



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

**RECONFIGURACIÓN, Y SOTERRAMIENTO PARCIAL DE LA
LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN A 69kV DESDE LA S/E AMBATO DE
TRANSELECTRIC HASTA LAS S/E's DE DISTRIBUCIÓN LORETO
& ORIENTE DE LA EEASA Y ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO**

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

IVÁN ISRAEL HERNÁNDEZ SILVA

ivan.hernandez@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ

gabriel.salazar@epn.edu.ec

Quito, Julio 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Iván Israel Hernández Silva, bajo mi supervisión.

Dr.-Ing. Gabriel Salazar Yépez
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

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

A través de la presente declaración 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 Normativa Institucional Vigente.

Iván Israel Hernández Silva

DEDICATORIA

A mi madre Nancy Silva y a mi padre Néstor Hernández, quienes se han velado por mí durante toda mi vida, para convertirme en un profesional y en una persona de bien con valores. Su ejemplo será eterno.

Iván Israel Hernández Silva.

AGRADECIMIENTO

A mis padres Nancy y Néstor, por su apoyo incondicional y sus consejos, los cuales me han servido para seguir adelante y nunca desfallecer. Mi gratitud hacia ustedes trascenderá en el tiempo. Papi, siempre serás mi ejemplo más grande de una persona de bien, Mami, tu ejemplo a nunca rendirse, lo llevare siempre en mi alma; gracias infinitas a los dos, esto es un logro de ustedes también, siempre los amaré.

Quiero agradecer a la Escuela Politécnica Nacional y a sus maestros, por transmitir sus conocimientos. En especial al Dr. Gabriel Salazar quien fue el director, para llevar a cabo este proyecto.

Un especial agradecimiento al Departamento de Subtransmisión de la EEASA, por las facilidades prestadas para la realización de este proyecto y en especial al Ing. Antonio Ortiz por su ayuda, colaboración y guía desinteresada para culminar el presente estudio.

A mis amigas y amigos que compartieron conmigo momentos alegres y difíciles, pero con una amistad que perdura a través de todo.

A ti Lesly, por tu incansable apoyo, por creer en mí y por brindarme siempre tu cariño, eres y serás siempre mi persona especial.

Iván Israel Hernández Silva

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO	V
RESUMEN	XII
ABSTRACT	XIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.2. ALCANCE	3
2. MARCO TEÓRICO	4
2.1 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	4
2.1.1 LÍNEAS AÉREAS DE SUBTRANSMISIÓN	5
2.1.2 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	12
2.2 SISTEMAS DE OPERACIÓN EN SUBTRANSMISIÓN.....	21
2.2.1 SISTEMA RADIAL	21
2.2.2 SISTEMA EN ANILLO	22
2.2.3 SISTEMAS MALLADO O EN MALLA	22
2.3 SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	23
2.4 CONFIABILIDAD.....	24
2.4.1 DEFINICIÓN	24
2.4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CONFIABILIDAD.....	24
3. METODOLOGÍA DE DISEÑO AÉREO Y SUBTERRÁNEO DE LA LÍNEA DE S/T Y ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO	26
3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LA L/ST.....	26
3.1.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN Y DE LA S/E LORETO.....	27
3.1.2 PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN	31
3.2 DISEÑO DE LA L/ST AMBATO-LORETO-ORIENTE Y ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO.....	35
3.2.1 REDISEÑO DE LA L/ST AÉREA	36
3.2.2 DISEÑO DE LA L/ST SUBTERRÁNEA	50
3.2.3 ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO	68

4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	81
4.1	ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA	81
4.1.1	GENERALIDADES	81
4.1.2	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	82
4.1.3	NÚMEROS ALEATORIOS EN CONFIABILIDAD	84
4.1.4	NÚMEROS PSEUDOALEATORIOS EN CONFIABILIDAD	84
4.1.5	MÉTODO DE MONTECARLO UTILIZADO PARA LA SIMULACIÓN .	85
4.1.6	MANEJO DE LA HERRAMIENTA EN EL SOFTWARE	86
4.1.7	APLICACIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	92
4.1.8	CÁLCULO EN DÓLARES DE LA ENS	95
4.2	PRESUPUESTO REFERENCIAL DEL REDISEÑO DE LA LÍNEA DE S/T Y LA ADECUACIÓN DE L S/E LORETO	97
4.2.1	PRESUPUESTO DEL REDISEÑO DE LA LÍNEA DE S/T, PARTE AÉREA.....	98
4.2.2	PRESUPUESTO DEL REDISEÑO DE LA LÍNEA DE S/T, PARTE SUBTERRÁNEA.....	98
4.2.3	PRESUPUESTO DE LA ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO	99
4.2.4	PRESUPUESTO TOTAL.....	100
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
6.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	103
7.	ANEXOS.....	106
	ORDEN DE EMPASTADO	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Elementos de una Línea de Subtransmisión Aérea, figura adaptada de [5]	5
Figura 2.2. Conductores AAC o ACS [3].....	6
Figura 2.3. Conductores ACAR [8].....	7
Figura 2.4. Conductores ACSR [3].....	7
Figura 2.5. Aislador tipo POST-TYPE [4].....	8
Figura 2.6. Aislador tipo LINE-POST [4].	8
Figura 2.7. a) Aislador de Suspensión, b) Cadena de Aisladores	9
Figura 2.8. Aislador tipo tensor [9].	9
Figura 2.9. Torre de Suspensión [6].....	10
Figura 2.10. Torre de Retención [6].	11
Figura 2.11. Torre de Remate [11].....	11
Figura 2.12. Banco de ductos con separadores para 6 cables [14].....	12
Figura 2.13. Cable de uso tradicional en líneas de Subtransmisión Subterráneas [10]....	13
Figura 2.14. Puesta a Tierra continua en dos puntos [16].....	15
Figura 2.15. Puesta a Tierra en 1 punto [16].....	15
Figura 2.16. Puesta a tierra tipo “Cross-Bonding” o permutación de pantallas [16].....	16
Figura 2.17. Zanja y Banco de ductos para 3 cables [15].....	17
Figura 2.18. Transición aérea-subterránea a 69 kV [18].	19
Figura 2.19. Terminal de porcelana [16].	20
Figura 2.20. Terminal compuesto por un tubo de resina [16].	20
Figura 2.21. Terminal seco tipo flexible [16].....	21
Figura 2.22. Sistema de subtransmisión radial [2].	22
Figura 2.23. Sistema de subtransmisión en Anillo [2].....	22
Figura 2.24. Sistema de subtransmisión mallado [2].....	23
Figura 2.25. S/E de distribución Samanga de la EEASA, diagrama unifilar.	23
Figura 3.1. Torre #069 propiedad de la EEASA con derivación directa tipo “T” de la línea de S/T, Ambato – Loreto – Oriente (sin equipos de corte y seccionamiento).....	27
Figura 3.2. Diagrama unifilar de la configuración actual de la línea de S/T, Ambato – Loreto – Oriente, con las S/Es respectivas.	28
Figura 3.3. Topología actual de la línea de S/T, Ambato – Loreto – Oriente.	29

Figura 3.4. Alimentación a los dos transformadores de la S/E Loreto a 69kV desde un punto común.....	30
Figura 3.5. Diagrama unifilar de la configuración de la línea de S/T Ambato-Loreto-Oriente con la solución planteada.	33
Figura 3.6. Topología de la línea de S/T Ambato-Loreto-Oriente, con la solución adoptada.	34
Figura 3.7. Diagrama unifilar de la S/E Loreto con adecuaciones para su operación con la solución planteada.....	35
Figura 3.8. Estructura 268 EEASA con un solo circuito a ser modificado a doble circuito.	39
Figura 3.9. Elementos constitutivos del cable OPGW. [24].....	42
Figura 3.10. Vista longitudinal del cable OPGW. [24].....	42
Figura 3.11. Puesta a tierra utilizando 2 varillas.....	44
Figura 3.12. Puesta a tierra utilizando 4 varillas [15].....	45
Figura 3.13. Modelo de aislador [26].....	47
Figura 3.14. Cadena de Suspensión.....	48
Figura 3.15. Cadena de Retención [15]	48
Figura 3.16. Distancias mínimas entre fases y cable de guarda [27].	49
Figura 3.17. Topología de la línea Subterránea a 69 kV desde la S/E Loreto a la torre de subtransmisión # 267 propiedad de la EEASA.....	53
Figura 3.18. Partes constitutivas del cable de 69 kV XLPE de 240 mm ² [16]	57
Figura 3.19. Tendido de cables mediante el método de carrete móvil [20].....	61
Figura 3.20. Conexión de equipo VLF y cable de potencia [31].	63
Figura 3.21. Punta Terminal [20].....	64
Figura 3.22. Pozos de revisión[32].....	65
Figura 3.23. Tapas de pozos de revisión de hormigón [32].....	65
Figura 3.24. Tapas de pozos de revisión de acero [32].....	66
Figura 3.25. Señalización vertical de advertencia de cable de alto voltaje subterráneo [17].	67
Figura 3.26. Pórtico eléctrico para el transformador 1 de la S/E Loreto.	69
Figura 3.27. Pórtico eléctrico para el transformador 2 de la S/E Loreto.	69
Figura 3.28. Vista superior de la estructura metálica de la barra de 69 kV.....	72
Figura 3.29. Sección A - A de la estructura metálica de la barra de 69 kV.....	72
Figura 3.30. Sección B - B de la estructura metálica de la barra de 69 kV.....	73

Figura 3.31. Sección C - C y F - F de la estructura metálica de la barra de 69 kV.	73
Figura 3.32. Sección E - E de la estructura metálica de la barra de 69 kV.....	74
Figura 3.33. Poste de 69 kV tipo troncocónico [33].	78
Figura 3.34. Poste metálico de 69 kV tipo troncocónico [34].	78
Figura 3.35. Poste metálico de 69 kV tipo troncocónico [34].	79
Figura 4.1. Función de distribución exponencial [36].	85
Figura 4.2. Diagrama de flujo del algoritmo empleado en el DPL [37].	87
Figura 4.3. Codificación de elementos de la red eléctrica a ser simulada.	90
Figura 4.4. Índice LOLP de la red en forma radial.....	92
Figura 4.5. Índice DNS de la red en forma radial [elaboración propia].	93
Figura 4.6. Índice LOLP de la red en forma de anillo.	94
Figura 4.7. Índice DNS de la red en forma de anillo.....	94
Figura 4.8. Demanda recuperada [elaboración propia].	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Conductores de Aluminio	6
Tabla 2.2. Principales diferencias entre cables HPFF y XLPE.....	13
Tabla 3.1. Elementos constitutivos de la S/E Loreto	31
Tabla 3.2. Coordenadas geográficas de estructuras de la L/ST.....	39
Tabla 3.3. Características técnicas del conductor ACAR 500	40
Tabla 3.4. Comparaciones técnicas de conductores ACSR 300 con ACAR 500	41
Tabla 3.5. Características técnicas del cable de guarda	43
Tabla 3.6. Grados de contaminación [25].	46
Tabla 3.7. Características del Aislador corona [26].	47
Tabla 3.8. Distancias mínimas de aislamiento en las estructuras.....	48
Tabla 3.9. Distancias mínimas de aislamiento entre fases [27].	49
Tabla 3.10. Tipo de estructuras [28].	49
Tabla 3.11. Coordenadas UTM del trayecto de la línea subterránea	51
Tabla 3.12. Condiciones ambientales [29].	54
Tabla 3.13. Comparación técnica entre conductores ACSR 300 MCM y el cable de cobre con aislamiento XLPE de 69 kV y de sección 240 mm ² [16].....	56
Tabla 3.14. Especificaciones técnicas de los interruptores de 69 kV [28]	75
Tabla 3.15. Especificaciones técnicas de los seccionadores de 69 kV [28]	76
Tabla 3.16. Especificaciones técnicas de los descargadores atmosféricos de 69 kV [28].	77
Tabla 4.1. Datos de operación y mantenimiento anual	96
Tabla 4.2. VPN para un periodo de 15 años	97
Tabla 4.3. Presupuesto referencial de la línea de S/T en su tramo aéreo.....	98
Tabla 4.4. Presupuesto referencial de la línea de S/T en su tramo subterráneo.	99
Tabla 4.5. Presupuesto referencial de la adecuación de la S/E Loreto.	99
Tabla 4.6. Presupuesto Total.....	100

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 3.1. Resistividad del suelo.....	44
Ecuación 3.2. Resistividad del suelo con radio equivalente.	44
Ecuación 3.3. Radio equivalente para dos varillas.....	44
Ecuación 3.4. Resistividad del suelo con radio equivalente.	45
Ecuación 3.5. Radio equivalente para cuatro varillas.....	45
Ecuación 4.1. Tasa de fallas.....	82
Ecuación 4.2 Tasa de reparaciones.....	82
Ecuación 4.3. Índice FOI.	83
Ecuación 4.4. Índice LOLP.	83
Ecuación 4.5. Índice ENS.	83
Ecuación 4.6. Índice DNS.....	84
Ecuación 4.7. Función de probabilidad de distribución exponencial [37].....	85
Ecuación 4.8. Energía no suministrada del todo el sistema.	91
Ecuación 4.9. Demanda recuperada.....	96
Ecuación 4.10. Demanda promedio.....	96
Ecuación 4.11. Energía promedio.....	96
Ecuación 4.12. Costo total.....	96

RESUMEN

El presente estudio técnico, se enfoca en el rediseño de una línea eléctrica trifásica, en el sistema de subtransmisión de la EEASA (Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.) a 69 kV. Esta línea inicia su trayecto desde la S/E Ambato y llega hasta la S/E Oriente, posee una longitud aproximada de 3,5Km. A la distancia de 1,2 Km, existe una derivación directa de circuito en la torre #069 de la EEASA, sin equipos de corte ni de seccionamiento, y llega hasta la S/E Loreto. Esta derivación en forma de “T”, produce que las S/E Oriente y Loreto, operen de manera radial. En eventos de falla en esta línea, la S/E Loreto deja de suministrar energía, esto es un problema de alta magnitud, debido a que esta S/E provee energía a zonas importantes de la ciudad de Ambato.

El rediseño de esta línea, elimina el circuito en forma de “T” y lo modifica a un doble circuito. Con esto, se logra cambiar la forma de operación de las S/Es, migrando de un sistema radial a un sistema mallado ya que la S/E Oriente se encuentra conectada con la S/E Totoras de Transelectric; a la vez que la red eléctrica total de S/T de la EEASA operaría en forma de anillo.

Las etapas que se han considerado para la ejecución de este estudio son las siguientes:

Como primera etapa, se analizará el diseño de doble circuito. El circuito aéreo actual se conservará, mientras que el segundo, será diseñado en su totalidad considerando una parte aérea y otra subterránea.

Segundo, la S/E Loreto debe adecuarse de manera que opere con el doble circuito sin ningún inconveniente.

Los diseños elaborados en este trabajo, se los realizará siguiendo parámetros y normativas nacionales e internacionales y propios de la EEASA.

A continuación, con el fin de evaluar los resultados de este estudio se analizará la confiabilidad del sistema en la cual se buscará la mejora de los indicadores, al pasar de un sistema de operación radial a uno en forma de anillo.

Finalmente, se muestra un análisis de precios en dólares, para estimar el costo de la ejecución del presente proyecto.

PALABRAS CLAVE: EEASA, radial, mallado, rediseño, confiabilidad, aéreo, subterráneo.

ABSTRACT

The present technical study is focused on redesign of a three-phase power line, in the EEASA subtransmission system at 69 kV. This line starts at Ambato S/E and ends in Oriente S/E. It has an approximate length of 3 km. At a distance of 1.2 km, there is a direct derivation of the circuit in tower # 069. This derivation doesn't have cutting or sectioning equipment and it **arrives** at Loreto S/E. This derivation in shape of "T" produces that the Oriente and Loreto S/E operate in a radial manner. In events of failure in this line, the S / E Loreto stops supplying energy. This is a big problem because this S/E provides energy to important areas of Ambato city.

The redesign of this line deletes the circuit in the shape of "T" and modifies it to a double circuit. With this, it's possible to change the operation of the S/Es, migrating from radial to network system, because the Oriente S/E is connected to Totoras S/E, at the same the total electrical network of S / T of the EEASA will operate in the shape of a loop.

The stages consider for this study are the following:

As a first stage, the double circuit design will be analyzed. The air circuit will be conserved, while the second will be designed how a underground circuit.

Second, the Loreto S/E must be adapted so that it operates with the double circuit without any inconvenience.

The designs elaborated in this work, will be made based on national and international parameters and regulations.

Next, in order to evaluate the results of this study, the system reliability will be analyzed in which the improvement of the indicators will be sought going from a radial operation system to a loop system.

Finally, price analysis in dollars is shown to estimate the cost of the execution of the present project.

KEYWORDS: EEASA, radial, network, designed, reliability, air circuit, underground.

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad existen muchas exigencias para las empresas distribuidoras de energía eléctrica con respecto a la calidad y continuidad del servicio, por este motivo, las mismas realizan estudios para garantizar el servicio continuo de electricidad e incrementar la confiabilidad en la operación de sus sistemas.

Actualmente el país está viviendo una gran dependencia de energía eléctrica en los sectores industriales, comerciales y domiciliarios; por ende, las empresas distribuidoras y todos los grupos involucrados en el sector eléctrico deben unir esfuerzos para brindar el servicio de forma continua, segura y de excelente calidad.

De acuerdo con lo mencionado; la EEASA (Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.) tiene en su sistema eléctrico, un inconveniente con una línea de Subtransmisión, la cual, en eventos de falla no puede garantizar el restablecimiento total del suministro eléctrico. Para solucionar este inconveniente se ha propuesto un diseño innovador, respetando normativas y acatando reglamentos nacionales e internacionales, con el fin de incrementar la confiabilidad del sistema de subtransmisión de la EEASA y así ofrecer un servicio más estable y continuo a todos sus consumidores.

Realizar un nuevo estudio y rediseño del sistema eléctrico de la EEASA implica incluir un análisis de precios que involucre todos los gastos que generaría la ejecución del proyecto, de este modo se puede analizar la factibilidad de efectuar el mismo.

Debido a las exigencias que se tienen hoy en día; es importante considerar el impacto ambiental, estético y visual que puede generar la ejecución de estos proyectos. Por lo tanto, hay nuevos conceptos que se deben incluir en el rediseño. En el caso de este estudio, se toma en cuenta algunos parámetros de soterramiento de líneas de subtransmisión a 69 kV, para que el impacto visual de estas líneas en el casco urbano de las ciudades, sea mínimo o casi nulo ante la población.

La operación radial en un sistema de subtransmisión, en la actualidad no es óptimo, debido a los inconvenientes que posee este esquema, y lo mejor es tener un sistema mallado o en anillo, estos sistemas son más confiables, y en eventos de falla, para la recuperación del servicio eléctrico se invierte menor tiempo de restauración.

En el presente trabajo se realizará un diseño innovador para que la red de la EEASA, en las estructuras 69, 271, 270, 269, 268, 267, que presentan una operación de manera radial,

en este nuevo diseño puedan operar de manera mallada o anillada. La conformación del anillo a 69 kV en el sistema de subtransmisión de la EEASA se lo puede apreciar en el Anexo 9.

1.1. Objetivos

El objetivo general de este Estudio Técnico es:

- Proponer una alternativa de diseño que permita incrementar la confiabilidad en el sistema eléctrico de Subtransmisión de la EEASA con la reconfiguración y eliminación de la derivación directa de la Línea de Subtransmisión que va desde la S/E Ambato (Transelectric) hasta las S/E's de distribución Loreto y Oriente de la EEASA y adecuar la S/E Loreto para el rediseño de la línea antes mencionada.

Los objetivos específicos de este Estudio Técnico son:

- Proponer un rediseño de la línea de S/T que va desde la S/E Ambato de Transelectric hasta las S/E's Loreto y Oriente, para mejorar la operación del sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA.
- Adecuar la S/E Loreto para la nueva configuración de la línea de S/T para que su respectiva operación no tenga inconveniente alguno.
- Definir los lineamientos y criterios de diseño de líneas de subtransmisión soterradas, en base a normas y recomendaciones establecidas en la bibliografía, y aplicar los mismos al rediseño de la línea.
- Realizar un estudio de confiabilidad del sistema comparando 2 configuraciones de operación, radial y mallado; tomando algunos indicadores que definen la confiabilidad de sistemas eléctricos.
- Realizar un análisis técnico económico del costo total de la implementación del rediseño de la línea y readecuación de la S/E Loreto; Consultado de manera aleatoria a contratistas de la EEASA y empresas que den el servicio de construcción de partes eléctricas como torres de transmisión, soterramiento de líneas de subtransmisión e instalación de elementos en subestaciones eléctricas.

1.2. Alcance

Se realizará la reconfiguración de la línea a 69 kV y se adecuará la S/E Loreto de tal forma que la confiabilidad en el sistema de la EEASA incremente.

Se va a considerar realizar un circuito simple desde la S/E Ambato (Transelectric) hasta la S/E Loreto (EEASA) y desde esta S/E, otra línea para conectarse con la S/E Oriente (EEASA), con lo cual, se necesita realizar la adecuación de la S/E Loreto y el soterramiento de aproximadamente 600 metros de esta línea que va desde la S/E Loreto hacia la S/E Oriente por razón de que esta línea cruzará por una zona céntrica de la ciudad de Ambato. La longitud de las líneas de S/T Ambato-Loreto y Loreto-Oriente, será aproximadamente de 4 km y 5 km respectivamente, por lo cual, es necesario definir las características de al menos 4 torres de S/T para que las líneas Ambato-Loreto y Loreto-Oriente compartan estas estructuras al menos 2 km.

Se utilizará el programa computacional Auto CAD para la creación de todos los planos referentes a este proyecto.

El rediseño de la línea y soterramiento parcial de la misma contempla el cálculo de parámetros eléctricos y dimensionamiento adecuado de conductores, cables, ducto, cámaras de revisión, etc., en base a criterios establecidos en el desarrollo de este proyecto.

La adecuación de la S/E Loreto contempla principalmente dimensionar nuevos equipos de corte y seccionamiento por lo cual se debe tener en cuenta el espacio disponible en la misma para no tener inconvenientes para su futura instalación.

Se realizará el análisis de confiabilidad del sistema en base a índices, considerando 2 configuraciones de operación, de manera radial y en malla. Se desarrollará un análisis financiero de los costos aproximados para la realización de este proyecto, como el precio de la adecuación de la S/E Loreto y el soterramiento de la línea de S/T.

También se consultará costos de inversión a contratistas, proveedores y fabricantes de diferentes equipamientos eléctricos, que tengan experiencia en trabajos similares a este proyecto.

Por último, mediante un estudio de Energía no suministrada, se determinará el costo del proyecto.

2. MARCO TEÓRICO

Con el aumento de consumo energético, es preciso garantizar el servicio continuo y de excelente calidad de la energía eléctrica, para ello, se debe aplicar conceptos, definiciones y estándares de ingeniería de alto nivel y que sean lo más actuales posibles.

En la actualidad con los grandes avances en las tecnologías de comunicaciones remotas, y la operación de sistemas eléctricos desde salas de control, con operación remota de dispositivos de corte y seccionamiento, la respuesta a una apertura de un interruptor en caso de falla o la operación de apertura y cierre en mantenimientos programados es de forma inmediata, esto evita el traslado de personal hacia el sitio en donde se encuentran estos dispositivos físicamente, lo cual es un ahorro enorme de tiempo y de respuesta ante contingencias.

Los sistemas eléctricos radiales no son convenientes por los problemas que conlleva su operación, mucho más en sistemas eléctricos de subtransmisión y transmisión, estos son de gran longitud y en algunos casos de difícil acceso físico, con lo cual la operación remota y en esquemas de mayor confiabilidad como el mallado o en anillo, es ideal.

2.1 Líneas de Subtransmisión

En el Ecuador, según CELEC-EP (Corporación Eléctrica del Ecuador) son aquellas líneas que transportan energía a un nivel de voltaje comprendidos entre 46 kV y 69 kV. En la cadena de producción de energía eléctrica hasta el consumo de la misma por los usuarios finales, estas líneas se encuentran después del sistema de transmisión que manejan niveles de voltaje superiores a 138 kV y antes del sistema de distribución que maneja niveles del voltaje alrededor de 40 kV o menores.

Estas líneas regularmente se encuentran cercanas o dentro a las ciudades o distritos metropolitanos (cargas), por el motivo que son las que llegan a las subestaciones de distribución para posteriormente ser transformadas al voltaje de alimentadores primarios en el sistema de distribución [2].

En la ciudad de Ambato las líneas de subtransmisión están a un nivel de voltaje de 69 kV y el nivel de voltaje en el sistema de distribución es de 13,8 kV.

Todo medio de transporte de energía, está intrínsecamente relacionado a sus propiedades eléctricas; tales como [3]:

- **Resistencia.** Se define como la oposición al paso de la corriente eléctrica y señales electromagnéticas; es cualidad propia de algunos materiales y de la línea en sí.
- **Impedancia.** Es muy parecida a la resistencia, pero es cualidad no del conductor en si sino esta característica se aplica entre conductores.
- **Inductancia.** Afecta principalmente al estado superficial de las líneas de subtransmisión, y se opone a una alteración de intensidad de corriente de una bobina la cual almacena energía dentro de un campo electromagnético.
- **Capacidad de conductancia.** Al contrario de la resistencia esta propiedad es la característica de los materiales de las líneas de subtransmisión que permiten el paso de la corriente y señales electromagnéticas.
- **Capacitancia.** Capacidad de la línea de subtransmisión para almacenar o captar energía durante el periodo en que la señal electromagnética atravesase el conductor.

2.1.1 Líneas Aéreas de Subtransmisión

Conocidas principalmente por estar expuestas a la intemperie y en la mayoría de los casos son conductores desnudos ya que su principal aislamiento es el aire [4]. En la Figura 2.1 se muestra una línea de subtransmisión aérea con sus componentes.



Figura 2.1. Elementos de una Línea de Subtransmisión Aérea, figura adaptada de [5]
 Constructivamente los principales elementos que conforman una línea de subtransmisión aérea son los siguientes [4]:

Conductores

Generalmente los conductores más utilizados en líneas de subtransmisión, son aquellos de material de aluminio, ya que tienen la ventaja de una mejor resistencia mecánica con respecto a su peso que el cobre, además son más económicos.

Los diferentes tipos de conductores de aluminio que se pueden utilizar se muestran en la Tabla 2.1 [6] [7].

De estos, los más utilizados al nivel voltaje de líneas de subtransmisión en nuestro medio actualmente, son los de tipo ACAR y ACSR

Tabla 2.1. Conductores de Aluminio

SIGLA	EQUIVALENTE
AAC	<i>All Aluminium Conductor</i> , conductor homogéneo de aluminio puro.
AAAC	<i>All Aluminium Alloy Conductors</i> , es un conductor homogéneo de aleación de aluminio.
ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced</i> , conductor mixto (aluminio con alma de acero).
ACAR	<i>Aluminium Conductor Aluminium Alloy Reinforced</i> , conductor de aluminio con alma de aleación

A continuación, se pueden apreciar la disposición constructiva de algunos conductores aéreos:

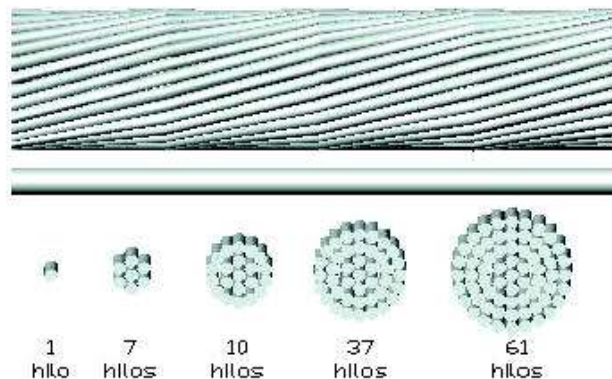


Figura 2.2. Conductores AAC o ACS [3]

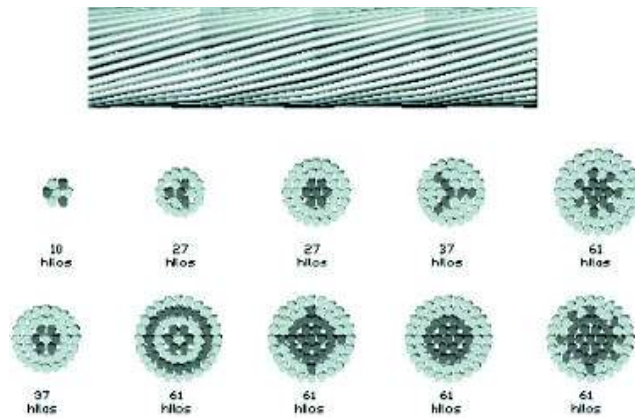


Figura 2.3. Conductores ACAR [8].

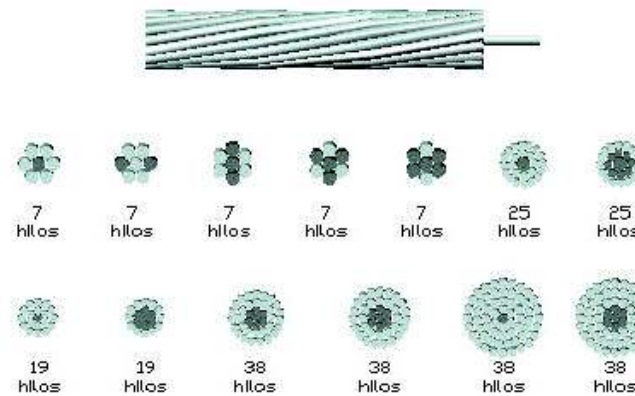


Figura 2.4. Conductores ACSR [3]

Aisladores

Su principal tarea es la de aislar la línea de la torre, además de sostener a los conductores en las estructuras ya sean estos postes de hormigón o torres metálicas [9]. Los aisladores también evitan movimientos bruscos de los conductores en direcciones en las cuales puedan causar una falla eléctrica como, por ejemplo, a causa de vientos fuertes, puedan llegar a chocarse entre conductores, lo cual, significaría un cortocircuito; otra de sus tareas es la de evitar que exista derivaciones de corriente eléctrica hacia tierra entre los conductores y las estructuras metálicas.

[10] Los aisladores a través de la historia no han cambiado su material de fabricación, los cuales, han sido principalmente vidrio y porcelana; en la actualidad existen aisladores con otros elementos de variedades de plástico como silicona y hule. Estos materiales pueden soportar las inclemencias de la intemperie lo cual es ideal en la fabricación de aisladores. Entre los principales aisladores se tiene [4]:

- **Aisladores de soporte**

Este aislador está formado con un solo cuerpo y puede reemplazar a una cadena de aisladores siempre y cuando cumpla con los mismos propósitos. En las Figuras 2.5 y 2.6 se pueden ver los modelos de aisladores de soporte tipo “post-type” y “line-post”.

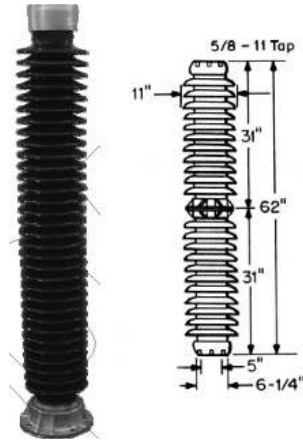


Figura 2.5. Aislador tipo POST-TYPE [4]



Figura 2.6. Aislador tipo LINE-POST [4].

- **Aisladores de suspensión**

Este tipo de aislador es también conocido como de disco o plato [4]. Se lo utiliza principalmente para formar cadena de aisladores para ser utilizados en redes de transmisión y subtransmisión, estas cadenas van sujetadas a las torres o postes de transmisión. El tamaño de las cadenas se determina según el nivel de voltaje y el aislamiento deseado; por esta razón las cadenas pueden ser simples, dobles o múltiples, esto también ayuda a soportar el peso de los conductores.

Por ejemplo, para líneas a un voltaje de 110 kV las cadenas de aisladores están conformadas por 6 o 7 elementos, a un nivel de voltaje de 220 kV las cadenas suelen ser de 10 a 12 aisladores [9].

En las Figuras 2.7 a y b se puede observar un aislador de suspensión y una cadena de aisladores respectivamente.

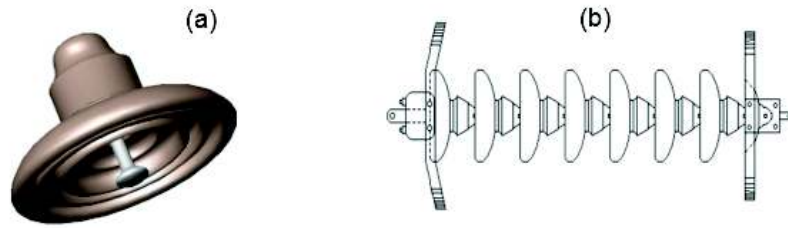


Figura 2.7. a) Aislador de Suspensión, b) Cadena de Aisladores

- **Aisladores tipo tensor (retenida)**

Esta clase de aislador se utiliza para suspender los conductores en líneas de transmisión y subtransmisión, en ocasiones que se necesite un giro de ángulo superior a 30° o las estructuras terminales de la línea, razón por la cual estos aisladores están diseñados para soportar esfuerzos mecánicos de gran capacidad [10]. La Figura 2.8 muestra un aislador tipo tensor.



