regulados, contacto de objetos extraños a la red como ramas, construcciones clandestinas.

Desventajas

Las desventajas de las redes de distribución de energía eléctrica tipo aéreas son acorde a las fallas ya descritas, y al desarrollo urbanístico de las ciudades.

- Mayor Cantidad De Fallas

Se contabiliza mayor cantidad de fallas por factores extraños a la red, condiciones ambientales y al tipo de construcciones cercanas a la red, las cuales hacen que la red de distribución eléctrica sea más propensa a fallas instantáneas.

- Poca Estética

La estética de una ciudad es la confluencia de lo arquitectónico y la planificación urbanística, y debido a que la estética no puede ser eludida como un factor en la renovación de una ciudad, hace que las redes de distribución aérea pierdan su relevancia en los cambios contractuales de crecimiento.

- Instalaciones Susceptibles A Fenómenos Naturales

Fenómenos como lluvias y las descargas atmosféricas ocasionan que se presenten gran número de fallas que dejan de ser instantáneas bajando la confiabilidad de este tipo de red de distribución.

- Mayor Gasto de Operación y Mantenimiento

En este tipo de redes de distribución las diversas fallas ya descritas anteriormente hacen que el costo de mantenimiento se incremente, ya que el costo para reparar aisladores,

cables, postes, poda de árboles van incrementando con el pasar del tiempo debido a mayores desgastes en los elementos constitutivos de la red lo cual disminuye la vida útil de los elementos y van siendo más costosos.

También existe dificultad al momento de localizar una falla cuando un aislador se resquebraja y se presentan falla por descarga, y cambiar un aislador en costo es bajo, pero en localizar el aislador que se encuentra con este desperfecto hace que este costo incremente.

- Menor Seguridad

Desde el punto de vista de seguridad de la red, con las redes de distribución aéreas se disminuye la seguridad y confiabilidad de la misma, ya que se presentan mayor número de fallas las cuales hacen que sea menos segura su operación.

Desde el punto de vista de seguridad de las personas las redes de distribución aéreas presentan mayor riesgo ya que las construcciones civiles clandestinas son cada vez más cercanas a la red presentando un elevado riesgo de electrocución a las personas y dificultando el trabajo para el mantenimiento.

Componentes de una Red de Distribución Aérea

Los componentes principales de una red de distribución de energía aérea son los siguientes:

- Postes

Que pueden ser de madera, concreto, metálicos o de fibra de vidrio y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Los más utilizados son postes de concreto de 14,12 y 10 metros con resistencia de rotura de 500, 500 y 400 kg respectivamente.

- Conductores

Son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres.

- Crucetas

Son utilizadas crucetas de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros con diagonales en ángulo de hierro.

- Aisladores

Son de tipo ANSI 55,5 para media tensión y ANSI 53,3 para baja tensión.

- Herrajes

Todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado, grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, espigos, etc.

- Equipos de seccionamiento

El seccionamiento se efectúa con seccionadores monos polares para operar sin carga (100 A – 200 A).

- Transformadores

Se emplean transformadores monofásicos, monofásicos autoprotegido o trifásicos tipo distribución según el tipo de cliente y su aplicación.

- Protecciones

Para protección de equipos en medio voltaje pararrayos y en bajo voltaje fusibles

2.3.2 Redes de Distribución Subterráneas

Este tipo de redes actualmente se usan cuando se tiene problemas de espacio y en casos puntuales para evitar la contaminación visual o se desea conservar la estética del entorno. Pero de acuerdo con las ordenanzas vigentes como el caso de la ciudad de Quito se las aplica por ley y no por los beneficios que este tipo de red implica.

Disposición de los conductores

Para la disposición de los conductores se indica las posibles configuraciones en la canalización pudiendo ser esta en zanja o en ducto. La tubería eléctrica que se emplea para la canalización estará en dimensiones y cantidades adecuadas, de acuerdo con el uso, afín a las normativas y, el crecimiento establecido para cada tipo de suelo.

- Zanja (SC)

De acuerdo con el nivel de voltaje será la profundidad del circuito siendo el más profundo el alimentador primario.

Las disposiciones de tipos de zanjas pueden ser las siguientes:

- SC 1 (Medio voltaje + bajo voltaje + alumbrado público)

- SC 2 (Medio voltaje)
 - SC 3 (Medio voltaje + alumbrado público)
 - SC 4 (Bajo voltaje)
 - SC 5 (Alumbrado público)
- Ducto

Disposición similar a la zanja, pero de construcción diferente, usada para cruce de vías, vías y casos especiales.

Para la instalación de los ductos se debe usar tubos lisos de PVC rígido tipo II pesado de diámetro nominal mínimo 110 mm o tubos de cemento. [5]

Las disposiciones de ductos son similares a las de zanja, pero se toma el prefijo SD en ves del SC y continúa con el número de vías.

Ventajas De Tubería Eléctrica

La tubería eléctrica presenta grandes beneficios e allí el por qué debe ser usada solo tubería que cumpla las normativas.

- La materia prima no es conductora eléctrica, las redes o sistemas creados con estas tuberías funcionan como aislante eléctrico.
- Los tubos son construidos con uniones mecánicas flexibles, por cementado solvente, lo que facilita la instalación.
- Las uniones garantizan la estanqueidad del sistema, por lo que garantiza la conservación del cableado interno, libre de fluidos.
- Fácil cableado por la tubería ya que la superficie interna de la tubería es lisa.
- Alta resistencia a la fricción que se produce por el paso de los conductores.
- Las tuberías resisten asentamientos diferenciales y permiten pequeñas deflexiones producidas por cargas externas (vehicular, viviendas, etc.), brindando una excelente resistencia mecánica a los esfuerzos solicitados a ésta.
- Resisten el ataque de aguas con elementos químicos y/o productos químicos circundantes, gradas a la inercia química de compuesto de PVC y a los aditivos usados en la fabricación.
- La materia prima y los aditivos que se utilizan para la producción de la tubería garantiza una vida útil mayor a 50 años.

Distancias mínimas de ancho y profundidad de zanja o ducto.

Para determinar el ancho de zanja mínimo se sigue la Ecuación 2.1 la cual se encuentra en función de diámetros de la tubería seleccionada y las distancias de separación mínimas.

[2]

$$Bd = N * D + (N - 1) * e + 2 * X$$

Ecuación 2.1 Ancho de zanja mínimo

Donde:

Bd = Ancho de zanja

N = Numero de vías sentido horizontal

D = diámetro exterior de tubo

e = espacio entre tubos (min 5 cm)

x = distancia entre tubería y pared de zanja (min 10 cm)

Para determinar la distancia mínima de profundidad hay que tener en consideración la existencia de canalización, pero en términos generales podemos determinar la profundidad con la Ecuación 2.2.

$$Dz = Dm + Y + D * N + (N - 1) * e + S_{nv}$$

Ecuación 2.2 Profundidad de zanja mínima

Donde:

Dz = profundidad de zanja o ducto

Dm = distancia mínima de la acera y la parte superior del tubo (60 cm para aceras, 80 cm tránsito de vehículos, 120 cm cruce de vías)

Y = separación de la parte inferior del tubo final a la base (compacto de arena)

D = diámetro exterior del tubo

N = número de vías en sentido vertical

e = espacio entre tubos (min 5 cm)

S_{nv} = separación entre niveles de voltaje (5 cm entre AP y BV, 10 cm demás casos)

Cuando se tiene diferentes niveles de voltaje se sumarán las distancias de los diferentes tubos más la separación entre los niveles de voltaje.

Para la separación de la tubería se utilizará arena, para la separación entre el tubo superior y la acera o calzada se utilizará relleno compacto.

Señalización

La señalización es de vital importancia para identificar las fases de los circuitos con mayor facilidad, y distinguir el tipo de circuito. La señalización de los conductores no solamente es con la identificación del circuito sino también por el color que se debe indicar en los conductores según la Tabla 2.10.

Tabla 2.10 Señalización de fases por color

U	Azul
V	Verde
W	Amarillo

Pozo – Pozo

La distancia de pozo a pozo recomendadas debe ser de 30 m a 50 m, pero pueden existir pozos a menor distancia dependiendo de la distribución de la lotización.

En el caso de existir acometidas se utilizará los pozos existentes considerando el número de vías adecuado. Las dimensiones de los pozos son de acuerdo con el tipo de utilización de este.

Los criterios de ubicación de los pozos a más de servir a los consumidores finales son para evitar la utilización de codos o derivaciones en ángulos rectos, con lo que se facilita el tendido de cables.

Para la verificación de la construcción y liquidación de materiales es necesario realizar el computo de los pozos como la canalización lo cual se puede ver en el Anexo II.

- Clasificación de los pozos

Se presentan clasificaciones de pozos según la localización y su funcionamiento siendo los más comunes los de la Norma EEQ 2014 ver Tabla 2.11, ya que se tenía como regulación esta norma y esto cambio según el acuerdo ministerial 211 del 30 de julio del 2013, lo cual expresa que se debe cambiar a lo establecido en el MEER ver Tabla 2.12 [1] [2]

Tabla 2.11 Clasificación de pozos por localización de los mismos

TIPO	LARGO	ANCHO	PROFUNDIDAD
Pozo bajo voltaje cruce de vía	100	100	110
Pozo medio voltaje cruce de vía	120	120	150
Pozo bajo voltaje acera	80	100	90
Pozo de medio voltaje acera	90	120	130

Tabla 2.12 Clasificación de pozos de acuerdo con la aplicación

TIPO	LARGO	ANCHO	PROFUNDIDAD	APLICACIÓN
A	60	60	75	AP-ACOMETIDA
B	90	90	90	MV-BV-AP
C	120	120	120	MV-BV-AP
D	160	120	150	MV-BV-AP
E	250	200	200	MV-BV-AP

La utilización de los pozos tipo C, D y E son acorde a su utilización y localización, el pozo tipo C para derivaciones, tipo D y E para alojamiento de módulos pre moldeados para derivación y seccionamiento, normalmente en las esquinas.

Fallas

A diferencia de las redes de distribución aérea las fallas en las redes de distribución subterránea son de menor cantidad, pero estas fallas son en su mayoría sostenidas.

- Aislamiento del cable

Estas fallas suceden por el deterioro del aislamiento del cable, producidos por aplastamiento, mal empaquetamiento de los conductores o demasiados conductores por la misma vía, perforación o por roedores; esto se hace evidente cuando el apantallamiento esta rasgado, la cubierta está rota o cuando el conductor esta torcido. Al suceder este tipo de eventos y al actuar el campo eléctrico sobre él, llega un momento en donde se da la disrupción provocando la interrupción del flujo de energía.

- Maltrato mecánico del conductor

Se presenta durante la instalación en los ductos en donde el conductor sufre daño mecánico y poco a poco el aislamiento se va deteriorando hasta llegar consecuentemente

a la interrupción del flujo eléctrico debido a que se pierde el aislamiento de conductores, esto se ve en la mala selección de los ductos y el no utilizar el criterio de la utilización de los pozos los cuales evitan el uso de codos, por lo que en la instalación provocan sobreesfuerzo mecánico en el conductor para poder realizar la instalación.

- Aislamiento en particular

Esto se da cuando se reutiliza la cinta semiconductora o se coloca la cinta semiconductora de manera defectuosa al colocar terminales, conectores o empalmes obteniendo un mal aislamiento o cuando se tiene un conductor con cortes en el aislamiento por el mal almacenamiento de este y se trata de recomponer el cable, pero sin tomar en cuenta la cantidad necesaria para que la cinta tenga las mismas cualidades del aislamiento que debe tener el cable.

- Aislamiento en conectores

Estas fallas se producen cuando se ha seleccionado mal el material de aislamiento para la aplicación y el aislamiento interno del conector no resiste la temperatura de operación, calentándose y perforándose, provocando interrupción del flujo eléctrico

Ventajas

Las ventajas que presenta una red subterránea son muchas con respecto a otros tipos de sistemas, sin embargo, dependiendo de la zona de aplicación de una red pueden presentar inconvenientes, como en una zona de carga baja, en donde su costo es elevado, pero hay un punto dirimente que es como se dijo la aplicación en donde es necesario el cambio de la topología de la red.

Las diferentes ventajas de una red subterránea se las describe a continuación:

- Menor número de fallas

Como las redes subterráneas de distribución están ajenas a los agentes externos de la naturaleza este tipo de redes son menos propensos a fallas, lo que implica en comparación con las redes aéreas de distribución menor número de fallas.

- Menor costo de operación y mantenimiento

Por lo anterior descrito las redes subterráneas de distribución se disminuyen el costo para mantener operando este tipo de red de distribución estableciendo un mayor rendimiento al momento de dar mantenimiento.

- Estética, apariencia visual y seguridad en el entorno

Las redes de distribución subterráneas al estar ocultas mejoran la estética y la apariencia visual del medio, proporcionando mayor seguridad a las personas, continuidad, calidad y confiabilidad al suministrar energía eléctrica.

Desventajas

Las desventajas de las redes de distribución subterráneas al igual que las redes de distribución aérea son en función de las fallas y de los costos.

- Mayor costo inicial

Por lo general cuando se hace referencia a una red de distribución subterránea se la asocia como costosa o de alto precio; si bien construir este tipo de redes tiene una inversión inicial alta los beneficios mostrados; en especial la seguridad para las personas la cual es incalculable; son mayores los cuales se denotarán en el análisis comparativo que se mostrara en la Aplicación de la Metodología.

- Fallas permanentes

Debido a la dificultad de determinar la localización de la falla y ya que la instalación es subterránea hace que cuando se presente una falla esta sea permanente, también es conveniente mencionar que en la actualidad las redes aéreas usan cable preensamblado para redes de bajo voltaje lo cual también dificulta la localización de fallas en redes aéreas de distribución.

- Poca inversión en este tipo de red

Debido a los costos iniciales relacionados con las redes de distribución subterráneas hace que se dé menor inversión en este tipo de redes de distribución para las remodelaciones y nuevos proyectos.

Componentes de una Red de Distribución Subterránea

Los componentes principales de una red de distribución de energía subterránea son los siguientes:

- Ductos

Pueden ser de cemento, de PVC o Conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas para medio y bajo voltaje.

- Cables

Pueden ser mono polares o tripolares aislado en polietileno XLPE, de polietileno reticulado EPR de caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco en calibres de 750 - 500 - 450 - 350 - 250 MCM, 4/0 al 2/0 AWG en sistemas de medio voltaje y para bajo voltaje cables aislados para 2000 y 600 V tipo TTU.

- Cámaras

Son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos.

- Empalmes uniones y terminales

Permite dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos.

2.4. Codificación de los Elementos de Redes Aéreas de Distribución

Para la reducción de espacio en planos y formularios requeridos por las empresas distribuidoras se usa una codificación para cada elemento. El MEER a través de la Homologación Unidades de Propiedad codifica los diferentes elementos de los sistemas de distribución al cual lo podemos identificar con el identificador nemotécnico el cual es expresado en cinco campos ver Figura 2.13, este identificador nemotécnico lo podemos abreviar generalmente con el uso de los 3 últimos ítems.

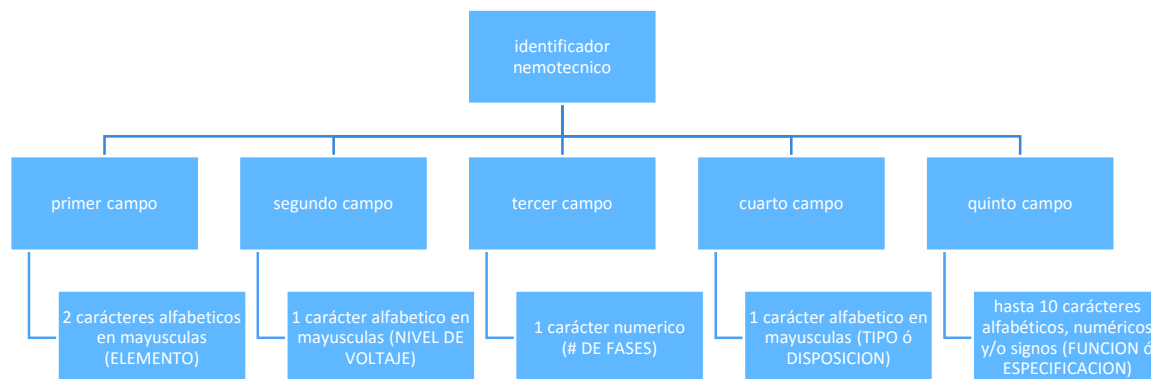


Figura 2.13 Identificados Nemotécnico de Redes de Distribución

Fuente: Elaboración propia.

En los campos donde no aplica las características se usará el carácter “O” para completar el identificador nemotécnico.

2.5. Parámetros de Diseño

Para realizar un diseño de redes de distribución eléctrica es necesario calcular los parámetros que se describen en esta sección. Estos parámetros son acorde a la normativa vigente y los requerimientos de las Empresas Distribuidoras quienes son las encargadas de aprobar los proyectos particulares o elaborar los proyectos dependiendo de sus necesidades.

2.5.1 Demanda Máxima Diversificada Para Clientes Residenciales

El fin de determinar la demanda máxima diversificada es evitar alimentadores de sistemas sobrecargados, considera la diversidad entre cargas similares y la no coincidencia entre los picos de los diferentes tipos de carga, a través del Factor de coincidencia y el Factor de la energía consumida por mes y por cliente con la demanda máxima.

$$DMD = FactorM \times FactorN$$

Ecuación 2.3 Demanda máxima diversificada

Donde:

DMD = Demanda máxima diversificada [kW]

$FactorM$ = Factor de coincidencia

$FactorN$ = Relación de la energía consumida por mes y por cliente con la demanda máxima

Para el crecimiento de la demanda se usa la tasa de crecimiento geométrico y al despejar esta ecuación se obtiene el crecimiento de la demanda máxima diversificada la cual se muestra en la Ecuación 2.4.

$$DMD = DMDactual \times (1 + r)^t$$

Ecuación 2.4 Crecimiento de la demanda máxima diversificada

Donde:

$DMDactual$ = Demanda máxima diversificada actual

r = Tasa de crecimiento

t = Periodo de diseño en años

Para el dimensionamiento de transformadores diseñar con un tiempo de 10 años.

Para clientes comerciales e industriales la DMU se calcula acorde al Anexo III, donde se calcula acorde a los requerimientos que son independientes de cada cliente.

2.5.2 Demanda Máxima Diversificada Para Cocinas de Inducción

Para la determinación de demanda por cocinas de inducción hay que establecer el factor de coincidencia para las cocinas de inducción Ecuación 2.6, este factor es multiplicado por: el 60% de la demanda máxima diversificada (establecido por el MEER para el pico de demanda por la noche), el número de cocinas de inducción y la demanda máxima unitaria para la cocina de inducción.

$$DMD_{CI} = 0,6 \times N_{CI} \times FC_{CI} \times DMU_{CI}$$

Ecuación 2.5 Demanda máxima diversificada para cocinas de inducción

Donde:

DMD_{CI} = Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción

N_{CI} = Numero de cocinas de inducción

FC_{CI} = Factor de coincidencia

DMU_{CI} = Demanda máxima unitaria de cocina de inducción igual a 2,4 [kW]

El factor de coincidencia FC_{CI} se calcula de la Ecuación 2.6.

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times N_{CI}^{-0,128443} + 0,037$$

Ecuación 2.6 Factor de coincidencia para cocina de inducción

2.5.3 Demanda de Diseño

La demanda en un punto dado se calcula mediante la Ecuación 2.7 la cual es igual a la suma de las demandas de usuarios, demanda de alumbrado público, demanda de pérdidas técnicas y la demanda por cocinas de inducción en relación al factor de potencia.

$$DD = \frac{DMD + D_{AP} + D_{PT} + DMD_{CI}}{FP}$$

Ecuación 2.7 Demanda de diseño

Donde:

DD = Demanda de diseño [kVA]

D_{AP} = Demanda de alumbrado público [kW]

D_{PT} = Demanda de pérdidas técnicas resistivas [kW]

DMD_{CI} = Demanda máxima diversificada de cocinas de inducción [kW]

FP = Factor de potencia.

Consideraciones de diseño:

- Para clientes de consumo mayor o igual al tipo B no considerar la DMD_{CI} .
- El FP será 0,95.
- Las D_{PT} serán de 3,6% para redes secundarias, acometida y contadores de energía, si el diseño es cámaras de transformación que sirven a edificios residenciales donde no hay red secundaria las pérdidas serán del 1%.
- Para diseños en cámaras de transformación que sirven a edificios residenciales no se tomara la D_{AP} .
- Para recorridos de redes de distribución tomar como referencia una separación de 140 metros entre transformadores, así como la caída de tensión que se determina en los siguientes subcapítulos.

2.5.4 Dimensionamiento de Conductores

Para la selección de los conductores de medio voltaje y bajo voltaje usar los que se describen en la Tabla 2.13 en donde se muestran los calibres de conductores a usar según el uso, para las rede de distribución subterráneas usar los descritos en la Tabla 2.14.

Para los conductores subterráneos considerar la ampacidad de los mismos que es menor a la designada en tablas por los fabricantes, ya que esta ampacidad depende del agrupamiento de los conductores y la profundidad a la que se encuentran los mismos.

Tabla 2.13 Conductores para redes de distribución Aéreas

	ACSR PARA PRIMARIOS	AAC PARA SECUNDARIOS	ALUMBRADO PUBLICO AAC	ACOMETIDA
	CABLE	CABLE	CABLE	CABLE
mínimo	2 AWG	1/0 AWG		
común	2/0 AWG	3/0 AWG	4 AWG	4 AWG
máximo	350 mcm	4/0 AWG		

Tabla 2.14 Conductores para redes de distribución subterránea

MATERIAL	XLPE PRIMARIOS		XLPE SECUNDARIOS		ALUMBRADO PUBLICO		ACOMETIDA
	MAX	MIN	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
Cu	4/0 AWG	2/0 AWG	1/0 AWG	300 MCM	6 AWG	2 AWG	6 AWG
Al	350 MCM	4/0 AWG	3/0 AWG	500 MCM	4 AWG	1/0 AWG	4 AWG

2.5.5 Resistencia de los Conductores

La resistencia de los conductores viene dada por la Ecuación 2.8, este dato lo obtenemos de tablas de fabricantes.

$$R1 = \rho \frac{l}{S} [\Omega]$$

Ecuación 2.8 Resistencia del conductor

Donde:

$R1$ = Resistencia del material a condiciones normales.

ρ = resistividad del conductor, 0,028 para el aluminio y 0,0172 para el cobre.

l = longitud del conductor. *[Km]*.

S = Sección transversal del conductor

Efectos de la Temperatura Sobre la Resistencia.

La temperatura, así como el cableado del conductor hacen que la resistencia aumente, pero para fines prácticos tomaremos como referencia el incremento de la temperatura en la Ecuación 2.9 ya que la resistencia es dato de fabricante.

$$R(T) = R1(1 + \alpha (T1 - T))$$

Ecuación 2.9 Resistencia a temperatura de operación

Donde:

$R(T)$ = Resistencia del material a la temperatura de operación.

R_1 = Resistencia del material a condiciones normales, dato del fabricante.

α = Coeficiente de temperatura, depende de cada material, para el cobre y aluminio se usa el valor de $3,9 \times 10^{-3}$ en $[\frac{1}{^\circ C}]$.

T_1 = Temperatura a condiciones normales.

T = Temperatura de operación.

Resistencia a la Corriente Alterna

La resistencia del conductor a corriente alterna será la expresada en la Ecuación 2.10.

$$R_1 = R(1 + Y_S + Y_P)[\Omega]$$

Ecuación 2.10 Resistencia a corriente alterna

Factor Debido al Efecto Piel

El efecto piel sobre el conductor está dado por la Ecuación 2.11.

$$Y_S = \frac{X_S^4}{192 + 0.8X_S^4}$$

Ecuación 2.11 Factor efecto Piel

Donde:

$$X_S^2 = \frac{8\pi f}{R_1} \times 10^{-4} \times k_S$$

$k_S = 1$ para conductor redondo

$k_S = 0.435$ para conductor compactado segmental

Factor Debido al Efecto de Proximidad

El efecto de proximidad en el conductor está dado por la Ecuación 2.12

$$Y_P = \frac{X_P^4}{192 + 0.8X_P^4} \left(\frac{dc}{S} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{dc}{S} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_P^4}{192 + 0.8X_P^4} + 0.27} \right]$$

Ecuación 2.12 Factor efecto proximidad

Donde:

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R1} \times 10^{-4} \times k_p$$

$k_p = 1$ para conductor redondo

$k_p = 0.37$ para conductor compactado segmental

Resistencia del Aislamiento

La resistencia del aislamiento para conductores subterráneos está dada por la Ecuación 2.13.

$$R_A = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{R}{r}$$

Ecuación 2.13 Resistencia del aislamiento

2.5.6 Radio Medio Geométrico

Concepto matemático para el cálculo de la inductancia. El radio medio geométrico para conductores compuestos está definido por la Ecuación 2.14.

$$RMG = \sqrt[n^2]{(D_{aa}D_{ab} \dots D_{an})(D_{ba}D_{bb} \dots D_{bn}) \dots (D_{na}D_{nb} \dots D_{nn})}$$

Ecuación 2.14 Radio medio geométrico

En la Tabla 2.15 se muestran valores del radio medio geométrico para conductores de varios hilos.

Tabla 2.15 Radio Medio Geométrico

CONDUCTOR	RMG
1H	0.779r
7H	2.1767r
19H	3.79r

2.5.7 Distancia Media Geométrica

Es la media geométrica de las distancias de cada hilo de cada fase con cada uno de los hilos de las otras fases, está dada por la Ecuación 2.15.

$$DMG = \sqrt[mn]{(D_{aa}D_{ab} \dots D_{am})(D_{ba}D_{bb} \dots D_{bm}) \dots (D_{ma}D_{mb} \dots D_{mn})}$$

Ecuación 2.15 Distancia media geométrica

En la Tabla 2.16 se muestran los equivalentes de la distancia media geométrica para diferentes disposiciones de los circuitos.

Tabla 2.16 Distancia Media Geométrica

CONFIGURACIÓN DE RED	DMG
Fase – Neutro	d
Trifásica lineal simétrica	$d\sqrt[3]{2}$
Trifásica lineal asimétrica	$\sqrt[3]{ab(a+b)}$
Trifásica triangular asimétrica	$\sqrt[3]{abc}$
Trifásica triangular simétrica (triángulo equilátero)	d

2.5.8 Reactancia Inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia y el valor de la inductancia del cable y se obtiene de acuerdo con la Ecuación 2.16.

$$X_L = 2\pi fL$$

Ecuación 2.16 Reactancia inductiva

Donde la inductancia se calcula en la Ecuación 2.17.

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG}$$

Ecuación 2.17 Inductancia

Por lo que la reactancia inductiva será la que se muestra en la Ecuación 2.18.

$$X_L = 4\pi f \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

Ecuación 2.18 Reactancia inductiva

2.5.9 Reactancia Capacitiva

La reactancia capacitiva para los conductores está dada por la Ecuación 2.19, en el equivalente de línea corta este valor será despreciable.

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} [\Omega \cdot m]$$

Ecuación 2.19 Reactancia Capacitiva

Donde la capacitancia se calcula en la Ecuación 2.20.

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{D}{d}} [F/m]$$

Ecuación 2.20 Capacitancia

Donde:

ϵ_0 =Permitividad en el vacio

ϵ_r =Permitividad relativa, para XLPE 2.3

D = Diámetro exterior del aislante

d = Diámetro interior del aislante

La capacitancia para un circuito monofásico se obtiene de la Ecuación 2.21.

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{D}{r}} [F/m]$$

Ecuación 2.21 Capacitancia monofásica

La capacitancia para un circuito trifásico balanceado se obtiene con la Ecuación 2.22.

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{(D_{12}D_{23}D_{13})^{1/3}}{r}} [F/m]$$

Ecuación 2.22 Capacitancia trifásica balanceada

2.5.10 Ampacidad

La ampacidad de los conductores es la cantidad de corriente que el conductor puede llevar sin exceder cierto valor de temperatura especificado. Este concepto es de vital importancia ya que en el diseño de líneas de distribución y transmisión los aumentos de temperatura exagerados afectan a la selección del conductor, por tal motivo es necesario considerar la capacidad de corriente máxima que soporta un conductor (ampacidad).

Este cálculo se lo realiza para que los conductores no se vean alterados en sus propiedades eléctricas y mecánicas, ya que si la densidad de corriente excede ciertos límites puede alterar su conductividad y resistencia mecánica.

2.5.10.1 *Ampacidad Conductores Aéreos*

En estado estable se cumple que el calor que ingresa al conductor debe ser igual al que sale. Para los conductores aéreos se tiene:

Calentamiento solar + Calentamiento interno debido a la corriente = disipación por convección (refrigeración por viento) + Enfriamiento por radiación a objetos circundantes.

En la Ecuación 2.23 se detalla el equilibrio térmico que se cumple en los conductores aéreos.

$$Q_S + I^2 R(T_C) = Q_C + Q_R$$

Ecuación 2.23 Equilibrio térmico

Donde:

Q_S = Ganancia de calor por radiación solar [W/m]

I = Corriente de la línea [A]

$R(T_C)$ = Resistencia eléctrica a la temperatura de conducción [Ω/m]

Q_C = Pérdida de calor por convección [W/m]

Q_R = Pérdida de calor por radiación [W/m]

De donde se obtiene la corriente de la línea en la Ecuación 2.24.

$$I = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R(T_C)}}$$

Ecuación 2.24 Ampacidad cables aéreos

Ganancia de calor por radiación solar

La ganancia de calor se tiene con la Ecuación 2.25.

$$Q_S = K_a D Q_{sh}$$

Ecuación 2.25 Calor por radiación solar

Donde:

K_a = Coeficiente de absorción solar, usualmente 0.5 sin unidades.

D = Diámetro de cable [m]

Q_{sh} = Radiación solar (850-1350) [W/m^2]

Pérdida de calor por convección

Las pérdidas de calor por convección se obtienen de la Ecuación 2.26.

$$Q_C = \pi \lambda Nu (T - T_a)$$

Ecuación 2.26 Calor por convección

Donde:

λ = Conductividad térmica del aire a determinada temperatura [W/mK]

Nu = Numero de Nusslet Un

T = Temperatura del cable [K]

Ta = Temperatura ambiente [K]

Para velocidad del viento baja el número de Nusslet Un será el de la Ecuación 2.27.

$$Nu = 0.32 + 0.43 (Re^{0.52})$$

Ecuación 2.27 Nusslet Un, baja velocidad

Para velocidad del viento alta el número de Nusslet Un será el de la Ecuación 2.28.

$$Nu = 0.24 (Re^{0.52})$$

Ecuación 2.28 Nusslet Un, alta velocidad

Donde:

Re = Número de Reynolds

$$Re = \frac{v D y}{n}$$

Ecuación 2.29 Número de Reynolds

Donde:

v = Componente perpendicular de la velocidad del viento [m/s]

D = Diámetro del cable [m]

y = Masa específica [kg/m³]

n = Viscosidad dinámica del aire [Ns/m²]

Para el caso de estudio tendremos:

$T = 80$ [°C], $y = 1$, $\lambda = 0.0301$, $n = 0.213$

Pérdida de calor por radiación

Las pérdidas de calor por radiación estarán definidas por la Ecuación 2.30

$$Q_R = ks ke D \pi (T^4 - Ta^4)$$

Ecuación 2.30 Calor por radiación

Donde:

k_s = Constante de Stefan - Boltzmann para radiación de caja negra

$$k_s = 5.6704 \times 10^{-8} [W/m^2K^4]$$

k_e = Coeficiente de emisividad cercano a 0 para conductores nuevos y 0.6 conductores sucios o usados.

D = Diámetro del cable [m]

T = Temperatura del cable [°K]

T_a = Temperatura ambiente [°K]

2.5.10.2 Ampacidad Conductores Subterráneos

Para determinar la ampacidad de conductores subterráneos estableceremos la analogía entre la ley de Ohm Ecuación 2.31 y la transferencia de calor a través de elementos que se oponen al flujo, con un gradiente de temperatura que se denomina ley térmica de Ohm que se denota en la Ecuación 2.32.

$$V = IR$$

Ecuación 2.31 Ley de Ohm

$$\Delta\theta = \theta_f - \theta_i = Rt W$$

Ecuación 2.32 Ley térmica de Ohm

Donde

Rt = Resistencia térmica que se opone al flujo de calor, analogía a la resistencia eléctrica.

