

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



ANÁLISIS, OPTIMIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA
COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN CONTRA
DESCARGAS DE ORIGEN ATMOSFÉRICO Y FALLAS A
TIERRA EN EL ALIMENTADOR 3003 DEL SERVICIO
ELÉCTRICO ANANEA

TESIS

PRESENTADO POR:

JAYNOR VLADIMIR ESTEBA VARGAS
WILSON ULISER CONDORI TICONA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
SISTEMAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“ANÁLISIS, OPTIMIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE
PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS DE ORIGEN ATMOSFÉRICO Y
FALLAS A TIERRA EN EL ALIMENTADOR 3003 DEL SERVICIO
ELÉCTRICO ANANEA”

TESIS PRESENTADA POR:

JAYNOR VLADIMIR ESTEBA VARGAS

WILSON ULISER CONDORI TICONA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

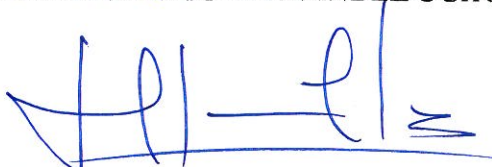
FECHA DE SUSTENTACIÓN: 27-06-2018



APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE : 
M.Sc. **ÁNGEL MARIO HURTADO CHÁVEZ**

PRIMER MIEMBRO : 
Ing. **BENITO HUGO FERNÁNDEZ OCHOA**

SEGUNDO MIEMBRO : 
M.Sc. **HENRY SHUTA LLOCLLA**

DIRECTOR / ASESOR : 
M.Sc. **JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI**

Área : **Electricidad**

Tema : **Sistemas de Potencia y Protección**

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis queridos padres Pedro G. Esteba Mamani y Eliana Vargas Ticona, por estar junto a mí en cada momento, siempre dándome su apoyo incondicional durante mi formación Académica, apoyándome en todo momento, por su consejo impartido y la confianza depositada.

A mi único hermano Dante J. Esteba Vargas, que me ha brindado su apoyo durante mi formación Académica Profesional, porque él me inspira a ser cada día una mejor persona.

A mis amigos y seres queridos por los actos y palabras de aliento, por hacer de esta una etapa inolvidable.

Jaynor V. Esteba Vargas

A mi esposa Milagros, mis abuelos Francisco y Valeriana, a mi madre Martha, mis hermanos Erika y Diego, porque creyeron en mí, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque en gran parte gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera, y porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo ir hasta el final. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí.

A mis amigos, gracias por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

Mil palabras no bastarían para agradecerles su apoyo, su comprensión y sus consejos en los momentos difíciles.

A todos, espero no defraudarlos y contar siempre con su valioso apoyo, sincero e incondicional.

Wilson U. Condori Ticona

AGRADECIMIENTOS

Ante todo, agradecemos a Dios por permitirnos llegar a este punto de nuestras vidas, por darnos fuerzas y paciencia necesaria para superar los obstáculos que se presentaron en el desarrollo de este proyecto de tesis.

A nuestros padres y hermanos por ser unas personas únicas en nuestras vidas, por tener la paciencia de enseñarnos con amor y aconsejarnos cada día de nuestras vidas siempre con frases positivas hacia el futuro.

A nuestra Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Universidad Nacional del Altiplano, por ser el espacio académico que nos brindó la base de nuestros conocimientos y valores para nuestra vida profesional.

A los docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica: porque cada uno de ellos con sus palabras, conocimientos, motivaciones y consejos que nos guiaron nuestra formación a la excelencia ser un profesional integral.

Finalmente, nuestro agradecimiento a todas las personas que de una u otra forma han hecho posible la realización de nuestro proyecto de investigación.

Jaynor V. Esteba Vargas & Wilson U. Condori Ticona

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	11
ÍNDICE DE TABLAS	13
ÍNDICE DE ANEXOS	14
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS.....	15
RESUMEN	16
ABSTRACT.....	17
I. INTRODUCCIÓN.....	18
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	19
1.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	20
1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	21
1.3.1 PROBLEMA GENERAL.....	21
1.3.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS	21
1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA.....	22
1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	23
1.5.1 OBJETIVO GENERAL.....	23
1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
1.6 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN.....	23
1.6.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	23
1.6.2 CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS.....	25
1.6.3 TOPOGRAFÍA – ALTITUD DEL ÁREA DEL PROYECTO	26
1.6.4 VIAS DE ACCESO	26
II. REVISIÓN DE LITERATURA	27
2.1 SUSTENTO TEÓRICO.....	27
2.1.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN	27

2.1.2	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	28
2.1.3	TEORIA DE FALLAS	28
2.1.3.1	CAUSAS DE LAS FALLAS	29
2.1.3.2	CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS	29
2.1.3.3	COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	30
2.1.3.4	FALLAS EN DERIVACIÓN.....	32
2.1.4	IMPEDANCIA DE LA LINEA.....	34
2.1.4.1	IMPEDANCIA CARACTERISTICA (Z_0).....	34
2.1.4.2	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	35
2.1.4.3	IMPEDANCIA Y REDES DE SECUENCIA.....	35
2.1.5	LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	36
2.1.6	EL COSTO SOCIAL DE LA ELECTRICIDAD	36
2.1.7	MATERIALES UTILIZADOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	36
2.1.8	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	39
2.1.8.1	TEORÍA DE SCHONLAND	40
2.1.9	CARACTERÍSTICAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SU INCIDENCIA EN LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN	43
2.1.9.1	MAGNITUD DE LA DESCARGA	44
2.1.9.2	TIEMPO DE FRENTE.....	44
2.1.9.3	ÁNGULO DE INCIDENCIA.....	45
2.1.10	TIPOS DE IMPACTO QUE PUEDEN PRESENTAR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA	45
2.1.10.1	IMPACTO A TIERRA.....	45
2.1.10.2	IMPACTO A CONDUCTOR DE GUARDA Y/O ESTRUCTURAS	45
2.1.10.3	IMPACTO A CONDUCTOR DE FASE	45

2.1.11	SOBRETENSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN ..	45
	45
2.1.11.1	SOBRETENSIONES POR RAYO	45
2.1.12	MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO	46
2.1.12.1	CABLES DE GUARDA	46
2.1.12.2	DESCARGADORES DE ÓXIDO METÁLICO.....	49
2.1.12.3	SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA EN LAS ESTRUCTURAS..	50
2.1.12.4	AISLADORES	62
2.1.13	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN	64
2.1.13.1	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	65
2.1.13.2	CRITERIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN	68
2.1.14	TIPOS DE COORDINACIÓN	70
2.1.14.1	COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	70
2.1.15	PAQUETES DE SIMULACIÓN.....	73
2.1.15.1	DIgSILENT PowerFactory v15.1.7.....	73
2.1.15.2	DLT CAD	74
2.1.16	MODELOS MATEMÁTICOS DE CÁLCULO EN EL DLT CAD	74
2.1.16.1	CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR	74
2.1.16.2	ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO	76
2.2	MARCO CONCEPTUAL	78
2.2.1	ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO	78
2.2.1.1	USUARIOS O CLIENTES	79
2.2.1.2	LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS.....	80
2.2.1.3	COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)	81
2.2.1.4	MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MINEM)	81

2.2.1.5	ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (OSINERGMIN)	81
2.2.1.6	INSTITUTO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI)	82
2.2.2	CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CALIDAD DEL SUMINISTRO	82
2.2.2.1	LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO.....	82
2.2.3	MARCO LEGAL.....	85
2.3	HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.....	85
2.3.1	HIPÓTESIS GENERAL.....	85
2.3.2	HIPÓTESIS ESPECÍFICO	85
III. MATERIALES Y MÉTODOS.....		86
3.1	TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	86
3.1.1	TIPO DE INVESTIGACIÓN	86
3.1.2	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	87
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN	87
3.2.1	POBLACIÓN.....	87
3.2.2	MUESTRA	88
3.3	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS	88
3.4	PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS	88
3.5	PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS	89
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN		90
4.1	RESULTADOS	90
4.1.1	ANÁLISIS DE LA DEMANDA MÁXIMA	90
4.1.2	SISTEMA ELÉCTRICO ANANEA	92
4.1.3	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ANANEA.....	93

4.1.4	CENTRAL CHIJSIA.....	94
4.1.4.1	CAPACIDAD INSTALADA	94
4.1.4.2	PRODUCCIÓN	94
4.1.5	EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA LP 22.9 KV – ALIMENTADOR 3003	95
4.1.6	FALLAS IMPREVISTAS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES.....	100
4.1.7	EVALUACIÓN DE TIPO Y VALORES DEL SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DE LA LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV.	100
4.1.7.1	TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA INSTALADOS EN ESTRUCTURAS	100
4.1.7.2	MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTAS A TIERRA INSTALADOS EN ESTRUCTURAS	101
4.1.8	EVALUACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	102
4.1.9	SIMULACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA EN EL PROGRAMA DIGSILENT.....	102
4.1.10	PLAN DE SOLUCIÓN	107
4.1.10.1	MEJORAMIENTO DE APANTALLAMIENTO DE LA LÍNEA	107
4.1.10.2	MEJORAMIENTO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS.....	107
4.1.10.3	IMPLEMENTACIÓN DE DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	108
4.2	DISCUSIÓN Y COMPARACION DE RESULTADOS	108
4.3	PROPUESTA DE MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO A CAUSA DE DESCARGAS DE ORIGEN ATMOSFÉRICO Y FALLAS A TIERRA EN EL ALIMENTADOR 3003	108
4.3.1	PROPUESTA DE INDEPENDIZACIÓN DEL ALIMENTADOR 3003 – LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV	109

4.3.1.1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	110
4.3.1.2	SELECCIÓN DE LA RUTA.....	112
4.3.1.3	MODELAMIENTO EN EL PROGRAMA DLT CAD	114
4.3.1.4	CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.....	118
4.3.1.5	PLANILLA DE ESTRUCTURAS	155
4.3.1.6	METRADO Y PRESUPUESTO	159
4.3.1.7	CONFIABILIDAD DE PROPUESTA DE MEJORA	164
4.3.1.8	IMPACTO AMBIENTAL.....	165
V. CONCLUSIONES.....		166
VI. RECOMENDACIONES		168
VII. REFERENCIAS		169
ANEXOS.....		172

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1.1: Ubicación del proyecto	24
Figura N° 1.2: Trazo de ruta aproximado	24
Figura N° 1.3: Resumen de datos de Temperatura y velocidad del viento	25
Figura N° 2.1: Las descargas se producen entre las nubes de tormenta y la tierra	39
Figura N° 2.2: Proceso de Formación de la Descarga Atmosférica (nube-tierra).	40
Figura N° 2.3: Descarga nube-tierra (Rayo)	42
Figura N° 2.4: Descarga Nube-Nube (Relámpago)	42
Figura N° 2.5: Mapa de niveles isoceraúnicos	43
Figura N° 2.6: Guía para el diseño del cable de guarda	47
Figura N° 2.7: Protección contra descargas directas	48
Figura N° 2.8: Modelo electromagnético	49
Figura N° 2.9: Componentes del sistema de puesta a tierra	50
Figura N° 2.10: Electrodo de placa para puesta a tierra	51
Figura N° 2.11: Esquema de Conexión del Telurómetro – Método de Wenner	53
Figura N° 2.12: Variación de la resistencia del electrodo en función de la profundidad	55
Figura N° 2.13: Configuración del SPAT tipo PAT-1, PAT-2 y PAT-3	56
Figura N° 2.14: Aisladores fijos	63
Figura N° 2.15: Aislador en cadena	64
Figura N° 2.16: Recloser	66
Figura N° 2.17: Secuencia de operación del recloser	67
Figura N° 2.18: Zona de protección definida por una línea partida.	69
Figura N° 2.19: Zonas de protección	69
Figura N° 2.20: Protección principal y de respaldo	70
Figura N° 2.21: Coordinación Fusible – Fusible	70
Figura N° 2.22: Coordinación Recloser – Fusible	71
Figura N° 2.23: Coordinación Relé – Recloser	72
Figura N° 2.24: Estructura del Sector Eléctrico	78
Figura N° 2.25: Actores que intervienen en el mercado eléctrico	79
Figura N° 2.26: Características de los Agentes del sector eléctrico	80
Figura N° 2.27: Evolución de SAIFI por Naturaleza – Electro Puno S.A.A.	83
Figura N° 2.28: Evolución de SAIDI por Naturaleza – Electro Puno S.A.A.	83
Figura N° 4.1: Diagramas de carga según datos históricos	91

Figura N° 4.2: Diagrama Unifilar del Servicio Eléctrico Ananea – Escenario Actual ...	92
Figura N° 4.3: Diagrama Unifilar - C.H. Chijisia	94
Figura N° 4.4: Vista panorámica del Alimentador 3003.....	96
Figura N° 4.5: Diagrama esquemático de puestas a tierra instalados	100
Figura N° 4.6: Imágenes de la medición de resistencia de puesta a tierra	101
Figura N° 4.7: Cálculo de Flujo de potencia en DIGSILENT (ACTUAL)	103
Figura N° 4.8: Cálculo de Corto Circuito 3F en DIGSILENT (ACTUAL).....	104
Figura N° 4.9: Resultados del Flujo de Potencia en DIGSILENT (ACTUAL)	105
Figura N° 4.10: Resultados de Corto Circuito 3F en DIGSILENT (ACTUAL)	105
Figura N° 4.11: Simulación de fallas 3F, 2F y 1F en DIGSILENT (ACTUAL)	106
Figura N° 4.12: Diagrama Unifilar – Escenario Proyectado.....	109
Figura N° 4.13: Trazo de ruta de la línea primaria 22.9 kV.....	114
Figura N° 4.14: Configuración y características del conductor en DLT-CAD.....	115
Figura N° 4.15: Implementación y selección de soportes en DLT-CAD	115
Figura N° 4.16: Configuración y selección de Armados en DLT-CAD	116
Figura N° 4.17: Configuración y selección de Aisladores en DLT-CAD.....	117
Figura N° 4.18: Perfil topográfico en DLT CAD	118
Figura N° 4.19: Datos del Generador.....	119
Figura N° 4.20: Distancias eléctricas de seguridad.....	121
Figura N° 4.21: Análisis de flujo de potencia en DIGSILENT (proyectado).....	130
Figura N° 4.22: Resultados de flujo de potencia en DIGSILENT (proyectado)	131
Figura N° 4.23: Análisis de Corto-Circuito 3F en DIGSILENT (proyectado).....	132
Figura N° 4.24: Resultados de Corto-Circuito 3F en DIGSILENT (proyectado).....	133
Figura N° 4.25: Coordinación de protección - falla 3F en DIGSILENT	133
Figura N° 4.26: Simulación de eventos de falla.....	134
Figura N° 4.27: Factores de sobretensión temporal en los pararrayos.....	137

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1.1: Características ambientales	25
Tabla N° 2.1: Materiales utilizados en las líneas de transmisión y distribución.....	38
Tabla N° 2.2: Datos técnicos garantizados del cemento conductor	58
Tabla N° 2.3: Pruebas de Corrosión de metales ante características del suelo	61
Tabla N° 4.1: Cuadro de Demandas en LP existente	90
Tabla N° 4.2: Grupos de Generación en la Central Hidroeléctrica de Chijisia.....	94
Tabla N° 4.3: Energía generada de la Central Hidroeléctrica de Chijisia.....	95
Tabla N° 4.4: Planilla Actual de Estructuras	98
Tabla N° 4.5: Valores de Resistencia y Resistividad del suelo.....	101
Tabla N° 4.6: Parámetros de la línea 22.9 kV.....	102
Tabla N° 4.7: Características generales de la Línea Primaria 22.9 kV	110
Tabla N° 4.8: Relación de localidades beneficiadas	112
Tabla N° 4.9: Datos del proyecto	118
Tabla N° 4.10: Cálculo de caída de tensión y pérdidas de potencia	125
Tabla N° 4.11: Niveles de aislamiento.....	126
Tabla N° 4.12: Características de los aisladores	128
Tabla N° 4.13: Parámetros de la línea 22.9 kV.....	129
Tabla N° 4.14: Características de los pararrayos	138
Tabla N° 4.15: Características de Conductores de Aleación de Aluminio tipo AAAC	141
Tabla N° 4.16: Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra	154
Tabla N° 4.17: Valor referencial del proyecto	164

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A:	Plano Actual de la Línea Primaria 22.9 KV - Salida 3003	173
Anexo B:	Plano de Vista Perfil Topográfico de la Línea Primaria 22.9 KV - Salida 3003 (Proyectado).....	176
Anexo C:	Planos en Vista de Planta de la Línea Primaria 22.9 KV – Salida 3003 (Proyectado).....	187
Anexo D:	Láminas de Detalle	200

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

ACRÓNIMO:	SIGNIFICADO
DIgSILENT	Digital SimuLation and Electrical NeTworks
CNE	Código Nacional de Electricidad
NTCSER	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SET	Subestación de Transformación
SPAT	Sistema de Puesta a Tierra
DMS	Distancias Mínimas de Seguridad
DMG	Distancia Media Geométrica
ELECTRO PUNO S.A.A.	Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A
ELPU	Electro Puno S.A.A.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología
LP	Línea Primaria
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
MVA	Mega Volt Amper, unidad de medida de potencia total
V _n	Tensión Nominal
m.s.n.m.	Altitud en Metros Sobre el Nivel del Mar

RESUMEN

El presente proyecto de tesis expone el estudio de la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico de Ananea, atendida por la Empresa Concesionaria de Distribución de Energía Eléctrica ELECTRO PUNO S.A.A. Esta investigación es importante ya que la empresa debe garantizar la confiabilidad de su sistema de transmisión; se sabe que estos están expuestos a disturbios causados por fenómenos naturales. El objetivo del presente proyecto es mejorar la calidad del servicio eléctrico en el alimentador 3003 de Ananea, para lo cual el estudio deberá cumplir los requisitos básicos de la ingeniería de protecciones, los cuales son: rapidez de operación, selectividad, seguridad, entre otros. La investigación estará enfocada, en la obtención de información clara y objetiva, de los fundamentos teóricos y prácticas del diseño de la coordinación de protección y fallas a tierra en las líneas de transmisión, normas y estándares. De lo anterior se origina la necesidad de realizar un trabajo de investigación, que permita a los estudiantes y a los posibles lectores proporcionar los fundamentos teóricos y prácticos más importantes que intervienen en el diseño de la coordinación de protección de las líneas de transmisión, de forma clara y precisa, para su conocimiento e integración al ámbito profesional.

Palabras Clave: Coordinación de protección, descargas atmosféricas, fallas a tierra, rapidez de operación, selectividad.

ABSTRACT

This thesis project presents the study of the coordination of protection against discharges of atmospheric origin and ground faults in the feeder 3003 of the electric service of Ananea, attended by the concessionary company of electrical energy distribution ELECTRO PUNO S.A.A. This research is important, as the company must ensure the reliability of its transmission system; It is known that these are exposed to disturbances caused by natural phenomena. The objective of this project is to improve the quality of the electrical service in the Ananea 3003 feeder, for which the study must meet the basic requirements of the protection engineering, which are: speed of operation, selectivity, safety, among others. The research will be focused, in obtaining clear and objective information, of the theoretical and practical foundations of the design of the coordination of protection and ground faults in the transmission lines, norms and standards. From the foregoing, the need to carry out a research work, allowing students and potential readers to provide the most important theoretical and practical foundations involved in the design of the coordination of protection of the Lines of transmission, in a clear and precise way, for their knowledge and integration to the professional field.

Key Words: Coordination of protection, atmospheric discharges, ground faults, speed of operation, selectivity.

CAPÍTULO I

I. INTRODUCCIÓN

Esta investigación tiene como principal propósito, Analizar, Optimizar y Evaluar la Coordinación de Protección del Alimentador 3003 del Servicio Eléctrico de Ananea, para mejorar la calidad de servicio eléctrico, debido a las interrupciones frecuentes por orígenes atmosféricos y fallas a tierra. Es así, que todo el planteamiento y desarrollo se fundamenta en la siguiente interrogante:

¿De qué manera podemos mejorar los sistemas de protección ante descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, para así garantizar un servicio de energía eléctrica continua y confiable?

Para poder responder a la pregunta, se procedió a realizar el análisis del estado situacional de los sistemas de protección de las estructuras existentes, lo cual nos permitió la recolección de la información técnica en el alimentador 3003. Donde, se interpretó y evaluó los datos en el programa Excel, CAD y para simulaciones de cálculo de flujo de potencia, cortocircuito y coordinación de protección se utilizó el software DIGSILENT PowerFactory versión 15.1.7, de los cuales, se tiene resultados como; Flujo de carga, la máxima demanda, la corriente de cortocircuito, caídas de tensión y condiciones de puestas a tierra y estructuras. Medidas que nos facilita interpretar y proponer alternativas para

mejorar el desempeño del alimentador 3003 y así también, validar las hipótesis planteadas de esta investigación.

El siguiente documento se estructura de la siguiente manera:

En el CAPÍTULO I: En este capítulo se muestra una breve descripción de la realidad del problema, antecedentes, formulación del problema, justificación del problema y formulación del objetivo general y específicos sobre los cuales versa la tesis.

En el CAPÍTULO II: En este capítulo se muestra la revisión literaria enfocada a la coordinación del sistema de protección, cuyos conceptos son utilizados a lo largo del desarrollo de la presente tesis, y cuya comprensión es de interés para poder comprender los principios de los sistemas de protección en Línea Primaria 22.9 kV.

En el CAPÍTULO III: En este capítulo se desarrolla el tipo y diseño de la investigación, descripción del ámbito de estudio, técnicas e instrumentos de recolección de datos, procedimiento de recolección de datos, procesamiento y análisis de datos.

En el CAPÍTULO IV: En este capítulo se desarrolla el análisis e interpretación y discusiones de los resultados, en el aspecto técnico, análisis de la demanda máxima, evaluación de la situación actual de la línea primaria en estudio, propuesta de mejora de calidad de servicio eléctrico a causa de descargas de origen atmosférico y fallas a tierra, modelamiento y simulaciones en software, cálculos justificativos, planilla de estructuras, y finalmente un presupuesto referencial del proyecto.

Finalmente, en los CAPÍTULOS V y VI: Se desarrolla las conclusiones y sugerencias del presente trabajo de tesis.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente la Línea Primaria 22.9 KV que se dirige hacia el Centro Poblado La Rinconada desde la SET Ananea, denominada SALIDA 3003, se encuentra

interconectada directamente en la barra 22.9 kV proveniente de la central hidroeléctrica Chijisia (Sandia), en una estructura ubicada en las coordenadas (8378312N, 441998E), esto ocasiona que al existir fallas en alguna de las Líneas Primarias (LP salida 3003 o LP C. Chijisia Sandia - Rinconada) se provoque la interrupción en ambas Líneas y se afecte a todos los usuarios, incrementando de esta manera el déficit de los indicadores de calidad de producto y suministro del sistema.

1.2 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

La SET 60/22.9kV de Ananea, cuenta con siete alimentadores, designados por los códigos 3001, 3002, 3003, 3004, 3005, 3006 y 3007. El 3004 y 3006 son alimentadores en reserva, mientras que los alimentadores restantes corresponden a una línea primaria de 22.9 kV que alimenta a los demás distritos, esta infraestructura data desde el año 1995, cuando fuera construida por el Ministerio de Energía y Minas en su plan de ampliación de la frontera eléctrica.

El Centro Poblado Minero de La Rinconada viene siendo suministrado con energía eléctrica mediante la LP de 22.9 kV, proveniente de la barra de la SE Ananea de 15 MVA.

La Central Hidroeléctrica de Sandia que tiene una producción de 3.2 MW, viene suministrando a su vez de energía eléctrica también al Centro Poblado Minero de La Rinconada mediante la Línea Primaria de 22,9 kV.

Ambas Líneas Primarias de 22.9 kV, antes mencionadas se unen mediante un nodo en la LP de 22,9 kV, la cual se dirige hacia el Centro Poblado Minero de la Rinconada.

La no individualización de dichos alimentadores por zona de distribución y tamaños de cargas, hacen que las fallas en redes eléctricas generen interrupciones no programadas que afectan otros alimentadores que no deberían verse comprometidos, prolongando los

tiempos de reposición reflejados en compensaciones. No existen sistemas de protección y reconexión remota individuales en función a centros de carga, generando un gasto operativo tradicional de procedimiento de reposición, además de lapsos prolongados de reposición de energía innecesarios.

La Ley de Concesiones Eléctricas, indica que las Empresas están obligadas a Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión en términos de calidad y continuidad, así mismo las opciones tarifarias permiten que un usuario que es abastecido en baja tensión pueda contratar con la concesionaria en una tarifa BT5 hasta 20 kW y en BT4 hasta 60 kW.

1.3 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1 PROBLEMA GENERAL

¿De qué manera podemos mejorar los sistemas de protección ante descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, para así garantizar un servicio de energía eléctrica continua y confiable?

1.3.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- a) ¿Cómo podemos evaluar la situación actual de la Línea Primaria 22.9 kV del alimentador 3003 y contribuir a la mejora la calidad de servicio eléctrico a causa de las constantes salidas por descargas de origen atmosférico y puestas a tierra?
- b) ¿Se puede optimizar la Línea Primaria 22.9 kV y el tipo de coordinación de protección a causa de las constantes fallas prolongadas en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico de Ananea?
- c) ¿Se puede desarrollar una propuesta viable para mejorar la calidad de servicio eléctrico del alimentador 3003?

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La generación, transmisión y distribución de energía debe llevarse a cabo de forma continua, segura y al menor costo posible, lo cual implica realizar una eficiente coordinación, mantenimiento y control de los equipos asociados a dichos procesos, para así, poder garantizar de forma permanente y confiable la calidad de energía eléctrica con el menor número de interrupciones o fallas por falta de sistemas de protección. Esto a su vez, plantea la necesidad de disminuir, en la medida de lo posible, el número de fallas que se presentan en el alimentador 3003.

Los constantes avances en el ámbito tecnológico, los procesos de manufactura y en el área de procesos, han incrementado en gran escala el consumo de la energía eléctrica con el fin de satisfacer sus necesidades, ello ha provocado el incremento en las tensiones de operación de las líneas de transmisión 22.9 kV.

En general los métodos de protección contra sobrevoltajes y cortocircuitos se guían con el objetivo de hacer máxima la confiabilidad del sistema con un costo de inversión razonable, por tal motivo el asunto de la calidad de la energía es de suma importancia y está transformando los métodos de diseño de la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y puestas a tierra.

El rol de Electro Puno S.A.A., es proveer el servicio de energía eléctrica a los consumidores actuales y potenciales dentro de su área de concesión, garantizando la efectividad de la distribución y comercialización, bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera, calidad y confiabilidad de servicio, en atención a las necesidades actuales y futuras de los clientes, así como una política de precios competitivos.

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar, optimizar y evaluar la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, para lo cual el estudio deberá cumplir los requisitos básicos de la ingeniería de protecciones.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

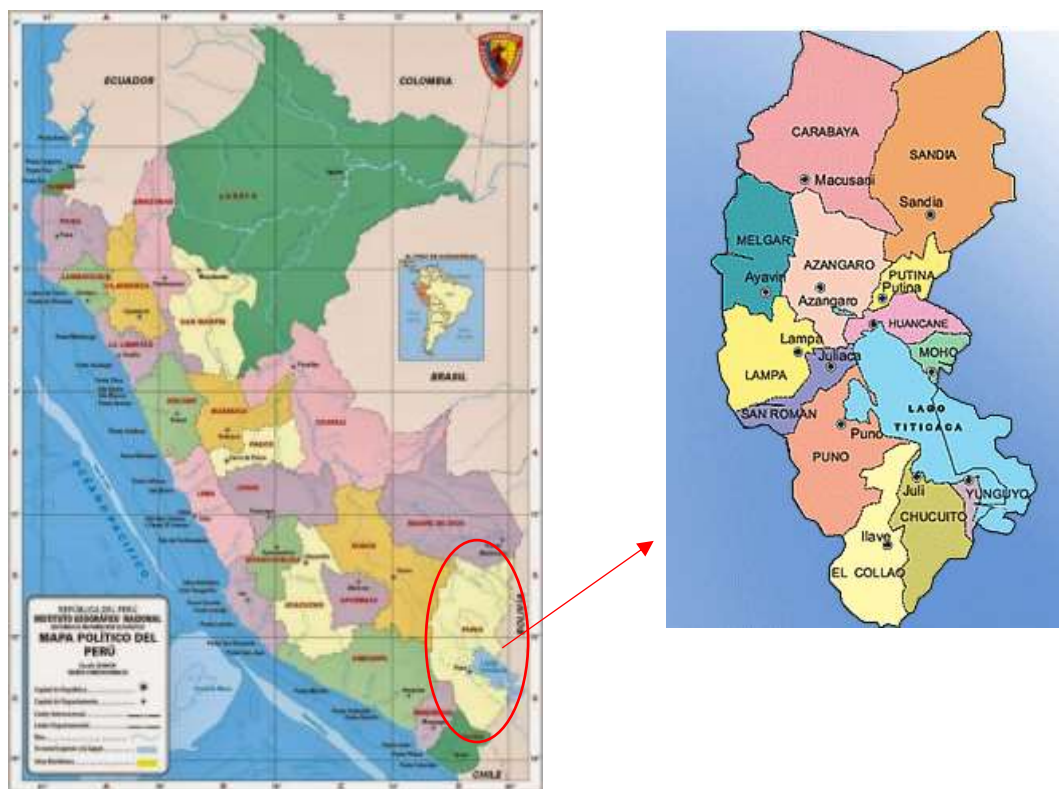
- a) Analizar mediante una comparación de resultados, qué requisitos básicos de la ingeniería de protecciones se encuentran desfavorablemente afectados en el alimentador 3003.
- b) Optimizar la Línea Primaria 22.9 kV y el tipo de coordinación de protección que permita cumplir con la rapidez de operación, selectividad, entre otros parámetros.
- c) Evaluar cuál es la opción y/o condición más favorable para mejorar la calidad del servicio eléctrico en el alimentador 3003.

1.6 CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA DE INVESTIGACIÓN

1.6.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La zona del proyecto se encuentra entre el Distrito de Ananea, Provincia de San Antonio de Putina y Departamento de Puno, aproximadamente entre las coordenadas UTM WGS 84: 8377012 – 8378312 Norte y 441743 – 441998 Este. La Línea Primaria está ubicada entre la Subestación Ananea, y la estructura ubicada en las coordenadas (8378312N, 441998E).

Figura N° 1.1: Ubicación del proyecto



Fuente: Pagina Web de Instituto Geográfico Nacional

Figura N° 1.2: Trazo de ruta aproximado



Elaboración: Propia en Google Earth Pro

1.6.2 CONDICIONES CLIMATOLÓGICAS

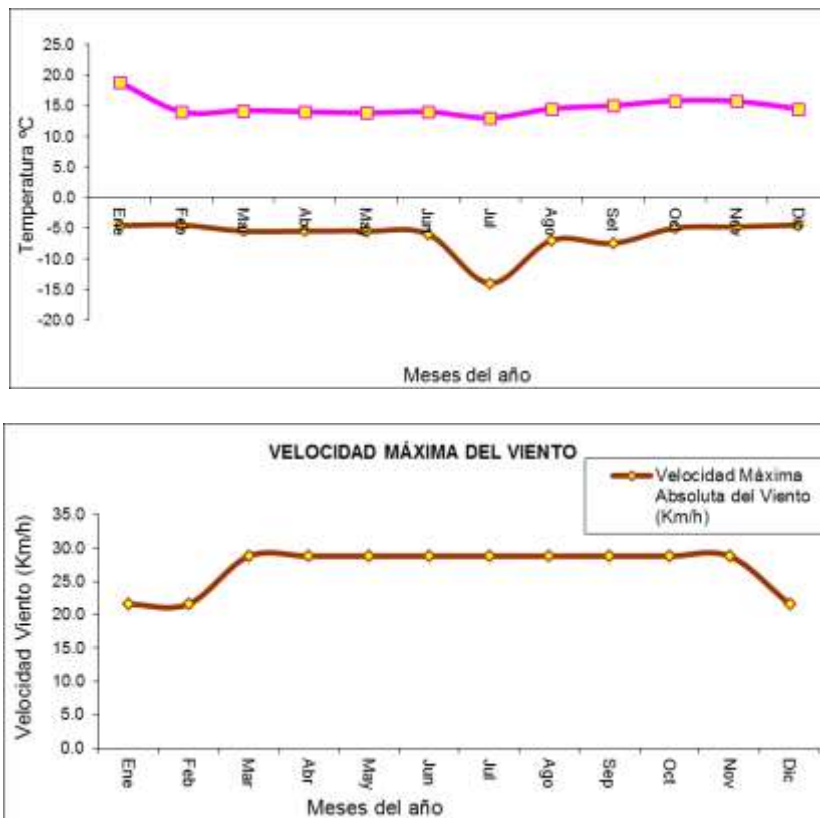
El área del proyecto cuenta con un clima frío con constantes vientos, heladas, lluvias y nevadas, debido a la altura en que se encuentra. Las características ambientales son la siguiente:

Tabla N° 1.1: Características ambientales

Temperatura promedio	4.4 °C
Temperatura máxima	18.8 °C
Temperatura mínima	-14.0 °C
Altitud sobre el nivel del mar	4 690 m.s.n.m.
Velocidad máxima del viento	28.8 Km/h

Fuente: Estación Meteorológica del SENAMHI – Ananea

Figura N° 1.3: Resumen de datos de Temperatura y velocidad del viento



Fuente: Oficina General de Estadística e Informática - SENAMHI

1.6.3 TOPOGRAFÍA – ALTITUD DEL ÁREA DEL PROYECTO

La topografía del terreno en el área del proyecto se caracteriza por ser plana con laderas de cerros y quebradas, comprende zonas urbanas de la localidad y zonas aledañas de la misma.

La altitud del área del proyecto varía entre 4 500 y 4 960 m.s.n.m.

1.6.4 VIAS DE ACCESO

La principal vía de acceso con que cuenta las instalaciones del proyecto son:

Vía Terrestre:

- Lima – Arequipa – Juliaca – Puno 1324 Km (18 horas en auto).
- Juliaca – San Antonio de Putina - Ananea.