Figura 2.8. Aislador tipo tensor [9].

Estructuras de soporte

El objetivo principal de las estructuras, ya sean estas torres metálicas o postes de hormigón, es la de soportar los conductores y a los aisladores o cadena de los mismos [6]. De igual forma otro de sus propósitos es mantener distancias adecuadas entre los conductores y con respecto al suelo, para evitar descargas entre estos elementos. Estas estructuras deben ser diseñadas y fabricadas para ser resistentes a climas extremos ya sean estas radiaciones solares, lluvia, nieve, vientos fuertes, etc. y también deben ser de una fácil instalación en campo [4].

Existen algunos tipos de torre de acuerdo con la posición que ocupan en la línea de subtransmisión como por ejemplo [6]:

- **Torres de suspensión**

Estas torres están diseñadas para soportar el peso de los conductores, cadena de aisladores, herrajes y la acción del viento sobre ellos y sobre la misma torre. Son utilizadas en los segmentos rectos de la línea de subtransmisión y en comparación con otras estructuras son un poco más livianas. La Figura 2.9 muestra una torre de suspensión.



Figura 2.9. Torre de Suspensión [6].

- **Torres de retención**

Al igual que las torres de suspensión estas deben soportar el peso de los conductores y de las cadenas de aisladores, adicionalmente también deben soportar los pesos transversales debido a ángulos formados en cambio de dirección de la línea de subtransmisión.

Esta clase de torres son utilizadas, donde se requiera un cambio de dirección en la línea de subtransmisión, para sortear obstáculos como montañas, carreteras, caseríos o poblados. Estas estructuras por lo mencionado anteriormente deben ser más robustas que las de suspensión, en su base la separación entre patas es mayor debido al gran esfuerzo que soporta la misma. En la Figura 2.10 se presenta una torre de retención.



Figura 2.10. Torre de Retención [6].

- **Torres de remate o terminal**

Estas estructuras se ubican en el comienzo y al final de la línea de subtransmisión, son las estructuras que más peso longitudinal soportan en comparación con las anteriores, por su ubicación en la línea [11]. Poseen mayor robustez en su fabricación y en todo el tramo de las líneas, sus bases y cimentaciones requieren de un análisis muy especial por las razones mencionadas anteriormente, véase Figura 2.11.



Figura 2.11. Torre de Remate [11].

2.1.2 Líneas Subterráneas de Subtransmisión

Son aquellas líneas construidas por debajo de la superficie de la tierra, éstas pueden estar en sectores urbanos, como rurales o en proyectos que tengan diseños con todas las normativas vigentes. A diferencia con las líneas aéreas, las líneas subterráneas presentan una mayor confiabilidad. En las líneas aéreas también existe el inconveniente que su revisión debe ser periódica; lo que significa que los sistemas aéreos rara vez son tan fiables como los subterráneos [12].

Entre los principales elementos que conforman una línea de subtransmisión o en general de transmisión están los siguientes [12] :

Ductos

Los ductos son los encargados de alojar y brindar protección mecánica a los cables de potencia que van a ser instalados en el trayecto de la línea de subtransmisión subterránea [13].

El conjunto de 2 o más ductos se lo denominan banco de ductos y es usado generalmente cuando en el trayecto se usa 2 o más conductores de potencia. Éstos deben ser preferentemente de tubería de PVC para protección de los cables, de ser necesario deben incluir separadores de ductos los cuales son láminas de PVC. La Figura 2.12 ilustra un banco de ductos.

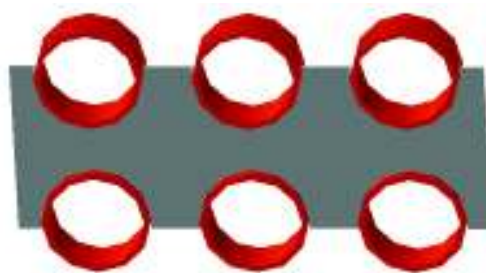


Figura 2.12. Banco de ductos con separadores para 6 cables [14].

Conductores subterráneos

Estos cables van instalados en todo el trayecto de la línea de subtransmisión, también se instalan en subestaciones eléctricas en donde el espacio sea un problema ya que estos al ser instalados de forma subterránea evitan el uso de espacio aéreo. Véase Figura 2.13.

Existen dos tipos de cables subterráneos [15], los cuales se diferencian por el aislante usado en ellos: el cable con aislante líquido denominado HPFF y el cable con aislante sólido denominado XLPE [1] .

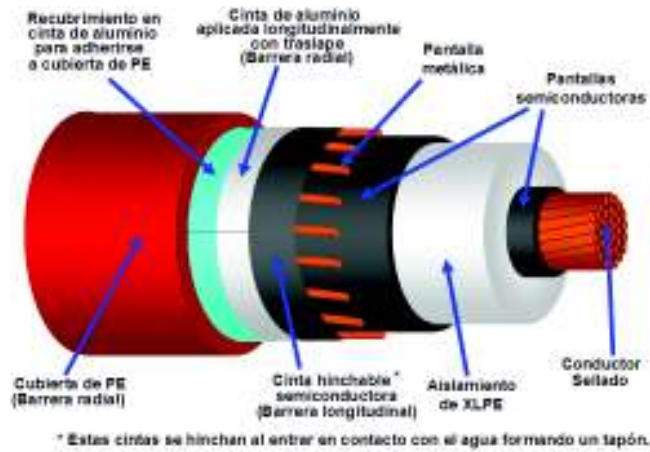


Figura 2.13. Cable de uso tradicional en líneas de Subtransmisión Subterráneas [10]

- **Cable HPFF.** Este cable de acuerdo con sus siglas en inglés se traduce como cable relleno de fluido a alta presión, en un principio se lo diseño para que funcione con aceite mineral a lo largo de su interior, pero en la actualidad se usa un tipo de aceite de hidrocarburo presurizado y se lo denomino como HPFF.
- **Cable XLPE.** De acuerdo con sus siglas en inglés se traduce que este cable posee aislamiento de polietileno reticulado. Está compuesto por el conductor metálico de aluminio o cobre, además de un aislante de material sintético, rígido y de temperatura continúa denominado XLPE.

La Tabla 2.2 muestra algunas de las principales diferencias entre los cables HPFF y XLPE.

Tabla 2.2. Principales diferencias entre cables HPFF y XLPE.

PARÁMETRO	CABLE HPFF	CABLE XLPE
COSTO	Mayor costo	Menor costo.
INSTALACIÓN	Requiere aceite mineral en el conductor.	No requiere agregar aceite mineral al conductor.
MANTENIMIENTO	Periódico	Libre de mantenimiento
IMPACTO AMBIENTAL	Daños al suelo en caso de fuga del fluido aislante (compuesto por derivados del petróleo).	Impacto mínimo debido a su aislamiento sólido.

La capacitancia por kilómetro de un cable XLPE, es menor que la capacitancia por milla de un cable HPPF. La menor capacitancia de los cables XLPE ofrece distintas ventajas como [15]:

- Reducción de la variación de voltaje en comparación con lo que ocurre en una línea aérea al momento de energizar o desenergizar un circuito de longitud considerable.
- Reduce la necesidad de utilizar dispositivos FACTS y otros equipos costosos de compensación reactiva (voltaje y pérdidas de transmisión).
- Utilizar el cable de XLPE reduce los efectos negativos, debido a las sobretensiones transitorias en condiciones de contingencias, que ocurren en líneas aéreas.

Puestas a Tierra de las Pantallas del Conductor

En vista de que los cables subterráneos al momento de su energización ocasionan que circule una corriente por el conductor, misma que produce un voltaje en la pantalla metálica del cable, el cual debe ser enviado a tierra o controlado por medio del sistema de puesta a tierra [15]. Por tal motivo, para que existan menos pérdidas eléctricas en una línea subterránea hay que eliminar la corriente que circula por la envoltura metálica o tratar de reducirla al máximo y ese objetivo solo se lo puede conseguir con una óptima puesta a tierra, además de resolver el problema anteriormente mencionado, también puede aumentar la capacidad de conducción del cable.

Existe 3 maneras de realizar una puesta a tierra [16] :

- ***Continuo en 2 puntos***

En esta configuración en los dos extremos del enlace de la línea subterránea, sus respectivas pantallas metálicas van conectadas directamente a tierra. La característica de esta configuración es que se puede aplicar para longitudes superiores a los 200 metros y la sección del cable debe ser inferior o igual a 630 mm².

Las ventajas de usar esta configuración son: facilidad de implementación en campo y evitar la instalación de un cable equipotencial a lo largo del trayecto de la línea subterránea.

Los inconvenientes que presenta esta configuración son: la reducida capacidad de transportar potencia y la imposibilidad de realizar una protección sistémica “masa-cable”. El principio de la protección masa-cable menciona, que en caso de falla en el conductor, un TC censará la corriente de falla, el cual enviara una señal hacia un relé y se cerrara un

contacto directo a tierra protegiendo el cable de algún posible reenganche automático del enlace aéreo-subterráneo o viceversa.

En la Figura 2.14 se muestra la conexión de la puesta a tierra en 2 puntos [16].

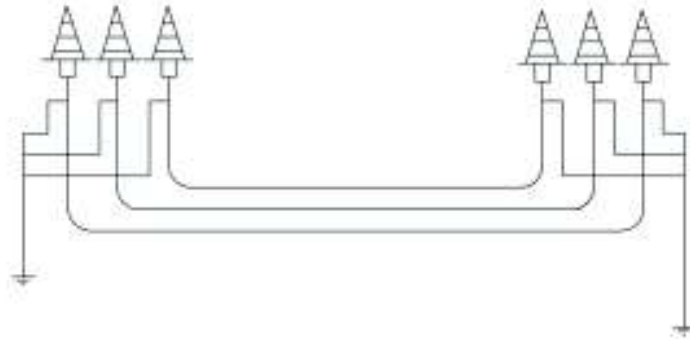


Figura 2.14. Puesta a Tierra continua en dos puntos [16].

- **En 1 punto**

Al realizar esta puesta a tierra, a un solo lado de la línea la pantalla metálica esta puesta a tierra y, en el otro lado de la línea se instala un limitador de voltaje conocido como pararrayos. La característica principal que posee este enlace a tierra es que su longitud debe ser inferior a 1 kilómetro.

Una de las ventajas de esta configuración es que permite transportar potencia de una forma óptima; y genera una protección “masa-cable”. Como inconvenientes se puede mencionar que es necesaria la instalación de un cable equipotencial a través de todo el trayecto de la línea y la utilización de un equipo extra como es el pararrayos.

En la Figura 2.15 se muestra la conexión de la puesta a tierra en 1 punto [16].

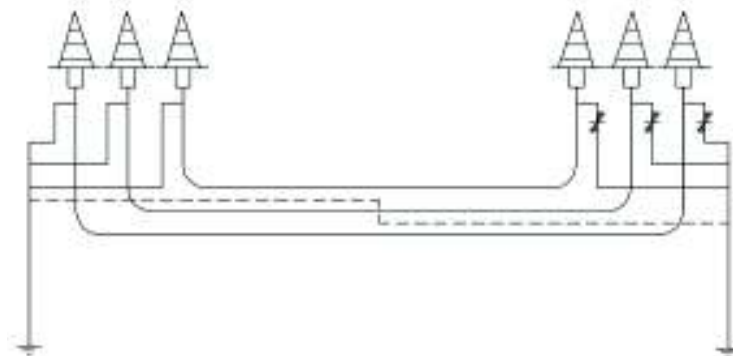


Figura 2.15. Puesta a Tierra en 1 punto [16].

- **Permutación ternaria de las pantallas o “Cross-bonding”**

Para este modo de puesta a tierra las pantallas metálicas se colocan a tierra en cada lado de la línea directamente. Esta permutación permite extinguir el voltaje total inducido que está en cada fase, esto se lo realiza mediante una conexión de todas las pantallas metálicas a través de empalmes con interrupción de pantalla.

Entre las características más importantes tenemos, que este enlace sirve para grandes longitudes, también el conductor posee una gran capacidad de conducción siempre y cuando el cable posea una sección superior a 630mm^2 en cobre, otra característica de esta configuración es que se debe instalar empalmes según correspondan en la línea y estos van según el número de tramos que se calcule, estos tramos deben ser múltiplo de 3 y de longitud igual. Se necesita realizar empalmes con interrupción de pantalla, se utiliza cable coaxial y pararrayos en los puntos de permutación de las pantallas metálicas.

En este modo de puesta a tierra se debe instalar un cable equipotencial a lo largo del enlace. Una ventaja al utilizar esta puesta a tierra es que se logra la supresión de las corrientes inducidas en las pantallas metálicas. El mantenimiento y el costo que produce al realizar este modo de puesta a tierra son los inconvenientes principales.

En la Figura 2.16 se muestra la conexión de la puesta a tierra con permutación ternaria de las pantallas metálicas del cable XLPE [16].

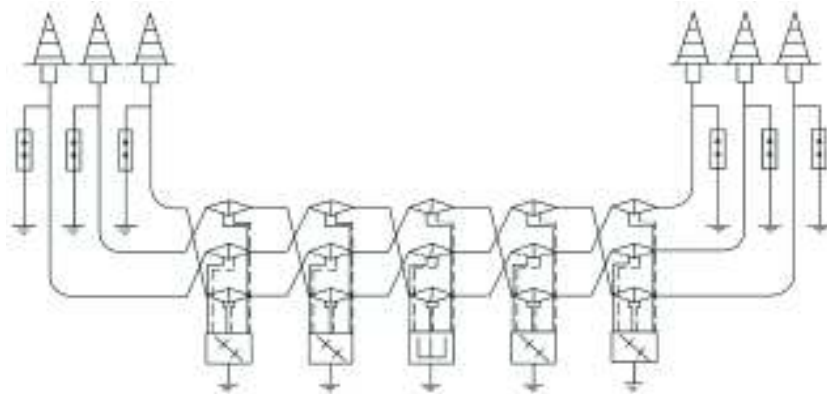


Figura 2.16. Puesta a tierra tipo “Cross-Bonding” o permutación de pantallas [16].

Zanjas

Estas excavaciones y su respectiva profundidad garantizan la protección de los cables subterráneos ante riesgos de agresión mecánica como por ejemplo trabajos hechos por máquinas, picos, obras, etc. [16]. Y también debe garantizar la seguridad de los bienes y de las personas en caso de fallas eléctricas. A continuación, se describen varios aspectos a considerar en el diseño y construcción de las zanjas [15].

- La profundidad de la zanja debe ser aproximadamente de 1,30 a 1,50 metros en terreno público, y de aproximadamente 1,00 metro en terreno de subestaciones eléctricas.
- Para el relleno, primero se debe aplicar una capa de hormigón de 30 centímetros de espesor la cual debe cubrir en su totalidad y de forma homogénea los tubos por donde ira el cable; en los terrenos públicos la reconstitución debe ser de 1,15 metros de espesor, esto obligatoriamente debe ser compactado para obtener una reconstitución adecuada del terreno [15].
- El ancho de la zanja debe tener como medida aproximadamente 90 centímetros y en el fondo de esta, deben ser instalados 3 tubos de 15 centímetros de diámetro cada uno, se debe colocar los tubos en una formación plana con separación entre sus caras laterales de 7,6 centímetros y una separación de 15 centímetros entre los tubos de los costados y la pared [15].

En las zanjas también deben ser instalados dispositivos de advertencia a unos 10 centímetros por encima de la capa de hormigón que rodea a los tubos, por lo general estos dispositivos son placas de acero o losado, rejilla con rótulos de advertencias de un alto nivel de voltaje y cableado subterráneo. La Figura 2.17 muestra una zanja.



Figura 2.17. Zanja y Banco de ductos para 3 cables [15].

Empalmes

El principal trabajo de éstos es la unión de los cables entre sí para lograr grandes distancias, existe tres tipos de empalmes [15]:

- ***Empalme recto con y sin puesta a tierra.***

Un empalme recto sin puesta a tierra asegura una continuidad eléctrica y física del cable de potencia y se utiliza cuando las líneas con voltaje inducido en la pantalla son de valor bajo.

El empalme con puesta a tierra consiste en la conexión de la pantalla a tierra a través de un cable aislado rígido.

- ***Empalme de transición.***

Este empalme es útil para la unión de cables con diferentes características.

- ***Empalme con y sin interrupción de pantalla.***

Cuando se interrumpe la pantalla en los empalmes, el lado “sin pantalla” permite una discontinuidad física de las pantallas metálica y semiconductor. Cuando se realiza esta clase de empalme que se encuentra asociado a la permutación de pantallas metálicas, se optimiza de gran forma la sección del cable y la potencia transportada, también minimiza las pérdidas de un empalme de acuerdo con el principio de la anulación de los voltajes inducidos entre fases.

Cámaras o Pozos de Empalme y Revisión

Son estructuras subterráneas visibles o no visibles según sea el caso; que tienen relación directa con la línea de subtransmisión, estos pozos pueden ser de empalmes, de anclaje o de deflexión. En algunos casos estos pozos deben tener acceso a personal técnico para su revisión o intervención. En algunas ocasiones existen cámaras de revisión llamadas galerías las cuales son estructuras civiles muy costosas y de grandes dimensiones y poseen dos entradas y salidas, para seguridad del personal técnico que ingresa a las mismas.

- ***Cámaras para empalme.***

Son construidas exclusivamente para realizar empalmes entre cables, los cuales son visibles, para un futuro monitoreo o mantenimiento.

- ***Cámaras para deflexión.***

Estas cámaras se diseñan para cuando existen cambios de dirección de la trayectoria de la línea, en este caso de subtransmisión, con un ángulo de deflexión entre 45°, 60° y hasta 90°. En algunas ocasiones estas cámaras no son necesarias ya que se puede realizar un giro entre 0° y 50°, dependiendo del radio mínimo de curvatura del propio cable, el fabricante de este informa en las especificaciones.

- ***Cámaras de anclaje.***

Cuando en la trayectoria de la línea de subtransmisión existan tramos con una pendiente mayor o igual al 20%, se debe considerar realizar este tipo de cámaras, considerando que en estas se debe instalar equipos de sujeción de cables de potencia con los cuales se evita deslizamientos y deformaciones no deseados de los mismos; estas cámaras generalmente no tienen acceso a personal por lo que son ocultas.

Transición Aérea-Subterránea

Esta transición se la realiza en un punto de la línea de subtransmisión en el cual existe un cambio de sistema aéreo, el cual usa cables desnudos o conductores simplemente, a un sistema subterráneo que usa cable de potencia, es decir con aislamiento; y también se aplica este concepto en forma viceversa [17]. En la Figura 2.18 se puede apreciar una transición aérea-subterránea a 69 kV.



Figura 2.18. Transición aérea-subterránea a 69 kV [18].

Puntas Terminales

Estos elementos realizan la labor de unir el cable subterráneo a la red eléctrica, por medio de las transiciones aéreo-subterráneas. Permiten eliminar el campo eléctrico del cable, al medio aislante al otro lado de la punta terminal, puede ser el aire o SF₆ (hexafluoruro de azufre). Dependiendo de su uso, existen terminales o puntas terminales llamados exteriores, en los cuales sus aisladores son de porcelana o sintéticos [16]. Los terminales exteriores se definen por 2 puntos:

- El tipo de aislador y la línea de fuga. Esta línea de fuga es la distancia de aislamiento medida a lo largo de la superficie de separación entre los puntos en tensión y la pantalla puesta a tierra; y sirve para evitar la conducción por contorno.
- La presencia eventual de un fluido de llenado.

Existen diferentes tipos de terminales, ya sean llenos de fluido o no, algunos de ellos se muestran en las Figuras 2.19, 2.20 y 2.21 respectivamente.



Figura 2.19. Terminal de porcelana [16].

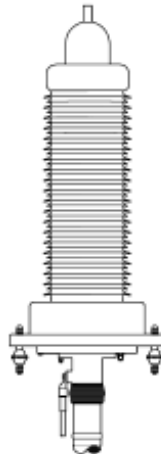


Figura 2.20. Terminal compuesto por un tubo de resina [16].



Figura 2.21. Terminal seco tipo flexible [16].

2.2 Sistemas de Operación en Subtransmisión

Existen tres tipos básicos de sistemas de subtransmisión [2]:

- Sistema Radial
- Sistema en Anillo
- Sistema Mallado o en malla

2.2.1 Sistema Radial

Este sistema de operación se caracteriza principalmente por tener alimentación solamente desde un extremo del circuito, con lo cual la circulación de energía se la realiza de forma radial o por ramales, véase Figura 2.22. Su ventaja principal es su costo relativamente bajo en comparación con los demás esquemas de operación y también que son redes muy sencillas de montar físicamente, de igual manera sus protecciones no necesitan de alta tecnología, prácticamente son protecciones selectivas.

Entre sus desventajas está principalmente su confiabilidad, puesto que en un caso de falla la parte afectada se quedaría sin servicio y al nivel de subtransmisión se quedaría prácticamente toda la red de distribución asociada sin servicio eléctrico [2]

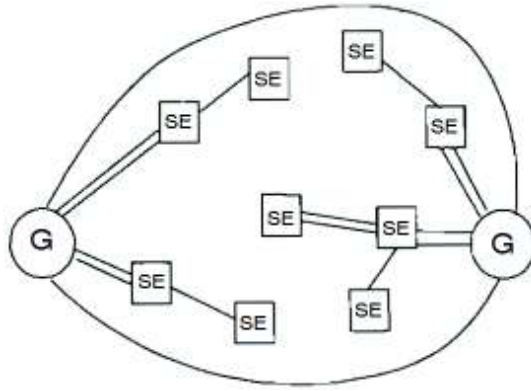


Figura 2.22. Sistema de subtransmisión radial [2].

2.2.2 Sistema en Anillo

Éste se caracteriza, como su nombre lo indica, en formar un anillo, teniendo alimentación continua desde dos o varios puntos cerrando el circuito y formando un bucle. Entre sus ventajas principales es que, en un evento de falla en una parte de circuito, se podría aislar la falla y dar el servicio desde otro punto, lo cual con lleva menor tiempo de restablecimiento de servicio y aumento de indicadores de calidad de éste, en la actualidad estas maniobras se las realiza de forma remota. Una de sus desventajas es que son circuitos mucho más costosos y complejos por la utilización de un mayor número interruptores en las subestaciones. La Figura 2.23 representa un sistema de subtransmisión en anillo [19].

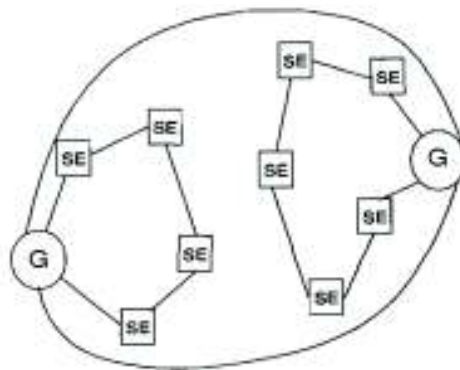


Figura 2.23. Sistema de subtransmisión en Anillo [2].

2.2.3 Sistemas Mallado o en Malla

Éste esquema es una mezcla de los dos mencionados anteriormente, ya que son redes que tienen configuración en anillo y a su vez están unidas de forma radial y viceversa. Esto quiere decir que, en algún evento de falla en el circuito, se podría recuperar el servicio desde otro punto cercano, “mallándolos” entre sí. Sus ventajas es que su operación está respaldada por otros circuitos adyacentes, esta configuración por lo general opera en bucle abierto, y una de sus principales desventajas, es que si opera en bucle cerrado sus

corrientes de cortocircuito son muy altas, además de su costo y complejidad. La Figura 2.24 muestra un sistema de subtransmisión tipo mallado [2].

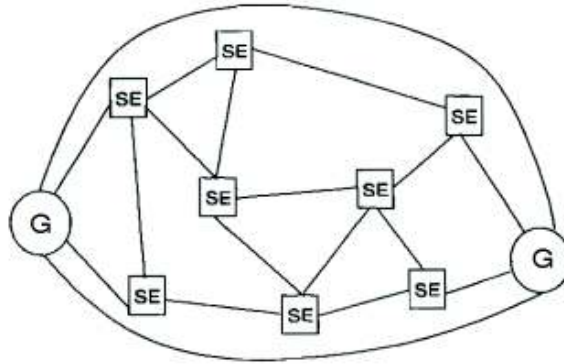


Figura 2.24. Sistema de subtransmisión mallado [2].

2.3 Subestaciones de Distribución

Es una estructura eléctrica y civil formada por un conjunto de dispositivos eléctricos los cuales se encuentran en una misma extensión de terreno, con estructuras civiles y eléctricas necesarias para la transformación de niveles de voltaje del sistema de subtransmisión (69 kV) al sistema de distribución (13,8 kV), del cual salen los distintos alimentadores primarios hacia la red de distribución. A continuación, en la Figura 2.25. se muestra un diagrama unifilar de la S/E de distribución Samanga de la EEASA en el año 2015.

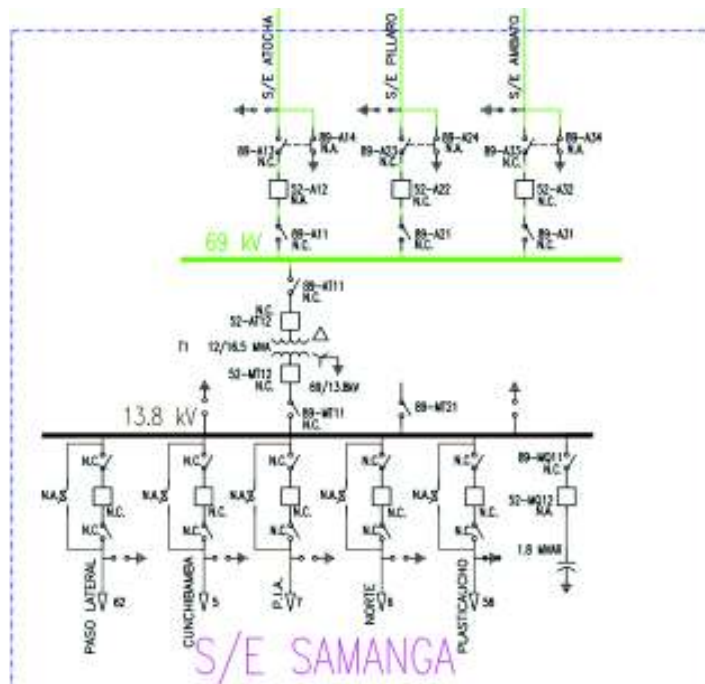


Figura 2.25. S/E de distribución Samanga de la EEASA, diagrama unifilar.

2.4 Confiabilidad

En la actualidad la confiabilidad es un factor muy importante en los sistemas eléctricos, ya que de ésta dependen los índices de calidad de las empresas distribuidoras, también el cumplir con las normas que exige en la actualidad el sector eléctrico.

2.4.1 Definición

La confiabilidad de los sistemas eléctricos se define como la probabilidad de que éste funcione adecuadamente como fue diseñado en un lapso determinado; a esto se lo conoce como “confiabilidad del sistema”. Al contrario, la pérdida de confiabilidad quiere decir que existe algún fallo en su operación normal.

“La confiabilidad de un sistema, es una medida de lo bien que el sistema cumple con su objetivo de diseño” [19].

Los términos más importantes para establecer un nivel de confiabilidad son disponibilidad, fiabilidad, seguridad y mantenimiento, estos parámetros deben estar relacionados a las cargas del sistema ya sean estas críticas o no.

En un sistema la confiabilidad está directamente relacionada con su capacidad de mantener sin interrupciones la energía que suministra ya sea que se presenten fallos en los elementos del sistema. Por lo tanto, la confiabilidad depende directamente de los equipos instalados en él y del tiempo que se demore en la reparación de éstos en caso de un fallo. Un sistema confiable garantiza principalmente la seguridad de las personas en primer lugar y también de los procesos ya sean estos críticos, ante cualquier tipo de fallo o problema en su operación normal.

2.4.2 Características de la Confiabilidad

A continuación, se describen las principales características que definen un sistema confiable [19]:

- **Disponibilidad.** - Representa el porcentaje del tiempo en que el sistema funciona de forma correcta. Esto quiere decir que el tiempo que el sistema está disponible se divide para el tiempo total de operación.
- **Fiabilidad.** - Es la capacidad que posee un sistema o equipo para funcionar adecuadamente el mayor tiempo posible bajo condiciones normales de operación.

En relación con equipos, la confiabilidad se refiere a su número de maniobras y su condición de seguir en servicio así ya haya sobrepasado su límite máximo de maniobras.

- **Mantenibilidad.** - Característica de elementos que se encuentran en condiciones de utilización, para ser mantenido o restablecido en un estado en el que realice funciones requeridas, los mantenimientos deben llevarse a cabo cuando existan las condiciones correctas y utilizando procedimientos establecidos.
- **Seguridad.** - Es la probabilidad de evitar algún suceso desastroso en el cual se produzcan daños de consideración o que este en riesgo la integridad física de las personas, es decir puedan arriesgar sus vidas.

Se puede decir también que, en términos de seguridad, los equipos o instalaciones del sistema tengan la capacidad de soportar perturbaciones imprevistas ya sean estas fallas de cortocircuitos o alguna pérdida en sus componentes, pero sin quitarle restricciones operativas.

3. METODOLOGÍA DE DISEÑO AÉREO Y SUBTERRÁNEO DE LA LÍNEA DE S/T Y ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO

En este capítulo se dan los lineamientos para solventar el problema que tiene la línea de subtransmisión que conectan las S/Es Ambato (CELEC-Transelectric), Loreto y Oriente (EEASA), para lo cual, se ha revisado diferentes referencias bibliográficas, nacionales e internacionales, al igual que guías y normas relacionadas al tema de interés para conseguir el objetivo de este proyecto.

En principio se analiza la situación actual y futura de la línea de S/T, problemas que posee la misma y las soluciones a dichos inconvenientes, por ejemplo, la topología de la línea, ubicación geográfica y la configuración de la S/E Loreto antes del rediseño de la línea de S/T y después del mismo.

Finalmente, se describe el rediseño y el soterramiento parcial de la línea de S/T, en este se indica todas las modificaciones e implementaciones que fueron necesarias para lograr un rediseño que cumpla con toda la normativa vigente y que satisfaga la operación en anillo del sistema de S/T de la EEASA.

3.1 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y PLANTEAMIENTO DE SOLUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LA L/ST

En esta etapa del estudio, se presenta la condición actual de la línea de S/T que involucra a las tres S/Es, Ambato (CELEC-Transelectric), Loreto y Oriente (EEASA); con el problema de operación que conlleva la derivación directa de esta línea (operación radial en forma de “T”).

De igual manera, en la S/E Loreto, en su configuración actual, no posee los elementos para recibir el rediseño de la línea, por lo tanto, se presenta la configuración actual de dicha S/E y su condición futura, es decir, después de los arreglos que necesita la misma para su operación de forma adecuada, con la línea de S/T rediseñada.

3.1.1 Situación Actual de la Línea de Subtransmisión y de la S/E Loreto

Problema

La línea de subtransmisión que va desde la S/E Ambato propiedad de CELEC – Transelectric hasta las S/Es de distribución Loreto y Oriente propiedades de la EEASA, en su configuración presenta un inconveniente en la torre #069 de S/T, la cual se muestra en la Figura 3.1, ésta posee una derivación directa en forma de “T” sin equipos de corte y seccionamiento, con lo cual, la operación en estas S/E’s es de forma radial, lo cual no es conveniente para un sistema de subtransmisión con carga de alta importancia.