W = Calor generado en el cable, análogo a la corriente

$\Delta\theta$ = Gradiente de temperatura originado por la diferencia de temperatura, análogo al voltaje

En estado estable se tiene que la capacidad de los conductores depende de varios parámetros, entre ellos:

- Numero de cables y tipo de cable
- Construcción del cable y los materiales del aislamiento
- Distancia entre cables

Partes de un Conductor Monopolar

En la Figura 2.14 se observa a detalle las partes constitutivas del conductor XLPE, pudiendo ser este de cobre Cu o aluminio Al, para un nivel de voltaje 5, 15 y 25 [kV] con un nivel de aislación del 100, 133 o 173 % con pantalla electrostática de cinta o hilos.

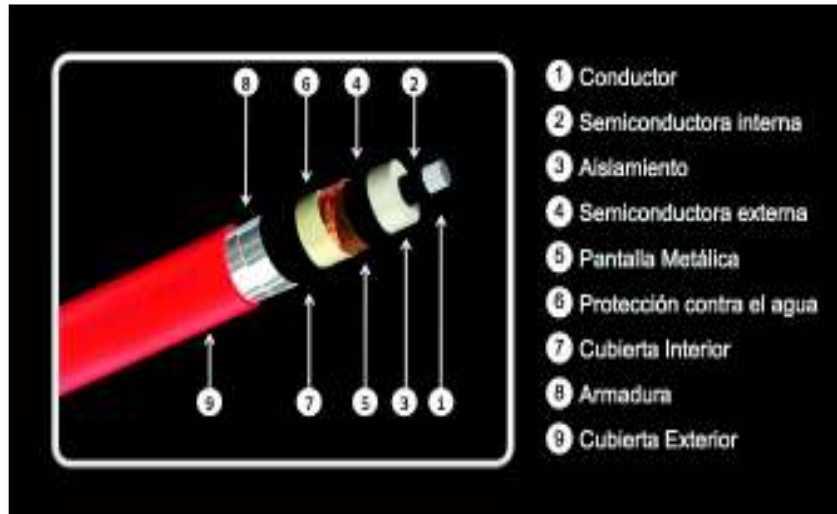


Figura 2.14 Conductor monopolar XLPE

Fuente: Elaboracion propia

Equivalente Térmico de Conductor subterráneo

Para determinar la corriente que puede circular por el conductor se usa la equivalencia térmica de los cables y obtenemos ecuaciones de estado estable. En la figura se muestra el modelo de un circuito incluido las pérdidas por dieléctrico.

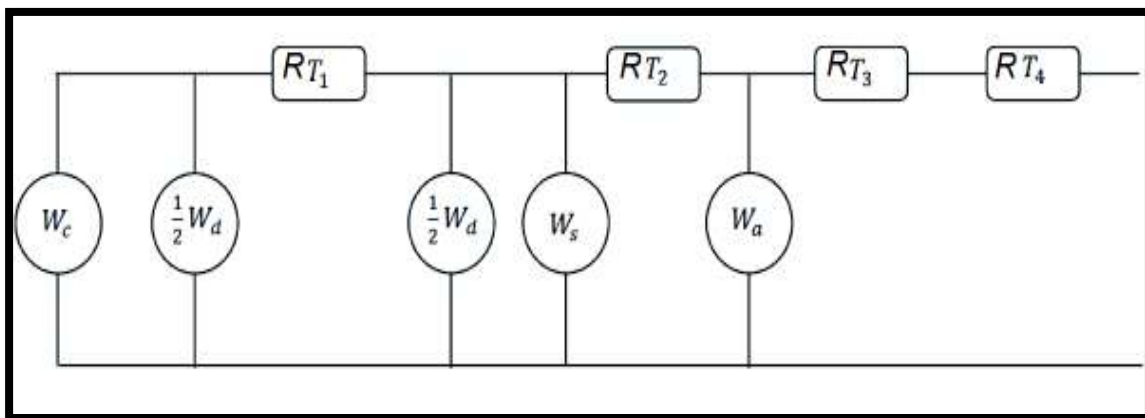


Figura 2.15 Circuito equivalente térmico de conductor aislado

Fuente: Elaboracion propia

Donde:

$W_c, W_d, W_s, W_a \left[\frac{W}{m} \right]$ = Calor generado en el conductor, dieléctrico, pantalla y armadura.

$R_{t1}, R_{t2}, R_{t3}, R_{t4} \left[\frac{Km}{W} \right]$ = Resistencia térmica del aislamiento, cubierta (solo cables armados), cubierta externa y resistencia térmica externa.

Las pérdidas por el efecto joule se expresan en la Ecuación 2.23, donde se tiene las pérdidas en el conductor, pantalla metálica y la armadura. Las pérdidas metálicas y de armadura se expresan en función de las pérdidas del conductor.

$$W_j = W_c + W_s + W_a = W_c (1 + \lambda_1 + \lambda_2)$$

Ecuación 2.33 Equivalente de pérdidas efecto joule

Donde:

λ_1 = Factor de pérdidas de la cubierta metálica.

λ_2 = Factor de pérdidas de la armadura.

De la ecuación de la ley térmica de Ohm obtenemos el equivalente en la Ecuación 2.34.

$$\Delta\theta = W_c \sum R_{tc} + \frac{1}{2} W_d1 \sum R_{td1} + \frac{1}{2} W_d2 \sum R_{td2} + W_s \sum R_{ts} + W_a \sum R_{ta}$$

Ecuación 2.34 Equivalente Ley térmica de Ohm

Donde:

$$\frac{1}{2} W_d1 = \frac{1}{2} W_d2$$

Entonces el equivalente de la ley térmica de Ohm para cables subterráneos será la de la Ecuación 2.35:

$$\Delta\theta = W_c \sum R_{tc} + \frac{1}{2} W_d1 \left(\sum R_{td1} + \sum R_{td2} \right) + W_s \sum R_{ts} + W_a \sum R_{ta}$$

Ecuación 2.35 Ley térmica de Ohm cable subterráneo

Donde:

$\sum R_{tc}$ = Suma de las resistencias térmicas que se oponen al flujo de calor en el conductor.

$\sum R_{td1}$ = Suma de las resistencias que se oponen al flujo de calor en la primera capa del dieléctrico.

$\sum Rtd2$ = Suma de las resistencias que se oponen al flujo de calor en la segunda capa del dieléctrico.

$\sum Rts$ = Suma de las resistencias que se oponen al flujo de calor en la pantalla.

$\sum Rta$ = Suma de las resistencias que se oponen al flujo de calor en la armadura.

Del modelo del conductor para cable monopolar se tiene:

$$\Delta\theta = Wc(Rt1 + Rt2 + Rt3 + Rt4) + \frac{1}{2}Wd1[(Rt1 + Rt2 + Rt3 + Rt4) + (Rt2 + Rt3 + Rt4)] + Ws(Rt2 + Rt3 + Rt4) + Wa(Rt2 + Rt3 + Rt4)$$

Ecuación 2.36 Ley térmica de Ohm cable subterráneo en ducto

Y de las pérdidas de efecto joule tenemos obtenemos los equivalentes de pérdidas en pantalla y armadura en las Ecuaciones 2.37 y 2.38 respectivamente.

$$Ws = \lambda1Wc$$

Ecuación 2.37 Equivalente pérdidas en pantalla

$$Wa = \lambda2Wc$$

Ecuación 2.38 Equivalente pérdidas en la armadura

Por lo tanto, la ecuación de la ley térmica de ohm para el conductor será la Ecuación 2.39.

$$\Delta\theta = (Wc + 0.5Wd)Rt1 + [Wc(1 + \lambda1) + Wd]Rt2 + [Wc(1 + \lambda1 + \lambda2) + Wd(Rt3 + Rt4)]$$

Ecuación 2.39 Equivalente Ley térmica de Ohm cable subterráneo en ducto

Y de las pérdidas en los conductores se tiene:

$$Wc = I^2R$$

Ecuación 2.40 Pérdidas de calor en conductores subterráneos

Donde:

$$\Delta\theta = (I^2R + 0.5Wd)Rt1 + [I^2R(1 + \lambda1) + Wd]Rt2 + [I^2R(1 + \lambda1 + \lambda2) + Wd(Rt3 + Rt4)]$$

Ecuación 2.41 Ampacidad cable subterráneo en ducto

Y para obtener la ampacidad para el cable monopolar despejamos la corriente.

Para la disposición de tres o más conductores monopolares en un ducto se obtienen acorde a los cambios de resistencia térmica en la cubierta, resistencia térmica en la cubierta

externa y resistencia térmica externas mencionadas en las Ecuaciones 2.42, 2.43 y 2.44 respectivamente.

$$Rt2 = nRt2$$

Ecuación 2.42 Resistencia térmica de la cubierta disposición multiconductores

$$Rt3 = nRt3$$

Ecuación 2.43 Resistencia térmica cubierta externa disposición multiconductores

$$Rt4 = nRt4$$

Ecuación 2.44 Resistencia térmica externa disposición multiconductores

Donde la ecuación de la ley térmica de ohm será la de la Ecuación 2.45.

$$\Delta\theta = (Wc + 0.5Wd)Rt1 + [Wc(1 + \lambda1) + Wd]nRt2 \\ + [Wc(1 + \lambda1 + \lambda2) + Wdn(Rt3 + Rt4)]$$

Ecuación 2.45 Equivalente Ley térmica de Ohm multiconductores subterráneos en ducto

Siendo n el número de conductores.

Pérdidas en el dieléctrico

La pérdida dieléctrica por unidad de longitud en cada fase está dada por la Ecuación 2.46.

$$Wd = \omega CV_{fn}^2 \tan \delta [W/m]$$

Ecuación 2.46 Perdidas en el dieléctrico

Donde:

$$\omega = 2\pi f$$

C = Capacitancia por unidad de longitud [F/m]

V_{fn} = Voltaje fase neutro [V]

$\tan \delta$ = Factor de pérdida de aislamiento a frecuencia industrial y temperatura de operación, para el caso del aislamiento XLPE es 0.004

Factor de pérdidas de la cubierta metálica o pantalla

El factor de pérdidas en la cubierta metálica o pantalla estarán definidas en la Ecuación 2.47.

$$\lambda1 = \lambda1' + \lambda1''$$

Ecuación 2.47 Pérdidas en la pantalla

Donde:

$\lambda 1'$ = Pérdidas causadas por la circulación de corriente inducida

$\lambda 1''$ = Pérdidas causadas por las corrientes parasitas (corrientes de Eddy), se considerará como nulas

$$\lambda 1' = \frac{R_s}{R} \frac{1}{1 + \left(\frac{R_s}{X}\right)^2}$$

Ecuación 2.48 Pérdidas corriente inducida

Donde:

$$X = 2\omega 10^{-7} \ln \frac{2s}{d}$$

Resistencia de la pantalla constituida por alambres

$$R_s = \rho \frac{1.02}{0.7854nd^2}$$

Ecuación 2.49 Resistencia pantalla

Resistencia térmica del aislamiento

$$R_{t1} = \frac{\rho_{\text{aislamiento}}}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t1}{dc} \right]$$

Ecuación 2.50 Resistencia térmica aislamiento

Donde:

R_{t1} = Resistencia térmica del aislamiento

$\rho_{\text{aislamiento}}$ = Resistividad del aislamiento, 3.5 para Cables con aislamiento tipo XLPE, PE, EPR hasta 3kV

$t1$ = Espesor del aislamiento

dc = Diámetro del conductor

Resistencia térmica de la cubierta

Se la calcula solo para cables armados, para nuestro caso de estudio será $R_{t2} = 0$.

Resistencia térmica de la cubierta externa

$$R_{t3} = \frac{\rho_{\text{aislamiento}}}{2\pi} \ln \left[1 + \frac{2t3}{de} \right]$$

Ecuación 2.51 Resistencia térmica de la cubierta externa

Donde:

t_3 = Espesor de la chaqueta

d_e = Diámetro externo antes de la pantalla

Resistencia térmica externa

Es la resistencia externa al cable y está definida por la Ecuación 2.52, y en la Figura 2.16 se muestra el esquema de las resistencias térmicas externas que afectan a la capacidad de conducción de los cables subterráneos.

$$Rt_4 = Rt_4' + Rt_4'' + Rt_4'''$$

Ecuación 2.52 Resistencia térmica externa

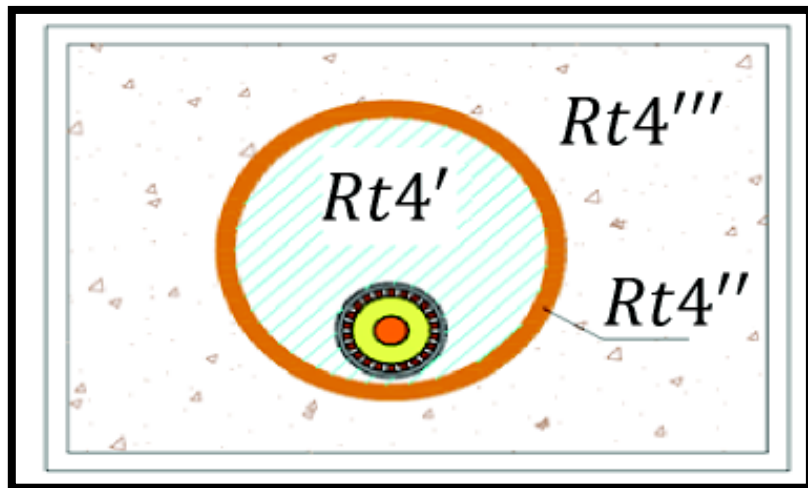


Figura 2.16 Corte de zanja, ducto y cable

Fuente: Elaboracion propia

Donde:

Rt_4' = Resistencia térmica del aire entre el conductor y la parte interna del ducto.

Rt_4'' = Resistencia térmica del ducto.

Rt_4''' = Resistencia térmica externa al ducto, generalmente arena.

Resistencia térmica entre el conductor y el ducto

$$Rt_4' = \frac{U}{1 + 0.1(V + Y\theta_m)De}$$

Ecuación 2.53 Resistencia térmica entre el conductor y el ducto

Donde:

U, V e Y = Constantes de los materiales

D_e = Diámetro externo del cable

θ_m = Temperatura media del medio

Tabla 2.17 Constantes U, V e Y de materiales

INSTALACIÓN	CONSTANTE U	CONSTANTE V	CONSTANTE Y
Conduit metálica	5,2	1,4	0,011
Ducto de fibra en el aire	5,2	0,83	0,006
Ducto de fibra en concreto	5,2	0,91	0,010
Ducto de asbesto cemento en el aire	5,2	1,2	0,006
Ducto de asbesto cemento en concreto	5,2	1,1	0,011
Cable en ducto de presión de gas	0,95	0,46	0,0021
Cable tipo tubo de aceite a presión	0,26	0	0,0026
Ducto de plástico	1,87	0,312	0,0037
Ducto de loza de barro	1,87	0,28	0,0036

Resistencia térmica del ducto

$$R_{t4''} = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{D_0}{D_d}$$

Ecuación 2.54 Resistencia térmica del ducto

Donde:

ρ = Resistividad térmica del material del ducto

D_0 = Diámetro exterior del ducto

D_d = Diámetro interno del ducto

Resistencia térmica externa al ducto

$$Rt4''' = \frac{\rho}{2\pi l} \ln(2u)$$

Ecuación 2.55 Resistencia térmica externa al ducto

Donde:

ρ = Resistividad térmica del terreno que rodea al banco de ductos

$u = \frac{2L}{D_0}$, L profundidad del ducto, respecto al centro de los ductos

2.5.11 Flujo en Redes de Distribución

Para correr el flujo en redes de distribución tendremos las siguientes consideraciones:

- Según la longitud de las redes de distribución consideraremos una línea corta. [6]

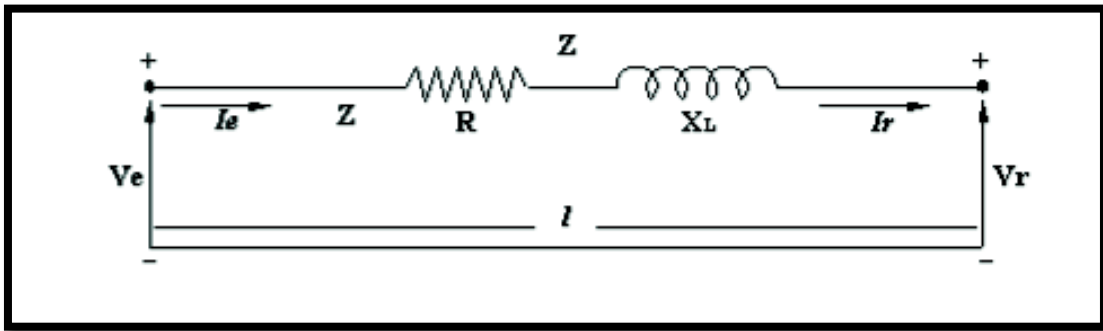


Figura 2.17 Línea corta

Fuente: Elaboracion propia

- Según las características eléctricas de la red de distribución, la línea será inductiva con carga inductiva. Las condiciones de envío son conocidas.

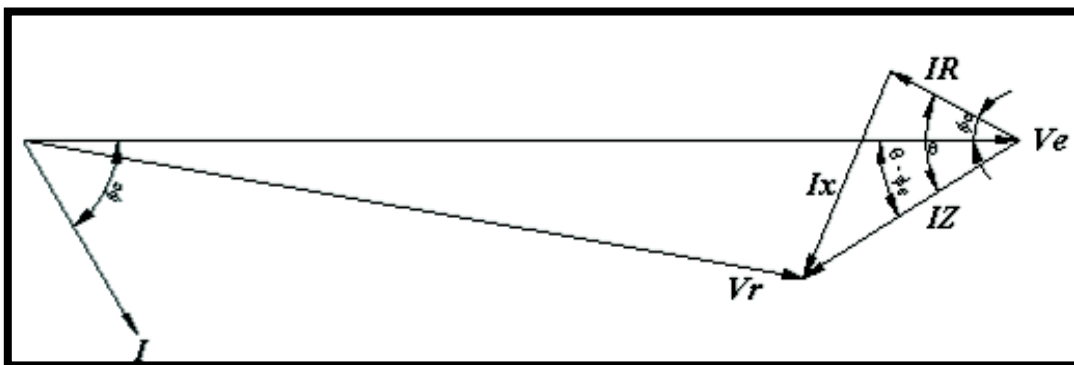


Figura 2.18 Diagrama fasorial

Fuente: Elaboracion propia

El motivo de correr el flujo es encontrar el momento eléctrico en un punto del sistema, con las condiciones descritas.

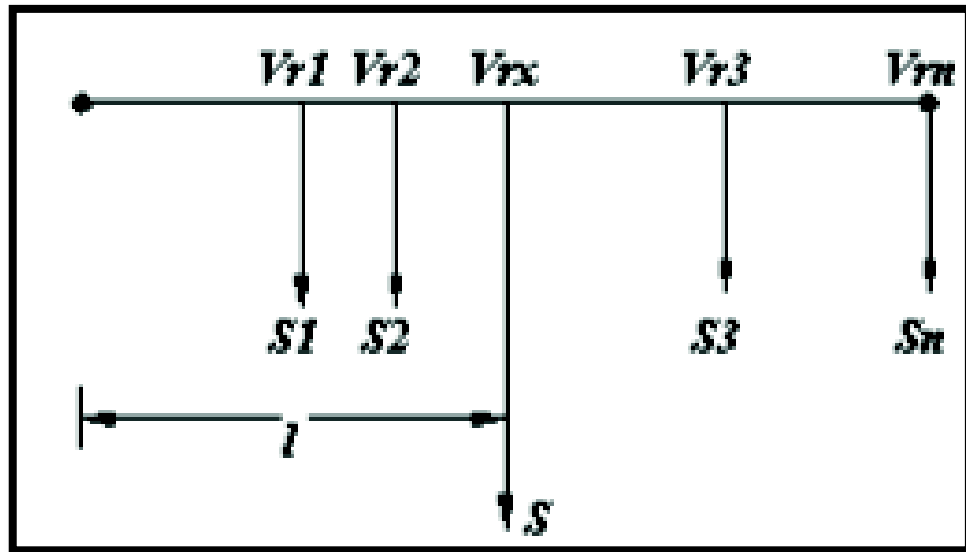


Figura 2.19 Momento eléctrico en un punto de red

Fuente: Elaboracion propia

Conforme a la Tabla 2.2 y lo establecido en la regulación del CONELEC se establece en la Ecuación 2.56 y 2.57 la regulación para redes de distribución conocidas las condiciones de recepción y las de envío respectivamente. [4]

- Regulación conocidas las condiciones de recepción

$$\%Regulación\ de\ voltaje = \frac{|V_e| - |V_r|}{|V_r|} \times 100$$

Ecuación 2.56 Regulación de voltaje conocidas las condiciones de recepción

Donde:

$|V_e|$ = Modulo del voltaje del extremo de alimentación

$|V_r|$ = Modulo del voltaje del extremo de recepción

La Regulación de voltaje conocidas las condiciones de envío se muestra en la Ecuación 2.57.

$$\%Regulación\ de\ voltaje = \frac{|V_e| - |V_r|}{|V_e|} \times 100$$

Ecuación 2.57 Regulación de voltaje conocidas las condiciones de envío

Para la determinación del momento eléctrico, se entenderá como momento eléctrico la potencia suministrada a la distancia requerida, según la Ecuación 2.56 tenemos el momento eléctrico conocidas las condiciones de recepción en la Ecuación 2.58. [6]

$$Sl = n \frac{-\cos(\theta - \varphi_r) + \sqrt{\cos^2(\theta - \varphi_r) + Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_r^2$$

Ecuación 2.58 Momento eléctrico conocidas las condiciones de recepción

Para la determinación del momento eléctrico seguiremos el diagrama fasorial de la Figura 2.18 y según la Ecuación 2.57 el momento eléctrico conocidas las condiciones de envío será el de la Ecuación 2.59.

$$Sl = n \frac{\cos(\theta - \varphi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \varphi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2$$

Ecuación 2.59 Momento eléctrico conocidas las condiciones de envío

Donde:

Sl = momento eléctrico [kVAm]

z = impedancia por unidad de longitud

θ = angulo de línea

φ_e = angulo del factor de potencia

Reg = Regulación

2.5.12 Caída de Voltaje en Función del Momento Eléctrico

Para el cálculo de la caída de voltaje en función del momento eléctrico se calculará según la normativa de la EEQ la cual se expresa según la Ecuación 2.60. [1]

$$\Delta V (\%) = \frac{0,01 \times Sl_{calc}}{Sl_{eq}} \times 100$$

Ecuación 2.60 Caída de voltaje

Donde:

$\Delta V (\%)$ = caída de voltaje calculado

Sl_{calc} = momento eléctrico calculado para la sección del ramal

Sl_{eq} = momento eléctrico equivalente para el conductor utilizado en la sección del ramal.

La caída de voltaje será calculada para cada tramo, obteniendo caídas de voltaje parciales.

La caída de voltaje total será la suma de caídas de voltaje en tramos consecutivos hasta llegar al extremo de las cargas conectadas.

2.5.13 Pérdidas de Potencia en Líneas de Distribución

La pérdida de potencia activa se indica en la Ecuación 2.61.

$$\%Pérdidas = \frac{P_r}{P} \times 100$$

Ecuación 2.61 Pérdidas de potencia

Donde:

P_r = pérdidas de potencia activa

P = potencia activa suministrada

Las pérdidas de potencia en función del momento eléctrico vendrán dadas por la Ecuación 2.62.

$$\%Pérdidas = \frac{100r(SI)}{V_{eL}^2 \cos(\varphi_e)}$$

Ecuación 2.62 Pérdidas de potencia referidas al momento eléctrico

2.5.14 Dimensionamiento del Transformador

Para el dimensionamiento del transformador utilizaremos la demanda de diseño según la Ecuación 2.63. Para dimensionar el transformador es necesario indicar los niveles de voltaje en el primario y en el secundario, así como el tipo de conexión, siendo la más usada en sistemas de distribución la conexión dyn 5.

$$kVA = DD \times \% + DMD_{CE}$$

Ecuación 2.63 Dimensionamiento de Transformador

Donde:

kVA = capacidad del transformador

DD = demanda de diseño

$\%$ = porcentaje para los diferentes tipos de usuarios

DMD_{CE} = demanda máxima diversificada para cargas especiales

Consideraciones:

- Para el dimensionamiento del transformador tomar el valor estandarizado.
- El % será de 80% para usuarios tipo C, D y E, para usuarios diferentes a este usar 90%.

2.6. Confiabilidad de Redes de Distribución

Para poder medir la confiabilidad de un sistema se necesita medir, calcular o estimar la frecuencia con la cual los elementos del sistema pueden fallar en el tiempo. La distribución de probabilidad es el parámetro a usar para evaluar la confiabilidad de los elementos que conforman a un sistema. [7]

2.6.1 Probabilidad

La probabilidad puede tomarse como una medida del riesgo de que un evento ocurra. Los valores para calcular la probabilidad de ocurrencia en los sistemas de distribución se obtendrán de condiciones de operación, fabricantes, de datos históricos, o de pruebas periódicas. La Ecuación 2.64 indica de forma general la forma de cálculo de la probabilidad.

$$P(x) = \frac{\text{casos favorables}}{\text{total de resultados posibles}}$$

Ecuación 2.64 Probabilidad de un evento

2.6.2 Distribuciones de Probabilidad

La distribución de probabilidad es un modelo teórico que describe la forma en que varían los resultados de un experimento aleatorio. Estas enumeran los resultados de un experimento con las probabilidades que se esperarían ver asociadas con cada resultado. [8]

Los procesos reales que se modelizan mediante distribuciones de probabilidad corresponden a modelos complejos donde no se conocen todos los parámetros que intervienen.

2.6.3 Función de Densidad de Probabilidad

Es la probabilidad de que una medición este dentro de un rango [8], para el análisis de la confiabilidad de sistemas de distribución se tomara probabilidad de que un elemento falle en un tiempo t .

$$f(x) = P(X = x)$$

Ecuación 2.65 Función de densidad de probabilidad

2.6.4 Función de Distribución Acumulada

Probabilidad de que se presente un valor para un evento, menor o igual al que se está analizando, para el presente estudio se usara esta función de distribución acumulada ya que nos representa la probabilidad de falla en un intervalo de tiempo. [8]

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x)dx$$

Ecuación 2.66 Función de distribución acumulada

- Variable aleatoria

Es un valor que puede ser medido, diferente en cada uno de los eventos. Se tiene la siguiente clasificación con su respectiva definición:

- Variable aleatoria discreta

Es la variable que presenta separaciones o interrupciones en la escala de valores que puede tomar. Estas separaciones o interrupciones indican la ausencia de valores entre los distintos valores específicos que la variable pueda asumir.

- Variable aleatoria continua

Es la variable que puede adquirir cualquier valor dentro de un intervalo especificado de valores, en teoría permiten que siempre exista un valor entre dos cualesquiera.

- Distribuciones de probabilidad para variables aleatorias discretas
 - Distribución binomial
 - Distribución de Poisson
- Distribuciones de probabilidad para variables aleatorias continuas
 - Distribución normal
 - Distribución exponencial
 - Distribución de Weibull

DISTRIBUCION	FUNCIÓN DE DENSIDAD DE FALLAS	PROBABILIDAD DE TRABAJO SIN FALLAS	TASA DE FALLAS	TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS
Exponencial	$\lambda e^{-\lambda t}$	$e^{-\lambda t}$	λ	$\frac{1}{\lambda}$
Normal	$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2}$	$1 - \Phi\left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)$	$\frac{\Phi\left[\frac{(t-\mu)/\sigma}{R(t)}\right]}{\sigma}$	μ
Log-Normal	$\frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln(t)-\mu}{\sigma}\right)^2}$	$1 - \Phi\left(\frac{\ln(t)-\mu}{\sigma}\right)$	$\frac{\Phi\left(\frac{\ln(t)-\mu}{\sigma}\right)}{\sigma * R(t)}$	$e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}$
Weibull	$\beta \frac{(t-\gamma)^{\beta-1}}{\eta^\beta} e^{-\frac{(t-\gamma)^\beta}{\eta^\beta}}$	$e^{-\frac{(t-\gamma)^\beta}{\eta^\beta}}$	$\beta \frac{(t-\gamma)^{\beta-1}}{\eta^\beta}$	$\gamma + \eta(1 + 1/\beta)$
Gamma	$\lambda e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^{k-1}}{\Gamma(k)}$	$\lambda e^{-\lambda t} \frac{(\lambda t)^{k-1}}{\Gamma(k)}$	$\frac{f(t)}{R(t)}$	$\frac{k}{\lambda}$

Figura 2.20 Características de las distribuciones probabilísticas

Fuente: Introducción a la teoría de la confiabilidad y su aplicación en el diseño de mantenimiento de equipos industriales de un proceso de renovación.

2.6.5 Principios de Confiabilidad

La confiabilidad $R(t)$ se define como la probabilidad de que un equipo del sistema de distribución cumpla satisfactoriamente su función durante un periodo de tiempo especificado bajo ciertas condiciones. [8] [9] [10]

La probabilidad de ocurrencia de falla está dada por la Ecuación 2.67 donde la tasa de ocurrencias es constante.

$$P(x = r) = \frac{e^{-\lambda t} (\lambda t)^r}{r!}$$

Ecuación 2.67 Probabilidad de ocurrencia

Donde:

λ = tasa de ocurrencias por tiempo

r = número de ocurrencias

t = tiempo

- Tasa de fallas

La tasa de fallas en términos generales se expresa acorde a la Ecuación 2.68.

$$Tasa\ de\ fallas = \frac{Numero\ de\ fallas}{tiempo\ total\ de\ operacion}$$

Ecuación 2.68 Tasa de fallas

- Confiabilidad

En términos generales la confiabilidad está dada por el cociente de los elementos que sobreviven y los elementos de la muestra, que es lo que se expresa en la Ecuación 2.69.

$$R(t) = \frac{Ns}{No}$$

Ecuación 2.69 Confiabilidad de una muestra

Donde:

Ns = número de elementos que sobreviven

$No = Ns + Nf$ = número de elemento de la muestra

Nf = número de elementos que fallan

La probabilidad de sobrevivir en el tiempo viene dada por la Ecuación 2.70 que se conoce como la función de confiabilidad.

$$R(t) = \int_t^{\infty} \lambda e^{-\lambda t} dt = e^{-\lambda t}$$

Ecuación 2.70 Probabilidad de sobrevivir en el tiempo

Para el estudio a desarrollar se usará la probabilidad de sobrevivir en el tiempo, así como la probabilidad de fallar en el tiempo que está dada por la Ecuación 2.71.

$$Q(t) = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - R(t)$$

Ecuación 2.71 Probabilidad de fallar en el tiempo

2.6.6 Métodos de Estudio de Confiabilidad

Método Determinístico

Modelo matemático que no contempla el principio de incertidumbre ni el azar, donde las condiciones iniciales producirán invariablemente los resultados.

Este modelo matemático como evaluador de la confiabilidad de los sistemas de distribución examina situaciones restrictivas para mostrar resultados.

Método de bloques de frecuencia y duración

Modelamiento del sistema, donde el sistema está representado por diferentes componentes, y cada componente es reparable a una frecuencia de fallas constante a un tiempo medio para reparación constante, estos elementos pueden estar conectados en serie y/o paralelo. [7] [10] [11]

En la Figura 2.21 se presenta el diagrama de estados para dos sistemas en serie, donde las transiciones de estados se logran cambiando de un sistema a la vez.