Vía Aérea: Con vuelos regulares a Juliaca desde Lima (1 hora 45 minutos) vuelos con escala y vuelos directos al aeropuerto Internacional Inca Manco Capac Av. Aviación S/N Urb. Santa Adriana S/N.

CAPÍTULO II

II. REVISIÓN DE LITERATURA

2.1 SUSTENTO TEÓRICO

2.1.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN

Es el sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas que permite detectar las fallas en los equipos y/o instalaciones del sistema, las condiciones anormales de operación del sistema y el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones correctivas de manera inmediata. (COES-SINAC, 2008)

Por tanto, en las Líneas de Transmisión se requiere contar con un Sistema de Protección que permita:

1. Aislar las fallas en las instalaciones y restablecer el servicio tan pronto como sea posible en los siguientes casos:

- Sobrecorrientes por cortocircuito sólido entre las tres fases
- Sobrecorrientes por cortocircuitos de dos fases, permaneciendo la tercera sana. En este caso puede haber o no contacto a tierra de las fases falladas
- Sobrecorrientes por cortocircuitos de una fase y tierra, permaneciendo sanas las otras dos fases

2. Detectar el estado inapropiado en las líneas con la finalidad de tomar las acciones conducentes a evitar perturbaciones en el sistema como Apertura de Conductores sin contacto a tierra.
3. Detectar las condiciones anormales de operación del sistema y tomar las acciones preventivas que permitan minimizar su impacto.

2.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene por finalidad garantizar el suministro regular de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; pero, al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos en la Norma Técnica correspondiente.

El SEP puede también ser sometido a solicitudes que no corresponden a la atención de la demanda, las cuales se presentan como eventos transitorios que ocasionan perturbaciones importantes ya sea sobretensiones y/o sobrecorrientes que pueden producir oscilaciones de las máquinas, las cuales deben amortiguarse; caso contrario, serán peligrosas para su funcionamiento, afectando su estabilidad y provocando la desconexión de las mismas con lo cual se deja de atender la demanda. (COES-SINAC, 2008)

2.1.3 TEORIA DE FALLAS

Conocer los métodos utilizados en la determinación de valores de corriente, tensión y potencia en condiciones de falla en cualquier punto de un sistema de potencia.

Realizar la evaluación del comportamiento del sistema de potencia en condiciones de perturbación tanto en derivación como en serie. Una falla representa el cambio estructural de una red equivalente originada por la adición de una impedancia en el punto de falla.

2.1.3.1 CAUSAS DE LAS FALLAS

- **Origen Eléctrico.** Ejemplo por alteración de un aislante que resulta incapaz de soportar la tensión.
- **Origen Mecánico.** Ejemplo, rotura de conductores o aisladores, a la caída de un cuerpo extraño tal como la rama de un árbol sobre una línea aérea, golpe de un pico sobre una línea subterránea.
- **Origen Atmosférico.** Ejemplo, el rayo alcanza los conductores de una línea, por la tempestad, la niebla, el hielo, que producen efectos mecánicos, tales como aproximación de conductores, o eléctricos, etc.

2.1.3.2 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS

Según el lugar de defecto, la presencia de un arco puede:

- Degradar los aislamientos
- Fundir los conductores
- Provocar un incendio o representar un peligro para las personas

Según el circuito afectado, pueden presentarse:

- Sobreesfuerzos electrodinámicos, con :
 - Deformación del juego de barras
 - Arrancado o desprendimiento de los cables
- Sobrecalentamiento debido al aumento de pérdidas por efecto joule, con riesgo de deterioro del aislamiento.

Para los otros circuitos eléctricos de la red afectada o de redes próximas:

- Bajada de tensión durante el tiempo de la eliminación del defecto, de algunos milisegundos a varias centenas de milisegundos.

- Desconexión de una parte más o menos importante de la instalación según el esquema y la selectividad de sus protecciones.
- Inestabilidad dinámica (transitoria) y/o pérdida de sincronismo de las máquinas.
- Perturbaciones en los circuitos de mando y control

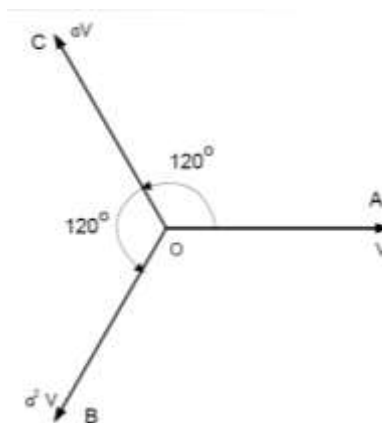
2.1.3.3 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Es una herramienta matemática para resolver problemas en sistemas polifásicos desbalanceados. Las impedancias de las fases individuales son idénticas en un sistema polifásico balanceado, además las corrientes y tensiones de las fases son de magnitudes iguales y de diferencia angular iguales. Así, un sistema polifásico balanceado se puede analizar en una sola fase para luego dar el resultado para todas las fases.

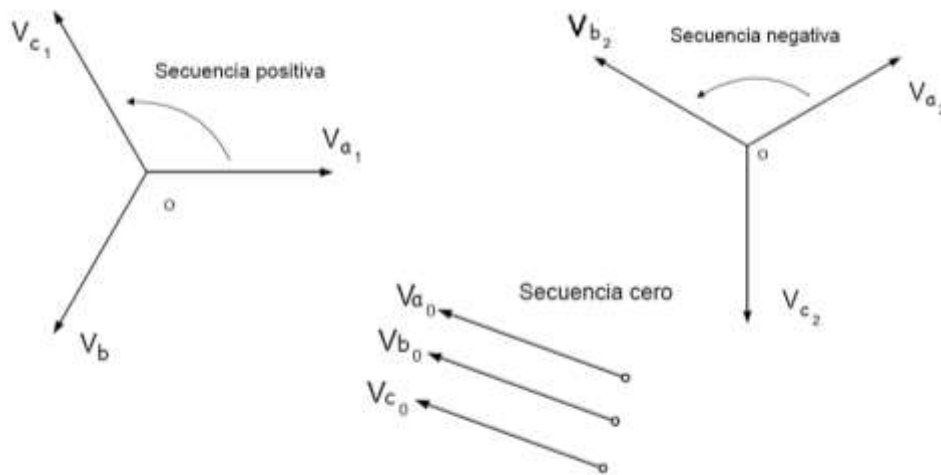
La teoría de componentes simétricas reconoce, que cualquier sistema polifásico desbalanceado de fasores se puede resolver en sistemas de fasores balanceados iguales en número al de fases. Estos sistemas de fasores balanceados se llaman las componentes simétricas del sistema original desbalanceado.

2.1.3.3.1 El operador de secuencia “a”

El operador j el cual gira un fasor en 90° es ampliamente usado en la ingeniería eléctrica. Un operador similar, el cual girará un fasor en 120° puede ser valioso, particularmente en problemas de sistemas trifásicos. Este es el operador “a”.



Diagramas fasoriales:



Operador “a”

$$a = 1\angle 120^\circ$$

$$a^2 = 1\angle 120^\circ * 1\angle 120^\circ = 1\angle 240^\circ$$

$$a^3 = 1\angle 360^\circ = 1\angle 0^\circ$$

Relaciones entre fasores:

Secuencia positiva:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1}$$

$$V_{c1} = a V_{a1}$$

Secuencia negativa:

$$V_{b2} = a V_{a2}$$

$$V_{c2} = a^2 V_{a2}$$

Matriz de componente simétrica:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_b = a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0}$$

$$V_c = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0}$$

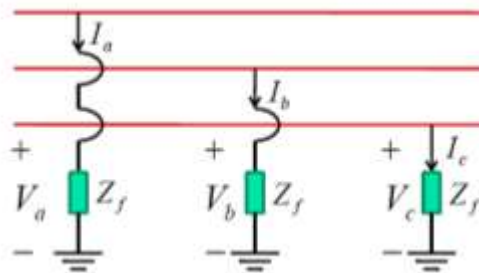
Donde V_{a1} , V_{a2} y V_{a0} son los fasores de referencia para los componentes de secuencia positiva, negativa y cero.

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} ; \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \tag{Ec. 2.1}$$

2.1.3.4 FALLAS EN DERIVACIÓN

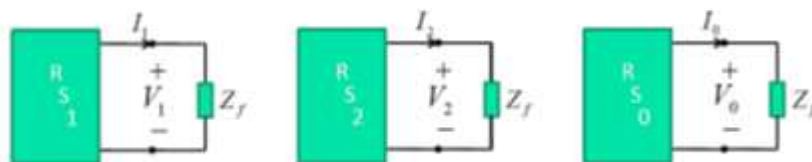
2.1.3.4.1 Falla Trifásica

Su esquema es la siguiente:



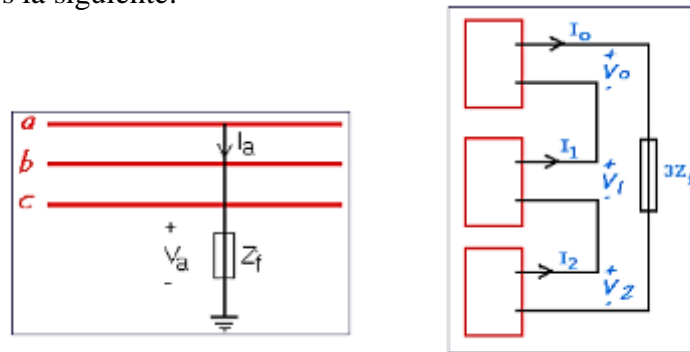
$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & a & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} ; \begin{aligned} V_a &= Z_f I_a \\ V_b &= Z_f I_b \\ V_c &= Z_f I_c \end{aligned} \tag{Ec. 2.2}$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_f & 0 & 0 \\ 0 & Z_f & 0 \\ 0 & 0 & Z_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$



2.1.3.4.2 Falla Monofásica

Su esquema es la siguiente:



$$V_a = Z_f I_a$$

$$I_b = 0 ; I_c = 0$$

$$I_b = I_c \rightarrow I_0 + a^2 I_1 + a I_2 = I_0 + a I_1 + a^2 I_2$$

$$(a^2 - a) I_1 = (a^2 - a) I_2$$

$$I_1 = I_2 \tag{Ec. 2.3}$$

$$I_b = 0 \rightarrow I_0 + a^2 I_1 + a I_2 = 0$$

$$I_0 = -(a^2 - a) I_1$$

$$I_0 = I_1 \tag{Ec. 2.4}$$

$$V_a = Z_f I_a$$

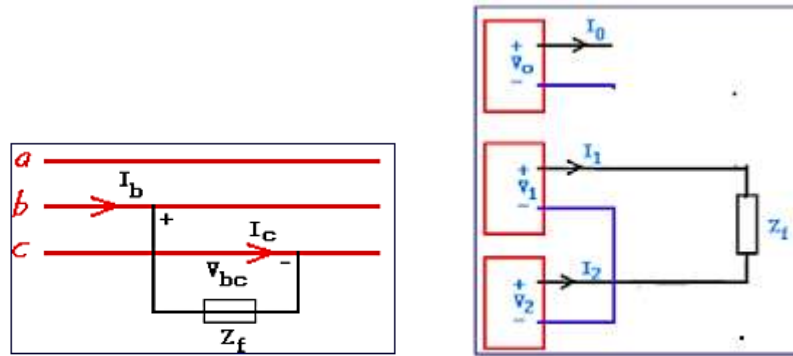
$$V_0 + V_1 + V_2 = Z_f (I_0 + I_1 + I_2)$$

$$V_0 + V_1 + V_2 = 3Z_f I_0 \tag{Ec. 2.5}$$

2.1.3.4.3 Falla Bifásica

$$I_a = 0 ; I_b = -I_c ; V_{bc} = Z_f I_b$$

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 0 \rightarrow I_0 = -(I_1 + I_2)$$



$$I_b = I_c$$

$$I_0 + a^2 I_1 + a I_2 = -(I_0 + a I_1 + a^2 I_2)$$

$$2I_0 + (a^2 + a)I_1 + (a^2 + a)I_2 = 0$$

$$2I_0 + (a^2 + a)(I_1 + I_2) = 0$$

$$2I_0 - 1(-I_0) = 3I_0 = 0 \rightarrow I_0 = 0$$

$$-(I_1 + I_2) = 0$$

$$I_1 = -I_2 \tag{Ec. 2.6}$$

$$V_b - V_c = Z_f I_b$$

$$V_0 + a^2 V_1 + a V_2 - (V_0 + a V_1 + a^2 V_2) = Z_f I_b$$

$$(a^2 - a)V_1 - (a^2 - a)V_2 = Z_f (I_0 + a^2 I_1 + a I_2)$$

$$(a^2 - a)V_1 - (a^2 - a)V_2 = Z_f (a^2 - a)I_1$$

$$V_1 - V_2 = Z_f I_1 \tag{Ec. 2.7}$$

2.1.4 IMPEDANCIA DE LA LINEA

2.1.4.1 IMPEDANCIA CARACTERISTICA (Z₀)

Se define la impedancia característica de la línea (Z₀), como una cantidad compleja que se expresa en ohms, que idealmente es independiente de la longitud de la línea, y que no puede medirse.

Almacena energía en su inductancia y capacitancia distribuida. Actúa como un resistor que disipa toda la energía. Además, junto con la constante de propagación, se designan como parámetros secundarios de la línea y son independientes de la longitud de ésta. La impedancia característica de una línea depende de la permitividad, permeabilidad, frecuencia y geometría de la línea.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}}$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0 \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Si la frecuencia es suficientemente alta como para que se cumpla que $R \ll \omega L$ y $G \ll \omega C$, entonces la formula puede aproximarse como:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

2.1.4.2 IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La impedancia de secuencia positiva y negativa son iguales, ya que cuando se desarrollaron las ecuaciones para la inductancia y capacitancia no se especifica algún orden para las fases. Al calcular la impedancia de secuencia cero debe tomarse en cuenta la resistencia e inductancia de los conductores que sirven de retorno a la corriente y el campo magnético debido a la corriente de secuencia cero.

2.1.4.3 IMPEDANCIA Y REDES DE SECUENCIA

La caída de tensión que se origina en una parte cualquiera de un circuito eléctrico por la corriente de una secuencia determinada depende exclusivamente de la impedancia de esa parte del circuito y de la corriente de dicha corriente. Por tanto, para calcular el efecto de un fallo por el método de las componentes simétricas, es esencial en primer

lugar determinar las impedancias de secuencia, combinándolas posteriormente hasta formar las redes de secuencia.

2.1.5 LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos (cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico) y obtener trabajo.

Cada vez que se acciona un interruptor, se cierra un circuito eléctrico y se genera el movimiento de electrones a través del cable conductor. Las cargas que se desplazan forman parte de los átomos de la sustancia del cable, que suele ser metálica, ya que los metales (al disponer de mayor cantidad de electrones libres que otras sustancias) son los mejores conductores de la electricidad.

2.1.6 EL COSTO SOCIAL DE LA ELECTRICIDAD

La evaluación del costo de las interrupciones para el mejoramiento de la calidad de energía eléctrica al cliente final, también conocido como costo social de las interrupciones, representa uno de los principales esfuerzos que deben abordar las empresas distribuidoras de electricidad. Sin embargo, los factores que influyen en el costo de la falla dificultan la valorización del mismo. La magnitud de la falla, la duración, el tipo de usuario afectado, el nivel de tensión del afectado y el nivel de vida alcanzado constituyen algunas de las dificultades.

2.1.7 MATERIALES UTILIZADOS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Existen varios materiales que son utilizados en las líneas de transmisión, esto de acuerdo a las necesidades de la línea. Por ejemplo, el cobre duro es utilizado en las líneas

aéreas donde se requiere más propiedades mecánicas de tensión ya que si se pone cobre suave la línea tendera a pandearse debido a la gravedad y a su propio peso. Y en líneas subterráneas se utiliza el cobre suave, debido a que si utilizamos el cobre duro le quitaría la flexibilidad, que estas requieren para su instalación y manejo. (Jimenez Meza, Cantu Gutierrez, & Conde Enriquez, 2006)

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente, un problema económico, el cual no solo considera las propiedades eléctricas del conductor, sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros. Los metales más comúnmente utilizados como conductores eléctricos son:

Cobre: Material maleable de color rojizo. Sus principales ventajas son:

- Es el metal que tiene conductividad eléctrica más alta después del platino.
- Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido en cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.
- Tiene buena resistencia mecánica, aumenta cuando se usa en combinación con otros metales para formar aleaciones.
- No se oxida fácilmente, por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- Tiene buena conductividad térmica.

Aluminio: Son muy usados para exteriores en líneas de transmisión y distribución.

- Tiene la mitad del peso que el cobre para la misma capacidad de corriente.
- Es altamente resistente a la corrosión atmosférica
- Puede ser soldado con equipo especial

- Se reduce al efecto superficial y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas del aluminio son:

- Posee una menor conductividad eléctrica, con respecto al cobre.
- Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- Debida a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica.

Tabla N° 2.1: Materiales utilizados en las líneas de transmisión y distribución

Material	Densidad gr/ cm ³	Temp. de Fusión °C	Coef. de dilatación X 10 ⁻⁴ °C	Temp. Ideal R = 0 Ω	Resistividad Eléctrica(ρ) 20 °C Ω-mm ² /km	Coef. termico de resistividad 20 °C	Conductividad Eléctrica en % con el cobre suave
Acero	7.90	1400	13	208.5	575-115	0.0016-0.0032	3-15
Aluminio	2.70	660	24	228	28.264	0.00403	61
Cobre duro	8.89	1083	17	241	17.922	0.00383	96.2
Cobre suave	8.89	1083	17	234.5	17.241	0.00383	100
Plomo	11.38	327	29		221	0.0040	7.8
Zinc	7.14	420	29		61.1	0.004	28.2
Estano	7.28	231.9	0.2270	269.42	120	.0046	

Fuente: Jimenez Meza, O. R., Cantu Gutierrez, V., & Conde Enriquez, A. (2006).

Lineas de Transmision y Distribucion de Energia Electrica. Ciudad Universitaria San Nicolas de los Garza Nuevo Leon.

Los conductores de la línea aérea normalmente son cableados con alma de acero, para tener mayor carga de rotura. Los conductores de aluminio se designan como:

- AAC : Conductor totalmente de aluminio
- AAAC : Conductor totalmente de aleación de aluminio
- ACSR : Conductor de aluminio con alma de acero
- ACAR : Conductor de aleación de aluminio con alma de acero

2.1.8 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas o rayos son corrientes que circulan de una nube a otra sobre la tierra, tales corrientes toman la trayectoria de mínima resistencia y por ejemplo, las torres, las líneas altas, edificios altos y algunos otros objetos de gran altura proporcionan estos puntos de impacto de baja resistencia.

Los postes de madera y las torres que soportan las líneas de transmisión y distribución son trayectorias de menor resistencia, debido a su conexión a tierra.

Figura N° 2.1: Las descargas se producen entre las nubes de tormenta y la tierra



Fuente: Tito Fuentes, F. (2017). Protección Integral contra Descargas Atmosféricas.

Conferencia Magistral de PARA-RAYOS. COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU CD PUNO.

Benjamín Franklin, fue el principal científico de la era moderna en estudiar el fenómeno no solo en cuanto al origen y carga de la nube, sino en las alternativas de protección contra este fenómeno.

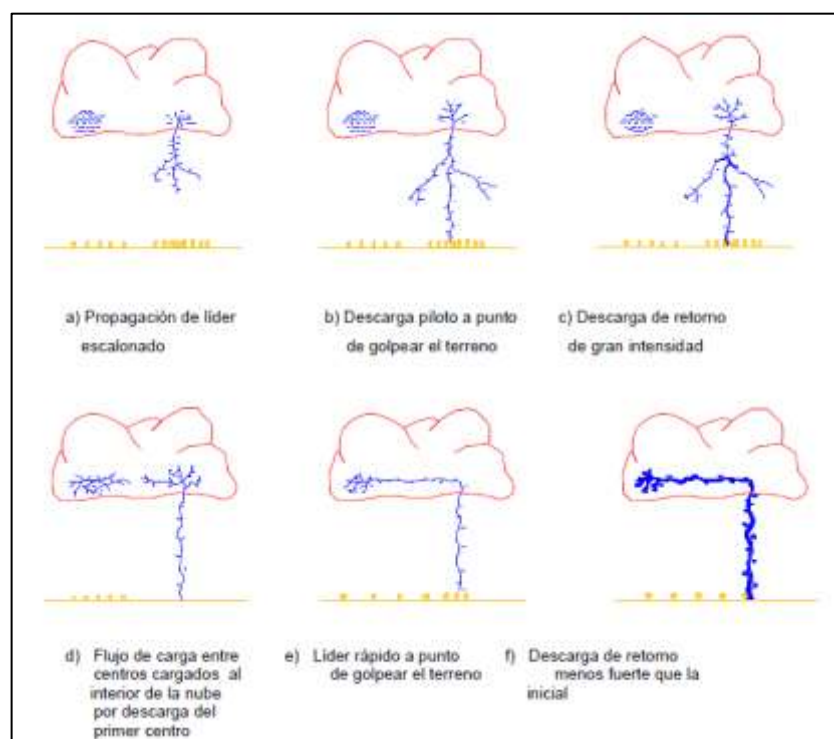
Son muchas las teorías formuladas sobre la formación de una descarga atmosférica, entre ellas podemos mencionar las siguientes:

- Teoría de Simpson
- Teoría de Elster y Geitel
- Teoría de Wilson
- Teoría de Schonland

2.1.8.1 TEORÍA DE SCHONLAND

Una de las teorías más aceptadas para explicar la formación de la descarga nube - tierra, es la de "Schonland", según la cual el ciclo de la nube de tormenta (cumulus-nimbus) y la consecuente descarga eléctrica denominada rayo, se puede resumir en las siguientes etapas:

Figura N° 2.2: Proceso de Formación de la Descarga Atmosférica (nube-tierra).



Fuente: Turco Aliaga, I. (s.f.). INCIDENCIA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN SOBRE LOS 3800 MSNM. *Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad Nacional del Centro del Perú.*

- a) Las cargas eléctricas en la nube se encuentran distribuidas en forma no homogénea, existiendo, por consiguiente, concentraciones desiguales de carga en el seno de la misma. Alrededor del 90% de las descargas son de carácter negativo.
- b) Una vez que el gradiente eléctrico sobrepasa el valor crítico, comienzan a ocurrir pequeñas descargas en el seno de la nube. Estas en virtud de la ionización por choque en el aire, van degenerando en forma de avalancha, denominada descarga piloto, la cual, según lo medido, avanza a una velocidad promedio de 150km/s.
- c) La rama de la descarga piloto logra imponerse en su crecimiento hacia la tierra, viéndose acompañada de pequeños puntos luminosos, son los característicos de las denominadas “Descargas Escalonadas”.
- d) El canal de recepción sale entonces al encuentro de la descarga piloto, la cual trae una gran cantidad de cargas negativas (o positivas, según sea el caso), formándose así el canal plasmático.
- e) Para neutralizar la carga en la nube, una gran cantidad de cargas opuestas salen del plano de tierra, utilizando el mismo canal previamente ionizado. A través de este canal plasmático, ocurrirán todas las descargas sucesivas de las cuales la primera es la de retorno denominada “Descarga de Retorno” o “Return Stroke”
- f) El impacto provocado por las cargas eléctricas que la descarga de retorno induce en el seno de la nube, es tan fuerte que en la mayoría de los casos origina una segunda descarga orientada hacia la tierra, denominada “Descarga Secundaria”.

No existe un modelo analítico del proceso de un Rayo, los fenómenos que participan (atmosféricos, electrostáticos) son aleatorios, los estudios se basan en registros de parámetros y vistas fotográficas en la etapa de impacto en el suelo.

- En las regiones de clima templado como el Perú, entre el 80% y el 90% de las descargas por Rayo, son de polaridad negativa (95% en la zona ecuatorial).

- Los Rayos Descendentes parten de la nube, son mayormente de polaridad negativa (-) y los Rayos Ascendentes parten del suelo, son esporádicos y mayormente de polaridad positiva (+).
- En las zonas planas, la mayoría de los rayos son descendentes, cuando son ascendentes se producen desde objetos protuberantes puntiagudos o muy altos.

Figura N° 2.3: Descarga nube-tierra (Rayo)



Fuente: Tito Fuentes, F. (2017). Protección Integral contra Descargas Atmosféricas.
Conferencia Magistral de Para rayos, (pág. 41). COLEGIO DE INGENIEROS
DEL PERU CD PUNO.

Figura N° 2.4: Descarga Nube-Nube (Relámpago)

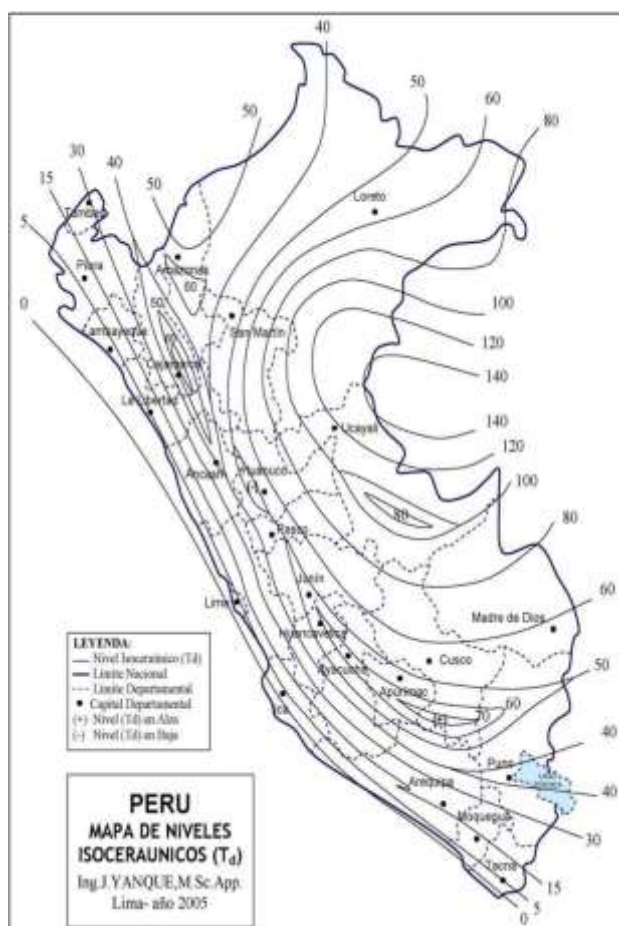


Fuente: Tito Fuentes, F. (2017). Protección Integral contra Descargas Atmosféricas.
Conferencia Magistral de Para rayos, (pág. 41). COLEGIO DE INGENIEROS
DEL PERU CD PUNO.

2.1.9 CARACTERÍSTICAS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y SU INCIDENCIA EN LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN

Existen ciertos datos los cuales nos suministran información de que tan propensa a descargas atmosféricas es una zona determinada; dichos datos, vienen dados gracias al nivel ceraúnico que caracteriza a una zona específica. El nivel ceraúnico es el promedio del número de días con descargas atmosféricas por año en una localidad determinada. La forma de representar estos niveles es, a través de líneas las cuales son parte indispensable de los llamados Mapas Isoceraúnicos, quienes nos muestran de manera gráfica los distintos Niveles Ceraúnicos existentes, en una zona determinada.

Figura N° 2.5: Mapa de niveles isoceraúnicos



Fuente: Turco Aliaga, I. (s.f.). Incidencia de las descargas atmosféricas en líneas aéreas de media tensión sobre los 3800 msnm. *Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad Nacional del Centro del Perú.*

El mapa de Niveles Isoceraúnicos del Perú, incluye datos satélites, información continental, registros dispersos compatibilizados con la geografía y orografía territorial; destacan las siguientes zonas ecológicas de habitad natural:

- Sierra de Baja altitud hacia el litoral o pie de monte: hasta 2000 m, (20)
- Sierra de Media altitud : 2000 – 3500 m (40)
- Sierra de Gran altitud : 3500 m – más (50)
- Microclimas de Alta Cota e Interandinos : - (de 40-70)
- Zona Yunga, Valles Altos : 1000 – 2000 m (60)
- Selva Baja o Plana : hasta 800 m (120)
- Selva Alta o Accidentada : 800 – 1500 m (80)
- Costa Norte Ecuatorial : hasta 1000 m (15)
- Costa Centro - Sur : hasta 1000 m (0)

2.1.9.1 MAGNITUD DE LA DESCARGA

La importancia de la magnitud de la descarga radica en que el valor de la Sobretensión Inducida en líneas eléctricas es directamente proporcional a esta, por ende es una de las principales características a ser tomada en cuenta al momento de hablar de Descargas Atmosféricas y su incidencia en líneas eléctricas.

2.1.9.2 TIEMPO DE FRENTE

El valor de la tensión inducida depende del tiempo de frente que presente la descarga de retorno, es por ello que la combinación de esta característica junto con la magnitud de la descarga los convierte en factores determinantes para la variación de la Tensión Inducida. Para una magnitud de descarga dada, se observa que a menor tiempo de frente mayor es el valor de la Tensión Inducida y viceversa. (Turco Aliaga, pág. 6)

2.1.9.3 ÁNGULO DE INCIDENCIA

Como bien se sabe generalmente las descargas atmosféricas inciden con cierto ángulo. Este ángulo de incidencia trae efectos directos sobre los valores de tensión inducida, sin embargo, para el desarrollo de este trabajo se asume que las descargas inciden a tierra con un ángulo de 90 grados. (Turco Aliaga, pág. 6)

2.1.10 TIPOS DE IMPACTO QUE PUEDEN PRESENTAR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA

2.1.10.1 IMPACTO A TIERRA

Las descargas que pudieran caer en las cercanías de las líneas sin que sean atraídos ni por el conductor de guarda ni por los conductores de fase, es decir, caer directamente en la tierra.

2.1.10.2 IMPACTO A CONDUCTOR DE GUARDA Y/O ESTRUCTURAS

Cuando la descarga impacta al conductor de guarda o a las estructuras, se dice que los conductores de fase están perfectamente apantallados. Sin embargo, no es extraño que ocurran fallas debido a las descargas retroactivas que pudieran superar al CFO (Critical Flashover) de los aisladores y en algún momento ocasionar una falla de la línea a tierra.

2.1.10.3 IMPACTO A CONDUCTOR DE FASE

Se da el caso en el que el conductor se encuentra desprotegido, es decir que no se encuentra bajo el apantallamiento del conductor de guarda y puede existir casi un 100% de probabilidad de que ocasione la salida de la línea en cuestión.

2.1.11 SOBRETENSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN

2.1.11.1 SOBRETENSIONES POR RAYO

Las sobretensiones por rayo o descarga atmosférica se pueden decir son de tipo natural, ya que su origen no tiene una relación directa con el sistema eléctrico. Se

presentan en formas de ondas y son causadas por diferencias de potencial entre las nubes y la tierra, que produce la ruptura dieléctrica cuando se rebasa la energía del campo electromagnético, y que está afectada por factores como la distancia entre las nubes y la tierra, las condiciones climatológicas y la naturaleza del terreno.

2.1.12 MÉTODOS PARA LIMITAR LAS SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

Los métodos más utilizados para el control o limitación de las sobretensiones son:

- Cables de guarda
- Descargadores de Oxido Metálico.
- Mejora de las puestas a tierra en las estructuras.
- Aisladores

2.1.12.1 CABLES DE GUARDA

Los cables de guarda tienen el objetivo de actuar como una pantalla que captura los rayos y deriva su corriente a tierra, con el fin de evitar el impacto de rayos directamente en los conductores de fase.

2.1.12.1.1 Diseño del cable de guarda

El diseño de la protección mediante cables de guarda, en lo que respecta a la cantidad necesaria y su ubicación con respecto a los conductores de fase, se basa en el modelo electrogeométrico de la descarga, con el cual es posible determinar el punto de impacto del rayo, en función de los parámetros de la descarga.

El cable de guarda en una línea de transmisión aérea puede ser de acero galvanizado, de cobre recubierto de acero, o bien, de aluminio cubierto de acero.

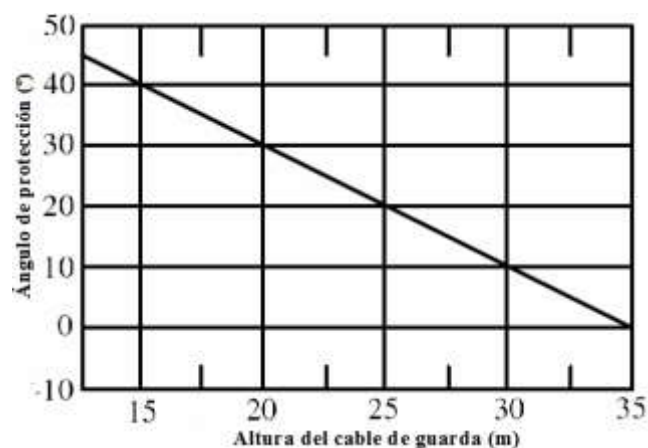
2.1.12.1.2 Ángulo de apantallamiento

La experiencia con varias líneas indica que un ángulo de 20 grados da resultados satisfactorios, mientras que con ángulos de 45 grados se ha obtenido resultados pobres en la protección de la línea ante descargas atmosféricas. Pruebas en el laboratorio indican que un buen promedio es de 30 grados, sin embargo, se encontró que si la torre está recta sobre una ladera el ángulo debería ir decreciendo con respecto al gradiente de ladera. (Gómez Gonzáles, 2009).