Figura 3.1. Torre #069 propiedad de la EEASA con derivación directa tipo “T” de la línea de S/T, Ambato – Loreto – Oriente (sin equipos de corte y seccionamiento)

Configuración Actual de la Línea de S/T

En la Figura 3.2 se muestra un diagrama unifilar con la configuración actual de la línea de S/T, la cual sale de la S/E Ambato (CELEC-Transelectric) y llega a las S/Es Loreto y Oriente (EEASA), en el cual se muestra claramente la derivación directa tipo “T”,

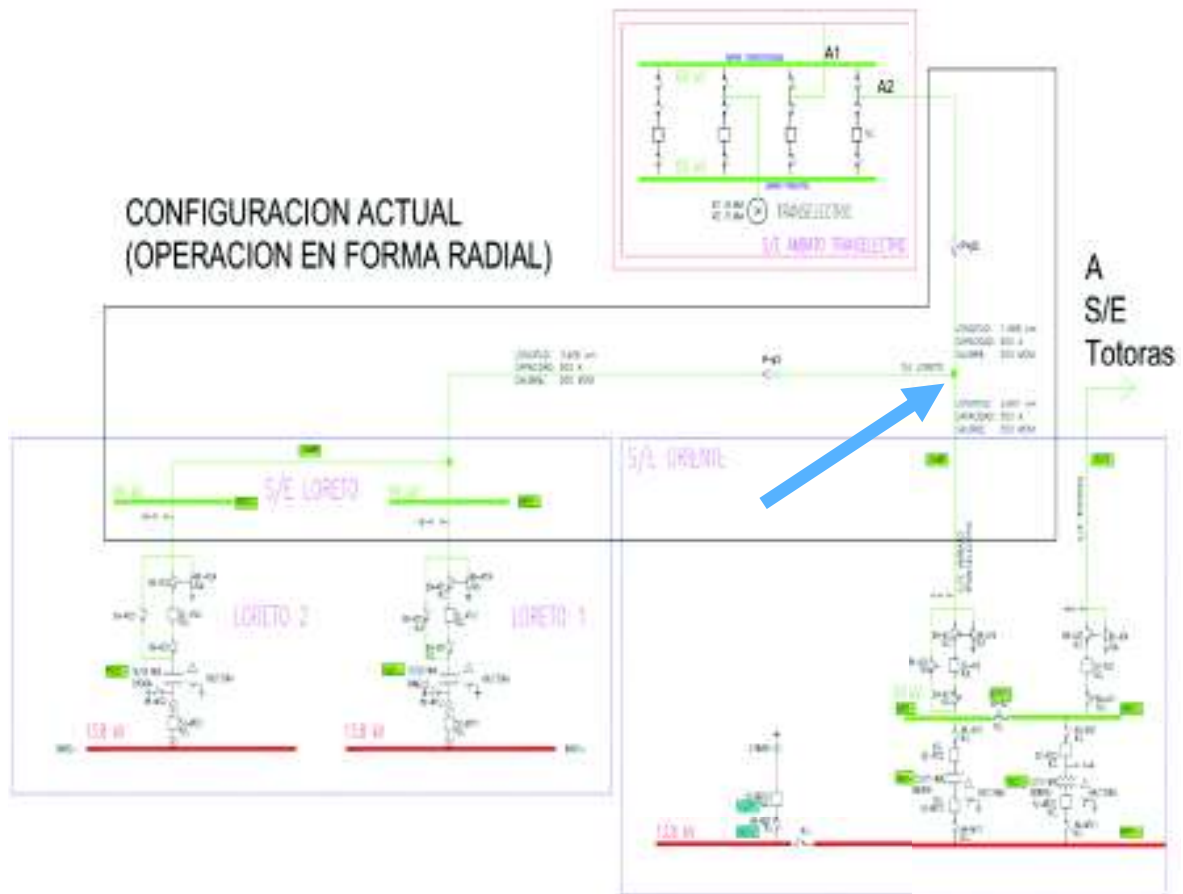


Figura 3.2. Diagrama unifilar de la configuración actual de la línea de S/T, Ambato – Loreto – Oriente, con las S/Es respectivas.

Esto conlleva a que las S/Es de distribución operen en forma radial, lo cual no es adecuado, ya que dichas S/Es se encuentran con la carga más importante de Tungurahua como: mercados centrales, Unidades Educativas, Hospital Regional de Ambato, GAD Municipio de Ambato, la misma EEASA con sus edificios administrativos, etc.; y en un evento de falla el restablecimiento de la carga llevaría más tiempo, lo cual, económicamente hablando, las pérdidas en las zonas comerciales, residenciales y de establecimientos públicos serían de gran cuantía.

Topología Actual de la Línea de S/T

En la Figura 3.3 se muestra la topología de la línea con la ayuda de un sistema georeferenciado.

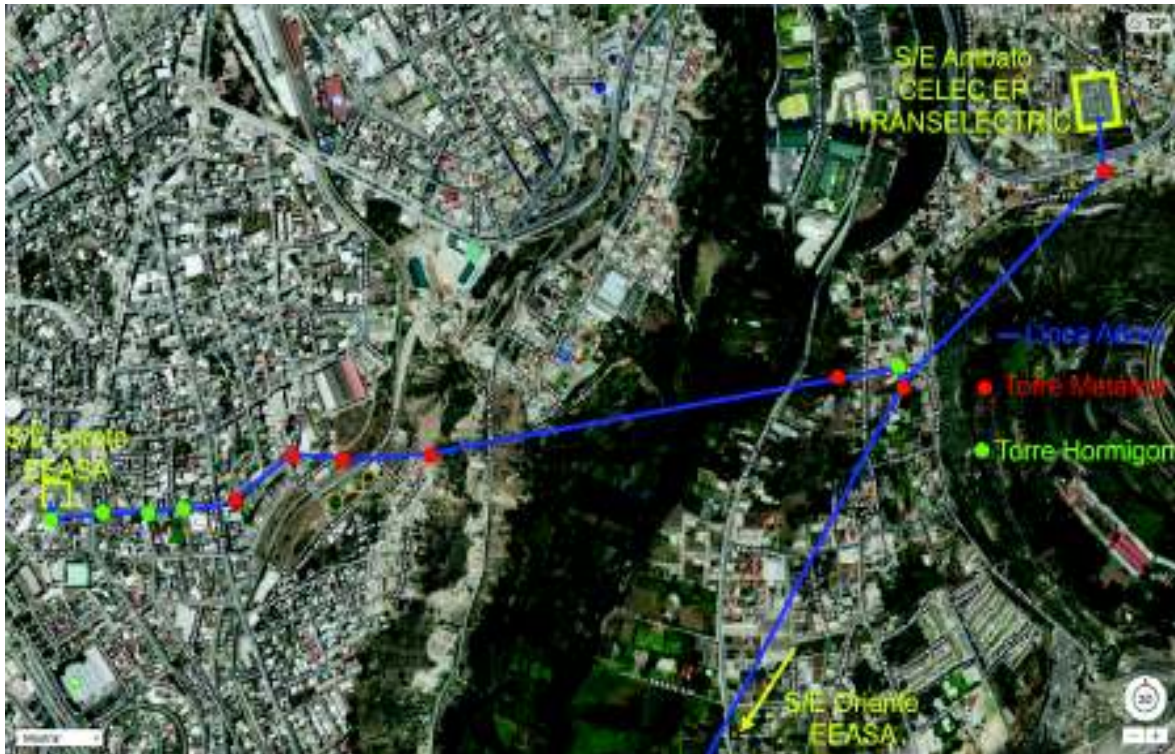


Figura 3.3. Topología actual de la línea de S/T, Ambato – Loreto – Oriente.

El problema radica principalmente en una torre metálica propiedad de la EEASA (#069) en la cual se realiza una derivación directa provocando la operación radial entre las S/E de distribución Loreto y Oriente.

De igual manera se puede apreciar que la línea de S/T a la cual se trata en el presente estudio técnico, posee seis torres metálicas y 5 torres de hormigón, tales que poseen un solo circuito (tres fases).

En la ruta actual de la línea de S/T existen algunas consideraciones a tomar en cuenta como: un cruce por una vía férrea, una quebrada de aproximadamente 1,0 Km de ancho y de 500 m de profundidad, que atraviesa el Río Ambato.

La línea actual posee una franja de servidumbre de 8 m a cada lado de las estructuras existentes, los cuales serán aprovechados para el rediseño de la línea. El resto del trayecto de la línea es por calles de la ciudad de Ambato, en acato a su derecho de vía que poseen todas las líneas eléctricas.

En la topología actual de la línea no existen inconvenientes de gran magnitud que causen problemas en el rediseño que se proyecta a futuro en este estudio.

Configuración Actual de la S/E Loreto.

Es una S/E de distribución que transforma el voltaje de 69 kV (subtransmisión) a 13,8 kV (distribución). Su construcción en su gran mayoría es aérea, esto quiere decir que la mayor parte de sus componentes se encuentran a la intemperie y expuesta a las condiciones climáticas, como lluvia, vientos, radiación solar, descargas atmosféricas, etc.

Posee 2 transformadores de potencia con capacidad de 16/20(con enfriamiento forzado) MVA. Estos se alimentan de la misma línea de S/T, con lo cual ambos transformadores a nivel de 69 kV se alimentan de un punto común.

En la Figura 3.4 se muestra la alimentación desde un punto común los transformadores de la S/E Loreto.



Figura 3.4. Alimentación a los dos transformadores de la S/E Loreto a 69kV desde un punto común.

En el lado de alto voltaje de ambos transformadores, están construidas dos estructuras metálicas que reciben a la línea de 69kV, denominadas “pórticos”, los cuales poseen elementos de corte y seccionamiento automáticos de control local y remoto.

En la Tabla 3.1 se presenta todos los elementos que constituyen la S/E Loreto.

Tabla 3.1. Elementos constitutivos de la S/E Loreto

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
1	Transformadores de potencia de 16/20 MVA	2
2	Pórticos metálicos para ingreso de línea a 69 kV	2
3	Interruptores a 69 kV	2
4	Cuarto de control de área: 226.33 m ²	1
5	Juegos de seccionadores a 69 kV sin puesta a tierra	6
6	Juegos de seccionadores a 69 kV con puesta a tierra	2
7	Interruptores a 13.8 kV	16
8	Juegos de seccionadores a 13.8 kV con puesta a tierra	16
9	Descargadores atmosféricos	2
10	Juego de transformadores de potencial	1
11	Equipos de protección	16
12	Salidas de circuito subterráneo a 13.8 kV	14

3.1.2 Planteamiento de Solución

Con los antecedentes planteados anteriormente, en esta etapa se propone una alternativa para dar solución al inconveniente que posee la línea de S/T Ambato-Loreto-Oriente del sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA.

Solución a la operación entre las S/Es Ambato, Loreto y Oriente

La solución para la operación adecuada entre dichas S/Es, que va a ser rediseñada y analizada, consiste en implementar una nueva línea de subtransmisión que salga de la S/E Loreto y llegue a la torre de subtransmisión #069, posteriormente, se una con la línea existente que va desde dicha estructura y llega a la S/E Oriente, esta S/E se encuentra conectada con la S/E Totoras de Transelectric con lo cual, la operación entre las S/Es pasaría de una operación radial, a una operación en forma mallada. Este tramo comprendido desde la S/E Loreto y la estructura #069, abarca una longitud de 2540 (metros), una parte de esta línea, aproximadamente 600 metros será subterránea y partirá de la S/E Loreto, hasta salir de la zona céntrica urbana de la ciudad de Ambato, todas las instalaciones anteriormente citadas pertenecen a la EEASA.

También hay que eliminar la derivación directa tipo “T” que existe en la actualidad en la torre de subtransmisión #069 propiedad de la EEASA la cual no posee dispositivos de corte y seccionamiento, La eliminación de este inconveniente será que la torre 69 sufra una modificación constructiva y pase de manejar un circuito simple a un doble circuito.

En el planteamiento de realizar una nueva línea de subtransmisión, se debe tomar muy en cuenta que la S/E Loreto se encuentra en plena zona céntrica de la ciudad de Ambato y que por ende se ha optado por la opción de realizar un soterramiento de una parte de esta línea que vaya por lo menos hasta las afueras de la zona céntrica de la ciudad para posteriormente analizar la opción de realizar una transición subterránea-aérea; esto debido a que la línea atraviesa una quebrada de gran dimensión, en la cual atraviesa el Río Ambato, por este motivo es más favorable realizar la variante aérea.

En esta zona geográfica en donde se encuentra la quebrada antes mencionada, se considera una región de baja población y se tomara la franja de servidumbre de la actual línea existente con lo cual el impacto ambiental y visual sería mínimo al realizar la variante aérea en esa región.

También se debe tener en cuenta, la mejor opción referente a costos e inversiones que involucra el rediseño y la construcción de la alternativa a la línea de subtransmisión que se lleva a cabo a evaluarse en este estudio.

Configuración de la línea de S/T con solución planteada

En la Figura 3.5 se muestra el diagrama unifilar la configuración de la línea de S/T después de adoptar la solución planteada anteriormente. Se puede apreciar claramente que las S/Es Loreto y Oriente pasan de operar de forma radial a forma mallada, lo cual implica el logro de un objetivo de este estudio.

La alimentación de la S/E Loreto en esta configuración, puede ser desde la S/E Ambato de CELEC-EP Transelectric o a su vez desde la S/E Oriente de la EEASA, que tiene alimentación desde la S/E Totoras de CELEC-EP Transelectric.

La S/E Loreto con esta configuración logra tener dos vías de alimentación lo cual era imposible en la configuración anterior.

Debido a la carga de la S/E Loreto, la cual es de alta importancia, esta solución es óptima, porque en algún evento de falla en alguna de las líneas de subtransmisión, la S/E Loreto podría ser alimentada desde el otro punto dispuesto en el nuevo diseño, con lo cual el servicio eléctrico se garantiza, y la confiabilidad en la S/E Loreto se incrementaría.

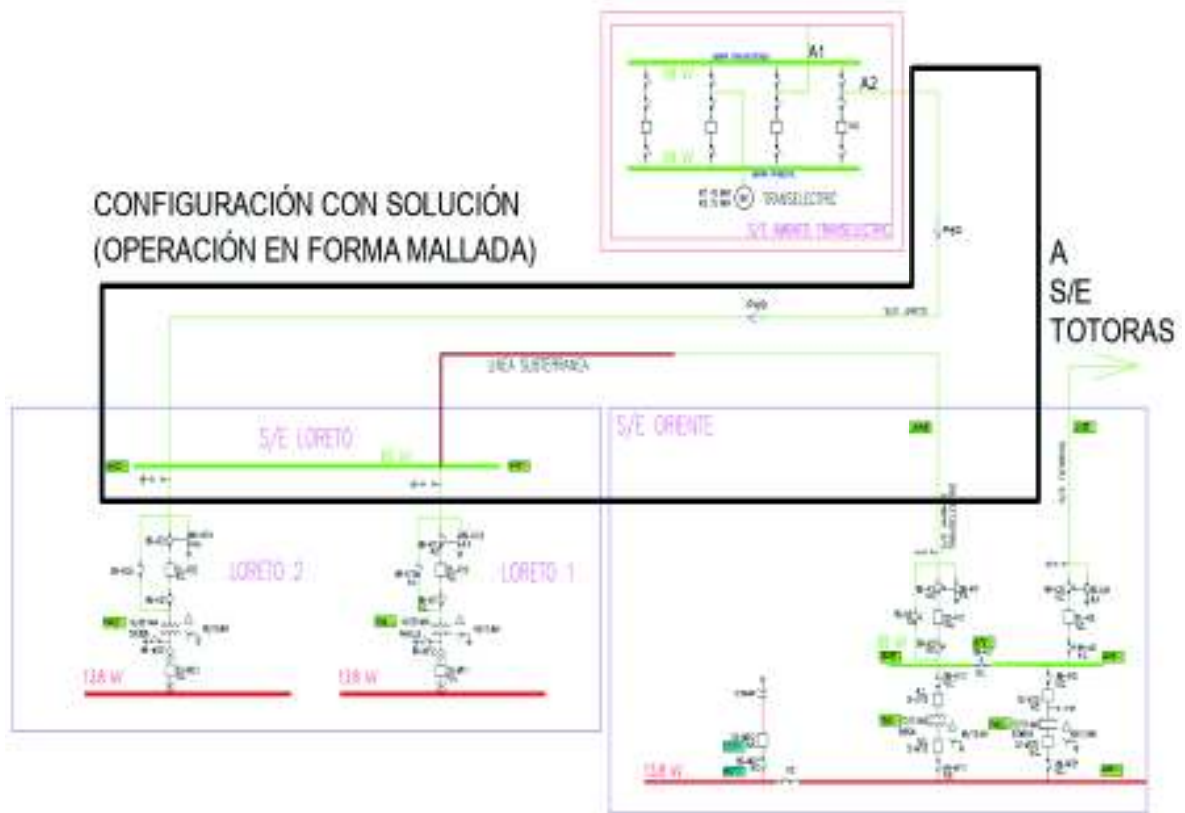


Figura 3.5. Diagrama unifilar de la configuración de la línea de S/T Ambato-Loreto-Oriente con la solución planteada.

En el anexo 9 se aprecia el diagrama unifilar de toda la red de la EEASA.

Topología de la línea de S/T con solución planteada

Al adoptar la nueva solución, y realizar una nueva línea de S/T que va desde la S/E Loreto hasta la estructura metálica #069, con una parte subterránea de la misma; en la topología del nuevo rediseño, este no sufre una alteración de gran magnitud, debido a que se usará el mismo derecho de vía y la misma franja de servidumbre de la línea actual existente.

La topología de la línea de S/T con la solución planteada y el rediseño a ser estudiado se muestra en la Figura 3.6.

Mediante un programa georeferenciado, se traza la ruta preliminar, en la que se debe tomar en cuenta aspectos como: importantes cambios geográficos, calles y vías principales, líneas eléctricas cercanas o adyacentes, edificios o estructuras civiles, entre otras; se trata en lo posible que la línea se ubique en el mismo derecho de vía y franja de servidumbre de la línea existente, esto para que sea mínimo el pretender realizar vías de acceso, puesto que al realizar estas actividades se elevaría el presupuesto del proyecto.



Figura 3.6. Topología de la línea de S/T Ambato-Loreto-Oriente, con la solución adoptada.

Se debe tener en cuenta que, cuando se necesite realizar cambios de dirección en el sentido de la línea, que estos cambios no sean de ángulos muy cerrados, para evitar que el cable sufra daños.

Configuración de la S/E Loreto con solución planteada.

Al realizar el rediseño de la línea existente y una nueva línea con una parte aérea y otra sección de esta subterránea, se debe adecuar la S/E Loreto para la operación adecuada de la línea existente y la salida de la nueva línea, lo que conlleva incrementar el número de dispositivos de corte y seccionamiento automáticos dentro de la S/E Loreto.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta el área de terreno disponible, este punto es el más importante en el diseño, modificación y ampliación de cualquier tipo de S/E, puesto que, dependiendo del espacio de terreno disponible el proyecto será viable o no.

En la Figura 3.7 se muestra la S/E Loreto modificada en su diagrama unifilar para que su operación sea óptima después de las modificaciones a la línea existente y el diseño de la nueva línea de S/T.

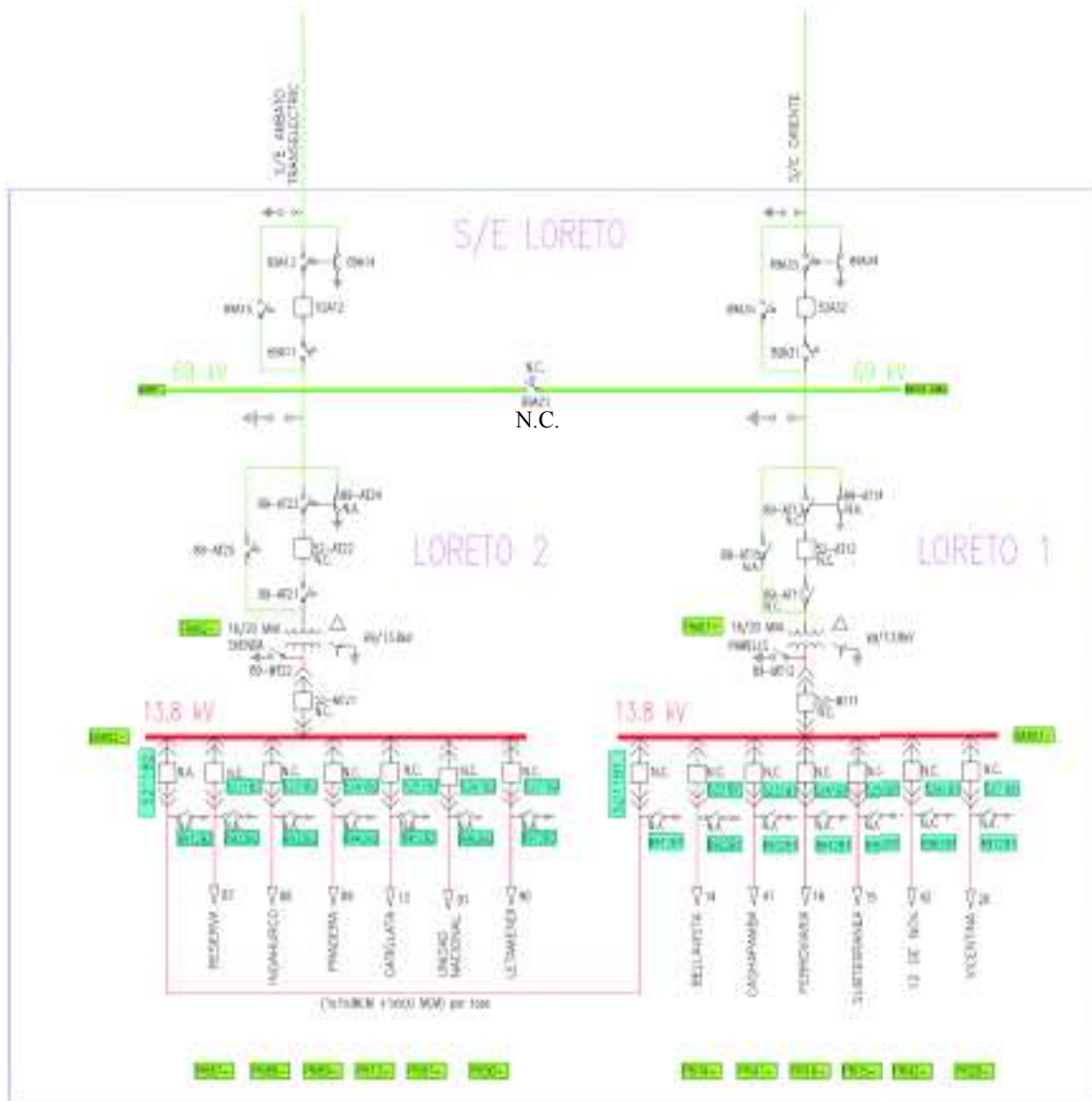


Figura 3.7. Diagrama unifilar de la S/E Loreto con adecuaciones para su operación con la solución planteada.

3.2 DISEÑO DE LA L/ST AMBATO-LORETO-ORIENTE Y ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO

El principal objetivo de este estudio técnico es proponer una alternativa de diseño que permita incrementar la confiabilidad en el sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA, eliminando la derivación directa de línea existente y reconfigurando la misma para realizar un doble circuito, uno, el ya existente y otro nuevo a ser diseñado. La nueva línea por diseñar consta de dos partes en su trayecto, una aérea y una subterránea.

Para este propósito se usará como guía las referencias [15][20], las cuales poseen un instructivo para diseño de líneas transmisión aéreas y subterráneas, las cuales serán usadas para el diseño propuesto.

Finalmente se procederá con el diseño de la adecuación, que se desarrollará en la S/E Loreto para que opere sin ninguna dificultad con el nuevo diseño de la línea asociada.

3.2.1 Rediseño de la L/ST Aérea

Para lograr el rediseño de la L/ST en su parte aérea, se debe tener en cuenta reducir al mínimo la afectación a los pobladores de la ciudad de Ambato por el paso de esta línea de subtransmisión, para ello se utilizará la franja de servidumbre de la L/ST ya existente que une las S/Es Ambato, Loreto y Oriente.

La alternativa de diseño, como se muestra en su diagrama unifilar en la Figura 3.5 contempla la construcción de un tramo a doble circuito a 69 kV, uno ya existente y el otro a ser diseñado. Esta línea será construida entre las estructuras 267 y la 069 ambas propiedades de la EEASA y que en la actualidad es una línea con un simple circuito que une las S/Es Loreto, Oriente y Ambato.

Se procede a seguir el instructivo para diseño de una L/T aérea de la referencia [15], el cual posee dos tipos de estudio, el de campo y el de diseño electromecánico y civil.

Estudio de campo.

Para la realización del estudio de campo hay que contemplar los puntos que se encuentran al alcance, por ser un estudio en el cual se procede a simular la realización de un proyecto que en un futuro será ejecutado.

Disposición del rediseño de la L/ST.

El Departamento de Subtransmisión y Subestaciones de la EEASA, propone realizar la construcción del tramo de la línea a 69 kV con la modificación de las estructuras existentes, las cuales son de un circuito. Estas se modificarían para que puedan soportar dos circuitos al mismo nivel de voltaje. Los dos circuitos están distribuidos de la siguiente manera:

- *Circuito 1:* Enlaza las estructuras 069, 271, 270, 269, 268, 267, 266, 265, 264, 263, 262, de propiedad de la EEASA. Este tramo está construido en la actualidad, del cual se utilizará su franja de servidumbre y su derecho de vía.

- *Circuito 2:* Está previsto que enlace las estructuras 267, 268, 269, 270, 271 y 069. En la estructura 267 se debe considerar la existencia de una transición aérea subterránea.

Recopilación de información.

- Datos recopilados al recorrer físicamente la zona en donde se tiene previsto la realización del proyecto.
- Proyecto de normalización para diseño de líneas de transmisión aéreas hasta 230 kV. [21]
- Catálogos de conductores, aisladores y accesorios.
- Cartografías adquiridas mediante GOOGLE EARTH.

Estudio preliminar de impacto ambiental.

Cuando se realiza la construcción y operación de proyectos de gran infraestructura de cualquier tipo, lo más importante a tener en cuenta es el impacto ambiental que tendrán dichos proyectos, y en el sector eléctrico no puede ser la excepción.

Como se muestra en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico [22], en su primer capítulo, disposiciones fundamentales, Art. 3 menciona:

“Medio Ambiente: En todos los casos, los generadores, transmisores y distribuidores, observaran las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente”[22].

Por lo descrito anteriormente, antes de ejecutar un estudio o proyecto de transmisión de energía eléctrica, el ente encargado de aprobar los estudios ambientales y que se verifique su cumplimiento, es el Consejo Nacional de Electricidad conocido por sus siglas CONELEC. Salvo aquellos estudios en los cuales se vaya a intervenir parcial o totalmente áreas protegidas, si es el caso, la entidad que regulara los permisos o licencias ambientales directamente será el Ministerio del Ambiente.

Para realizar un estudio de impacto ambiental primero se realiza un estudio denominado Línea Base, este se fundamenta en el Reglamento Ambiental para actividades Eléctricas denominado RAAE [23]. Este estudio establece en su totalidad las actividades que se deben realizar para su construcción, mantenimiento y operación; con estas particularidades que están en el medio ambiente y en la estructura de la línea de subtransmisión se debe determinar y valorar los impactos, para ello se realiza un Plan de manejo Ambiental el cual se ejecutará en todo el tiempo de vida útil del proyecto y también cuando se decida retirar definitivamente el mismo.

El Plan de Manejo Ambiental del proyecto tomará en cuenta todos los indicadores que deberán ser usados para controlar, minimizar, compensar y corregir todos los posibles impactos que produzca la construcción de la línea de subtransmisión.

Descripción ambiental de la ruta de la L/ST a ser diseñada.

La zona por donde atravesaría la línea, en su geografía presenta un poco de urbanismo, es decir unas casas pequeñas, calles secundarias de la ciudad de Ambato, pequeñas lomas, zona ligeramente boscosa y una quebrada moderada en profundidad en la cual atraviesa un río.

Para la nueva línea, se tomará la misma trayectoria de la línea actual existente, ésta trayectoria no tiene ningún área de interés ambiental en el cual sea necesario intervenir para su corrección o mantenimiento. Como se usará la misma franja de servidumbre de la línea actual existente no se distingue que exista zona de sensibilidad o afectación social, por lo que la ruta de trazado ocasiona una afectación mínima. Para acceder a los lugares en donde se encuentran las estructuras metálicas y de concreto a ser modificadas, existen caminos en buena condición, los cuales después de la realización de la construcción o modificación deben ser dejados en iguales o mejores condiciones en las que fueron encontradas antes de la realización del proyecto.

Definición de la ruta.

Para visualizar de mejor manera la ruta a ser trazada de la nueva línea se determinó el traslado al lugar, siguiendo la ruta por donde cruzará la línea, con la autorización respectiva del personal de subtransmisión de la EEASA. Con la ayuda de cartografías y la visualización en el lugar del trayecto, se puede verificar los sitios adecuados en donde se pueden implantar las nuevas estructuras o la modificación de las ya existentes.

El recorrido de la línea será descrito con las coordenadas que posee cada estructura existente, esta ruta es la mejor posible porque minimiza costos económicos, ambientales y sociales. Las calles de acceso a estas coordenadas son de condiciones buenas. La afectación medio ambiental será casi nula porque seguirá una ruta ya existente que posee una franja de servidumbre establecida, además la línea seguirá también por un derecho de vía y una zona poco poblada, las cuales se verán afectadas únicamente en la modificación de estructuras o trabajos de montaje de la nueva línea.

En la Figura 3.8 se aprecia la estructura #268 que forma parte del circuito aéreo instalado actualmente y a ser modificado a uno que trabaje con doble circuito.



Figura 3.8. Estructura 268 EEASA con un solo circuito a ser modificado a doble circuito.

En la Tabla 3.2, se muestran las coordenadas que posee cada estructura metálica, que conforma el trayecto de la línea actual existente y de la nueva a ser diseñada.

Tabla 3.2. Coordenadas geográficas de estructuras de la L/ST

VÉRTICES (# TORRE)	COORDENADAS UTM		ÁNGULO DE DEFLEXIÓN
267	765130	9862571	43°
268	765257	9862566	0°
269	765432	9862589	13°
270	766286.5	9862728	18°
271	766377	9862737	52°
069	766395	9862717.5	0°

Los vértices de la nueva línea a doble circuito, son las estructuras que soportan la línea actual de circuito simple, con su respectivo número de identificación. Su ubicación geográfica se aprecia en la Figura 3.6.

Con la ubicación de los vértices se define la ruta a seguir de la nueva L/ST, la cual empezará desde la estructura #267 ubicada en las calles Montes del Cajas y Sabanilla de la ciudad de Ambato, después a 127 (mts) al Noreste se encuentra el vértice 268, a continuación está el vértice 269 a 176 (mts) en dirección Norte, el siguiente vértice 270, se

encuentra a 870 (mts) en distancia horizontal con dirección Noreste el cual atraviesa una quebrada de profundidad aproximada de 500 (mts) que atraviesa el Río Ambato, a unos 95 (mts) se encuentra el vértice 271 en dirección Norte y finalmente la estructura de destino denominada vértice 069 se encuentra a 15 (mts) en dirección Oeste a Este, tal como se puede apreciar en la Figura 3.3 y 3.6

El trayecto descrito anteriormente no presenta grandes complicaciones, existen construcciones básicas, como casas, pequeñas edificaciones y un ligero bosque que no afectan a la franja de servidumbre ya asignada a la línea existente, la cual se utilizará para el paso de la nueva línea.

Diseño Electromecánico y Civil.

Selección de conductor.

a) Conductor de fase

El conductor para las tres fases de la nueva línea será del tipo ACAR 500, este conductor está planeado por el Departamento de Subtransmisión de la EEASA, debido a que en los últimos proyectos de subtransmisión es el más utilizado y también por que cumple con las características de este estudio para transportar energía. Las características técnicas de este conductor se muestran en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3. Características técnicas del conductor ACAR 500

CONDUCTOR ACAR 500					
CALIBRE		500	MCM		
SECCIÓN TRANSVERSAL		253.35	mm ²		
DIÁMETRO DEL CONDUCTOR		21.80	mm		
PESO TOTAL		695.77	kg/Km		
CARGA DE RUPTURA		5986	Kg		
RESISTENCIA A C.C. A 20°C		0.1225	Ω/Km		
CAPACIDAD DE CORRIENTE		619	A		
CONSTRUCCIÓN	Número de hilos	Aluminio 1350 – H19	18		
		Aluminio 6201- T81	19		
	Diámetro de hilos	Aluminio 1350 – H19	2.95	mm	
		Aluminio 6201 – T81	2.95	mm	

Conocido por sus siglas en inglés ACAR (Aluminium Conductor Alloy Reinforced) lo que significa, conductor de aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio, este tipo de conductor ofrece una gran resistencia a ser arrastrado o a la tracción y una muy buena relación de tensión mecánica con el peso. Existen distintas formaciones de aleaciones de aluminio para el alma del conductor, en conformidad con el esfuerzo de tensión mecánica que se le aplique.

En comparación con otros conductores de similares características y en especial con el ACSR 300, el cual es el conductor de circuito existente; en relación al peso, los conductores ACAR presentan una resistencia mecánica y una capacidad de conducción de corriente más alta.

El cableado de los conductores desnudos de aluminio del tipo ACAR es concéntrico con el grupo de alambres de aleación de clase 1350-H19, con respecto al alma que es de aluminio, el mismo que puede ser independiente o en un grupo de alambres.

Conforme a la longitud del conductor que sea requerida, se puede empaquetar en rodets circulares para ser transportado al sitio a ser instalado. Para justificar la selección del conductor, en base a los criterios de diseño para la construcción de líneas de subtransmisión a 69 kV, expresado por el EX-INECEL, se procede a comparar en la Tabla 3.4, las características técnicas del conductor instalado actualmente ACSR 300 MCM con el que va a ser instalado en el nuevo circuito, el cual es el conductor ACAR 500.