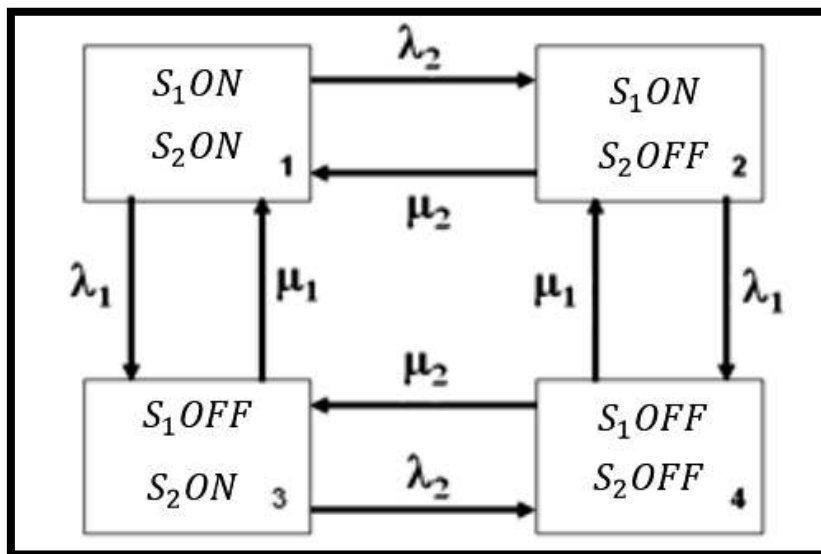


Figura 2.21 Diagrama de estados de un sistema con dos elementos en serie

Fuente: Elaboración propia

Donde:

$\lambda_i = 1/m$ = tasa de falla

m = MTTF = tiempo medio hasta la falla

$\mu_i = 1/r$ = tasa de reparación

r = MTTR = tiempo medio hasta la reparación

$m + r$ = tiempo esperado para un ciclo completo

La utilización de este método en sistemas de gran tamaño es complejo ya que se considera cada uno de los posibles estados del sistema. La probabilidad del estado será la multiplicación entre la frecuencia de estado y la duración del estado, la frecuencia de estado será el inverso del ciclo completo.

Métodos Estocásticos

Método que consiste en simular de forma probabilística casos de operación, partiendo de distribuciones de probabilidad. [7]

- Método de Montecarlo

El método de Montecarlo o Simulación de Montecarlo es usado para dar soluciones de problemas matemáticos por medio de pruebas aleatorias repetidas, las pruebas aleatorias se sustituyen por resultados de ciertos cálculos realizados con números aleatorios.

2.6.7 Confiabilidad Según el Tipo de Sistema

Después de establecer el método de tratamiento de los datos, se definen las formas de evaluar la confiabilidad en los sistemas de distribución, conociendo que la gran mayoría de sistemas de distribución tienen una configuración radial, para lo cual se definirá las formas de evaluar sistemas serie, paralelo y sistemas complejos, con estas definiciones se indicará la forma de evaluar la confiabilidad en sistemas de distribución radial, paralelo y mallados. [10]

Sistemas Simples

- Sistemas serie

Para el sistema serie, cada componente es independiente, y para que opere correctamente se requiere que todos los elementos que lo componen operen, la confiabilidad está dada por la Ecuación 2.72 y su esquema está ilustrado en la Figura 2.22.

$$R_S(t) = \prod_{1}^n R_n(t)$$

Ecuación 2.72 Confiabilidad sistema serie

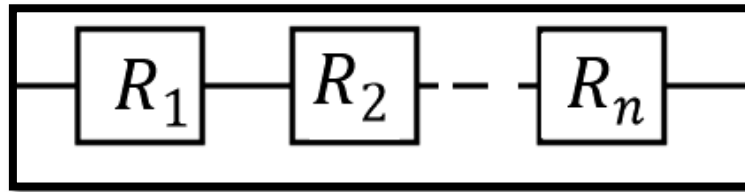


Figura 2.22 Diagrama de bloques sistema serie

Fuente: Elaboración propia

- Sistemas en paralelo

Para el sistema paralelo este opera si al menos un elemento opera, la confiabilidad estará dada por la Ecuación 2.73.

$$R_S(t) = 1 - \prod_{1}^n Q_n(t)$$

Ecuación 2.73 Confiabilidad sistema paralelo

El esquema de un sistema paralelo está representado en la Figura 2.23.

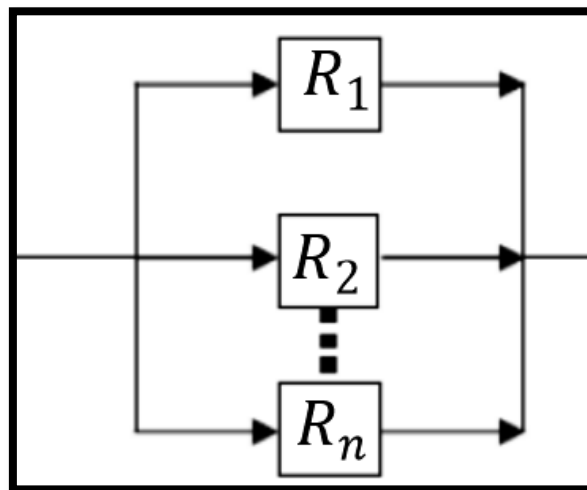


Figura 2.23 Diagrama de bloques sistema paralelo

Fuente: Elaboración propia

Sistemas Complejos

Para sistemas complejos se usa la técnica de probabilidad condicionada, por el componente R_3 . Si R_3 opera en correcto funcionamiento la confiabilidad del sistema estará

dada por la Ecuación 2.74, y si R_3 no opera correctamente la confiabilidad del sistema estará dado por la Ecuación 2.75.

$$R_S(t) = R_3(1 - Q_1Q_2)(1 - Q_4Q_5) + Q_3[1 - (1 - R_1R_4)(1 - R_2R_5)]$$

Ecuación 2.74 Confiabilidad sistemas complejos R_3 opera

$$R_S(t) = 1 - (1 - R_1R_4)(1 - R_2R_5)$$

Ecuación 2.75 Confiabilidad sistemas complejos R_3 no opera

La esquematización de los sistemas complejos se muestra en la Figura 2.24.

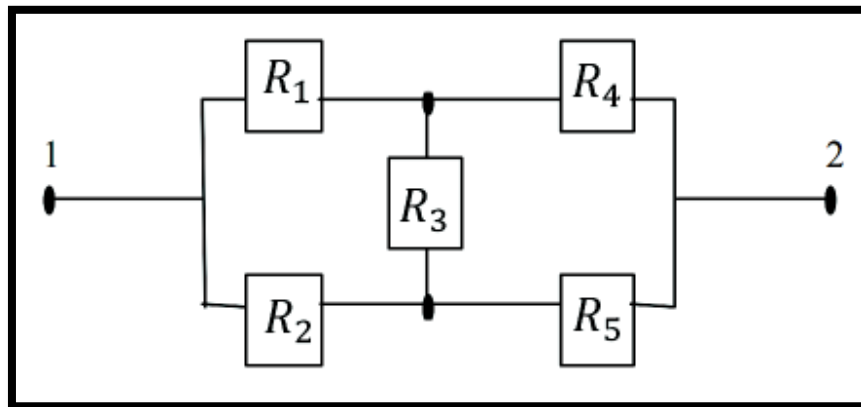


Figura 2.24 Diagrama de bloques sistema complejo

Fuente: Elaboración propia

2.7. Evaluación de la Confiabilidad en Sistemas de Distribución de Energía

Para la evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución se establece la relación entre la confiabilidad y el correcto funcionamiento de la red de distribución, esta relación es cuantificada con la utilización de indicadores técnico-económicos. Los indicadores son en función de las afectaciones al sistema y al cliente, estos están establecidos por los agentes de regulación y control.

Previo al cálculo de los indicadores técnico-económicos es necesario determinar los parámetros que interviene en estos indicadores.

2.7.1 Parámetros de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Radial.

Para la determinación de los parámetros de confiabilidad de los sistemas de distribución radial se establece la tasa media de fallas, el tiempo de salida de cada componente y el

tiempo medio de salida por cada reposición según las Ecuaciones 2.76, 2.77 y 2.78 respectivamente.

$$\lambda = \sum_i \lambda_i$$

Ecuación 2.76 Tasa media de falla

$$U = \sum_i \lambda_i r_i$$

Ecuación 2.77 Tiempo de salida

$$r = \frac{U}{\lambda}$$

Ecuación 2.78 Tiempo medio de salida

Donde:

λ_i = tasa media de falla de cada componente

λ = tasa media de fallas del sistema

r_i = tiempo de reposición para restablecer el servicio

r = tiempo medio de salida por reposición

U = tiempo de salida en el periodo de estudio

2.7.2 Parámetros de Confiabilidad de Sistemas de Distribución en Paralelo

Si se tiene componentes en serie en las ramas del sistema en paralelo hay que obtener el equivalente de cada rama, y de ese equivalente se obtiene el equivalente en paralelo de todo el sistema.

$$\lambda = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}$$

Ecuación 2.79 Tasa media de falla equivalente

$$r = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}$$

Ecuación 2.80 Tiempo medio de salida equivalente

El tiempo de salida en el periodo de estudio se obtiene del despeje de la Ecuación 2.78 y se representa en la Ecuación 2.81.

$$U = \lambda r$$

Ecuación 2.81 Tiempo de salida

2.7.3 Parámetros de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Mallados.

Para este tipo de sistema de distribución se calculan acorde a las cargas conectadas, se analiza carga por carga, estando el tramo que alimenta a la carga analizada en paralelo con el resto del sistema y de igual manera para las siguientes cargas.

2.8. Indicadores Agencia de Regulación y Control de Electricidad

Para nuestro estudio tomaremos como referencia los indicadores de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad en la regulación CONELEC – 004/01 sobre la Calidad del servicio eléctrico de distribución, y los indicadores del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica IEEE. [9] [10] [4]

Los aspectos de calidad de la regulación CONELEC – 004/01 son los siguientes:

- Calidad del Producto: Nivel de voltaje, Perturbaciones de voltaje, Factor de Potencia.
- Calidad del Servicio Técnico: Frecuencia de Interrupciones, Duración de Interrupciones.
- Calidad del Servicio Comercial: Atención de Solicitudes, Atención de Reclamos, Errores en Medición y Facturación

La regulación 004/01 establece dos subetapas de acuerdo con el tiempo de estudio, subetapa 1 de 1 a 24 meses y subetapa 2 mayor a 24 meses a tiempo indefinido, aplicables para un estudio histórico.

- Índices en subetapa 1 para la calidad del servicio técnico.
 - Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK)
 - Tiempo Total de interrupción por kVA nominal Instalado (TTIK)
 - Índices para consumidores en AV y MV
 - Cálculo de la Energía No Suministrada
- Índices en subetapa 2 para la calidad del servicio técnico.

Los índices se calcularán a nivel de consumidor, de forma tal de determinar la cantidad de interrupciones y la duración total de cada una de ellas que afecten a cada consumidor.

- Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)
- Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)
- Cálculo de la Energía No Suministrada

2.9. Indicadores del Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica IEEE

La IEEE en la guía “Guide for electric power distribution reliability índices” establece los siguientes índices:

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**

Índice de la frecuencia promedio de interrupciones del sistema mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones ante las fallas en los componentes por maniobras o por indisponibilidad.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i * N_i}{N_T} \left[\frac{\text{interrupciones}}{\text{cliente servido}} \right]$$

Ecuación 2.82 Índice de la frecuencia promedio de interrupciones

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index)**

Índice de la duración promedio de interrupciones del sistema en un periodo determinado

$$SAIDI = \frac{\sum U_i * N_i}{N_T} \left[\frac{\text{horas}}{\text{cliente servido}} \right]$$

Ecuación 2.83 Índice de la duración promedio de interrupciones

- **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)**

Índice de duración promedio de interrupciones al cliente

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \left[\frac{\text{horas}}{\text{interrupciones}} \right]$$

Ecuación 2.84 índice de duración promedio de interrupciones al cliente

- **ASAI (Average Service Availability Index)**

Índice medio de disponibilidad del servicio

$$ASAI = \frac{N_T * 8760 - \sum U_i * N_i}{N_T * 8760} \left[\frac{\text{disponible}}{\text{demandado}} \right]$$

Ecuación 2.85 índice medio de disponibilidad del servicio

- **ASUI (Average Service Unavailability Index)**

Índice medio de indisponibilidad del servicio

$$ASVI = 1 - ASAI \left[\frac{\text{disponible}}{\text{demandado}} \right]$$

Ecuación 2.86 índice medio de indisponibilidad del servicio

- **ENS (Energy Not Supplied)**

Energía no suministrada

$$ENS = \sum l_{ai} * U_i \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right]$$

Ecuación 2.87 energía no suministrada

- **AENS (Average Energy Not Supplied)**

Valor medio de energía no servida promedio por cada usuario conectado

$$AENS = \frac{ENS}{N_T} \left[\frac{kWh}{\text{año}} \right]$$

Ecuación 2.88 energía no suministrada promedio por cada usuario

Todos los indicadores antes descritos nos muestran las fallas que afectan al sistema y la afectación directa al cliente.

2.10. Evaluación Económica

La evaluación económica de un proyecto, así como la comparación de diferentes proyectos, exigen el estudio económico de la rentabilidad del proyecto de inversión, es decir los proyectos una vez analizada su viabilidad técnica precisan de un análisis económico en función de parámetros que se detallaran en el Capítulo III Determinación de Parámetros. [12]

Para la evaluación económica es necesario definir los costos que intervienen, así como los indicadores a usar.

2.10.1 Costos Directos

Los costos directos son aquellos que pueden identificarse directamente, sin necesidad de ningún tipo de reparto, estos se derivan de la existencia de aquello cuyo costo se trata de determinar, sea un producto, un servicio, una actividad.

2.10.2 Costos Indirectos

Son aquellos costos cuya identificación con un objeto de costos específico es muy difícil, Para imputar los costos indirectos es necesario, normalmente, recurrir a algún tipo de mecanismo de asignación, distribución o reparto.

2.10.3 Costo Total

La manera de realización del presupuesto se lo realiza en base a partidas con un costo total de la obra la que se considerara para la realización de los flujos de caja.

2.10.4 Análisis de Costos Unitarios

En los análisis unitarios se obtiene la relación entre la empresa distribuidora encargada de la obra y los contratistas que se encargan de llevar los proyectos. Un formato para este tipo de análisis se muestra en el Anexo IV.

- Costos directos

Los costos directos son los producidos por los gastos de equipos, materiales, mano de obra y transporte, los cuales son exclusivos para la realización o ejecución de una actividad o producto terminado. [13]

- Equipos

Es el costo directo que corresponde al consumo o desgaste de las herramientas y equipos utilizados en la ejecución de la actividad denominada.

La selección de la tarifa se la obtiene en base al tiempo de reposición de los equipos y el costo de cada una de ellas.

Un ejemplo de la determinación de la tarifa es la que se muestra para la escalera proyectable o de extensión con los siguientes requerimientos:

Escalera dieléctrica de fibra de vidrio tipo extensible para uso pesado TIPO 1A con capacidad de carga de trabajo de 136 Kg. Con peldaños anti-derrapantes y carriles laterales no conductivos.

Tabla 2.18 Detalle de costo directo para análisis unitario en uso de escalera

DETALE	COSTO	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TARIFA
ESCALERA	360	3 años	0,5

- Mano de obra

Es el esfuerzo laboral necesario para la realización de un producto terminado. Para análisis unitarios es constituido por los trabajadores que intervienen para realizar una actividad o producto acorde a las necesidades constructivas, este esfuerzo laboral es remunerado según el salario mínimo real por hora acorde a la tabla de Salarios de mano de obra a enero del 2017 emitido por la CONTRALORÍA GENERAL DEL ESTADO mediante la DIRECCIÓN DE AUDITORIA DE PROYECTOS Y AMBIENTAL. [14]

- Materiales

Es el costo de los elementos o materia prima que forma parte de los productos terminados.

- Transporte

Es el costo del vehículo que interviene en las actividades.

- Costos indirectos

Corresponden a los gastos no contemplados en los costos directos y son los gastos técnicos administrativos necesarios para la correcta ejecución de la obra. Generalmente estos costos son en porcentaje de los costos directos, lo cual depende de los recursos asignados para administración, oficina, personal de apoyo, etc.

- Utilidades

Es el porcentaje que corresponde a la variación del costo directo total de la obra, el cual está en función de las características de cada obra. Este porcentaje puede variar acorde al tiempo de la obra.

2.11. Costos de instalación de Redes de Distribución

Se realiza el análisis de costos para 1 Km de redes de distribución según los siguientes ítems.

2.11.1 Costo de instalación de red de Distribución Aérea

Se establece los costos de materiales y mano de obra para 1 Km de red de distribución aérea con los siguientes parámetros:

- Nivel de voltaje 22,8 kV.
- Sistema trifásico.
- Postes con vanos de 80 m aproximadamente de 12 m de longitud.
- Estructuras centradas.
- Puestas a tierra al inicio, fin de red y en los transformadores.
- Neutro corrido sólidamente puesto a tierra aterrizado cada 300 metros y capacidad de conducción mayor al 50% de la capacidad de conducción de la fase.
- Conductor de aluminio desnudo ASC para las fases y el neutro.
- Transformadores tipo distribución aéreos.

El presupuesto es elaborado a partir de análisis unitarios para cada rubro considerado.

Tabla 2.19 Presupuesto Red Aérea

ÍTEM	DETALLE	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
M1	Transporte de poste de hormigón	C/U	13	38,70	503,10
M2	Excavación para postes o anclas	C/U	14	17,08	239,15
M3	Ensamblaje de estructura de alta tensión 3 fases (23-13.2kV)	C/U	13	16,72	217,37
M4	Ensamblaje de baja tensión 1 fase nuevo	C/U	13	3,37	43,81
M5	Ensamblaje de anclas nuevo	C/U	1	15,27	15,27
M6	Ensamblaje de tensores nuevo	C/U	1	9,38	9,38
M7	Puesta a tierra	C/U	5	7,97	39,86
M8	Transporte tendido y regulación de conductores de alta tensión 3 fases nuevo	POSTE	13	35,83	465,79
M9	Montaje de transformador 1 fase (hasta 75 kVA)	C/U	3	160,90	482,71
M10	Montaje de seccionadores nuevo	C/U	3	13,12	39,35
M11	Montaje de pararrayos	C/U	3	13,12	39,35
M12	Replanteo de alimentadores	U	13	464,98	6.044,77
M13	Erección de postes de hormigón con grúa	U	13	58,60	761,74

M14	Transporte interno de poste de hormigón	POSTE	13	10,91	141,79
M15	Movilización de poste de hormigón en terreno normal	U	13	1,14	14,81
M16	Montaje de seccionadores de media tensión nuevo	U	3	18,32	54,96
M17	Montaje de bases NH hasta 400 a nuevo	U	6	13,72	82,34
M18	Conexión a tierra	U	3	19,32	57,95
M19	Levantamiento de un detalle de base geográfica nueva en zona urbana	C/U	13	2,53	32,87
M20	Ingreso o actualización en el GIS de un poste y sus estructuras	U	13	0,45	5,80
M21	Excavación de huecos para tensores y postes terreno rocoso	U	1	22,60	22,60
ESE-1ED	Estructuras en redes aéreas de distribución a 0V (neutro corrido), una vía, vertical, doble retención o doble terminal.	C/U	3	35,25	105,74
ESE-1EP	Estructuras en redes aéreas de distribución a 0 V (neutro corrido), una vía, vertical, pasante, tangente o angular.	C/U	8	13,37	107,00
ESE-1ER	Estructuras en redes aéreas de distribución a 0 v (neutro corrido), una vía, vertical, retención o terminal.	C/U	2	13,83	27,67
ESV-1CR	Estructuras en redes aéreas de distribución a 22,8 Grdy/13,2 kV, una fase, centrada, retención o terminal	C/U	1	43,08	43,08
ESV-3CD2.00	Estructuras en redes aéreas de distribución a 22,8 Grdy/13,2 kV, tres fases, centrada, doble retención o doble terminal	U	1	538,27	538,27
ESV-3CP2.00	Estructuras en redes aéreas de distribución a 22,8 Grdy/13,2 kV, tres fases, centrada, pasante o tangente	U	11	211,96	2.331,58
PO0-0HC12_500	Poste en redes de distribución de hormigón armado, tipo circular de 12 m y carga de rotura 500 kg	C/U	13	274,85	3.573,05
PT0-0AC8_1	Puesta a tierra en redes de distribución, conductor de cobre No. 2 AWG, con una varilla tipo copperweld.	U	3	26,53	79,59

SPD-3LDC	Seccionamiento y protección en redes aisladas de distribución 240/120 V, para tres fases con conectores dentado estanco, doble, entrada/salida: 35 -150 mm (2 - 300 mcm), para seccionar transformador convencional instalado en un poste	U	3	325,07	975,21
SPV-1P18_150E	Seccionamiento y protección en redes de distribución 22,8 kV Grdy/13,2 kV, para una fase, con descargador o pararrayos tipo polimérico de óxido de Zn con módulo de desconexión, voltaje máximo de servicio 18 kV, con un BIL de 150 kV, para protección de equipo	U	3	86,68	260,03
SPV-3O300_150R	Seccionamiento y protección en redes aéreas de distribución 22,8 Grdy/13,2 kV, para 3 fases con seccionador de cuchilla o de barra unipolar, con dispositivo rompearco, capacidad 300 a, BIL 150 kV, conexión de entrada y salida a la red de distribución	C/U	3	1080,57	3.241,72
TAV-0TS	Tensor y anclaje en red de distribución 22,8 kV Grdy / 13,2 kV, a tierra, simple.	C/U	1	65,33	65,33
TRV-1A50	Transformador para un sistema de 22,8 kV Grdy/13,2 kV, monofásico autoprotegido para instalación en poste de 50 kVA	U	3	3950,22	11.850,65
CO0-0A1x2	Conductor tipo ASC, 2 AWG	m	1050	0,72	760,73
CO0-0A1x3/0	Conductor tipo ASC, 3/0 AWG	m	3150	1,59	4.999,05
CO0-0G1x2	Conductor tipo cobre desnudo, 2 AWG	U	36	3,74	134,55
				TOTAL	38.408,01

El costo del metro de red aérea para un kilómetro de red es de US\$ 38,40

2.11.2 Costo de instalación de red de Distribución Subterránea

Se establece los costos de materiales y mano de obra para 1 Km de red de distribución subterránea con los siguientes parámetros:

- Nivel de voltaje 22,8 kV.
- Sistema trifásico.

- Pozos para medio voltaje en acera tipo C, con una separación de pozo a pozo de máximo 50 metros.
- Estructuras de soporte de cable en cada pozo.
- Zanja tipo SC2 con tubo PVC de diámetro nominal de 110 mm.
- Puestas a tierra al inicio, fin de red y en los transformadores malla de puesta a tierra.
- Conductor de aluminio unipolar para 25 kV con aislamiento tipo XLPE para las fases y el neutro con cobre desnudo cableado.
- Transformadores tipo pedestal.

Presupuesto.

El presupuesto es elaborado a partir de análisis unitarios para cada rubro considerado.

Tabla 2.20 Presupuesto Red Subterránea

ÍTEM	DETALLE	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
CO0-0E1x3/0	Conductor tipo 25 kV Aislado de MV Aluminio, 3/0 AWG	U	3150	7,33	23.089,50
CO0-0G1x1/0	Conductor tipo Cobre Desnudo, 1/0 AWG	U	1098	8,24	9.047,52
OTROS-MVC1-3-B	Seccionamiento y Protección en redes subterráneas, 22,8 Grdy/13,2 kV, para 3 fases, en transición aérea - subterránea, instalación en estructura semicentrada, seccionador barra	U	1	1802,83	1.802,83
PS0-0TC2_2	Puesta a tierra de redes subterráneas en transición aérea - subterránea, conductor de cobre No. 2 AWG, con 2 varillas para puesta a tierra 16x1800 mm	U	1	117,18	117,18
TUBO PVC 110 CORRUGADO	Tubo de PVC reforzado 110 mm diámetro x 6 m longitud, corrugado	U	487	20,49	9.978,63
M1	Transporte y tendido de cable subterráneo de MT en zanja, calibre 2/0-4/0 AWG	U	1050	5,04	5.292,00
M2	Puntas terminales elaboración de punta nuevo	U	12	83,77	1.005,25
M3	Excavación de zanja	U	582	3,73	2.170,92
M4	Instalación de material diverso	U	22	3,11	68,44

M5	Rotura y reposición de pavimento	M2	87	4,94	429,75
M6	Base para transformador	U	3	750,00	2.250,00
M7	Conexión a tierra	U	3	19,32	57,95
M8	Levantamiento de un detalle de base geográfica nueva en zona urbana	C/U	25	2,53	63,22
M9	Ingreso o actualización en el GIS	U	25	0,45	11,16
M10	Montaje de transformador 1 fase (hasta 75 KVA)	C/U	3	379,00	1.137,00
M11	Montaje de seccionadores	C/U	3	13,12	39,35
M12	Montaje de pararrayos	C/U	3	13,12	39,35
EU0-0PZ_DIS.	Pozo para media tensión de 1.2x1.2x1.2 (Tapa metálica y cerco cuadrado)	U	22	467,76	10.290,72
TRV-1P50	Transformador 22 kV 1F PEDESTAL o PADMOUNTED	U	3	8500,00	25.500,00
				TOTAL	92.390,76

El costo del metro de red subterránea para medio voltaje es de US\$ 92,39

2.12. Indicadores Financieros

Los parámetros que se mencionaran en el capítulo 3 son aplicables a los siguientes índices de evaluación, establecidos para el análisis económico de la inversión.

2.12.1 Valor Actual Neto (VAN)

Valor Actual Neto (VAN) o Valor Presente Neto (VPN) es el valor presente del conjunto de flujos que se derivan de una inversión, descontados a la tasa de retorno requerida de la misma al momento de efectuar el coste de la inversión, menos la inversión inicial evaluada a ese momento. Su expresión matemática está dada por la Ecuación 2.89. [15]

$$VAN = -I_0 + \sum_{T=1}^N \frac{FC_T}{(1+K)^T}$$

Ecuación 2.89 Valor actual neto

Donde:

FC_T : Flujo de caja de cada periodo T

I_0 : Valor inicial de la inversión

N : numero de periodos considerados

K : Tasa de retorno

- Criterios de evaluación del VAN

Si el VAN es >0 se aceptará el proyecto, dado que la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad requerida.

Si el VAN es $=0$ la inversión no producirá ni ganancias ni pérdidas, la decisión debería basarse en otro criterio.

Si el VAN ES <0 no se aceptará el proyecto, dado que la inversión producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad mínima requerida.

2.12.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Tasa Interna de Retorno representa la rentabilidad que se obtiene en la inversión de un proyecto, por tal razón se la utilizara como un criterio de toma de decisión sobre la aceptación o rechazo de un proyecto. [15]

Para el análisis del TIR se hace que la expresión del VAN sea igual a cero, de donde se obtiene la expresión para calcular el TIR. Su expresión matemática es la que se muestra en la Ecuación 2.90.

$$VAN = -I_0 + \sum_{T=1}^N \frac{FC_T}{(1 + TIR)^T} = 0$$

Ecuación 2.90 Tasa interna de retorno

Donde:

FC_T : Flujo de caja de cada periodo T

I_0 : Valor inicial de la inversión

N : numero de periodos considerados

- Criterios de evaluación de la TIR

Si la TIR se compara con la tasa de retorno esperada (K) se obtendrán los siguientes criterios:

Si la TIR es $\geq K$ se aceptará el proyecto, dado que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

Si la TIR es $< K$ se rechazará el proyecto, dado que el proyecto da una rentabilidad menor a la rentabilidad mínima requerida.

2.12.3 Periodo de Recuperación de la Inversión

Es el lapso necesario para que los ingresos cubran los egresos, este parámetro toma en cuenta el riesgo en el tiempo de manera implícita ya que se acepta la opción de recuperación más rápida. Este periodo se da sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión mediante los flujos de caja.

Con estos parámetros se calculará el flujo de caja o flujo efectivo neto, con el cual se estimarán los indicadores de rentabilidad adecuados para la aplicación, es decir se usará la evaluación de todos los parámetros para obtener la mejor opción de un proyecto.

CAPÍTULO III

3. DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS

En este capítulo se desarrolla las bases teóricas para la determinación de los parámetros técnicos y económicos que fundamentan el análisis a desarrollarse en los siguientes capítulos.

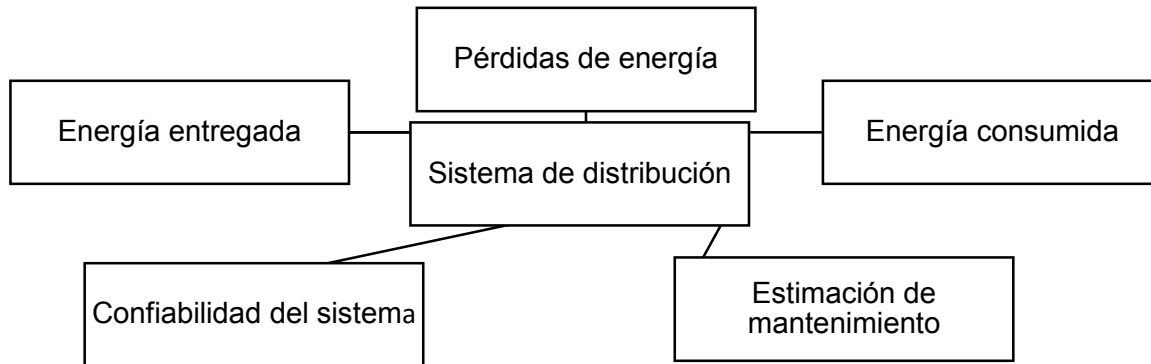


Figura 3.1 Esquema para la determinación de los parámetros

Fuente: Elaboración propia

3.1. Parámetros Técnicos

Para la selección de los parámetros se establece en relación de qué tan óptima es la red de distribución basándonos en el correcto funcionamiento del sistema de distribución y los agentes externos que intervienen en la topología de la red.

3.1.1 Vida útil de un Sistema de Distribución

Un sistema de distribución está ligado a la vida útil de los elementos que lo conforman, así como las afectaciones que pueden presentarse en él. Para la determinación de la vida útil del sistema de distribución se debe establecer el tiempo de funcionamiento de todos los elementos sin que falle ningún elemento, basados en la ocurrencia de fallas estimadas en un funcionamiento y el envejecimiento de los elementos intervenidos, como también el tiempo mínimo establecido por el fabricante para su correcto funcionamiento.

Las fallas ocurren en los sistemas con una distribución denominada Curva de la Bañera, Figura 3.2.



Figura 3.2 Curva de bañera

Fuente: Elaboración propia

Acorde a la estimación de funcionamiento de los elementos que componen un sistema de distribución establecidos por los fabricantes y la operatividad del sistema de distribución se definen los subsiguientes parámetros los cuales intervienen en la vida útil de los elementos que componen el sistema.

3.1.2 Confiabilidad de Sistemas de Distribución

La confiabilidad en redes de distribución nos permite realizar diferentes evaluaciones:

- Evaluación histórica de una red de distribución.
- Evaluación prospectiva de una red de distribución.

En la Tabla 3.1 se muestra valores típicos de tasas de fallas y tiempos de reparación en sistemas de distribución, los tiempos de reparación de los sistemas de distribución dependerán de cada empresa distribuidora con lo que estos tiempos son una guía para el cálculo de indicadores de confiabilidad. [7] [10]

Tabla 3.1 Tasas de fallos y tiempos de reparación

COMPONENTE	TASA DE FALLO (fallas / año)	TIEMPO DE REPARACIÓN (horas)
Línea aérea MV	0,01890	8,0
Línea aérea BV	0,01890	8,0
Línea aérea MV cable semiaislado	0,01400	6,9
Seccionador fusible	0,00200	3,0
Seccionador cuchilla	0,00400	12,0
Transformador de distribución	0,00400	3,0
Fusible	0,01900	3,6
Disyuntor	0,00300	17,0
Reconectador	0,00500	4,0
línea subterránea MV	0,00300	12,0
línea subterránea BV	0,00140	12,0
Celdas de MV	0,00610	5,0
Barrajes desconectables	0,00063	7,0

En la Tabla 3.2 se muestran los tiempos máximos en horas para atender reclamos, con lo que se puede decir que los tiempos de reparación no tendrán que ser mayor a los indicados salvo excepciones notificadas al ente regulador. [16]

Tabla 3.2 Tiempos para atender reclamos

Tipo de reclamo	Urbano	Rural
Daños en redes de bajo voltaje	12	24
Daños en redes de medio voltaje	24	48
Daño en acometida y medidor	120	144
Daño en Alumbrado Publico	24	72

3.1.3 Mantenimiento de Sistemas de Distribución

Se contempla al mantenimiento de sistemas de distribución como parámetro ya que el objetivo de las empresas distribuidoras es obtener el mayor beneficio económico de sus activos, a la vez que se maximiza el desempeño de los mismos, logrando un grado de confiabilidad alto con el cual puedan ser competitivos.