2.1.12.1.3 Método para conseguir un apantallamiento efectivo

Existen metodologías más o menos sencillas para la ubicación de la posición efectiva. Las más sencillas de todas, es mediante una gráfica como la de la figura N° 2.6, la cual según el “Transmisión lines referente book 345 kV and above” se encuentra la combinación de altura del cable con el ángulo de apantallamiento, los cuales producen un buen funcionamiento de líneas de extra alto voltaje. Una forma elaborada es mediante el modelo electrogeométrico. (Gómez Gonzáles, 2009)

Figura N° 2.6: Guía para el diseño del cable de guarda



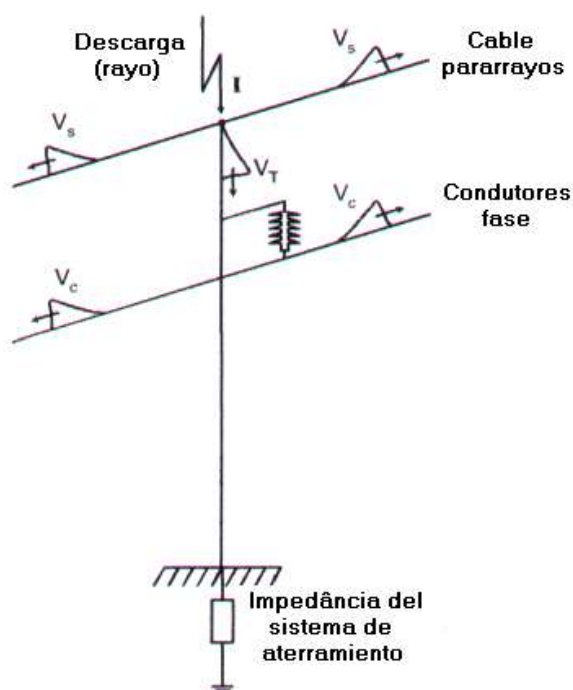
Fuente: Gómez Gonzáles, Z. J. (2009). *Estudio de los Sistemas de Protección contra descargas atmosféricas y Puesta a tierra de la línea San Geronimo "A"-Santa Teresa N°2 a 400KV*. Venezuela.

2.1.12.1.4 Modelo Electrogeométrico

Según este modelo, se puede asociar a cualquier cuerpo un radio de atracción para las descargas atmosféricas cuyo valor depende del valor de cresta de la corriente de descarga.

Se considera que existe una distancia crítica alrededor del conductor de fase y del cable de guarda de forma que los rayos cuyo último paso se encuentre más cercano que esta distancia, impactará sobre el conductor.

Figura N° 2.7: Protección contra descargas directas



Fuente: Contreras, M. (2017). Pararrayos para aplicación en líneas de transmisión.

Curso de Capacitación EFECTO DE DESCARGAS SOBRE LT's (pág. 13).

Puno: División Energía TE Connectivity.

Una descarga atmosférica puede caer directo a tierra en la proximidad de una línea de transmisión o impactarse directamente en la línea de transmisión. Esta distancia r denominada distancia de arqueo es una función de la carga y consecuentemente función de la magnitud de la corriente de la descarga. (Gómez Gonzáles, 2009)

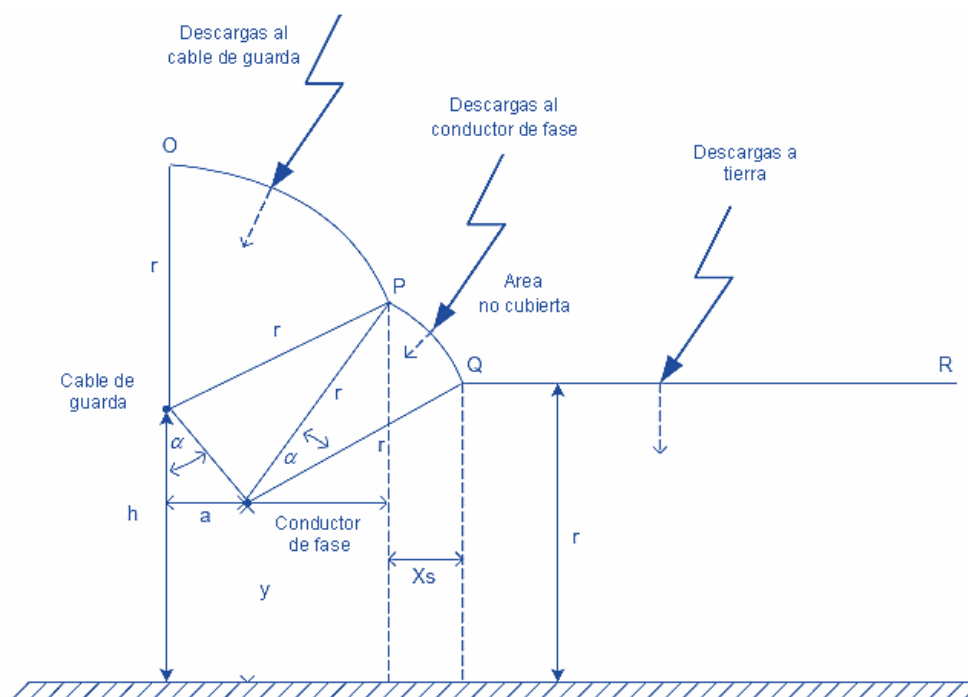
La (Ec. 2.10) permite determinar la distancia de arqueo en función de la corriente.

$$r = 10 * I^{0.65} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Donde:

- r = Distancia de arqueo o de atracción al rayo en metros
- I = Corriente de la descarga en kA

Figura N° 2.8: Modelo electromagnético



Fuente: Gómez Gonzáles, Z. J. (2009). *Estudio de los Sistemas de Protección contra descargas atmosféricas y Puesta a tierra de la línea San Geronimo "A" -Santa Teresa N°2 a 400KV*. Venezuela.

2.1.12.2 DESCARGADORES DE ÓXIDO METÁLICO

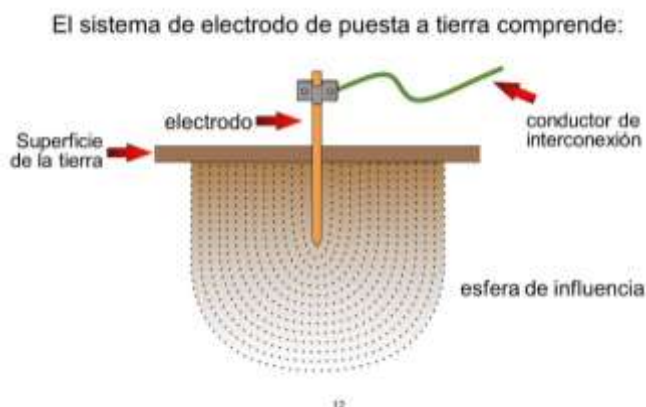
Los descargadores o pararrayos deben cumplir los requerimientos básicos como:

- Prevenir la descarga cuando reciben el impacto directo de una descarga atmosférica.
- Deben ser posible de instalar fácilmente en torres existentes. El mantenimiento debe ser sencillo.
- Deben soportar las condiciones ambientales y de instalación.

2.1.12.3 SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA EN LAS ESTRUCTURAS

Es el conjunto de instalaciones que se utiliza como referencia para poner a tierra el conductor neutro, que limita las tensiones de Toque y de Paso a valores seguros.

Figura N° 2.9: Componentes del sistema de puesta a tierra



Fuente: Tito Fuentes, F. (2017). Sistemas de Puesta a Tierra. *Conferencia Magistral de PARA-RAYOS Ingeniería en Protección Eléctrica*. CIP Puno.

2.1.12.3.1 Electrodo de tierra

El electrodo de tierra es el componente del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para botar o recoger cualquier tipo de corrientes de fuga a tierra. En sistemas puestos a tierra se requerirá normalmente llevar una corriente de falla bastante grande por un corto período de tiempo y, en consecuencia, se necesitará tener una sección suficientemente grande como para ser capaz de llevar esta corriente en forma segura. Los electrodos deben tener propiedades mecánicas y eléctricas adecuadas para continuar respondiendo las solicitudes durante un periodo de tiempo relativamente largo. El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo. Los materiales usados incluyen cobre, acero galvanizado, acero inoxidable y fierro fundido. El cobre generalmente es el material preferido por las razones que se describirán posteriormente. El aluminio se usa algunas veces para conexiones fuera del terreno, pero la mayoría de

los estándares prohíben su uso como electrodo de tierra debido al riesgo de corrosión acelerada. El producto corrosivo -una capa de óxido- deja de ser conductivo y reduce la efectividad de la puesta a tierra. (PROCOBRE, pág. 16)

El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales, placas y conductores horizontales. Las formas más comunes se describen a continuación.

2.1.12.3.1.1 Barras

Esta es la forma más común de electrodos, porque su costo de instalación es relativamente barato y pueden usarse para alcanzar en profundidad, suelo de baja resistividad, sólo con excavación limitada y relleno. Están disponibles en diversos tamaños, longitudes, diámetros y materiales.

2.1.12.3.1.2 Placas

Se usa varios tipos de placas para propósitos de puesta a tierra, pero el único tipo que se considera generalmente como electrodo debe ser sólido y de tamaño sustancial.

Figura N° 2.10: Electrodo de placa para puesta a tierra



Fuente: PROCOBRE. (s.f.). *Sistemas de puesta a tierra.*

2.1.12.3.1.3 Electrodo horizontales

Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad o conductores retorcidos (cables). La cinta es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta

frecuencia, debido a la capacitancia levemente mayor a tierra. Puede ser más difícil de conectar (por ejemplo, a barras verticales), de modo que puede significar un costo de instalación levemente mayor.

2.1.12.3.2 Características de la Puesta a Tierra

- Conducir y dispersar en el terreno las corrientes de cualquier naturaleza que se puedan presentar ya sea por falla, descargas atmosféricas o debidas a maniobras, sin provocar gradientes de potencial peligrosos sobre la superficie de un terreno o entre el punto del terreno y objetos conductores vecinos, para lo cual se debe presentar una resistencia eléctrica adecuada que represente una buena capacidad de conducción.
- Debe ser resistente al ataque corrosivo del terreno.
- Su costo debe ser lo más bajo posible, considerando los requerimientos de las normas y especificaciones.

2.1.12.3.3 Objetivos de un Sistema de Puesta a Tierra

- Dar seguridad de las personas dentro de las instalaciones eléctricas.
- Proveer protección de las instalaciones eléctricas.
- Mantener la continuidad en el servicio eléctrico.
- Asegurar una protección contra electricidad estática.

2.1.12.3.4 Resistividad del terreno

La resistividad es dada comúnmente en Ohm-m (Ω -m). La resistividad de un suelo determinado combinado con la configuración del electrodo conforma la resistencia de dicho electrodo en particular experimenta. En la práctica, la medición de resistividad es realizada primero, para identificar un buen sitio para la puesta a tierra y hacer el cálculo teórico para su diseño óptimo.

2.1.12.3.4.1 Método de Wenner para medición de resistividad eléctrica del suelo

Es un método particular del método de los 4 electrodos, solo que aquí se disponen en línea recta y equidistante a una distancia “a”, simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad del suelo, no siendo necesario que la profundidad de los electrodos auxiliares, sobrepase los 30 cm. El aparato de medida es un telurómetro clásico de 4 terminales, siendo los dos electrodos externos los de inyección de corriente de medida (C1 y C2) y los dos centrales los electrodos de medida de potencial (P1 y P2). (Gómez Gonzáles, 2009, págs. 90-92)

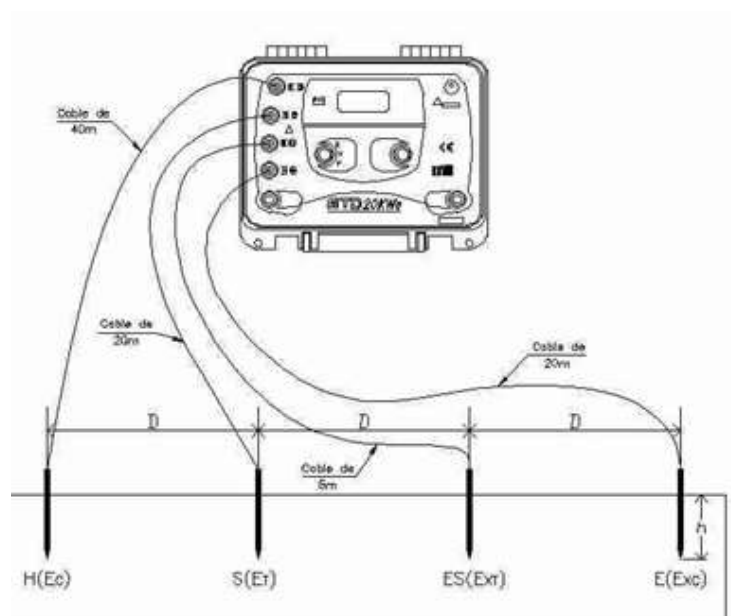
Para obtener la resistividad, se aplica la siguiente ecuación:

$$\rho = 2 * \pi * a * R \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Dónde:

- ρ = Resistividad aparente del terreno en (Ω -m)
- R = Resistencia medida por el telurómetro en (Ω)
- a = Distancia entre los electrodos en (m).

Figura N° 2.11: Esquema de Conexión del Telurómetro – Método de Wenner



Fuente: Catalogo del telurómetro digital

2.1.12.3.5 Resistencia de puesta a tierra

Se instalará puestas a tierra en cada estructura del tipo PAT-1C. Asimismo, se debe tener en consideración la seguridad de las personas y la operación del sistema.

Las ecuaciones de cálculo para las diferentes disposiciones de puesta a tierra se muestran a continuación.

2.1.12.3.5.1 Tipo PAT-1C

Básicamente está integrada por un anillo alrededor del poste en la base, hecho con el mismo conductor de bajada. Esta disposición se instalará en todas las estructuras, con excepción de las estructuras que lleven seccionamiento y subestación, estarán conectado a la ferretería de la estructura. La puesta a tierra tipo PAT-1C, debe ser instalado a 0,8m de profundidad y 1,2m de radio del anillo.

$$R_{Anillo} = \frac{\rho}{\pi^2 * r} * Ln \left(\frac{4 * r^2}{d * h} \right) \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

- R_{Anillo} = Resistencia de puesta a tierra del sistema
- h = Profundidad de enterrado el anillo
- r = Radio del anillo
- ρ_a = Resistividad eléctrica aparente del terreno (ohm-m)
- d = Diámetro del conductor

2.1.12.3.5.2 Tipo PAT-1

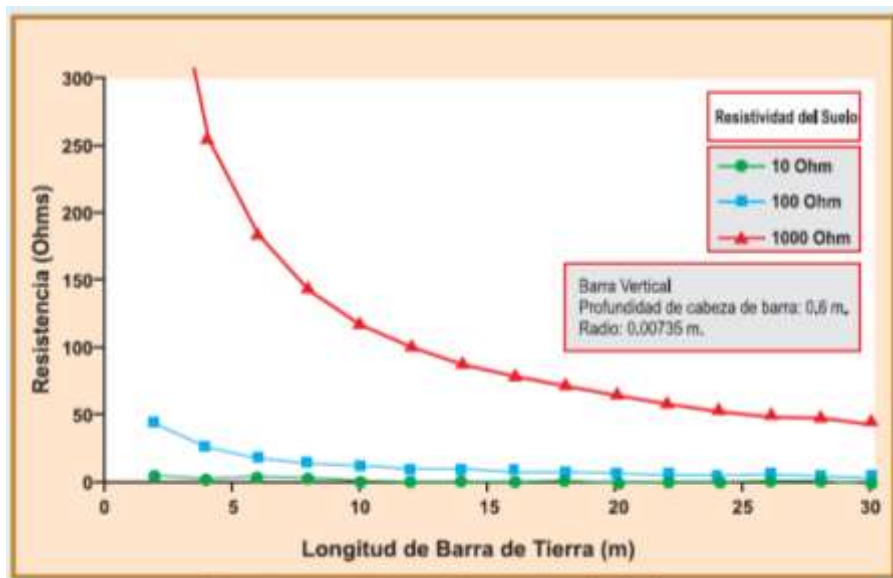
Consiste en llevar el cable de cobre, conectado desde la varilla, por el interior del poste de concreto. La resistencia de puesta a tierra del sistema PAT-1 resulta de aplicar la siguiente fórmula:

$$R_{PAT-1} = \frac{\rho}{2 * \pi * L} * Ln \left(\frac{2 * (L+h)}{\sqrt{h^2 + a^2} + h} \right) \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Donde:

- R_{PAT-1} = Resistencia de puesta a tierra de una barra (ohm)
- ρ = Resistividad del suelo (ohm - metro)
- a = Radio de la varilla (m)
- h = Profundidad de enterramiento (m)

Figura N° 2.12: Variación de la resistencia del electrodo en función de la profundidad



Fuente: PROCOBRE. (s.f.). *Sistemas de puesta a tierra.*

2.1.12.3.5.3 Tipo PAT-2

Constituido por 2 sistemas PAT-1, separados a una distancia horizontal entre varillas y unidas entre sí mediante el cable de cobre.

$$R_{PAT-2} = \frac{R_{PAT-1}}{2} * \left[1 + \frac{L}{d * \ln\left(\frac{4*L}{2a}\right)} \right] \tag{Ec. 2.14}$$

2.1.12.3.5.4 Tipo PAT-3

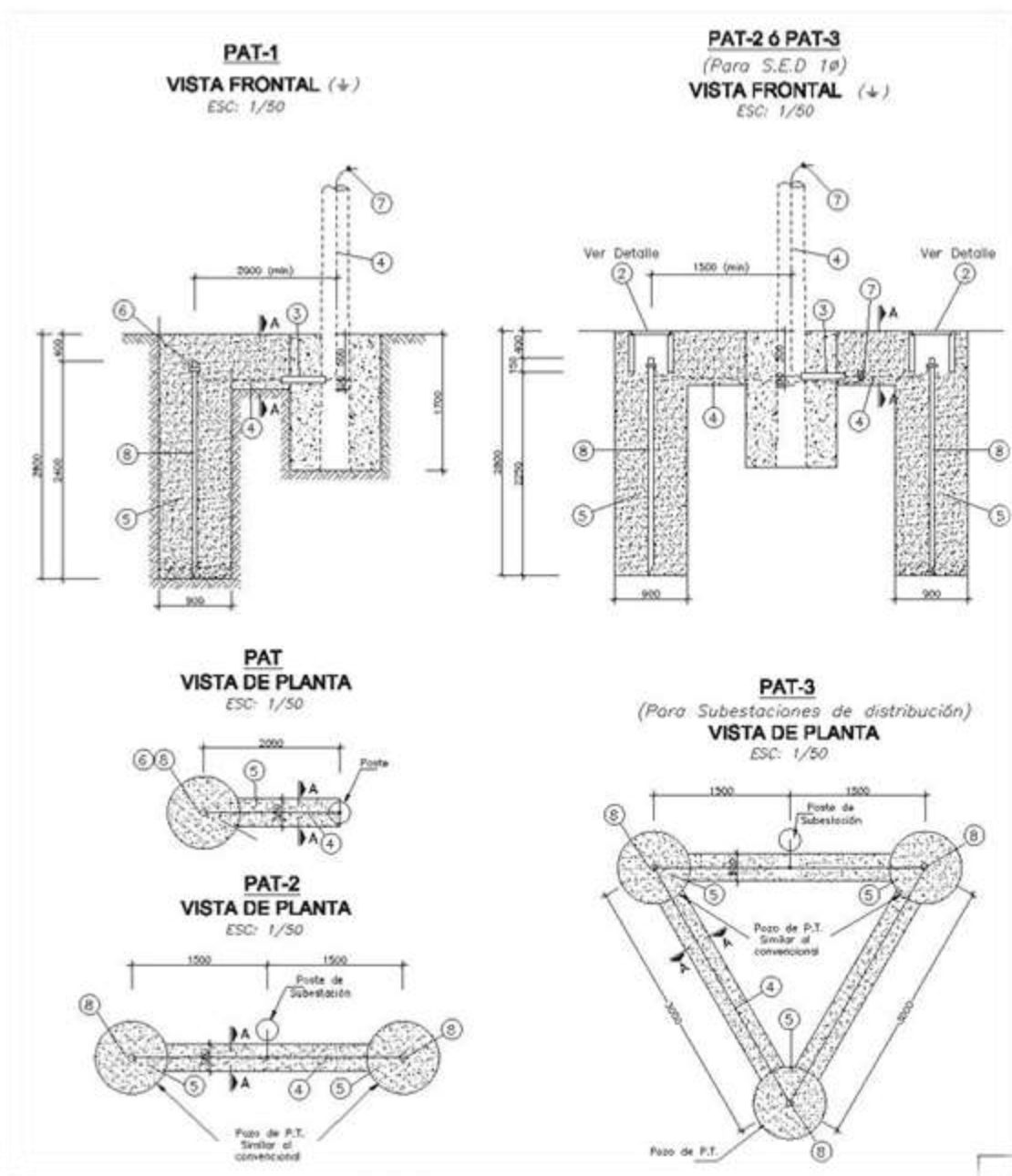
Conformado por 3 sistemas PAT-1 instalados en forma triangular (El tercer electrodo se instalará en la calzada, de no ser posible esta configuración se instalarán alineados en línea recta los 3 electrodos), separados a una distancia horizontal entre varillas, y unidas entre sí mediante cable de cobre.

$$R_{PAT-3} = \frac{R_{PAT-1}}{3} * [1 + 2 * (\frac{L}{d * \ln(\frac{4 * L}{2a})})] \tag{Ec. 2.15}$$

Donde:

- 1 = Longitud de la varilla
- 2a = Diámetro de la varilla
- d = Distancia entre varillas

Figura N° 2.13: Configuración del SPAT tipo PAT-1, PAT-2 y PAT-3



Fuente: MEM. *Armados de Estructuras*. Sección 1: Líneas y Redes Primarias.

2.1.12.3.6 Métodos para la reducción de la resistencia eléctrica

Existen distintos métodos para lograr la reducción de la resistencia eléctrica, aunque todos ellos presentan un punto de saturación que es conveniente conocer para evitar diseños antieconómicos. Los métodos para la reducción son los siguientes:

- El aumento del número de electrodos en paralelo
- El aumento de la distancia entre ejes de los electrodos
- El aumento de la longitud de los electrodos.
- El aumento del diámetro de los electrodos
- El cambio del terreno existente por otro de menor resistividad.
- El tratamiento químico electrolítico del terreno.

2.1.12.3.7 Tratamiento del suelo para puesta a tierra

El tratamiento químico del suelo surge como un medio de mejorar y disminuir la resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra sin necesidad de utilizar gran cantidad de electrodos. Como los siguientes: Bentonita, Cemento conductor, Thor-gel, abono y tierra negra

2.1.12.3.7.1 Bentonita

En terreno, puede absorber humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad-aproximadamente 5 ohm - metro y no es corrosiva. Bajo condiciones extremadamente secas, la mezcla puede resquebrajarse ofreciendo así poco contacto con el electrodo. La Bentonita es de carácter tixotrópica y por lo tanto se encuentra en forma de gel en estado inerte. La Bentonita se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente. (PROCOBRE, pág. 59)

2.1.12.3.7.2 Cemento Conductivo

Es un material a base de cemento y carbón que reduce de manera significativa la impedancia y mejora el desempeño, confiabilidad y durabilidad de los sistemas de tierras. Esto les da una mayor protección a sus equipos contra descargas eléctricas y descargas atmosféricas

Permite reducir y estabilizar la resistencia del medio y además proteger a los electrodos de puesta a tierra de los efectos corrosivos, sin causar daño al medio ambiente.

Diseñado para la instalación de electrodos verticales y horizontales, el cemento conductor es un producto ecológico, cuida del medio ambiente.

Tabla N° 2.2: Datos técnicos garantizados del cemento conductor

N°	DESCRIPCION GENERAL	DATOS	
1	ITEM (S)	1	
2	DENOMINACION DEL MATERIAL	CEMENTO CONDUCTIVO	
3	FECHA		
N°	CARACTERISTICAS	VALOR REQUERIDO	OFERTADO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Definición del producto	Cemento conductor ecológico para mejoramiento de puesta a tierra	
1.2	Marca	
1.3	Procedencia	
1.4	Tipo	Cemento conductor	
1.5	Material	Cemento Portland con Carbón	
1.6	Peso	Bolsas de 25kg o Equivalente	
2	CARACTERISTICAS DEL ARTICULO		
2.1	Propiedades Físicas		
2.1.1	Presentación	Polvo	

2.1.2	Color	Gris Oscuro	
2.1.3	Olor	Ninguno	
2.1.4	Densidad en Forma Seca	$\geq 1350 \text{ kg/m}^3$	
2.1.5	Densidad en Forma Húmeda	$\geq 1600 \text{ kg/m}^3$ (Endurecido)	
2.2	Compresión		
2.2.1	Mpa	≥ 16	
2.2.2	PSI	≥ 2200	
2.2.3	Hoja de seguridad de manejo de materiales	SI	
2.3	Propiedades de Resistividad		
2.3.1	Resistividad del material en ohm-cm (menor que)	≤ 4	
2.4	Propiedades Anti corrosivas		
2.4.1	De impacto ambiental / pH in situ	Neutro	
2.5	Propiedades Anti-Hurto		
2.5.1	endurecimiento alrededor del electrodo (en PSI's) - Adjuntar Test Report	≥ 2000	
2.6	Retención de Humedad		
2.6.1	Propiedades Higroscópicas	SI	
2.6.2	Absorción de agua (Adjuntar prueba de Laboratorio)	$\geq 24\%$ de su peso	
2.7	Anticontaminante		
2.7.1	Material Tóxico	NO	
2.7.2	Certificado emitido por un laboratorio acreditado, basado en normas de la EPA*	SI	
2.8	Permeabilidad		
2.8.1	Pruebas mediante método ASTM D 5084 (cm/sec)	$\leq 3.8 \times 10^{-7}$	
	Adjuntar el Test Report de permeabilidad		
2.9	Resistencia a Corrosión Electrolítica		
2.9.1	Reducción de Corrosión **	$\geq 75\%$	
3	Pruebas de ALTA CORRIENTE / ALTO VOLTAJE		
3.1	Presentar pruebas realizadas a una muestra de Concreto Conductivo realizada por Laboratorios Acreditados internacionalmente, donde no se evidencie problemas ni daños.	$\geq 1680\text{Vrms} / 685\text{A}$ duración 500ms	
4	GARANTIA DEL PRODUCTO		
		1 AÑO	

Fuente: Contrato N° 131-2016-ELPU/GG Expediente Conforme a obra -"Mejoramiento de la línea de transmisión de 60kV Azángaro-Antauta"

2.1.12.3.7.3 Thor-Gel

Tiene una gran atracción por el agua, de modo que puede aprisionarla manteniendo un equilibrio con el agua superficial que la rodea; esto lo convierte en una especie de reservorio acuífero. Rellena los espacios intersticiales dentro del pozo, constituyendo una excelente conexión eléctrica entre el terreno y el electrodo, asegurando una conductividad permanente.

2.1.12.3.7.4 Con Carbón vegetal o mineral

No permite bajar sustancialmente la resistencia de puesta a tierra sobre todo por el tamaño de la partícula. Un carbón de partículas muy finas tiene una resistividad de 1.8 Ω -m. (Gómez Gonzáles, 2009)

2.1.12.3.8 Propiedades del suelo que influyen en las puestas a tierra

- **Compactación y presión del suelo:** Un suelo más compacto presenta una mayor continuidad física, lo que en principio facilita una mejor continuidad, siempre y cuando se llegue a las capas de menor resistividad.
- **Composición del terreno:** En un sitio determinado, no es posible dar valores de resistividad hasta no hacer la medición. Sucede, incluso, que para una misma clase de terreno, situada en distintas regiones, la resistividad puede ser sensiblemente diferente.
- **Estratificación del suelo:** La composición del suelo es generalmente estratificada en varias capas (consecuentemente de resistividades diferentes).
- **Concentración de sales:** Siendo la resistividad del suelo dependiente de la cantidad de agua retenida en éste, y conociéndose el hecho de que la resistividad del agua está gobernada por las sales disueltas en ésta (conducción electrolítica).
- **Humedad del suelo:** La resistividad del suelo disminuye en la medida que aumente la humedad del mismo.

- **Nivel Freático (Nivel de contenido de agua en el terreno):** Es necesario determinar con anterioridad cuál es el nivel freático particular del sitio.
- **Resistividad del terreno (ρ):** Es el parámetro más importante para hacer un diseño de puesta a tierra.

2.1.12.3.9 Experiencia de pruebas de corrosión en terreno

Los ensayos acelerados realizados en laboratorios han sido de uso limitado. Las pruebas de campo realizadas en condiciones de servicio rigurosamente monitoreadas, han probado lejos una mayor confiabilidad. (PROCOBRE, pág. 49),

Tabla Nº 2.3: Pruebas de Corrosión de metales ante características del suelo

Efecto de características del suelo y del clima en la corrosión											
Prueba	Suelo	Tasa de corrosión promedio, pulgadas x 10 ⁻³ /y					Características de suelo y clima				
		Cobre	Latón	Plomo	Acero	Hierro Fundido	Temp.°F Media	Precipitación Anual (Pulgadas)	Humedad %	pH	Resistividad Ω -cm
67	Ceniza	1,58	3,51	3,32	9,67	>20	46	30	11	8,0	455
43	Pantano de marea	0,81	0,04	0,02	2,13	2,51	52	43	55	3,1	60
63	Pantano de marea	0,62	0,011	0,004	1,44	1,09	66	45	47	2,9	84
60	Turba	0,91	0,64	0,07	2,77	3,82	49	37	43	2,6	218
33	Turba	0,17	0,25	-	1,81	2,47	46	30	73	6,8	800
58	Materia descompues	0,29	0,49	0,64	2,61	3,59	69	57	58	4,0	712
29	Materia descompues	0,16	0,39	0,36	2,27	3,90	69	57	34	4,2	1270
45	Suelo alcalino	0,04	0,02	0,02	1,23	2,00	47	15	15	7,4	263
64	Arcilla	0,60	0,30	0,05	>20	>20	58	16	41	8,3	62
56	Arcilla	0,11	0,14	0,12	4,67	>20	69	49	29	7,1	406
61	Arcilla	0,05	0,18	1,58	0,93	1,26	69	57	31	5,9	943
27	Arcilla	0,016	0,06	0,05	0,82	0,68	67	56	43	6,6	570
28	Adobe de arcilla	0,11	0,11	0,07	2,59	3,84	61	10	25	6,8	408
5	Adobe de arcilla	0,04	0,08	0,45	0,70	1,06	56	23	29	7,0	1346
3	Marga de arcilla	0,04	0,10	0,06	0,60	0,57	61	48	29	5,2	30000
8	Marga de arcilla	0,03	0,03	0,06	0,97	3,06	49	21	37	7,6	350
25	Marga de arcilla	0,016	0,07	0,03	2,4	0,51	46	30	26	7,2	2980
36	Marga arenosa	0,26	0,07	0,03	0,30	0,16	64	53	14	4,5	11200
10	Marga arenosa	0,12	0,33	0,09	0,60	0,79	50	41	13	6,6	7460
12	Marga fina arenosa	0,40	0,31	0,12	0,49	0,36	62	15	12	7,1	3190
16	Marga fina arenosa	0,08	0,24	-	0,97	1,36	67	61	22	4,4	8290
37	Arena fina	0,23	0,21	-	1,00	2,14	69	47	7	3,8	11200
31	Arena fina	0,012	0,03	0,019	0,35	0,26	69	47	3	4,7	20500
66	Marga de grava fina	0,08	0,18	0,025	3,08	0,73	70	8	16	8,7	23,2
6	Marga de arena fina	0,014	0,02	0,018	0,16	0,08	51	34	12	5,9	45100
4	Marga	0,03	0,20	0,19	0,84	1,48	54	40	22	5,6	6670
35	Marga	0,02	0,03	0,02	0,16	0,26	62	15	18	7,3	2060
23	Marga de sediento	0,18	1,06	-	2,54	4,76	65	6	25	9,4	278
1	Marga de sediento	0,08	0,14	0,18	1,22	1,89	49	34	29	7,0	1215
20	Marga de sediento	0,05	0,06	0,28	0,80	1,10	49	34	22	7,5	2870
19	Marga de sediento	0,05	0,17	0,04	0,46	0,60	50	32	28	4,6	1970
18	Marga de sedientol	0,010	0,03	0,016	0,35	0,47	51	28	28	7,3	1410

Fuente: PROCOBRE. (s.f.). *Sistemas de puesta a tierra.*

2.1.12.3.10 Valores máximos permitidos de resistencia de puesta a tierra

Los valores máximos permitidos es de acuerdo a lo que establece la norma. La puesta a tierra con un solo electrodo deberá, tener una resistencia a tierra que no exceda 25Ω . Si la resistencia con un solo electrodo excede 25Ω , deberá utilizarse dos electrodos conectados en paralelo.

Cuando tenga que disminuirse la resistencia de puesta a tierra se podrá usar otros métodos, como puede ser el empleo de tratamiento químico o suelos artificiales, que deberá ser aceptable y certificado por una entidad especializada e imparcial competente, asegurándose que dicho tratamiento no atente contra el medio ambiente. (MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, 2011)

2.1.12.4 AISLADORES

Su finalidad consiste en separar eléctricamente el conductor de la línea del apoyo que lo soporta. Al emplearse los conductores, se precisa que los aisladores posean buenas propiedades dieléctricas ya que la misión fundamental de este es evitar el paso de la corriente del conductor hacia tierra.

El paso de la corriente del conductor al apoyo puede producirse por las causas siguientes:

- **Por conductividad del material:** Es decir a través de la masa del aislador. Para evitar esto se emplean materiales cuya corriente de fuga sea despreciable (Ejemplo: Vidrio, porcelana, polímeros.).
- **Por conductividad superficial:** Se produce cuando una corriente de fuga contornea la parte exterior del aislador por aumento de la conductividad, esto es ocasionado por haberse depositado en la superficie del aislador una capa de polvo o humedad. Esta conductividad recibe el nombre de efecto corona y suele reducirse dando un perfil adecuado a la superficie del aislador.

- **Por perforación de la masa del aislador:** Al ser muy difícil mantener la uniformidad dieléctrica de un material en toda su masa, existe el peligro de que se perfora el aislador, sobre todo si el espesor es grande. Por ello, los aisladores suelen fabricarse en varias piezas de pequeño espesor unidas por una pasta especial.

2.1.12.4.1 Número de aisladores utilizados según el nivel de tensión

El número de discos o unidades que conforman la cadena de aisladores es aproximadamente proporcional a la tensión, con ligero aumento para las tensiones más altas y con cierto margen en la longitud de cada unidad.

2.1.12.4.2 Tipos

2.1.12.4.2.1 Aisladores fijos

Unidos al soporte por un herraje fijo y no pueden, por consiguiente, cambiar normalmente de posición después de su montaje.