Tabla 3.4. Comparaciones técnicas de conductores ACSR 300 con ACAR 500

COMPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES ACAR 500 & ACSR 300								
Conductor		Hilos	Área Total	Diámetro	Peso	Resistencia	Tensión Ruptura	Corriente
Calibre	Tipo		mm ²	mm	kg/km	Ω/km	kg	A
300 MCM	ACSR	26/7	187.5	17.8	612.7	0.1902	5730	492
500 MCM	ACAR	18/19	253.40	20.67	697.0	0.122	6001	619

Como se puede apreciar en la Tabla 3.4 los conductores se asemejan bastante en sus características, es más, el conductor ACAR posee mayor capacidad de transportar corriente, de tal forma que tiene mayor capacidad de transmitir potencia que el conductor ACSR 300 MCM.

b) *Cable de Guarda*

En la línea existente actualmente se encuentra instalado un cable de guarda tipo OPGW, el cual es un cable de revestimiento de acero con núcleo de fibra óptica de 24 hilos tipo mono modo. En la instalación del nuevo diseño el cable de guarda sufrirá una variación mínima, la cual se describe a continuación:

Desde la S/E Ambato de CELEC-EP Transelectric hasta la estructura metálica número 069 propiedad de la EEASA, se conservará el actual cable de guarda instalado. Desde la estructura número 069 hacia la S/E Loreto se instalará el mismo tipo de cable con la única variación que este será de 48 hilos de fibra óptica.

Otro tramo del cable de guarda a ser instalado comenzará en la torre número 069 hacia la S/E Oriente, el cual también será tipo OPGW de 24 hilos; en este punto nuevamente los hilos de fibra óptica tendrán que ser fusionado con los 24 hilos sobrantes del cable de 48 hilos.

Después de realizar los trabajos anteriormente mencionados la línea de subtransmisión estará protegida ante descargas de tipo atmosféricas y además tendrá comunicaciones de datos de internet y teleprotección mediante la transmisión de señales hacia el CECON (Centro de Control Regional de Energía) para su control, supervisión y monitoreo en tiempo real. En la Figura 3.9 y 3.10 se aprecia la construcción y elementos del cable OPGW.

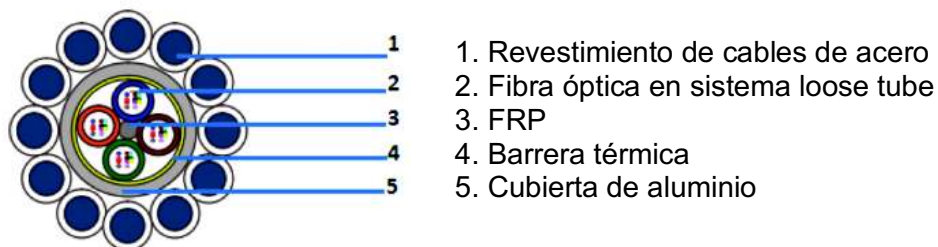


Figura 3.9. Elementos constitutivos del cable OPGW. [24]



Figura 3.10. Vista longitudinal del cable OPGW. [24]

Las características del cable de guarda se muestran en la Tabla 3.5 [15].

Tabla 3.5. Características técnicas del cable de guarda

CABLE DE ACERO – HS 3/8"		
CALIBRE	3/8 "	
PESO	0,407	kg/m
DIÁMETRO	0,00915	m
MÓDULO DE ELASTICIDAD	17500	kg/mm ²
TENSIÓN DE RUPTURA	4900	kg
ÁREA TOTAL	51,15	mm ²
CABLE DE FIBRA ÓPTICA – OPGW		
CALIBRE	OPGW – 24/48 FO	
PESO	0,405	kg/m
DIÁMETRO	0,013	m
MÓDULO DE ELASTICIDAD	6403	kg/mm ²
COMPOSICIÓN	24/48	Fibras
TENSIÓN DE RUPTURA	4900	kg
ÁREA METÁLICA	101	mm ²

Diseño de Puestas a Tierra

Se aprovechará las puestas a tierra que poseen las estructuras de la línea existente, las mismas no poseen contrapesos. Como no se va a construir estructuras completamente nuevas, solamente se modificarán las torres existentes, las puestas a tierra serán revisadas y verificadas para comprobar si cumple con los requerimientos de protección a tierra, y en algún caso en el que se necesite realizar una nueva puesta a tierra se procederá de la siguiente manera:

- Primero, antes de cualquier paso a seguir se debe considerar que cualquier puesta a tierra en estructuras metálicas o de concreto en líneas de transmisión que posean cable de guarda, conforme a los criterios de diseño del EX-INECEL [21] y algunas normas internacionales, el valor de la resistencia de puesta a tierra debe ser menor o igual a 20 Ω , para brindar seguridad a las personas y a los equipos.
- Para diseñar puestas a tierra se debe seguir un riguroso método en el que se involucran cálculos químicos, físicos y geológicos, esto debido a que está vinculado directamente con el terreno en donde se realizara el montaje de la puesta a tierra y la instalación de los electrodos.

- Los principales parámetros que se debe tener en cuenta son, la resistividad del terreno y la resistencia de la puesta a tierra para toda la línea de S/T. Se debe medir la resistividad del suelo en donde se encuentran las estructuras o torres, con la finalidad de dimensionar los elementos que constituyen la puesta a tierra, y con esto lograr conservar el valor de la resistencia de puesta a tierra que debe ser menor a 20Ω como se lo menciono anteriormente.

Cálculo de Resistencia

a) Una Varilla

$$\rho = \frac{2\pi l * R}{\ln\left(\frac{2l}{a}\right) - 1}, \quad l \gg a$$

Ecuación 3.1. Resistividad del suelo.

Donde:

ρ = resistividad del suelo, (Ω -m)

l = longitud de la varilla, (m)

a = radio de la varilla, (m)

R = resistencia de puesta a tierra, (Ω)

b) Dos Varillas

$$\rho = \frac{2\pi l * R}{\ln\left(\frac{2l}{A}\right)}, \text{ siendo } A = \text{radio equivalente}$$

Ecuación 3.2. Resistividad del suelo con radio equivalente.

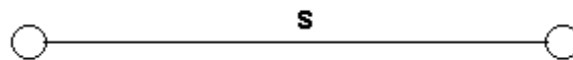


Figura 3.11. Puesta a tierra utilizando 2 varillas.

$$A = \sqrt{a * S}$$

Ecuación 3.3. Radio equivalente para dos varillas.

Donde:

a = radio de la varilla, (m).

S = separación entre varillas, (m).

c) Cuatro Varillas

$$\rho = \frac{2\pi l * R}{\ln\left(\frac{2l}{A}\right)},$$

Ecuación 3.4. Resistividad del suelo con radio equivalente.

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2}a * S^3}$$

Ecuación 3.5. Radio equivalente para cuatro varillas.

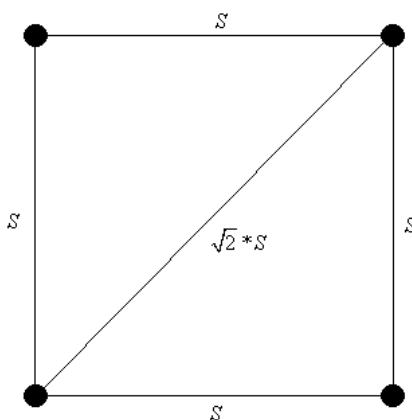


Figura 3.12. Puesta a tierra utilizando 4 varillas [15].

El cálculo de los resultados obtenidos al aplicar las fórmulas (3.1), (3.2), (3.3) y (3.4) se muestran en el Anexo 1. Se utilizará una resistencia de puesta a tierra de 15 Ω , una longitud de varilla de 2,4 metros, el diámetro de la varilla de 5/8" y la separación entre varillas de 5 metros.

Aislamiento de la Línea.

Una línea de subtransmisión debe poseer un aislamiento, el cual debe ser definido por medio del estudio de los requerimientos a los que estará sometida durante su funcionamiento, de las condiciones meteorológicas y del medio ambiente de los lugares por donde sea el trayecto de la línea.

El aislamiento en la línea de S/T debe cumplir con los requerimientos necesarios para que la operación de la misma sea normal y no presente complicaciones durante su vida útil.

- **Cadena de Aislamiento.**

Para realizar el cálculo de aisladores suficientes para formar una cadena aisladora, depende principalmente de la contaminación que exista en la zona por donde está trazada la ruta de la línea de subtransmisión. Existe aisladores normalizados, ya sean estos de porcelana o de polímero, los cuales serán utilizados para la formación de cadena de aisladores ya sea esta de suspensión o de retención.

En la Tabla 3.6, se muestra diferentes niveles de contaminación a considerar en el diseño.

Tabla 3.6. Grados de contaminación [25].

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE	DISTANCIA DE FUGA NOMINAL (mm/kV)
Ligero Nivel 1	Áreas sin industrias y con baja densidad de casa equipadas con calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a frecuentes vientos o lluvias. Áreas agrícolas. Áreas montañosas. Todas las aéreas situadas de 10 a 20 Km de mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.	16
Medio Nivel 2	Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. Áreas con alta densidad de casa, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).	20
Alto Nivel 3	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25
Muy Alto Nivel 4	Aras generalmente de extensión moderada, sujeta a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuesta a rocío del mar, o a vientos muy fuertes de contaminación procedentes del mar. Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos periodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.	31

En la zona donde se plantea realizar el montaje de la línea de subtransmisión existe un tipo de contaminación media según la norma IEC 815, Por lo cual se asigna una distancia de fuga 20 mm/kV, en la Tabla 3.6 se muestra los niveles de contaminación. En la norma del EX INECEL [21] para diseño de líneas de subtransmisión a 69 kV, el nivel de aislamiento debe tener el valor de 350 kV.

En la Tabla 3.7 y Figura 3.13 se presentan las características de aislador seleccionado.

Tabla 3.7. Características del Aislador corona [26].

AISLADOR	CLASE ANSI C29.2
DISTANCIAS CRITICAS	
DISTANCIA DE ARCO	197 mm
DISTANCIA DE FUGA	300 mm
VALORES MECÁNICOS	
RESISTENCIA ELECTROMECAÁNICA	89 kN
RESISTENCIA AL IMPACTO	10 Nm
PRUEBA DE CARGA DE RUTINA	44.5 kN
PRUEBA DE CARGA SOSTENIDA	60 kN
CARGA MÁXIMA DE TRABAJO	44.5 kN
VALORES ELÉCTRICOS	
FLAMEO DE BAJA FRECUENCIA EN SECO	80 kV
FLAMEO DE BAJA FRECUENCIA EN HÚMEDO	50 kV
FLAMEO CRITICO AL IMPULSO POSITIVO	125 kV
FLAMEO CRITICO AL IMPULSO NEGATIVO	130 kV
VOLTAJE DE PERFORACIÓN A BAJA FRECUENCIA	110 kV

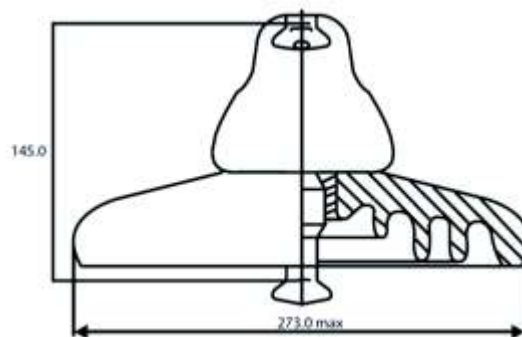


Figura 3.13. Modelo de aislador [26].

La determinación del número de aisladores necesarios para la formación de la cadena y las longitudes de estas, se presentan en el Anexo 2. Los resultados de los cálculos anteriormente mencionados son:

- 6 aisladores tipo normalizado de características mencionadas en la Tabla 3.7 para la formación de la cadena de suspensión.

- 7 aisladores del mismo tipo para la formación de la cadena de retención.
- La longitud de la cadena de suspensión es de 1.15 metros.
- La longitud de la cadena de retención es de 1.55 metros.

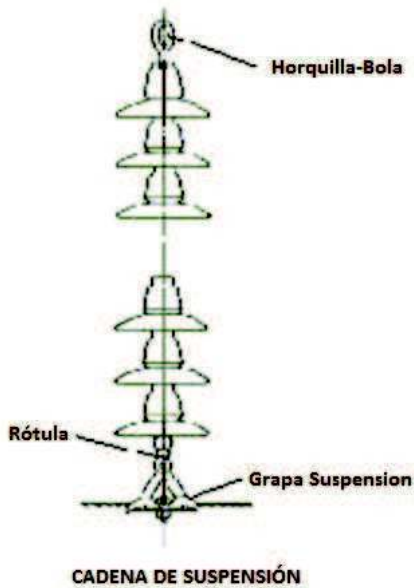


Figura 3.14. Cadena de Suspensión

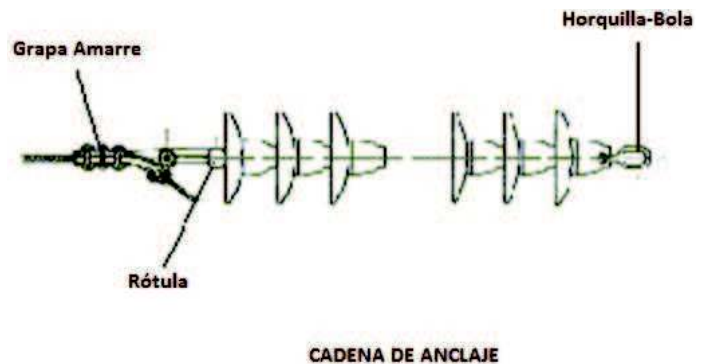


Figura 3.15. Cadena de Retención [15]

- **Aislación en las Estructuras**

En el Anexo 3 se muestra la determinación de las distancias mínimas de aislamiento a tierra, las cuales son un requerimiento en caso de que se produzcan sobrevoltajes en la línea.

Los cálculos mencionados en la sección anterior se resumen en la Tabla 3.8. [15].

Tabla 3.8. Distancias mínimas de aislamiento en las estructuras.

SOBREVOLTAJES	DISTANCIA MÍNIMA
DE FRECUENCIA INDUSTRIAL	0.25 metros
DE MANIOBRA	0.55 metros
DE ORIGEN ATMOSFÉRICO	0.80 metros

- **Aislación en medio vano**

En esta etapa se determina las distancias mínimas entre conductores con las cuales se puede definir la forma de las torres eléctricas que deberá tener el circuito que será

modificado de uno solo a dos circuitos. En la Tabla 3.9 y en la Figura 3.16 se muestran las distancias mínimas de aislamiento entre fases de forma vertical y horizontal [27].

Tabla 3.9. Distancias mínimas de aislamiento entre fases [27].

DISTANCIAS MÍNIMAS	Unidad en Pies
Vertical entre conductores	7
Horizontal entre conductores	10
Vertical de fase a cable de guarda	5

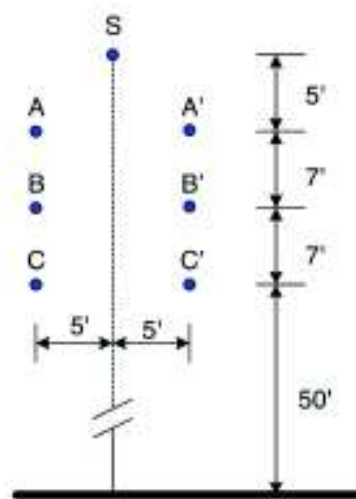


Figura 3.16. Distancias mínimas entre fases y cable de guarda [27].

Estructuras Tipo en la Línea de Subtransmisión

Las estructuras que estarán en el trayecto de la línea de subtransmisión aérea serán del mismo tipo que se encuentran instaladas en la actualidad, es decir que se conservará el tipo de torre ya sea de suspensión, de retención o de remate, con la diferencia que en lugar de trabajar con un solo circuito serán modificadas para que trabajen con doble circuito. En la Tabla 3.10 se describen el tipo de torres instaladas con su respectivo número de identificación asignados por la EEASA.

Tabla 3.10. Tipo de estructuras [28].

NÚMERO DE TORRE	MATERIAL	TIPO DE TORRE
267	Metálica	Retención; con transición subterránea-aérea en un circuito
268	Metálica	Suspensión, dos circuitos aéreos y autoportante
269	Metálica	Retención, dos circuitos aéreos y autoportante
270	Metálica	Retención, dos circuitos aéreos y autoportante

271	Metálica tipo troncocónica	Retención, dos circuitos aéreos y autoportante
069	Metálica	Retención, dos circuitos aéreos y autoportante

La estructura # 271, en una torre de hormigón de 16 metros de altura la cual posee un simple circuito trifásico con cable de guarda, esta torre no es autoportante por lo tanto posee un anclaje con cuatro tensores. Esta estructura será reemplazada en su totalidad con una nueva torre metálica de tipo troncocónica autoportante y que sea de doble circuito trifásico con cable de guarda.

La selección de este tipo de torre se debe a que ocupa menor espacio con respecto a las torres metálicas tradicionales. En las Figuras 3.33, 3.34 y 3.35 se aprecia de mejor manera la estructura descrita anteriormente.

3.2.2 Diseño de la L/ST Subterránea

Al realizar un estudio técnico se debe empezar con su factibilidad, en el cual se establece si es fiable realizar su construcción; económicamente y de forma técnica. Una vez concluida y aceptada su factibilidad, se realizan estudios de ingeniería y el montaje de la obra, en este estudio se tratará el soterramiento parcial de una línea de subtransmisión de la EEASA a 69 kV la cual se encuentra en una parte céntrica de la ciudad de Ambato.

Para la realización de este diseño se seguirá como guía la normativa nacional e internacional vigente, disposiciones de ingeniería de la EEASA, así como de trabajos de titulación o tesis de grado, éstos deben ser de instituciones reconocidas por las entidades reguladoras y gubernamentales. Si en alguna etapa de diseño existen algunos conceptos similares o se pueda plantear una discusión, que tomará el criterio de la norma o de la entidad más estricta en todos los casos. Si en el caso de no existir algún criterio técnico-científico en las normas o entidades mencionadas anteriormente, se consultará a la EEASA y a su equipo de ingeniería, cual sería la mejor opción aplicando las buenas prácticas y la mejor experiencia que ellos hayan obtenido en su vida laboral, en proyectos de similares características.

Definición de la Ruta.

Al tratarse de una línea de aproximadamente de 600 metros, una distancia relativamente corta, y su ubicación está en casco netamente urbano de la ciudad, el primer paso es identificar los puntos de partida y llegada de la línea, los cuales en este caso son la S/E Loreto como punto de partida y la estructura de número 267 la cual es una torre de

subtransmisión como punto de llegada de la línea subterránea; en este punto será necesaria la instalación de una transición subterránea-aérea.

Perfil topográfico y características del recorrido.

Se debe obtener las coordenadas geográficas principales, las cuales servirán de guía por donde seguirá el trayecto la línea subterránea, la trayectoria seguirá a la línea aérea existente que va desde la S/E Loreto hasta la torre número 267, al encontrarse en la zona céntrica de la ciudad, la franja de servidumbre de la línea aérea, se encuentra un poco invadida por construcciones regulares (casas, pequeños edificios y negocios), pero al ser la nueva línea subterránea no se infringe en ningún momento las distancias de seguridad aéreas, solamente se debe tener en cuenta las distancias del terreno natural o en este caso la calzada de vehículos y las aceras, adicionalmente se debe comprobar la existencia de tuberías de agua potable y alcantarillado, finalmente se debe verificar la existencia de cables de comunicaciones soterrados y cualquier otro elemento obstructivo en el trayecto de la línea.

Se deberá coordinar con el GAD Municipalidad de Ambato para obtener los permisos correspondientes y además para la obtención de planos correspondientes a construcciones subterráneas que existan en la zona, para que no exista cruces u obstáculos, y en caso de haber los mismos, realizar cambios en las distancias para evitarlos o en el peor de los casos trazar una nueva ruta.

En el perfil topográfico se considera los siguientes aspectos:

- Puntos georreferenciales que servirán como guía para verificar la trayectoria de la línea, estos puntos serán las coordenadas de las estructuras metálicas o de hormigón (torres) que existen en la actualidad en la línea aérea, ya que la trayectoria de esta, se considerará la misma para la línea subterránea. Las coordenadas se presentan en la Tabla 3.11 con su descripción.

Tabla 3.11. Coordenadas UTM del trayecto de la línea subterránea

PUNTO REFERENCIAL (# TORRE)	COORDENADAS UTM		DESCRIPCIÓN
262	764658	9862484	Ubicada en la S/E Loreto
263	764790	9862486	Ubicada en la calle Montes del Cajas y pasaje Quimsa
264	764886	9862488	Ubicada en las calles Montes del Cajas y Sincholagua

265	764950	9862495	Ubicada en las calles Montes del Cajas y Ingachungana
266	765036	9862494	Ubicada en las calles Montes del Cajas y Camino el Rey
267	765130	9862571	Ubicada en las calles montes del cajas y sabanilla

- Levantamiento de todas las construcciones subterráneas que se encuentran en la ruta de la línea, para evitar obstáculos y cruces.
- Considerar accidentes geográficos que se presenten en el caso de existir.
- Evitar en lo posible atravesar propiedades privadas, y usar el derecho de vía y franja de servidumbre de la línea aérea existente.

Las características principales del recorrido son:

- El trayecto inicia en la S/E Loreto de la EEASA, y sigue el mismo trayecto de un circuito aéreo existente, el cual cruza calles secundarias y una principal de la ciudad de Ambato, en la parte céntrica de la misma.
- Sigue en dirección longitudinal la calle montes del cajas y cruza de forma trasversal la avenida de los andes, y las calles Sincholaqua, Ingachungana y camino el rey.
- En el recorrido no se encuentran obstáculos grandes visibles, tampoco ningún accidente geográfico y el recorrido el ligeramente inclinado alrededor de 3°, lo cual no presente un problema constructivo de la línea.
- Todas las calles por donde pasara la línea son de asfalto normalizado para calles secundarias y las aceras son de hormigón.
- Finalmente, la línea subterránea concluirá su trayectoria en la torre 267, en la cual se realizará una transición de circuito subterráneo a circuito aéreo.

Diseño Eléctrico de la Línea

Se debe considerar el perfil topológico y las características de recorrido de la línea, porque serán el punto de partida para realizar el diseño eléctrico de la misma. En la Figura 3.17 se muestra la ubicación topográfica del recorrido de la línea, con la ayuda de un software georeferencial.



Figura 3.17. Topología de la línea Subterránea a 69 kV desde la S/E Loreto a la torre de subtransmisión # 267 propiedad de la EEASA

Se analizará la información antes descrita para identificar la existencia de puntos de conflicto, que existan en el tendido del cable eléctrico, de ser el caso se deberá encontrar los lugares óptimos para realizar empalmes, con lo cual se garantice un diseño óptimo de ingeniería.

Uno de los puntos más importantes a tener en consideración es el medio ambiental, debido a que, en estos tipos de diseño, una vez concluida la construcción y después de la puesta en operación de la línea eléctrica, esta debe causar un impacto mínimo al medio ambiente a la comunidad y a las poblaciones aledañas. Por lo cual es muy importante considerar los accidentes geográficos del trayecto; tales como, cruces de ríos, grandes elevaciones, tuberías de agua potable, alcantarillado o de otro servicio, cables eléctricos y de comunicaciones subterráneos, entre otros.

Este tipo de trabajos siempre se lo hace en conjunto con el personal de topografía o ingeniería civil, para establecer un trazado homogéneo ya sea en la acera o en la calzada.

Con el fin de desarrollar el diseño eléctrico, se debe prestar atención a los puntos georreferenciados expuestos en la Tabla 3.11 con sus descripciones, al tipo de terreno por donde atravesará la línea y los niveles de altura o de geometría, además de la ubicación de calicatas en el cual debe exponerse las líneas ya existentes para prever las distancias de seguridad a las mismas, y distancias con respecto a la acera o a la calzada. Se debe

prever si existen cambios de dirección de la línea ya que el cable de potencia puede sufrir daños si la curva es demasiado pronunciada y es preciso realizar un trazado óptimo para que el periodo de vida del cable y del diseño aumente.

En la Figura 3.17, se puede observar que, en el trayecto descrito de la línea, no existen curvas extremas, en donde se comprometa la integridad del conductor.

Características Técnicas

- **Condiciones de servicio**

Al ser este, un proyecto de una vida útil relativamente larga se debe prever que todos los elementos constitutivos de la misma funcionen de forma adecuada y continua a las condiciones climáticas del lugar en donde se va a construir el proyecto, por lo tanto, con los datos recibidos por parte del INAMHI, en la zona en donde se llevara a cabo el proyecto, posee las siguientes condiciones climáticas:

Tabla 3.12. Condiciones ambientales [29].

CONDICIONES AMBIENTALES DE LA CIUDAD DE AMBATO	
Máxima temperatura ambiental	22 °C
Mínima temperatura ambiental	10 °C
Máxima temperatura del suelo	20 °C
Humedad máxima	97 %
Humedad mínima	50.3 %
Altura sobre el nivel del mar	2500 msnm

- **Características de la Línea Subterránea**

La EEASA en su plan de ingeniería tiene planificado la eliminación de un circuito en formación “T”, en una de sus líneas de subtransmisión, la cual inicia en la S/E Ambato de CELEC EP-Transelectric, hasta llegar a la estructura metálica número 069, en esta estructura se realiza la derivación directa sin dispositivos de corte y seccionamiento, una en dirección a la S/E Oriente y la otra a la S/E Loreto, ambas de la EEASA; esta situación provoca que las S/Es mencionadas operen de forma radial. Finalmente se quiere evitar la operación radial para ello se prevé realizar un diseño de un nuevo circuito que inicie en la S/E Loreto y concluya en la torre número 069 y retome el circuito ya existente hacia la S/E Oriente, una parte del nuevo circuito será aérea y otra subterránea, en esta etapa se verá las características del circuito subterráneo las cuales son:

- Voltaje nominal 69 kV
- Longitud 600 metros

– Número de circuitos	1 trifásico
– Temperatura ambiente de diseño	10 – 22 °C
– Temperatura del terreno	20 °C
– Medio de instalación	Instalados en tubería o ductos y directamente enterrados en zanjas.

La terna de cables irá dentro de una tubería o ducto independiente para cada cable; estos serán enterrados en zanjas, debido a que el circuito seguirá la trayectoria de una calle secundaria de bajo tráfico liviano y pesado, esta vía se encuentra en el centro de la ciudad. Se tiene previsto ocasionar el menor impacto ambiental y visual, por este motivo, se escogió el método de tubería o ducto, además que los mismos sirven para protección adicional de los cables de potencia. Esta configuración no necesita mantenimiento de corto y mediano plazo, en vista que los cables poseen su propia protección y aislamiento, además de una protección extra, la cual es la tubería por la cual irán los cables de potencia, lo cual garantiza una mayor vida útil de los cables y de la línea subterránea en general.

El sector en donde se llevará a cabo el proyecto, se describe como arenosa y arcillosa, esto es positivo debido a que estos materiales ayudan al cuidado del cable; si en algún caso sea necesaria mayor protección, se instalará losetas de hormigón armado [30].

- **Determinación del calibre del conductor**

Se debe asegurar que la selección del calibre del conductor sea el adecuado para que la operación en el sistema de subtransmisión de la EEASA sea óptima, e igual a la línea aérea existente.

En la formalidad del caso y si se tratase de un circuito completamente nuevo, se deben realizar cálculos matemáticos para determinar la potencia que se transmitirá por la línea y la corriente respectiva, con lo cual al realizar una corrección de dicha corriente con los distintos factores tales como: factor de corrección para diferentes profundidades, para temperatura del terreno, resistividad térmica del terreno y para agrupaciones de cables trifásicos o terna de cables unipolares, para finalmente obtener un conductor adecuado.

Para el caso tratado en este estudio, se debe encontrar un conductor de similares características al que se encuentra ya instalado, es decir, que cumpla con los requerimientos de calibre y corriente, ya que estos son los más importantes.

En la Tabla 3.13 se aprecia la comparación entre los conductores ACSR 300 MCM y el cable de cobre XLPE de 69 kV y de sección 240 mm²

Tabla 3.13. Comparación técnica entre conductores ACSR 300 MCM y el cable de cobre con aislamiento XLPE de 69 kV y de sección 240 mm² [16].

COMPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES ACSR 300 MCM & XLPE 240 mm ²				
Tipo	Calibre		Diámetro del conductor	Corriente 20°C
	MCM	mm ²		
ACSR	300	187	17.8	492
Cobre con aislamiento XLPE	500	240	18.4	510

En los anexos 4 y 5 se presenta las características técnicas del cable de 69 kV subterráneo para este proyecto, del fabricante internacional NEXANS con aislamiento XLPE y conductor de cobre.

- **Grado de aislamiento del cable de potencia**

El principal aislamiento del que está compuesto el cable de potencia es de polietileno reticulado, denominado por sus siglas en ingles XLPE. Este aislamiento se encuentra por encima de la pantalla del conductor de cobre o aluminio y una de sus cualidades principales es que este material es termoestable, lo que significa que cuando el aislamiento ya está reticulado, este no se ve alterado en su composición y características ya sean a motivo de aumento de presión o temperatura.

Otras características que posee el aislamiento son:

- Temperatura máxima de servicio de 90 °C, lo cual permite mayor circulación de corriente.
- Baja constante dieléctrica.
- Un factor pequeño de pérdidas eléctricas.
- Alta resistencia a la humedad
- Gran resistencia dieléctrica
- Alta resistencia de aislación

El cable tendrá un apantallamiento constituido por una capa moldeable de componente termoestable y semiconductor, el cual se encuentra unido de forma firme al aislamiento de XLPE. Al poseer un aislamiento del tipo apantallado, se obtiene una ventaja, la cual es que

se forma una jaula de Faraday, impidiendo el ingreso y salida de señales o ruidos, ya sean estos del entorno del cable hacia el mismo y viceversa.



Figura 3.18. Partes constitutivas del cable de 69 kV XLPE de 240 mm² [16]

El cable de potencia en la sección externa posee un cobertor de cloruro poli vinílico, este es un elemento que posee resistencia al fuego, conocido por sus siglas FR-PVC, este elemento también emite ácidos en menor cantidad y forma humos en cantidades más bajas de lo normal. En la Figura 3.18 se muestra las capas y los componentes que conforman el cable seleccionado, con las características deseadas.

Cruces especiales (calles principales y secundarias)

Los cruces especiales que se identificaron en el levantamiento topográfico de la línea a diseñarse solamente fueron el cruce de calles principales y secundarias. El trayecto longitudinal de la línea es por una calle secundaria de la zona céntrica de la ciudad de Ambato.

- **Cruce de calles principales**

En esta clase de trabajos, de debe coordinar principalmente la información de tiempo de duración de trabajos, de esa manera la Municipalidad de Ambato, a través de su departamento de tránsito y movilidad socializará la intervención en la calle afectada y comunicará a la sociedad en general para que tomen vías alternas o tomen alguna solución alterna.

El tiempo empleado en los trabajos a realizarse en las vías principales, debe ser el menor posible debido a que se interrumpe el tránsito y esto es crítico en una vía principal en la zona céntrica de la ciudad.

Debe existir señalización de toda índole para informar que existen trabajos en la vía; se lleven a cabo estos trabajos, ya sea en el día o en la noche.

Los trabajos más importantes que se deben realizar en este tipo de cruces se describen a continuación en orden de secuencia de ejecución:

- Instalar señalización y suspender el tráfico vehicular en la vía principal.
- Realizar el corte de la capa asfáltica, seguido se debe realizar la excavación y retirar todo el material que surja de la misma, dejar lo más limpia posible la zanja.
- En caso de ser necesario colocar una cama de arena en el fondo de la zanja.
- Instalar la tubería por donde atravesara el cable de potencia, ya sea esta de lisa o corrugada, de PVC y/o metálica.
- La tubería instalada será cubierta con costales de arena para su protección, adicional se debe colocar cintas de peligro o indicadores de cable de potencia de alto voltaje.
- Se procede con la instalación de losetas de hormigón para protección del conjunto antes instalado y nuevamente ubicar cintas de peligro o avisos de cable de alto voltaje enterrado.
- Rellenar, reconformar, tapar y compactar la zanja con el material indicado para esta labor, o como sugiere el manual típico de ingeniería.
- Reponer la capa asfáltica o utilizar hormigón de 210 kg/cm^2 y dejar secar.
- Habilitar el tráfico una vez que la vía este reformada en su totalidad

- **Cruce de calles secundarias**

Se sigue exactamente el mismo proceso como en el caso de vías principales, para que el tiempo empleado sea menor siempre se debe tener listo todo el material, las herramientas y lo necesario para el trabajo.

Los pasos por seguir para la ejecución de trabajos en la vía secundaria son los mismos que en las vías principales.

Orden Secuencial de Construcción de la Línea De S/T Subterránea

Se describirá en forma breve los pasos que se deben realizar para ejecutar la obra por parte del personal contratista y la supervisión del ente fiscalizador.

a) Inspección del terreno en forma física: con la ayuda del perfil topográfico se recorrerá en su totalidad los casi 600 metros que posee el trayecto de la línea, esto con el objetivo de determinar los recursos que necesitará el personal contratista de la obra, para que no existan inconvenientes ni contratiempos en la ejecución de esta.