La mayoría de las fallas eléctricas pueden ser eliminadas o reducidas mediante un correcto mantenimiento del sistema por lo que para lograr este objetivo es importante realizar los siguientes tipos de mantenimientos:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento predictivo
- Mantenimiento correctivo

3.1.4 Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución

Las pérdidas en un sistema de distribución de energía básicamente se deben a la eficiencia que nos presenta el sistema, los sistemas de distribución están afectados por los elementos que lo conforman, estas pérdidas son relacionadas con el funcionamiento del sistema y sus valores están en función de los siguientes puntos:

- Cantidad de energía que transportan.
- Características constructivas
- Carga asociada al sistema.

Las pérdidas de energía de manera general se calculan con la Ecuación 3.1.

$$PE = Ed - Ef$$

Ecuación 3.1 Pérdidas de energía en sistemas de distribución

Donde:

PE = Pérdidas de energía

Ed = Energía entregada

Ef = Energía consumida

3.1.4.1 Pérdidas técnicas

La mayor fuente de pérdidas de energía son las líneas de distribución las cuales son encargadas de llevar la energía eléctrica a los abonados, las causas para tener pérdidas técnicas de energía son el calentamiento de los conductores, resistencia eléctrica de los conductores y también las pérdidas en los transformadores.

Efecto joule

Es la disipación térmica de potencia producida por el paso de corriente; son pérdidas que se relacionan con la corriente que circula por los elementos del sistema y la ecuación de las pérdidas por este efecto se muestra en la Ecuación 3.2.

$$P = I^2 * R$$

Ecuación 3.2 Pérdidas de energía por efecto joule

Donde:

P = Pérdidas en el elemento del sistema

I = Corriente por el elemento

R = Resistencia del elemento

Los elementos conductores formados de materiales como el cobre cambian el valor de su resistencia en función de la temperatura de operación lo cual se mostró en la Ecuación 2.9.

Pérdidas en los transformadores

Las pérdidas en transformadores pueden ser por pérdidas en la carga (pérdida calorífica en los devanados del transformador y pérdidas por corrientes parasitas) y pérdidas en el cobre (pérdidas por efecto joule en los devanados y pérdidas por corrientes parasitas), hay que mencionar que acorde al envejecimiento del transformador las pérdidas pueden aumentar.

Pérdidas en acometidas

Debido a la corta distancia de las acometidas y como se mantiene una homogeneidad en los conductores y el tipo de usuarios, se puede estimar las pérdidas en acometidas.

Pérdidas en medidores

Las pérdidas en medidores, contadores de energía, se las toma de los catálogos de fabricantes tomando a consideración el tipo de medidor que se usa sea electromecánico o electrónico.

Pérdidas en alumbrado público

Se determina las pérdidas en luminarias en los elementos que lo conforman como el balastro, asociadas al efecto joule, durante el periodo de funcionamiento diario, estas pérdidas se pueden obtener de los catálogos de los fabricantes teniendo un valor estimado de pérdidas sin la necesidad de medirlas. Las pérdidas son proporcionales a la capacidad nominal de la luminaria, las pérdidas de potencia activa están dadas por la Ecuación 3.3.

$$E_{PAP} = T * \sum_{i=1}^{NL} P_i$$

Ecuación 3.3 Pérdidas en alumbrado público

Donde:

E_{PAP} = Pérdidas de energía en alumbrado público

T = Tiempo de cálculo para pérdidas

P_i = Pérdidas de energía en cada luminaria

Tabla 3.3 Pérdidas de potencia según el tipo de luminaria

TIPO	POTENCIA NOMINAL	PÉRDIDAS	TIPO	POTENCIA NOMINAL	PÉRDIDAS
HPS	100 W	12 W	LED	90 W	4%
HPS	150 W	18 W	LED	150 W	4%
HPS	400 W	35 W	LED	180 W	4%

Para fines de estudio se estimarán las pérdidas en los elementos no cuantificados en la evaluación técnica, los porcentajes de pérdidas son para los elementos de la Tabla 3.4. [17]

Tabla 3.4 Pérdidas técnicas en elementos de no calculados

ÍTEM	% DE PÉRDIDAS
CONTADORES	0,36
TRANSFORMADORES	1,74

3.1.4.2 Pérdidas no técnicas

Son aquellas cuyo origen es la incorrecta gestión comercial y administrativa de la empresa distribuidora, como pueden ser: errores de lectura, clientes sin identificación comercial, falta de registro de los consumos propios, retrasos de facturación, errores en los factores de multiplicación de equipos de medición, equipos de medición obsoletos, incompletos e inadecuados para el tipo de cliente, medidores fuera de curva (en retraso), demoras en las reconexiones de servicios, suspensiones erróneas, etc.

Las pérdidas no técnicas dependen de cada empresa distribuidora, y la mitigación para estas pérdidas son netamente de la parte administrativa, acorde a esta realidad podemos dar una clasificación de pérdidas no técnicas comprendiendo que entre empresas distribuidoras unos tipos de pérdidas no técnicas serán menores que en otras empresas distribuidoras, pero es necesario indicar las más comunes entre todas ya que uno de los objetivos de las empresas distribuidoras es reducir al máximo las pérdidas.

El porcentaje estimado de pérdidas no técnicas en los sistemas de distribución han ido disminuyendo con el pasar de los años, pero para fines de estudio se estiman del 4% al 6%. [18]

Estimación de consumos

Los equipos de medición (medidores), son aparatos en la que su función principal es registrar el consumo de un determinado abonado, pero este, en ciertas ocasiones no refleja el verdadero valor de lo consumido, este tipo de pérdidas puede producirse por fallas técnicas del medidor o por acción directa del cliente.

Actualización de tarifas

Son pérdidas producidas por la no actualización del tipo de abonado, manteniendo en unos casos medición domiciliaria con uso industrial como es el caso de mecánicas en las cuales llegan a producir problemas en la red y a los aparatos eléctricos y electromecánicos que constituyen dicha mecánica.

Red de distribución en mal estado

Son aquellas cuyo origen es la incorrecta gestión técnico-administrativa de la empresa distribuidora, como pueden ser errores de en los tiempos estimados para mejoras de redes lo cual causa afectaciones a la red y a los clientes dado por equipos obsoletos o que ya cumplieron su vida útil.

Alteraciones y hurto de energía por los consumidores

Son las provocadas por clientes que toman energía de las redes en forma directa. Este tipo de pérdidas de energía pueden ser por conexión ilegal a la red, en donde los usuarios no suscriptos realizan conexiones sin autorización produciendo pérdidas de energía no facturada, y por conexión desde la acometida, en donde se realiza una alteración a la acometida con una derivación produciendo pérdidas de energía consumida no facturada.

Pérdidas por recopilación de información

Este tipo de pérdidas no técnicas son si la energía entregada no es bien registrada o es de manera imprecisa, la cual causa pérdidas ya que es energía no facturada.

3.2. Parámetros Económicos

Se definirán ciertos parámetros económicos que nos servirán para la utilización de la evaluación económica como un proyecto de inversión con el fin de obtener una utilización

óptima de los recursos financieros los cuales nos permitirán integrar la información para la toma de decisiones.

Los parámetros que a considerar para la inversión son los siguientes:

- Pago de la inversión
- Vida útil del proyecto
- Flujos de caja

3.2.1 Pago de la Inversión

Es el dinero que el inversor debe desembolsar para conseguir que el proyecto se empiece a realizar, esta inversión se refiere a aquella parte del gasto que no se incorpora a un proceso de producción de la empresa y que permanece en ella para generar nuevos recursos a futuro.

3.2.2 Vida útil del Proyecto

Es el número de años estimados durante los cuales la inversión genera rendimientos cumpliendo con la función para la que ha sido creada.

3.2.3 Flujo de Caja

Es el resultado de efectuar la diferencia entre cobros y pagos, en cada uno de los años de la vida útil del proyecto. Se realiza un flujo de cajas para analizar la viabilidad del proyecto de inversión, así como la rentabilidad del proyecto representada acorde a la realidad económica.

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGÍA

Las empresas distribuidoras como cualquier otro agente económico enfrentan problemas de tomas de decisiones, ya que tienen múltiples necesidades y los recursos son limitados. De ahí la importancia de una metodología para la una asignación eficiente de los recursos los cuales cumplen con los objetivos de crecimiento económico social

4.1. Propuesta de la Metodología

Por lo antes descrito, se propone la siguiente metodología para evaluar las redes de distribución pudiendo ser redes de distribución aéreas, redes de distribución subterránea o redes de distribución mixtas.

Los pasos a seguir para realizar el análisis técnico-económico se describen a continuación.

4.1.1 Selección o Identificación del Tipo de Proyecto

Para definir el tipo de proyecto es necesario establecer si el proyecto es de beneficio social o no, con esta consideración podemos determinar los siguientes tipos de proyectos:

- Urbanístico
- Expansión eléctrica
- Remodelación de redes de distribución eléctrica
- Atención a clientes puntuales
- Prioridades energéticas
- Programas de energización rural y electrificación urbano-marginales FERUM

4.1.2 Ubicación del Área de Diseño

En este paso se identifica el área en donde se desarrollará el proyecto con el fin de identificar si es en la parte urbana o rural, acorde a lo establecido por los gobiernos autónomos descentralizados GADs. Y en función del uso principal del suelo donde se desarrolla el proyecto. Para el caso del DMQ se debe verificar la zona en la cual se encuentra el proyecto ya que la ordenanza 022 tiene como indicación general que todo el Distrito es soterrable.

4.1.3 Revisión Legal Sobre Redes de Distribución

Es la fase donde se revisa todos los requisitos legales en lo concerniente a las redes de distribución, para esta revisión es necesario seguir la pirámide de Kelsen, la cual nos da los grados de importancia de las leyes. Las leyes a considerar después de la Constitución de la República del Ecuador son:

- Ley Orgánica Del Servicio Público De Energía Eléctrica (LOSPEE)
- Regulaciones
- Ordenanza 022 Para El Distrito Metropolitano De Quito
- Normas de Distribución
- Acuerdos de Intervención, Acuerdos Ministeriales

Entre los diferentes tipos de leyes, normas y reglamentos aplicable tenemos la regulación del ARCONEL 001/15, el acuerdo ministerial 211, acuerdo ministerial 213.

4.1.4 Selección o Identificación de los Tipos de Usuarios

Esto para el Distrito Metropolitano de Quito, en donde se tiene una categoría para los tipos de usuarios según la zonificación en la que se encuentre el proyecto, si el análisis es en otro lugar realizar la verificación en el paso anterior, de no existir tipos de usuarios determinados por los GADs utilizar las normas de distribución aplicables. [3]

4.1.5 Cálculo de Redes de Distribución

Se diseñará la red de distribución aérea y su equivalente en red de distribución subterránea, acorde a los pasos subsiguientes, teniendo en consideración el análisis técnico entre estas redes. Si la red a diseñar se ha definido en los pasos anteriores diseñar la red ya establecida y continuar los pasos establecidos en esta metodología exceptuando los de comparación.

4.1.6 Cálculo de la Demanda

La demanda se calculará conforme lo establecido en la sección 2.5 Parámetros de diseño, según los requerimientos que dependen de cada proyecto.

4.1.7 Modelamiento del Sistema de Distribución

Se seleccionará el tipo de sistema a usar pudiendo ser radial o en anillo. En este paso se definirán los elementos que constituyen el sistema como el dimensionamiento de cables y las protecciones. El dimensionamiento de alimentadores debe ser en función del crecimiento de la demanda a tiempo estimado, como consideración adicional para el modelamiento es el uso de cables semi-aislados para redes de distribución aéreas.

4.1.8 Corrida de Flujo

Se correrá el flujo según lo determinado en la sección 2.5.11 con el fin de determinar el momento eléctrico para el modelamiento del sistema. El momento eléctrico se lo establece para materiales y disposiciones no establecidas en la norma EEQ.

4.1.9 Cálculo de Parámetros de Red

Se calcularán los parámetros de red y se verificara según la normativa correspondiente. Si estos parámetros no cumplen los estándares mínimos se reconfigurará la topología de la red o se regresará al modelamiento del sistema de distribución.

Para la red de bajo voltaje se utilizarán los pasos 4.1.6 hasta el paso 4.1.9 pero con el enfoque de bajo voltaje.

4.1.10 Cálculo o Estimación de Inversión para las Alternativas.

Se calculará la inversión para el proyecto según la alternativa acorde a las partidas que intervienen, se muestra en el Anexo V el tipo de partidas a considerar. Es importante diferenciar la inversión entre la construcción eléctrica y la construcción civil como herramienta de comparación y selección de inversión.

4.1.11 Estudio de Confiabilidad

Para el estudio de confiabilidad se realizará una evaluación prospectiva, ya que se realiza un estudio a futuro, pero se puede realizar una evaluación histórica como toma de decisión de remodelación de redes. Para la evaluación histórica tomar a consideración que se tendrá datos de la red existente y los de la alternativa de comparación serán calculados o estimados.

Modelamiento probabilístico de las variables aleatorias, o selección de valores para las variables aleatorias a considerar en el análisis técnico económico del comportamiento del sistema.

El método que se usara en este proyecto para la evaluación de las variables aleatorias es el Estocástico con una simulación de Montecarlo.

4.1.11.1 Simulación de las variables probabilísticas

Si el método seleccionado lo permite se realizará la simulación, caso contrario saltar al siguiente paso.

La simulación sigue los siguientes pasos:

- Parámetros iniciales
- Definir las salidas
- Inicio de la simulación
- Generar valores acorde a las variables probabilísticas seleccionadas.
- Incrementar la cuenta.
- Evaluar criterio de parada (se puede usar como criterio de parada un numero preespecificado de iteraciones)
- Validar las salidas.

En este paso seleccionaremos un método de estudio de la confiabilidad enfocada a las redes de distribución, así como también se realizará la evaluación del sistema acorde a los indicadores establecidos en la sección 2.9.

4.1.12 Cálculo de Costos

Cálculo de costos directos e indirectos en función del diseño preliminar. Los principales costos por calcular son los siguientes:

- Costo de la construcción Eléctrica
- Costo de la construcción Civil

Los principales costos por calcular o estimar en función de los parámetros técnicos son los siguientes:

- Mantenimiento del sistema
- Pérdidas de energía
- Multas o compensaciones

4.1.13 Flujo de Caja

Correr un Flujo de caja, El flujo de caja a realizar deberá ser un flujo de caja de inversión, mostrando la inversión del capital que beneficiará en futuro.

4.1.14 Cálculo de Parámetros

Cálculo de índices técnicos y económicos, Se identifica, cuantifica y valora los beneficios que se generan en los tipos de redes de distribución en un determinado periodo de tiempo.

4.1.15 Comparación con la Normativa

Comparación de los índices con la normativa vigente, Si los índices no satisfacen la normativa, regresar al paso 4.1.5.

4.1.16 Comparación Técnico-Económica

Comparación técnico-económica de los índices para las alternativas seleccionadas, con lo que se determina qué tipo de proyecto es viable para su ejecución. También se ejecuta el posible financiamiento de los tipos de proyectos en consideración de los incentivos económicos que pueden producirse por la aplicación del soterramiento de redes de distribución.

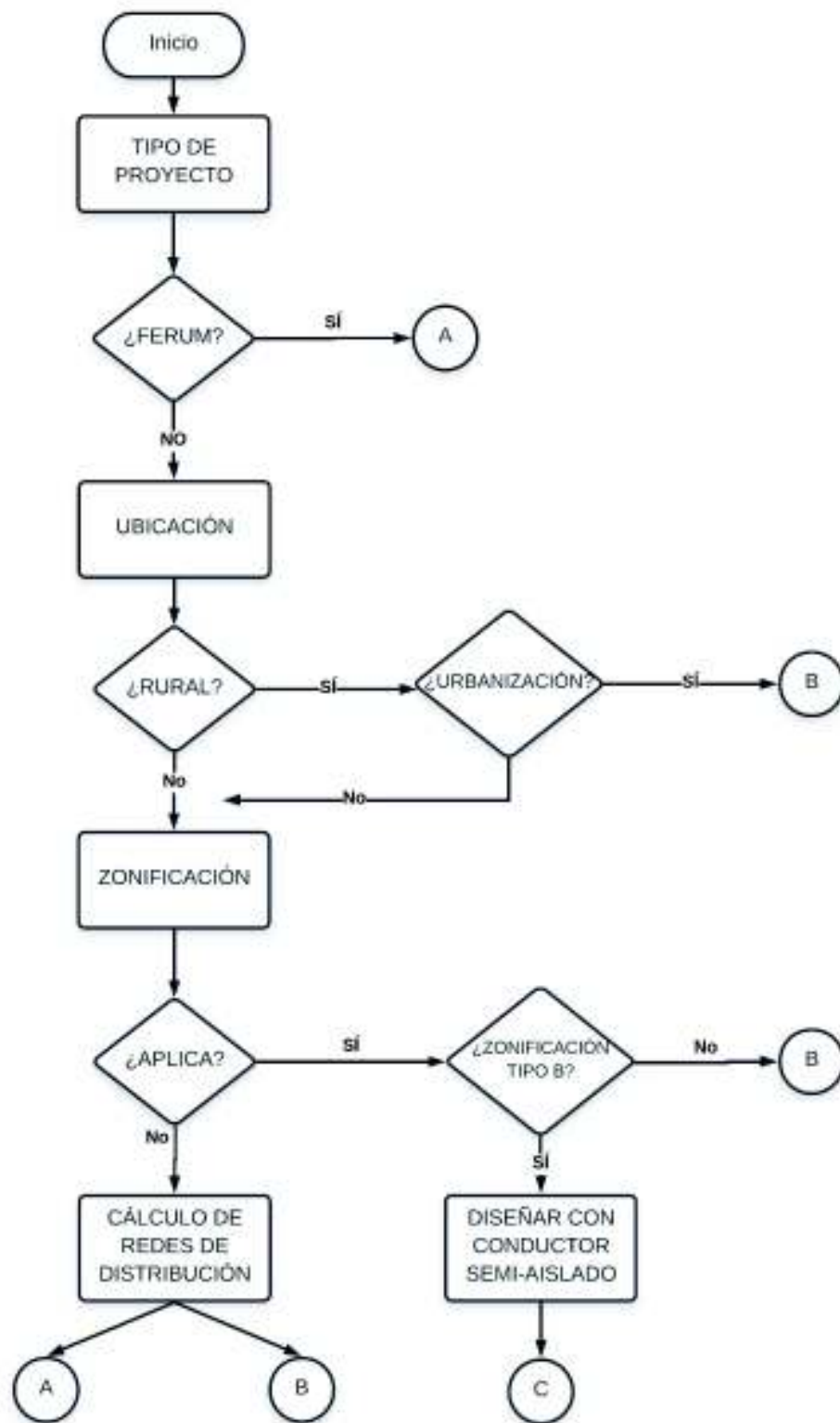
La comparación se la realizara con los valores obtenidos de la simulación y se calculara los beneficios obtenidos de la posible realización de cada alternativa.

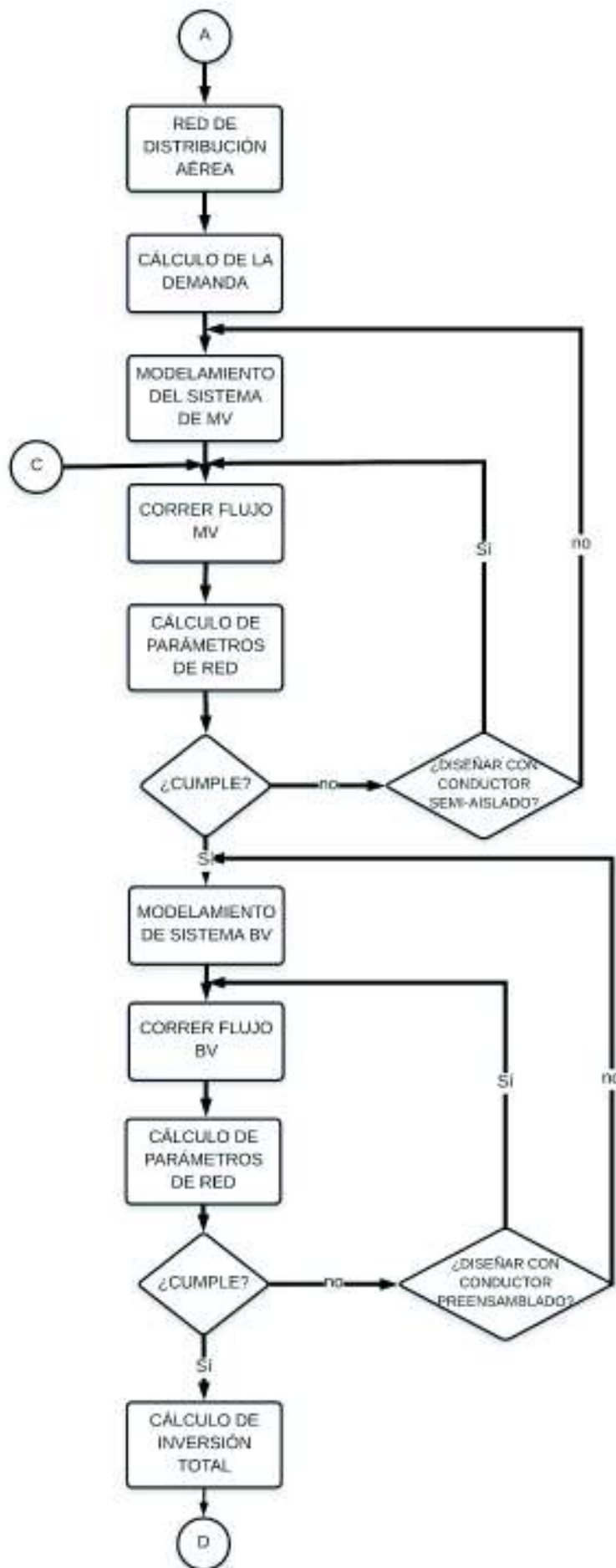
4.1.17 Diseño Definitivo

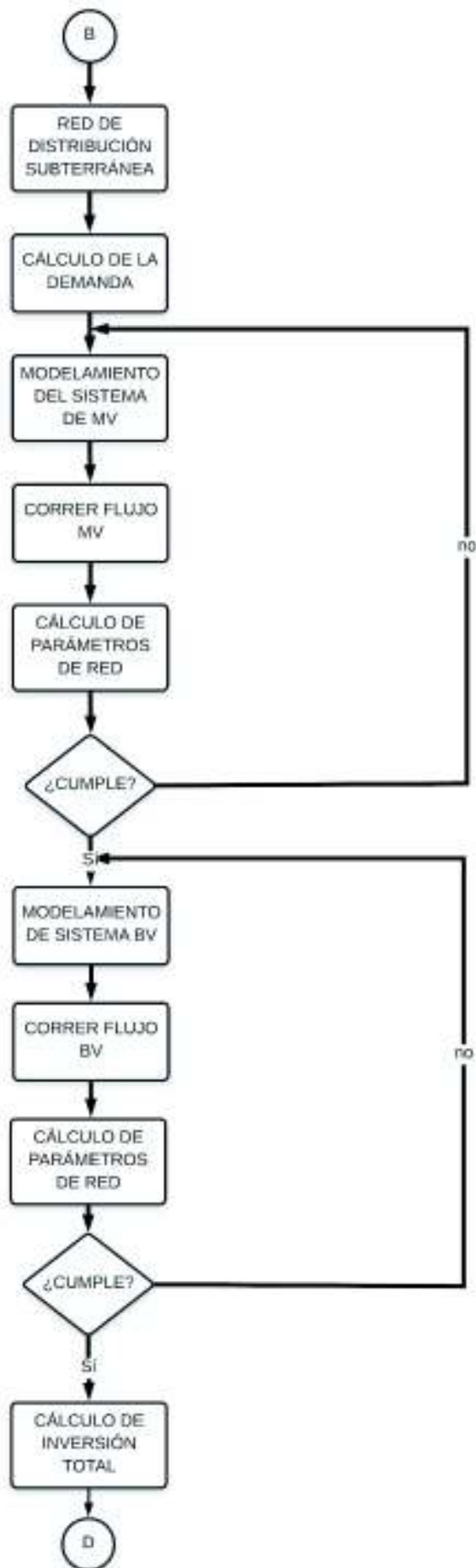
Se realiza el diseño definitivo para la aprobación dentro de los departamentos de distribución asignados para aprobación de proyectos y posteriormente en el departamento correspondiente para la construcción. En este paso se solicitará la factibilidad técnica y se pedirán permisos de construcción, etc.

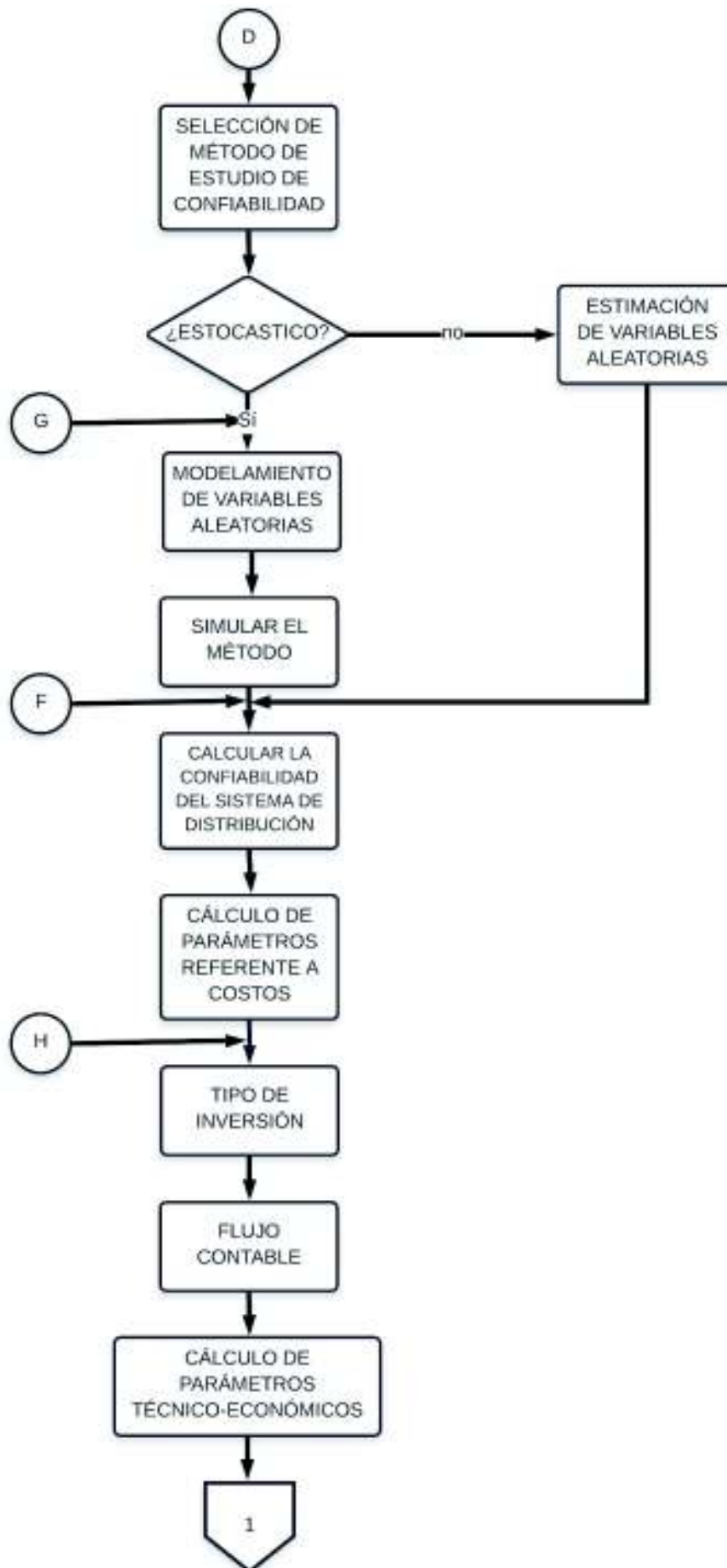
4.2. Flujograma de Metodología Propuesta

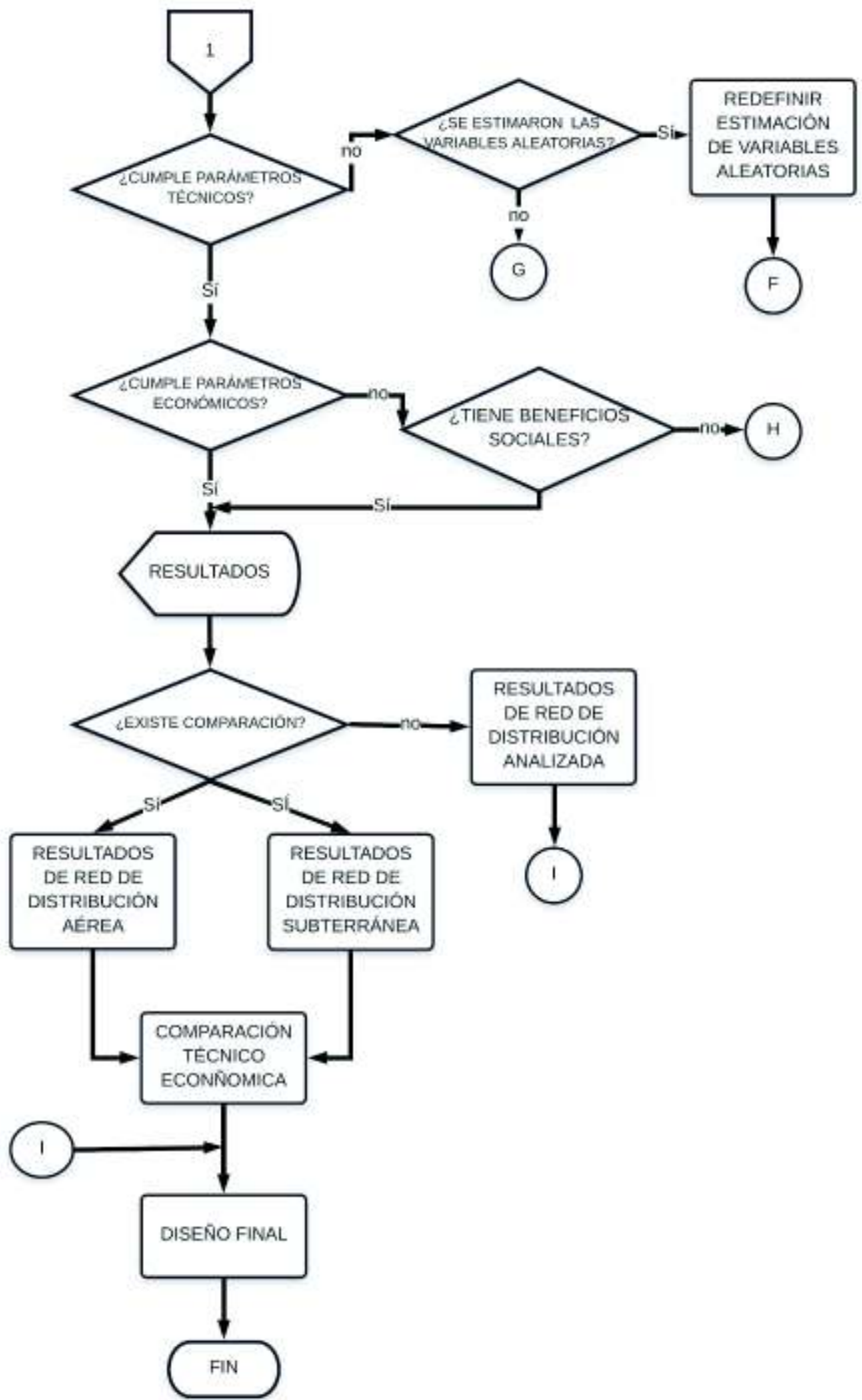
A continuación, se presenta el flujograma de la metodología propuesta aplicable a proyectos de distribución.