Figura N° 2.14: Aisladores fijos



Fuente: Pagina Web (www.sectorelectricidad.com)

2.1.12.4.2.2 Aisladores en cadena

Constituidos por un número variable de elementos según la tensión de servicio; formando una cadena móvil alrededor de su punto de unión al soporte. Éste es el tipo de aislador más empleado en media y en alta tensión.

Figura N° 2.15: Aislador en cadena



Fuente: *Página Web* (www.sectorelectricidad.com)

2.1.13 COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN

Los principios comunes de coordinación para cualquier dispositivo de protección de sobrecorriente están basados en reglas generales, las cuales se detallan a continuación.

(Arce Laza, 2010)

- El equipo de protección no debe actuar con la corriente máxima de carga actual, ni con la proyectada adecuadamente hacia el futuro más una sobrecarga.
- La protección principal debe eliminar una falla permanente o temporal antes de que la protección de respaldo inicie su proceso de interrupción (como en el caso de un elemento fusible) y opere hasta apertura definitiva (como en el caso de un reconectador). De cumplirse con este criterio, la protección de respaldo cubrirá a la protección principal en caso de que esta fallara en su actuación.
- El tiempo acumulado de permanencia de la falla debe ser menor que el tiempo de recocido de los conductores y de las curvas térmicas de los equipos.
- El equipo debe soportar, abrir y cerrar la corriente de falla máxima del sistema al que se encuentre conectado.

2.1.13.1 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

Conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados que se encuentran interconectados entre sí, cuya función es proteger un equipo o un conjunto de equipos.

2.1.13.1.1 Fusibles

Se puede decir que es uno de los dispositivos de protección más utilizado y confiable dentro del sistema de protección. Realizan diferentes funciones como:

- Sentir cualquier subida de corriente en el sistema protegido.
- Interrumpir sobrecorrientes
- Soportar voltajes transitorios de recuperación para no permitir reignición (extinción controlada del arco)

Cuando por el fusible circula una sobrecorriente, el intervalo de tiempo desde que se detecta, hasta que empieza a fundirse se denomina “tiempo mínimo de fusión”; y el intervalo de tiempo que termina en fundirse todo el fusible se denomina “tiempo máximo de despeje”. La principal limitación de un fusible es, siempre que es sometido a una corriente superior a su mínima corriente de fusión, se funde y queda sin servicio la parte del sistema más allá de este, esta interrupción se da hasta que un técnico llegue y analice el tipo de falla y reponga dicho fusible. (Arce Laza, 2010)

2.1.13.1.2 Recloser

Recloser o reconectador, es un aparato eléctrico diseñado con suficiente inteligencia para detectar condiciones de cortocircuito o de sobrecarga, interrumpir el circuito, recerrar y si la falla es permanente, abrir el circuito hasta que el recloser se cierre manualmente.

Figura N° 2.16: Recloser



Fuente: Pagina Web (www.schneider-electric.com.co)

2.1.13.1.2.1 Operación

Los reconectores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente, las cuales proporciona el fabricante. Cada punto de las curvas características representa el tiempo de aclaración del reconector para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que este dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.

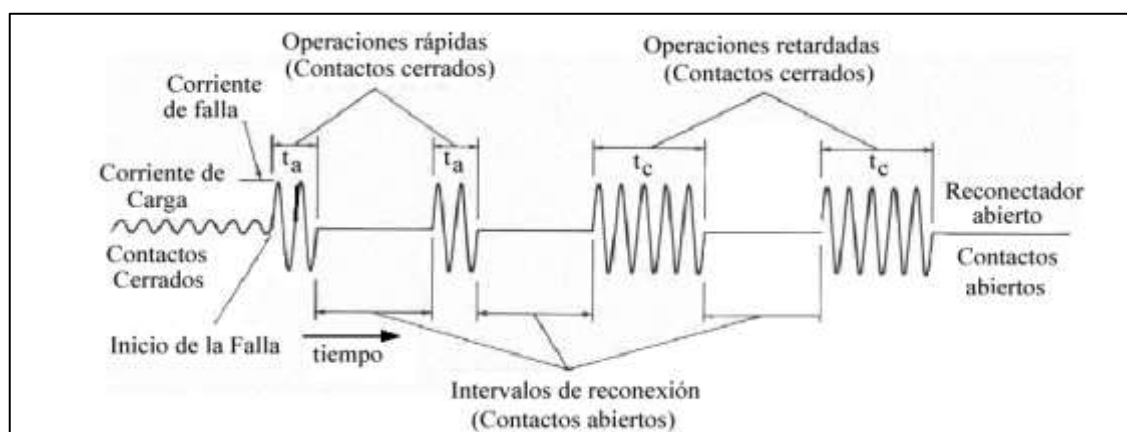
2.1.13.1.2.2 Secuencia de Operación de un Recloser

1. Tiempo de reconexión: Son los intervalos de tiempo en que los contactos del recloser permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.

2. Tiempo de reposición: Es el tiempo después del cual el recloser repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.

3. Corriente mínima de operación: Es el valor mínimo de corriente para el cual el recloser comienza a ejecutar su secuencia de operación programada. La secuencia de operación típica de un recloser para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la siguiente figura, donde se ha supuesto que la programación es C 22, es decir, dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, de la curva A y de la curva C proporcionados por el fabricante, para la magnitud de corriente de falla correspondiente. (Ravindranath, 1980).

Figura N° 2.17: Secuencia de operación del recloser



Fuente: Ravindranath, M. C. (1980). *Power System Protection and Switchgear* (1 ed.).

Mexico: Limusa.

2.1.13.1.3 Relés

Los relés de protección reciben la información, lo procesa, toma las decisiones y ordena la actuación en uno u otro sentido.

2.1.13.1.4 Interruptor

Dispositivo destinado a la conexión y desconexión de un circuito eléctrico en condiciones de operación normal de carga, en vacío y en condiciones de falla tan rápido como sea posible, de tal forma que se limite al mínimo los posibles daños a los equipos.

2.1.13.2 CRITERIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN

El objetivo principal del sistema de protección es proporcionar, en forma rápida, el aislamiento de un área de falla en el sistema, de este modo, para poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema eléctrico restante.

Dentro de este contexto existen requerimientos básicos para la protección:

- a) **Fiabilidad.-** Seguridad de que la protección se llevará a cabo correctamente, tiene dos componentes: confianza y seguridad.
- b) **Sensibilidad.-** Detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta.
- c) **Selectividad.-** Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.
- d) **Rapidez de operación.-** Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.
- e) **Simplicidad.-** Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- f) **Economía.-** Mayor protección a menor costo total.

El término “Protección” no implica que el equipo de protección pueda prevenir fallas o deficiencia de los equipos. Los dispositivos de protección solo se ponen en funcionamiento después que haya ocurrido una condición insostenible. Sin embargo, su función es minimizar los daños a equipos fallados, reducir el tiempo y costo de interrupción así como el de reparación y problemas afines que pudieran ocurrir.

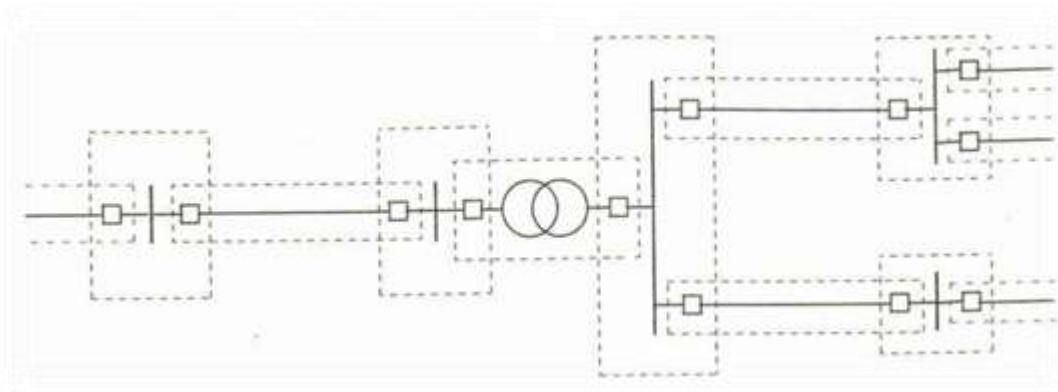
2.1.13.2.1 Zona de protección

Se divide el sistema de potencia en un conjunto de zonas, cada una de las cuales es protegida por equipos apropiados. De esta forma, al existir una falla ésta se aísla de

manera zonal, garantizándose, si es posible, la operación de la red en las áreas sin falla.

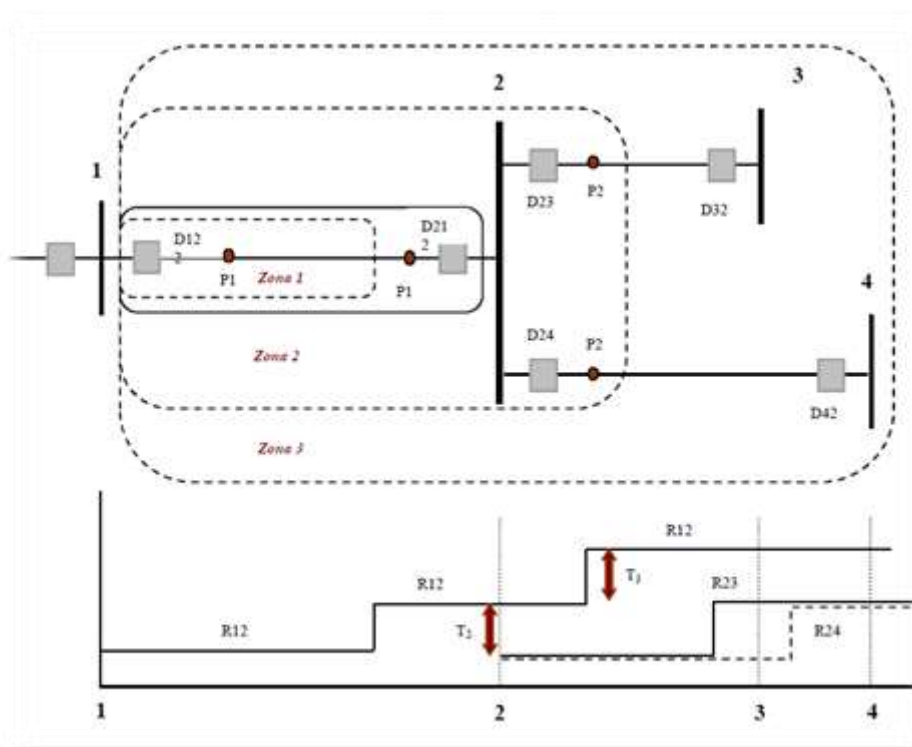
(Alvarez V., 2007)

Figura N° 2.18: Zona de protección definida por una línea partida.



Fuente: Ramirez Alanis, Margil S. (2005). *PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA*. Universidad Autonoma de Nuevo Leon.

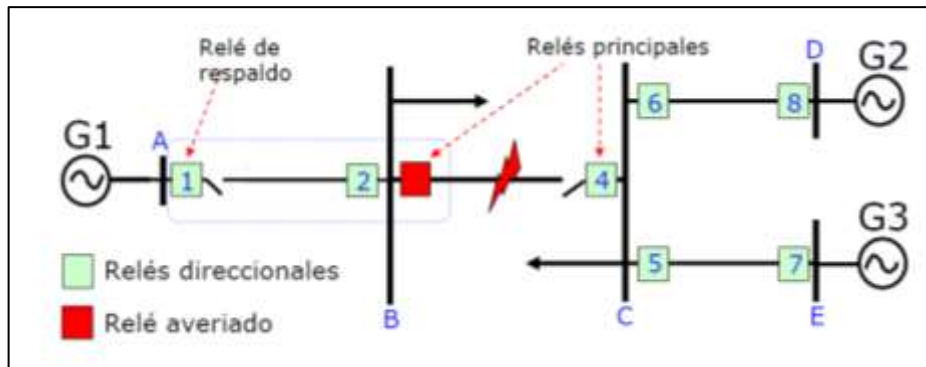
Figura N° 2.19: Zonas de protección



Fuente: Alvarez V., E. (2007). *Proteccion de Sistemas Electricos de Potencia. Generalidades - Proteccion de SEP*, (pág. 111). Puno.

2.1.13.2.2 Protección Principal y de Respaldo

Figura N° 2.20: Protección principal y de respaldo



Fuente: Hernández Zevallos, L. (s.f.). Sistema de Protección en Sistemas Electricos. *Sistemas de Protección*, (págs. 65). Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa.

Protección Principal: Las protecciones primarias son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en primera instancia. Están definidas para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

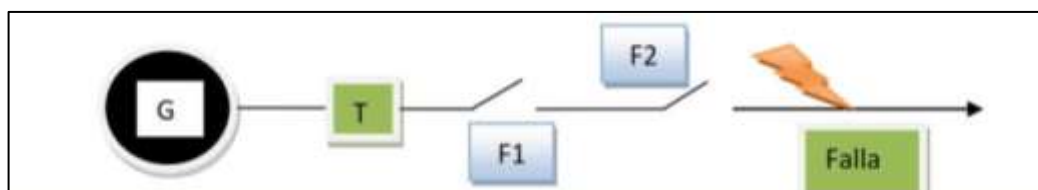
Protección de Respaldo: Las protecciones de respaldo son aquellas que tienen la responsabilidad de despejar la falla en segunda instancia, es decir, solamente deben operar en el caso de que hayan fallado las protecciones primarias correspondientes.

2.1.14 TIPOS DE COORDINACIÓN

2.1.14.1 COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE

2.1.14.1.1 Coordinación Fusible – Fusible

Figura N° 2.21: Coordinación Fusible – Fusible



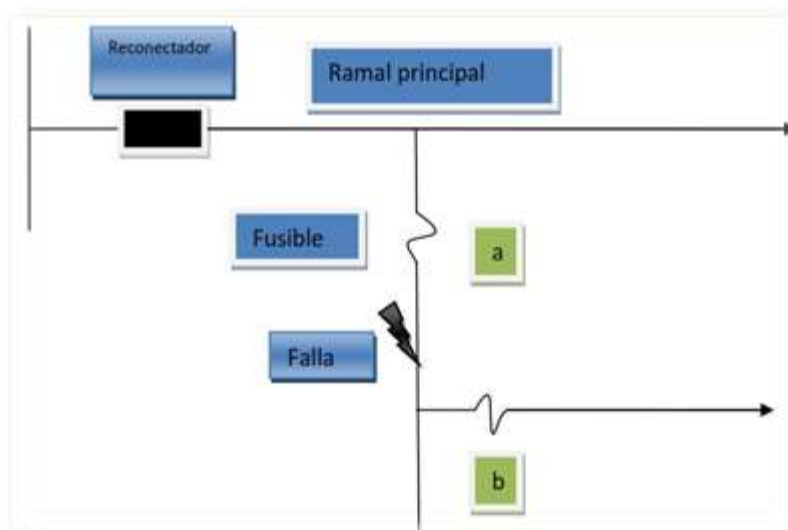
Fuente: Arce Laza, E. S. (Febrero de 2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tension en la Subestacion "Machala" Propiedad de la Corporacion Nacinal de Electricidad S.A. - Regional el Oro. *Tesis*, 352.

En este tipo de coordinación el fusible 2 que se encuentra más cercano a la falla se denomina protección principal y debe terminar su proceso de fundición antes que la protección de respaldo fusible 1 inicie su proceso de fusión, con lo cual estamos cumpliendo uno de los criterios más importantes que es el de selectividad. Para la coordinación Fusible – Fusible se logra mediante la selección adecuada del tipo de fusible y su capacidad de manera que el fusible más cercano a la falla se funda antes que el de respaldo, aislando el área con problemas. (Arce Laza, 2010)

2.1.14.1.2 Coordinación Recloser – Fusible

En cuanto a la secuencia de actuación, se debe considerar que ante una falla al final del alimentador el primer dispositivo en actuar debe ser el fusible y como respaldo (ante la no actuación del fusible) debe operar el Recloser.

Figura N° 2.22: Coordinación Recloser – Fusible



Fuente: Arce Laza, E. S. (Febrero de 2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tensión en la Subestación "Machala" Propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional el Oro. *Tesis*, 352.

2.1.14.1.3 Coordinación Relé – Fusible

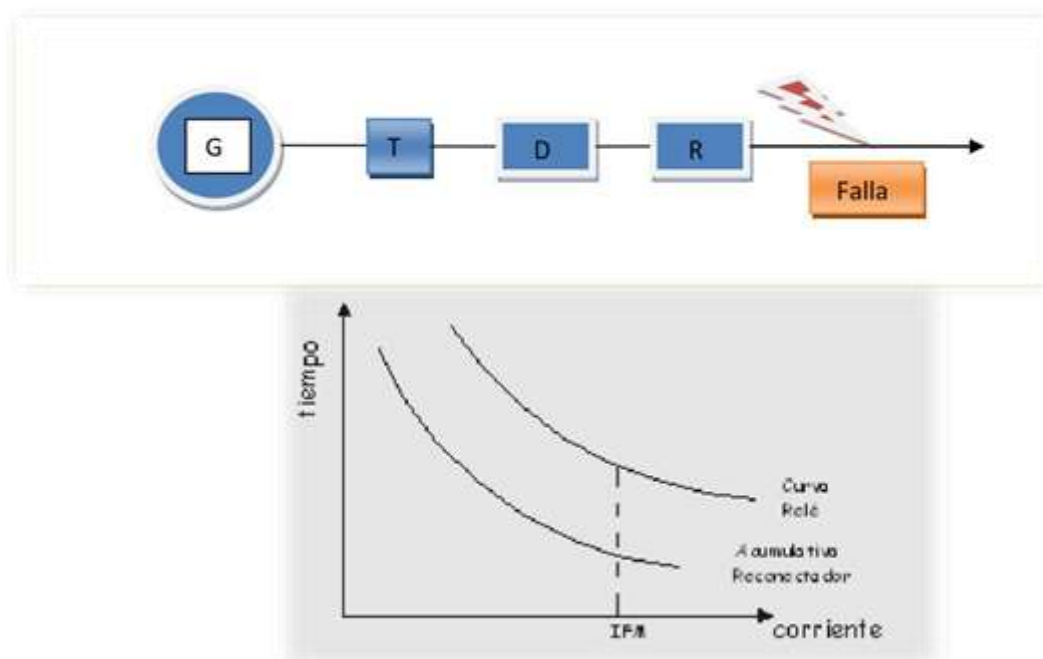
Para este tipo de coordinación entre un relé de una subestación y un fusible ubicado en un alimentador, se da cuando el fusible opera y despeja la falla antes de que el relé,

esto se da en un margen de tiempo de 0.2 a 0.3 segundos entre la curva máxima de despeje del fusible y la curva de tiempo inverso del relé, esto debe mantenerse con el fin de permitir sobre-viajes del relé, errores en la señal del transformador de corriente, etc. (Arce Laza, 2010).

2.1.14.1.4 Coordinación Relé – Recloser

Cuando en una Subestación de distribución, las salidas se realizan con disyuntor comandado por relés, y se tiene un reconectador en el alimentador, la coordinación estará dada entre el relé que comanda al disyuntor y el reconectador. El reconectador debería actuar cuantas veces sean necesarias pero el relé no debe llegar a completar su ciclo de actuación. La secuencia acumulada de operaciones del reconectador debe ser menor que la curva característica de tiempo – corriente del relé. Este rango de coordinación está limitado por los relés con curvas de tiempo extremadamente inversa. (Arce Laza, 2010)

Figura N° 2.23: Coordinación Relé – Recloser



Fuente: Arce Laza, E. S. (Febrero de 2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tensión en la Subestación "Machala" Propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional el Oro. *Tesis*, 352.

2.1.14.1.5 Coordinación Relé – Relé

En la coordinación de relés de sobrecorriente es obtenida a través del establecimiento de la corriente mínima de disparo y del retardo de tiempo, de manera que exista sensibilidad para poder detectar los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en líneas de distribución, selectividad para poder discriminar fallas en zonas de protección primarias y secundarias (de respaldo). Para que la operación de los relés en conjunto sea selectiva, es preferible utilizar curvas de tiempo inverso con el mismo grado de inversión (curvas inversas, muy inversas, extremadamente, etc.). (Arce Laza, 2010)

2.1.15 PAQUETES DE SIMULACIÓN

2.1.15.1 DIgSILENT PowerFactory v15.1.7

El DIgSILENT (DIgital SimuLation and Electrical NeTwork), es un software de análisis de sistemas de potencia aplicada a: Generación, Transmisión, Distribución y Sistemas Industriales.

El nuevo DIgSILENT PowerFactory, es una herramienta integrada de análisis de sistemas de potencia, que combina la capacidad de modelación confiable y flexible del sistema, con algoritmos de solución en el estado del arte y un concepto único de manejo de base de datos. El concepto PowerFactory, fue iniciado en 1993 cuando fue tomada la decisión de hacer una reingeniería al ya existente y exitoso DIgSILENT versión 10.31 con algoritmos de solución mejorados y tecnología de programación avanzada incorporando una base de datos orientada a objetos. (Gonzales-Longatl, Francisco M., 2004)

2.1.15.1.1 Análisis de flujo de potencia

Las simulaciones de flujo de potencia, permiten observar el comportamiento del sistema en estado estacionario, evaluando el nivel de tensión en la barra, la distribución del flujo de potencia activa y reactiva y la máxima caída de tensión de los conductores con la finalidad de verificar la capacidad de transmisión del mismo.

2.1.15.1.2 Análisis de cortocircuito

Los resultados de cortocircuito nos proporcionan los valores de las corrientes de fase-tierra y de las corrientes de fase, en modulo y ángulo, más los valores de secuencia positiva, negativa y cero que fluirán por las diferentes ubicaciones de los fusibles y con el/los Recloser/s aguas arriba. Se consideran estos valores para determinar la coordinación entre fusibles y recloser-fusible que forman parte del presente estudio.

Adicionalmente, los resultados de cortocircuito nos permitirá verificar la capacidad térmica de las barras y la capacidad de corriente de cortocircuito que deberán soportar los equipos como son: conductores, interruptores, seccionadores, pararrayos, etc.

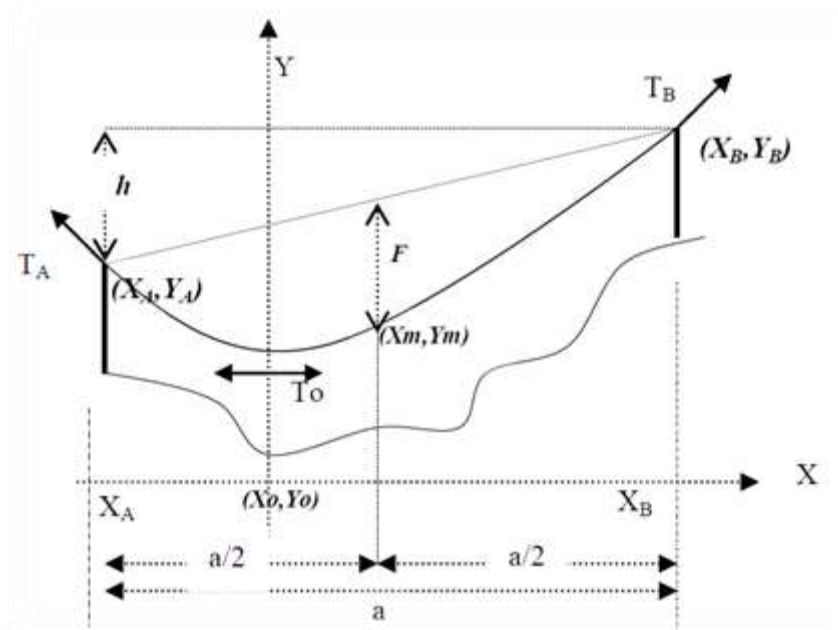
2.1.15.2 DLT CAD

El DLTCAD es un poderoso software especializado y orientado al diseño de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, cuenta con un entorno grafico basado en una plataforma de trabajo en vista de perfil topográfico y vista de planta, incluye el desarrollo de los cálculos mecánicos del conductor, cálculos de la catenaria según la ubicación de las estructuras en el perfil topográfico, cálculos eléctricos que permiten evaluar el comportamiento de la línea desde el punto de vista eléctrico y múltiples herramientas que nos facilitarán para el desarrollo de nuestro proyecto.

2.1.16 MODELOS MATEMÁTICOS DE CÁLCULO EN EL DLT CAD

2.1.16.1 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

Para el desarrollo de los cálculos mecánicos del conductor, se debe tener definido en primer lugar las hipótesis de Cálculo (Condiciones ambientales para operación) y en segundo lugar, las características mecánicas del conductor a ser utilizado en el diseño.



Ecuación de la catenaria

$$Y = C * \text{Cosh}\left(\frac{X}{C}\right) \tag{Ec. 2.16}$$

Calculo del parámetro C

$$C = \frac{T_0}{w_c} \tag{Ec. 2.17}$$

Tiro del conductor en cualquier punto de la catenaria

$$T = T_0 * \text{Cosh}\left(\frac{X}{C}\right) \tag{Ec. 2.18}$$

$$K = \frac{h}{a}$$

$$X_m = C * \text{ArcSenh}\left(\frac{\frac{h}{2c}}{\text{Senh}\left(\frac{a}{2c}\right)}\right) \tag{Ec. 2.19}$$

$$X_A = X_m - \frac{a}{2} ; X_B = X_m + \frac{a}{2}$$

Longitud del lado izquierdo de la catenaria

$$L_A = C * \text{Senh}\left(\frac{X_A}{C}\right) \tag{Ec. 2.20}$$

Longitud del lado derecho de la catenaria

$$L_B = C \cdot \text{Senh}\left(\frac{x_B}{C}\right) \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Tiro en los extremos de la catenaria

$$T_A = Wc \cdot \sqrt{C^2 + L_A^2} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

$$T_B = Wc \cdot \sqrt{C^2 + L_B^2} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Calculo de la flecha

$$F = C \cdot \text{Cosh}\left(\frac{x_m}{C}\right) \left[\text{Cosh}\left(\frac{a}{2C}\right) - 1 \right] \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Angulo de la catenaria

$$\theta_B = \text{ArcTan}\left(\text{Senh}\left(\frac{x_B}{C}\right)\right) \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

- T_o : Tito horizontal
- C : Parámetro de catenaria
- Wc : Peso unitario del conductor
- h : Desnivel
- a : vano horizontal
- X_m : Valor X del punto medio de la catenaria
- θ_B : Angulo de la catenaria en el lado derecho, respecto al eje X

2.1.16.2 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

$$Wr = \sqrt{(Wc + Wh)^2 + Wv^2} \quad (\text{Ec. 2.26})$$

$$Wv = Pv \left[\frac{\theta_c + 2\theta}{1000} \right] \quad (\text{Ec. 2.27})$$

$$Wh = K_h (e^2 + e * \theta_c) \quad (\text{Ec. 2.28})$$

Donde:

- W_r : Peso unitario resultante del conductor (kg/m)
- W_h : Peso unitario adicional debido a la carga de hielo (kg/m)
- W_v : Peso unitario debido al viento sobre el conductor (kg/m)
- P_v : Presión del viento (kg/m²)
- K_h : Constante de costra de hielo
- θ_c : Diámetro del conductor (mm)
- e : Espesor de hielo sobre el conductor (mm)

Partiendo de:

$$L_2 - L_1 = \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)L_1 + \frac{T_{02} - T_{01}}{AE} L_1 \quad (\text{Ec. 2.29})$$

$$\sigma_{01} = \frac{T_{01}}{A} ; \sigma_{02} = \frac{T_{02}}{A}$$

$$\frac{E \cdot \sqrt{4 \cdot \frac{\sigma_{02}^2 A}{w_{r2}^2} \cdot \text{Senh}^2\left(\frac{aw_{r2}}{2\sigma_{02}A}\right) + h^2}}{\sqrt{4 \cdot c_1^2 \text{Senh}^2\left(\frac{a}{2c_1}\right) + h^2}} = E[1 + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)] - \sigma_{01} + \sigma_{02} \quad (\text{Ec. 2.30})$$

$$N = \frac{E}{\sqrt{4 \cdot c_1^2 \text{Senh}^2\left(\frac{a}{2c_1}\right) + h^2}} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

$$M = E[1 + \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)] - \sigma_{01} \quad (\text{Ec. 2.32})$$

$$P = \frac{2A}{w_{r2}} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Se tiene la ecuación:

$$N \sqrt{P \cdot \sigma_{02}^2 \text{Senh}^2\left(\frac{a}{P \cdot \sigma_{02}}\right) + h^2} - M + \sigma_{02} = 0 \quad (\text{Ec. 2.34})$$

La cual se resuelve mediante métodos numéricos y se obtiene el valor de σ_{02} y finalmente se calcula:

$$C_2 = \frac{\sigma_{02} * A}{w_{r2}} \tag{Ec. 2.35}$$

Calculo del vano peso

$$T_{Ry} = T_a \cos(\alpha_a) + T_b \cos(\alpha_b) \tag{Ec. 2.36}$$

$$V_p = \frac{T_{Ry}}{w_r} \tag{Ec. 2.37}$$

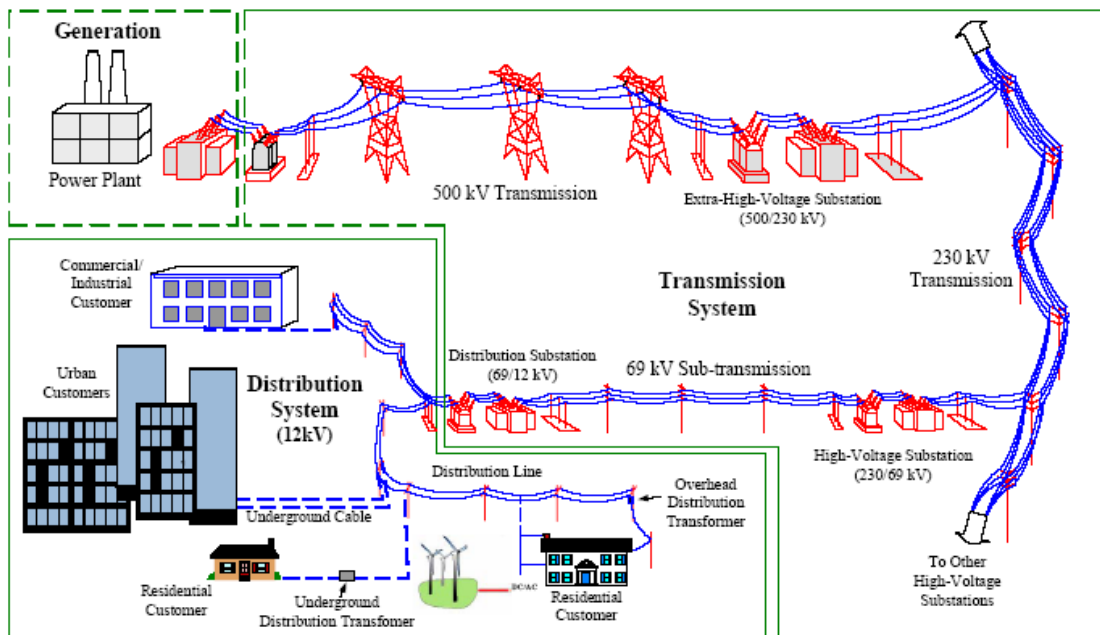
Donde:

- T_{Ry} : Tensión resultante en el eje Y
- α_a : Angulo de la catenaria “a” con el eje Y
- α_b : Angulo de la catenaria “b” con el eje Y
- V_p : Vano peso

2.2 MARCO CONCEPTUAL

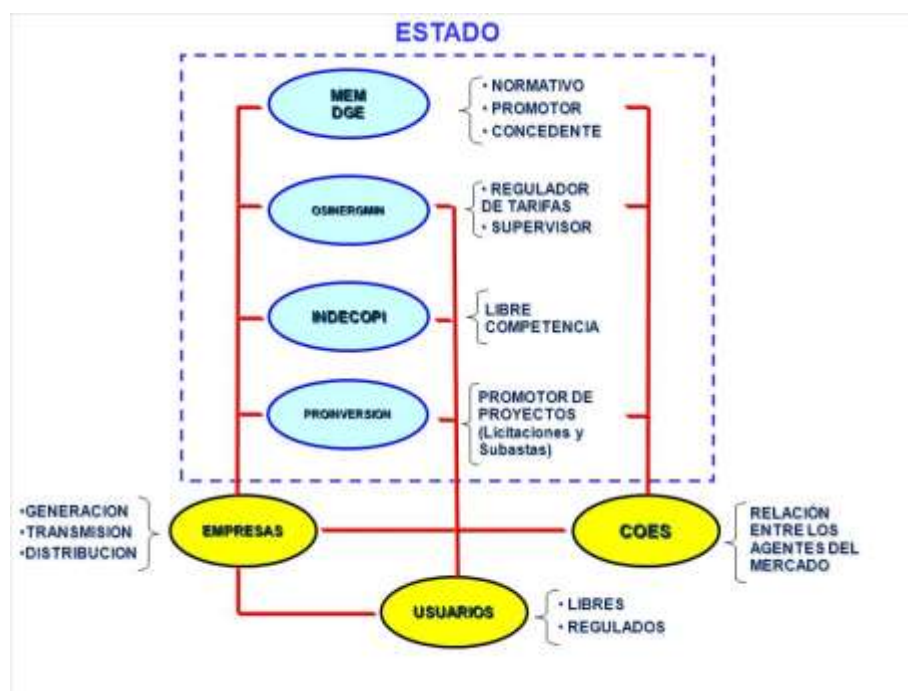
2.2.1 ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Figura N° 2.24: Estructura del Sector Eléctrico



Fuente: MINEM

Figura N° 2.25: Actores que intervienen en el mercado eléctrico



Fuente: MINEM

2.2.1.1 USUARIOS O CLIENTES

El consumidor final de energía es catalogado como cliente libre o regulado dependiendo de su demanda de potencia.

2.2.1.1.1 Clientes Libres

Usuarios conectados al SEIN no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen (máxima demanda anual superior a 2 500 KW). Asimismo, aquellos clientes cuya máxima demanda anual sea mayor a 200 KW hasta 2 500KW tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o Usuario Libre, cumpliendo los requisitos establecidos en Reglamento. (Art. 3 del D.S. N°022-2009-EM).