- Detectar tuberías y tendidos de cables existentes y señalarlos adecuadamente o con la ayuda de calicatas.
- Si en el caso de usar calicatas, estas deben poseer estacas en sus cuatro esquinas con señalización para evitar accidentes como caídas, adicionalmente se debe tomar en cuenta la profundidad a la que se encuentran las tuberías o cables que están cerca al trayecto de la línea.

b) Preparación del terreno para el tendido de los cables

- Con la ruta definida, se debe ubicar el eje de la zanja a construir, ya sea este que siga por la acera o por la calzada vehicular, esto depende principalmente del espacio de maniobrabilidad para el ingreso de la maquinaria de gran dimensión y el carrete del cable. La profundidad mínima estimada para la zanja es de 1.5 metros.
- Para la excavación de la zanja se debe tener en cuenta todos los obstáculos posibles antes de este proceso. Una vez comprobado que no exista obstáculos, se procede con la excavación ya sea esta manual o mecánica. En la excavación manual se usa herramientas como palas, picos, barrenos, machetes etc., esta excavación se la utiliza en donde haya tubería ya identificada y no ocasionar daños en la misma. Finalmente, la excavación mecánica en la cual se utiliza maquinaria pesada, como una retroexcavadora, es para trayectos en los cuales no haya obstáculo alguno y la maquina pueda operar sin ningún problema. En todos los casos es necesario de supervisión por medio del cuerpo de ingeniería.
- Se debe construir una cama de arena para que descansa el conductor y el tubo de PVC, esto para evitar que rocas o algún otro material pueda atentar contra la integridad del cable de potencia o la tubería de PVC, esta capa de arena debe ser de 15 cm de espesor y proteger la tubería y los conductores como se mencionó anteriormente. Tomando en cuenta esta capa de arena en total la zanja debe tener 1.65 metros de profundidad.

c) Tendido de cables

- Primero se selecciona el tipo y se verifica el estado de la bobina almacenadora del cable. Se debe escoger una bobina que contenga más de 600 metros de cable, esto debido a que se debe instalar también una longitud sobrante por seguridad. Se recomienda que sea una bobina estándar de 4500 pies de longitud. En este diseño no se realizan empalmes lo cual facilitará el tendido de cable.
- La integridad del cable es el objetivo principal en el tendido, ya que, si por algún motivo sufriera un daño de cualquier tipo, esto pondría en problemas a todo el proyecto, por ello se debe aplicar los conocimientos óptimos para el tendido en la zanja del cable, para guardar su integridad. El personal que esté a cargo de este trabajo debe tener la experiencia necesaria para el mismo.
- Antes de empezar a tender el cable se debe realizar una inspección del terreno, para encontrar el mejor método de tendido y hacer un procedimiento adecuado para la realización de los trabajos, tomando en cuenta las recomendaciones principales del fabricante del cable, las cuales son: tensión máxima de tracción y presión máxima de pared lateral. Siempre se debe mantener estos valores por debajo de los recomendados por el fabricante, por seguridad.
- Se debe tener precaución en las curvas pronunciadas que tenga el trayecto, este punto es otro en el cual el cable de potencia puede sufrir graves daños, para evitar este inconveniente se debe consultar el manual del fabricante del cable y verificar el radio máximo de curvatura que posee el mismo.
- Después de realizar la zanja, la instalación de la cama de arena y de la tubería de PVC, se procede con el tendido del cable de potencia al interior de la tubería ubicada dentro de la zanja, para este objetivo se tiene dos métodos de tendido de cable los cuales son: de carrete fijo y de carrete móvil; estos dependen principalmente del terreno, del derecho de vía y del espacio que se tiene para que la maquinaria maniobre sin dificultad.
- El método de tendido de cable mediante el uso de un carrete fijo, consiste en ubicar al carrete con el cable a ser tendido, a un costado de la zanja, en el inicio del trayecto, después se ira desenrollando el cable por medio del halado o por empuje del carrete, ya sea este manual o con la ayuda de alguna maquinaria, debe ingresar en la tubería de PVC, se verificará que no haya problemas en su trayecto, en los pozos de revisión que serán construidos en el trayecto de la línea. La tensión de halado máxima, se la monitoreará con la ayuda de un dinamómetro y nunca se

rebasará la tensión indicada por el fabricante del cable. Es recomendable usar un puente hidráulico para que las tensiones no sobrepasen el 80% de lo que el fabricante recomienda en sus hojas técnicas del cable.

- El método de carrete móvil precisa el uso de una maquinaria especial en forma de remolque o trineo, en donde se instala el cable, la misma es halada por una maquinaria móvil ya sea un tractor o una retroexcavadora; como en todo método se debe garantizar la integridad del cable con una supervisión continua de los trabajos. Mientras el remolque o trineo es halado, el rodete de cable que va montando con soportes verticales va desenrollando el cable en sentido contrario, la velocidad de este proceso no debe superar 1 pie/segundo por recomendaciones técnicas, en la Figura 3.19 se muestra la utilización del método del carrete fijo en un proyecto de la empresa Petroamazonas [20].



Figura 3.19. Tendido de cables mediante el método de carrete móvil [20].

Finalmente, a continuación, se detallan los pasos finales para realizar el tendido de los cables de potencia y algunas recomendaciones.

- Las zanjas deben estar completamente limpias; en caso de lluvia fuerte y pueda sufrir inundaciones la zanja, se debe prever bombas de drenado y verificar que la zanja este sin escombros que puedan afectar a cable.
- La comunicación entre personal que realice los trabajos es importante, este podría ser mediante dispositivos de radiofrecuencia u otros; y seguir siempre el cronograma de actividades que debe ser programado con anticipación para cada labor a realizarse.

- Se debe verificar siempre la integridad del aislamiento y de la chaqueta del cable en todo el tendido, y reducir al máximo los esfuerzos mecánicos que pueda sufrir.
- Antes y después de cada cámara de revisión, se recomienda que mientras se realice el tendido del cable se instale rodillos, esto con el objetivo que el cable se deslice de mejor manera en las tuberías de PVC.
- Si el cable sufre algún daño en el tendido, se debe reparar el mismo de la manera adecuada. Después del tendido completo del cable, se debe verificar toda la integridad del cable mediante la realización de pruebas eléctricas tales como: resistencia de aislamiento y pruebas de corriente directa de alto voltaje, estas pruebas se las debe realizar antes y después del llenado de la zanja.

d) Realización de Pruebas Eléctricas a los cables

Estas pruebas se las realizan en la fábrica en donde se construye el cable y en campo o lugar donde se realizará su instalación definitiva. La prueba eléctrica recomendada para proyectos como el descrito en este estudio, es la prueba de VLF (Very Low Frequency), aplicando el voltaje que sugiere el fabricante del cable y en concordancia con el Standard 400 del IEEE, esta prueba no debe superar los 15 minutos de duración.

- **Prueba de VLF (Very Low Frequency) [31].-** se define como prueba de muy baja frecuencia, la cual es realizada a cables con aislamiento XLPE, con el objetivo de verificar que este, no presente problemas como defectos de fabricación, impurezas, burbujas de aire, etc.

Esta prueba es realizada en A.C., generalmente a una frecuencia de 0,1 Hz o inferior, para verificar el dieléctrico del cable de potencia, y por cable unipolar. En el mercado existe una variedad de equipos que realizan este tipo de prueba, con voltajes que van desde los 20 a los 200 kV.

La forma de llevar a cabo esta prueba es la siguiente. Primero se debe seleccionar el cable al cual se lo va a realizar el ensayo, y asegurar que se pantalla metálica se encuentre conectada directamente a tierra.

Conectar el equipo de prueba de VLF directamente al conductor del cable en su borne de voltaje adecuado, se debe asegurar que el equipo también se encuentre conectado a tierra, en la Figura 3.20 se muestra la manera de conectar el equipo de VLF al cable de potencia.

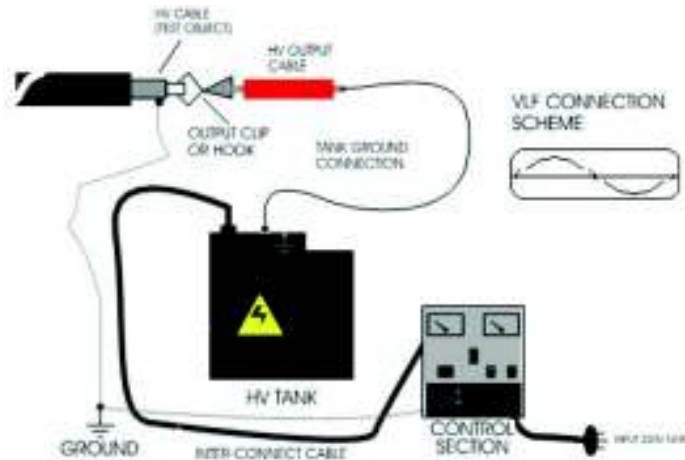


Figura 3.20. Conexión de equipo VLF y cable de potencia [31].

Esta prueba se la determina en términos simples de “pasa/no pasa”. Según organismos internacionales, recomiendan niveles de prueba para el aislamiento de los cables, de 2 a 3 veces el voltaje fase-tierra, en un periodo de 15 minutos. Para nuestro caso, un cable de 69 kV, que su voltaje fase-tierra es de 39.8 kV se debería aplicar un voltaje máximo de prueba de 120 kV.

Este ensayo al ser en C.A. no deteriora el cable, a diferencia de otras pruebas que eran practicadas antiguamente, como la de alto potencia en C.C.

En el caso de que el cable de potencia tenga irregularidades graves, al realizar esta prueba, se tratará de forzar al mismo a realizar la disrupción del aislamiento en donde se encuentren las irregularidades, con lo cual se podría concluir que el cable está deteriorado y no es apto para su instalación.

Un cable de potencia en esta prueba, o resiste el voltaje de prueba, o falla durante el mismo, la idea principal de esta prueba es que, si el cable debe fallar, que lo haga durante la prueba y no cuando el mismo se encuentre en servicio.

Una desventaja de esta prueba es que los equipos y la realización de esta es de un alto costo económico.

e) Instalación de Puntas Terminales para cable de 69 kV.

Estos terminales sirven de conexión del cable de potencia hacia los equipos en donde exista una transición de aérea-subterránea y viceversa, estos pueden ser en las subestaciones, postes o torres, dependerá del caso en donde sean utilizadas.

Para este estudio se utilizará un juego de puntas terminales de salida de la S/E Loreto, hacia el trayecto de la línea subterránea y finalmente otro juego de estos elementos serán

instalados en la torre metálica número 267 de la EEASA, en donde se realizará una transición de circuito subterráneo a un circuito aéreo.

La elaboración del terminal de cable debe ser realizado por personal calificado, y con experiencia en este tipo de trabajos, siguiendo rigurosamente el instructivo que viene con la punta terminal dada por el fabricante de este.

En el anexo 6 se describe de mejor forma las puntas terminales para un voltaje de 69 kV y superiores; en la Figura 3.21 se aprecia una punta terminal con sus diferentes elementos y aislamiento de porcelana.

En la Figura 2.18 se aprecia una transición aérea-subterránea terminada en una estructura metálica de doble circuito la cual puede servir como guía para los trabajos futuros.

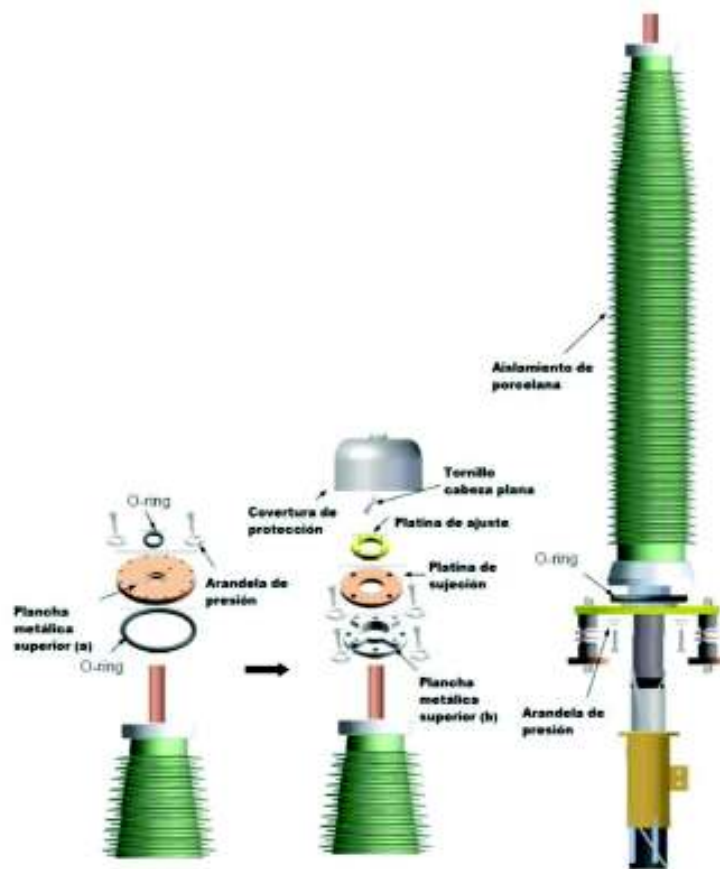


Figura 3.21. Punta Terminal [20].

f) Pozos de revisión.

En el trayecto que tendrá el circuito trifásico subterráneo, está considerado realizar 5 pozos de revisión, 2 de los cuales serán construidos, uno al inicio y otro al final de la línea. Uno será construido a la salida de la S/E Loreto y otro al pie de la torre # 267, los 3 pozos

restantes serán construidos en la mitad del trayecto, con una separación aproximada de 150 metros entre cada uno de estos, también respecto a los de inicio y final de circuito.

Estos pozos deben estar limpios, en su construcción civil, en los cables y en los accesorios, ya que en algún evento adverso, se pueda realizar algún mantenimiento sin problema, ya sea de emergencia o programado [32].

Su construcción será de hormigón armado, de ladrillo o bloque pesado ya sea en calzada vehicular o en acera, dependerá de la situación y se acogerá a los requerimientos del cuerpo de ingenieros de la EEASA [32]. En caso de que se puede acumular agua u otros líquidos en estos pozos es necesario que el piso de este posea un drenaje conectado al alcantarillado municipal.

En la Figura 3.22 se muestra la forma que pueden tener los pozos de revisión.



Figura 3.22. Pozos de revisión[32].

Las tapas de estos pozos podrán ser de hormigón armado que posea un marco y brocal metálico, o de acero dúctil o grafito esferoidal, ya sea para uso en calzada o en aceras. En la figura 3.23 se muestra la tapa de hormigón que pueden tener los pozos y en la figura 3.24 se aprecia la tapa de acero o de grafito.

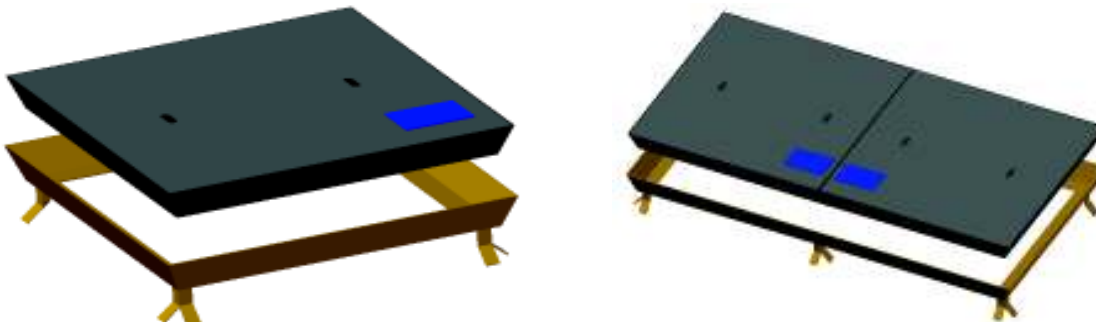


Figura 3.23. Tapas de pozos de revisión de hormigón [32].

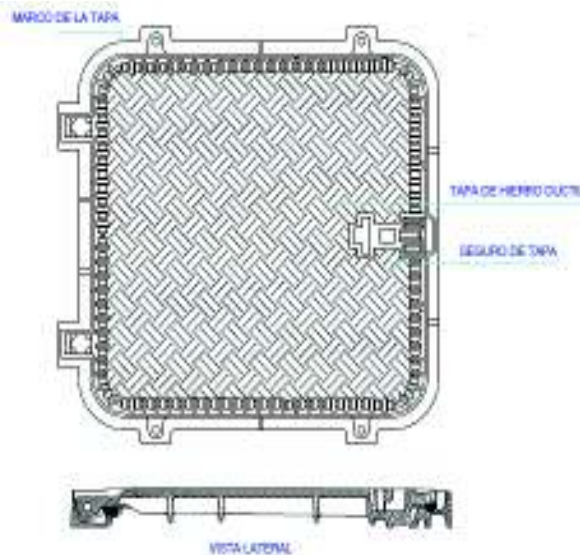


Figura 3.24. Tapas de pozos de revisión de acero [32].

- ***Pozos de revisión de inicio y final de línea***

Estas construcciones son diferentes a las que se instalan en la mitad de línea, ya que en estos pozos se debe conservar cable de potencia para reserva y por ende las distancias en largo y en ancho son mayores a las de mitad de línea. Son utilizadas especialmente cuando existen transiciones aéreas-subterráneas.

Para este tipo de pozos se recomienda que las dimensiones sean: de profundidad, la distancia misma del banco de ductos o mayor, se recomienda observar las recomendaciones del personal de la EEASA y el manual de redes subterráneas del MEER; de ancho 1.60 metros y de largo 1.60 metros.

- ***Pozos de revisión de mitad de línea***

Estos pozos se construyen en la mitad del trayecto de la línea y son simples, ya que sirven para verificación del estado del cable de potencia y para que se puedan realizar pruebas simples o mantenimientos.

Las dimensiones de estos pozos son: la profundidad puede ser la misma que la de los pozos de inicio y final de línea, con respecto al ancho y al largo del pozo se recomienda la distancia de 0.90 metros en ambos.

g) Trabajos a la finalización de la construcción.

Una vez finalizado el tendido de cables y la superación de las pruebas necesarias para la verificación de la integridad de este, el siguiente paso a seguir es el llenado de la zanja.

El proceso de llenado de la zanja consta de tres capas adicionales a las dos capas de arena que recubren directamente al cable; estas tres capas son recomendadas de 25 cm cada una y con material del mismo que fue retirado en la realización de la zanja, se debe verificar que no tenga escombros de consideración y si es necesario se debe cernir el material, en cada capa se debe compactar las mismas para que tenga la suficiente firmeza ya sea de forma manual o usando una maquina compactadora, después de estos trabajos aproximadamente debe tener 50 cm abajo del nivel natural del terreno, este es el punto en donde se debe instalar la cinta de advertencia de cable de alto voltaje a lo largo del trayecto de la línea en forma longitudinal, finalmente se procede a la instalación de la última capa de terreno, a esta también se la debe compactar.

También las cámaras de revisión deben tener señalización con cinta de peligro por precauciones y ser cubiertas muy bien ya sea con tapa de hormigón armado o de hierro fundido con indicaciones en las mismas de cable de alto voltaje.

El paso final del trabajo es dejar el terreno en las mismas características en las cuales se encontraban antes de los trabajos, como este proyecto se lo piensa llevar a cabo en la zona urbana de la ciudad de Ambato, ya sea en la calzada vehicular o en las aceras, estas deben estar de forma impecable y de la mejor manera, inclusive de mejor forma de las que fueron revisadas antes de la intervención para la realización de los trabajos, el GAD Municipio de Ambato realizará la inspección después que los trabajos sean concluidos.

Por una mayor seguridad se debe realizar una señalización vertical extra que consta de un letrero similar a las señales de "STOP" de tránsito y en su totalidad metálico, en el cual se debe indicar la existencia de un cable de alto voltaje de 69 kV, en la Figura 3.25 se muestra la forma que debe tener la señalización de advertencia sugerida.



Figura 3.25. Señalización vertical de advertencia de cable de alto voltaje subterráneo

[17].

3.2.3 Adecuación de la S/E Loreto

En esta etapa se presenta los cambios y adecuaciones que se llevaran a cabo en la S/E Loreto, para el nuevo diseño de la línea de S/T asociada. Para que su futura operación y el mantenimiento de estas, se los realicen sin ningún inconveniente y de la mejor forma posible. Se debe tomar en cuenta todas las medidas de seguridad al momento de la realización de la ampliación de la S/E, minimizar en lo posible el impacto ambiental que genere los cambios en la misma.

Como se aprecia en la Figura 3.7, el cual es un diagrama unifilar con las modificaciones que deben realizarse en la S/E Loreto, para que después de la eliminación de la derivación directa de línea de subtransmisión y pasar a la operación de un circuito simple a un doble circuito, se planifica que esta S/E posea un circuito de entrada y otro de salida, ambos independientes. Lo cual conlleva tener elementos de corte y seccionamiento nuevos en el área de la S/E, estructuras nuevas a instalarse y trabajos adicionales que se presentan a continuación.

Parámetros Ambientales

De igual manera que, en el diseño de la línea de subtransmisión, los parámetros ambientales son de suma importancia en los trabajos que se van a llevar a cabo dentro de la S/E Loreto; los equipos eléctricos a instalarse inciden en diferentes distancias de seguridad eléctrica, según el clima, la altura sobre el nivel del mar, etc. En la Tabla 3.12 se muestran los parámetros ambientales de la ciudad de Ambato, en donde se encuentra la S/E Loreto.

Modificación de la Barra de 69 kV

Barra de 69 kV situación actual.

En la actualidad la S/E Loreto no dispone en todo su concepto una barra de 69 kV, ya que, lo que se encuentra instalado actualmente en la S/E Loreto para cada transformador de potencia, son “Pórticos Eléctricos”, en las Figuras 3.26 y 3.27 se muestran los pórticos eléctricos instalados para cada transformador respectivamente.



Figura 3.26. Pórtico eléctrico para el transformador 1 de la S/E Loreto.



Figura 3.27. Pórtico eléctrico para el transformador 2 de la S/E Loreto.

Como se puede apreciar, existe una independencia casi total entre los transformadores a nivel de 69 kV, los cuales operan de forma totalmente radial, este inconveniente con la ampliación de ésta, se resolvería en su totalidad, asociado con el rediseño de la línea de subtransmisión que alimenta a esta S/E.

La S/E Loreto se alimenta solamente de una fuente directamente, lo cual, en un evento de falla en la línea de subtransmisión, esta se quedaría sin brindar servicio eléctrico a la zona céntrica más importante de la ciudad de Ambato, esta subestación posee carga de alta

importancia como: mercados centrales, hospital regional de Ambato, GAD municipio de Ambato, la misma EEASA en sus edificios administrativos, etc.

Barra de 69 kV a ser instalada

Tomando como base, el diseño del resto de subestaciones en la EEASA y la experiencia en la operación de estas por parte de los ingenieros en subtransmisión y subestaciones, se presenta como opción idónea el esquema de barra simple dividida con acople entre las mismas mediante un seccionador.

Este tipo de barra a escogerse se la tiene como base estándar, en las S/Es de distribución en la EEASA, mediante el departamento de S/Es, algunas de las ventajas que se obtienen al realizar este esquema de barra son:

- La S/E obtiene dos fuentes de alimentación, con esto puede trabajar en forma mallada y no solamente radial.
- En caso de falla en una de las líneas de subtransmisión que alimenta a la S/E, se puede aislar ese punto y la S/E puede ser alimentada desde el segundo punto de fuente, en su totalidad.
- En caso de mantenimiento en uno de los transformadores se los puede realizar sin desconexión de carga, el transformador no desconectado, suplirá toda la carga del transformador a ser atendido por mantenimiento.
- En eventos de falla, acortar tiempos de restablecimiento de servicio y de aislamiento de estas.
- Cada transformador posee una fuente de alimentación distinta, en caso de falla la alimentación del transformador, que posea inconveniente de alimentación, se realizaría de la fuente en donde la falla no esté presente.
- Este tipo de barra ocupa menor espacio y dispositivos eléctricos en comparación con otros esquemas de mayor confiabilidad, lo cual es un punto de suma importancia, ya que en este caso el área de la S/E Loreto ya está fijada.
- La visibilidad en el patio de maniobras es ideal para operaciones de seccionadores, ya que en la operación de estos se los puede observar directamente su posición, ya sea abierta o cerrada, para garantizar una mayor seguridad.

Con las ventajas descritas anteriormente, el esquema “BARRA SIMPLE SECCIONADA”, es una opción confiable para que la S/E Loreto opera sin dificultad, en el sistema eléctrico de la EEASA, además se pueda realizar transferencia de carga en eventos de

contingencias en alguna de las fuentes, o en las líneas de transmisión asociadas a esta subestación.

Esta estructura debe ser construida con material de óptima calidad, se recomienda que la estructura en su totalidad, incluido pernos y demás herrajes sea de acero galvanizado en celosía y auto soportante.

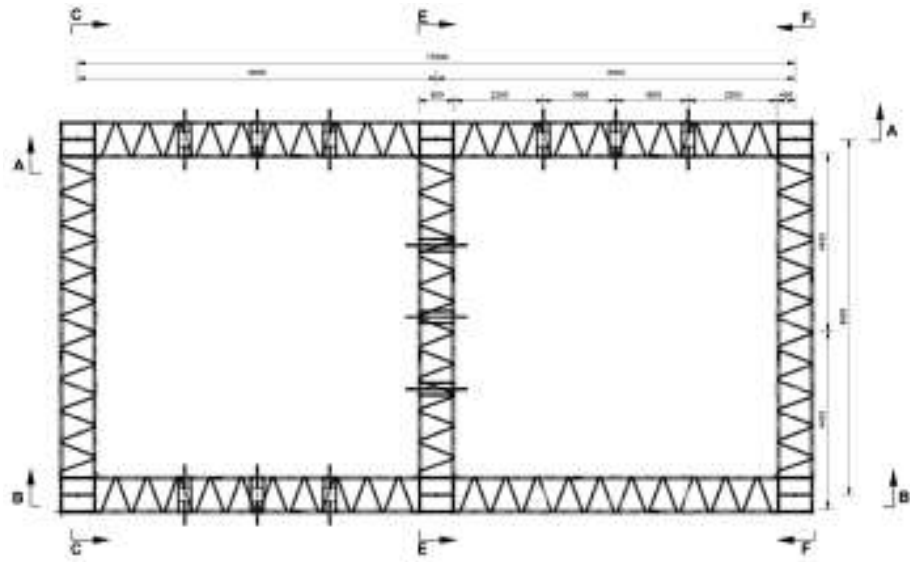
Dimensiones y Aérea de la estructura metálica de la barra de 69 kV

La S/E Loreto posee una aérea ya definida y que no puede ser modificada de ninguna manera, por este motivo se debe aprovechar toda el área disponible actualmente, para que la adecuación sea eficiente y cumpla con todas las distancias de seguridad y no comprometa la operación de la S/E con el nuevo circuito de subtransmisión a implementarse.

En la S/E Loreto se encuentran instalados dos transformadores de potencia, en la adecuación que va a tener esta subestación es muy difícil que los transformadores sean movidos, es por esto que se ha determinado que estos se queden en el lugar que están instalados actualmente y aprovechar el resto del aérea que posee la subestación. En el peor de los casos, se optará en la movilización de los transformadores siempre y cuando el departamento de subestaciones de la EEASA éste de acuerdo en conjunto con su cuerpo de ingenieros y que económicamente sea viable.

Las dimensiones de la estructura metálica, que debe tener la barra de 69 kV, son de 17.8 metros de largo, 8.9 metros de ancho y 13.9 metros de altura, con lo cual esta estructura ocupa una aérea de aproximadamente 160 m². Se determinó que el aérea aprovechable de la S/E Loreto es de 504 m² con lo cual se evidencia que la estructura metálica si puede ser construida sin inconvenientes.

En las Figuras 3.28, 3.29, 3.30, 3.31 y 3.32 se muestran las dimensiones de cada vista de la estructura metálica en donde se instalará la barra de 69 kV.



VISTA SUPERIOR

Figura 3.28. Vista superior de la estructura metálica de la barra de 69 kV.

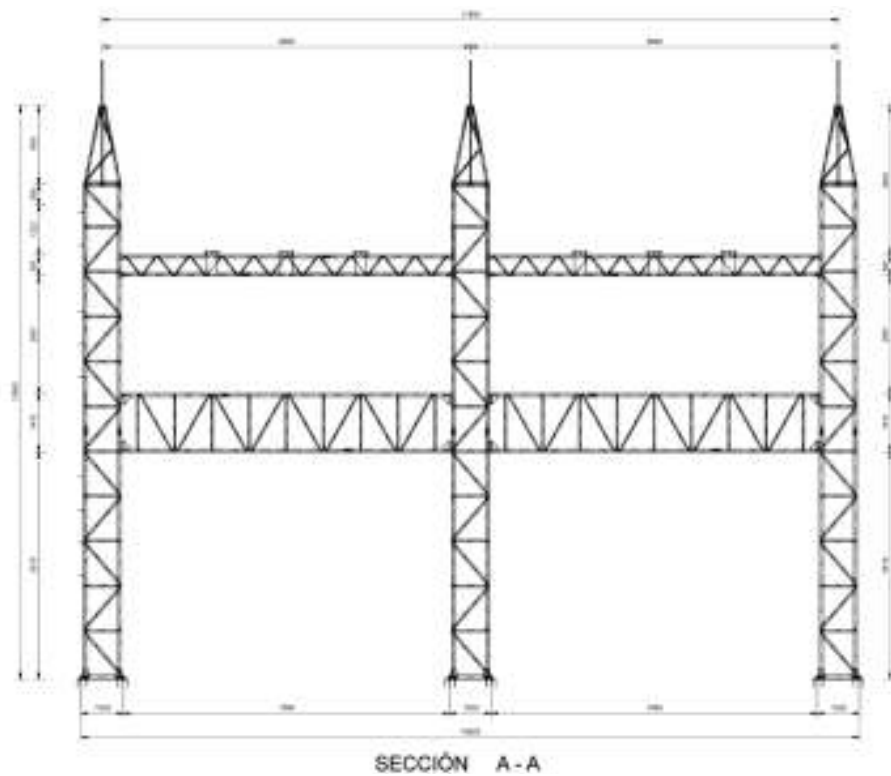


Figura 3.29. Sección A - A de la estructura metálica de la barra de 69 kV.

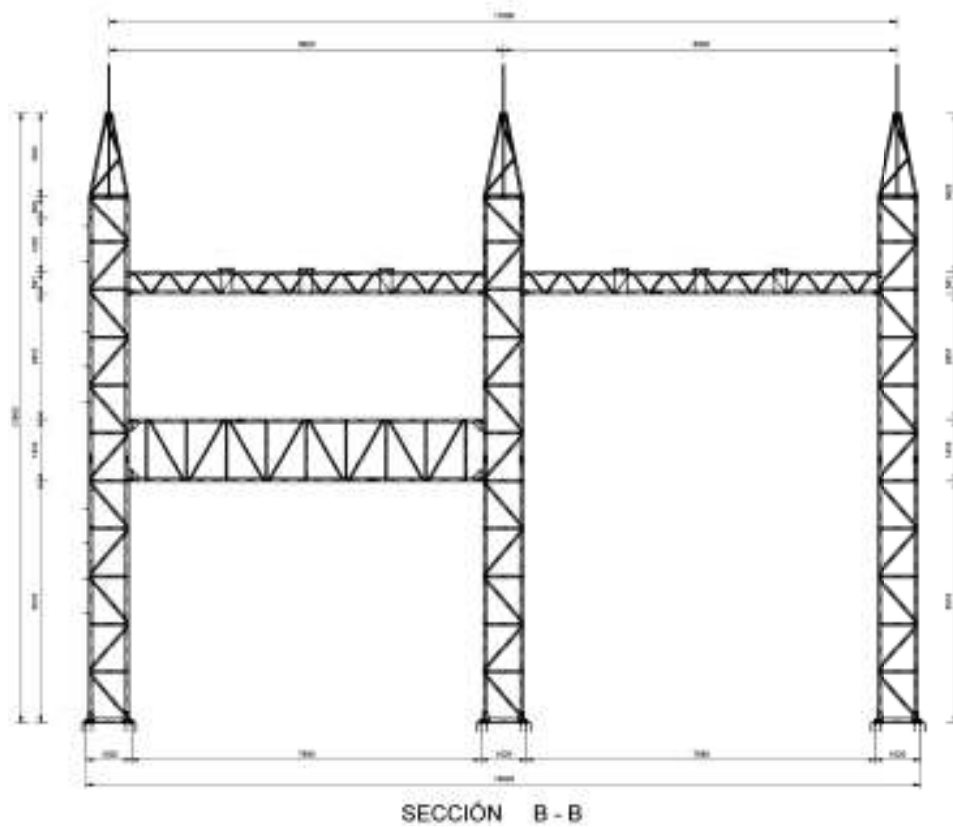


Figura 3.30. Sección B - B de la estructura metálica de la barra de 69 kV.