CAPÍTULO V

5. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA

La aplicación de la metodología se realizará en dos proyectos de diseño.

5.1. Aplicación de la metodología para un ramal nuevo de un Primario Existente.

TIPO DE PROYECTO:

Expansión de red de distribución eléctrica rural, con remodelación de red de distribución rural existente

NOMBRE DEL PROYECTO:

Cooperativa de vivienda rural del Ministerio de Energía y Minas COVIRMEM

UBICACIÓN:

Barrio Rural Santa Rosa, Pintag.

ANTECEDENTES:

La cooperativa de vivienda COVIRMEM proyecta la lotización de 155 lotes con el uso principal de agrícola residencial y un con un coeficiente de ocupación del suelo $\cos < 50\%$, para lo cual es necesario la instalación de redes eléctricas y de alumbrado público.

La cooperativa no se encuentra en ninguna zona de prioridad de reordenamiento de redes aéreas para el DMQ.

REVISIÓN LEGAL

El acuerdo ministerial 260 el cual modifica el acuerdo ministerial 211, establece en su artículo 7 "Las disposiciones establecidas en el presente Acuerdo no son aplicables para los proyectos urbano marginales y rurales considerados dentro del programa FERUM o aquellos de similares características; así como para aquellos proyectos de vivienda de interés social, que se concedan a grupos de población en situación de desventaja, vulnerabilidad o de bajo poder adquisitivo que sean aprobadas como "Vivienda de Interés Social (VIS)" por el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda – MIDUVI." Con lo que nos da la viabilidad para que exista la comparación entre los tipos de redes de distribución.

PROBLEMA

Qué tipo de red de distribución utilizar para dotar de servicio eléctrico.

CÁLCULO DE RED AÉREA

Tipo de usuario: tipo C

Demanda máxima diversificada para 155 clientes

$$DMD = 173 \times 0,784 = 135,63 \text{ kW}$$

Demanda máxima diversificada para un crecimiento del 4 % para 10 años

$$DMD = 135,63 \times (1 + 0,04)^{10} = 200,76 \text{ kW}$$

Demanda máxima diversificada para cocinas de inducción, la demanda máxima unitaria para las cocinas de inducción es 2,4 kW.

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 155^{-0,128443} + 0,037 = 0,2906$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 155 \times 0,2906 \times 2,4 = 64,86 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 78 \times 150 = 11,7 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{200,76 + 11,7 + 64,86 + (3,6\% \times 200,76)}{0,95} = 299,52 \text{ kVA}$$

Cálculo de transformadores

Para el cálculo de transformadores se establecen centros de carga, los cuales serán dimensionados a partir del número de usuarios.

CT-01

20 usuarios y 11 luminarias de 150 W

$$DMD = 22,9 \text{ kW}$$

$$DMD = 22,9 \times (1 + 0,04)^{10} = 33,89 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 20^{-0,128443} + 0,037 = 0,3668$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 20 \times 0,3668 \times 2,4 = 10,56 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 11 \times 150 = 1,65 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{33,89 + 1,65 + 10,56 + (3,6\% \times 33,89)}{0,95} = 49,81 \text{ kVA}$$

$$kVA = 49,81 \times 0,8 = 39,84 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 37,5 \text{ kVA}$$

En el Anexo VI se detallan los cálculos de los seis transformadores restantes.

CIRCUITOS DE MEDIO VOLTAJE

Se presenta el esquema de conexiones de los transformadores proyectados en la red existente, los transformadores se conectan de manera radial.

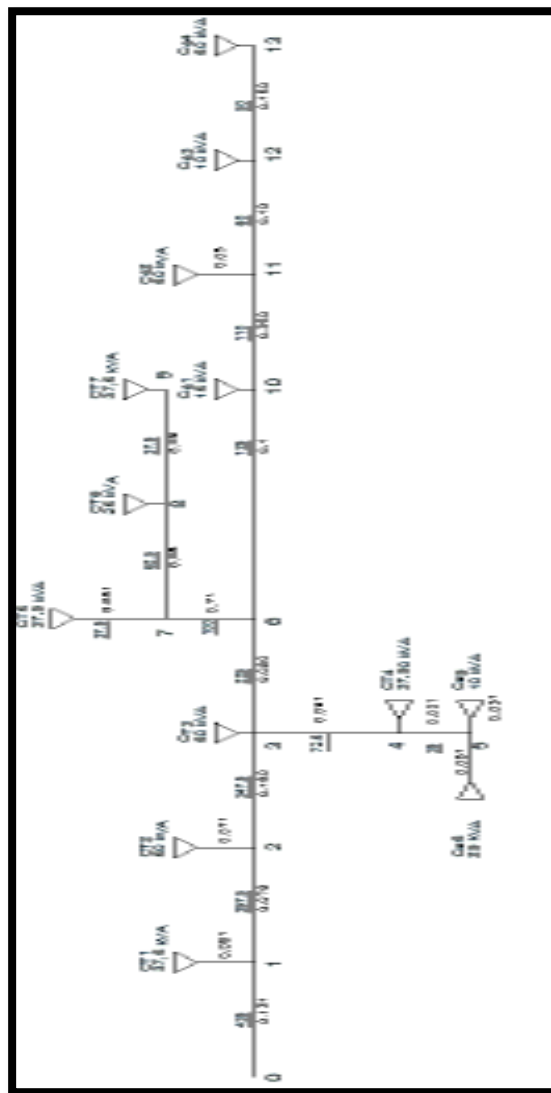


Figura 5.1 Esquema de conexiones de los transformadores proyectados en la red existente

Fuente: Elaboración propia

El momento eléctrico para los circuitos de medio voltaje son los kVA-km, que se obtiene de la multiplicación de los kVA (carga total) en el tramo analizado por la longitud del tramo. El tramo será la separación entre nodos eléctricos, y la longitud del tramo será la distancia de separación entre nodos eléctricos.

Del cómputo de la caída de voltaje y pérdidas de potencia en función del momento eléctrico en redes primarias se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 5.1 Caída de voltaje y pérdidas de potencia en redes primarias

DESIGNACIÓN TRAMO TOTAL	ΔV (%) TOTAL	PÉRDIDAS EN REDES PRIMARIAS
0-CT1	0,014	0,038772
0-CT2	0,019	0,020077
0-Ce6	0,042	0,032427
0-Ce5	0,041	0,000022
0-CT5	0,047	0,022307
0-CT7	0,049	0,002021
0-Ce2	0,068	0,042448
0-Ce4	0,073	0,005268
	TOTAL	0,163342

De donde se obtiene que la caída de voltaje máxima calculada es de 0,073% para la regulación del 1% con el límite máximo 1%, y el total de las pérdidas de potencia calculadas es de 0,163342 kW.

CIRCUITOS DE BAJO VOLTAJE

Para los circuitos de bajo voltaje se diseña con cable ASC desnudo. Del cómputo de caídas de voltaje y pérdidas de potencia en función del momento eléctrico se obtiene los siguientes resultados.

Tabla 5.2 Caídas de voltaje y pérdidas de potencia en redes secundarias

TRANSFORMADOR	KVA	ΔV (%) TOTAL	PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS
CT1	37,5	2,53	0,5582
CT2	50	2,88	0,7984
CT3	50	2,91	0,7745
CT4	37,5	2,85	0,6852
CT5	25	2,94	0,4568
CT6	37,5	2,89	0,6933
CT7	50	2,99	0,6519
		TOTAL	4,6182

Para el cómputo de las caídas de voltaje se las realizo a demanda máxima diversificada con pérdidas del 3,6% para el tramo, así como la demanda máxima diversificada de las cocinas de inducción consideradas en ese tramo, y para el cálculo de las pérdidas de potencia se consideró solo las demandas máximas diversificadas.

De la Tabla 5.2 podemos indicar que para una regulación del 1% de caída de voltaje y con el límite máximo en redes secundarias del 3%, las redes de bajo voltaje cumplen, y para las pérdidas de potencia calculadas correspondientes a redes de bajo voltaje son de 4,6182 KW.

Tabla 5.3 Pérdidas de potencia en alumbrado público

TRANSFORMADOR	KVA	LÁMPARAS	PÉRDIDAS EN A/P
CT1	37,5	11	0,198
CT2	50	9	0,162
CT3	50	12	0,216
CT4	37,5	9	0,162
CT5	25	15	0,270
CT6	37,5	11	0,198
CT7	50	12	0,216
		TOTAL	1,422

De la Tabla 5.3 de pérdidas en alumbrado público tenemos que las pérdidas son calculadas para las lámparas de 150 W con pérdidas de 18 W por cada lámpara.

Tabla 5.4 Pérdidas de potencia en acometidas y medidores

TRANSFORMADOR	KVA	ACOMETIDAS	PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS Y CONTADORES
CT1	37,5	20	1,4667
CT2	50	28	2,0534
CT3	50	25	1,8334
CT4	37,5	24	1,7600
CT5	25	13	0,9534
CT6	37,5	20	1,4667
CT7	50	25	1,8334
TOTAL			11,3670

Para las pérdidas de potencia en acometidas y medidores de energía, se estimó la medida de 30 metros con cable antifraude # 3x4 AWG y una pérdida de potencia en los contadores del 0,36% de la potencia máxima suministrada por la acometida

Tabla 5.5 Pérdidas de potencia en Transformadores

TRANSFORMADOR	KVA	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES
CT1	37,5	0,6868
CT2	50	0,9158
CT3	50	0,9158
CT4	37,5	0,6868
CT5	25	0,4579
CT6	37,5	0,6868
CT7	50	0,9158
TOTAL		5,2658

Las pérdidas de potencia en transformadores son de 1,74% con lo cual nos da una pérdida total de 5,2658 kW.

Tabla 5.6 Pérdidas de potencia totales

TRANSFORMADOR	KVA	PÉRDIDAS TÉCNICAS TOTALES
CT1	37,5	2,9097
CT2	50	3,9296
CT3	50	3,7396
CT4	37,5	3,2940
CT5	25	2,1381
CT6	37,5	3,0448
CT7	50	3,6170
TOTAL		22,6729

Las pérdidas técnicas totales del sistema de bajo voltaje son de 22,6729 kW.

Los esquemas de conexión de la red de distribución de bajo voltaje de los transformadores se presentan en las Figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, y 5.8.

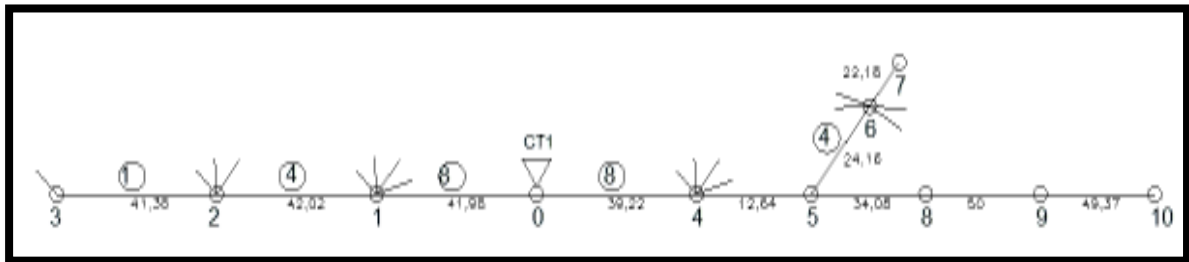


Figura 5.2 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT1

Fuente: Elaboración propia

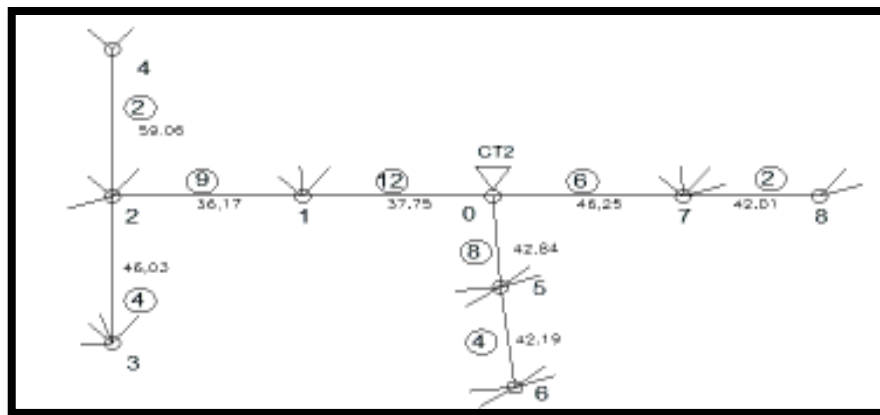


Figura 5.3 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT2

Fuente: Elaboración propia

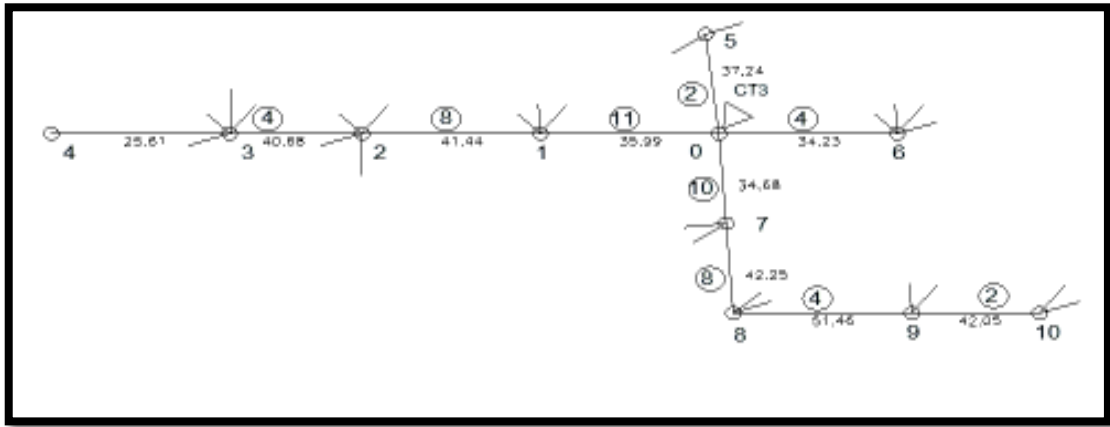


Figura 5.4 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT3

Fuente: Elaboración propia

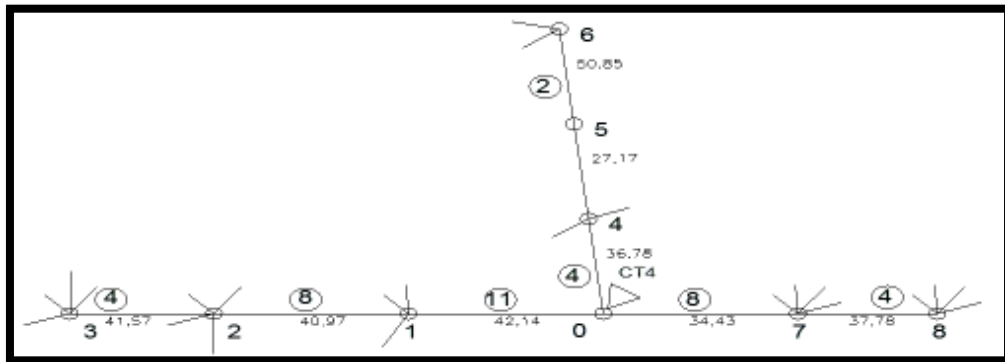


Figura 5.5 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT4

Fuente: Elaboración propia

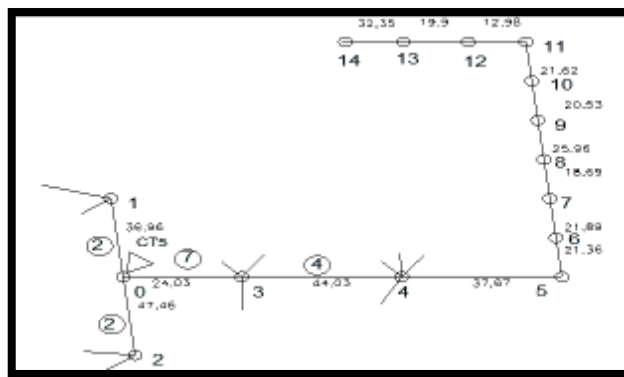


Figura 5.6 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT5

Fuente: Elaboración propia

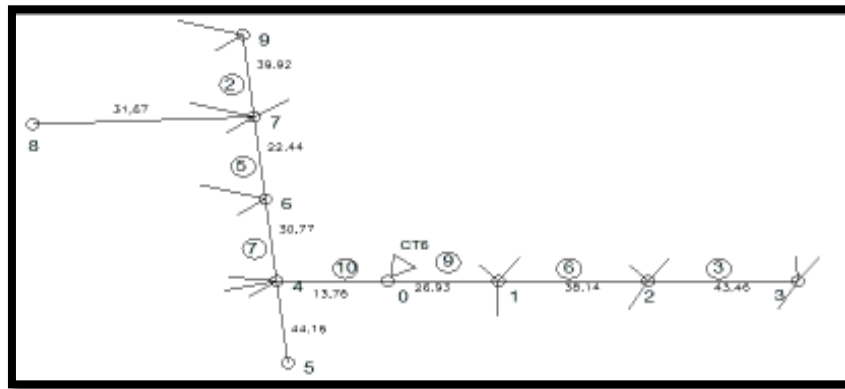


Figura 5.7 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT6

Fuente: Elaboración propia

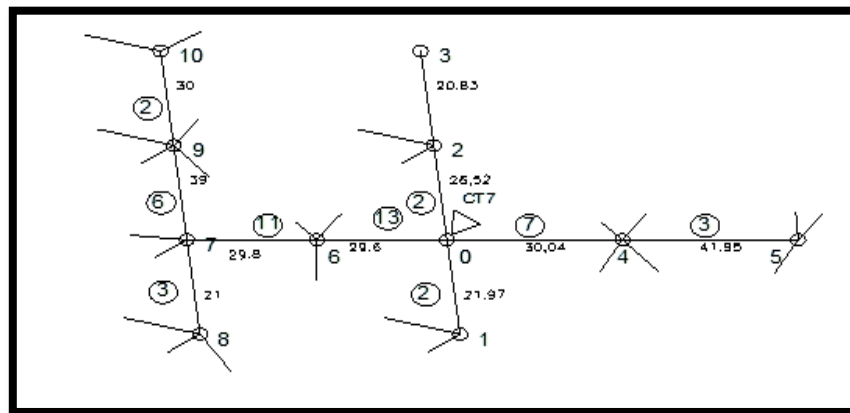


Figura 5.8 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT7

Fuente: Elaboración propia

INVERSIÓN

La inversión para este tipo de evaluación es acorde a las partidas de mano de obra más las partidas de materiales dando los siguientes valores:

Tabla 5.7 Resumen de costos sistema de distribución aéreo

COSTO TOTAL DE MATERIALES ELECTRICOS:	111.969,44
Mano de obra Electrico	
SUBTOTAL :Mano de obra Electrico	30.000,00
Direccion tecnica	
SUBTOTAL :Direccion tecnica	2.500,00
Aprobacion de proyecto	
SUBTOTAL :Aprobacion de proyecto	3.000,00
SUBTOTAL	147.469,44

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD PARA EL SISTEMA AÉREO

Para la confiabilidad del sistema de distribución de energía aéreo se establece la reducción por zonas de afectación. Para nuestro sistema se tiene 3 zonas a reducir las que se muestran en la Figura 5.9.

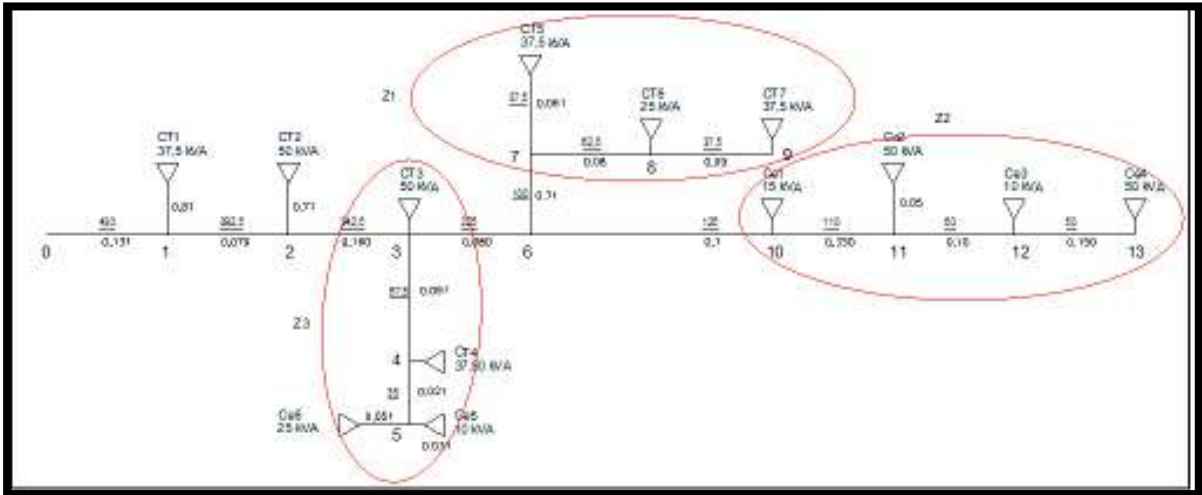


Figura 5.9 Reducción de zonas para el estudio de confiabilidad

Fuente: Elaboración propia

REDUCCIÓN ZONA 1:

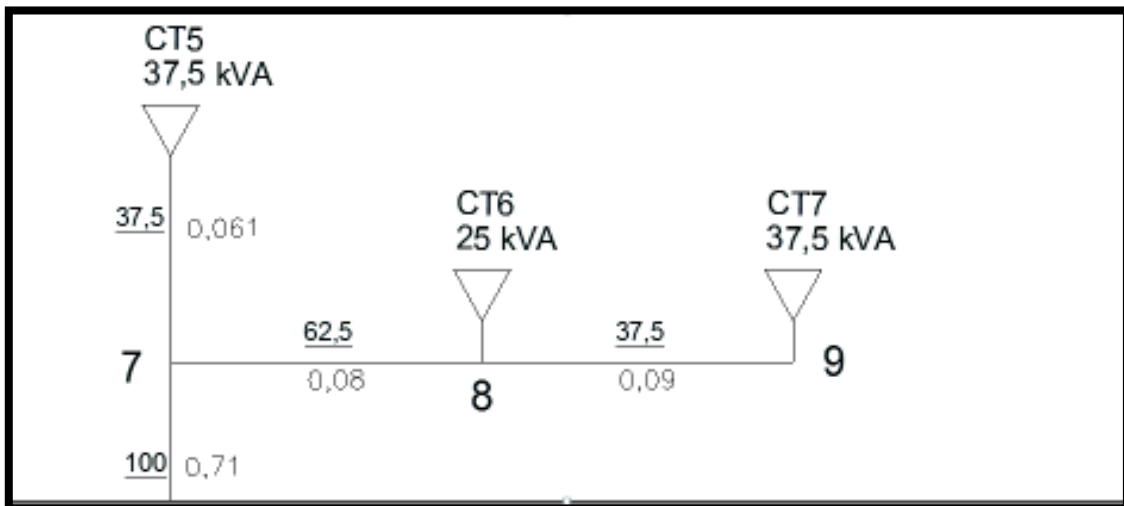


Figura 5.10 Zona de reducción 1

Fuente: Elaboración propia

Con el uso de las ecuaciones de Parámetros de Confiabilidad de sistemas de distribución radial se obtiene el siguiente equivalente:

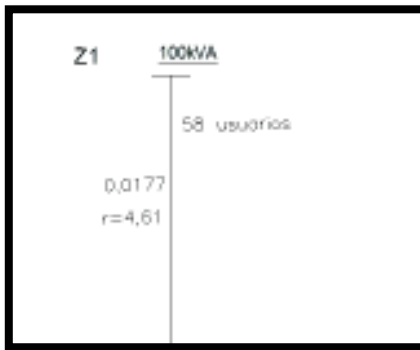


Figura 5.11 Equivalente de reducción Z1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.8 Cálculo de parámetros equivalentes Z1

COMPONENTE	LONGUITUD	lamda		r	U
línea aérea MV	0,061	0,0189	0,0012	8,00	0,0092
línea aérea MV	0,08	0,0189	0,0015	8,00	0,0121
línea aérea MV	0,071	0,0189	0,0013	8,00	0,0107
línea aérea MV	0,09	0,0189	0,0017	8,00	0,0136
Transformador de distribución	3	0,004	0,0120	3,00	0,0360
		TOTAL	0,0177	4,61	0,0817

REDUCCIÓN ZONA 2

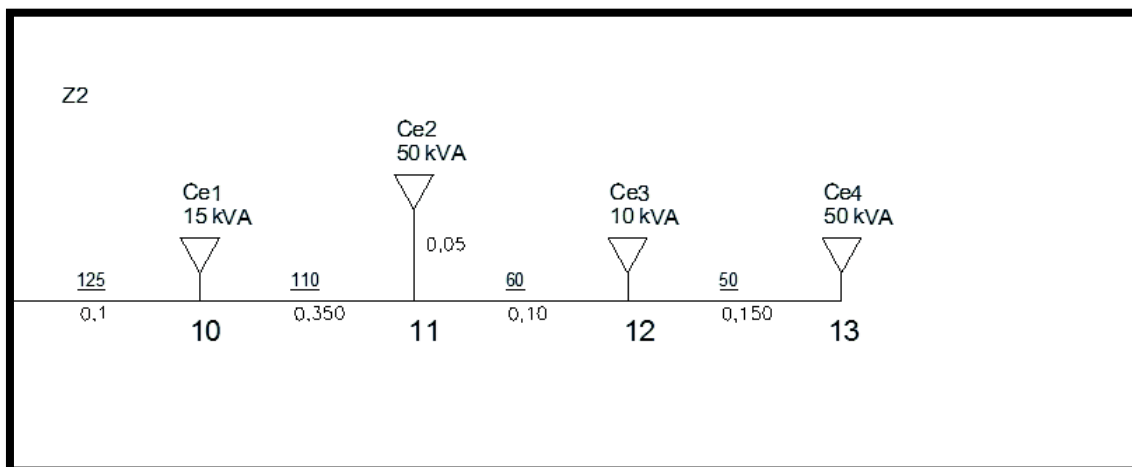


Figura 5.12 Zona de reducción Z2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.9 Cálculo de parámetros equivalentes Z2

COMPONENTE	LONGUITUD	lamda		r	U
línea aérea MV	0,1	0,0189	0,0019	8,00	0,0151
línea aérea MV	0,35	0,0189	0,0066	8,00	0,0529
línea aérea MV	0,1	0,0189	0,0019	8,00	0,0151
línea aérea MV	0,15	0,0189	0,0028	8,00	0,0227
Transformador de distribución	4	0,004	0,0160	3,00	0,0480
		TOTAL	0,0292	5,26	0,1538

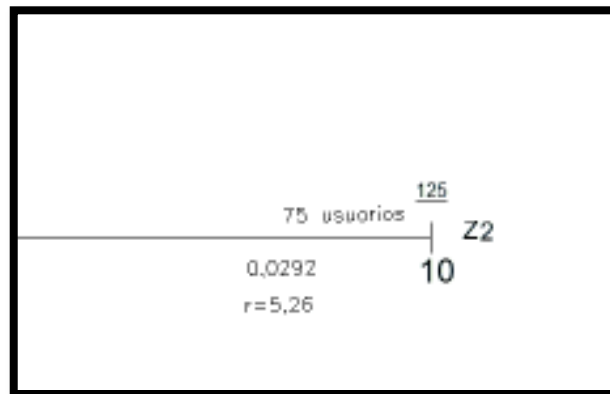


Figura 5.13 Equivalente de reducción Z2

Fuente: Elaboración propia

REDUCCIÓN ZONA 3:

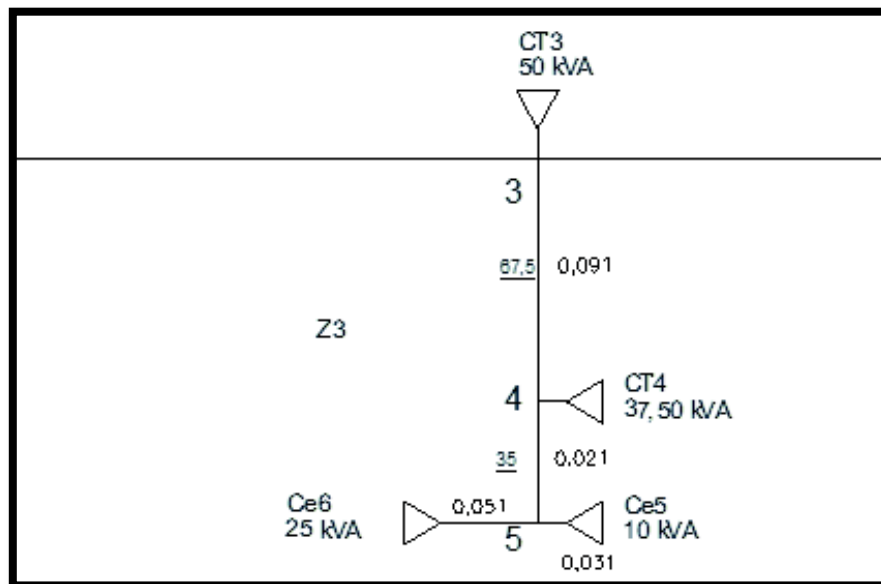


Figura 5.14 Zona de reducción Z3

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.10 Cálculo de parámetros equivalentes Z3

COMPONENTE	LONGUITUD	lamda		r	U
línea aérea MV	0,091	0,0189	0,0017	8,00	0,0138
línea aérea MV	0,021	0,0189	0,0004	8,00	0,0032
línea aérea MV	0,051	0,0189	0,0010	8,00	0,0077
Transformador de distribución	4	0,004	0,0160	3,00	0,0480
		TOTAL	0,0191	3,81	0,0726

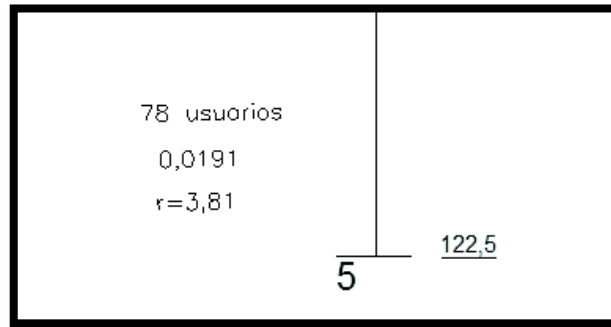


Figura 5.15 Equivalente de reducción Z3

Fuente: Elaboración propia

El sistema resultante es el que se muestra en la Figura 5.16.