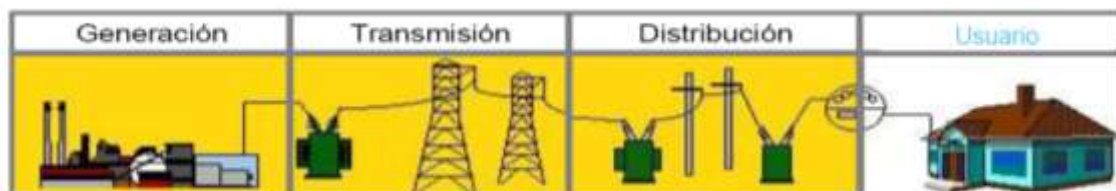
2.2.1.1.2 Clientes Regulados

Los clientes regulados representan la gran mayoría de clientes de las empresas distribuidoras. Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen (máxima demanda anual igual o menor a 200 KW).

2.2.1.2 LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

Constituidas por las concesionarias de electricidad y las entidades autorizadas que pueden ser: Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras.

Figura N° 2.26: Características de los Agentes del sector eléctrico



Fuente: MINEM

2.2.1.2.1 Generación

Encargados de producir y planificar la capacidad de abastecimiento de la energía. Es posible introducir competencia gracias al agotamiento temprano de las economías a escala y al avance tecnológico, el cual ha venido reduciendo las barreras a la entrada. Entre las características de la actividad eléctrica se encuentran la dificultad de almacenamiento, el patrón cambiante de la demanda que se presentan en el día, elevados riesgos operacionales, entre otros. (Pajuelo & Castro, 2014)

2.2.1.2.2 Transmisión

Esta actividad transfiere la energía eléctrica en niveles de muy alta, alta y media tensión desde las generadoras hasta las distribuidoras a través de largas distancias, lo que involucra fuertes inversiones en infraestructura. El sistema de transmisión comprende los conductores eléctricos que son sostenidos por estructuras de acero, madera o postes y las subestaciones de transformación, las que permiten el transporte y la entrega de energía eléctrica a las distribuidoras.

2.2.1.2.3 Distribución

Las empresas distribuidoras son las encargadas de llevar la energía eléctrica al usuario final. La distribución y comercialización de la energía se realiza en un ámbito territorial exclusivo, una concesión, en condiciones de monopolio natural. Esta actividad requiere de redes de distribución eléctrica que pueden ser de baja o media tensión, aéreas o subterráneas.

2.2.1.3 COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA (COES)

Es un organismo de carácter técnico que coordina la operación del sistema al mínimo costo, y garantiza la seguridad del abastecimiento de la energía y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

El COES se encarga de operar el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) peruano a través del centro Coordinador Nacional y de administrar el Mercado de Corto Plazo (MCP)

2.2.1.4 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (MINEM)

Es el encargado del otorgamiento de concesiones y de la planificación diferencial y tiene también a su cargo funciones normativas. A través de la Dirección General de Electricidad (DGE), el MEM ejerce su potestad para normar y planificar el desarrollo del sector eléctrico, así como la función de otorgar concesiones y autorizaciones para efectuar las diferentes actividades eléctricas.

2.2.1.5 ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (OSINERGMIN)

Fiscaliza, supervisa y regula las actividades realizadas por el sector energía, éste regula la tarifa y fija los distintos precios regulados del servicio eléctrico,

2.2.1.6 INSTITUTO DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA Y DE LA PROPIEDAD INTELECTUAL (INDECOPI)

Juega otro papel importante en el sector eléctrico, al promover y monitorear la libre competencia. Vela por el cumplimiento de las leyes del mercado y defiende los intereses de los consumidores y empresas que pudieran verse afectados.

2.2.2 CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CALIDAD DEL SUMINISTRO

La calidad del servicio de energía eléctrica se define como aquella suministrada al usuario donde no existen interrupciones, sobretensiones o deformaciones producidas por Armónicas y Flicker. La calidad del suministro se controla mediante los indicadores de Desempeño SAIFI y SAIDI.

2.2.2.1 LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

2.2.2.1.1 Indicadores

La calidad de la energía suministrada a nuestros clientes, se representa en los indicadores SAIDI y SAIFI, los cuales comprenden la duración y frecuencia media de las interrupciones por usuario del Servicio Eléctrico. (Electro Puno S.A.A., 2015)

SAIFI: Frecuencia (Cantidad) promedio de interrupciones por usuario

SAIDI: Duración (horas) promedio de interrupciones por usuario

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n (u_i)}{N} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n (t_i * u_i)}{N} \quad (\text{Ec. 2.39})$$

Donde:

- t_i = Duración de cada interrupción
- u_i = Numero de usuarios afectados en cada interrupción
- n = Número de interrupciones del periodo

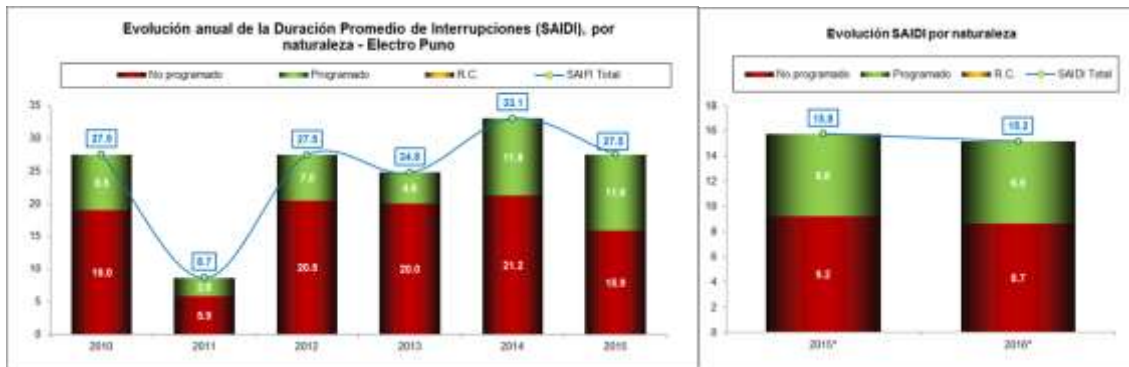
- N = Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

Figura N° 2.27: Evolución de SAIFI por Naturaleza – Electro Puno S.A.A.



Fuente: Magdalena del Mar. (2016). MÓDULO DE MONITOREO DE PLANES DE ACCIÓN DE ELECTRO PUNO. *Sistemas críticos de transmisión*. Puno.

Figura N° 2.28: Evolución de SAIDI por Naturaleza – Electro Puno S.A.A.



Fuente: Magdalena del Mar. (2016). MÓDULO DE MONITOREO DE PLANES DE ACCIÓN DE ELECTRO PUNO. *Sistemas críticos de transmisión*. Puno.

2.2.2.1.2 Tipo de Interrupciones

Una interrupción en el suministro eléctrico debe entenderse como una pérdida total. Las interrupciones pueden ser de dos tipos: programadas o imprevistas, como veremos a continuación.

2.2.2.1.2.1 Interrupciones programadas MT/BT

Las interrupciones programadas son aquellas en las cuales la empresa distribidora genera una interrupción en el suministro eléctrico del cual tiene consciencia el cliente. La

empresa programa el día, la hora y el tipo de trabajo a realizar, y comunica mediante radios y televisión a los usuarios afectados la hora de inicio y término de la interrupción.

a) **Por mantenimiento:** Las interrupciones programadas por mantenimiento requieren del corte de energía eléctrica para llevar a cabo labores de mantenimiento en el área seccionada.

b) **Por Expansión:** Las interrupciones programadas por obras o expansión requieren también del corte de suministro eléctrico para la incorporación de nuevas instalaciones en el sistema eléctrico.

2.2.2.1.2.2 Interrupciones Imprevistas en BT

Las interrupciones no programadas o imprevistas son aquellas fallas que ocurren inesperadas en el sistema eléctrico. Las interrupciones imprevistas pueden ser clasificadas como se mostrará a continuación:

a) **fallas propias:** Originadas por la empresa distribuidora. Muchas de ellas están relacionadas a los temas de mantenimiento, calidad de los equipos, obsolescencia de los mismos o maniobras erróneas en las operaciones de campo por parte del personal técnico.

b) **Ambientales:** Son fallas originadas por la naturaleza. Las fallas pueden darse en las redes de distribución o en las subestaciones de distribución.

c) **Terceros:** Son fallas que no involucran las dos primeras arriba mencionadas ni al cliente. Estas fallas interfieren en el suministro continuo de energía y el equipamiento eléctrico.

d) **Hurto:** Es el robo del equipamiento eléctrico o de las redes de distribución por terceros.

e) **Clientes:** Son interrupciones imprevistas originadas por los propios clientes de la empresa.

2.2.3 MARCO LEGAL

Las principales normas que rigen la actividad de la compañía son las siguientes:

- Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) – Decreto Ley N° 25844.
- Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
- Código Nacional de Electricidad (CNE)
- R.D. N° 018-2002-EM/DGE
- Norma DGE “Bases para el diseño de líneas primarias y redes primarias para electrificación rural” RD-018-2003-EM/DGE

2.3 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN

2.3.1 HIPÓTESIS GENERAL

El análisis, optimización y evaluación de la coordinación de protección contra descargas de origen atmosférico y fallas a tierra en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, permitirá mejorar la calidad del servicio eléctrico.

2.3.2 HIPÓTESIS ESPECÍFICO

- a) Si es posible evaluar la situación actual de la línea primaria 22.9 kV del alimentador 3003, y contribuir a la mejora de la calidad de servicio eléctrico a causa de descargas de origen atmosférico y fallas a tierra.
- b) Si es posible optimizar la línea primaria 22.9 kV y el tipo de coordinación de protección, a causa de constantes fallas prolongadas en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico de Ananea.
- c) Si es posible desarrollar una propuesta viable para mejorar la calidad de servicio eléctrico del alimentador 3003.

CAPÍTULO III

III. MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

3.1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El método científico que se utilizara es **Cuantitativo**, porque se hará uso, la recolección de datos para probar hipótesis, con base en la medición numérica y el análisis estadístico descriptivo, para establecer el comportamiento de la Línea de Transmisión 22.9 kV.

Descriptivo, debido a que la investigación descriptiva ofrece la posibilidad de predicción y requiere considerable conocimiento del área que se investiga para formular las preguntas específicas que se busca responder. Por otro lado el método va más allá de la descripción de conceptos o fenómenos o el establecimiento entre conceptos, están dirigidos a responder las causas de los eventos físicos o sociales, que para este trabajo, se hará uso de diferentes fuentes de información que garantizarán el punto de partida de la investigación, que ayudará a la creación de diferentes propuestas que facilitaran la prevención y disminución de los problemas causados por la falta de sistemas de protección y coordinación de protección en el alimentador 3003.

Explicativo, porque se interpretará y responderá a las razones de ocurrencia de las interrupciones, y se dará alternativas de solución, para mejorar la calidad de servicio eléctrico, ante las interrupciones por descargas de origen atmosférico y fallas a tierra.

3.1.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Para el presente trabajo, se realizará el siguiente procedimiento:

Primero: Se realizará la recolección de la información técnica del alimentador 3003 línea Primaria 22.9 kV (Demanda máxima, evaluación actual de la línea, características técnicas de los equipos, aislamientos, estructuras, cargas, reporte de interrupciones, puestas a tierra y equipos de protección existentes en la línea.

Segundo: Se analizará, interpretará y evaluará la recolección de la información.

Tercero: Se ingresará y procesará los datos en los programas de ingeniería, para luego analizar e interpretar los resultados obtenidos.

Cuarto: Se propondrá alternativas para optimizar el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, ante descargas de origen atmosférico y fallas a tierra.

Quinto: Se seleccionará entre las alternativas de solución una propuesta para mejorar el desempeño de la Línea Primaria 22.9 kV y la calidad de servicio eléctrico.

Finalmente: validar la hipótesis planteada.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA DE INVESTIGACIÓN

3.2.1 POBLACIÓN

La población que es objeto de esta investigación, estará formada por los clientes de la empresa Electro Puno S.A.A. del Servicio eléctrico de Ananea.

3.2.2 MUESTRA

Usuarios de la Línea Primaria 22.9 kV - Alimentador 3003 SET Ananea, ubicado en el distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina y Región Puno; la cual se encuentra dentro de la zona de concesión.

3.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas y herramientas para la recolección de datos para el presente trabajo serán los siguientes:

- Observación directa y análisis documental.
- Investigación de normativas.
- Técnicas utilizadas para el cálculo del comportamiento de los diferentes componentes de la línea de transmisión.
- Equipo de medición de resistencia de puesta a tierra.

Se empleó equipos y herramientas como GPS, telurómetro, Laptops, cámaras fotográficas, camioneta y otros.

3.4 PROCEDIMIENTO DE RECOLECCIÓN DE DATOS

El procedimiento de recolección de datos, está basado en la selección de información documental técnico y de campo, obtenidos de:

- Investigación bibliográfica, proyectos de electrificaciones rurales, urbanas y similares.
- Recopilación de información de Electro Puno S.A.A. referente a la situación actual de la salida 3003, estadística de interrupciones, características técnicas de los equipos, diagrama de cargas, etc.
- Búsqueda y revisión de información del tema en Internet, libros y artículos.

- Visita al campo para la observación directa y toma de datos necesarios.
- Consultas.
- Desarrollo de Análisis, Simulaciones, cálculos y dibujos.

3.5 PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

Para el procesamiento y análisis de datos, se utilizó los siguientes paquetes informáticos según sea el caso:

- Software DIgSILENT PowerFactory versión 15.1.7
- ArcGIS versión 10.4
- Software Autodesk (AutoCAD 2017)
- Software DLT-CAD 2014
- Global Mapper versión 18.2
- Hoja de Cálculo de Microsoft Office Excel
- Microsoft® Office Word
- Otros.

CAPÍTULO IV

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RESULTADOS

4.1.1 ANÁLISIS DE LA DEMANDA MÁXIMA

La Línea Primaria 22.9 kV, existente atiende una demanda de 4.5 MW de potencia, en la actualidad en horas punta según registro de SET y esta potencia es aportada de la siguiente manera y como se detalla en la tabla siguiente:

Tabla N° 4.1: Cuadro de Demandas en LP existente

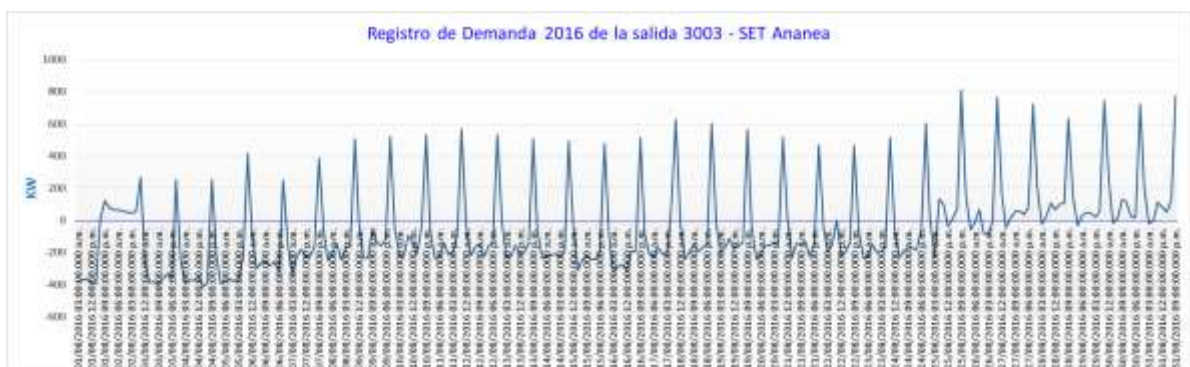
ITEM	Descripción	Demanda (MW)
1	Energía aportada por SET Ananea SAL 3003 - SEIN	1.5
2	Energía aportada por CENTRAL HIDROELECTRICA CHIJSIA DE SANDIA SAL 3003	3
	Consumo Total - CM RINCONADA SAL 3003	4.5

Elaboración: Propia

ANÁLISIS

Se evaluó los registros de la demanda de cada 15 minutos del alimentador 3003, según datos de Electro Puno S.A.A. dentro del Sistema Eléctrico Ananea. Dichos registros se han vinculado con la hoja de cálculo “Ms. Excel”.

Figura N° 4.1: Diagramas de carga según datos históricos

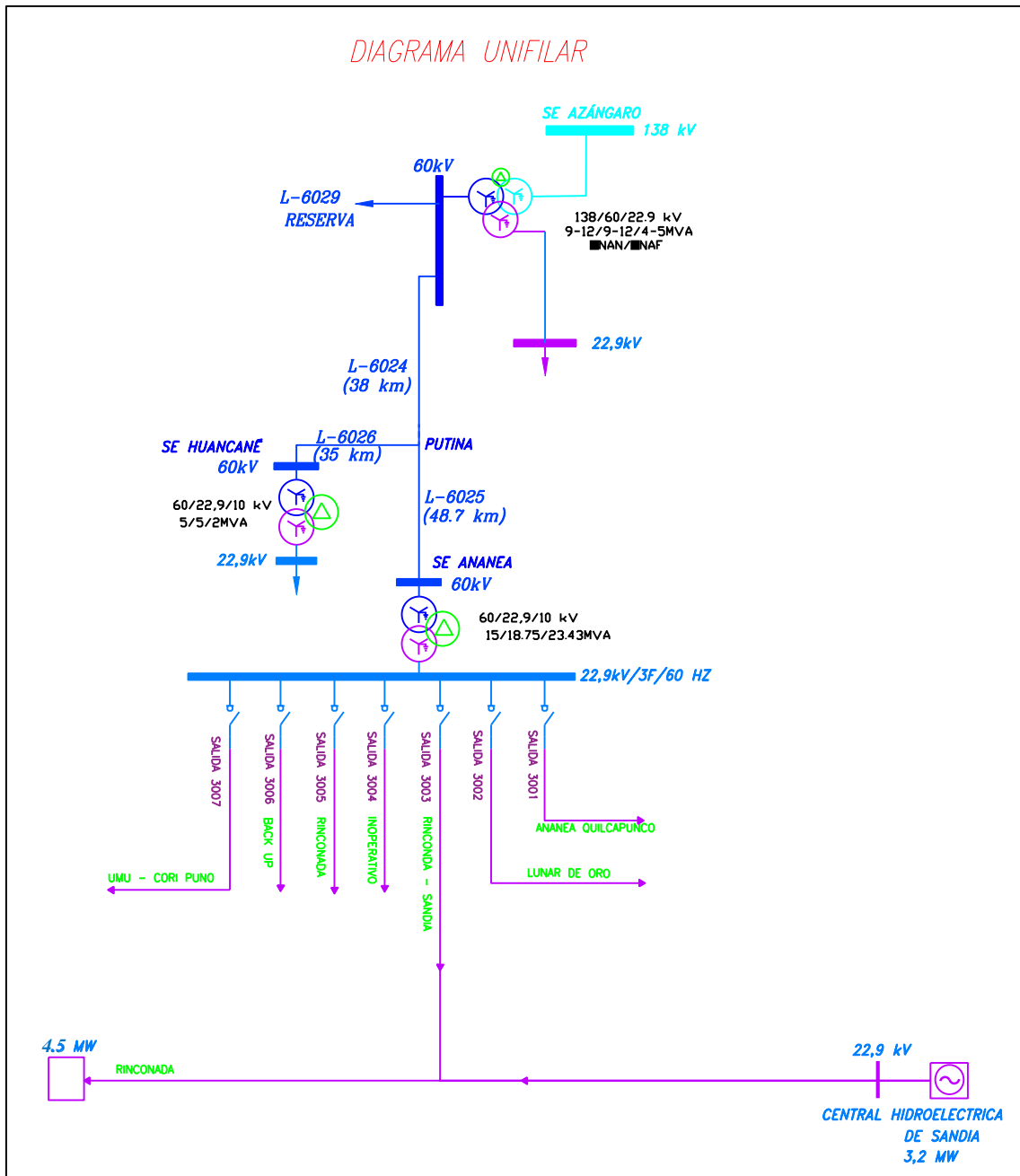


Elaboración: Propia

4.1.2 SISTEMA ELÉCTRICO ANANEA

Se efectuó el recorrido de la LP 22.9 kV, SALIDA 3003 hasta la estructura de derivación cuya coordenada es (8378312N 441998E), donde se ubica el nodo N de unión entre ambas líneas, la cual se dirige hacia el Centro Poblado Minero de la Rinconada y de esta manera se tomó los respectivos datos para efectuar el levantamiento topográfico del tramo.

Figura N° 4.2: Diagrama Unifilar del Servicio Eléctrico Ananea – Escenario Actual



Elaboración: Propia

4.1.3 SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ANANEA

La subestación de Ananea, cuenta con tres niveles de tensión, dispuesto de la siguiente descripción:

- **Nivel 60 kV:** En este nivel se cuenta la barra de la Línea de Transmisión 60 kV Azángaro – Ananea, con el siguiente equipamiento:

- 01 transformador de potencia de 60/22.9/10 kV – 15/18.75/23.43 MVA (ONAN-ONAF-OFAP)
- 01 celda de línea transformador (transformadores de medida, pararrayos, interruptor y seccionador de línea)

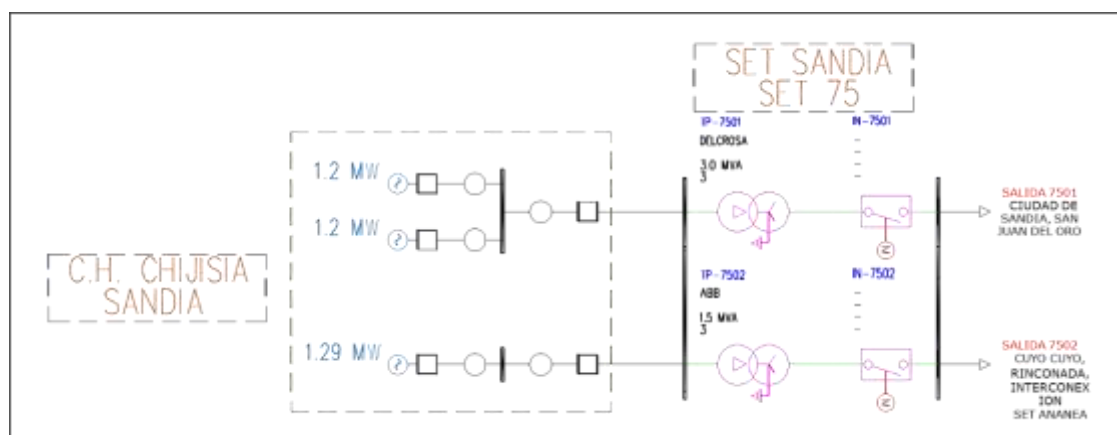
Los equipos de maniobra, seccionadores, pararrayos, interruptor, transformadores de medida son en 170 kV – 750 BIL.

- **Nivel 22.9 kV:** En este nivel se encuentra la barra de salidas en configuración simple barra, con el siguiente equipamiento; 07 salidas con sus respectivos seccionadores, distribuidos de la siguiente manera:

- Salida 3001 Ananea - Quilcapunco
- Salida 3002 Lunar de Oro (temporal)
- Salida 3003 Sandia - Rinconada
- Salida 3004 Inoperativo (en mantenimiento)
- Salida 3005 C.P. Rinconada
- Salida 3006 Reserva.
- Salida 3007 Cori Puno

4.1.4 CENTRAL CHIJSIA

Figura N° 4.3: Diagrama Unifilar - C.H. Chijisia



Elaboración: Propia

4.1.4.1 CAPACIDAD INSTALADA

Electro Puno S.A.A. opera la Central Hidroeléctrica de Chijisia ubicada en la Provincia de Sandia contando con tres turbinas hidráulicas tipo Pélton (dos de 1.20 MW y una de 1.29 MW).

Tabla N° 4.2: Grupos de Generación en la Central Hidroeléctrica de Chijisia

Nombre de la central	Grupo		Potencia Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)
	Numero	Estado		
C.H. Chijisia - Sandia	1	Bueno	1.20	1.10
C.H. Chijisia - Sandia	2	Bueno	1.20	1.10
C.H. Chijisia - Sandia	3	Bueno	1.29	1.20
Total			3.69	3.40

Elaboración: Propia

4.1.4.2 PRODUCCIÓN

La generación neta a través de la Central Hidroeléctrica de Chijisia ubicada en la Provincia de Sandia, alcanzó los siguientes valores según datos históricos recopilados:

Tabla N° 4.3: Energía generada de la Central Hidroeléctrica de Chijisia

Año	Producción (MWh)
2010	16538.59
2011	14911.1
2012	13462.55
2013	13732.81
2014	14374.55
2015	14310.06



Fuente: *Informe anual 2015 – Electro Puno S.A.A.*

4.1.5 EVALUACIÓN DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA LP 22.9 KV – ALIMENTADOR 3003

La Línea Primaria 22.9 kV, tiene como principal fuente de suministro eléctrico la S.E.T. Ananea; 15 MVA; 60/22.9 kV, la cual recibe energía del Sistema Interconectado Nacional SINAC en 60 kV, de donde se alimenta la salida 3003 y está comprendido de los siguientes componentes: Conductor de Aluminio 3x95 mm² tipo AAAC, postes de C.A.C., y postes de madera de 12 m, aisladores tipo Pin ANSI 56-4, Polimérico 25 kV, crucetas de madera de tornillo, retenidas inclinadas con cable de acero galvanizado de 10mm, varilla de anclaje de 2.4m, seccionadores fusible tipo Cut-Out 27 kV, pararrayos

tipo distribución 24 kV, puestas a tierra con cable de Cu, de 16 mm², tipo PAT-1 en las estructuras de seccionamiento y algunos contrapesos en las demás estructuras. Estas instalaciones se encuentran de regular a muy mal estado de conservación

El trayecto de la línea es por cerros que están a más de 4500 m.s.n.m. y las inclemencias del tiempo son muy fuertes en esa zona según las manifestaciones y observaciones directas realizadas.

La salida 3003 cuenta actualmente con postes de madera y concreto que están en mal estado (deterioradas) en su mayoría, que muestra deterioro y puede producir ocasionalmente cortes de la línea. Además, en su mayoría no cuentan con sistemas de protección como aisladores, pararrayos, sistemas de puesta a tierra, ya que no tienen varillas de puesta a tierra y se ven cortados y colgados los cables de conexión.

Existen tramos que no cumplen con las Distancias Mínimas de Seguridad (DMS).

El flechado de la línea requiere un reemplado general y mejoramiento del amarre de los conductores a los aisladores, de igual manera las retenidas se encuentran deterioradas en su mayoría.

Figura N° 4.4: Vista panorámica del Alimentador 3003





El aislador está en pésima condición, Un conductor de bajada está colgado en el aire y el resto no están aterrados a tierra.



El conductor de bajada de Puesta a Tierra se encuentra en pésimas condiciones, cortada y exponiendo peligro.

Elaboración: Propia

Tabla N° 4.4: Planilla Actual de Estructuras

PLANILLA DE ESTRUCTURAS																				
PROYECTO : MEJORAMIENTO DE LINEA PRIMARIA 22.9 KV ALIMENTADOR 3003 DEL SERVICIO ELECTRICO ANANEA SECCION 1 : LINEAS PRIMARIAS TRAMO : ANANEA - RINCONADA																				
ESTRUCTURA EXISTENTE																				
N°	Armado		Coordenadas UTM		Progresiva m.	Vano Adelante (m)	Soporte		Conductor			Retenidas		Aisladores			Puesta a tierra			
	Est.	Principal	Auxiliar	X			Y	Tipo	Cant.	Calibre	Material	Longitud	Rt-A	RV-A	Pin	Susp	RPP	Tipo	Cant.	
TRAMO: SET ANANEA - PTO DE DERIVACION																				
	Exist		441176.07	8377017.4		65			3x95mm1	AAAC	195.00									
1	PRVE-3		441175.979	8377067.2	65	78	CAC	1	3x95mm2	AAAC	234.00	1					PAT-0	-		
2	PSVE-3		441102.018	8377090.2	143	58	CAC	1	3x95mm2	AAAC	174.00						PAT-0	-		
3	PSVE-3		441033.742	8377111.4	201	18	CAC	1	3x95mm2	AAAC	54.00						PAT-0	-		
4	PSVE-3		440996.501	8377123	219	134	CAC	1	3x95mm2	AAAC	402.00	2					PAT-0	-		
5	PR3-3	DT-3	441041.729	8377215.6	353	133	CAC	1	3x95mm2	AAAC	399.00						PAT-0	-		
6	PR3-3	SEC-3	441088.9	8377310.4	486	132	CAC	1	3x95mm2	AAAC	396.00						PAT-1	-		
7	PS1-3		441147.256	8377428.8	618	133	CAC	1	3x95mm2	AAAC	399.00						PAT-0	-		
8	PS1-3		441206.15	8377548.1	751	132	CAC	1	3x95mm2	AAAC	396.00						PAT-0	-		
9	PS1-3		441265.902	8377665.8	883	133	CAC	1	3x95mm2	AAAC	399.00						PAT-0	-		
10	PS1-3		441326.107	8377784.4	1016	133	CAC	1	3x95mm2	AAAC	399.00						PAT-0	-		
11	PS1-3		441386.311	8377903	1149	133	CAC	1	3x95mm2	AAAC	399.00						PAT-0	-		
12	PS1-3		441447.179	8378021.2	1282	133	CAC	1	3x95mm2	AAAC	399.00						PAT-0	-		
13	PS1-3		441507.565	8378139.7	1415	132	CAC	1	3x95mm2	AAAC	396.00						PAT-0	-		
14	PS1-3	DT-3	441567.344	8378257.1	1547		CAC	1	3x95mm2	AAAC	-	1					PAT-0	1		
PARCIAL :						1547.00	1547.00	14			4641.00	4	0	0	0	0		1		
TRAMO: PTO DE DERIVACION - CP. RINCONADA																				
1	PS1-3	DT-3	442008	8378304		66.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	198.00				4	3	-	PAT-0	1	
2	PR3-3		442067	8378273	66.00	124.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	372.00			3			-	PAT-0	1	
3	PR3-3		442183	8378227	190.00	70.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	210.00			1	6		-	PAT-0	1	
4	PSEC-3		442249	8378202	260.00	116.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	348.00			1		6		PAT-0	-	
5	PS1-3		442358	8378160	376.00	177.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	531.00			3				PAT-0	1	
6	PS1-3		442524	8378098	553.00	19.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	57.00			3				PAT-0	1	
7	PA3-3		442541	8378089	572.00	202.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	606.00	2				6		PAT-0	-	
8	PA3-3		442702	8377966	774.00	108.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	324.00	2				6		PAT-0	-	
9	PS1-3		442806	8377936	882.00	216.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	648.00			3				PAT-0	-	
10	PSH-3		443013	8377874	1098.00	86.00	MAD	2	3x95mm2	AAAC	258.00			3				PAT-0	-	
11	PS1-3		443096	8377851	1184.00	109.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	327.00			3				PAT-0	1	
12	PR3-3		443202	8377822	1293.00	89.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	267.00	1			1		6		PAT-0	-
13	PR3-3	DT-0	443291	8377810	1382.00	155.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	465.00	2		2	6			PAT-0	1	
14	PS1-3		443402	8377701	1537.00	24.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	72.00			3				PAT-0	1	
15	PA3-3		443419	8377683	1561.00	143.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	429.00	1				3		PAT-0	1	
16	PS1-3		443471	8377549	1704.00	53.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	159.00			3				PAT-0	1	
17	PA3-3	DT-3	443488	8377498	1757.00	123.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	369.00	3				9		PAT-0	1	
18	PA3-3		443611	8377484	1880.00	99.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	297.00	1				3		PAT-0	-	
19	PR3-3	DT-2	443704	8377518	1979.00	291.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	873.00	1		3	6			PAT-0	1	
20	PS1-3		443943	8377351	2270.00	106.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	318.00			3				PAT-0	-	
21	PS1-3		444030	8377290	2376.00	33.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	99.00			3				PAT-0	1	
22	PR3-3		444060	8377275	2409.00	164.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	492.00	1			3			PAT-0	1	
23	PS1-3		444225	8377276	2573.00	119.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	357.00			3				PAT-0	1	
24	PS1-3		444345	8377276	2692.00	98.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	294.00	2		3				PAT-0	-	
25	PS1-3		444443	8377275	2790.00	193.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	579.00			3				PAT-0	1	
26	PR3-3		444636	8377272	2983.00	149.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	447.00	2			1		6		PAT-0	1
27	PS1-3	DT-3	444785	8377271	3132.00	111.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	333.00			6				PAT-0	1	
28	PS1-3		444896	8377270	3243.00	134.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	402.00			3				PAT-0	1	
29	PS1-3		445030	8377269	3377.00	280.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	840.00	1		3				PAT-0	1	
30	PS1-3		445310	8377267	3657.00	109.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	327.00			3				PAT-0	-	
31	PS1-3	DT-3	445419	8377265	3766.00	83.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	249.00			3		3		PAT-0	-	
32	PS1-3		445502	8377265	3849.00	98.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	294.00			3				PAT-0	-	
33	PS1-3		445600	8377265	3947.00	136.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	408.00			3				PAT-0	-	
34	PS1-3		445736	8377263	4083.00	115.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	345.00			3				PAT-0	1	
35	PS1-3		445851	8377264	4198.00	113.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	339.00			3				PAT-0	1	
36	PA3-3		445964	8377261	4311.00	92.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	276.00	2		1		6		PAT-0	1	
37	PS1-3		445959	8377169	4403.00	56.00	CAC	1	3x95mm2	AAAC	168.00			3				PAT-0	-	
38	PA3-3		445959	8377111	4459.00	158.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	474.00	1				6		PAT-0	-	
39	PS1-3		446118	8377127	4617.00	120.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	360.00			3				PAT-0	-	
40	PS1-3		446238	8377136	4737.00	167.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	501.00			3				PAT-0	1	
41	PS1-3		446405	8377152	4904.00	149.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	447.00			3				PAT-0	-	
42	PS1-3	DT-3	446554	8377166	5053.00	171.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	513.00			6				PAT-0	-	
43	PS1-3		446725	8377180	5224.00	132.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	396.00			3				PAT-0	1	
44	PS1-3		446857	8377192	5356.00	104.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	312.00			3				PAT-0	1	
45	PR3-3		446960	8377211	5460.00	149.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	447.00	1		1	6			PAT-0	1	
46	PS1-3		447109	8377215	5609.00	170.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	510.00			3				PAT-0	1	
47	PR3-3		447279	8377229	5779.00	179.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	537.00	2		1	6			PAT-0	1	
48	PS1-3		447431	8377324	5958.00	153.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	459.00			3				PAT-0	1	

49	PS1 -3		447561	8377406	6111.00	176.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	528.00				3			PAT-0	1
50	PS1 -3		447710	8377498	6287.00	154.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	462.00				3			PAT-0	
51	PS1 -3		447841	8377579	6441.00	29.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	87.00				3			PAT-0	1
52	PS1 -3		447863	8377599	6470.00	138.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	414.00				3			PAT-0	1
53	PS1 -3		447983	8377669	6608.00	173.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	519.00				3			PAT-0	1
54	PS1 -3		448131	8377762	6781.00	104.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	312.00				3			PAT-0	-
55	PS1 -3		448220	8377816	6885.00	94.00	12/C5	1	3x95mm2	AAAC	282.00				3			PAT-0	1
56	PS1 -3		448299	8377864	6979.00	108.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	324.00				3			PAT-0	1
57	PS1 -3		448391	8377921	7087.00	105.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	315.00				3			PAT-0	1
58	PS1 -3		448481	8377978	7192.00	162.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	486.00				3			PAT-0	1
59	PR3 -3		448619	8378064	7354.00	172.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	516.00	2			1	6		PAT-0	1
60	PS1 -3		448766	8378157	7526.00	182.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	546.00				3			PAT-0	1
61	PS1 -3		448920	8378245	7708.00	160.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	480.00				3			PAT-0	1
62	PS1 -3		449056	8378336	7868.00	145.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	435.00				3			PAT-0	1
63	PS1 -3		449323	8378503	8013.00	168.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	504.00				3			PAT-0	1
64	PS1 -3		449323	8378503	8181.00	164.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	492.00				6			PAT-0	1
65	PS1 -3		449463	8378595	8345.00	152.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	456.00				3			PAT-0	-
66	PS1 -3		449591	8378673	8497.00	111.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	333.00				3			PAT-0	1
67	PS1 -3	DS-0	449686	8378733	8608.00	147.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	441.00				3			PAT-0	1
68	PS1 -3		449811	8378811	8755.00	136.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	408.00	2			1	6		PAT-0	1
69	PR3 -3		449927	8378883	8891.00	167.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	501.00				3			PAT-0	-
70	PS1 -3		450069	8378972	9058.00	101.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	303.00	2			1	6		PAT-0	1
71	PR3 -3		450155	8379021	9159.00	159.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	477.00				3			PAT-0	1
72	PS1 -3		450291	8379110	9318.00	130.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	390.00	2				3		PAT-0	1
73	PA2-3		450402	8379177	9448.00	154.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	462.00				3			PAT-0	1
74	PS1 -3		450481	8379311	9602.00	171.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	513.00				3			PAT-0	-
75	PS1 -3		450568	8379457	9773.00	189.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	567.00	1			3			PAT-0	-
76	PS1 -3		450665	8379621	9962.00	145.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	435.00				3			PAT-0	1
77	PS1 -3		450738	8379746	10107.00	160.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	480.00				3			PAT-0	-
78	PS1 -3		450822	8379883	10267.00	136.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	408.00				3			PAT-0	-
79	PS1 -3		450890	8380002	10403.00	117.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	351.00				3			PAT-0	-
80	PS1 -3		450950	8380105	10520.00	193.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	579.00				3			PAT-0	-
81	PS1 -3	DT -3	451051	8380268	10713.00	180.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	540.00				3		3	PAT-0	1
82	PS1 -3		451141	8380424	10893.00	129.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	387.00				3			PAT-0	1
83	PR3 -3		451207	8380535	11022.00	188.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	564.00				1	6		PAT-0	1
84	PS1 -3		451302	8380699	11210.00	164.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	492.00				3			PAT-0	1
85	PS1 -3		451389	8380840	11374.00	13.00	MAD	1	3x95mm2	AAAC	39.00				3			PAT-0	1
86	PR3 -3		451394	8380852	11387.00		CAC	1	3x95mm2	AAAC	-	2			1	6		PAT-0	1
PARCIAL :						11387.00	11387.00		87			34161.00	36	0	222	66	66		58

Elaboración: Propia

* Los planos de la línea Primaria actual se muestran en el **Anexo A**.