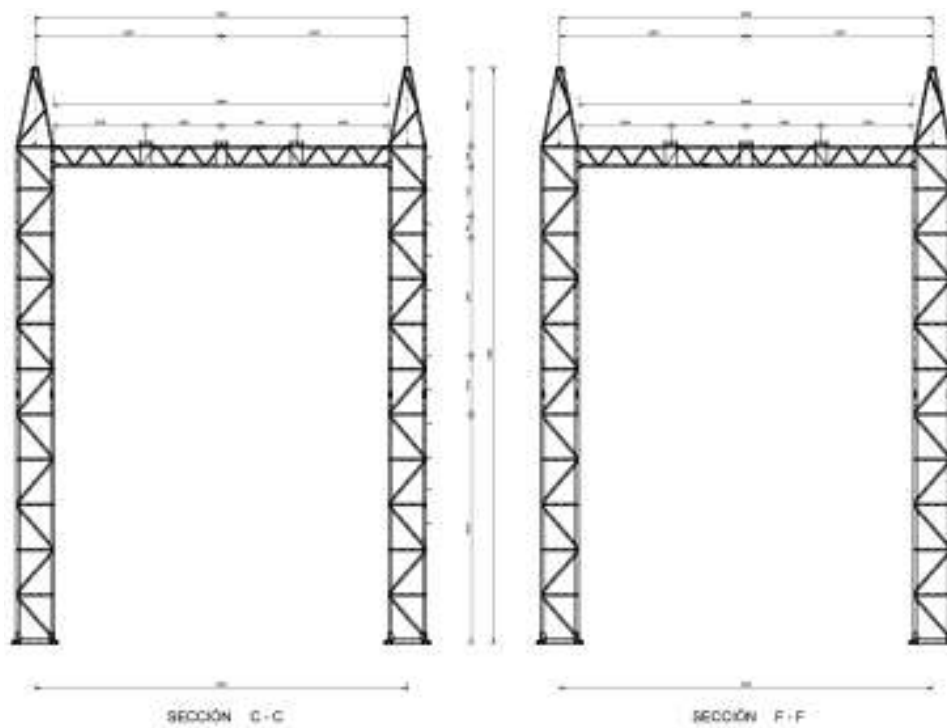


Figura 3.31. Sección C - C y F - F de la estructura metálica de la barra de 69 kV.

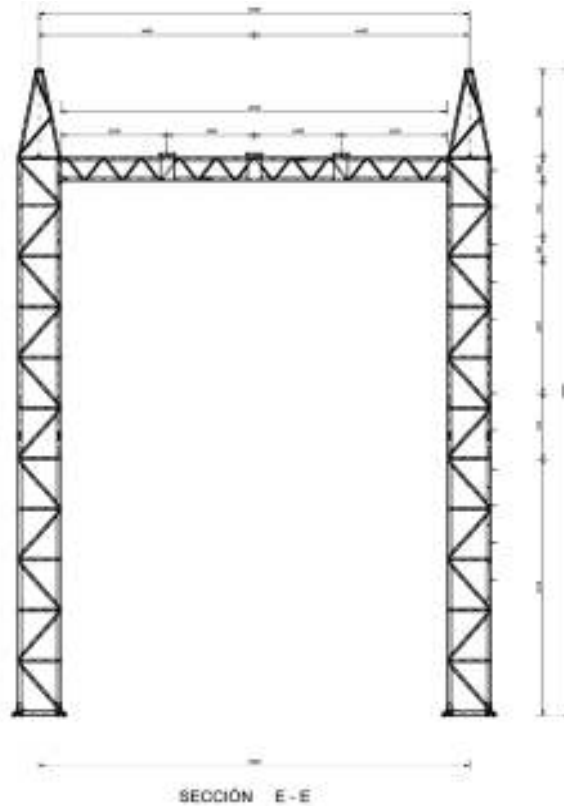


Figura 3.32. Sección E - E de la estructura metálica de la barra de 69 kV.

Aparte de las dimensiones de la estructura metálica, se debe tener en cuenta las distancias de separación con otros equipos, cerramientos y demás estructuras cercana al mismo. La distancia mínima que debe existir entre la estructura y el cerramiento es de 3 metros, esto de acuerdo con el cumplimiento de las ordenanzas municipales.

En el anexo 7 se puede observar la construcción de la estructura metálica en tres dimensiones para un mayor detalle.

Implementación de 2 Interruptores tripolares de 69 kV

Con la definición estructural del castillo metálico de la barra de 69 kV a ser instalada, se procede a verificar los elementos que deben ser instalados en la S/E Loreto para que cumpla con el esquema de la barra. Los primeros elementos identificados son 2 interruptores de 69 kV que deben ser instalados de forma que uno reciba el circuito ya instalado en la actualidad y el otro del cual salga el circuito que se diseñó en este trabajo anteriormente de forma subterránea.

Cabe recalcar que estos dispositivos operan en condiciones de carga, es decir que pueden operar ya sea abrir o cerrar en condiciones normales o en eventos de cortocircuito cuando por este dispositivo este atravesando una corriente eléctrica.

En la Tabla 3.14 se indican las especificaciones que deben tener los interruptores de 69 kV a instalarse en la S/E Loreto según la norma IEC 62271-100.

Tabla 3.14. Especificaciones técnicas de los interruptores de 69 kV [28]

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTO	UNIDADES
1	Tipo	Tanque muerto	-
2	Número de polos	3	-
3	Lugar de instalación	Al aire libre	-
4	Frecuencia	60	Hz
5	Voltaje nominal de operación	69	kV
6	Voltaje máximo de operación	72.5	kV
7	Extinción de arco mediante	SF6	-
8	BIL corregido para 2500 msnm	450	kV
9	Voltaje soportado a 1 minuto de frecuencia industrial	140	kV
10	Voltaje soportado de impulso tipo rayo 1.2/50 μ s Kv	325	-
11	Tiempo de interrupción	3	Ciclos
12	Capacidad de interrupción simétrica	20	kA
13	Corriente en régimen permanente	1200	A
14	Corriente de interrupción de líneas en vacío	10	kA
15	Capacidad nominal de interrupción de corto circuito	31.5	kA
16	Capacidad nominal de cierre en cortocircuito	80	kA
17	Voltaje de control y operación del accionamiento	125	Vdc
18	Voltaje de operación del motor de carga del resorte	125/120	Vdc/Vac
19	Tipo de mecanismo de operación	Motor – Resorte	-
20	Mecanismo de disparo manual externo	Si	-
21	Seis TC tipo bushing	Si	c/u
22	Protección: 5P20 10VA, multirelación MR 100:5, 200:5, 300:5, 400:5, 500:5, 600:5, 800:5, 1000:5, 1200:5 localizado en los bushings	3	c/u
23	Medida: c10.2 10VA, multirelación MR 100:5, 200:5, 300:5, 400:5, 500:5, 600:5, 800:5, 1000:5, 1200:5 localizado en los bushings	3	c/u
24	Secuencia de operación	O – 0.3s – CO – 3 min - CO	-

Implementación de 7 Seccionadores tripolares de 69 kV

Estos dispositivos a diferencia de los interruptores operan sin carga, es decir que operan sin sufrir ningún daño en el momento en donde no circule corriente eléctrica a través de estos. Sirven para seccionar las líneas de subtransmisión y aislar los interruptores asociados a la línea para trabajos de mantenimiento, estos equipos serán instalados a la

entrada y salida de los interruptores, uno extra como “By Pass” y otro como acople entre barras de 69 kV. Adicionalmente a uno de los seccionadores excepto el de “By Pass” se instalará un mecanismo especial de puesta a tierra, para asegurar la descarga de la línea de S/T y los trabajos que se realicen al interior de la subestación sean más seguros, este mecanismo, será de forma manual únicamente, a diferencia del mecanismo de apertura y cierre de los seccionadores principales los cuales serán necesariamente motorizados, para que su operación se la pueda realizar de forma remota, mediante el CECON de la EEASA.

Tabla 3.15. Especificaciones técnicas de los seccionadores de 69 kV [28]

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTO	UNIDADES
1	Tipo de seccionador	Apertura central	-
2	Mecanismo de operación	Motorizado	-
3	Número de polos	3	
4	Lugar de instalación	Al aire libre	-
5	Frecuencia del sistema	60	Hz
6	Voltaje nominal del sistema	9	kV
7	Voltaje máximo de operación	72.5	kV
8	Voltaje soportado a 1 minuto de frecuencia industrial	140 o mayor	kV
9	Voltaje soportado de impulso tipo rayo 1.2/50 μ s Kv	325 o mayor	kV
10	BIL corregido para 2500 msnm	450	kV
11	Duración de corto circuito	1	Seg
12	Capacidad de interrupción simétrica	20	kA
13	Corriente en régimen permanente	1200	A
14	Corriente nominal soportable de corta duración	31.5	kA
15	Distancia de fuga	≥ 25	mm/kV
16	Voltaje de operación y control del seccionador	125	Vdc
17	Voltaje límite superior de operación	140	Vdc
18	Voltaje límite inferior de operación	85	Vdc
19	Bobina de mecanismo de cierre	1	-
20	Bobina de mecanismo de disparo	1	-
21	Contactos auxiliares	6 NC, 6 NO	-
22	Material de los aisladores	Porcelana	-
23	Mecanismos de apertura y cierre motorizado-manual externo	Si	-
24	Cuchillas de puesta a tierra (para el caso que se necesite puesta a tierra en algún seccionador)	Si	-

Implementación de 6 descargadores atmosféricos de 69 kV

Estos equipos sirven de protección de las instalaciones y de los equipos de la S/E a un voltaje de 69 kV, en contra de descargas atmosféricas las cuales originan sobrevoltajes. Estos equipos conducen la corriente de la descarga atmosférica hacia tierra y evitan que la misma ingrese al sistema eléctrico y produzca daños.

Se los instala principalmente en la entrada y salidas de las líneas de alto voltaje, la norma en la cual se guió para la selección de estos equipos, además de lo recomendado por la EEASA, es la IEC 60099-4.

En la Tabla 3.16, se describe las especificaciones técnicas de los descargadores atmosféricos a instalarse.

Tabla 3.16. Especificaciones técnicas de los descargadores atmosféricos de 69 kV [28].

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTO	UNIDADES
1	Material	Polimérico	-
2	Tipo	Oxido de Zinc	-
3	Lugar de instalación	Al aire libre	-
4	Frecuencia	60	Hz
5	Voltaje nominal de operación	69	Kv
6	Voltaje máximo de operación	72.5	kV
7	BIL corregido para 2500 msnm	450	kV
8	Voltaje nominal de descargador (10 s)	60	kV
9	Máximo voltaje de operación continua MCOV	48	kV
10	Máxima duración de la falla	1	Segundo
11	Corriente nominal de descarga	10	kA
12	Voltaje soportado a 1 minuto de frecuencia industrial	160	kV
13	Voltaje soportado de impulso tipo rayo 1.2/50 μ s kV	325	kV
14	Distancia de fuga	> 200	mm/kV
15	Contador de descargas	Si	-
16	Velocidad de respuesta	5 registros por segundo	-
17	Voltaje a los bornes del contador en condiciones normales	< 200	V
18	Voltaje momentáneo a través del contador cuando el descargador atmosférico actúa	\leq 5000	V

Transición aérea-subterránea de la línea de S/T en la S/E Loreto.

Con las modificaciones que se llevarán a cabo en la S/E Loreto, es necesario realizar la transición aérea-subterránea de la línea de subtransmisión asociada a esta subestación. En la actualidad, existe un poste de hormigón que funciona como terminal hacia el

transformador 2 de la S/E Loreto, el cual es de un circuito simple; este poste debe ser retirado y reemplazado por uno que sea de doble circuito y del tipo, descrito a continuación.

Es necesario un poste o una estructura auto soportante que maneje un doble circuito a 69 kV, en reemplazo del poste de hormigón de llegada a la S/E Loreto, de preferencia que sea un poste de acero galvanizado troncocónico, en la Figura 3.33, 3.34 y 3.35 se muestra este tipo de poste.



Figura 3.33. Poste de 69 kV tipo troncocónico [33].



Figura 3.34. Poste metálico de 69 kV tipo troncocónico [34].



Figura 3.35. Poste metálico de 69 kV tipo troncocónico [34].

Este tipo de poste posee algunas ventajas con respecto a los otros postes tradicionales ya sean de hormigón o metálicos, tales como [35] :

- Ocupan menos espacio que las torres metálicas tradicionales.
- Son autos soportantes a diferencia de las de hormigón las cuales necesitan de tensores para mantener la estabilidad.
- Necesitan menor mantenimiento.
- Son estéticamente más agradables.
- Son seguros para el ambiente.

En esta estructura se realizará, en uno de sus circuitos la transición aérea-subterránea del circuito subterráneo diseñado en las etapas anteriores de este estudio. En el otro circuito se conservará la línea aérea de subtransmisión existente.

La estructura número 271 de la EEASA también será de las mismas características a la antes mencionada con la diferencia que serán los dos circuitos totalmente aéreos. En la Figura 2.18 se puede apreciar de mejor manera una transición aérea-subterránea a un nivel de voltaje de 69 kV en un poste de estas características.

Planimetría de la S/E Loreto con modificaciones a ser instaladas.

La S/E Loreto posee un área aprovechable de aproximadamente 504 m², de los cuales, la estructura metálica tipo castillo ocupará 160 m², dentro de estos 160 m² se instalarán los equipos eléctricos necesarios para la correcta operación del todo el rediseño llevado a cabo en este estudio técnico.

En el anexo 8 se muestra la planimetría de la S/E Loreto con las estructuras a ser construidas.

Se ha considerado una distancia mínima de 3 metros desde el cerramiento hasta la estructura metálica, esta distancia mínima es recomendada por la EEASA y la municipalidad de Ambato.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En esta sección se presentan, dos resultados relevantes con respecto a este estudio técnico.

El primero es un estudio de confiabilidad, en el sistema de subtransmisión de la EEASA, en el cual se muestra dos índices de confiabilidad eléctrica, los cuales son comparados en dos escenarios, uno en operación radial y otro en operación en forma mallada, pudiendo formarse un anillo en condiciones de operación adecuadas. La finalidad de comparar estos indicadores es observar que el sistema en configuración anillo o mallada, posee mejores indicadores que el sistema en configuración radial, y por ende, se demuestra que tiene una mayor confiabilidad, lo cual es un objetivo de este estudio.

El segundo resultado, es el costo aproximado en dólares, de llevar a cabo toda la construcción, que se explica en la sección de metodología, ya sean estas obras civiles, eléctricas o de otra clase.

4.1 ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

4.1.1 Generalidades

La confiabilidad en los sistemas eléctricos, en donde operan elementos y equipos de potencia, es algo que tiene mucha importancia; por medio de la confiabilidad se puede establecer la continuidad del servicio de energía eléctrica; esto quiere decir que en algún caso de contingencia que pueda afectar perjudicialmente al sistema eléctrico o fallas de los elementos que conforman el mismo, este responde de forma segura [36].

En un sistema eléctrico, al hablar de confiabilidad, se refiere a la disposición de la energía que se entrega a todos los usuarios de esta, en otras palabras, se puede decir que la confiabilidad de un sistema eléctrico es la probabilidad que este provea de energía eléctrica a todos y cada uno de los usuarios que están conectados a la misma red eléctrica.

Los indicadores o índices de confiabilidad son utilizados para determinar la confiabilidad de un sistema eléctrico, para obtener estos índices se necesita de dos parámetros los cuales están ligados de forma directa al funcionamiento de los equipos que componen la red eléctrica. Estos parámetros son [36]:

- **Tasa de fallas (λ):** Este parámetro, determina el número de horas que un elemento de la red se encuentra en estado de falla, es una variable que se está en relación con el tiempo en el cual el elemento es utilizado.

$$\lambda = \frac{\# \text{ de fallas}}{\text{tiempo de uso del componente}}$$

Ecuación 4.1. Tasa de fallas

- **Tasa de reparaciones (μ):** Esta variable en cambio, determina el número de horas que un elemento de la red se encuentra en estado de reparación y es una variable que al igual que la tasa de falla está en relación con el tiempo que el elemento es utilizado.

$$\mu = \frac{\# \text{ de reparaciones}}{\text{tiempo de uso del componente}}$$

Ecuación 4.2 Tasa de reparaciones

4.1.2 Índices de Confiabilidad

Estos índices de confiabilidad permiten realizar un diagnóstico del sistema, si el mismo está operando de una manera adecuada o no, a pesar de encontrarse en situaciones adversas de operación. Adicionalmente al calcular estos valores se puede adoptar precauciones en la parte operativa de los elementos, sea para corregir o prevenir altercados. Existen una variedad de índices de calidad; en este estudio se mostrará a continuación, los índices mayormente utilizados para sistemas eléctricos [36].

ENS (Energy Not Supplied)

Este índice en español significa, energía no suministrada; establece la medida de energía eléctrica que se deja de brindar al sistema en un evento de falla o contingencia, este índice de confiabilidad en cualquier sistema eléctrico denota que tan grave son las fallas que afectan a la red.

DNS (Demand Not Supplied)

Lo que en español quiere decir, demanda no suministrada; este índice al igual que el ENS denota una cantidad, pero en este caso, es de demanda eléctrica, es decir un valor de potencia en kW que el sistema deja de brindar en un evento de falla o contingencia, la diferencia que poseen ambos, es que el ENS es la potencia multiplicada por el tiempo de duración de la falla o la contingencia.

FOI (Frequency of Interruptions)

Este índice denota la cantidad de fallas o contingencias que ha sufrido el sistema, en los cuales se ha producido, una cantidad de energía no suministrada, en un intervalo de tiempo específico.

LOLP (Lost of Load Probability)

Este índice muestra la probabilidad que exista una falla o contingencia en el sistema y que por este motivo exista energía no suministrada, en otras palabras, se puede expresar que los usuarios que tienen servicio eléctrico; durante el tiempo que dure la falla o contingencia, los mismos, no posean servicio de energía eléctrica.

Determinación de los Índices de Confiabilidad

[36] Al realizar la ejecución de un flujo óptimo de potencia, se debe tomar los datos de potencia, energía no suministrada y el número de fallas que se producen en las barras (PQ) del sistema eléctrico, estos son los datos más importantes por considerar.

Para determinar el índice LOLP, se debe relacionar cuantas horas el sistema se encuentra en estado de falla, con respecto a las horas que podría suceder esto en un año.

El índice DNS, denota un valor de potencia el cual es determinado para un instante de tiempo, este dato puede ser obtenido con cualquier medidor de potencia eléctrica como por ejemplo un vatímetro.

El cálculo del índice ENS se lo determina sumando los datos de potencia que no pueden ser entregadas por la generación en eventos de falla o contingencias.

$$FOI = \text{horas en 365 días que posea carga desconectada [ENS]}$$

Ecuación 4.3. Índice FOI.

$$LOLP = \frac{FOI}{8760}$$

Ecuación 4.4. Índice LOLP.

$$ENS = \sum_{i=1}^{8760} \text{Potencia de carga (Demanda) pérdida por falla en la hora } i \text{ del año}$$

Ecuación 4.5. Índice ENS.

$$DNS = \frac{ENS}{8760}$$

Ecuación 4.6. Índice DNS.

Estos índices de confiabilidad están determinados para un año de intervalo de tiempo.

4.1.3 Números Aleatorios en Confiabilidad

[36] Como definición de un número aleatorio, se puede decir que es un valor, el cual es obtenido de forma natural, independientemente de una secuencia o un patrón determinado. Un ejemplo de esto es cuando se realiza al azar, el lanzamiento en varias ocasiones de una moneda y se determina cuantas veces al detenerse la moneda, el resultado es cara o cruz. Este número aleatorio posee un valor decimal, que en general se encuentra entre 0 y 1.

Esta clase de números aleatorios, son bastante utilizados, como herramienta necesaria para la realización de simulaciones en el ámbito matemático, para el caso que se está tratando en este estudio con relación a los índices de confiabilidad en sistemas eléctricos, el simulador a utilizarse, maneja esta clase de valores, debido que, para obtener los tiempos de simulación en los cuales las fallas persisten y los tiempos que los elementos del sistema operan; estos tiempos son determinados, con la utilización de distribuciones de probabilidad, basándose en los valores de tasa de reparaciones y de falla respectivamente.

4.1.4 Números Pseudoaleatorios en Confiabilidad

A diferencia de los números aleatorios, estos números se los determina mediante la utilización de curvas de las funciones de distribución de probabilidades, estas pueden ser discretas, se utiliza números enteros. También pueden ser continuas, en el cual utilizan números decimales, las diferentes curvas de distribuciones de probabilidad continua, entre las más utilizadas se tiene: Normal, Binomial, Exponencial y de Weibull [37].

Para la realización de la simulación en este estudio, se acogerá la función de distribución exponencial, debido a que, al comenzar el análisis de fallas o contingencias, hay una alta probabilidad que se pierda carga eléctrica del sistema, pero conforme avanza el tiempo, está perdida va reduciéndose y estabilizándose, con lo cual se puede apreciar que para

tiempos extensos su valor más probable será el mismo, en esos instantes. La curva de la función de distribución exponencial se aprecia en la Figura 4.1 y en la Ecuación 4.7 se expresa la forma que tiene la función de distribución exponencial utilizada para este estudio.

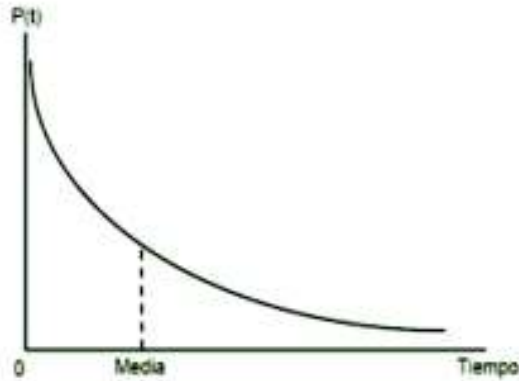


Figura 4.1. Función de distribución exponencial [36].

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

Ecuación 4.7. Función de probabilidad de distribución exponencial [37].

Donde:

λ = Tasa de fallas o reparaciones dependerá del caso.

x = Variable independiente de la función de distribución exponencial.

4.1.5 Método de MONTECARLO utilizado para la simulación

Este método, llamado de Montecarlo, es utilizado de manera muy amplia para la realización de simulaciones y análisis matemáticos, en donde los resultados dependen de números aleatorios, con lo cual al obtener los mismos, estos se acerca de una manera muy cercana a resultados reales [37].

Para este estudio se utiliza una herramienta computacional (DPL), la cual fue realizada en el ambiente del software PowerFactory. El mismo está basado en el método de Montecarlo, para obtener de forma aleatoria los índices de confiabilidad de un sistema eléctrico [36].

Este método, inicia con la declaración de variables de entrada, las cuales son: la tasa de fallas y de reparaciones, correspondientes a los generadores y de las líneas de subtransmisión de la red eléctrica a ser estudiada. Se debe crear casos de todos los elementos de la red, basándose en las tasas de falla y reparación, por medio de las funciones de distribución de probabilidad, con esto se obtiene estados de operación de la red eléctrica en general. Luego de esto, se debe correr la simulación de flujos de potencia óptimos correspondientes a cada uno de los estados de operación ya definidos. De manera final y como resultados se consiguen los índices de confiabilidad DNS & LOLP del sistema eléctrico simulado.

4.1.6 Manejo de la herramienta en el software

La herramienta utilizada, para la simulación y obtención de índices de confiabilidad para el sistema de subtransmisión de la EEASA, fue desarrollada por el Ing. Daniel Gutiérrez Rodas como parte de su trabajo de titulación de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional [37].

El trabajo antes mencionado, posee un manual de usuario, que será utilizado como guía para el cálculo de índices de confiabilidad de la red eléctrica de la EEASA, el cual es un objetivo del presente estudio técnico. Todas las simulaciones serán realizadas en el software PowerFactory del desarrollador DlgSILENT.

El algoritmo de la herramienta computacional utilizada en este estudio, se aprecia en la Figura 4.2 en el siguiente diagrama de flujo.



Figura 4.2. Diagrama de flujo del algoritmo empleado en el DPL [37].

A continuación, se describen los procesos más importantes empleados en el algoritmo de la herramienta.

Ingreso de la Red Eléctrica de la EEASA en PowerFactory

Para el caso que se trata en este estudio, el cual es la red eléctrica de la EEASA, para obtener los índices de confiabilidad de ésta, la red debe ser ingresada en el software PowerFactory como un caso de estudio, éste debe tener una configuración especial tipo codificada en la herramienta DPL (DIGSILENT PROGRAMMING LANGUAGE), el cual posee un lenguaje de programación bastante similar al típico C++.

La nomenclatura, en el caso de estudio nuevo, creado para el análisis de la confiabilidad de la red eléctrica, es de suma importancia, principalmente en las barras eléctricas, líneas de subtransmisión y generadores; esto se lo lleva a cabo principalmente para que la información que se obtiene como resultado, tenga un orden adecuado; planteando un ejemplo, las barras eléctricas en las cuales se encuentran conectados generadores, a éstos se los debe denominar con el prefijo “G” y como sufijo el número de la barra, de la siguiente manera “G_07”.

La red eléctrica, debe ser expuesta a varios eventos de fallas o contingencias, para posteriormente realizar su análisis, pero se presenta un inconveniente, el cual es que en

dichos eventos puede existir un desequilibrio entre generación y carga, lo cual provocaría un error en la convergencia en la red simulada. La solución a este inconveniente es el ingreso de generación virtual, para que esta realice la compensación del desequilibrio ocasionado por los eventos de falla en las barras de carga, estos generadores virtuales deben tener una operación diferente a los que operan en forma real en la red, en forma más detallada acerca de los generadores virtuales se explica a continuación [37].

Generación Virtual en la red eléctrica

Esta herramienta computacional, utiliza un artificio llamado costo de generación, este artificio se hace cargo de la energía no suministrada en un evento de falla en cualquier barra de carga. En eventos de falla, que son simulados en el software se tiene dos alternativas, una es que no existe problemas de convergencia de resultados y el otro que arroja un error y no se puede realizar la misma, este problema es ocasionado porque no existe un equilibrio entre la carga y la generación en el sistema cuando existen fallas, para resolver este problema, se ingresa la generación virtual en las barras de carga para su respectiva compensación, el despacho económico de esta generación, debe ser de un costo bastante elevado, en un rango de 10 a 20 veces mayor del costo tradicional. Esta generación, al momento de realizar la simulación de flujos de potencia óptimos, ingresan automáticamente si es necesario, por ejemplo, si existen usuarios desconectados en el sistema porque el mismo sufrió una falla, estos usuarios serán compensados por la generación virtual [36].

Para realizar los cálculos, se utilizará la herramienta de flujos de potencia óptimos, esta herramienta reduce al mínimo los costos de operación de la red, en otras palabras, los generadores que poseen un costo más bajo de operación son los que poseen prioridad para ingresar a operar en la red, estos simulan a los generadores reales en el sistema. Como se mencionó anteriormente los generadores virtuales entrarán en casos de falla o contingencias en donde se necesiten compensación, esto debido a sus costos operacionales más altos. [37] El DPL desarrollado por el Ing. Daniel Gutiérrez Rodas permite configurar, simular y determinar matemáticamente la energía suministrada que entregan los generadores virtuales, al obtener este dato, es exactamente el dato de energía no suministrada (ENS) por el sistema.

Codificación de Equipos Eléctricos para su simulación

Para poder realizar la simulación sin inconvenientes y a su vez poder correr el DPL, se debe realizar una adecuada nomenclatura de equipos, esto se lo debe hacer internamente en la red. Estos representan variables del sistema eléctrico de potencia, la codificación es

necesaria para poder observar de mejor manera, que equipo está siendo analizado en la simulación. Para la correcta codificación de equipos y demás elementos de la red, se utilizará el manual adjunto al proyecto del Ing. Daniel Gutiérrez Rodas, se lo seguirá muy rigurosamente para poder evitar posibles errores y una mayor organización en los datos que serán ingresados en la red para su posterior simulación. A continuación, se muestra la codificación de los diferentes equipos eléctricos que se utilizan en la simulación [36]:

Codificación de Generadores o Equivalentes de Red

La codificación es sencilla, pero hay que tener en cuenta que estos generadores son reales, es decir que existe generación propia en la EEASA y se encuentran operando. La nomenclatura que se utiliza para los generadores y los equivalentes de red es el prefijo “G” y el sufijo que determina el número de generador, por ejemplo, para el generador 4 de la central hidráulica Península sería, “G04”.

Codificación de Generadores Virtuales

La nomenclatura que se debe darle a estos generadores es con el prefijo “VG” y el sufijo llevará el número de la barra de carga en el cual será conectado, como por ejemplo para la barra de carga Samanga, “VG02”. Hay que recordar que estos generadores son impuestos por el software, esto para equilibrar la carga con respecto a la generación y son de costo de operación más elevado que los generadores reales.

Codificación de Barras

La forma en la cual deben ser denominadas las barras, es por medio del prefijo “N”, acompañadas del sufijo en el cual debe constar el número de barra asignado, como por ejemplo para la barra Atocha “N01”.

Codificación de las Cargas

Posee una nomenclatura muy similar a las de las barras, con la diferencia que el prefijo para la denominación de las cargas es “C”, el sufijo corresponde al número de carga, de la siguiente manera, para la carga Huachi “C07”.

En la Figura 4.3 se muestra la codificación de los elementos en la barra de la S/E Totoras de la EEASA

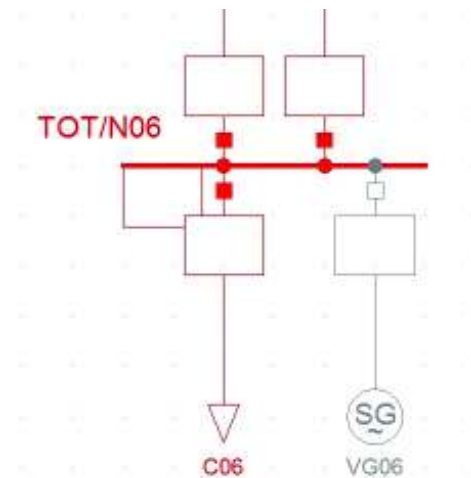


Figura 4.3. Codificación de elementos de la red eléctrica a ser simulada.

Para realizar la determinación de los índices de confiabilidad, usando el simulador en el software PowerFactory y mediante el uso del módulo de flujos de potencia óptimos, se tendrá dos escenarios de simulación, el primero será con la forma de operación actual de la línea de subtransmisión de la EEASA que enlace las subestaciones Ambato de CELEC-EP Transelectric con las subestaciones de distribución Loreto y Oriente, la cual tiene una operación radial en forma de “T”, ver Figura 3.2; y el otro escenario de simulación que contemplará la reconfiguración de la línea antes mencionado que pasaría a operar en forma de anillo con un doble circuito, el primero desde la subestaciones Ambato hacia la S/E Loreto, y el segundo desde esta subestación hasta la S/E Oriente.

Declaración de variables para la simulación.

Para obtener la información necesaria de los elementos de la red modelada, como la de las barras, líneas eléctricas, cargas, generadores reales y virtuales, se tiene que declarar grupos de variables y vectores utilizados en el lenguaje de programación, por esta razón era de suma importancia la codificación de cada elemento.

Variable GEN

Esta variable denominada “GEN”, es la encargada de guardar datos de potencia no suministrada que corresponden a las cargas de la red, al utilizar esta variable se puede calcular el índice DNS de la red completa; los datos son registrados en cada hora y la codificación para declarar la variable en el lenguaje de programación es: “gen [número de barra]”.

Adicionalmente la variable “P_{gen}”, es muy importante, debido a que esta guarda toda la energía no suministrada por todo el sistema en un evento de falla o contingencia, esta es

la suma de todas las variables “GEN”, correspondientes a las barras en las cuales están conectadas las cargas de la red.

$$P_{gen} = \sum_{i=0}^n GEN_i$$

Ecuación 4.8. Energía no suministrada del todo el sistema.

Donde:

Pgen: Energía no suministrada.

GEN: Potencia no suministrada

n: Número de generadores conectados a la red

Variable ENS

Esta variable, en un evento de falla o contingencia, determina la energía no suministrada, los datos registrados son guardados en un periodo de un año y su codificación interna para su uso en el lenguaje de programación es de la siguiente manera “ENS [número de barras]”. Esta declaración de variable se muestra como:

```
double gen01,gen02,gen03,gen04,gen05,gen06,gen07,gen08,gen09,gen10,gen11  
double ENS01,ENS02,ENS03,ENS04,ENS05,ENS06,ENS07,ENS08,ENS09,ENS10,ENS11
```

Variable FOI

Esta variable, es un vector el cual guarda los datos de manera histórica del número de fallas y posee la siguiente codificación, “FOI[número de barra]”; estos datos son definidos para cada una de las barras de la red, en las cuales están conectados generadores, ya sean reales o virtuales y las cargas.