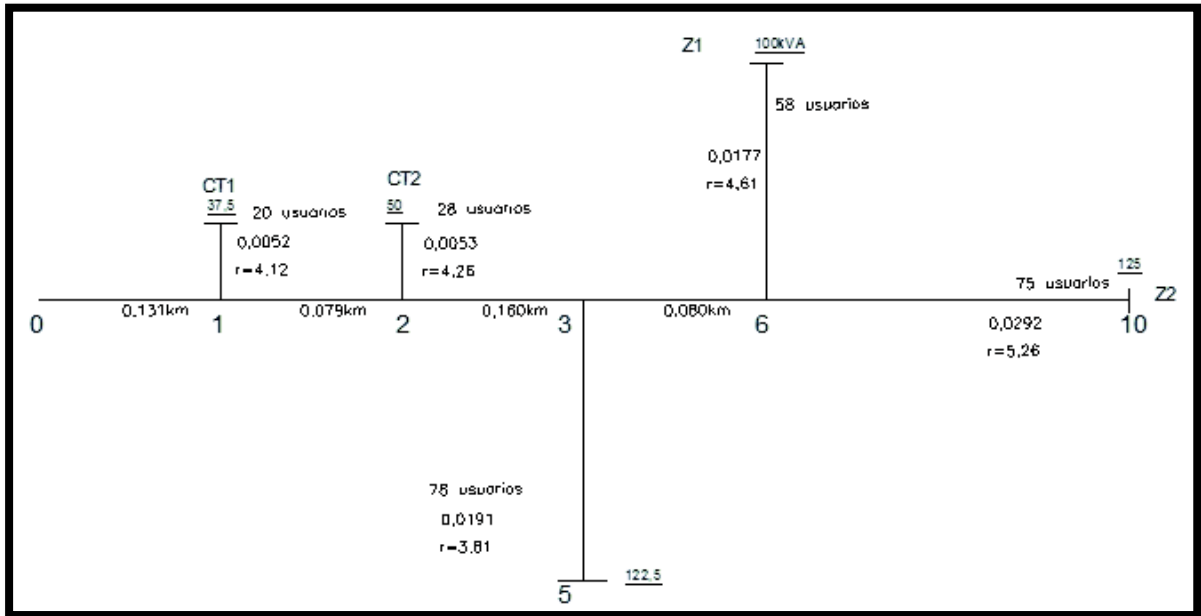


Figura 5.16 Sistema equivalente para realizar el estudio de confiabilidad

Fuente: Elaboración propia

Del análisis de la confiabilidad del sistema sin considerar las variables aleatorias se tiene el siguiente resultado:

Tabla 5.11 Cálculo de confiabilidad constante

ESQUEMA		TIEMPOS		COMPUTO			
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO CALCULADA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)					ÍTEM	TOTAL
0-1	0,131	0,0189	0,0025	8	0,020	LANDA TOTAL	0,085
1-2	0,079	0,0189	0,0015	8	0,012	U TOTAL	0,420
2-3	0,160	0,0189	0,0030	8	0,024	r CALCULADO	4,941
3-6	0,080	0,0189	0,0015	8	0,012		
1-CT1		0,0052	0,0052	4,12	0,021		
2-CT2		0,0053	0,0053	4,26	0,023		
3-5		0,0191	0,0191	3,81	0,073		
6-Z1		0,0177	0,0177	4,61	0,082		
6-Z2		0,0292	0,0292	5,26	0,154		

El flujo de caja si realizara la inversión la empresa distribuidora nos dan los indices siguientes, con las siguientes características:

Periodo de estudio: 10 años

Tasa de retorno: 10%

Tasa del crecimiento de la demanda constante del 4,8% por año con un periodo de crecimiento de 10 años, periodo en el cual los transformadores siguen trabajando sin sobre carga. Las pérdidas no técnicas serán constantes del 6%.

La facturación será sin considerar la comercialización, con un consumo constante de 200 kWh mensuales.

El mantenimiento del sistema será del 5% del valor de la obra para materiales, para el personal será el proporcional de la mano de obra por hora de una cuadrilla.

Tabla 5.12 Indicadores técnico-económicos constantes

INDICE	VALOR
SAIFI	0,08501
SAIDI	0,42000
CAIDI	4,94091
ASAI	0,99995
ASVI	0,00005
ENS	173,56583
AENS	0,67014
VAN	\$ 116.436,02
TIR	24,89%
TIEMPO DE RECUPERACION INVERSION	6,00
MANTENIMIENTO	9047,21

El valor total de mantenimiento para los 10 años es de US\$ 9.047,21

ANÁLISIS DEL SISTEMA CON VARIABLES ALEATORIAS CONTINUAS.

Las variables aleatorias continuas son la tasa de fallo y el tiempo de reposición.

PARÁMETROS INICIALES:

Valores obtenidos de la reducción por zonas y los de la Tabla 3.1.

SALIDAS:

Las salidas son los parámetros técnicos, económicos financieros.

Generación de valores de las variables aleatorias continuas con una distribución exponencial.

Función de densidad para una distribución exponencial

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x}$$

Función de distribución acumulada

$$F(x) = \int_{-\infty}^x \lambda e^{-\lambda x} dx = 1 - e^{-\lambda x} = r$$

Se generan valores aleatorios para la función de distribución acumulada y se obtiene el valor de la variable aleatoria continua x , la cual se obtiene del despeje de la ecuación de la función de distribución acumulada.

$$F(x) = r = 1 - e^{-\lambda x}$$

$$r - 1 = -e^{-\lambda x}$$

$$1 - r = e^{-\lambda x}$$

$$\ln(1 - r) = \ln(e^{-\lambda x})$$

$$\ln(1 - r) = -\lambda x$$

$$x = -\frac{1}{\lambda} \ln(1 - r)$$

$$\lambda_{medio} = \frac{1}{\lambda}$$

$$x = -\lambda_{medio} \ln(1 - r)$$

Tabla 5.13 Cálculo de confiabilidad aleatorio

ESQUEMA			TIEMPOS			COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO ALEATORIA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)						ÍTEM	TOTAL
0-1	0,131	0,0189	0,0058	8	23,897701	0,138	LAMDA TOTAL	0,054
1-2	0,079	0,0189	0,0014	8	23,18458	0,032	U TOTAL	0,591
2-3	0,160	0,0189	0,0012	8	22,363005	0,027	r CALCULADO	10,977
3-6	0,080	0,0189	0,0019	8	9,1999354	0,018		
1-CT1		0,0052	0,0043	4,12	2,0854197	0,009		
2-CT2		0,0053	0,0006	4,26	3,378718	0,002		
3-5		0,0191	0,0170	3,81	0,215847	0,004		
6-Z1		0,0177	0,0023	4,61	0,9189881	0,002		
6-Z2		0,0292	0,0193	5,26	18,54276	0,359		

El flujo de caja si realizara la inversión la empresa distribuidora nos dan los indices siguientes, con las siguientes características:

Periodo de estudio: 10 años

Tasa de retorno: 10%

Tasa del crecimiento de la demanda variable entre 0 y 4,8 % por año con un periodo de crecimiento de 10 años, y pérdidas no técnicas aleatorias máximas del 6%.

La facturación será aleatoria en 151 y 250 kWh mes

El método de estudio será estocástico con simulación de variables aleatorias continuas, la simulación se da para 10000 iteraciones con los siguientes resultados:

Tabla 5.14 Indicadores técnico-económicos SAIFI - SAIDI – CAIDI

INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI
vmax	0,4583	4,0918	34,3685
vmin	0,0085	0,0184	0,3602
rango	0,4498	4,0734	34,0083
columnas	100	100	100
ancho	0,0045	0,0411	0,3435
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,08478	0,4185	4,9719
FMAX	556.000	968	658
MAS PROBABLE	0,06758	0,22414	3,79508
CONSTANTE	0,08501	0,42000	4,94091
P(X<CONSTANTE)	54,04%	60,06%	56,66%

Tabla 5.15 Indicadores técnico-económicos ASAI - ASVI – ENS

INDICE	ASAI	ASVI	ENS
vmax	1,0000	0,0005	1690,9516
vmin	0,9995	0,0000	7,6162
rango	0,0005	0,0005	1683,3354
columnas	100	100	100
ancho	0,0000	0,0000	17,0017
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,99995	0,00005	172,9402
FMAX	968	968	968
MAS PROBABLE	0,99998	0,00003	92,62461
CONSTANTE	0,99995	0,000050	173,56583
P(X<CONSTANTE)	29,54%	65,70%	60,06%

Tabla 5.16 Indicadores técnico-económicos AENS – VAN

INDICE	AENS	VAN	
vmax	6,5288	219601,0148	VAN < 0
vmin	0,0294	3378,9663	0,00%
rango	6,4994	216222,0485	VAN > 0
columnas	100	100	100,00%
ancho	0,0656	2183,8427	VAN = 0
error	1,00%	1,00%	0,00%
media	0,6677	105133,1559	
FMAX	968	140	
MAS PROBABLE	0,35762	95100,35927	
CONSTANTE	0,67014	116436,02000	
P(X<CONSTANTE)	60,06%	55,02%	

Tabla 5.17 Indicadores técnico-económicos TIR – TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN TR – MANTENIMIENTO MA

INDICE	TIR	TR	MA
vmax	37%	10,6918	26083,9205
vmin	11%	4,2937	7183,9839
rango	0,2674	6,3981	18899,9366
columnas	100	100	100
ancho	0,0027	0,0646	190,8894
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	23,98%	6,36	9040,19
FMAX	147	275	968
MAS PROBABLE	30,77%	4,746	8138,431
CONSTANTE	24,89%	6,000	9047,210
P(X<CONSTANTE)	52,56%	49,99%	60,06%

El financiamiento es por parte de los integrantes de la cooperativa y se lo realizara de la siguiente manera:

Valor comercial del metro cuadrado US\$ 20, pero al no contar con el servicio de energía eléctrica se aplica el factor de corrección de 0,97 por lo que da un valor de US\$ 19,40 el metro cuadrado.

Avaluó de los adicionales constructivos, el avaluó de este bien por los adicionales da un valor de US\$ 21,78 el metro cuadrado.

El financiamiento se lo realizaría con una cuota de 500 por cada integrante de la cooperativa (130 integrantes) dando un valor de US\$ 65.000, y puesta a la venta de 16 lotes a US\$ 22,00 el metro cuadrado con un ingreso de US\$ 211.200,00 con lo cual el proyecto puede ser ejecutado a partir del 2 trimestre del segundo año.

CÁLCULO DE RED SOTERRADA

Tipo de usuario: tipo C

Demanda máxima diversificada para 155 clientes

$$DMD = 173 \times 0,784 = 135,63 \text{ kW}$$

Demanda máxima diversificada para un crecimiento del 4 % para 10 años

$$DMD = 135,63 \times (1 + 0,04)^{10} = 200,76 \text{ kW}$$

Demanda máxima diversificada para cocinas de inducción, la demanda máxima unitaria para las cocinas de inducción es 2,4 kW

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 155^{-0,128443} + 0,037 = 0,2906$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 155 \times 0,2906 \times 2,4 = 64,86 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 78 \times 150 = 11,7 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{200,76 + 11,7 + 64,86 + (3,6\% \times 200,76)}{0,95} = 299,52 \text{ kVA}$$

Cálculo de transformadores

Para el cálculo de transformadores se establecen centros de carga, los cuales serán dimensionados a partir del número de usuarios.

CT-01

67 usuarios y 50 luminarias de 150 W

$$DMD = 64,4 \text{ kW}$$

$$DMD = 64,4 \times (1 + 0,04)^{10} = 71,14 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 67^{-0,128443} + 0,037 = 0,3194$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 67 \times 0,3194 \times 2,4 = 30,82 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 50 \times 150 = 7,5 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{71,14 + 7,5 + 30,82 + (3,6\% \times 71,14)}{0,95} = 117,92 \text{ kVA}$$

$$kVA = 117,92 \times 0,8 = 94,33 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 100 \text{ kVA}$$

El cálculo de los transformadores restantes se muestra en el Anexo VII

CIRCUITOS DE MEDIO VOLTAJE

Se presenta el esquema de conexiones de los transformadores trifásicos proyectados en la red existente, los transformadores se conectan de manera radial con cajas de maniobra de 1 entrada 2 salidas. En el recorrido se proyecta 3 transiciones en MV.

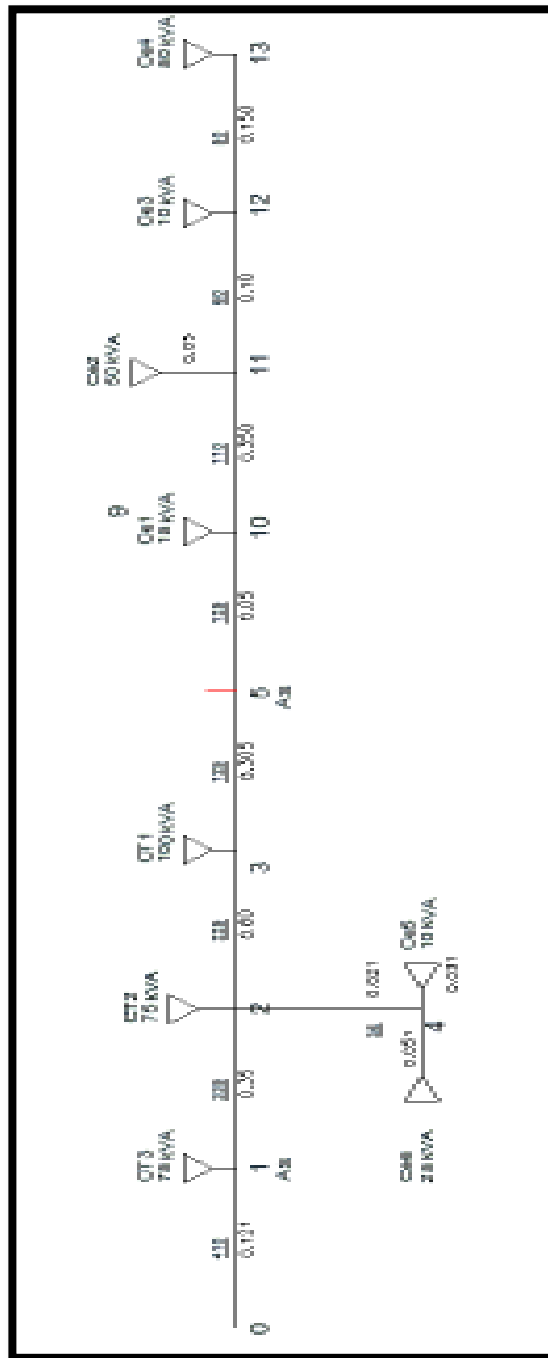


Figura 5.17 Esquema de conexiones de los transformadores proyectados en la red existente

Fuente: Elaboración propia

Del cómputo de la caída de voltaje en redes primarias se obtienen en el extremo más largo una caída de voltaje del 0,043% para la regulación del 1% con el límite máximo del 1%

Tabla 5.18 Caída de voltaje y pérdidas de potencia en redes primarias

DESIGNACIÓN TRAMO TOTAL	ΔV (%) TOTAL	PÉRDIDAS DE POTENCIA TOTALES
0-Ce4	0,043	0,096996

CIRCUITOS DE BAJO VOLTAJE

La caída máxima de voltaje admisible se establece acorde a la normativa vigente la cual se indicó en el capítulo 2. Del cómputo de caídas de voltaje y pérdidas de potencia del sistema se obtiene los siguientes resultados.

Tabla 5.19 Caídas de voltaje y pérdidas de potencia en redes secundarias

TRANSFORMADOR	KVA	ΔV (%) TOTAL	PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS
CT1	100	0,019	2,5437
CT2	75	0,01	1,8872
CT3	75	0,003	1,6785
		TOTAL	6,1094

Para el cómputo de las caídas de voltaje se las realizo de la misma manera que la red aérea.

De la Tabla 5.19 podemos indicar que para una regulación del 1% de caída de voltaje y con el límite máximo en redes secundarias del 3%, todas las redes de bajo voltaje cumplen. Para las pérdidas de potencia calculadas correspondientes a redes de bajo voltaje son de 6,1094 KW.

Tabla 5.20 Pérdidas de potencia en alumbrado publico

TRANSFORMADOR	KVA	LÁMPARAS	PÉRDIDAS EN A/P
CT1	100	50	0,900
CT2	75	30	0,540
CT3	75	21	0,378
		TOTAL	1,818

De la Tabla 5.20 de pérdidas en alumbrado público tenemos que las pérdidas son calculadas para las lámparas de 150 W con pérdidas de 18 W por cada lámpara.

Tabla 5.21 Pérdidas de potencia en acometidas y medidores

TRANSFORMADOR	KVA	ACOMETIDAS	PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS Y CONTADORES
CT1	100	67	4,0270
CT2	75	41	2,4643
CT3	75	47	2,8249
		TOTAL	9,3162

Para las pérdidas de potencia en acometidas y medidores de energía, se estimó la medida de 30 metros con cable TTU 3x4 AWG y una pérdida del 0,36% de la potencia máxima suministrada por la acometida

Tabla 5.22 Pérdidas de potencia en transformadores

TRANSFORMADOR	KVA	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES
CT1	100	1,8316
CT2	75	1,3737
CT3	75	1,3737
	TOTAL	4,5789

Las pérdidas de potencia en transformadores son de 1,74% con lo cual nos da una pérdida total de 4,5789 kW.

Tabla 5.23 Pérdidas de potencia totales

TRANSFORMADOR	KVA	PÉRDIDAS TÉCNICAS TOTALES
CT1	100	9,3022
CT2	75	6,2652
CT3	75	6,2551
	TOTAL	21,8225

Las pérdidas técnicas totales del sistema de bajo voltaje son de 21,8225 kW

Los esquemas de conexión de la red de distribución de bajo voltaje de los transformadores se presentan en las siguientes figuras.

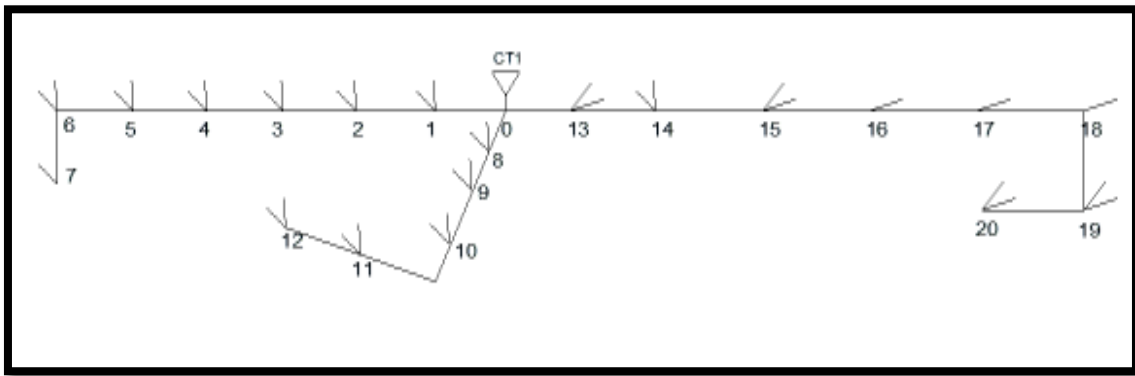


Figura 5.18 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT1 circuito 1, 2, y 3

Fuente: Elaboración propia

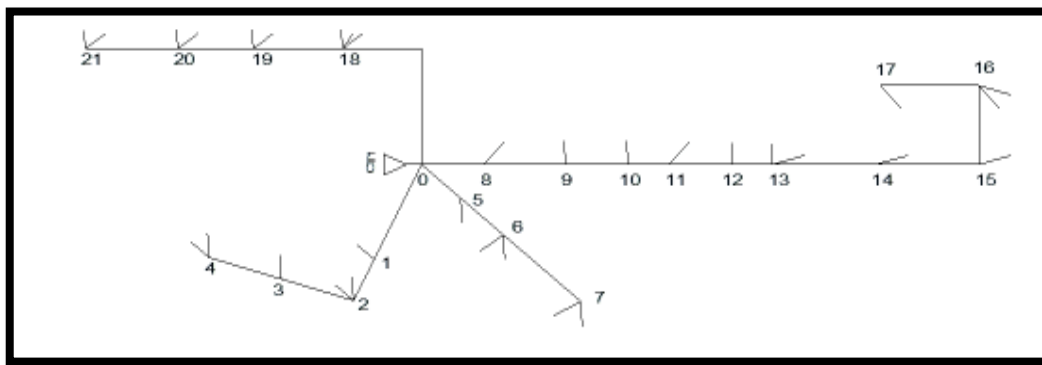


Figura 5.19 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT1 circuito 4, 5, 6 y 7

7

Fuente: Elaboración propia

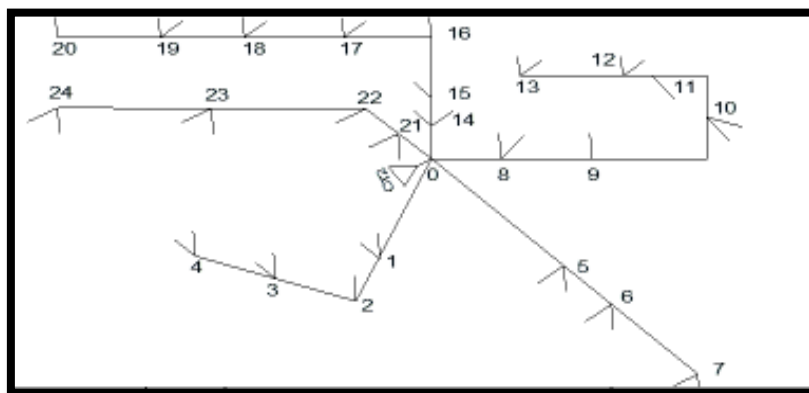


Figura 5.20 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT2

Fuente: Elaboración propia

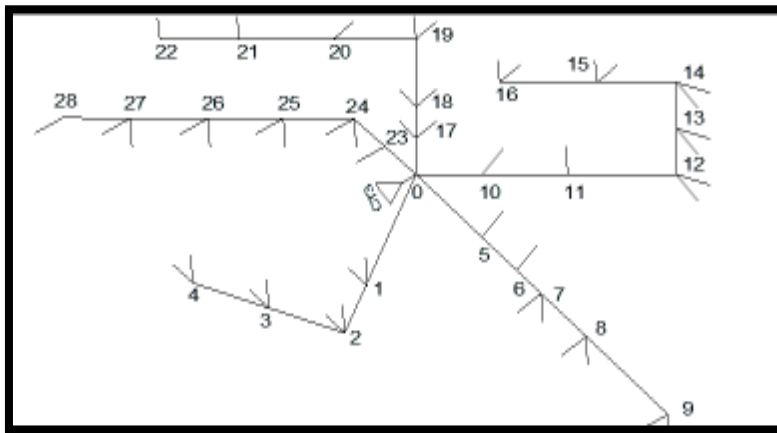


Figura 5.21 Esquema de conexión red de bajo voltaje transformador CT3

Fuente: Elaboración propia

INVERSIÓN

La inversión para este tipo de evaluación es acorde a las partidas de mano de obra más las partidas de materiales dándonos

Tabla 5.24 Resumen de costos red de distribución subterránea

COSTO TOTAL DE MATERIALES ELECTRICOS:		431.049,49
COSTO TOTAL DE MATERIALES CIVILES:		36.000,00
M1	Mano de obra Electrico	
SUBTOTAL :Mano de obra Electrico		82.000,00
M2	Mano de obra civil	
SUBTOTAL :Mano de obra civil		169.000,00
N	Direccion tecnica	
SUBTOTAL :Direccion tecnica		4.500,00
O	Aprobacion de proyecto	
SUBTOTAL :Aprobacion de proyecto		3.000,00
SUBTOTAL		725.549,49

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD PARA EL SISTEMA SUBTERRÁNEO

Para la confiabilidad del sistema subterráneo se estable la reducción por zonas de afectación. Para nuestro sistema se tiene 2 zonas a reducir las que se muestran en la Figura 5.22.

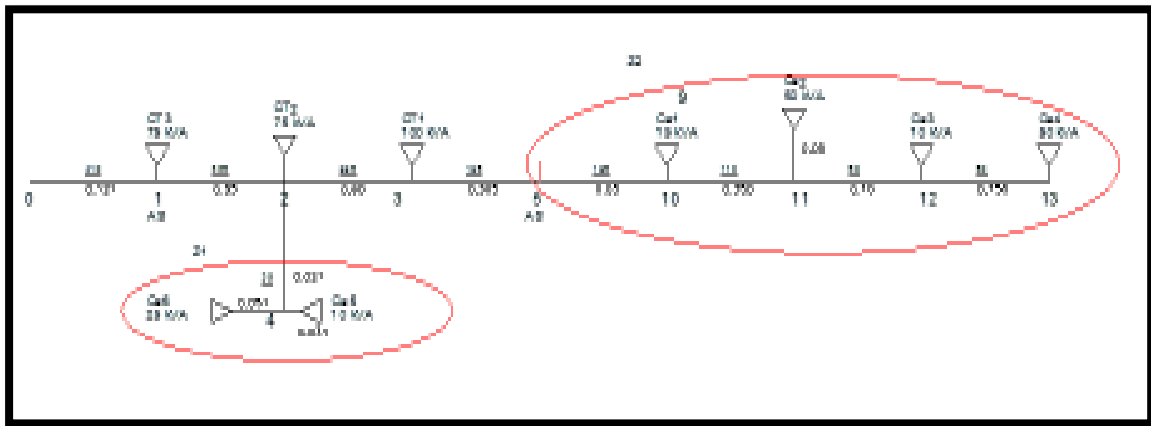


Figura 5.22 Reducción de zonas estudio de confiabilidad

Fuente: Elaboración propia

REDUCCIÓN ZONA 1:

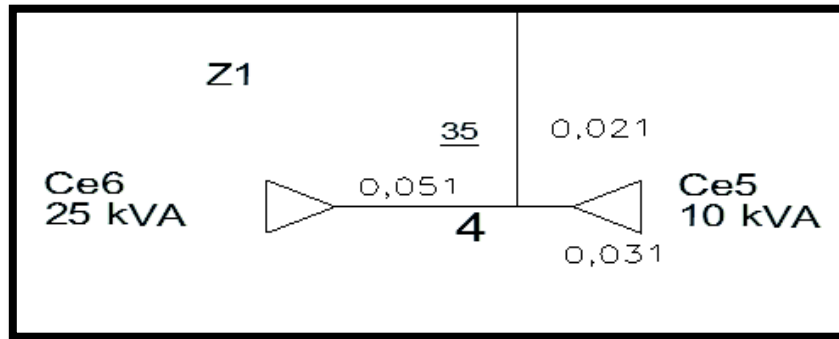


Figura 5.23 Zona de reducción Z1

Fuente: Elaboración propia

Con el uso de las ecuaciones de Parámetros de Confiabilidad de sistemas de distribución en serie se obtiene el siguiente equivalente:

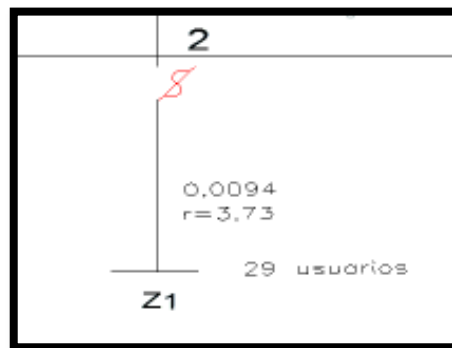


Figura 5.24 Equivalente de reducción Z1

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.25 Cálculo de parámetros equivalentes Z1

COMPONENTE	LONGITUD	lamda		r	U
línea MV	0,0210	0,0189	0,0004	8,00	0,0032
línea MV	0,0510	0,0189	0,0010	8,00	0,0077
Transformador de distribución	2	0,0040	0,0080	3,00	0,0240
		TOTAL	0,0094	3,73	0,0349

REDUCCIÓN ZONA 2:

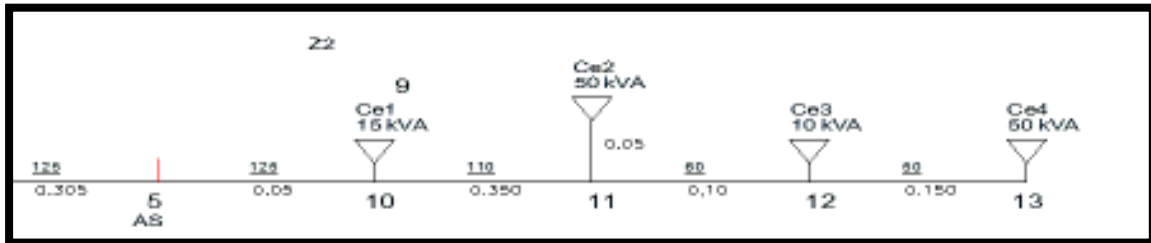


Figura 5.25 Zona de reducción Z2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5.26 Cálculo de parámetros equivalentes Z2

COMPONENTE	LONGITUD	lamda		r	U
línea MV	0,050	0,0189	0,0009	8,00	0,0076
línea MV	0,350	0,0189	0,0066	8,00	0,0529
línea MV	0,100	0,0189	0,0019	8,00	0,0151
línea MV	0,150	0,0189	0,0028	8,00	0,0227
Transformador de distribución	4	0,0040	0,0160	3,00	0,0480
		TOTAL	0,0283	5,17	0,1463

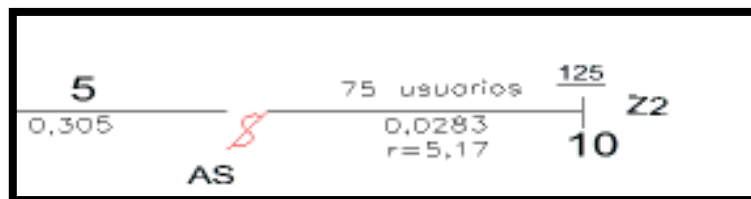


Figura 5.26 Equivalente de reducción Z2

Fuente: Elaboración propia

Adicional a eso se obtiene el equivalente para el tramo de alimentación en donde existe una transición, pero todos los elementos (línea de medio voltaje aérea, seccionadores, y línea de medio voltaje subterránea) están en serie.

Tabla 5.27 Cálculo de parámetros equivalentes tramo de alimentación

COMPONENTE	LONGITUD	lamda		r	U
línea aérea MV	0,101	0,0189	0,00191	8,00	0,0153
Seccionador fusible	1	0,002	0,00200	3,00	0,0060
línea subterránea MV	0,02	0,003	0,00006	8,00	0,0005
		TOTAL	0,00397	5,48	0,0218

El sistema resultante es el que se muestra en la Figura 5.27.

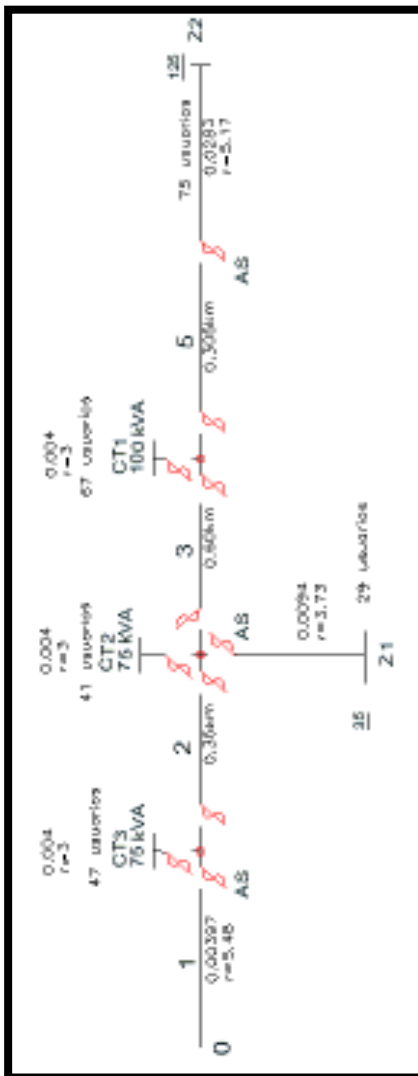


Figura 5.27 Sistema equivalente estudio de confiabilidad

Fuente: Elaboración propia

Para el análisis de confiabilidad considerar la tasa de fallos de los seccionadores fusibles en los barrajes desconectables con la afectación a las cargas analizadas, así como el tiempo de reposición del servicio con respecto a la carga analizada.