El número de fallas producidas en el tramo, no se pudo encontrar realmente los datos registrados que se han originado en todos los años que ha pasado a causa de las fallas o simplemente no quisieron dar la información para poder realizar los cálculos, proyecciones porcentajes de fallas con respecto a los años anteriores que se pueden realizar.

Sobre la calidad del suministro, en lo que respecta a la tasa de fallas de la línea de transmisión 22.9 kV no se tiene cuantificado el total de número de falla, no hay registros de fallas, informe de fallas, consecuencias de la falla, tiempos de interrupción y otros que permita evaluar la evolución de indicadores SAIFI y SAIDI.

4.1.6 FALLAS IMPREVISTAS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS EXISTENTES

Las fallas básicamente más frecuentes son a causa de inclemencias de tiempo, así como: descargas atmosféricas, nevados, vientos, lluvias, granizadas, etc. Esto porque la salida 3003 pasa por los cerros y además no cuentan con sistemas de protección adecuadas, por falta de coordinación de protección y también se deben a deterioro de la Línea Primaria debido al mal estado de las estructuras.

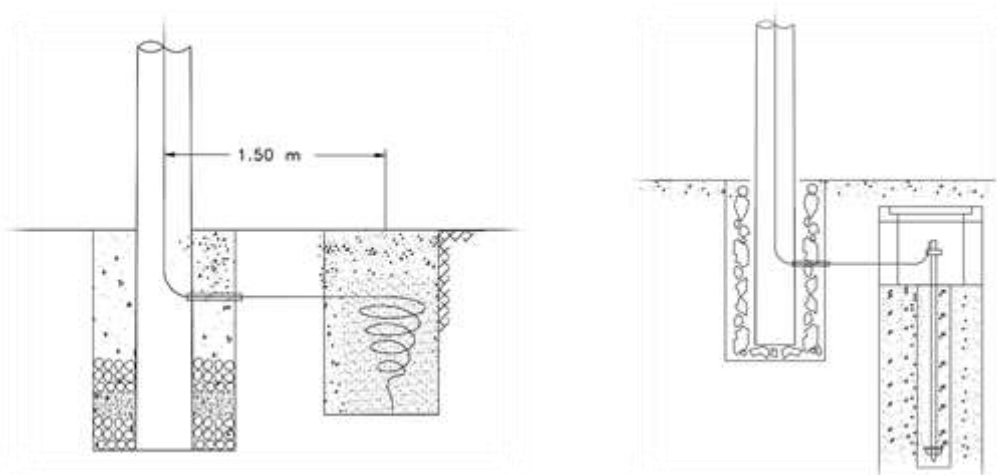
4.1.7 EVALUACIÓN DE TIPO Y VALORES DEL SISTEMA DE PUESTAS A TIERRA DE LA LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV.

4.1.7.1 TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA INSTALADOS EN ESTRUCTURAS

Los tipos de puesta a tierra instalados en esta línea 22.9 kV alimentador 3003, son de tipo PAT-0 y PAT-1. Los PAT-0 consta de un conductor de cobre derivado a tierra, llamados también como aterramiento. Los PAT-1 están constituidos por conductor de cobre con electrodos verticales de 5/8”.

En la figura N°4.5 se muestra la configuración de los 2 tipos de sistemas de puesta a tierra.

Figura N° 4.5: Diagrama esquemático de puestas a tierra instalados



Elaboración: Propia

Conforme a la visualización gráfica. Los tipos de sistemas de puesta a tierra instalada desde inicio de operación de la línea de transmisión, son los más adecuados. Sin embargo, con el transcurrir del tiempo esto sufre deterioros por falta de mantenimiento.

4.1.7.2 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE PUESTAS A TIERRA INSTALADOS EN ESTRUCTURAS

La medición de los valores del Sistema de Puesta a Tierra (SPAT). Fue realizada con el método de Wenner con el equipo digital y Analógico de medición de resistencia de puesta a tierra telurómetro marca KYORITSU modelo 4102A y 4105A a escala 2000Ω, instrumento para la medición rápida, segura y confiable.

Para el cálculo de la resistividad del suelo se aplicó la (Ec. 2.11), mostrando los resultados en la siguiente tabla:

Tabla Nº 4.5: Valores de Resistencia y Resistividad del suelo

VALORES PROMEDIOS Y ESTRATIFICACIÓN DEL TERRENO

N°	Localidad	Resistencia [Ω]					Resistividad [Ω-m]					Estratos del suelo		
		1m	2m	4m	8m	16m	1m	2m	4m	8m	16m	Capa 1 r ₁ [Ω-m]	Capa 2 r ₂ [Ω-m]	Espesor 1 h1
1	HUALLACUCHO	49.40	28.30	17.35	9.75	5.40	310.39	355.63	436.05	490.09	542.87	310.39	551.80	1.51
2	ÑACARIA	123.10	46.15	16.85	6.60	3.50	773.46	579.94	423.49	331.75	351.86	773.46	1762.47	1.38
3	LIMATA	52.30	30.45	17.55	10.80	6.00	328.61	382.65	441.08	542.87	603.19	328.61	536.15	1.48
9	AZOQUINEPATA	80.35	43.05	23.10	11.60	6.50	504.85	540.98	580.57	583.08	652.95	504.85	669.22	1.46

Elaboración: Propia

Figura Nº 4.6: Imágenes de la medición de resistencia de puesta a tierra





Elaboración: Propia

4.1.8 EVALUACIÓN DE LA UBICACIÓN DE LOS DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

La línea primaria en estudio, no cuenta con descargadores de sobretensión (Pararrayos de línea) en todo el tramo de Ananea a CP. La Rinconada, motivo por el cual los conductores de fase no están protegidos por descargas atmosféricas que se originan.

4.1.9 SIMULACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA EN EL PROGRAMA DIGSILENT

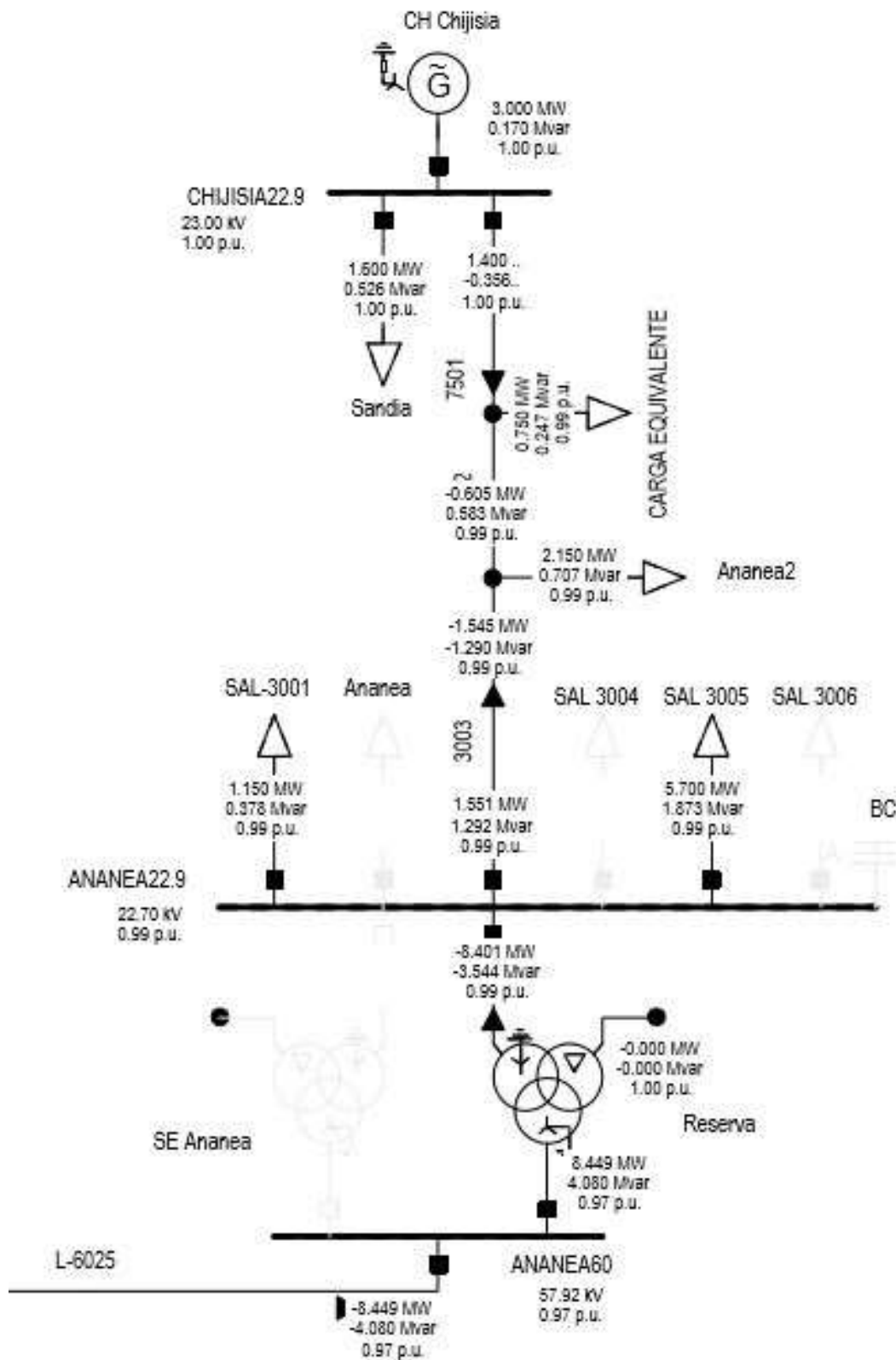
Tabla N° 4.6: Parámetros de la línea 22.9 kV

Conductor AAAC 95 mm² : 40.8 km

Corriente Nominal	0.3 kA
Impedancia de secuencia positiva (Z1)	24.81401 Ohm
Angulo de Impedancia de secuencia positiva	44.93159 deg
Resistencia de secuencia positiva (R1)	17.56709 Ohm
Reactancia de secuencia positiva (X1)	17.52519 Ohm
Resistencia de secuencia cero (R0)	45.67437 Ohm
Reactancia de secuencia cero (X0)	45.56544 Ohm
Corriente de falla a tierra (Ice)	3.048858 A

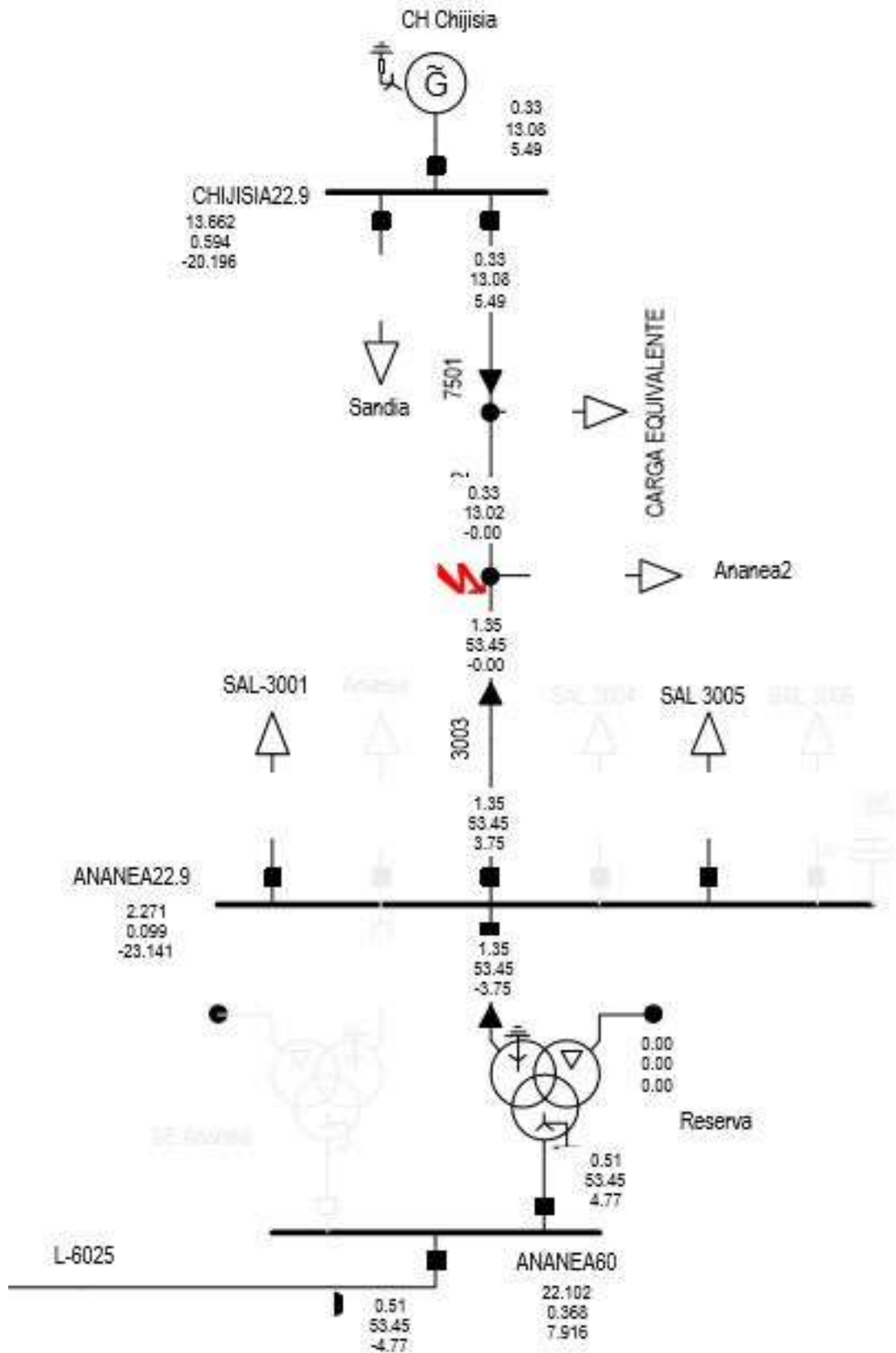
Elaboración: Propia

Figura N° 4.7: Cálculo de Flujo de potencia en DIGSILENT (ACTUAL)



Elaboración: Propia

Figura N° 4.8: Cálculo de Corto Circuito 3F en DIGSILENT (ACTUAL)



Elaboración: Propia

Figura N° 4.9: Resultados del Flujo de Potencia en DIGSILENT (ACTUAL)

		DIGSILENT PowerFactory 19.1.7		Project: Date: 5/11/2018					
Load Flow Calculation				Busbars/Terminals					
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Tap Adjust of Transformers		Yes		Automatic Model Adaptation for Convergence		No	
Consider Reactive Power Limits		Yes		Yes		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes		10.00 kVA	
						Model Equations		1.00 %	
Grid: Area Sur Este		System Stage: Area Sur Este		Study Case: Ananea sin Proyecto		Annex: / 1			
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	deg	Active Power [MW]	Reactive Power [MVar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data	
ANANEA22.9									
22.90	0.99	22.70	-73.54						
Cub_2 /Lod	Ananea							P10:	7.77 MW Q10: 2.55 Mvar
Cub_7 /Lod	SAL-3001		1.15	0.38	0.95	0.03		P10:	1.15 MW Q10: 0.38 Mvar
Cub_8 /Shnt	BC								
Cub_9 /Lod	SAL 3004							P10:	4.00 MW Q10: 1.31 Mvar
Cub_10 /Lod	SAL 3005		5.70	1.87	0.95	0.15		P10:	3.70 MW Q10: 1.87 Mvar
Cub_11 /Lod	SAL 3006							P10:	3.00 MW Q10: 0.99 Mvar
Cub_4 /Tr3	Reserva		-5.40	-3.54	-0.92	0.23	64.79	Tap:	0.00 Min: 0 Max: 0
Cub_5 /Tr3	SE Ananea							Tap:	0 Min: 0 Max: 0
Cub_6 /Line	3003							Pv:	5.45 kW cLod: 0.00 Mvar L: 1.60 km
	Total Load:		6.85	2.28	0.77	0.05	17.13		
CRIGISIA22.9									
23.00	1.00	23.00	-70.81						
Cub_2 /Lod	Sandia		1.60	0.53	0.95	0.04		P10:	1.60 MW Q10: 0.53 Mvar
Cub_3 /Sym	CH Chigjaisa		3.00	0.17	1.00	0.08	66.77	Typ:	KV
Cub_4 /Line	7501		1.40	-0.36	0.97	0.04	12.09	Pv:	33.11 kW cLod: 0.03 Mvar L: 19.60 km
Terminal (12)									
22.90	0.99	22.61	-73.56						
Cub_3 /Lod	Ananea2		2.15	0.71	0.95	0.06		P10:	2.15 MW Q10: 0.71 Mvar
Cub_1 /Line	3003		-1.55	-1.29	-0.77	0.05	17.13	Pv:	5.45 kW cLod: 0.00 Mvar L: 1.60 km
Cub_2 /Line	7502		-0.60	0.58	-0.72	0.02	7.34	Pv:	11.96 kW cLod: 0.03 Mvar L: 19.60 km
C_EQUIV									
22.90	0.99	22.61	-72.43						
Cub_2 /Lod	CARGA EQUIVALENTE		0.75	0.25	0.95	0.02		P10:	0.75 MW Q10: 0.25 Mvar
Cub_1 /Line	7502		0.62	-0.60	0.72	0.02	7.34	Pv:	11.96 kW cLod: 0.03 Mvar L: 19.60 km
Cub_0 /Line	7501		-1.37	0.36	-0.97	0.04	12.09	Pv:	33.11 kW cLod: 0.03 Mvar L: 15.60 km

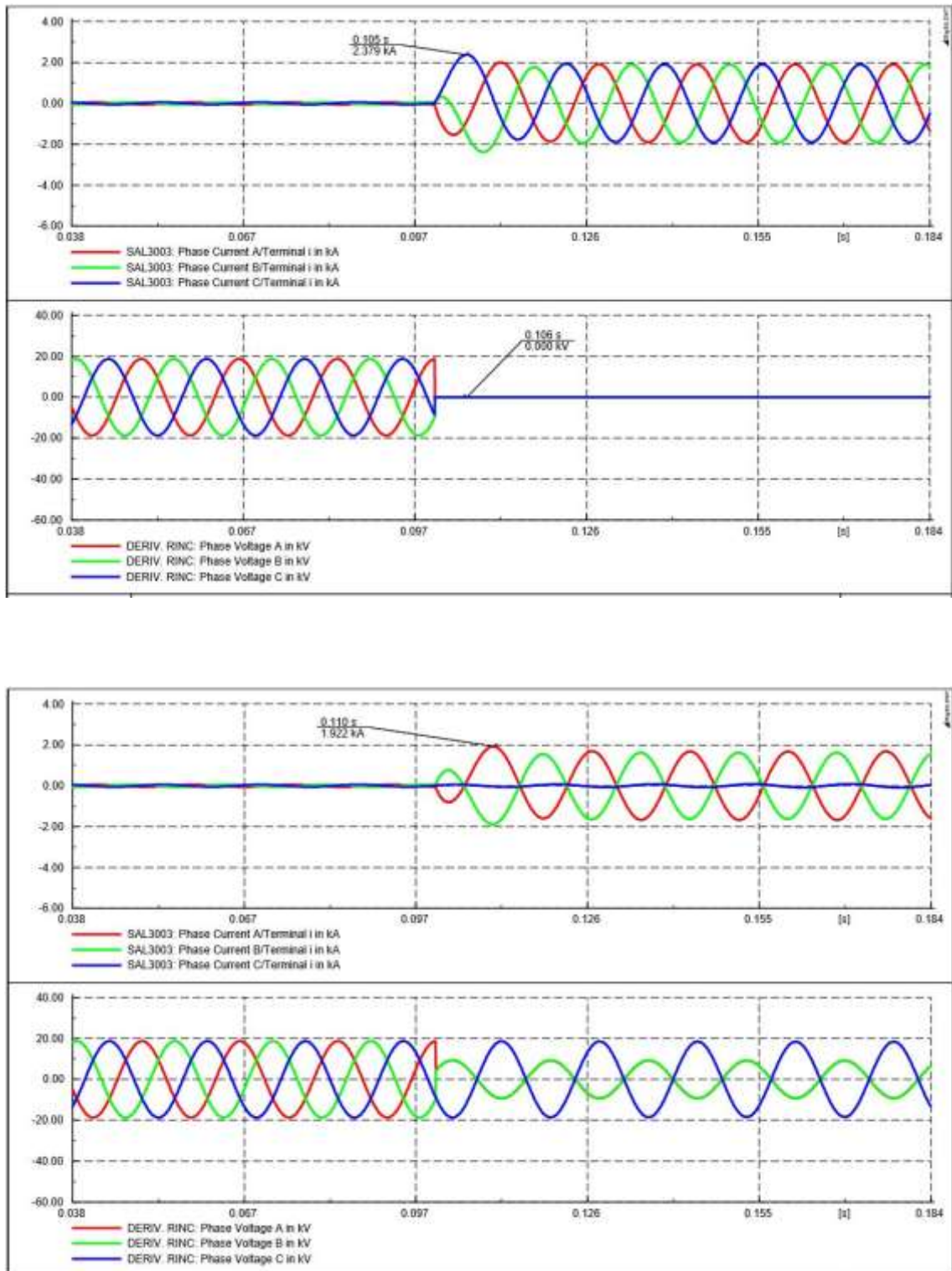
Elaboración: Propia

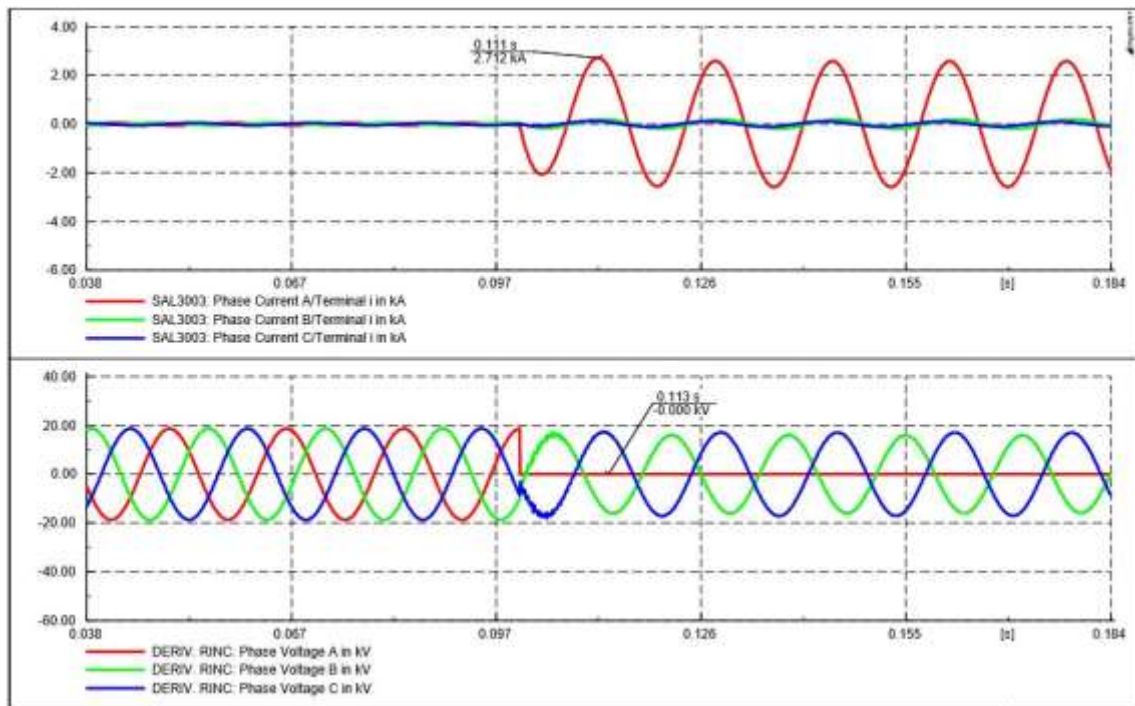
Figura N° 4.10: Resultados de Corto Circuito 3F en DIGSILENT (ACTUAL)

		DIGSILENT PowerFactory 19.1.7		Project: Date: 5/11/2018					
Fault Locations with Feeders									
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909			3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents						
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0.10 s					
Decaying Aperiodic Component (Idc) Using Method B		Conductor Temperature User Defined No		Fault Clearing Time (Ith) 1.00 s					
				c-Voltage Factor User Defined No					
Grid: Area Sur Este		System Stage: Area Sur Este		Annex: / 1					
rd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- Factor	Sk" [MVA/MVA]	Ik" [kA/kA]	Ip [kA/kA]	Ib [kA]	Sb [MVA]	Ik [kA]	Ith [kA]
Terminal (12)									
3003	22.90	0.00	0.00	1.10	66.46 MVA	1.68 kA	-67.53	3.09 kA	1.66
ANANEA22.9	22.90	0.00	0.00	1.10	55.45 MVA	1.35 kA	111.93	2.49 kA	1.68
7502	22.90	0.00	0.00	1.10	13.02 MVA	0.33 kA	114.71	0.61 kA	1.68
C_EQUIV	22.90	0.00	0.00	1.10	0.75 MVA	0.25 kA	0.95	0.02 kA	1.68

Elaboración: Propia

Figura N° 4.11: Simulación de fallas 3F, 2F y 1F en DIGSILENT (ACTUAL)





Elaboración: Propia

4.1.10 PLAN DE SOLUCIÓN

4.1.10.1 MEJORAMIENTO DE APANTALLAMIENTO DE LA LÍNEA

Conforme a los resultados de la evaluación de la situación actual de la línea, para el mejoramiento de apantallamiento se tendría que rediseñar o cambiar los tipos de estructura que se tiene en la línea Primaria, con la finalidad de aumentar cable de guarda como se puede apreciar en el sustento teórico. Sin embargo, para poder mitigar las corrientes incidentes al conductor de fase por falla de apantallamiento, se tiene los descargadores de sobretensión. Que, cuando se presenta una sobretensión que excede su valor de operación su impedancia decae drásticamente comportándose como un cortocircuito, drenando así la corriente de la descarga y reduciendo el nivel de la sobretensión a valores mínimos, limitando el esfuerzo que debe soportar el aislamiento del equipo y protegiéndolo contra flámeos directos e inversos.

4.1.10.2 MEJORAMIENTO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS

Conforme a la situación actual que se encuentra la línea primaria, que nos muestra la tabla N° 4.4, los sistemas de protección como puestas a tierra, influyen de manera importante en la tasa de salida de la línea, ya que la puesta a tierra absorbe una descarga de rayo a través de una trayectoria controlada y protege la vida humana y la infraestructura de las instalaciones. El propósito de poner a tierra los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, de contactos no intencionales con cables de voltajes más altos, elimina los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y para que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos.

4.1.10.3 IMPLEMENTACIÓN DE DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

Para corregir la problemática de la línea y a la vez disminuir de forma inmediata las tasas de salida, se debe implementar los descargadores de sobretensión para proteger la línea de descargas cuando reciben el impacto directo de una descarga atmosférica.

4.2 DISCUSIÓN Y COMPARACION DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos a través del análisis del alimentador 3003 del Servicio Eléctrico de Ananea con la metodología realizada, como entrevistas, visita al campo visualizando y recorriendo a través de las instalaciones existentes y los que son vinculados, los cuales nos han permitido ejecutar nuestros objetivos y afirmar las hipótesis de nuestro proyecto, encontrando los desperfectos y causas de las constantes fallas; así mismo, dando la propuesta de mejorar el servicio eléctrico.

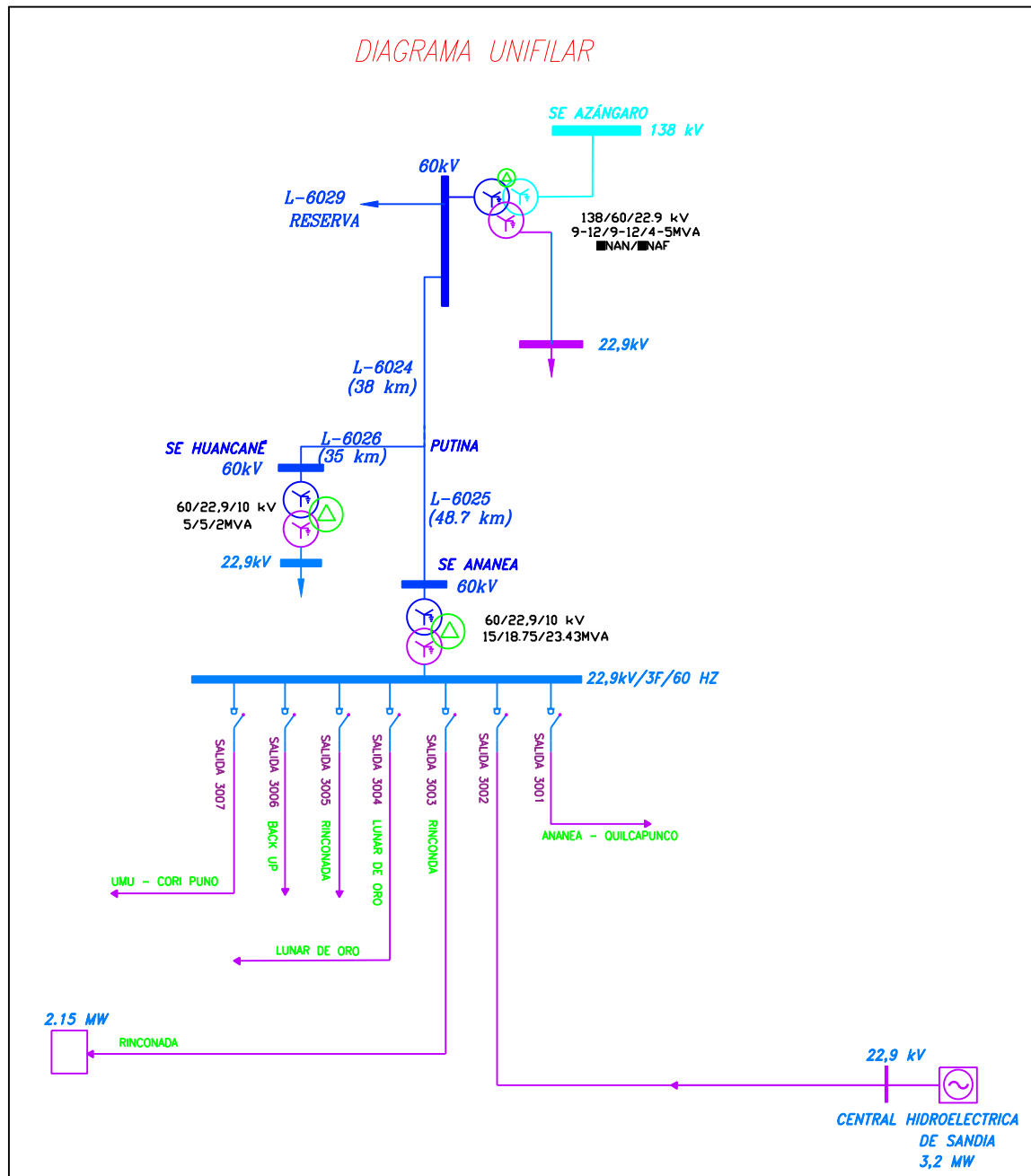
4.3 PROPUESTA DE MEJORA DE CALIDAD DE SERVICIO ELÉCTRICO A CAUSA DE DESCARGAS DE ORIGEN ATMOSFÉRICO Y FALLAS A TIERRA EN EL ALIMENTADOR 3003

Por las constantes fallas y/o descargas de origen atmosférico que ocurren en la salida 3003, por falta de sistemas de protección, es necesario optimizar el desempeño de esta línea. Teniendo ello en cuenta, se presenta a continuación la propuesta de mejorar la línea primaria 22.9 kV alimentador 3003.