La cantidad de eventos de fallas o contingencias que suceden en alguna barra del sistema, siempre es un número entero, por este motivo, esta variable se la debe declarar con el comando “int”, el cual se refiere a números enteros, como se muestra:

```
int actual,anterior,FOIn,FOIt,FOI01,FOI02,FOI03,FOI04,FOI05,FOI06,FOI07  
int FOI08,FOI09,FOI10,FOI11
```

Finalmente, creadas y declaradas las variables, se debe realizar la inicialización de estas, en la parte que corresponde con el lenguaje de programación del software.

Después de haber ingresado estos vectores y demás variables, los resultados deben ser presentados de una manera adecuada, con la información debidamente ordenada en una

hoja de cálculo, la cual es generada automáticamente por la herramienta utilizada con el software.

4.1.7 Aplicación de la herramienta computacional al Sistema de SUBTRANSMISIÓN de la EEASA y presentación de resultados.

Una vez aplicada la herramienta anteriormente analizada, en el sistema de subtransmisión de la EEASA, con dos escenarios a ser estudiados, el primero, con la línea actualmente instalada entre las S/Es Ambato, Loreto y Oriente en configuración radial tipo “T” y el segundo, con la modificación de la línea a un doble circuito, uno de la S/E Ambato hacia la Loreto y el otro desde la S/E Loreto hacia la S/E Oriente, los resultados obtenidos se los muestra a continuación.

Índices de confiabilidad con operación del Sistema Radial

La evolución de las curvas en el tiempo de los índices de confiabilidad LOLP y DNS en el escenario de operación en forma radial, se muestra en las Figuras 4.4 y 4.5 respectivamente.

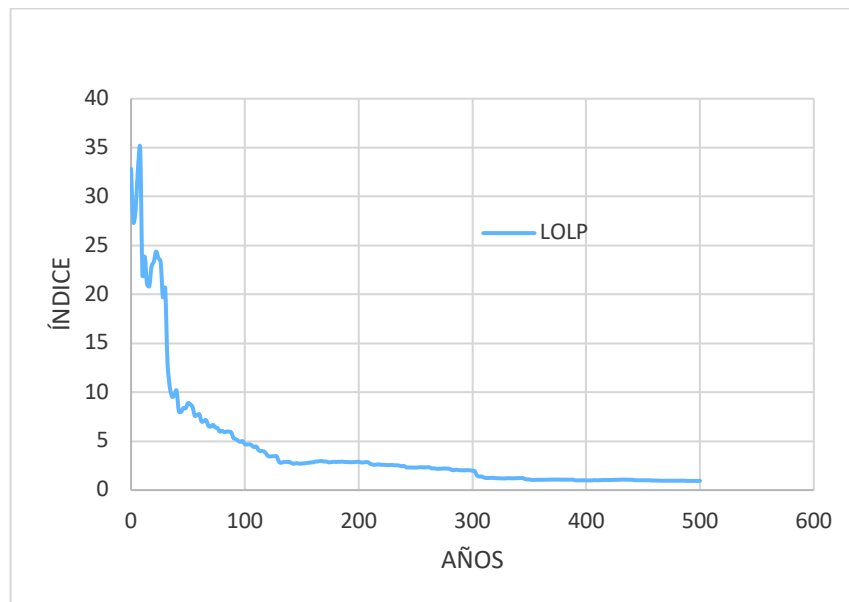


Figura 4.4. Índice LOLP de la red en forma radial.

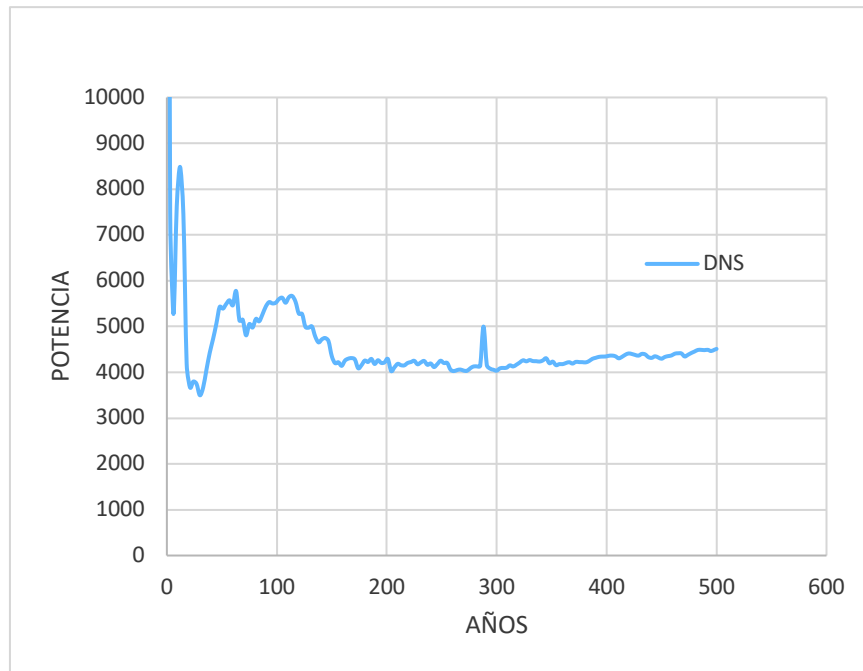


Figura 4.5. Índice DNS de la red en forma radial [elaboración propia].

Una vez realizada la simulación de flujo óptimo de potencia con la ayuda de la herramienta DPL y con convergencia exitosa de la misma, en el escenario de operación en forma radial, se obtuvo los siguientes resultados:

$$LOLP = 3,90$$

$$DNS = 4,77 [MW]$$

Índices de confiabilidad con operación del Sistema en Anillo

La evolución de las curvas en el tiempo de los índices de confiabilidad LOLP y DNS en el escenario de operación en forma de anillo, se muestra en las Figuras 4.6 y 4.7 respectivamente.

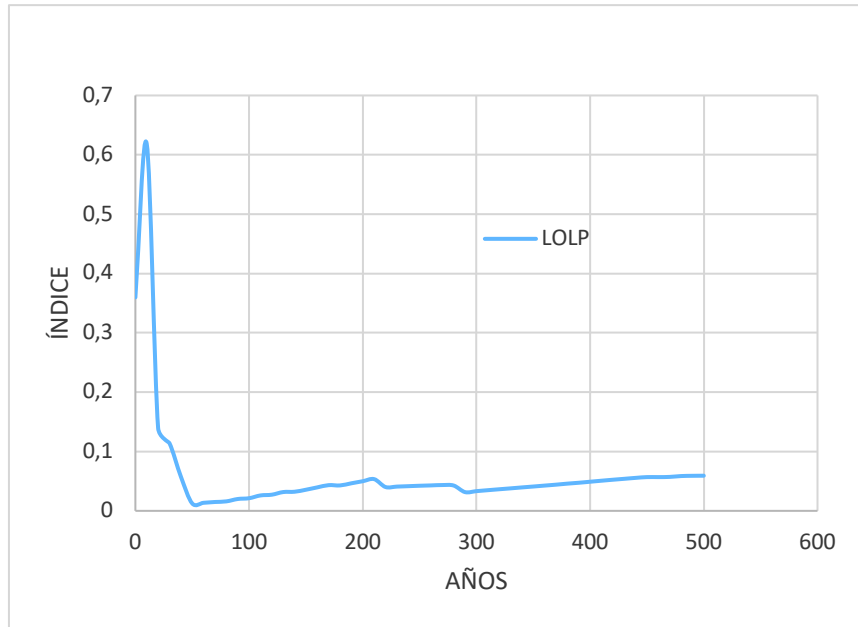


Figura 4.6. Índice LOLP de la red en forma de anillo.

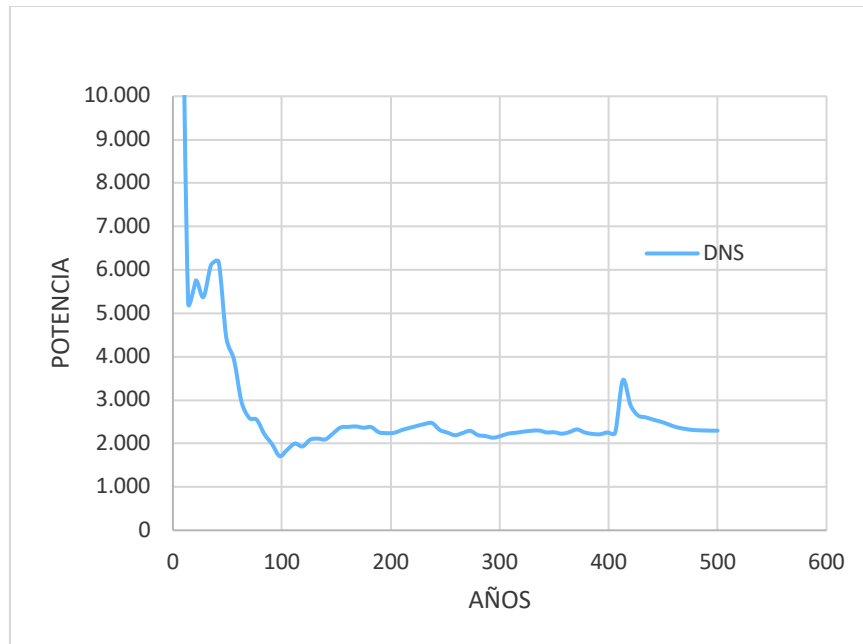


Figura 4.7. Índice DNS de la red en forma de anillo.

Una vez realizada las simulaciones de flujo óptimo de potencia con la ayuda de la herramienta DPL y con convergencia exitosa de la misma, en el escenario de operación en forma de anillo, se obtuvo los siguientes resultados:

$$LOLP = 0,06$$

$$DNS = 3,7 [MW]$$

4.1.8 Cálculo en dólares de la ENS

La diferencia entre resultados de demanda no suministrada entre los dos escenarios tratados es un dato determinante, ya que con este dato se puede obtener la demanda que se puede recuperar al pasar de un sistema en forma radial a un sistema en forma de anillo. Este dato al multiplicarlo por un factor de carga nos da como resultado una demanda promedio recuperada [36].

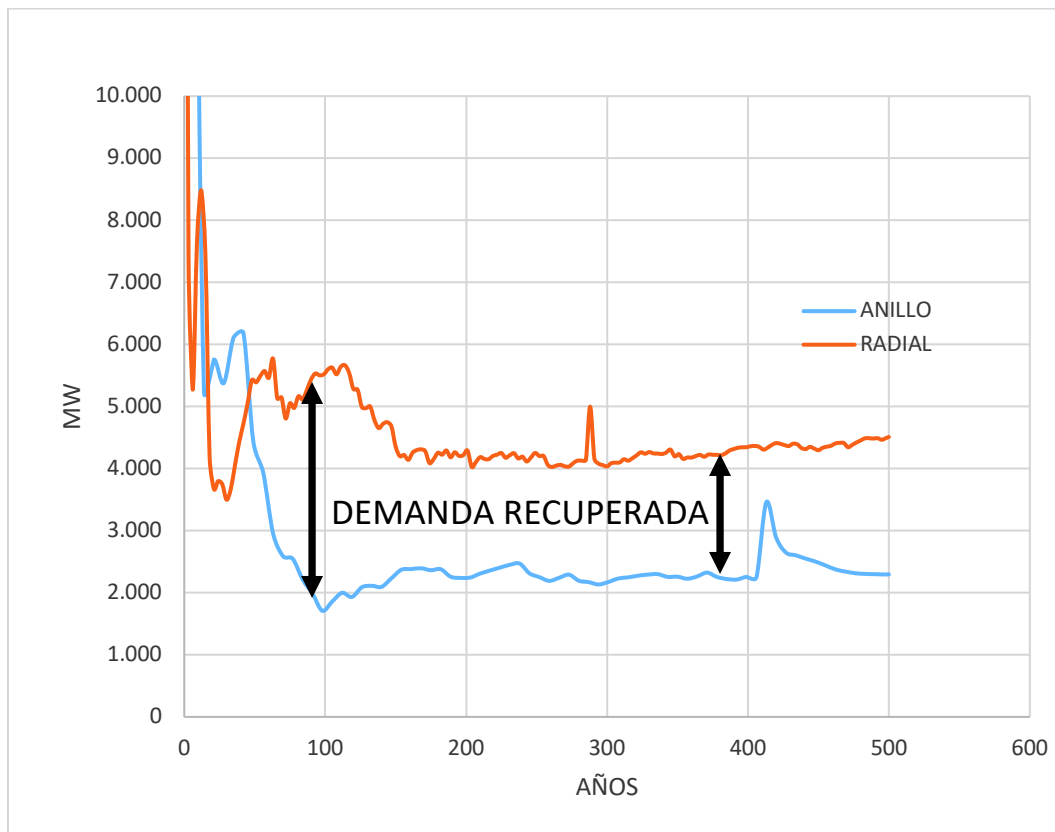


Figura 4.8. Demanda recuperada [elaboración propia].

Para determinar un valor en dinero ahorrado en un periodo comprendido de 8 años, este valor se lo debe llevar a un Valor Presente Neto (VPN) y multiplicarlos por el costo promedio de energía en kW/h [36].

Para la realización de los cálculos relacionados al VPN se debe tener una tasa de interés adecuada, para este estudio se optará por la tasa decretada para préstamos por el Banco Central del Ecuador (BCE) la cual es de 6.8% para el mes de mayo del año 2018 [38].

En la Tabla 4.1 se presentan los valores de costos de operación y mantenimiento del sistema de subtransmisión de la EEASA, esta información fue facilitada por el departamento de Subestaciones y Subtransmisión de la EEASA, con estos valores se puede determinas la inversión inicial.

Tabla 4.1. Datos de operación y mantenimiento anual

DETALLE	VALOR	UNIDAD
Factor de carga	0,38	-
Costo de energía	0,098	Dólares/kW
Tasa de descuento	6.8	%
Inversión inicial	930.000	Dólares

Determinación del VPN

[36] A continuación, se muestran las fórmulas necesarias para obtener el VPN al aplicar el cambio de operación del sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA de radial a anillo.

$$Drecuperada = DNS (radial) - DNS (anillo)$$

Ecuación 4.9. Demanda recuperada.

$$Dem_{promedio} = (Factor\ de\ carga) * Drecuperada$$

Ecuación 4.10. Demanda promedio.

$$Energía_{promedio} = Dem_{promedio} * 365 * 24 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

Ecuación 4.11. Energía promedio.

$$Costo_{total} = Energía_{promedio} * (Costo\ de\ energía)$$

Ecuación 4.12. Costo total.

Aplicando las fórmulas planteadas anteriormente se obtiene:

$$Drecuperada = 4,7 - 3,7 = 1,0 [MW]$$

$$Dem_{promedio} = 0,38 * 1,0 = 380 [kW]$$

$$Energía_{promedio} = Dem_{promedio} * 365 * 24 = 3'328.800 \left[\frac{kWh}{año} \right]$$

$$Costo_{total} = Energía_{promedio} * 0,098 = 326.222 \left[\frac{\$}{año} \right]$$

Con la ayuda del costo total se procede a determinar el VPN para un periodo comprendido de 8 años, tomando en cuenta la inversión inicial de 930.000 dólares, los resultados se muestran en la Tabla 4.2[36].

Tabla 4.2. VPN para un periodo de 8 años

DETALLE	VALOR
Tasa de descuento	6,8 %
Periodo en años	8
Inversión inicial	\$ 930.000
VPN	\$ 37.375,88

Como se puede apreciar en los resultados de la Tabla 4.2 es rentable realizar los cambios al sistema de subtransmisión de la EEASA para que pueda pasar de un sistema en operación radial a un sistema en operación de anillo.

Determinación de la diferencia porcentual entre indicadores DNS

En esta etapa, se mostrará el cálculo de la diferencia en porcentaje de los indicadores DNS, entre los escenarios mallado y radial.

$$\% = \frac{DNS_{radial}}{DNS_{anillo}} * 100\%$$

$$\% = \frac{3,7}{4,7} * 100\% = 78,72\%$$

$$diferencia \% = 100 - 78,72 = 21,27\%$$

Se aprecia una mejora del indicador DNS de operación en anillo de un 21,27%, con respecto al indicador de operación radial.

4.2 PRESUPUESTO REFERENCIAL DEL REDISEÑO DE LA LÍNEA DE S/T Y LA ADECUACIÓN DE L S/E LORETO

Desarrollado el rediseño completo de la línea de subtransmisión, en su parte aérea, parte subterránea y la adecuación de la S/E Loreto para el funcionamiento sin inconvenientes entre ambos, en esta sección se determina el presupuesto aproximado de todos los trabajos, construcciones, equipos y demás obras asociadas.

Para llevar a cabo esta sección, se a consultado con el Departamento de Subtransmisión y Subestaciones de la EEASA, la variedad de costos y precios que poseen obras de igual o magnitud similar.

El presupuesto referencial presentado en este estudio técnico, constará de tres etapas descritas a continuación:

4.2.1 Presupuesto del Rediseño de la Línea de S/T, parte aérea.

En este presupuesto, se evalúa los costos de los trabajos en forma general y por separado, la adquisición de equipos, materiales, obras de tipo eléctrica y civil, para la construcción de la línea de S/T comprendida entre las estructuras 267 y 069 en todo su trayecto aéreo.

En la Tabla 4.3 se muestra los precios parciales y total de llevar a cabo este rediseño.

Tabla 4.3. Presupuesto referencial de la línea de S/T en su tramo aéreo.

Rediseño de la línea de S/E Loreto - Oriente (entre torres 267 y 069) sección aérea					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	REPLANTEO DE LA LÍNEA DE S/E (ESTUDIOS)	Km	1,8	905,2	1.629,36
2	TORRES TRONCOCÓNICAS	c/u	2	22.374,60	44.749,2
3	JUEGO DE AISLADORES, HERRAJES Y ACCESORIOS	Global	27	142,87	3.857,49
4	CONDUCTOR ACAR 500	Km	5,4	6.254,8	33.775,92
5	OBRA CIVIL	Global	1	16.950,95	16.950,95
6	OBRA ELÉCTRICA	Global	1	7.870,07	7.870,07
COSTO PARCIAL 1					108.832,99

Los principales trabajos a tener en cuenta en la construcción de esta obra son: la modificación de las torres existentes de circuito simple a doble circuito, reforzamiento de las bases de las torres, la transición subterránea-aérea en la estructura 267, el tendido de los conductores entre las torres 269 y 270, debido a que tiene una longitud de 1,3 Km y atraviesa una quebrada de gran profundidad.

4.2.2 Presupuesto del Rediseño de la Línea de S/T, parte subterránea.

El presupuesto del tramo subterráneo de la línea de S/T de una longitud de 600 metros, contempla principalmente el cable conductor del aislamiento XLPE para cada fase, obras civiles de soterramiento, obras complementarias y el tendido del conductor en tubería de PVC para la protección del cable.

En la Tabla 4.4 se muestra el presupuesto referencial de la parte soterrada de la línea de subtransmisión a 69 kV

Tabla 4.4. Presupuesto referencial de la línea de S/T en su tramo subterráneo.

Rediseño de la línea de S/E Loreto - Oriente (entre S/E Loreto y estructura 267), sección subterránea					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	CABLE XLPE DE 69 kV MAS ACCESORIOS Y PUESTA A TIERRA	m	1.800	72,57	130.626
2	OBRA CIVIL	Global	1	61.693,72	61.693,72
3	OBRAS COMPLEMENTARIAS	Global	1	26.424,66	26.424,66
4	TENDIDO DE CONDUCTORES EN TUBERÍA DE PVC	m	1.800	8,67	15.606
COSTO PARCIAL 2					234.350,38

Los trabajos en esta etapa deben ser supervisados en su totalidad, debido a que la integridad del cable XLPE debe ser conservada intacta en todos los trabajos.

4.2.3 Presupuesto de la adecuación de la S/E Loreto

En los trabajos para realizar la adecuación de la S/E Loreto, lo principal a tener en cuenta son los equipos de 69 kV y la conexión entre ellos mediante estructuras metálicas, se debe considerar las distancias de seguridad en todo momento.

En la Tabla 4.5 se muestra el presupuesto referencial de la adecuación de la S/E Loreto.

Tabla 4.5. Presupuesto referencial de la adecuación de la S/E Loreto.

ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO					
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	INTERRUPTORES DE 69 kV TIPO TANQUE MUERTO	c/u	2	60.756,00	121.512,00
2	SECCIONADORES TRIPOLARES 69 kV CON P/T MOTORIZADO Y MANUAL	c/u	2	10.762,30	21.524,60
3	SECCIONADORES TRIPOLARES 69 kV	c/u	5	8.702,51	43.512,55

	SIN P/T MOTORIZADO Y MANUAL				
4	DESCARGADORES ATMOSFÉRICOS 69 kV	c/u	6	1.366,64	8.199,84
5	MODULO ELÉCTRICO DE PATIO 69 kV, PESO REFERENCIAL 15000 Kg	c/u	1	67.314,72	67.314,72
6	OBRA CIVIL	Global	1	79.116,76	79.116,76
7	OBRA ELÉCTRICA	Global	1	11.483,33	11.483,33
COSTO PARCIAL 3					352.663,80

La supervisión de los trabajos al interior de la S/E, deben ser monitoreados por personal calificado y en específico la instalación de los equipos eléctricos, debido a que los mimos son delicados.

4.2.4 Presupuesto Total.

En la Tabla 4.6 se presenta, la suma de los costos anteriormente tratados y el presupuesto final de todos los trabajos involucrados en el presente estudio técnico.

Tabla 4.6. Presupuesto Total.

PRESUPUESTO REFERENCIAL TOTAL		
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	PRECIOS PARCIALES (USD)
1	REDISEÑO DE LA LÍNEA DE S/E LORETO - ORIENTE (ENTRE TORRES 267 Y 069), SECCIÓN AÉREA	108.832,99
2	REDISEÑO DE LA LÍNEA DE S/E LORETO - ORIENTE (ENTRE S/E LORETO Y ESTRUCTURA 267), SECCIÓN SUBTERRÁNEA	234.350,38
3	ADECUACIÓN DE LA S/E LORETO	352.663,80
COSTO TOTAL		695.847,17

El costo total aproximado de rediseño de la línea de S/E Loreto - Oriente (entre torres 267 y 069)-sección aérea, rediseño de la línea de S/E Loreto - Oriente (entre S/E Loreto y estructura 267)-sección subterránea y la adecuación de la S/E Loreto, es de 700.000,00 dólares americanos.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica siempre buscan el mejoramiento del servicio y la optimización del control de la red, la EEASA no es la excepción, con el diseño propuesto en este estudio, se logra mejorar los mismos. El cuerpo de ingenieros de la EEASA, se debe involucrar en realizar soluciones como diseños innovadores de tipo civil, eléctrico, administrativo, etc., en los cuales se pueda corregir desconexiones de carga de magnitudes considerables y en la disminución de tiempos de reposición de las mismas, ya sean ocasionadas por fallas u otras contingencias.

El estudio técnico realizado en el presente proyecto de titulación, entrega los lineamientos y servirá como anteproyecto; el cual servirá de guía para la realización del proyecto definitivo y en su totalidad, por parte de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

El diseño implementado en este estudio cumple con los objetivos propuestos en este proyecto de titulación, pues se ha utilizado normativa nacional e internacional y los parámetros aplicados en cada etapa de diseño, siempre fueron favorables.

La disposición de realizar un doble circuito, el primero desde la S/E Ambato de CELEC-EP Transelectric hasta la S/E Loreto y el segundo desde esta S/E hacia la S/E Oriente ambas de propiedad de la EEASA, es favorable, debido a que la operación de estas subestaciones pasa de ser radial, a una operación en forma de malla, este esquema de la red eléctrica incrementa la confiabilidad del mismo.

El análisis de confiabilidad realizado en este estudio, concluyo que la operación de la red eléctrica de la EEASA, después de aplicar el rediseño de la línea de S/T y la adecuación de la S/E Loreto, aumenta en un 22% con la configuración en anillo, comparándolo con el escenario en configuración radial.

Al aplicar el rediseño de la línea de S/T, la S/E Loreto posee dos fuentes de alimentación, la primera directamente desde la S/E Ambato y la segunda desde la S/E Totoras de CELEC-EP Transelectric, pasando por las S/E de distribución Totoras y Oriente de la EEASA, con lo cual, la S/E Loreto garantiza una mejor confiabilidad, en brindar servicio eléctrico en algún evento de falla o contingencia.

Al tener la S/E Loreto una carga de alta importancia, fue necesario realizar este estudio técnico, para que, en algún evento de falla o contingencia, la S/E Loreto pueda recobrar su servicio en el menor tiempo posible y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Es recomendable la verificación de las torres eléctricas instaladas actualmente en el tramo a ser diseñado, para la verificación de su soporte, de pasar de un circuito simple a un doble circuito y si es el caso reforzarlas.

En el tramo subterráneo, lo recomendable es la supervisión total de los trabajos, y la verificación de obstáculos como tubería de agua potable, alcantarillado y cables de telecomunicaciones o eléctricos, para evitar daños a los mismos en los trabajos. Se recomienda realizar el trazado del circuito subterráneo por la franja de servidumbre del circuito aéreo instalado actualmente.

Las pruebas eléctricas son indispensables, después de la conclusión de las obras y el montaje de equipos, previo a la energización, debido a que, para ingresar a operación normal, no debe existir ningún problema en el equipamiento eléctrico.

La prueba de VLF, es la prueba más recomendable para realizar al cable XLPE después de su instalación, para comprobar su integridad y su buen funcionamiento. Esta prueba se la realiza en A.C. y es más confiable debido a que no deteriora el cable a diferencia de pruebas antiguas como la de descargas parciales en D.C. la cual destruye el cable, si detecta impurezas o alguna falla en el aislamiento XLPE. La frecuencia de ensayo debe ser menor a 1 Hz en todos los casos. Antes de la realización de las pruebas, se debe verificar el equipo generador de onda VLF, para evitar errores de ensayo.

La inversión se justifica en su totalidad en un plazo de 8 años, esto debido a que el costo de energía no suministrada, al cambiar de un esquema radial a un esquema mallado o anillado, este va disminuyendo en el tiempo hasta el punto que la inversión es justificada con este monto.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] S. Castaño, *Redes de Subtransmisión y Distribución de Energía*, Segunda Ed. Manizales: Centro de Publicaciones Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 1995.
- [2] Electric Utility Engineers, *Electric Utility Engineering Reference Book Volume 3 Distribution Systems*, First Edit. East Pittsburgh, Pennsylvania: Westinghouse Electric Corporation, 1965.
- [3] J. Grainger and W. J. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. México: McGRAW-HILL, 1996.
- [4] F. M. Gonzalez Longatt, "Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas," no. 3, pp. 1–53, 2007.
- [5] MEER, "Torres de Subtransmisión CELEC-EP." [Online]. Available: <http://www.energia.gob.ec/nueva-subestacion-electrica-entra-en-funcionamiento-en-babahoyo/>. [Accessed: 20-Apr-2018].
- [6] A. C. Bustillos and V. J. Pérez, "Introducción a las líneas de transmisión de energía eléctrica," 2015. [Online]. Available: <http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>. [Accessed: 20-Mar-2018].
- [7] Promelsa, "All Aluminum Alloy Conductors 6201 (AAAC)," vol. II sección, pp. 21–27.
- [8] Taihan Electric Wire Co., "Overhead Electrical Aluminum Conductors," Korea.
- [9] C. Cepeda, H. Benito, N. Castro, and A. Peréz, "Curso Virtual de Redes Eléctricas," 2006. [Online]. Available: <http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap3/c3aisladores.php>.
- [10] O. Jiménez, V. Cantu, and A. Conde, "Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica," Nuevo León, 2006.
- [11] M. L. Semblantes, "Diseno de una torre de transmision Electrica Autosoportada para una linea de 69kV," Escuela Politécnica Nacional, 2010.
- [12] J. D. Juárez, *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. México, 1995.
- [13] R. M. Gómez and J. R. Vintimilla, "Obras Civiles Necesarias para la Implementación de Infraestructura Eléctrica y de Comunicaciones en

- Aeropuertos,” Escuela Politécnica Nacional, 2010.
- [14] CIEMI, “Manual para Redes de Distribución Eléctrica Subterránea.” p. 145, 2006.
- [15] E. QUIÑONEZ, “Solución Técnico Económica para el Cruce de la Línea de Transmisión Loja Cumbaratza a 138 kV.,” Escuela Politécnica Nacional, 2010.
- [16] Nexans, “60-500 kV High Voltage Underground Power Cables XLPE Insulated Cables,” 2011.
- [17] CFE Comisión Federal de Electricidad, *Diseño de Líneas de Transmisión Subterráneas*. México DF., 2013, p. 124.
- [18] CFE, ANCE, and CONUEE, “Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas,” 2012. [Online]. Available: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5277290&fecha=12/11/2012&print=true. [Accessed: 27-Feb-2018].
- [19] R. Robalino, “Propuesta de Metodología para mejorar la Confiabilidad de los Alimentadores Primarios Aéreos de la Zona Urbana de Ambato,” EPN, 2016.
- [20] D. Almeida, “Diseño y Construcción de la Línea de Subtransmisión Subterránea a 69Kv, desde la S/E ZPF en el Bloque 18 hasta la S/E el Vergel, para Petroamazonas E.P.,” EPN, 2015.
- [21] INECEL, *Normas para Líneas de Subtransmisión a 69 Kv*. 1978, p. 159.
- [22] Congreso Nacional del Ecuador, *Ley De Regimen Del Sector Electrico*. 1996, p. 38.
- [23] G. N. Bejarano, “Reglamento Ambiental para Actividades Electricas,” no. 1761, pp. 1–24, 2001.
- [24] Ciemtelcom, “Cable OPGW , Fibra Especial,” 2014. [Online]. Available: <http://www.ciemtelcom.com/fibraespecial.html>. [Accessed: 30-Apr-2018].
- [25] International Electrotechnical Commission, “Grados De Contaminación,” pp. 1292–1295, 2002.
- [26] E. Rivadeneira, “Estudios y Diseño de la Línea de Sub Transmisión a 69 Kilovoltios ‘Winchile - Rocafuerte,’” San Francisco de Quito, 2013.
- [27] S. Das, S. Santoso, A. Gaikwad, and M. Patel, “Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application,” *IEEE Access*, vol.

- 2, pp. 537–557, 2014.
- [28] EEASA, “Catálogo de EEASA,” 2016.
- [29] Dirección de Recursos Hídricos y Conservación Ambiental, “Boletín Meteorológico Trimestral de Tungurahua,” 2017.
- [30] J. D. Freire, “Tipo De Suelo y su incidencia en el deslizamiento de tierras de los taludes en el sector “La Victoria”, Ambato.,” UTA, 2011.
- [31] Ingeniería INDUCOR, “Prueba y diagnostico de cables de energia mediante el uso de tecnologia vlf (very low frequency),” no. Parte IV, 2005.
- [32] MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS RENOVABLES, “Manual De Construcción De Redes Subterráneas.”
- [33] Zinkpower, “Fuera de Zinkpower,” 2012. [Online]. Available: <http://www.advantageaustria.org/mx/oesterreich-in-mexico/news/local/20120723-Zinkpower.html>. [Accessed: 01-May-2018].
- [34] METALPOL, “Postes para transmisión de Energía Eléctrica,” 2017. [Online]. Available: <http://www.metalpol.com.mx/es/prod/postes-para-transmision-de-energia-electrica>. [Accessed: 01-May-2018].
- [35] METALPOL, “Catálogo Productos Metálicos - Energía Eléctrica.” México DF., p. 34, 2017.
- [36] X. Guano, “Coordinación de las protecciones de sobrecorriente del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ante el cambio de configuración de red radial a red en anillo,” Escuela Politécnica Nacional, 2017.
- [37] D. Gutiérrez, “Diseño e implementación de una herramienta de software para el análisis de confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia basado en el método de simulación de Montecarlo,” Escuela Politécnica Nacional, 2016.
- [38] B. C. del Ecuador, “Tasas de Interés Referenciales BCE,” 2009. [Online]. Available: <https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/268-tasas-de-interes-referenciales-para-prestamos>. [Accessed: 18-May-2018].