Del análisis de la confiabilidad del sistema sin considerar las variables aleatorias se tiene el siguiente resultado para las diferentes cargas:

Tabla 5.28 Cálculo de confiabilidad constante carga CT3

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO CALCULADA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)						ÍTEM	TOTAL
CARGA CT3								
1		0,003970	0,003970	5,48	5,48	0,022	LAMDA TOTAL	0,012
2	0,350	0,003000	0,001050	7	7	0,007	U TOTAL	0,060
3	0,600	0,003000	0,001800	7	7	0,013	r CALCULADO	5,110
5	0,305	0,003000	0,000915	7	7	0,006		
CT3		0,004000	0,004000	3	3	0,012		
CT2		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT1		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
Z1		0,000019	0,000019	3	3	0,000		
Z2		0,000057	0,000057	3	3	0,000		

Tabla 5.29 Cálculo de confiabilidad constante carga CT2

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO CALCULADA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)						ÍTEM	TOTAL
CARGA CT2								
1		0,003970	0,003970	5,48	5,48	0,022	LAMDA TOTAL	0,012
2	0,350	0,003000	0,001050	12	12	0,013	U TOTAL	0,066
3	0,600	0,003000	0,001800	7	7	0,013	r CALCULADO	5,554
5	0,305	0,003000	0,000915	7	7	0,006		
CT3		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT2		0,004000	0,004000	3	3	0,012		
CT1		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
Z1		0,000019	0,000019	3	3	0,000		
Z2		0,000057	0,000057	3	3	0,000		

Tabla 5.30 Cálculo de confiabilidad constante carga CT1

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO CALCULADA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)						ÍTEM	TOTAL
CARGA CT1								
1		0,003970	0,003970	5,48	5,48	0,022	LAMDA TOTAL	0,012
2	0,350	0,003000	0,001050	12	12	0,013	U TOTAL	0,075
3	0,600	0,003000	0,001800	12	12	0,022	r CALCULADO	6,316
5	0,305	0,003000	0,000915	7	7	0,006		
CT3		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT2		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT1		0,004000	0,004000	3	3	0,012		
Z1		0,000019	0,000019	3	3	0,000		
Z2		0,000057	0,000057	3	3	0,000		

Tabla 5.31 Cálculo de confiabilidad constante carga Z1

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO CALCULADA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)						ÍTEM	TOTAL
CARGA Z1								
1		0,003970	0,003970	5,48	5,48	0,022	LAMDA TOTAL	0,017
2	0,350	0,003000	0,001050	12	12	0,013	U TOTAL	0,089
3	0,600	0,003000	0,001800	7	7	0,013	r CALCULADO	5,154
5	0,305	0,003000	0,000915	7	7	0,006		
CT3		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT2		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT1		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
Z1		0,009400	0,009400	3,73	3,73	0,035		
Z2		0,000057	0,000057	3	3	0,000		

Tabla 5.32 Cálculo de confiabilidad constante carga Z2

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO CALCULADA	TIEMPO DE REPOSICIÓN	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA	□	
DESIGNACIÓN	LONG (km)						ÍTEM	TOTAL
CARGA Z2								
1		0,003970	0,003970	5,48	5,48	0,022	LAMDA TOTAL	0,036
2	0,350	0,003000	0,001050	12	12	0,013	U TOTAL	0,213
3	0,600	0,003000	0,001800	12	12	0,022	r CALCULADO	5,916
5	0,305	0,003000	0,000915	12	12	0,011		
CT3		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT2		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
CT1		0,000003	0,000003	7	7	0,000		
Z1		0,000019	0,000019	3	3	0,000		
Z2		0,028300	0,028300	5,17	5,17	0,146		

El flujo de caja si realizara la inversión la empresa distribuidora nos dan los índices siguientes, con las siguientes características:

Periodo de estudio: 10 años

Tasa de retorno: 10%

Tasa del crecimiento de la demanda constante del 4,8% por año con un periodo de crecimiento de 10 años, periodo en el cual los transformadores siguen trabajando sin sobre carga. Las pérdidas no técnicas serán constantes del 6%.

La facturación será sin considerar la comercialización con un consumo constante de 200 kWh mensuales.

El mantenimiento del sistema será del 10% del valor de la obra para materiales, para el personal será el proporcional de la mano de obra por hora de una cuadrilla.

Tabla 5.33 Indicadores técnico-económicos constantes

INDICE	VALOR
SAIFI	0,01705
SAIDI	0,16329
CAIDI	9,57686
ASAI	0,99998
ASVI	0,00002
ENS	64,24629
AENS	0,24806
VAN	-419842,75936
TIR	-6%
TIEMPO DE RECUPERACION INVERSION	0,000
mantenimiento	25589,29

El valor total de mantenimiento para los 10 años es de US\$ 25.589,29

Análisis del sistema con variables aleatorias.

Se realiza igual que el sistema aéreo.

El método de estudio será estocástico con simulación de variables aleatorias, la simulación se da para 10000 iteraciones con los siguientes resultados:

Tabla 5.34 Cálculo de confiabilidad aleatorio carga CT3

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO ALEATORIA	TIEMPO DE REPOSICION	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA		
DESIGNACION	LONG (km)						ITEM	TOTAL
CARGA CT3								
1		0,003970	0,004551	5,48	0,8797985	0,004	LAMDA TOTAL	0,033
2	0,350	0,003000	0,002116	7	11,932035	0,025	U TOTAL	0,094
3	0,600	0,003000	0,002425	7	16,164836	0,039	r CALCULADO	2,831
5	0,305	0,003000	0,001559	7	2,9752312	0,005		
CT3		0,004000	0,022144	3	0,7802233	0,017		
CT2		0,000003	0,000001	7	9,9400295	0,000		
CT1		0,000003	0,000005	7	30,304941	0,000		
Z1		0,000019	0,000018	3	3,7863943	0,000		
Z2		0,000057	0,000329	3	9,9187983	0,003		

Tabla 5.35 Cálculo de confiabilidad aleatorio carga CT2

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO ALEATORIA	TIEMPO DE REPOSICION	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA		
DESIGNACION	LONG (km)						ITEM	TOTAL
CARGA CT2								
1		0,003970	0,002197	5,48	1,9701673	0,004	LAMDA TOTAL	0,004
2	0,350	0,003000	0,000325	12	2,4561243	0,001	U TOTAL	0,009
3	0,600	0,003000	0,000307	7	8,335857	0,003	r CALCULADO	2,323
5	0,305	0,003000	0,000083	7	0,3410523	0,000		
CT3		0,000003	0,000003	7	2,6200411	0,000		
CT2		0,004000	0,001076	3	1,2114994	0,001		
CT1		0,000003	0,000002	7	0,3783807	0,000		
Z1		0,000019	0,000004	3	3,9793336	0,000		
Z2		0,000057	0,000061	3	6,2958588	0,000		

Tabla 5.36 Cálculo de confiabilidad aleatorio carga CT1

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO ALEATORIA	TIEMPO DE REPOSICION	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA		
DESIGNACION	LONG (km)						ITEM	TOTAL
CARGA CT1								
1		0,003970	0,003902	5,48	2,9136224	0,011	LAMDA TOTAL	0,019
2	0,350	0,003000	0,000517	12	15,647566	0,008	U TOTAL	0,342
3	0,600	0,003000	0,007739	12	33,038677	0,256	r CALCULADO	18,013
5	0,305	0,003000	0,000631	7	14,414242	0,009		
CT3		0,000003	0,000002	7	20,159601	0,000		
CT2		0,000003	0,000001	7	0,6219761	0,000		
CT1		0,004000	0,006142	3	9,3721539	0,058		
Z1		0,000019	0,000028	3	0,9489093	0,000		
Z2		0,000057	0,000018	3	0,9561209	0,000		

Tabla 5.37 Cálculo de confiabilidad aleatorio carga Z1

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO ALEATORIA	TIEMPO DE REPOSICION	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA		
DESIGNACION	LONG (km)						ITEM	TOTAL
CARGA Z1								
1		0,003970	0,005485	5,48	8,3910337	0,046	LAMDA TOTAL	0,017
2	0,350	0,003000	0,001930	12	24,016343	0,046	U TOTAL	0,108
3	0,600	0,003000	0,001809	7	0,0555875	0,000	r CALCULADO	6,528
5	0,305	0,003000	0,002339	7	5,1840028	0,012		
CT3		0,000003	0,000003	7	2,9261472	0,000		
CT2		0,000003	0,000002	7	4,059269	0,000		
CT1		0,000003	0,000010	7	7,2144839	0,000		
Z1		0,009400	0,004954	3,73	0,6517763	0,003		
Z2		0,000057	0,000001	3	4,6093959	0,000		

Tabla 5.38 Cálculo de confiabilidad aleatorio carga Z2

ESQUEMA				TIEMPOS		COMPUTO		
ELEMENTO DE FALLA		TASA DE FALLO	TASA DE FALLO ALEATORIA	TIEMPO DE REPOSICION	TIEMPO ALEATORIO	TIEMPO DE SALIDA		
DESIGNACION	LONG (km)						ITEM	TOTAL
CARGA Z2								
1		0,003970	0,007038	5,48	1,7493688	0,012	LAMDA TOTAL	0,069
2	0,350	0,003000	0,000332	12	0,0811197	0,000	U TOTAL	0,401
3	0,600	0,003000	0,000020	12	12,066633	0,000	r CALCULADO	5,820
5	0,305	0,003000	0,002960	12	3,9882355	0,012		
CT3		0,000003	0,000002	7	4,012274	0,000		
CT2		0,000003	0,000002	7	2,2802575	0,000		
CT1		0,000003	0,000000	7	3,3309352	0,000		
Z1		0,000019	0,000060	3	0,4786429	0,000		
Z2		0,028300	0,058408	5,17	6,4388755	0,376		

El flujo de caja si realizara la inversión la empresa distribuidora nos dan los indices siguientes, con las siguientes características:

Periodo de estudio: 10 años

Tasa de retorno: 10%

Tasa del crecimiento de la demanda variable entre 0% y 6% a partir del quinto año con un periodo máximo de crecimiento de 20 años.

La facturación será aleatoria en 151 y 250 kWh mes

Tabla 5.39 Indicadores técnico-económicos SAIFI - SAIDI – CAIDI

INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI
vmax	0,0498	1,2085	465,4189
vmin	0,0007	0,0186	0,9565
rango	0,0491	1,1900	464,4624
columnas	100	100	100
ancho	0,0005	0,0120	4,6911
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,01181	0,1136	12,4004
FMAX	429,000	1309	3415
MAS PROBABLE	0,00866	0,07867	10,33864
CONSTANTE	0,01705	0,16329	9,57686
P(X<CONSTANTE)	81,97%	84,89%	25,51%

Tabla 5.40 Indicadores técnico-económicos ASAI - ASVI - ENS

INDICE	ASAI	ASVI	ENS
vmax	1,0000	0,0001	491,0178
vmin	0,9999	0,0000	7,2922
rango	0,0001	0,0001	483,7256
columnas	100	100	100
ancho	0,0000	0,0000	4,8856
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,99999	0,00001	44,8995
FMAX	1310	1309	1340
MAS PROBABLE	0,99999	0,00001	31,72033
CONSTANTE	0,99998	0,000020	64,24629
P(X<CONSTANTE)	10,74%	87,25%	82,81%

Tabla 5.41 Indicadores técnico-económicos AENS - VAN

INDICE	AENS	VAN	
vmax	1,8958	-335188,8960	VAN < 0
vmin	0,0282	-561740,2485	100,00%
rango	1,8677	226551,3525	VAN > 0
columnas	100	100	0,00%
ancho	0,0189	2288,1687	VAN = 0
error	1,00%	1,00%	0,00%
media	0,1734	-456496,5810	
FMAX	1340	142	
MAS PROBABLE	0,12247	-490807,02000	
CONSTANTE	0,24629	-419842,75930	
P(X<CONSTANTE)	82,81%	69,11%	

Tabla 5.42 Indicadores técnico-económicos TIR – TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN TR – MANTENIMIENTO MA

INDICE	TIR	TR	MA
vmax	-2%	0,0000	28935,32889
vmin	-15%	0,0000	24983,90012
rango	0,1305	0,0000	3951,428773
columnas	100	100	100
ancho	0,0013	0,0000	39,90943061
error	1,00%	1,00%	1%
media	-7,94%	0,00	25364,82967
FMAX	154	10000	1038
MAS PROBABLE	0,00%	0,000	25223,3567
CONSTANTE	6,00%	0,000	25589,29
P(X<CONSTANTE)	100,00%	0,00%	87%

Si el financiamiento es por parte de los integrantes de la cooperativa se lo realizara de la siguiente manera:

Valor comercial del metro cuadrado US\$ 20, pero al no contar con el servicio de energía eléctrica se aplica el factor de corrección de 0,97 por lo que da un valor de US\$ 19,40 el metro cuadrado.

Avaluó de los adicionales constructivos, el avaluó de este bien por los adicionales da un valor de US\$ 27,79 el metro cuadrado.

Para reducir los costos referentes a materiales se utilizará cable con aislamiento XLPE de aluminio con lo que el financiamiento se lo realizaría con una cuota de US\$ 2.177,00 por cada integrante de la cooperativa (130 integrantes) dando un valor de US\$ 283.010,00 y puesta a la venta de 25 lotes a US\$ 28,00 el metro cuadrado con un ingreso de US\$ 420.000,00 con lo cual el proyecto puede ser ejecutado a partir del 1 trimestre del tercer año.

Con esto el proyecto se ejecutaría, pero no se realizarán obras complementarias.

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Para el análisis técnico económico se comparan los índices obtenidos para cada tipo de red de distribución de energía eléctrica para poder determinar cuál es la red más adecuada para su implementación.

Tabla 5.43 Análisis técnico-económico de caso de estudio 1

S	INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASVI	ENS	AENS	VAN	TIR	TR	MA
U	vmax	0,0498	1,2085	465,4189	1	0,0001	491,0178	1,8958	-335188,896	-2	0	28935,32
B	vmin	0,0007	0,0186	0,9565	0,9999	0	7,2922	0,00282	-561740,24	-15	0	24983,9
T	error	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
E	media	0,01181	0,1136	12,4004	0,99999	0,00001	44,8995	0,1734	456496,58	-7,940%	0	25364,82
R	FMAX	429	1309	3415	1310	1309	1340	1340	142	154	100	1038
A	MAS PROBABLE	0,00866	0,07867	10,33864	0,99999	0,00001	31,72033	0,12247	-490807,02	0,000%	0	25223,35
N	CONSTANTE	0,01705	0,16329	9,57686	0,99998	0,00002	64,24629	0,24629	-419842,7593	-6,000%	0	25589,29
E	P(X<CONSTANTE)	82%	85%	26%	11%	87%	83%	83%	69%	100,000%	100%	87%
O	10	0,0866	0,7867	95,7686	9,9998	0,0001	317,2033	1,2247	-490807,02	0	0	25223,35
	INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASVI	ENS	AENS	VAN	TIR	TR	MA
A	vmax	0,4583	4,0918	34,3685	1	0,0005	1690,95	6,5288	219601,0148	37,000%	10,6918	26083,9205
E	vmin	0,0085	0,018429946	0,3602	0,9995	0	7,6162	0,0294	3378,9663	11,000%	4,2937	7183,98
R	error	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
E	media	0,08478	0,418488012	4,9719	0,99995	0,00005	172,9402	0,6677	105133,15	23,980%	6,36	9040,19
O	FMAX	556	968	658	968	968	968	968	140	147,00	275	968
A	MAS PROBABLE	0,06758	0,22414	3,79508	0,99998	0,00003	92,62461	0,35763	95100,35	30,770%	4,746	8138,431
E	CONSTANTE	0,08501	0,42	4,94091	0,99995	0,00005	173,56583	0,67014	116436,02	24,890%	6	9047,21
O	P(X<CONSTANTE)	54%	40%	57%	30%	66%	60%	61%	55%	53%	50%	60%
	10	0,6758	4,2	37,9508	9,9995	0,0003	926,2461	3,5763	95100,35	31%	6	8138,431
	COMPARACION	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	AEREO	AEREO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	AEREO	AEREO	AEREO	AEREO

Si bien los indicadores técnicos indican que se debería realizar una red subterránea hay que analizar los indicadores económicos los cuales no llegan al mínimo requerido para realizar este tipo de proyecto.

Los ahorros por energía no suministrada, pérdidas de potencia y mantenimiento, no cubren los costos mínimos para recuperar la inversión en el tiempo de estudio, así como para ningún caso el VAN es positivo para la red subterránea y la TIR no es mayor que la tasa de retorno; si bien es más eficiente no da los réditos mínimos para ser una alternativa aceptable. Hay que tener presente que las políticas de estado, para el desarrollo de redes subterráneas de distribución de energía eléctrica no son aplicables para proyectos de interés social, siempre y cuando una red aérea cumpla con lo establecido en distancias mínimas de seguridad, según la regulación aplicable.

ANÁLISIS CON CABLE PREENSAMBLADO PARA LA RED AÉREA Y CABLE DE ALUMINIO PARA LA RED SUBTERRÁNEA

Con la finalidad de reducir las pérdidas no técnicas del sistema aéreo se propone la utilización de cable preensamblado lo cual incrementa la inversión inicial.

Para reducir los costos referentes a materiales se propone la utilización de cable de Aluminio con aislamiento XLPE.

RED AÉREA

Se presentan en la Tabla 5.44 los resultados de la comparación de red de distribución de bajo voltaje con cable desnudo y cable preensamblado.

Tabla 5.44 Comparación técnica red área de bajo voltaje

Transformador	kVA	ΔV (%) CABLE PREENSAMBLADO	ΔV (%) CONDUCTOR ASC	Perdidas Técnicas Totales CABLE PREENSAMBLADO	Perdidas Técnicas Totales CONDUCTOR ASC
CT1	37,5	2,58	2,53	3,0945	2,9097
CT2	50	2,94	2,88	4,1019	3,9296
CT3	50	2,97	2,91	3,9068	3,7396
CT4	37,5	2,90	2,85	3,4419	3,2940
CT5	25	2,66	2,94	2,2349	2,1381
CT6	37,5	2,45	2,89	3,0837	3,0448
CT7	50	1,99	2,99	3,5409	3,6170
			TOTAL	23,4047	22,6729

Si bien las pérdidas técnicas en la red secundaria con cable preensablado son mayores, esto se da a la utilización de conductor de menor calibre para alimentar las mismas cargas. El ahorro que presenta esta red con cable preensablado es de US\$ 42.719,94 con un incremento de la inversión de US\$ 17.951,17.

RED SUBTERRÁNEA

Para la red subterránea con el uso de cable de aluminio es necesario el cálculo del momento eléctrico para el 1% de la regulación. En la Tabla 5.45 se muestra el cálculo del momento eléctrico para el conductor aislado de aluminio. El material a usarse es de aleación de aluminio Al 1350 y el DMG será el diámetro del cable.

Tabla 5.45 Cálculo momento eléctrico para el conductor de Aluminio XLPE

CALIBRE	RESISTENCIA		XL			IMPEDANCIA	VOLTAJE
	20	80	RMG	DMG	XL	Z	SL en kVA-km
3/0	0,3414	0,4213	4,52905	29,7	0,141797	0,444485	11696
4/0	0,2712	0,3346	5,0786	31,1	0,136635	0,361466	14417
250	0,2296	0,2833	5,71792	32,5	0,131015	0,312141	16767
300	0,1918	0,2367	6,15552	34,3	0,129519	0,269834	19596
350	0,1647	0,2033	6,63396	35,5	0,126468	0,239412	22356

RESULTADOS:

Para el cálculo se toma como calibre mínimo el conductor 4/0 AWG dando los siguientes resultados:

Reducción de la inversión de US\$ 22.632,40 para la parte eléctrica. La obra civil se mantiene igual, ya que no es necesario el incremento del diámetro de la tubería, lo cual se justifica con el resumen del cálculo realizado en la Tabla 5.46.

Tabla 5.46 Ocupación de tubería cable de Al

NOMINAL	MINIMO	ÁREA	ÁREA UTIL	PRIMARIOS			
			35%	XLPE Al 4/0 AWG	CuD 2/0	ocupación	maximo
4"	97	7389,8286	2586,44	759,64673	53,52	32%	3,4047932
6"	135	14313,915	5009,8703			16%	6,5950001

Se nota que, pese a que existe una reducción en la inversión para la red subterránea y que los beneficios técnicos son mayores, el realizar esta inversión para este tipo de usuarios no es viable ya que no se podría recuperar la inversión. Por lo expuesto y por los términos de referencia del caso de estudio, se recomienda realizar una red aérea de distribución de

energía con cable preensamblado en bajo voltaje, ya que este tipo de cable brinda mejores características de seguridad y mejor rendimiento.

5.2. Aplicación de la Metodología para Remodelación de Red de Distribución Aérea.

TIPO DE PROYECTO:

Atención al Cliente Puntual (Solicitud de soterramiento de red de distribución aérea).

NOMBRE DEL PROYECTO:

Soterramiento calle Juan Barrezueta y Antonio Castillo

UBICACIÓN:

Calle Juan Barrezueta y Antonio Castillo sector Ponciano, sector industrial

ANTECEDENTES:

En la calle Juan Barrezueta entre la calle Antonio Castillo y Tadeo Benítez se proyecta la construcción de un edificio industrial "GINSBERG" el cual provee de insumos médicos para el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social IESS. Al ser uno de los primeros edificios industriales que se construirán en el Distrito Metropolitano de Quito, se necesitara del ingreso de maquinaria de gran envergadura para el ingreso de estructuras, pero al existir la red aérea de medio y bajo voltaje se dificultan los trabajos y los tiempos de construcción aumenta.

PROBLEMA

Qué tipo de red de distribución de energía eléctrica se de realizar para satisfacer la demanda solicitada.

CÁLCULO DE SITUACIÓN ACTUAL

La derivación existente del primario A de la subestación CRISTIANIA alimenta a 3 transformadores de los cuales dos se encuentran en el tramo a intervenir. De estos transformadores uno pertenece al edificio industrial GINSBERG, y el segundo transformador alimenta al Centro Juvenil Daniel Comboni. El tercer transformador se encuentra en un tramo no afectado de la misma derivación.

DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA

Para la determinación de la demanda se utiliza el formulario del Anexo III ya que es un usuario tipo industrial.

EMPRESA							HOJA 1 DE 2
ELECTRICA	ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA						
QUITO S.A.							FECHA:
NOMBRE DEL PROYECTO: GINSBERG ECUADOR-PLANTA QUITO							
ACTIVIDAD TIPO : INDUSTRIAL							
LOCALIZACION : JUAN BARREZUETA Y ANTONIO CASTILLO							
USUARIO TIPO : A							
NUMERO DE USUARIOS: 1							
REGLON	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCION	CANT.	Pn (W)	(%)	(w)	(%)	(w)
1	2	3	4	5	6	7	8
PISO 1							
	Bottel pack	2	156400	100%	312800	90%	281520
	Autoclaves	3	25000	100%	75000	80%	60000
	Empacadora (blister)	3	20000	100%	60000	80%	48000
	Aire acondicionado farmaceutico	2	9325	100%	18650	90%	16785
	Purificador de aire primario	1	9325	100%	9325	100%	9325
	Purificador de aire bottel pack	1	9325	100%	9325	100%	9325
PISO 2							
	Combi	1	114000	100%	114000	100%	114000
	lhofilizador	1	9325	100%	9325	100%	9325
	Generador de vapor	2	9325	100%	18650	90%	16785
PISO 3							
	Máquina de encapsulado model T-150V	3	17000	100%	51000	80%	40800
	Depósito de fusión	1	15000	100%	15000	100%	15000
	Bomba de vacío	2	4000	100%	8000	90%	7200
	Depósito gelatina 800 lts	1	22000	100%	22000	100%	22000
	Mezcladora de color	2	8000	100%	16000	90%	14400
SUBSUELO							
	Equipo de calentamiento de aceite	1	20000	100%	20000	100%	20000
	Planta de aire farmacéutico	1	20000	100%	20000	100%	20000
BOMBAS							
	Bomba de agua SCI - 90 HP	2	83925	100%	167850	70%	117495
TOTALES					946925		821960
FACTOR DE DEMANDA FDM = DMU/CIR =				0,86803073			
FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA FP =				0,85			
DEMANDA MAXIMA UNITARIA DMU (KVA) =				967,01			
						ING.SOLICITANTE	
Observaciones	Se prevee instalar un transformador Trifásico de 1000 kVA a 440 V en el secundario						

	EMPRESA					HOJA 2 DE 2	
	ELECTRICA	ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA					
	QUITO S.A.					FECHA:	
NOMBRE DEL PROYECTO:		GINSBERG ECUADOR-PLANTA QUITO					
ACTIVIDAD TIPO :		INDUSTRIAL					
LOCALIZACION :		JUAN BARREZUETA Y ANTONIO CASTILLO					
USUARIO TIPO :		A					
NUMERO DE USUARIOS:		1					
REGLON	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO			FFUn	CIR	FSn	DMU
	DESCRIPCION	CANT.	Pn (W)	(%)	(w)	(%)	(w)
1	2	3	4	5	6	7	8
SERVICIOS GENERALES							
	Luminaria LED 25 W	703	25	100%	17575	80%	14060
	Tomacorrientes 127V	100	200	100%	20000	60%	12000
	Extractor de olores	4	50	100%	200	100%	200
	Ascensor oficinas	2	6994	100%	13988	80%	11190,4
	Ascensor planta	2	13000	100%	26000	100%	26000
	Bomba de agua 1 - 15 HP	2	13987,5	100%	27975	80%	22380
	Bomba de agua 2 - 15 HP	2	13987,5	100%	27975	80%	22380
	Calentamiento alimentos	2	2000	100%	4000	100%	4000
	Nevera	1	350	100%	350	100%	350
	Computador	196	100	100%	19600	70%	13720
	Servidor	5	500	100%	2500	100%	2500
SUBSUELO							
	Planta de tratamiento de aguas servidas	1	3000	100%	3000	100%	3000
	Bomba sumergible para fosa cisterna	1	3000	100%	3000	100%	3000
	Equipos de apoyo para ablandamiento de agua	1	3000	100%	3000	100%	3000
	Bomba de vaciado de agua de calderos	1	1000	100%	1000	100%	1000
	Purificador de agua	1	1000	100%	1000	100%	1000
	Aire comprimido farmacéutico	2	5000	100%	10000	80%	8000
PISO 1							
	Reactores 15000 lts	4	3865	100%	15460	80%	12368
	Tanque de mezcla de 300 lts (pulmón)	2	5595	100%	11190	80%	8952
	Reactor 300 lts	1	933	100%	933	100%	933
	Reactor 50 lts	1	466	100%	466	100%	466
	Sistema de acumulación y llenado de coches	1	466	100%	466	100%	466
	Sistema de alimentación y de pallets a llenadora	1	466	100%	466	100%	466
	Molino de residuos de pellets	2	4663	100%	9326	80%	7460,8
	Sistema de dosificación de molino a llenadora	2	4663	100%	9326	80%	7460,8
	Succionador de plástico	1	1865	100%	1865	100%	1865
	Cabinas sorbones	3	500	100%	1500	90%	1350
	Equipos APLC	4	500	100%	2000	90%	1800
	Computador	5	200	100%	1000	90%	900
	Impresora	2	1000	100%	2000	100%	2000

En la Figura 5.28 se muestra el esquema de la red aérea con la acometida subterránea.

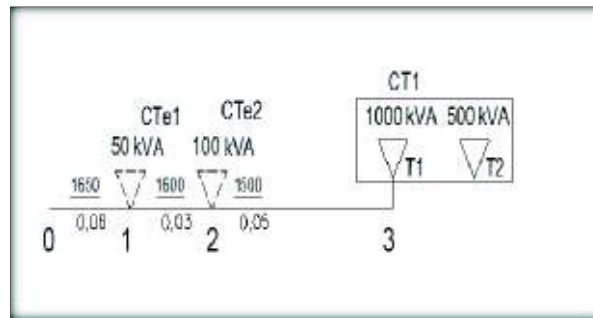


Figura 5.28 Esquema de red aérea con acometida subterránea.

Fuente: Elaboración propia.

INDICADORES PARA RED AÉREA CON ACOMETIDA SUBTERRANEA:

Para la red aérea se detallan los indicadores obtenidos de la simulación para 10000 iteraciones.

Tabla 5.47 Indicadores técnico-económicos SAIFI - SAIDI – CAIDI

INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI
vmax	0,0681	0,6273	24,7380
vmin	0,0020	0,0047	0,3766
rango	0,0661	0,6226	24,3614
columnas	100	100	100
ancho	0,0007	0,0063	0,2460
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,02041	0,0895	4,5158
FMAX	366,000	676	548
MAS PROBABLE	0,01606	0,05497	3,32921

Tabla 5.48 Indicadores técnico-económicos ASAI - ASVI – ENS

INDICE	ASAI	ASVI	ENS
vmax	1,0000	0,0001	1042,8971
vmin	0,9999	0,0000	7,7431
rango	0,0001	0,0001	1035,1540
columnas	100	100	100
ancho	0,0000	0,0000	10,4551
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,99999	0,00001	148,7280
FMAX	675	676	676
MAS PROBABLE	0,99999	0,00001	91,38356

Tabla 5.49 Indicadores técnico-económicos AENS - VAN

INDICE	AENS	VAN	
vmax	208,5794	401428,4270	VAN < 0
vmin	1,5486	27306,1968	0,00%
rango	207,0308	374122,2302	VAN > 0
columnas	100	100	100,00%
ancho	2,0910	3778,6345	VAN = 0
error	1,00%	1,00%	0,00%
media	29,7456	214417,6101	
FMAX	676	144	
MAS PROBABLE	18,27671	87764,34918	

Tabla 5.50 Indicadores técnico-económicos TIR - TR- MANTENIMIENTO MA

INDICE	TIR	TR	MA
vmax	76%	8,1893	3028,4792
vmin	16%	2,8715	717,2881
rango	0,6013	5,3179	2311,1911
columnas	100	100	100
ancho	0,0061	0,0537	23,3430
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	47,02%	4,10	1032,07
FMAX	169	451	676
MAS PROBABLE	62,65%	3,301	904,032

CÁLCULO DE LA RED AÉREA CON CABLE SEMI-ASILADO EN MV Y CABLE PRE ENSAMBLADO PARA BAJO VOLTAJE

Ya que la aplicación de este conductor en Medio Voltaje es principalmente para sectores con zonas arboladas no se debe utilizar, aunque la utilización de este tipo de conductores reduce el espacio de separación entre conductores.

No se realiza el estudio de esta alternativa.

CÁLCULO DE LA RED SUBTERRÁNEA

Para la red subterránea se cambiará de conductor a la acometida existente de MV que alimenta la cámara existente del antiguo edificio GINSBERG, y para realizar las derivaciones, se realizara modificaciones a la cámara de transformación, desde donde saldrán 2 circuitos. El primer circuito alimentara a los transformadores existentes a ser reubicados en la cámara de transformación del edificio industrial GINSBERG. El segundo circuito es el que continuara alimentando al alimentador primario A de la subestación

CRISTIANA. Para las derivaciones del alimentador primario se usarán seccionadores de barra.

Para alimentar el tercer transformador se completará dos vanos de una extensión del primario CRISTIANA, el uno monofásico y el otro sin red de MV. Con lo que la afectación será solo a dos transformadores.

La demanda del transformador perteneciente al edificio GINSBERG se la incorporará a la nueva cámara de transformación del edificio industrial GINSBERG, y el transformador del Centro Juvenil se reubicará dentro de la cámara de transformación del edificio industrial.

En la Figura 5.29 se muestra el esquema de la red subterránea.

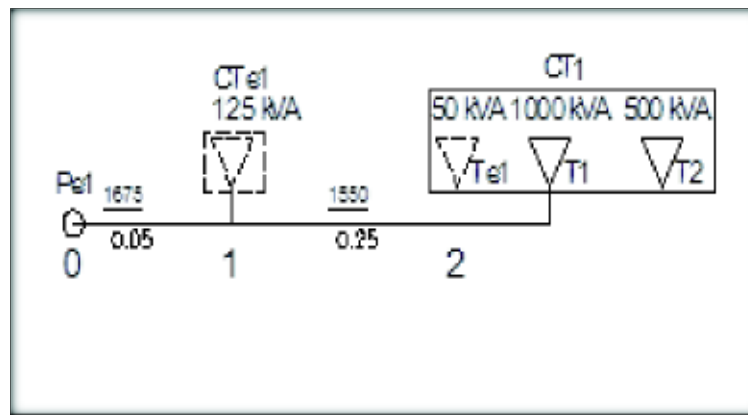


Figura 5.29 Esquema de red subterránea

Fuente: Elaboración propia.

INDICADORES PARA RED SUBTERRÁNEA:

Al igual que la red aérea se realiza simulaciones para 10000 iteraciones.