4.3.1 PROPUESTA DE INDEPENDIZACIÓN DEL ALIMENTADOR 3003 – LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV

Conforme al análisis y evaluación actual del alimentador 3003, se encontró fallas básicamente por falta de sistemas de protección y coordinación, por lo tanto, se plantea la propuesta de INDEPENDIZAR LA LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV – SALIDA 3003 SET ANANEA a fin de reducir las fallas a causa de origen atmosférico.

Figura N° 4.12: Diagrama Unifilar – Escenario Proyectado



Elaboración: Propia

4.3.1.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ELÉCTRICAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

El presente estudio de “Independización de la Línea Primaria 22.9 kV, salida 3003 SET Ananea”, Comprende la implementación de las siguientes instalaciones:

- Implementación del alimentador independiente 3003 en Línea Primaria 22.9 kV hasta el punto de derivación: Se implementara mediante la línea primaria 22.9 kV de DOBLE TERNA la cual independizará el alimentador 3003 hacia el centro poblado minero de la rinconada (01 TERNA) y la segunda terna servirá para interconectar la línea primaria 22.9 kV proveniente de la central hidroeléctrica de Sandia hasta la barra de 22.9 kV de la SET Ananea, la línea primaria que se dirige hacia C.P. Rinconada está equipada con un interruptor bajo carga.
- Línea Doble Terna 22.9 kV; se inicia en la subestación Ananea hasta la estructura con coordenada (8378312N, 441998E) con una longitud de 1.72 km, estará conformada con estructuras de concreto armado centrifugado de 13m/400daN, con retenidas inclinadas, crucetas de F°G°, torres metálicas de 28m para zona en donde se necesite ganar altura, conductor AAAC de 120 mm², aisladores de porcelana tipo pin 56-4 y suspensión tipo polimérico de 36 kV, herrajes de aisladores, amortiguadores de vibración, varillas de armar y accesorios.

4.3.1.1.1 Equipamiento de la Línea Primaria 22.9 kV

Tabla N° 4.7: Características generales de la Línea Primaria 22.9 kV

Sistema	Trifásico
Tensión Nominal	22.9 kV
Tensión Máxima del sistema	25 kV
Frecuencia	60 Hz

Longitud de Línea Primaria	Ananea-Rinconada, 3x120mm ² AAAC: 1.6+11.8 = 13.4 km.
Conductor	Aleación de Aluminio (AAAC) de 120mm ² y NA2XSA2Y-S 3-1x120 mm ² salida aislada.
Cable de Guarda	Acero Galvanizado tipo EHS de 6.27mm Ø y deberá soportar las corrientes de cortocircuito y esfuerzos mecánicos a lo que estará sometido.
Estructuras	Postes de Concreto Armado Centrifugado de 12m/400 daN, 13m/400 daN y estructuras metálicas de 28m.
Crucetas/Ménsulas	Perfil de F°G°
Disposición de conductores	Horizontal y Vertical
Aisladores	<ul style="list-style-type: none"> • Aislador Polimérico Tipo Suspensión de 36 kV. • Aislador Tipo Pin Clase ANSI 56-4
Equipos de protección	<p>Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out);</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensión Nominal del equipo : 27/38 kV • Nivel Básico de Aislamiento : 170 kV-BIL • Corriente Nominal : 100 A. <p>Pararrayos: tipo Distribución de óxido de Zinc, con explosores, a prueba de explosión, para uso exterior y para instalación en posición vertical; serán conectados entre fase y tierra. Los Pararrayos tienen las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensión Nominal: 21 kV • Tensión de Operación Continua (COV): 17 kV • Clase : 1 <p>Pararrayos de línea: son del tipo Distribución de óxido metálico de Zinc, con explosores, para suspensión en línea, a prueba de explosión, para uso exterior; serán conectados entre fase y tierra. tienen las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tensión Nominal: 21 kV • Tensión de Operación Continua (COV): 17 kV • Clase: 1
Sistema de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • Electrodo de Cu de 2.4 m x 16 mmØ.

	<ul style="list-style-type: none"> • Cable de acero galvanizado tipo EHS 6.27 mmØ (aterramiento de estructuras metálicas). • Cable desnudo de Cu 25mm² para PAT-1 en postes de CAC. • Accesorios de conexión. • Tierra de cultivo cernido y cemento conductor.
Retenidas	Cable de acero grado Siemens Martin 10 mm Ø, varilla de anclaje 19mmØ - 2.4m, bloque de concreto 0.4x0.4x0.2 m.
Material de ferretería	Todos los elementos de hierro y acero, serán galvanizados en caliente a fin de protegerlos contra la corrosión.
Altitud	4500 a 4960 m.s.n.m.

Elaboración: Propia

A continuación, se muestran la relación de localidades beneficiadas:

Tabla N° 4.8: Relación de localidades beneficiadas

N°	LOCALIDADES	REGION	PROVINCIA	DISTRITO
1	Ananea	Puno	San Antonio de Putina	Ananea
2	Trapiche	Puno	San Antonio de Putina	Ananea
3	Rinconada	Puno	San Antonio de Putina	Ananea

Elaboración: Propia

4.3.1.2 SELECCIÓN DE LA RUTA

4.3.1.2.1 Estudios y trabajos preliminares en gabinete

Se efectuaron los “Estudios Preliminares de Gabinete” conformadas por las siguientes actividades:

- Estudio y análisis de proyectos de ampliación y mejoramiento de líneas en el área de influencia del proyecto según la aprobación por parte de Electro Puno S.A.A.
- Representación gráfica en el programa Google Earth, que cuenta con una base de datos de fotografías satelitales y datos de altitud que cubre toda la superficie

mundial. Este programa entrega un perfil topográfico con una exactitud equivalente a la de un GPS navegador.

- simulación gráfica en el programa DLT CAD, que es un poderoso software especializado y orientado al diseño de líneas aéreas de energía eléctrica, el cual nos ha permitido visualizar en vista de perfil topográfico y vista de planta de la línea con los datos cargados. Luego procediendo a desarrollar los diseños, utilizando las herramientas del software.

Una vez estudiada la información recopilada se definió los criterios para el trazo de la ruta de línea, el cual se validó y modificó en la zona del proyecto, en la etapa de visita de campo.

4.3.1.2.2 Criterios de selección de la ruta de línea primaria

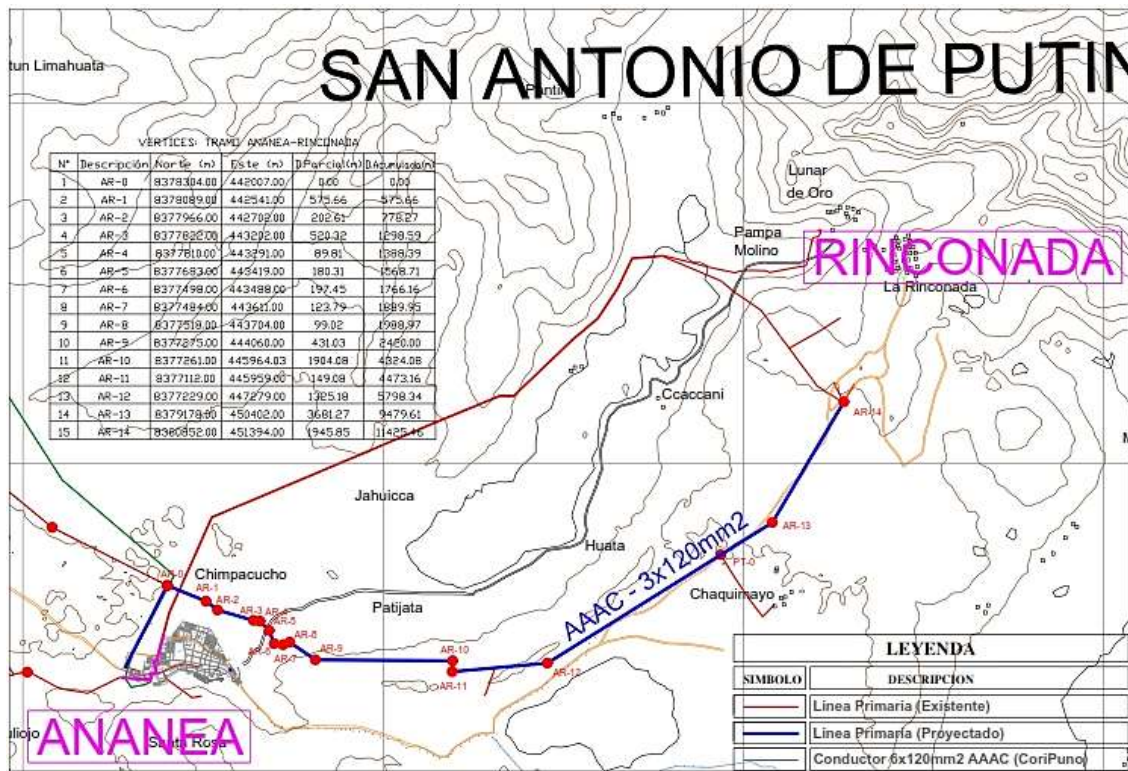
El trazo de ruta de la línea primaria fue seleccionado en base a la línea existente debido a que las estructuras existentes en el tramo a independizar serán reemplazados, tomando en consideración los siguientes criterios y normas de seguridad:

- Para el trazo de la línea primaria 22,9 kV se utilizan los accesos existentes, respetando los derechos de vía de las carreteras, trochas y caminos de herradura, y distancias de seguridad establecidas por el Código Nacional de Electricidad-CNE y la norma DGE.
- Evitar el paso por terrenos inundables y geológicamente inestables o zonas de trabajo minero.
- Minimizar la afectación de terrenos de propiedad privada.

4.3.1.2.3 Trazo de ruta a partir de coordenadas UTM

Las Coordenadas UTM de la Ruta de Línea Primaria se presentan en la siguiente figura:

Figura N° 4.13: Trazo de ruta de la línea primaria 22.9 kV



Elaboración: Propia

4.3.1.3 MODELAMIENTO EN EL PROGRAMA DLT CAD

4.3.1.3.1 Implementación del Conductor

Para la implementación de la línea, se tiene el uso de herramientas y una serie de procedimientos para modelar en el programa DLT CAD, en donde, es necesario configurar en base de datos generales, las características del conductor, conforme a la base de datos ya incorporados en el software. En donde, según el perfil de la línea, se considera terreno ondulado y montañoso.

Figura N° 4.14: Configuración y características del conductor en DLT-CAD

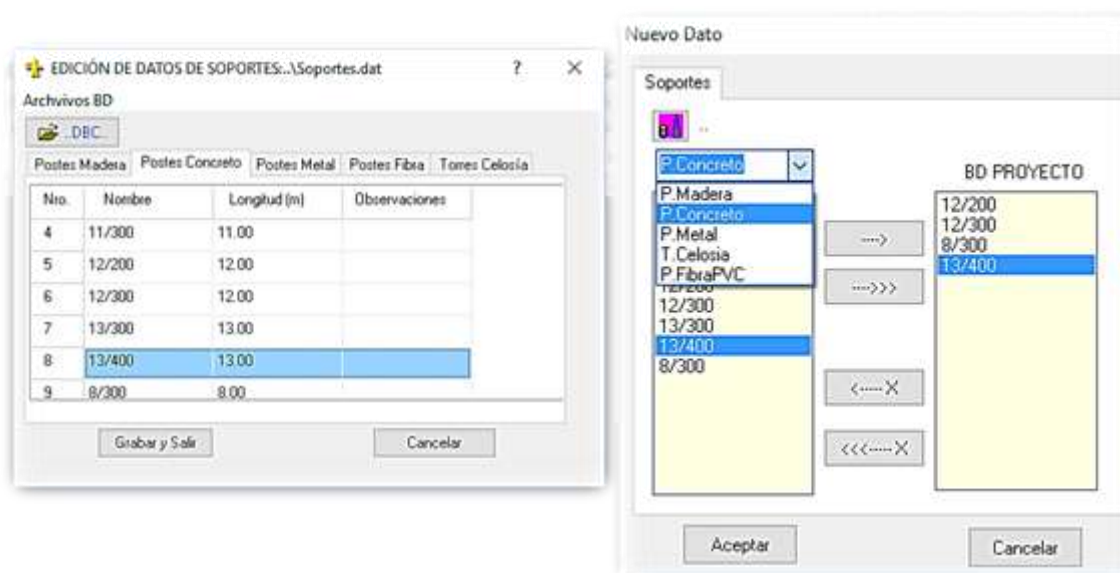


Elaboracion: Propia en DLT CAD

4.3.1.3.2 Implementación de Estructuras

Para la implementación y selección, el software nos muestra las características para los diferentes tipos de soportes. Los Soportes están agrupados en: “Postes de Madera”, “Postes de Concreto”, “Postes de Metal” y “Torres de Celosía”.

Figura N° 4.15: Implementación y selección de soportes en DLT-CAD

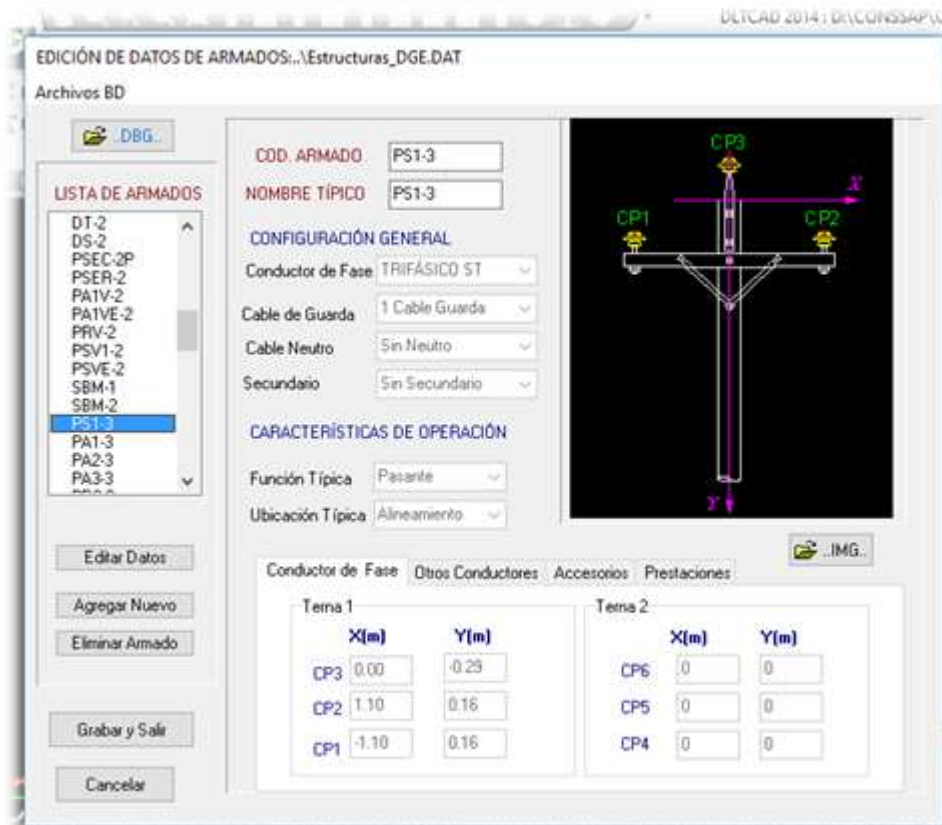


Elaboración: Propia

4.3.1.3.3 Implementación de Armados

Todos los armados guardados en la base de datos pueden ser visualizados en la ventana “Edición de Datos de Armados”, ubicado en el menú “Base de datos” opción “BD Armados”. El DLTCAD cuenta con un conjunto de imágenes de armados típicos los cuales son cargados de acuerdo a los requerimientos del proyecto.

Figura N° 4.16: Configuración y selección de Armados en DLT-CAD



Elaboración: Propia

4.3.1.3.4 Implementación de Puestas a Tierra y retenidas

El valor de la resistencia de puesta a tierra de la estructura tiene gran influencia en el máximo valor de la sobretensión en la estructura cuando el rayo incide, si el valor de resistencia de puesta a tierra es elevado se tendrán múltiples reflexiones de ondas en la estructura que generarán sobretensiones, lo que puede producir el flameo inverso de los aisladores y la salida de operación de la línea. Por otro lado, cuando el rayo impacta a un

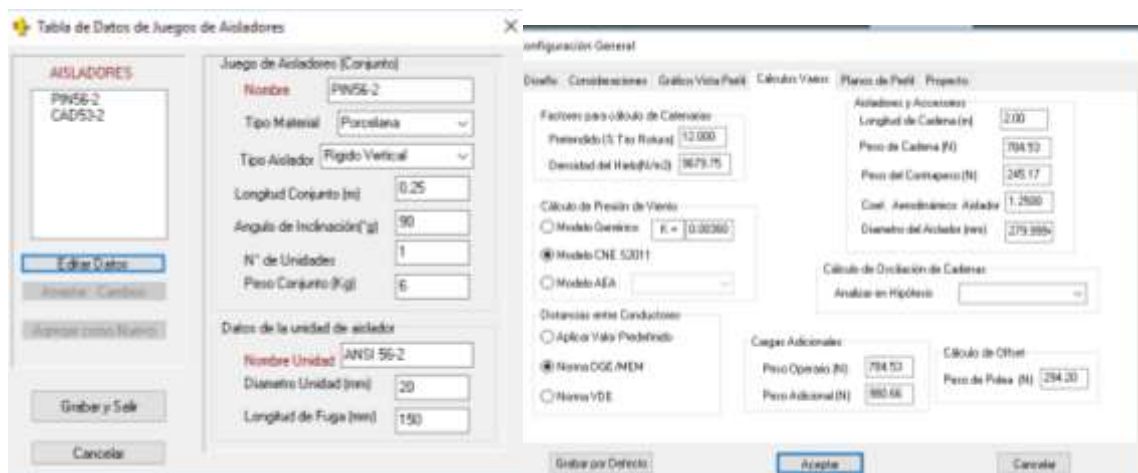
conductor de fase la resistencia de puesta a tierra no tiene gran importancia debido a que la onda de sobretensión se conduce por el conductor directamente hacia las cadenas de aisladores.

Para la implementación del sistema de puesta a tierra, se han usado las herramientas del software. Esto a su vez se muestra en los planos de perfil topográfico.

4.3.1.3.5 Consideración de Cadena de Aisladores

Para los calculos respectivos, se consideran los aisladores y sus características en la configuración general.

Figura N° 4.17: Configuración y selección de Aisladores en DLT-CAD



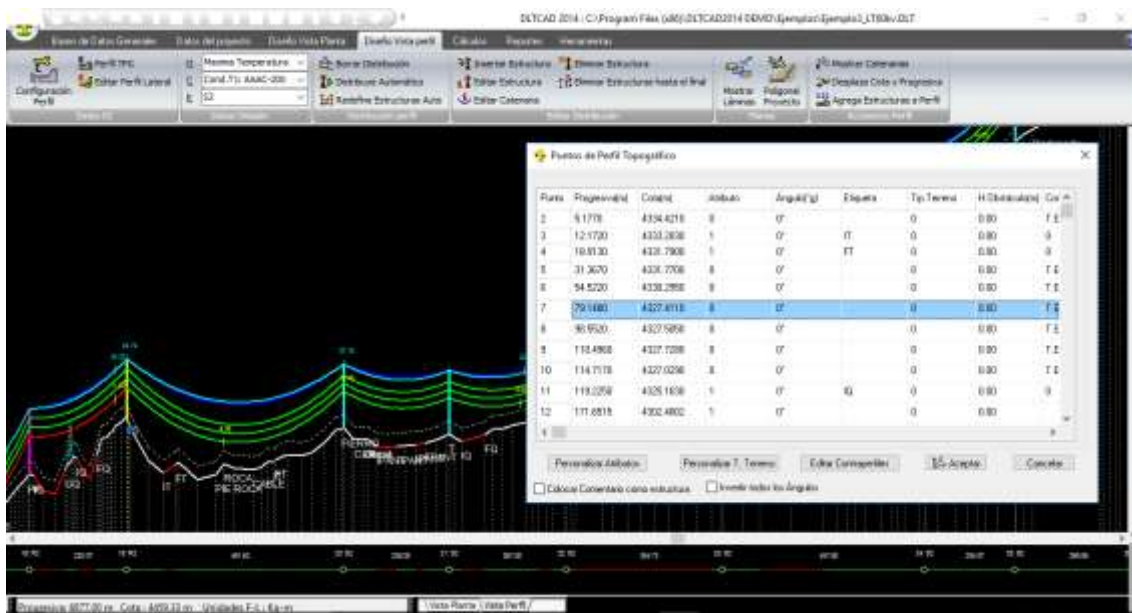
Elaboracion: Propia

4.3.1.3.6 Perfil topográfico a partir de datos “XYZ”

Para calcular el perfil topográfico a partir de los datos XYZ en “Vista de planta”, se procedió a seguir tres pasos:

- Configuración vista de planta (vistas gráficas, margen de error)
- Trazo de ruta
- Cálculo de perfil en formato *.utm

Figura N° 4.18 : Perfil topográfico en DLT CAD



Elaboración: Propia

* Los planos de vista perfil topográfico de la línea primaria 22.9 kV – Salida 3003 (Proyectado), se muestran en el **Anexo B**.

4.3.1.4 CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

4.3.1.4.1 ASPECTOS GENERALES

Para el presente estudio tomamos como base para la determinación de la demanda, el flujo actualmente existente y registrada en la SET Ananea debido a que este estudio está enfocada a la mejora e independización del circuito existente, por consiguiente la demanda de diseño será la máxima registrada en el Alimentador 3003, El diseño comprende: Cálculos Eléctricos, Cálculos Mecánicos, Cálculo de Cortocircuito, Coordinación de Protección, Cálculo de Puesta a Tierra y Calculo de la Cimentación.

4.3.1.4.1.1 Datos del proyecto

Tabla N° 4.9: Datos del proyecto

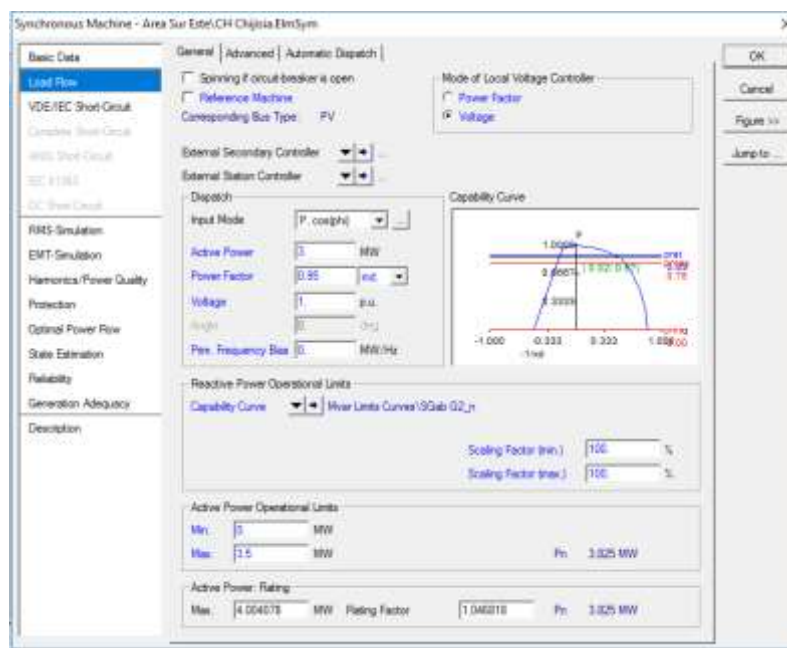
	VALORES	
	MAXIMOS	MINIMOS
Potencia de corto circuito (Sk")	58.23 MVA	51.36 MVA
Corriente de corto circuito (Ik")	1.468 KA	1.295 kA

Impedancia (R)	3.341 Ohm	4.093 Ohm
Impedancia (X)	9.325 Ohm	9.354 Ohm
Impedancia (Z)	9.906 Ohm	10.210 Ohm
R/X	0.358	0.4436
Impedancia secuencia negativa (Z2)	9.92 Ohm	10.23 Ohm
Impedancia secuencia positiva (Z1)	9.91 Ohm	10.21 Ohm
Impedancia secuencia cero (Z0)	0.52 Ohm	0.52 Ohm
Impedancia secuencia cero (X0)	0.52 Ohm	0.52 Ohm
Impedancia secuencia positiva (X1)	9.32 Ohm	9.35 Ohm
Impedancia secuencia negativa (X2)	9.34 Ohm	9.37 Ohm
Impedancia secuencia cero (R0)	0.00 Ohm	0.00 Ohm
Impedancia secuencia positiva (R1)	3.34 Ohm	4.09 Ohm
Impedancia secuencia negativa (R2)	3.35 Ohm	4.10 Ohm

Fuente: Estudio a nivel de expediente técnico para la discriminación de pérdidas de energía eléctrica a nivel de concesión (*Proyecto: Oportunidad de reducción de pérdidas en clientes mayores – rentable – ELP 2016-2020*)

4.3.1.4.1.2 Datos del Generador

Figura N° 4.19: Datos del Generador



Fuente: Estudio a nivel de expediente técnico para la discriminación de pérdidas de energía eléctrica a nivel de concesión (*Proyecto: Oportunidad de reducción de pérdidas en clientes mayores – rentable – ELP 2016-2020*)

4.3.1.4.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

4.3.1.4.2.1 Características Eléctricas del Sistema

Para efectos del diseño eléctrico de la red primaria, se tendrán en cuenta las siguientes características:

- Tensión Nominal de la Red : 22,9 kV
- Tensión Máxima de Servicio : 25,0 kV
- Frecuencia Nominal : 60 Hz
- Factor de Potencia : 0.95 (atraso)
- Conexión del Neutro : Efectivamente puesto a tierra
- Caída de tensión : No deberá exceder $\pm 5\%$
- Pérdida de energía : No deberá exceder $\pm 3\%$

La máxima demanda estimada según registros del alimentador 3003 en la SET Ananea es de 2.15 MW.

4.3.1.4.2.2 Factor de corrección por altura

La altura de operación máxima de la LP es de 4960 m.s.n.m., por lo tanto, es necesario establecer el factor de corrección por altitud, que viene dado por la expresión:

$$F_h = 1 + 1.25(H - 1000) * 10^{-4} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

$$F_h = 1.495$$

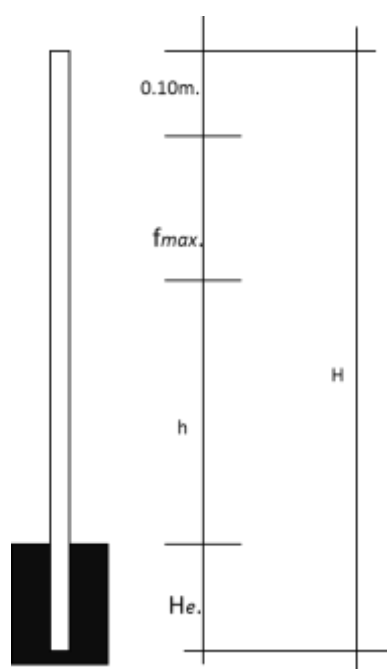
Donde:

- F_h : Factor de corrección por altitud.
- H : Altura sobre el nivel del mar (4960 m.s.n.m.).

4.3.1.4.2.3 Distancias Eléctricas de Seguridad

Con el objeto de asegurar el aislamiento de las fases ante el riesgo de cortocircuitos, se han tomado en cuenta las recomendaciones del Código Americano de Seguridad Eléctrica, el que considera la distancia mínima entre fases en el punto medio del vano máximo.

Figura N° 4.20: Distancias eléctricas de seguridad



Elaboración: Propia

Donde:

- H : Altura del poste (m)
- f_{max} : Flecha máxima
- h : Altura mínima sobre la superficie (m)
- H_e : Altura de empotramiento (m)

Distancia Mínima del Conductor al Terreno

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su flecha máxima vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno o superficie a una altura mínima de:

$$h_{min} = 5.3 + \frac{Vn*Fh}{150} \quad (\text{Ec. 4.2})$$

$$h_{min} = 5.528 \text{ m}$$

Donde:

- h_{min} : Distancia mínima del conductor al terreno (m).
- Vn : Tensión nominal en KV
- Fh : Factor de corrección por altitud (1.495)

Según el C. N. E. la distancia mínima entre conductores y vías secundarias (calles y caminos) es de 6.0 m. Las distancias de conductores de líneas rurales sobre el terreno pueden ser menores en 5.50 m., de las que se señalan para calles y caminos en nuestro caso por la particularidad de la zona por ser transitable por maquinaria pesada consideraremos una altitud mínima de 7.5 m, del conductor más bajo.

Distancia mínima entre los conductores, sus accesorios en Tensión y los apoyos

$$d_{min} = 0.1 + \frac{Vn * Fh}{150} \quad (\text{Ec. 4.3})$$

$$d_{min} = 0.328 \text{ m} \approx \text{Asumimos } 0.35 \text{ m}$$

Donde:

- d_{min} : Distancia mínima entre el conductor y su apoyo en metros
(valor mínimo 0.25 m).
- Vn : Tensión nominal en KV
- Fh : Factor de corrección por altitud (1.495)

Distancia horizontal entre conductores

La distancia horizontal mínima a mitad de vano entre conductores será:

$$Dch = 0.0076 * Vn * Fh + 0.65\sqrt{f} \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde:

- Dch : Distancia Horizontal entre conductores
- Fc : Factor de corrección por altitud
- f : Flecha del conductor a la temperatura máxima prevista (m)

Distancia vertical entre conductores

Para los armados con aisladores tipo pin (armados sin cambio de dirección, de suspensión) la distancia vertical entre conductores también se determina con la (Ec. 4.4).

4.3.1.4.2.4 Parámetros de los Conductores

- **Resistencia eléctrica**

Considerando la temperatura de trabajo del conductor, se tiene:

$$R_2 = R_1 * (1 + \alpha (t_2 - t_1)) \quad \Omega/km \quad (\text{Ec. 4.5})$$

$$R_2 = 0.276 \quad \Omega/km$$

Donde:

- R_2 : Resistencia final a 15 °C.
- R_1 : Resistencia del conductor a 20 °C. en ohm/km
- α : Coeficiente de dilatación térmica a 20°C=0.000023 (AAAC)
- t_1 : Temperatura (20 °C).
- t_2 : Temperatura de operación del conductor (15 °C).

- **Reactancia Inductiva**

Para hallar la reactancia equivalente, se calculó con la siguiente fórmula:

$$X_L = 2\pi * f * L_k \quad \Omega/km \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Siendo;

$$L_k = \left[\frac{1}{2*n} + 4.6 * \log(DMG/re) \right] * 10^{-4} \quad H/km \quad (\text{Ec. 4.7})$$

Donde:

- L_k : Inductancia de la línea (H/km)
- DMG : Distancia Media Geométrica entre fases (mm)
- Re : Radio equivalente (mm)
- n : Numero de cables por fase

Esta inductancia depende del radio equivalente (Re), y de la Distancia Media Geométrica entre fases (DMG). Estas dos magnitudes son función de la geometría del circuito, y por tanto, de la disposición de los cables.

4.3.1.4.2.5 Cálculo de Caída de Tensión, pérdidas de potencia y energía

La carga máxima atendida mediante esta línea es de 2.15 MW, según registro en la SET Ananea, para el presente estudio se pretende utilizar el conductor AAAC 120mm2, por consideraciones mecánicas con la cual garantizamos la continuidad del servicio y la capacidad del conductor para las cargas existentes y proyectadas. También se pretende utilizar el conductor auto portante tipo NA2XSA2Y-S de 120mm2 de sección para la zona urbana por motivos de Distancias Mínimas de Seguridad (DMS).

- **Pérdida de Potencia y energía por efecto joule**

$$P_p = 3 * I^2 * R * L * 10^{-6} \tag{Ec. 4.8}$$

$$P_p = 0.032 \text{ kW}$$

Donde:

- [I] = 57.13 A
- [R] = 0.276 Ω/Km
- [L] = 11.8 Km

La Tabla adjunta muestra los valores de los parámetros para la sección del conductor a adoptarse en la configuración del sistema.