7. ANEXOS

ANEXO I. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA AÉREA	107
ANEXO II. CÁLCULO DE NÚMERO DE AISLADORES	108
ANEXO III. CÁLCULO DE DISTANCIAS MÍNIMAS A TIERRA A CAUSAS DE SOBREVOLTAJES.....	110
ANEXO IV. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE XLPE DE 69 kV	113
ANEXO V. INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES XLPE DE 69 kV	115
ANEXO VI. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE PUNTAS TERMINALES A 69 kV.....	116
ANEXO VII. MÓDULO ELÉCTRICO DE PATIO 69 kV	118
ANEXO VIII. PLANIMETRÍA DE LA S/E LORETO.....	119
ANEXO IX. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA EEASA AÑO 2017	120

ANEXO I

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA AÉREA

Calculo de Resistividad de la puesta a tierra:

R = 15	(Ω)	Siendo R, la resistencia de puesta a tierra requerida.
L = 2.4	(m)	Siendo L, la longitud de la varilla.
a = 0.016	(m)	Siendo a, el diámetro de la varilla.
S = 5	(m)	Siendo S, la separación entre varillas.

a) Una varilla

$$\rho_1 = \frac{2 * \pi * L * R}{\ln\left(\frac{2 * L}{a}\right) - 1} = 48.1 (\Omega - m)$$

Para una p. t. con 1 varilla se tiene una resistividad de: $\rho_1 = 48.1 (\Omega - m)$

b) Dos varillas

$$A_2 = \sqrt{a * S}$$

$$\rho_2 = \frac{2 * \pi * L * R}{\ln\left(\frac{2 * L}{A_2}\right)} = 79.9 (\Omega - m)$$

Para una p. t. con 2 varillas se tiene una resistividad de: $\rho_2 = 79.9 (\Omega - m)$

c) Tres varillas

$$A_3 = \sqrt[3]{a * S^2}$$

$$\rho_3 = \frac{2 * \pi * L * R}{\ln\left(\frac{2 * L}{A_3}\right)} = 120.7 (\Omega - m)$$

Para una p. t. con 3 varillas se tiene una resistividad de: $\rho_3 = 120.7 (\Omega - m)$

d) Tres varillas

$$A_4 = \sqrt[4]{\sqrt{2} * a * S^3}$$

$$\rho_4 = \frac{2 * \pi * L * R}{\ln\left(\frac{2 * L}{A_4}\right)} = 172.8 (\Omega - m)$$

Para una p. t. con 4 varillas se tiene una resistividad de: $\rho_4 = 172.8 (\Omega - m)$

ANEXO II

CÁLCULO DE NÚMERO DE AISLADORES

DATOS:

$t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ t : temperatura de diseño, determinado por ex – Inecel

$h = 2500 \text{ metros}$ h : altura de la zona sobre el nivel del mar

D_{f0}

$= 20 \left(\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right)$ D_{f0} : distancia de fuga unitaria mínima por contaminación

$V_{ff} = 69 \text{ kV}$ V_{ff} : voltaje nominal del sistema fase – fase

$df = 300 \text{ mm}$ df : distancia mínima de fuga de cada aislador

- **PRESIÓN BAROMÉTRICA**

$$b := 10^{\left(\log(76, 10) - \frac{h}{18336} \right)}$$

$$b = 55.52 \text{ (cm * Hg)}$$

- **DENSIDAD RELATIVA DEL AIRE**

$$d = \frac{3,92 \cdot b}{273 + t}$$

$$d = 0.76$$

- **DISTANCIA DE FUGA UNITARIA MÍNIMA POR CONTAMINACIÓN PARA CIERTO VALOR DE DENSIDAD RELATIVA DE AIRE**

$$D_f = \frac{D_{f0}}{\sqrt{d}} \left[\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right]$$

$$D_f = 23 \left(\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right)$$

- **NÚMERO DE AISLADORES CON FACTOR DE 10% DE SEGURIDAD EN SOBRETENSIONES TEMPORALES EN EL SISTEMA**

$$N_a = 1,1 \cdot V_{ff} \frac{D_f}{d_f}$$

$$N_a = 5.82 \approx 6 \text{ (aisladores)}$$

- **LONGITUD DE LA CADENA DE SUSPENSIÓN**

$$E = 146 \text{ (mm)} \quad \text{Espaciamiento unitario de cada aislador}$$

$A1 = 101.6(mm)$ *Accesorios superiores de sujeción a la estructura*

$A2 = 173 (mm)$ *Accesorios inferiores de sujeción al conductor*

$$L1 = \frac{N_a * E + A1 + A2}{1000} = 1.15 \text{ metros}$$

• **LONGITUD DE LA CADENA DE RETENCIÓN**

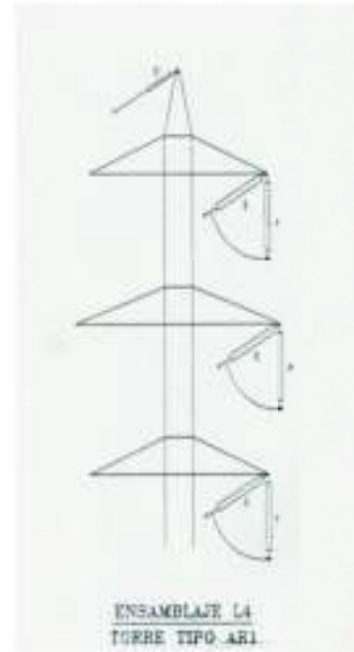
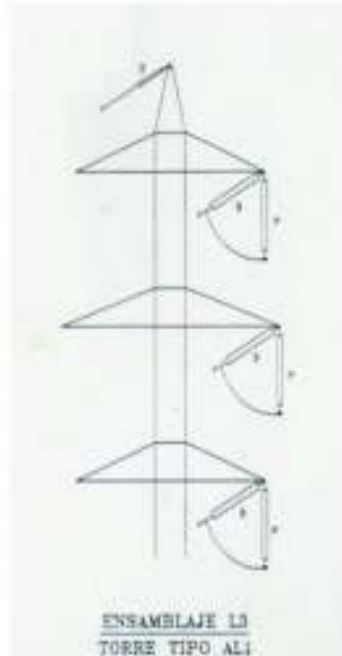
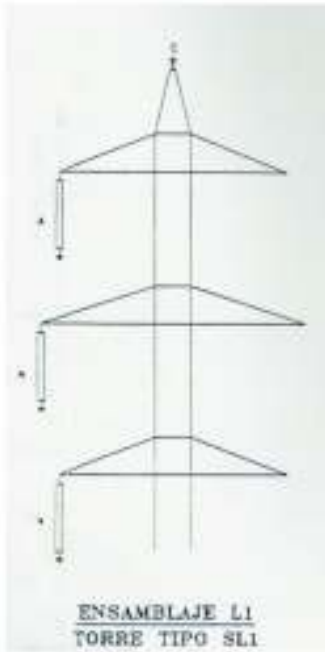
$N_R = N_a + 1 = 6 + 1 = 7$ (*aisladores*)

$A3 = 177.8 (mm)$ *Accesorios superiores de sujeción a la estructura*

$A4 = 342.9 (mm)$ *Accesorios inferiores de sujeción al conductor*

$$L1 = \frac{N_R * E + A3 + A4}{1000} = 1.54 \text{ metros}$$

ENSAMBLAJES PARA CADENAS DE AISLADORES



ANEXO III

CÁLCULO DE DISTANCIAS MÍNIMAS A TIERRA A CAUSA DE SOBREVOLTAJES

DISTANCIA MÍNIMA A TIERRA POR SOBREVOLTAJE DE FRECUENCIA INDUSTRIAL

Factor de sobrevoltaje a frecuencia industrial :	1,1
Máximo voltaje de servicio en condiciones normales :	+5 %
Número de desviaciones estándar alrededor de la media :	3,5
Desviación estándar :	2 %

Voltaje crítico disruptivo en condiciones normales CFO:

$$CFO = 1.1 * \frac{69}{\sqrt{3}} * \sqrt{2} * 1.05 * \frac{1}{1 - (3.5 * 0.02)} = 69.97 \text{ kV}$$

Factores de corrección :

Densidad relativa del aire para 2500 msnm :	0.76
Humedad :	0,90
Lluvia :	0,95

Voltaje crítico disruptivo corregida a condiciones de trabajo CFO_c:

$$CFO_c = \frac{69.97}{0.76 * 0.9 * 0.95} = 107.7 \text{ kV}$$

De acuerdo a la curva establecida por el manual de L/T para Ingenieros (figura 27) se tiene que la distancia de 0,25 metros

DISTANCIA MÍNIMA A TIERRA POR SOBREVOLTAJE DE MANIOBRA

Factor de Sobrevoltaje de Maniobra :	2,5
Máximo voltaje permitido en condiciones normales :	+5%
Número de desviaciones estándar alrededor de la media :	3 (Probabilidad de descarga del 95%)
Desviación estándar :	6%

$$\text{Voltaje de sostenimiento} : 69 * 1.05 * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} * 2.5 = 147.89 \text{ kV}$$

Voltaje crítico disruptivo en condiciones normales CFO:

$$CFO = \frac{147.89}{1 - (3 * 0.06)} = 180.35 \text{ kV}$$

Factores de corrección :

Densidad relativa del aire para 2500 msnm :	0.76
Humedad :	0,90
Lluvia :	0,95

Voltaje crítico disruptivo corregida a condiciones de trabajo CFO_c:

$$CFO_c = \frac{180.35}{0.76 * 0.9 * 0.95} = 277.55 \text{ kV}$$

De acuerdo a la curva establecida por el manual de L/T para Ingenieros (figura 27) se tiene que la distancia de 0,55 metros

DISTANCIA MÍNIMA A TIERRA POR SOBREVOLTAJE DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Nivel básico de aislamiento (BIL):	350 kV
Número de desviaciones estándar alrededor de la media :	1,3
Desviación estándar :	3%
Densidad relativa del aire para 2500 msnm :	0.76

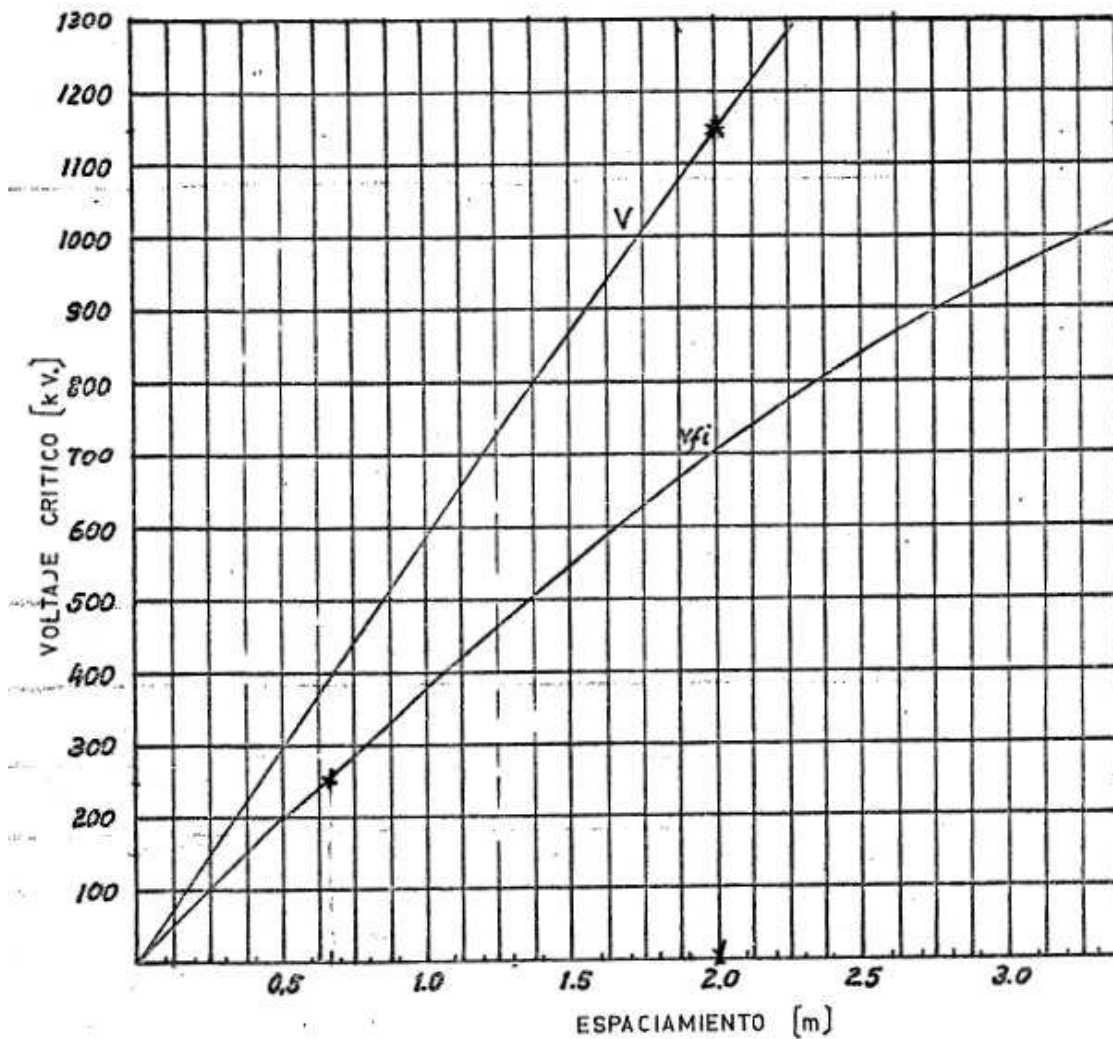
Voltaje crítico disruptivo corregida a condiciones de trabajo CFO_c:

$$CFO_c = \frac{350}{0.76 * (1 - 1.3 * 0.03)} = 480 \text{ kV}$$

De acuerdo a la curva establecida por el manual de L/T para Ingenieros (figura 27) se tiene que la distancia de 0,8 metros

Figura 27

Aislación en la estructura.-
voltajes críticos (50 %) del espaciamiento
en aire.



v Para ondas de impulso tipo 1,2 X40 (u.sec.)
valores en (kv) cresta (fase a tierra)

vfi Para frecuencia industrial 60 (c/seg.)
valores en (kv) efectivos (fase a tierra).

ANEXO IV

CARACTERÍSTICAS DEL CABLE XLPE DE 69 kV

XLPE insulated cable 69 kV

Copper cable 69 kV 240 R (lead)

Contact

Cables for Energy Networks
Phone: 01908 250839
sales.energynetworks@nexans.com

CHARACTERISTICS

Construction characteristics

Conductor material	Copper
Insulation	XLPE (chemical)
Type of conductor	Circular compacted stranded
Metallic sheath	Lead

Dimensional characteristics

Conductor diameter	18.4 mm
Thickness of the inner semi-conductor	1.5 mm
Average insulation thickness	10.5 mm
Conductor cross-section	240 mm ²
Thickness of the external semi-conductor	1.3 mm
Thickness of metallic sheath, approx.	5.0 mm
Average sheath thickness	3.1 mm
Nominal outer diameter	64.0 mm
Screen section	810 mm ²
Approximate weight	14 kg/km

Electrical characteristics

Permissible short circuit current	20 kA
Maximum operating voltage	72 kV
Earthing conditions - trefoil formation	With circulating currents
Perm. current rating buried 20°C - trefoil formation	525 A
Perm. current rating buried 30°C - trefoil formation	455 A
Perm. current rating in air 30°C - trefoil formation	675 A
Perm. current rating in air 50°C - trefoil formation	540 A
Earthing conditions - flat formation	Without circulating currents
Perm. current rating buried 20°C - flat formation	570 A
Perm. current rating buried 30°C - flat formation	490 A
Perm. current rating in air 30°C - flat formation	785 A
Perm. current rating in air 50°C - flat formation	630 A
Max. DC resistance of the conductor at 20°C	0.075 Ohm/km
Nominal phase capacitance	0.2 µF / km
Operating voltage	69 kV

SELLING INFORMATION

All high voltage cables are manufactured on the basis of your specifications. Therefore, all technical information contained in this catalogue are purely for information purposes.

If you don't find your specific requirements, Nexans is manufacturing other types of cables on request.

XLPE insulated cable 69 kV

Copper cable 69 kV 240 R (lead)

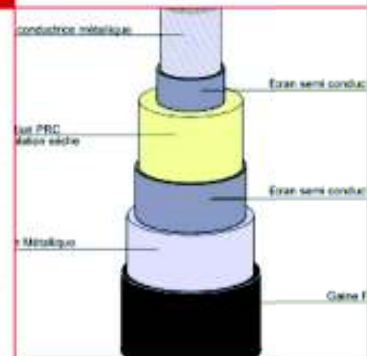
Contact

Cables for Energy Networks
Phone: 01908 250839
sales.energynetworks@nexans.com

DESCRIPTION

Since the late 1960s, Nexans has been developing an entire range of XLPE insulated cables for high voltage-transmission. The cables consists of a stranded copper or aluminium conductor with an extruded insulation system. All our extrusion lines are equipped with multiple heads, which allows for simultaneous application of the insulation and the two semi-conductive layers.

In all lines, incoming materials are kept and handled in completely super clean and closed systems and the curing is always done under dry process. After the reticulation, particular care is taken on the degassing process. The cable is then further protected by a metallic shield and an outer sheath. Big unwind and take up stands allows for the manufacturing of long cable lengths.



STANDARDS

International IEC 60840



Open volt.
69 kV

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, sizes and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is intended only and shall not be binding on Nexans or the third party constituting a representation on the part of Nexans.
Generated 28/03/18 www.nexans.co.uk Page 1 / 2

Nexans

ANEXO V

INTENSIDADES ADMISIBLES PARA CABLES XLPE DE 69 kV

Tensión 52/90 (100) kV Conductor cobre

Características de los cables

Sección nominal	Ø del conductor	Espesor del aislamiento	Resistencia eléctrica a 20°	Capacidad eléctrica	Pantalla Aluminio			Pantalla hilos Cu/Pb			Pantalla hilos Cu/Alu			Pantalla Alu ondulado			Pantalla Pb		
					Sección de la pantalla*	Ø exterior del cable*	Peso del cable*	Sección de la pantalla*	Ø exterior del cable*	Peso del cable*	Sección de la pantalla*	Ø exterior del cable*	Peso del cable*	Sección de la pantalla*	Ø exterior del cable*	Peso del cable*	Sección de la pantalla*	Ø exterior del cable*	Peso del cable*
mm ²	mm	mm	Ω/km	µF/km	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m	mm ²	mm	kg/m
240 R	18,4	12,4	0,0754	0,18	190	59	5	95	65	9	100	61	5	280	68	5	820	67	14
300 R	20,5	11,4	0,0601	0,20	190	60	5	95	65	10	100	61	6	300	70	6	810	67	14
400 R	23,2	10,1	0,0470	0,24	190	60	6	95	65	11	100	62	7	300	70	6	810	67	15
500 R	26,7	11,2	0,0366	0,24	180	65	7	85	71	12	100	67	8	330	76	8	810	72	16
630 R	30,3	10,4	0,0283	0,28	180	68	9	85	73	14	95	70	9	340	78	9	820	74	18
800 R	34,7	12,4	0,0221	0,27	190	76	11	80	82	17	90	78	12	410	88	12	810	82	20
1000 R	38,8	10,5	0,0176	0,33	190	77	13	75	83	19	90	79	13	410	88	13	790	82	22
1000 S	40,0	12,0	0,0176	0,31	180	81	13	75	87	20	90	83	14	460	94	14	790	86	22
1200 S	42,5	12,0	0,0151	0,33	190	85	15	65	91	22	85	88	16	490	98	16	790	90	24
1600 S	48,9	11,2	0,0113	0,39	200	90	20	60	96	28	85	93	21	520	104	21	810	95	29
1600 S Em	48,9	11,2	0,0113	0,39	200	90	20	60	96	28	85	93	21	520	104	21	810	95	29

*Valor dado a título indicativo.

R: conductor redondo
S: conductor segmentado
S Em: conductor segmentado esmaltado

Intensidades admisibles (en Amperios)

45

Sección nominal	Modo de tendido: tendido en trébol					Modo de tendido: tendido en capa					Sección nominal
	Puesta a tierra	Enterrado		En el aire, en galería		Puesta a tierra	Enterrado		En el aire, en galería		
		Corriente inducida en la pantalla metálica	$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	T = 30°C		T = 50°C	Corriente inducida en la pantalla metálica	$\rho_T = 1,0$ T = 20°C	$\rho_T = 1,2$ T = 30°C	
240 R	Con corriente de circulación	510	440	645	515	555	480	755	605	240 R	
300 R		565	490	730	580	630	540	870	695	300 R	
400 R		635	545	830	660	715	615	1015	810	400 R	
500 R		715	610	955	755	815	700	1175	935	500 R	
630 R	Sin corriente de circulación	860	740	1155	915	925	795	1365	1090	630 R	
800 R		955	820	1310	1040	1040	890	1550	1240	800 R	
1000 R		1035	890	1450	1150	1145	980	1765	1405	1000 R	
1000 S		1130	970	1590	1260	1225	1050	1875	1495	1000 S	
1200 S		1205	1035	1715	1360	1315	1130	2035	1625	1200 S	
1600 S		1265	1080	1850	1465	1400	1195	2225	1775	1600 S	
1600 S Em		1365	1170	2000	1585	1520	1305	2430	1935	1600 S Em	

ANEXO VI

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE PUNTAS TERMINALES A 69 kV

Anexo B

Media Tensión

COLDFIT TERMINACIÓN 72,5 KV (IEC) / 69 KV (IEEE)

DESCRIPCIÓN

TERMINACIÓN CONTRÁCTIL EN FRÍO

Ref. norma: IEC-60840 e IEEE-404

- Terminación de silicona contráctil en frío expandido en fábrica.
- Diseño prefabricado instalados en fábrica con componentes de sellado de humedad.
- Diseño modular permite distintas líneas de fuga.
- Conector de tortillería fusible.
- Sin necesidad de herramientas especiales.
- Muy pocos componentes en el kit.
- Producto optimizado: Excelentes resultados anti-tracking y anti-humedades, hacen de esta terminación adecuada para la instalación en condiciones ambientales muy pesadas (niebla salina, radiación solar y contaminación).



COMPONENTES

1 - Cuerpo de aislamiento

Elemento contráctil en frío, fabricado en goma de silicona y expandida en soporte de espiral.

2 - Cono deflector de campo eléctrico

Diseñado para asegurar el control de campo de tensión, adecuado para todos los cables y fabricado en goma de silicona semiconductor.

3 - Tubo de sellado superior e inferior (conductor/tierra)

Elemento contráctil en frío, fabricado en goma de silicona y expandida en soporte de espiral.

4 - Cinta HP

Cinta de alta permitividad.

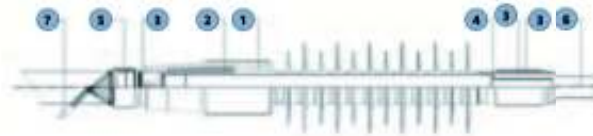
5 - Masilla de sellado y cinta de silicona

Masilla de sellado y cinta de silicona para asegurar la estanqueidad.

6 - Terminal del conductor

Apto para cable o aluminio.

7 - Dispositivo de conexión a tierra



CARACTERÍSTICAS

TERMINACIÓN CONTRÁCTIL EN FRÍO:

- **Fácil de instalar:** sin necesidad de herramientas especiales, sin necesidad de llama.
- **Montaje rápido:** El sistema de instalación está basado en los conceptos de media tensión del kit de instalación.
- **Soportes extraíbles:** Terminación expandida en un soporte de plástico.
- Adecuado para aplicaciones en interior y exterior, instalación en condiciones climáticas extremas, radiación solar y contaminación.
- Posición vertical o inclinada.
- **100% probado en fábrica:** Sometido a pruebas eléctricas y descargas de mediciones parciales antes de enviar.
- **2 años** de vida útil..

APLICACIÓN

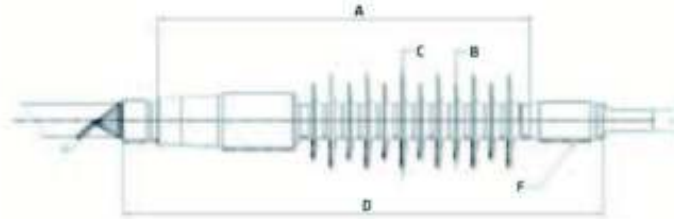
- Terminación para cables extruidos unipolares (XLPE o EPR).
- Conductor de cobre (Cu) o Aluminio (Al).
- Pantalla de hilos de cobre o con lámina de aluminio.
- Secciones del cable: de 150 mm² (300 kcmil) hasta 1200 mm² (2400 kcmil).
- Tensiones: 36/69 (72.5 kV) (IEC) y 39.8/69 kV (BIL 350 kV cresta) (IEEE).

Anexo B

Media Tensión

COLDFIT TERMINACIÓN 72,5 KV (IEC) / 69 KV (IEEE)

DIMENSIONES GENERALES



RANGO DE APLICACIÓN IEC (mm²)

IEC Máx. Tensión	MODELO COLDFIT	Sección (mm ²)	Aislamiento Min-Máx(mm)	Diámetro Ext. Máx.(mm)	A (mm)	B (mm)	C (mm)	D (mm)	F líneas de fuga (mm)
72,5 kV	1	150-500	33,5-1,92	52,0	750	146	186	1000	>2250
72,5 kV	2	500-1200	42,8-66,0	74,0	750	156	196	1000	>2250

RANGO DE APLICACIÓN IEEE (kcmil)

IEEE Máx. Tensión	MODELO COLDFIT	Sección (kcmil)	Aislamiento Min-Máx(mm)	Diámetro Ext. Máx.(mm)	A (in)	B (in)	C (in)	D (in)	F líneas de fuga (in)
69 kV	1	300-1000	1,31-1,92	2,24	29,52	5,74	7,32	39,37	>88,58
69 kV	2	1000-2400	1,68-2,59	2,91	29,52	6,34	7,71	39,37	>88,58

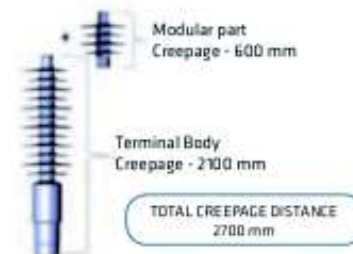
OPCIONES ADICIONALES

-**Línea de fuga modular:** disponibilidad de varias líneas de fuga, según la norma IEC 60815.

Alto nivel de contaminación (Nd)

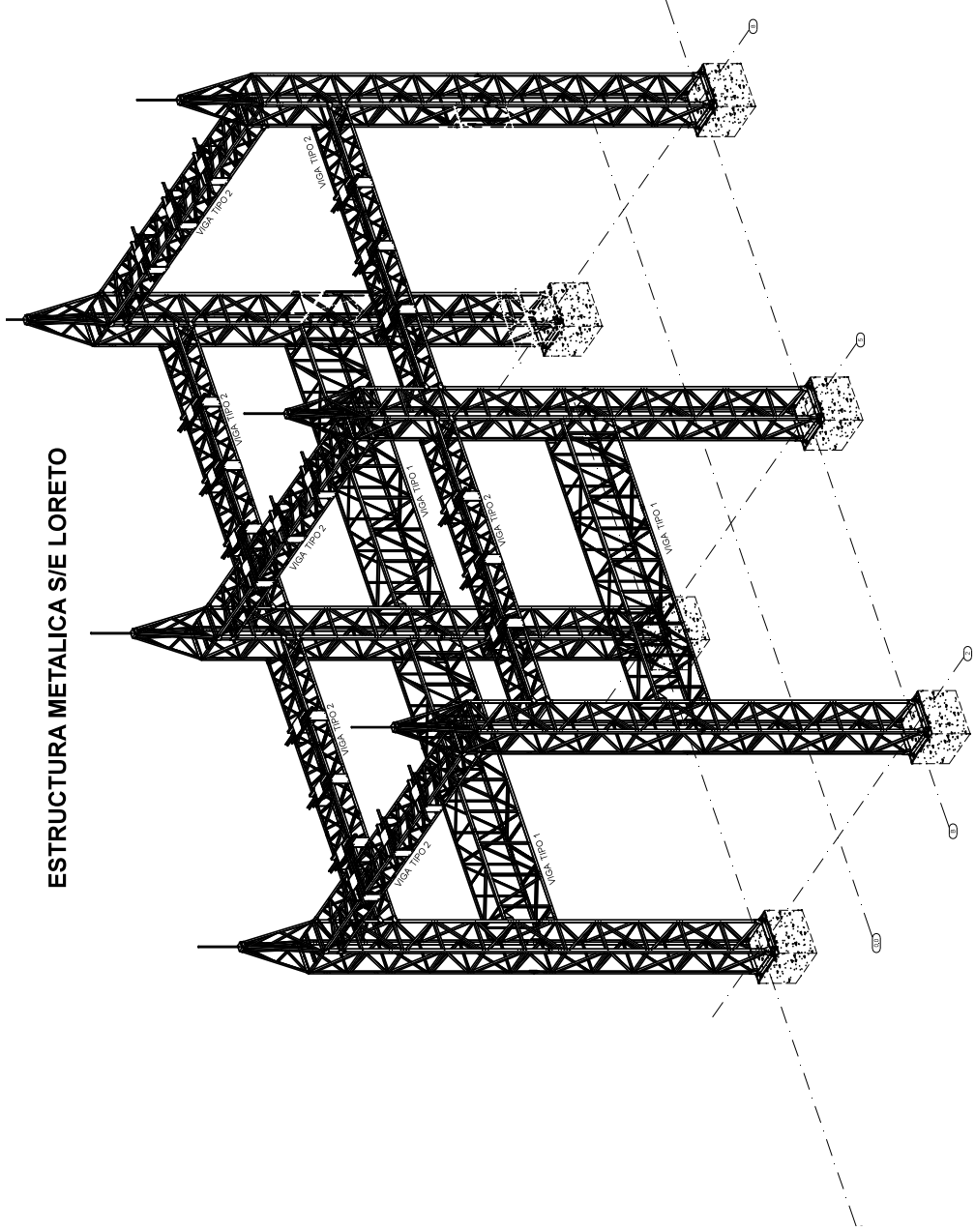


Muy alto nivel de contaminación (Nd)



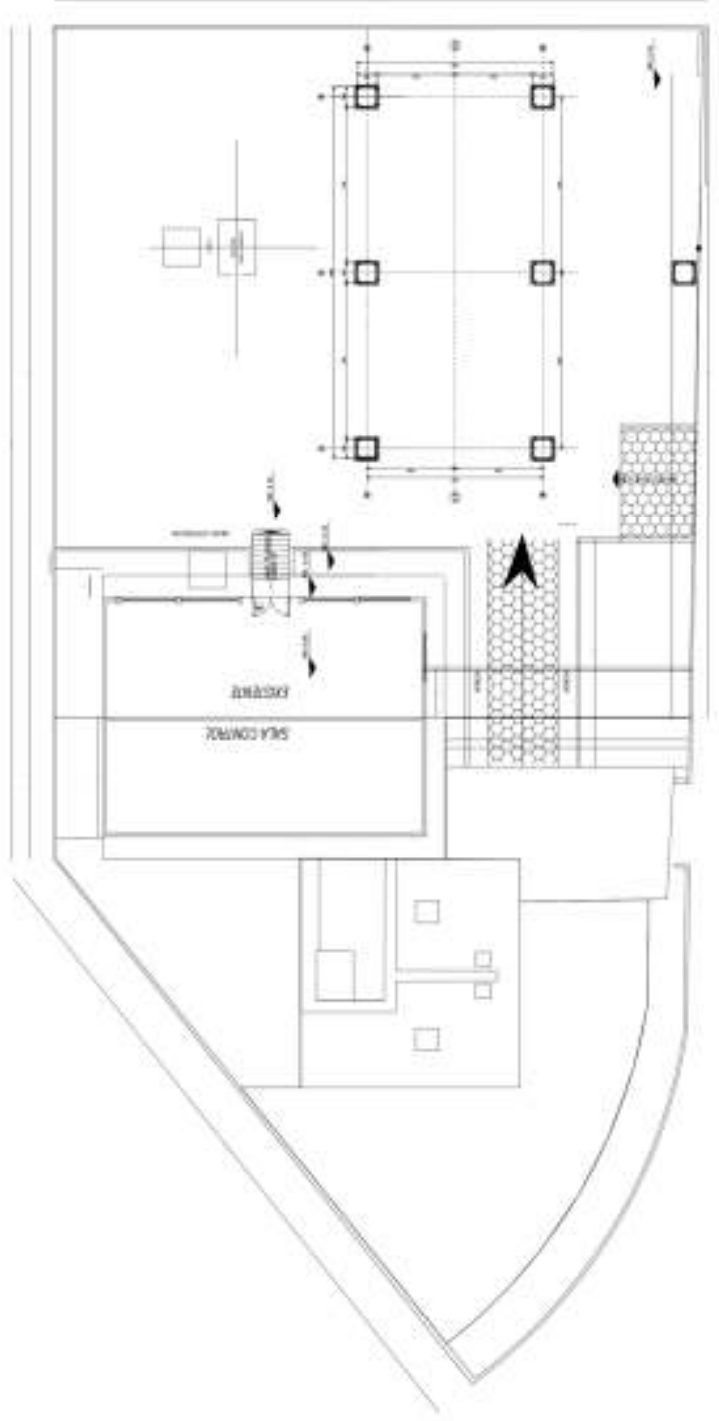
ANEXO VII

ESTRUCTURA METALICA S/E LORETO



ANEXO VIII

PLANIMETRÍA DE LA S/E LORETO



S/E LORETO CON BARRA DE 69 KV

ANEXO IX

**DIAGRAMA UNIFILAR DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO
NORTE S.A. AÑO 2017**

ORDEN DE EMPASTADO