Tabla 5.51 Indicadores técnico-económicos SAIFI - SAIDI – CAIDI

INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI
vmax	0,0472	0,1615	220,0689
vmin	0,0001	0,0003	0,0956
rango	0,0471	0,1612	219,9733
columnas	100	100	100
ancho	0,0005	0,0016	2,2217
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	0,00466	0,0107	3,7716
FMAX	848,000	1344	5033
MAS PROBABLE	0,00198	0,00514	2,31736

Tabla 5.52 Indicadores técnico-económicos ASAI - ASVI – ENS

INDICE	ASAI	ASVI	ENS
vmax	1,0000	0,0000	331,6999
vmin	1,0000	0,0000	0,1732
rango	0,0000	0,0000	331,5267
columnas	100	100	100
ancho	0,0000	0,0000	3,3484
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	1,00000	0,00000	14,3948
FMAX	1342	1344	2199
MAS PROBABLE	1,00000	0,00000	6,87001

Tabla 5.53 Indicadores técnico-económicos AENS – VAN

INDICE	AENS	VAN	
vmax	110,5666	139100,8545	VAN < 0
vmin	0,0577	-72874,4181	33,17%
rango	110,5089	211975,2726	VAN > 0
columnas	100	100	66,83%
ancho	1,1161	2140,9503	VAN = 0
error	1,00%	1,00%	0,00%
media	4,7983	31814,2983	
FMAX	2199	127	
MAS PROBABLE	2,29000	42736,89556	

Tabla 5.54 Indicadores técnico-económicos TIR-TR-MANTENIMIENTO MA

INDICE	TIR	TR	MA
vmax	33%	10,9987	1278,7888
vmin	-8%	0,0000	837,8096
rango	0,4123	10,9987	440,9792
columnas	100	100	100
ancho	0,0042	0,1111	4,4539
error	1,00%	1,00%	1,00%
media	14,71%	4,71	859,36
FMAX	170	3323	1874
MAS PROBABLE	27,04%	0,111	846,717

ANÁLISIS

Si bien el realizar la acometida subterránea para la cámara de transformación del edificio industrial tiene un costo inicial menor, genera problemas para poner en marcha el edificio en el primer año, por lo que se generan consumos a partir del segundo año. En la Tabla 5.55 se muestran los valores de inversión para cada tipo de red de distribución.

Tabla 5.55 Costos de los proyectos

COSTO DEL PROYECTO SUBTERRÁNEO	ELÉCTRICO	83728,00
	CIVIL	8000,00
	TOTAL	91728,00
COSTO DEL PROYECTO AÉREO	ELÉCTRICO	79500,00
	CIVIL	500,00
	TOTAL	80000,00

El que el edificio ingrese en funcionamiento el segundo año significa que la producción se inicie en ese año.

Los valores de caída de voltaje y pérdidas en las redes de distribución se muestran en la Tabla 5.56 en la cual se puede observar que existirían mayores pérdidas para la red aérea y que los valores de caída de voltaje son mayores.

Tabla 5.56 Resultado de caídas de voltaje y pérdidas de potencia para las redes aéreas y subterráneas

$\Delta V(\%)$		PÉRDIDAS DE POTENCIA
AÉREA	0,045	0,55
SUBTERRÁNEO	0,029	0,24

Tabla 5.57 Análisis técnico económico de caso de estudio 2

INDICE	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASVI	ENS	AENS	VAN	TIR	TR	IMA
S	0,0681	0,6273	24,738	1	0,0001	1042,8971	208,5794	401428,427	76	8,1893	3028,47
U	0,002	0,0047	0,3766	0,9999	0	7,7431	1,5486	27306,1968	16	2,8715	717,2881
A	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
B	0,02041	0,0895	4,5158	0,99999	0,00001	148,728	29,7456	213317,6101	47,020%	4,1	1032,07
C	366	676	548	675	676	676	676	144	169	451	676
T	0,01601	0,05497	3,3291	0,99999	0,00001	91,38356	18,27671	87764,349	64,650%	3,301	904,032
E	0,01705	0	9,57686	0,99998	0,00002	64,24629	0,24629	-419842,7593	-6,000%	0	25589,29
R	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1,000%	1%	1%
I	0,1601	0,5497	33,291	9,9999	0,0001	913,8356	182,7671	87764,349	0,6465	3,301	904,032
N	0,0472	0,1615	220,0789	1	0	331,69	110,56	139100,85	33,000%	10,9987	1278,7888
O	0,0001	0,003	0,0956	1	0	0,1732	0,05777	-72874,41	-8,000%	0	837,8
A	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
E	0,00466	0,0107	3,7716	1	0	14,3948	4,7983	31814,29	14,710%	4,71	859,36
R	848	1344	5033	1342	1344	2199	2199	127	170,00	3323	1874
R	0,00198	0,00514	2,31736	1	0	6,87001	2,29	42736,89	27,040%	0,011	846,71
A	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
N	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
E	0,0198	0,0514	23,1736	10	0	68,7001	22,9	42736,89	27%	0,011	846,71
O				ACOMETIDA					ACOMETIDA		
COMPARACION	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO	SUBTERRANEO

Por el análisis comparativo de los indicadores se puede indicar que, pese a que el valor medio del tiempo de recuperación de la inversión es mayor para la red subterránea, en el análisis aleatorio nos da mayor probabilidad de tener un menor periodo de recuperación de inversión.

Por lo que se puede indicar que se debería construir la red soterrada.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. Conclusiones

El realizar estudios de comparación técnico-económica entre redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica, con aspectos de aleatoriedad en las tasas de fallo como en los tiempos de reposición tienen su sustento en las estadísticas operativas de cada empresa distribuidora, por lo que, si bien se utilizan valores escogidos de referencias internacionales, estos no están fuera de la realidad operativa de las empresas distribuidoras locales.

En el análisis técnico-económico de los sistemas de distribución, que asumen que las fallas son constantes, se observa que si bien da criterios de elección estos pueden llevar a tomar decisiones de inversiones incorrectas.

En el estudio de la confiabilidad de los sistemas de distribución de energía eléctrica como herramienta para determinar los parámetros técnicos para realizar una comparación entre los sistemas de distribución, tiene ciertas consideraciones, como que cualquier falla se monofásica o trifásica es considerada como falla del sistema.

Si bien los parámetros económicos son evaluados como un flujo de caja para la empresa distribuidora, es necesario identificar los valores adicionales para el cliente como herramienta adicional de toma de decisión para comparar redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica.

La metodología de comparación entre redes aéreas y redes subterráneas de distribución de energía eléctrica que se propone tiene consideraciones aplicables al D.M.Q, lo cual permite tener mayor referencia para toma de decisiones de evaluaciones de redes de distribución de energía eléctrica.

6.2. Recomendaciones

Si bien los parámetros económicos de recuperación de la inversión son los que permiten determinan que tipo de red de distribución de energía es más rentable, es recomendable tomar la referencia de los valores de las probabilidades acumuladas, ya que estos valores indicaran el riesgo de cada una de las decisiones.

Para realizar la determinación del tipo de probabilidad a usar es necesario definir el tipo de análisis, ya que se puede realizar el análisis para una red existente que esté trabajando en la curva de bañera de senectud o desgaste, para la cual la distribución adecuada sería la de Weibull.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Empresa Eléctrica Quito, «Normas para Sistemas de Distribución - Parte A - Guía para Diseño de Redes para Distribución,» Quito, 2014, p. 162.
- [2] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, «HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP) Y UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC) DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA,» Ecuador, 2011.
- [3] Concejo Metropolitano de Quito, «Ordenanza Municipal N° 0022,» Quito, Editora Nacional, 2011, p. 80.
- [4] Concejo Nacional de Electricidad, «Agencia de Regulacion y Control de Electricidad Regulacion CONELEC 004/01,» 23 Mayo 2001. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>. [Último acceso: 23 Enero 2017].
- [5] Direccion del Instituto Ecuatoriano de Normalizacion, «Instituto Ecuatoriano de Normalizacion Normativa INEN 1869,» 21 Julio 2009. [En línea]. Available: http://www.normalizacion.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/11/rte_030.pdf. [Último acceso: 25 Enero 2017].
- [6] S. Ramirez, Redes de Distribución de Energía, Tercera ed., Manizales: Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2004, p. 881.
- [7] R. B. R. Allan, Reliability Evaluatio of Power Systems, Segunda ed., New York, Londres: Plenum Press, 2010.
- [8] G. García, Introducción a la Teoría de la Confiabilidad y su Aplicación en el Diseño y Mantenimiento de Equipos Industriales de un Proceso de Renovación, Medellín: Universidad Nacional de Colombia Medellín, 2006.
- [9] IEEE, IEEE Std 1366-2012 Guide For Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE, 2012.
- [10] IEEE, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, New York: IEEE, 1998.
- [11] L. Rodríguez, «Simulación, Método de Montecarlo,» Marzo 2011. [En línea]. Available: https://previa.uclm.es/profesorado/licesio/Docencia/mcoi/Tema4_guion.pdf. [Último acceso: Febrero 2017].
- [12] «Quantum possit conabitur,» 14 Octubre 2013. [En línea]. Available: <https://quantumpossitconabitur.wordpress.com/2013/10/14/definiciones-parametros-de-un-proyecto-de-inversion/>. [Último acceso: 2017].
- [13] «Contabilidad.com.py,» 08 06 2006. [En línea]. Available: http://www.contabilidad.com.py/articulos_73_costos-directos-e-indirectos.html. [Último acceso: Marzo 2017].

- [14] D. d. A. d. P. y. Ambiental, «Contraloría General del Estado Ecuatoriano,» Enero 2017. [En línea]. Available: <http://www.contraloria.gob.ec/WFDescarga.aspx?id=1526&tipo=doc>. [Último acceso: Marzo 2017].
- [15] CreceNegocios, «CreceNegocios,» Enero 2017. [En línea]. Available: <https://www.crecenegocios.com/el-van-y-el-tir/>. [Último acceso: Marzo 2017].
- [16] Concejo Nacional de Electricidad CONELEC, «Agencia de Regulación y Control de Electricidad,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-012-08ReclamosConsumidores.pdf>. [Último acceso: marzo 2017].
- [17] Instituto Nacional de Estadística y Censos, «INEC,» 10 Marzo 2017. [En línea]. Available: <http://anda.inec.gob.ec/anda/index.php/catalog/535/study-description>. [Último acceso: Mayo 2017].
- [18] Concejo Nacional de Electricidad, «Agencia de Regulación y Control de Electricidad,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/Costo-del-servicio-el%C3%A9ctrico-2015.pdf>. [Último acceso: Abril 2017].

8. ANEXOS

ANEXO I. COMPUTO DE CABLES

ANEXO II. CÓMPUTOS DE CANALIZACIÓN

ANEXO III. FORMATO PARA LA DETERMINACIÓN DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES

ANEXO IV. FORMULARIO PARA ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

ANEXO V. FORMULARIO PRESUPUESTO PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ANEXO VI. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES RED AÉREA

ANEXO VII. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES RED SUBTERRÁNEA

ANEXO VIII. CÁLCULO DE PÉRDIDAS INDUCTIVAS RED AÉREA Y RED SUBTERRÁNEA

ANEXO IX. CÁLCULO DE AMPACIDAD RED AÉREA Y RED SUBTERRÁNEA

ANEXO III. FORMATO PARA LA DETERMINACIÓN DE DEMANDAS DE DISEÑO PARA USUARIOS COMERCIALES E INDUSTRIALES

EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.	ESTUDIO DE CARGA Y DEMANDA	HOJA 1 DE 1 FECHA:				
NOMBRE DEL PROYECTO: _____ ACTIVIDAD TIPO : _____ LOCALIZACION : _____ USUARIO TIPO : _____ NUMERO DE USUARIOS: _____						
REGLON	APARATOS ELECTRICOS Y DE ALUMBRADO	Pn (W)	FFUn (%)	CIR (w)	Fsn (%)	DMU (w)
1	DESCRIPCION 2	CANT. 3	4	5	6	alternat1 8
TOTALES:			0		-	0
<p> FACTOR DE DEMANDA FDM = DMU/CIR = FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA FP = DEMANDA MAXIMA UNITARIA DMU (KVA) = TAZA DE CRECIMIENTO ANUAL Ti (%) = $(1+Ti/100)^{10}$ DEMANDA MAXIMA UNITARIA PROYECTADA $DMUp =$ NUMERO DE USUARIOS N = FACTOR DE DIVERSIDAD FD = DEMANDA DEL DISEÑO DD= </p>						
ING.SOLICITANTE						
Observaciones						

ANEXO IV. FORMULARIO PARA ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL					
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS					
FORMULARIO					
ITEM:			HOJA:	DE:	
DETALLE:			UNIDAD:		
EQUIPOS					
DESCRIPCION	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO HORA C = A x B	RENDIMIENTO E	COSTO D = C x R
Herramienta menor (5% MO)			0,00	0,000	0,00
			0,00	0,000	0,00
			0,00	0,000	0,00
SUBTOTAL E					0,00
MANO DE OBRA					
DESCRIPCION O CATEGORIA	CANTIDAD A	JORNAL/ HR B	COSTO HORA C = A x B	RENDIMIENTO E	COSTO D = C x R
			0,00	0,000	0,00
			0,00	0,000	0,00
			0,00	0,000	0,00
			0,00	0,000	0,00
			0,00	0,000	0,00
SUBTOTAL MO					0,00
MATERIALES					
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD A	P. UNITARIO B	COSTO C = A x B	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
SUBTOTAL M					0,00
TRANSPORTE					
DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD A	TARIFA B	COSTO C = A x B	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
				0,00	
SUBTOTAL					0,00
FACTOR DE DISTANCIA					1,00
TOTAL COSTO DIRECTO (E+MO+M+T)					0,000
UTILIDADES:					0,00
INDIRECTOS:					0,000
COSTO TOTAL DEL RUBRO:					0,000
ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA.					
_____ LUIS CADENA TESISISTA					
OBSERVACION:					

ANEXO V. FORMULARIO PRESUPUESTO PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FORMULARIO DE PRESUPUESTO PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

TABLA DE RUBROS, UNIDADES, CANTIDADES Y PRECIOS

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	VALOR	
				UNITARIO USD	TOTAL USD
A	MONTAJES DE EQUIPOS				
	SUBTOTAL :MONTAJES DE EQUIPOS				
B	ESTRUCTURAS, TENSORES, ANCLAJES Y VARIOS				
	SUBTOTAL :ESTRUCTURAS, TENSORES, ANCLAJES Y VARIOS				
C	ALUMBRADO PUBLICO				
	SUBTOTAL :ALUMBRADO PUBLICO				
D	PUESTA A TIERRA				
	SUBTOTAL :PUESTA A TIERRA				
E	TENDIDO DE CONDUCTORES DESNUDOS				
	SUBTOTAL :TENDIDO DE CONDUCTORES DESNUDOS				
F	COLOCACION DE CABLES SUBTERRANEOS				
	SUBTOTAL :COLOCACION DE CABLES SUBTERRANEOS				
G	POSTES				
	SUBTOTAL :POSTES				
H	CANALIZACION Y DUCTOS				
	SUBTOTAL :CANALIZACION Y DUCTOS				
I	OBRAS CIVILES PARA CAMARAS				
	SUBTOTAL :OBRAS CIVILES PARA CAMARAS				
J	EQUIPAMIENTO CAMARAS				
	SUBTOTAL :EQUIPAMIENTO CAMARAS				
K	ACOMETIDAS				
	SUBTOTAL :ACOMETIDAS				
L	TABLEROS DE DISTRIBUCION				
	SUBTOTAL :TABLEROS DE DISTRIBUCION				
M	MEDIDAS AMBIENTALES, PERMISOS				
	SUBTOTAL :MEDIDAS AMBIENTALES, PERMISOS				
N	PRUEBAS DE EQUIPOS Y MATERIALES				
	SUBTOTAL :PRUEBAS DE EQUIPOS Y MATERIALES				
O	REPLANTEO, DESBROCE, ESTANCAMIENTO				
	SUBTOTAL :REPLANTEO, DESBROCE, ESTANCAMIENTO				
	COSTO TOTAL DE LA OBRA:				

NOTA: ESTOS PRECIOS NO INCLUYEN IVA

.....
LUIS CADENA
TESISTA

ANEXO VI. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES RED AÉREA

CT-02

28 usuarios y 9 luminarias de 150 W

$$DMD = 30,5 \text{ kW}$$

$$DMD = 30,5 \times (1 + 0,04)^{10} = 45,15 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 28^{-0,128443} + 0,037 = 0,3529$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 28 \times 0,3529 \times 2,4 = 14,23 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 9 \times 150 = 1,35 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{45,15 + 1,35 + 14,23 + (3,6\% \times 45,15)}{0,95} = 65,63 \text{ kVA}$$

$$kVA = 65,63 \times 0,8 = 52,5 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 50 \text{ kVA}$$

CT-03

25 usuarios y 12 luminarias de 150 W

$$DMD = 27,4 \text{ kW}$$

$$DMD = 27,4 \times (1 + 0,04)^{10} = 40,55 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 25^{-0,128443} + 0,037 = 0,3575$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 25 \times 0,3575 \times 2,4 = 12,87 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 12 \times 150 = 1,8 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{40,55 + 1,8 + 12,87 + (3,6\% \times 40,55)}{0,95} = 59,66 \text{ kVA}$$

$$kVA = 59,66 \times 0,8 = 47,72 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 50 \text{ kVA}$$

CT-04

24 usuarios y 9 luminarias de 150 W

$$DMD = 26,6 \text{ kW}$$

$$DMD = 26,6 \times (1 + 0,04)^{10} = 39,37 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 24^{-0,128443} + 0,037 = 0,3592$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 24 \times 0,3592 \times 2,4 = 12,41 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 9 \times 150 = 1,35 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{39,37 + 1,35 + 12,41 + (3,6\% \times 39,37)}{0,95} = 54,54 \text{ kVA}$$

$$kVA = 54,54 \times 0,8 = 43,64 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 37,5 \text{ kVA}$$

CT-05

13 usuarios y 15 luminarias de 150 W

$$DMD = 15,8 \text{ kW}$$

$$DMD = 15,8 \times (1 + 0,04)^{10} = 23,38 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 13^{-0,128443} + 0,037 = 0,3862$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 13 \times 0,3862 \times 2,4 = 7,21 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 15 \times 150 = 2,25 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{15,8 + 2,25 + 7,21 + (3,6\% \times 15,8)}{0,95} = 27,18 \text{ kVA}$$

$$kVA = 27,18 \times 0,8 = 21,75 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 25 \text{ kVA}$$

CT-06

20 usuarios y 11 luminarias de 150 W

$$DMD = 22,9 \text{ kW}$$

$$DMD = 22,9 \times (1 + 0,04)^{10} = 33,89 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 20^{-0,128443} + 0,037 = 0,3668$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 20 \times 0,3668 \times 2,4 = 10,56 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 11 \times 150 = 1,65 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{33,89 + 1,65 + 10,56 + (3,6\% \times 33,89)}{0,95} = 49,81 \text{ kVA}$$

$$kVA = 49,81 \times 0,8 = 39,84 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 37,5 \text{ kVA}$$

CT-07

25 usuarios y 12 luminarias de 150 W

$$DMD = 27,4 \text{ kW}$$

$$DMD = 27,4 \times (1 + 0,04)^{10} = 40,55 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 25^{-0,128443} + 0,037 = 0,3575$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 25 \times 0,3575 \times 2,4 = 12,87 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 12 \times 150 = 1,8 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{40,55 + 1,8 + 12,87 + (3,6\% \times 40,55)}{0,95} = 59,66 \text{ kVA}$$

$$kVA = 59,66 \times 0,8 = 47,72 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 50 \text{ kVA}$$

ANEXO VII. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES RED SUBTERRÁNEA

CT-02

41 usuarios y 30 luminarias de 150 W

$$DMD = 41,9 \text{ kW}$$

$$DMD = 41,9 \times (1 + 0,04)^{10} = 62,02 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 41^{-0,128443} + 0,037 = 0,3378$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 41 \times 0,3378 \times 2,4 = 19,94 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 30 \times 150 = 4,5 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{62,02 + 4,5 + 19,94 + (3,6\% \times 62,02)}{0,95} = 93,36 \text{ kVA}$$

$$kVA = 93,36 \times 0,8 = 74,69 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 75 \text{ kVA}$$

CT-03

47 usuarios y 21 luminarias de 150 W

$$DMD = 47,2 \text{ kW}$$

$$DMD = 47,2 \times (1 + 0,04)^{10} = 69,87 \text{ kW}$$

$$FC_{CI} = e^{-0,7243} \times 47^{-0,128443} + 0,037 = 0,3326$$

$$DMD_{CI} = 0,6 \times 47 \times 0,3326 \times 2,4 = 22,51 \text{ kW}$$

$$D_{AP} = 21 \times 150 = 3,15 \text{ kW}$$

Demanda de diseño

$$DD = \frac{69,87 + 3,15 + 22,51 + (3,6\% \times 69,87)}{0,95} = 103,2 \text{ kVA}$$

$$kVA = 103,2 \times 0,8 = 82,56 \text{ kVA}$$

$$kVA \sim 75 \text{ kVA}$$

ANEXO VIII. CÁLCULO DE PÉRDIDAS INDUCTIVAS RED AÉREA Y RED SUBTERRÁNEA

Tabla 8.1 Perdidas inductivas red aérea

COMPUTO								
IMPEDANCIA		VE	VR	VE-VR	I	I'	S=Se-Sr	Q INDUCTIVAS
TEORICO	CALCULADO							
1,0373+0,47238i	0,1358863+0,06188178i	22800	22797,10633	2,893670379	17,6371391068122-	17,6371391068122+8,031843990	0,153108200990964+0,06972452	0,069724527
0,6486+0,49924i	0,0525366+0,04043844i	13177,51811	13177,39419	0,123921707	1,4812034770076- 1,140111104511451i	1,4812034770076+1,140111104511451i	0,183553262813143+0,141284506516857i	0,141284507
0,6486+0,45477i	0,0512394+0,03592683i	22797,10633	22796,0117	1,094627112	14,3220078233175- 10,0419665399478i	14,3220078233175+10,0419665399478i	47,0317742025895+32,9766265095772i	32,97662651
0,6486+0,49924i	0,0460506+0,03544604i	13176,88538	13176,74055	0,144823353	1,97484314061637- 1,52007506864218i	1,97484314061637+1,52007506864218i	0,286003405702368+0,220142368582872i	0,220142369
0,6486+0,45477i	0,103776+0,0727632i	22796,0117	22794,07369	1,938009558	12,5198962204119- 8,77840457008437i	12,5198962204119+8,77840457008437i	72,7910356053327+51,0378958714726i	51,03789587
0,6486+0,49924i	0,0590226+0,04543084i	13175,76514	13175,49602	0,269124181	2,8632791106687- 2,20392146655912i	2,8632791106687+2,20392146655912i	0,770577646083136+0,593128560022426i	0,59312856
1,0373+0,51685i	0,0217833+0,01085385i	13175,49602	13175,45259	0,043425962	1,59704822951615- 0,795752798057865i	1,59704822951615+0,795752798057865i	0,0693533560548811+0,0345563309331586i	0,034556331
1,0373+0,51685i	0,0529023+0,02635935i	13175,45259	13175,37726	0,075330502	1,14074497551079- 0,568392982351058i	1,14074497551079+0,568392982351058i	0,085932892203683+0,0428173289650762i	0,042817329
1,0373+0,51685i	0,0321563+0,01602235i	13175,45259	13175,43427	0,018315652	0,456297990215868- 0,227357192946179i	0,456297990215868+0,227357192946179i	0,00835739500689898+0,00416419513093198i	0,004164195
0,6486+0,49924i	0,051888+0,0399392i	13175,76514	13175,03089	0,734253166	8,88603861934936- 6,83975627555346i	8,88603861934936+6,83975627555346i	6,52460198697974+5,02211269808783i	5,022112698
0,6486+0,49924i	0,0460506+0,03544604i	13175,03089	13174,74128	0,289605942	3,94913040983639- 3,03972227228911i	3,94913040983639+3,03972227228911i	1,14369163283089+0,880321632399774i	0,880321632
0,6486+0,49924i	0,0395646+0,03045364i	13174,74128	13174,64798	0,093304089	1,48089135087421- 1,13987079557577i	1,48089135087421+1,13987079557577i	0,138173218098864+0,106354605926113i	0,106354606
0,6486+0,49924i	0,051888+0,0399392i	13174,74128	13174,53734	0,203943363	2,46815225144776- 1,89978465928582i	2,46815225144776+1,89978465928582i	0,503363271758933+0,387448473316266i	0,387448473
0,6486+0,49924i	0,058374+0,0449316i	13174,53734	13174,39968	0,137659639	1,48086842686184- 1,13985315051882i	1,48086842686184+1,13985315051882i	0,203855813592495+0,156911773632312i	0,156911774
1,0373+0,51685i	0,10373+0,051685i	13175,03089	13174,29238	0,7385107	5,70354232009142- 2,84187394981129i	5,70354232009142+2,84187394981129i	4,21212703105694+2,09875431987061i	2,09875432
1,0373+0,51685i	0,363055+0,1808975i	13174,29238	13172,01789	2,274485455	5,01883590102723- 2,50070889371052i	5,01883590102723+2,50070889371052i	11,4152692586582+5,68782600630243i	5,687826006
1,0373+0,51685i	0,051865+0,0258425i	13172,01789	13171,87022	0,147668362	2,2808951910802- 1,13648961680305i	2,2808951910802+1,13648961680305i	0,336816056777842+0,16782356015196i	0,16782356
1,0373+0,51685i	0,10373+0,051685i	13172,01789	13171,66349	0,354404069	2,73707422930467- 1,36378754016786i	2,73707422930467+1,36378754016786i	0,970030243526159+0,483331853240621i	0,483331853
1,0373+0,51685i	0,155595+0,0775275i	13171,66349	13171,22049	0,442993167	2,28083382171306- 1,13645903861216i	2,28083382171306+1,13645903861216i	1,01039379718147+0,503443588232183i	0,503443588
								100,6146687

Tabla 8.2 Pérdidas inductivas red subterránea

IMPEDANCIA		COMPUTO						
TEORICO	CALCULADO	VE	VR	VE-VR	I	I*	S=Se-Sr	Q INDUCTIVAS
1,0373+0,472 38i	0,1255133+0,05 715798i	22800	22797,48083	2,519171492	16,62351042249 94-	16,62351042249 94+7,570243761	0,125632420670 144+0,05721222	0,057212227
0,325+0,2172 9i	0,11375+0,0760 515i	22797,48083	22795,82469	1,656136696	10,06177558263 9- 6,727148358005 04i	10,06177558263 9+6,7271483580 0504i	0,049991027304 1727+0,0334232 317628422i	0,033423232
1,0373+0,472 38i	0,0217833+0,00 991998i	22795,82469	22795,78738	0,037316105	1,418820285366 18- 0,646121976671 431i	1,418820285366 18+0,646121976 671431i	0,000158834540 270139+0,00007 2332266589037 1i	7,23323E-05
1,0373+0,516 85i	0,0529023+0,02 635935i	13176,75571	13176,68037	0,075337953	1,140857800905 9- 0,568449199265 606i	1,140857800905 9+0,5684491992 65606i	0,000085949891 4317072+0,0000 4282579908076 52i	4,28258E-05
1,0373+0,516 85i	0,0321563+0,01 602235i	13176,75571	13176,73739	0,018317463	0,456343120373 555- 0,227379679711 821i	0,456343120373 555+0,22737967 9711821i	8,359048265140 88E- 06+4,165018891 19644E-06i	4,16502E-06
0,325+0,2172 9i	0,195+0,130374i	22795,82469	22793,91798	1,906713961	6,757418041065 49- 4,517905741978 83i	6,757418041065 49+4,517905741 97883i	0,038653389961 9467+0,0258430 618610197i	0,025843062
0,325+0,2172 9i	0,099125+0,066 27345i	22793,91798	22793,37955	0,538425107	3,753807127517 74- 2,509737694579 48i	3,753807127517 74+2,509737694 57948i	0,006063432014 33756+0,004053 91736121665i	0,004053917
1,0373+0,472 38i	0,051865+0,023 619i	22793,37955	22793,06227	0,317279782	5,066671782196 77- 2,307330971246 61i	5,066671782196 77+2,307330971 24661i	0,004822657558 50417+0,002196 20840401639i	0,002196208
1,0373+0,516 85i	0,363055+0,180 8975i	13175,1805	13172,90587	2,274638787	5,019174239414 71- 2,500877475794 36i	5,019174239414 71+2,500877475 79436i	0,011416808402 0187+0,0056885 9290714676i	0,005688593
1,0373+0,516 85i	0,093357+0,046 5165i	13172,90587	13172,64004	0,26582097	2,281048954707 5- 1,136566231794 63i	2,281048954707 5+1,1365662317 9463i	0,000606350646 638097+0,00030 2123138643498i	0,000302123
1,0373+0,516 85i	0,0632753+0,03 152785i	13172,90587	13172,68966	0,216201056	2,737258745663 43- 1,363879478160 75i	2,737258745663 43+1,363879478 16075i	0,000591798231 125023+0,00029 4872183319164i	0,000294872
1,0373+0,516 85i	0,082984+0,041 348i	13172,68966	13172,45338	0,236281429	2,281011516870 02- 1,136547577840 81i	2,281011516870 02+1,136547577 84081i	0,000538960660 690537+0,00026 8545085778371i	0,000268545
								0,129402103

ANEXO IX. CÁLCULO DE AMPACIDAD RED AÉREA Y RED SUBTERRÁNEA

Tabla 8.1 Ampacidad Cable Aéreo

DISPOSICION	MONOFASICA	CENTRADA	MONOFASICA	CENTRADA	MONOFASICA	CENTRADA	MONOFASICA	CENTRADA	MONOFASICA	CENTRADA	MONOFASICA	CENTRADA
R CA a T	0,0010373	0,0010373	0,0006486	0,0006486	0,000515	0,000515	0,0004081	0,0004081	0,0003243	0,0003243	0,0003243	0,0003243
AWG	2	2	1/0	1/0	2/0	2/0	3/0	3/0	4/0	4/0	4/0	4/0
TIPO	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC	ASC
Qs	4,081	4,081	5,148	5,148	5,8025	5,8025	6,4845	6,4845	7,293	7,293	7,293	7,293
Qc	37,16728206	37,1672821	41,72745885	41,7274588	44,30120684	44,3012068	46,83872813	46,8387281	49,6861791	49,6861791	49,6861791	49,6861791
Qr	4,822030173	4,82203017	6,082776606	6,08277661	6,856121067	6,85612107	7,661958994	7,66195899	8,61726686	8,61726686	8,61726686	8,61726686
I AMPACIDAD	191,1679291	191,167929	256,4680867	256,468087	296,7619029	296,761903	343,0129669	343,012967	396,603083	396,603083	396,603083	396,603083
I CATALOGO	185	185	247	247	286	286	331	331	383	383	383	383

Tabla 8.4 Ampacidad Cable Subterráneo

DISPOSICION	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR	TRIANGULAR
n	3	3	3	3	3	3	3	3	3
CALIBRE	1/0	2/0	3/0	4/0	1/0	2/0	3/0	4/0	
MATERIAL	CU	CU	CU	CU	AL	AL	AL	AL	AL
TIPO	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE	XLPE
Wd	0,034714521	0,037394565	0,040416196	0,043711564	0,034714521	0,037394565	0,040416196	0,043711564	
R CA a T	0,0004094	0,000325	0,0002578	0,000205	0,0006663	0,000529	0,0004195	0,0003333	
$\lambda 1 = \lambda 1' + \lambda 1''$	3,06227E-05	4,30057E-05	6,07103E-05	9,11449E-05	1,15582E-05	1,62302E-05	2,29184E-05	3,44367E-05	
$\lambda 2$ armadura	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rt1	0,804652115	0,756731762	0,7095082	0,664646647	0,804652115	0,756731762	0,7095082	0,664646647	
Rt2	0	0	0	0	0	0	0	0	
Rt3	0,124719692	0,120827438	0,11646622	0,11048501	0,124719692	0,120827438	0,11646622	0,11048501	
Rt4'	0,799623706	0,784198608	0,766456267	0,74129866	0,799623706	0,784198608	0,766456267	0,74129866	
Rt4''	0,120100918	0,120100918	0,120100918	0,120100918	0,120100918	0,120100918	0,120100918	0,120100918	
Rt4'''	0,515167733	0,515167733	0,515167733	0,515167733	0,515167733	0,515167733	0,515167733	0,515167733	
Rt4	1,434892357	1,419467259	1,401724918	1,376567311	1,434892357	1,419467259	1,401724918	1,376567311	
$\Delta \theta$	343	343	343	343	343	343	343	343	
Ampacidad	390,7754841	442,8779762	502,5823589	571,1356018	306,3161216	347,1386133	393,9941871	447,9290439	