PARÁMETROS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO							
Material	Densidad a 20 °C gr/cm3	Resistividad a 20 °C gr/cm3	Conductibilidad % IACS	Coefficiente térmico de resistencia 20°C por °C	Módulo de Elasticidad Kg/mm2	Esfuerzo mínimo de rotura Kg/mm2	Coefficiente de dilatación Lineal a 20°C por °C
Aleación de Aluminio	2.7	0.0328	52.50	0.00360	5,700	28	2.3x10 ⁻⁵

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO TIPO AAAC						
SECCION NOMINAL (mm ²)	NUMERO DE HILOS	DIAMETRO TOTAL (mm)	Resistencia 20°C (Ohm/Km)	TIRO DE ROTURA (Kg)	PESO (Kg/Km)	
120	19	14.25	0.2764	3793	332,6	
DENOMINACION DEL CABLE AUTOPORTANTE	DIAMETROS		PORTANTE		CABLE TOTAL	
	CONDUCTOR FASE	CONDUCTOR ADICIONAL	SECCION NOMINAL	CARGA ROTURA	DIAMETRO APROX.	PESO
	mm	mm	mm	KN	mm	Kg/Km
NA2XSA2Y-S 120 mm²	12.81	12.81	10.6	85.00	72.5	3892

Con los datos obtenidos en el cuadro anterior, la carga de 2.15 MW, y Longitud de línea total 11.8 km, se calcula la caída de tensión del Sistema de Distribución en Media Tensión materia del presente estudio; cuyo resultado es:

Tabla N° 4.10: Cálculo de caída de tensión y pérdidas de potencia

CALCULO DE CAIDA DE TENSION Y PERDIDAS DE POTENCIA							
LINEA PRIMARIA 22.9 KV - SALIDA 3003							
TRAMO: ANANEA - RINCONADA							
<i>Vn (kV)</i>	:		22.9				
<i>cosφ</i>	:		0.95				
<i>Material</i>	:		AAAC				
<i>SECCIÓN</i>	:		120 mm ²				
EXTREMO EMISOR	EXTREMO RECEPTOR	LONG. km	P Kw	I (A)	K	Dv (%)	
BARRA 22,9 KV SET ANANEA	CP. RINCONADA	11.800	2150	57.126	2.39E-05	0.6056	
EXTREMO EMISOR	EXTREMO RECEPTOR	L. km	P KW	Fc	Fp	Pj Kw	Ej Kwh
BARRA 22,9 KV SET ANANEA	PUNTO DE DERIVACION	11.800	2150.00	0.35	0.16	0.0319	43.75

Elaboración: Propia

4.3.1.4.2.6 Determinación del nivel de Aislamiento

Los criterios que se tomó en cuenta para la selección del aislamiento serán las siguientes:

- Sobretensiones a frecuencia industrial
- Sobretensiones atmosféricas
- Contaminación ambiental

En la siguiente tabla se muestran los niveles de aislamiento que se aplicarán al diseño de Líneas y redes Primarias en condiciones estándar:

Tabla N° 4.11: Niveles de aislamiento

Tensión nominal entre Fase	Tensión máxima entre Fases	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra	Tensión de Sostenimiento a frecuencia entre fases - tierra
(KV)	(KV)	(KVp)	(KV)
22,9/13,2	25/14,5	125	50
22,9	25	125	50

Fuente: Norma DGE “Bases para el diseño de líneas y redes primarias para Electrificación rural”

- **Sobre tensiones a frecuencia industrial**

Considerando el factor de corrección por altitud y temperatura se tiene:

$$V_i = 50 \text{ kV} * F_h \tag{Ec. 4.9}$$

$$V_i = 50 \text{ kV} * 1.495 = 74.75 \text{ kV}$$

$$V_i \approx 75 \text{ kV}$$

- **Sobre tensión atmosférica**

El nivel básico de aislamiento requerido por las líneas primarias, de acuerdo a la Norma IEC 71-1, es 125 kVp.

Aplicando el factor de corrección, la tensión crítica disruptiva a la onda de impulso 1.2/50 ms, será de:

$$BIL = 125 \text{ kV} * F_h \tag{Ec. 4.10}$$

$$BIL = 186.875 \text{ kV}$$

Nivel de aislamiento corregido por altura y por temperatura es de 186.87 kV BIL
(Normalizado a 170 kV BIL)

- **Por Contaminación ambiental**

Sabemos que la contaminación afecta básicamente el comportamiento de la línea en régimen normal, por tanto se deberá verificar el adecuado comportamiento del aislamiento frente a la contaminación ambiental.

La mínima longitud de fuga (L_f) a considerar, será el resultado del producto de la mínima longitud de fuga específica, por la máxima tensión de servicio entre fases; considerando el factor de corrección determinado.

$$L_f = V_{max} * m * F_h \quad (\text{EC. 4.11})$$

$$L_f = 25 \text{ kV} * \frac{16\text{mm}}{\text{kV}} * 1.495 = 598\text{mm}$$

Donde:

- m : Coeficiente de suciedad en mm/kV, depende del nivel de contaminación, en este caso la contaminación es LIGERA, por lo tanto se asume = 16 mm/kV.
- V_{max} : Tensión máxima del sistema entre fases = 25 kV.
- F_h : Factor de corrección por altitud, = 1.495.

Los aisladores que cumplen estas condiciones son de Tipo pin 56-4, y el de suspensión será de tipo polimérico de 36KV.

Tabla N° 4.12: Características de los aisladores

TIPO			PIN ANSI 56-4	SUSPENSION RPP-36KV
Voltaje de Flameo Promedio	A frecuencia ind. (KV RMS)	Seco	140	115
		Húmedo	95	100
	Al impulso (KV Pico)	Positivo	225	250
		Negativo	310	260
Longitud de Línea de Fuga (mm)			685	875
Mínima tensión de perforación a frecuencia industrial (KV RMS)			185	110

Fuente: Norma ANSI C29.5-1984 y ANSI C29.6-1984

4.3.1.4.2.7 Coordinación del Aislamiento

La coordinación del aislamiento, es el proceso de correlacionar los esfuerzos eléctricos a los que se someten los equipos al aplicarse las sobretensiones previstas, con los niveles de protección de los pararrayos.

Se debe verificar los siguientes márgenes de protección recomendados por ANSI, según guía de aplicación C62.2

a. Margen en el tramo de las ondas cortadas

$$Ma = \frac{\text{Nivel de aislamiento del equipo}}{V_a \text{ del pararrayo}} \geq 1.20$$

b. Margen en el tramo de las ondas plenas tipo rayo

$$Mb = \frac{\text{Nivel de aislamiento del equipo}}{2 * V_p \text{ del pararrayo}} \geq 1.20$$

En los casos de cambios sustanciales en la impedancia característica de la red, como en los puntos que una línea subterránea se convierta en aérea se producen reflexiones de las ondas viajeras, las ondas reflejadas, en el peor de los casos se duplican. El factor 2 toma en cuenta este criterio.

c. Margen en el tramo de las ondas tipo maniobra

$$M_c = \frac{\text{Nivel de aislamiento del equipo}}{V_{mmt} \text{ del pararrayo}} \geq 1.15$$

Calculando para el pararrayo seleccionado tenemos:

- $M_a = 170/69.5 = 2,446 > 1,20$
- $M_b = 170/(2 \times 61.5) = 1,38 > 1,20$
- $M_c = 170/(40,9) = 4.16 > 1,15$

Los datos fueron tomados de las características del pararrayos seleccionado.

En conclusión: los valores de M_a , M_b , y M_c garantizan una adecuada protección.

Según estos cálculos se prevé la utilización de pararrayos del tipo auto válvula de óxido metálico:

- Tensión Nominal 22.9 kV
- Tensión máxima de Servicio 25 kV
- Tensión Nominal del Pararrayo 30 kV
- Corriente nominal de descarga con onda 5/20ms 10 kA
- Tensión residual máxima a la In de descarga (10Ka-1/20us) 62.8 kVp
- Nivel básico de aislamiento 170 KV
- Longitud de Fuga 980 mm

4.3.1.4.2.8 Análisis de flujo de potencia en DIGSILENT

Tabla N° 4.13: Parámetros de la línea 22.9 kV

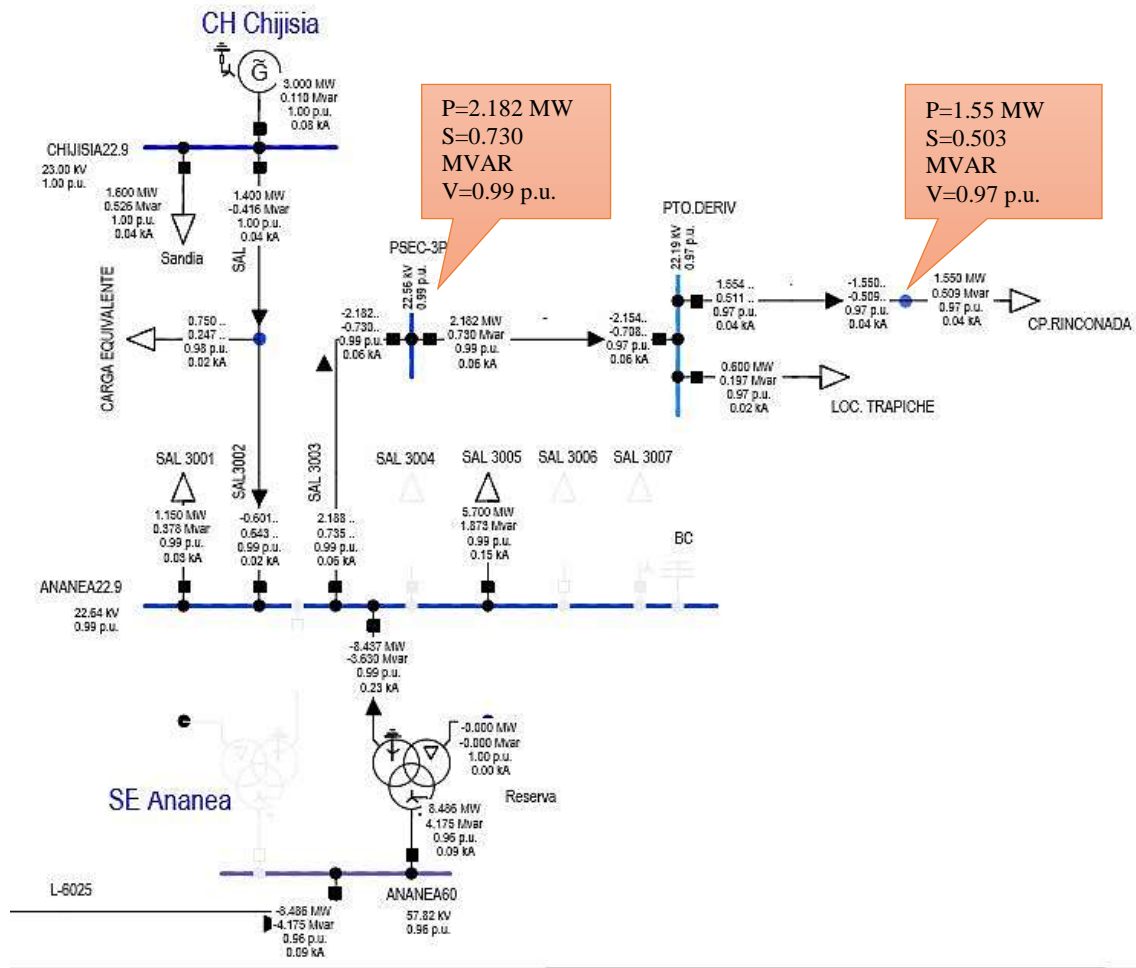
Conductor AAAC 120 mm² : 15.8 km

Corriente Nominal	0.34 kA
Impedancia de secuencia positiva (Z1)	8.505333 Ohm
Angulo de Impedancia de secuencia positiva	51.32669 deg
Resistencia de secuencia positiva (R1)	5.314804 Ohm

Reactancia de secuencia positiva (X1)	6.640297 Ohm
Resistencia de secuencia cero (R0)	13.81852 Ohm
Reactancia de secuencia cero (X0)	17.26482 Ohm
Corriente de falla a tierra (Ice)	1.180685 A

Elaboración: Propia

Figura N° 4.21: Análisis de flujo de potencia en DIGSILENT (proyectado)



Elaboración: Propia

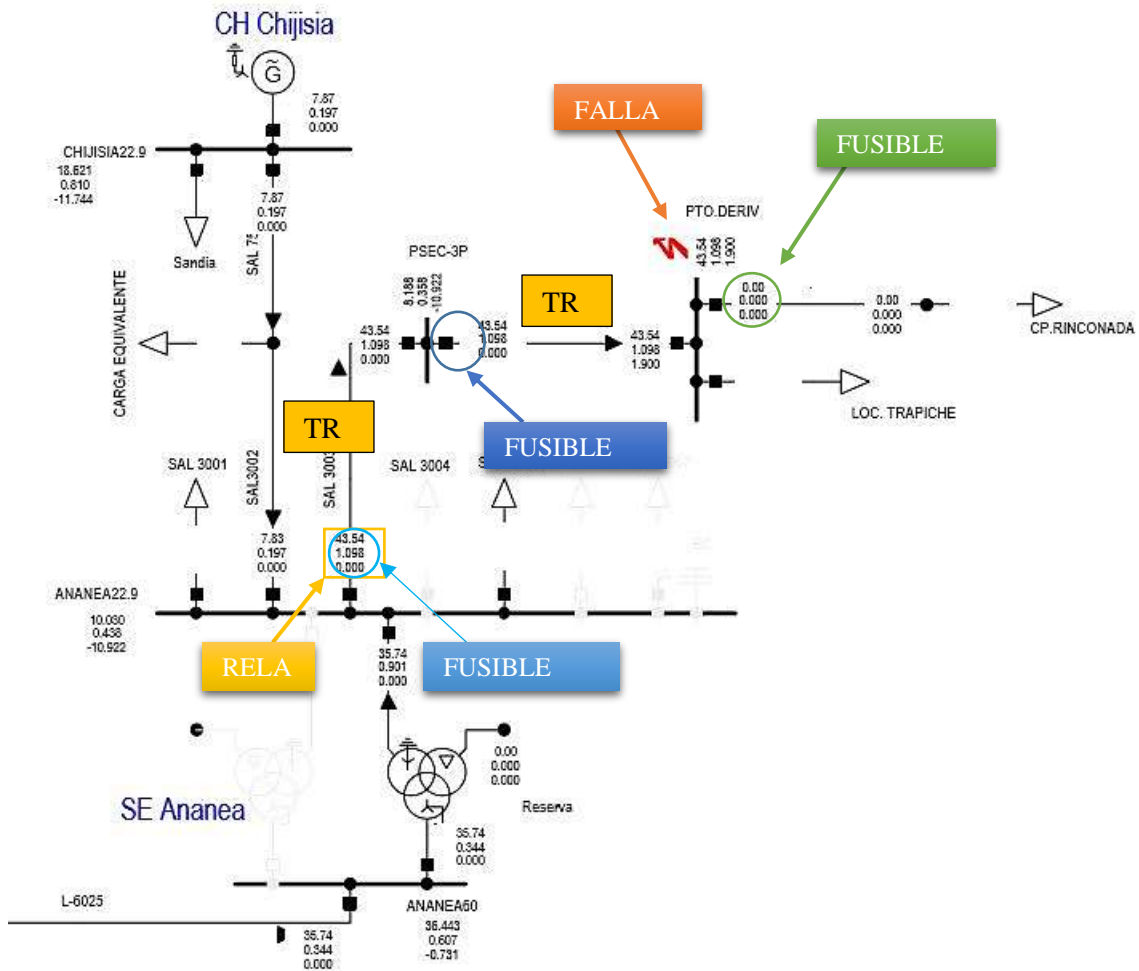
Figura N° 4.22: Resultados de flujo de potencia en DIGSILENT (proyectado)

		DigSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: /								
				Date: 5/21/2018								
Load Flow Calculation												
AC Load Flow, balanced, positive sequence			Automatic Model Adaptation for Convergence									
Automatic Tap Adjust of Transformers			Max. Acceptable Load Flow Error for									
Consider Reactive Power Limits			Nodes									
Yes			10.00 kVA									
Yes			1.00 %									
Model Equations												
Grid: Area Sur Este		System Stage: Area Sur Este		Study Case: SAL 3003 - PROYECTADO								
				Annex: / 1								
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
ANANEA#0												
Cub_1 /Lne	60.00 0.96 57.82 -70.88	-8.49	-4.18	-0.90	0.09	23.91	Pv:	246.46 kW	cLod:	0.38 Mvar L:	33.74 km	
Cub_3 /Tr3	Reserva	8.49	4.18	0.90	0.09	65.42	Tap:	-5.00	Min:	-10	Max:	10
Cub_4 /Tr3	SE Ananea						Tap:	-5	Min:	-10	Max:	10
ANANEA22.9												
Cub_7 /Lod	22.90 0.99 22.64 -73.57						P10:	3.00 MW	Q10:	0.99 Mvar		
Cub_8 /Shst	SAL 3004											
Cub_11 /Lod	BC	1.15	0.38	0.95	0.03		P10:	1.15 MW	Q10:	0.38 Mvar		
Cub_12 /Lod	SAL 3001	5.70	1.87	0.95	0.15		P10:	5.70 MW	Q10:	1.87 Mvar		
Cub_13 /Lod	SAL 3005						P10:	1.00 MW	Q10:	0.33 Mvar		
Cub_14 /Lod	SAL 3006						P10:	1.00 MW	Q10:	0.33 Mvar		
Cub_6 /Tr3	SAL 3007	-8.44	-3.63	-0.92	0.23	65.42	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
Cub_5 /Tr3	Reserva						Tap:	0	Min:	0	Max:	0
Cub_9 /Lne	SE Ananea	-0.60	0.64	-0.60	0.02	7.69	Pv:	13.66 kW	cLod:	0.03 Mvar L:	20.40 km	
Cub_10 /Lne	SAL3002	2.19	0.74	0.95	0.06	17.32	Pv:	6.29 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.80 km	
	Total Load:	6.85	2.25									
CHIJISIA22.5												
Cub_2 /Lod	23.00 1.00 23.00 -70.60	1.60	0.53	0.95	0.04		P10:	1.60 MW	Q10:	0.53 Mvar		
Cub_3 /Sym	Sandia	3.00	0.11	1.00	0.08	66.71	Typ:	FV				
Cub_5 /Lne	CH Chijisia	1.40	-0.42	0.96	0.04	12.22	Pv:	35.18 kW	cLod:	0.03 Mvar L:	20.40 km	
	SAL 7501											
Terminal (13)												
Cub_1 /Tr3	10.00 1.00 9.98 -72.55	-0.00	-0.00	-1.00	0.00	65.42	Tap:	0.00	Min:	0	Max:	0
	Reserva											
Grid: Area Sur Este												
System Stage: Area Sur Este												
Study Case: SAL 3003 - PROYECTADO												
Annex: / 2												
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.] [kV] [deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data					
PIO.DERIV												
Cub_2 /Lod	22.90 0.97 22.19 -74.32	0.60	0.20	0.95	0.02		P10:	0.60 MW	Q10:	0.20 Mvar		
Cub_3 /Lne	LOC. TRAPICHE	-2.15	-0.71	-0.95	0.06	17.35	Pv:	25.03 kW	cLod:	0.01 Mvar L:	6.00 km	
Cub_4 /Lne	.	1.55	0.51	0.95	0.04	12.52	Pv:	3.66 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	2.00 km	
PSEC-3P												
Cub_2 /Lne	22.90 0.99 22.86 -73.71	-2.18	-0.73	-0.95	0.06	17.32	Pv:	6.29 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	1.80 km	
Cub_3 /Lne	SAL 3003	2.18	0.73	0.95	0.06	17.35	Pv:	28.03 kW	cLod:	0.01 Mvar L:	8.00 km	
CARGA EQUIV												
Cub_2 /Lod	23.00 0.98 22.63 -72.34	0.75	0.25	0.95	0.02		P10:	0.75 MW	Q10:	0.25 Mvar		
Cub_1 /Lne	CARGA EQUIVALENTE	-1.36	0.42	-0.96	0.04	12.22	Pv:	35.18 kW	cLod:	0.03 Mvar L:	20.40 km	
Cub_0 /Lne	SAL7501	0.61	-0.66	0.68	0.02	7.69	Pv:	13.66 kW	cLod:	0.03 Mvar L:	20.40 km	
CARGA RINC												
Cub_1 /Lod	22.90 0.97 22.13 -74.43	1.55	0.51	0.95	0.04		P10:	1.55 MW	Q10:	0.51 Mvar		
Cub_2 /Lne	CP.RINCONADA	-1.55	-0.51	-0.95	0.04	12.52	Pv:	3.66 kW	cLod:	0.00 Mvar L:	2.00 km	

Elaboración: Propia

4.3.1.4.2.9 Análisis del cortocircuito en DIGSILENT

Figura N° 4.23: Análisis de Corto-Circuito 3F en DIGSILENT (proyectado)



	TR1	TR2
Corriente Nominal	0.34 kA	0.34 kA
Impedancia de secuencia positiva (Z1)	0.968962 Ohm	4.306498 Ohm
Angulo de Impedancia de secuencia positiva	51.32669 deg	51.32669 deg
Resistencia de secuencia positiva (R1)	0.605484 Ohm	2.69104 Ohm
Reactancia de secuencia positiva (X1)	0.7564896 Ohm	3.362176 Ohm
Resistencia de secuencia cero (R0)	1.574262 Ohm	6.99672 Ohm
Reactancia de secuencia cero (X0)	1.966878 Ohm	8.74168 Ohm
Corriente de falla a tierra (Ice)	0.1345084 A	0.5978153 A

Elaboración: Propia

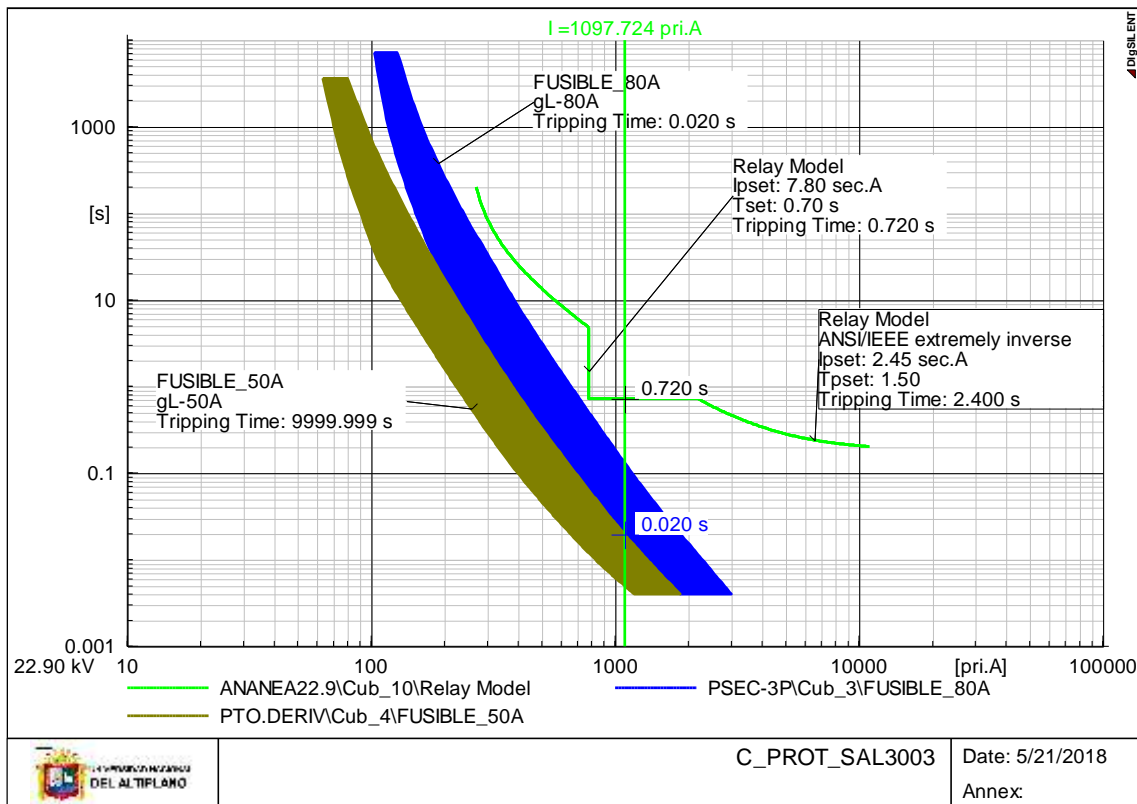
Figura N° 4.24: Resultados de Corto-Circuito 3F en DIGSILENT (proyectado)

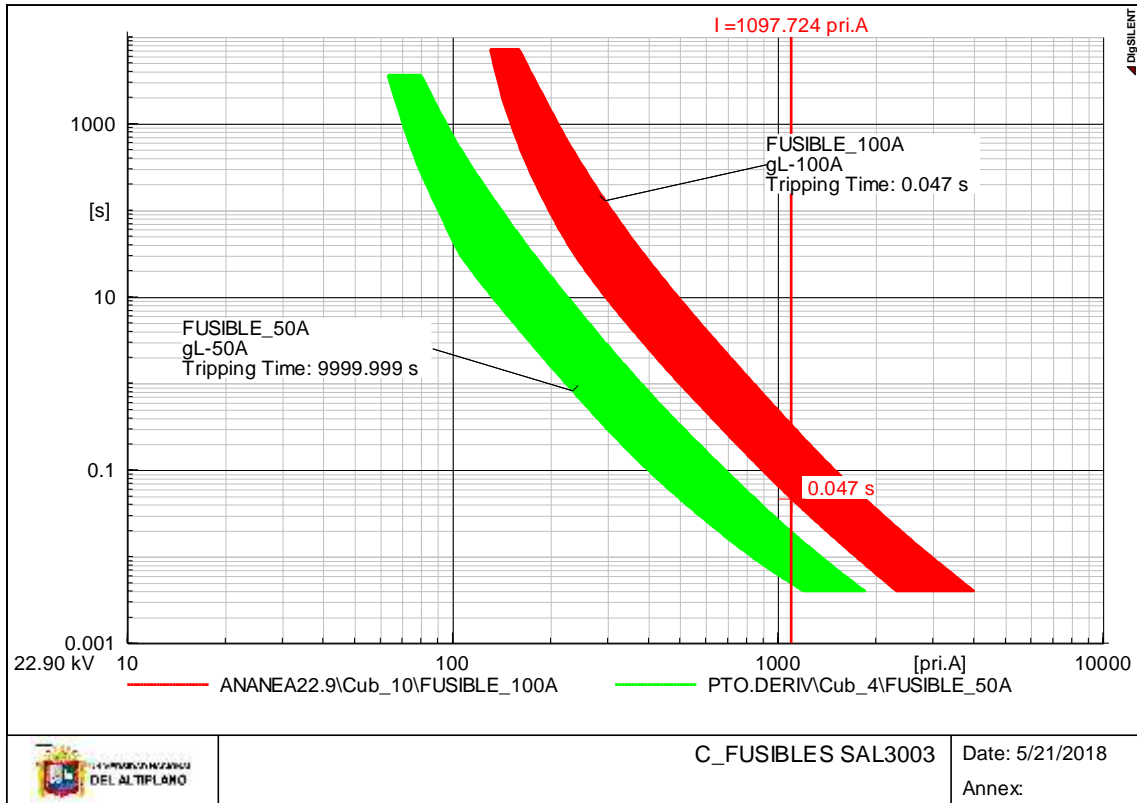
		DIGSILENT PowerFactory 15.1.7		Project: / Date: 5/21/2018	
Fault Locations with Feeders Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909 3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents					
Asynchronous Motors Always Considered		Grid Identification Automatic		Short-Circuit Duration Break Time 0.10 s	
Decaying Aperiodic Component (Idc) Using Method A		Conductor Temperature User Defined No		Fault Clearing Time (Ith) 1.00 s	
c-Voltage Factor User Defined No					
Grid: Area Sur Este		System Stage: Area Sur Este		Annex: / 1	
	rtd.V. [kV]	Voltage [kV]	c- [deg]	Factor	Sk" [MVA/MVA]
					Ik" [kA/kA]
					ip [kA/kA]
					Ib [kA]
					Sb [MVA]
					Ik [kA]
					Ith [kA]
PTO.DERIV	22.90	0.00	0.00	1.10	43.54 MVA
L-22.9 KV ANA-R	B88C-3P				43.54 MVA
L-22.9KV RINC	CARGA RINC				0.00 MVA
					1.10 kA -62.25
					1.10 kA 117.75
					0.00 kA 0.00
					1.90 kA
					1.90 kA
					0.00 kA

Elaboración: Propia

4.3.1.4.2.10 Análisis de Coordinación de Protección en DIGSILENT

Figura N° 4.25: Coordinación de protección - falla 3F en DIGSILENT

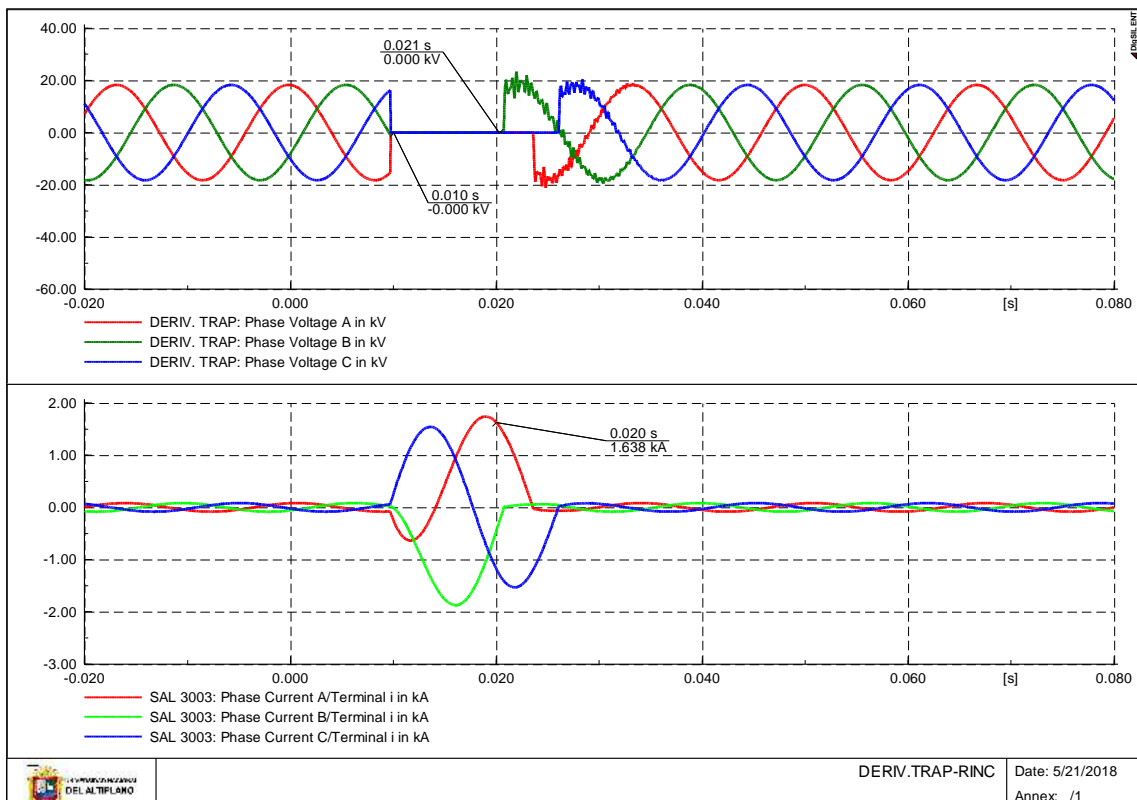


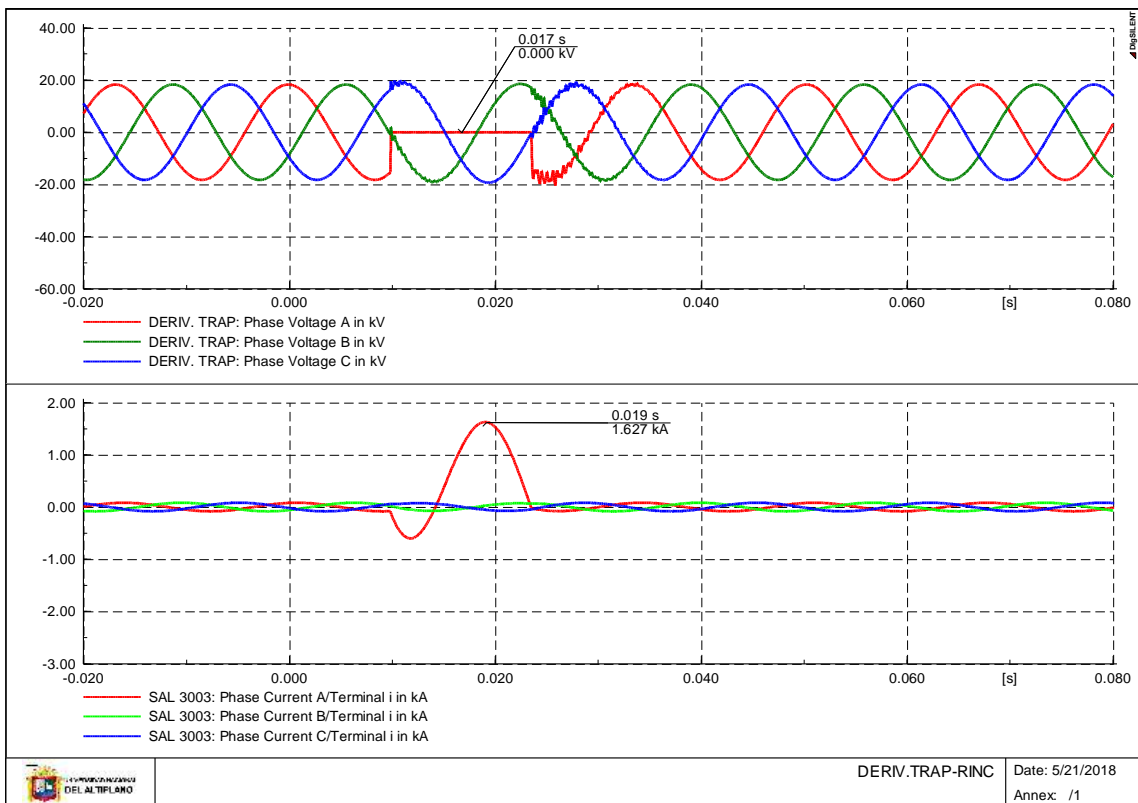
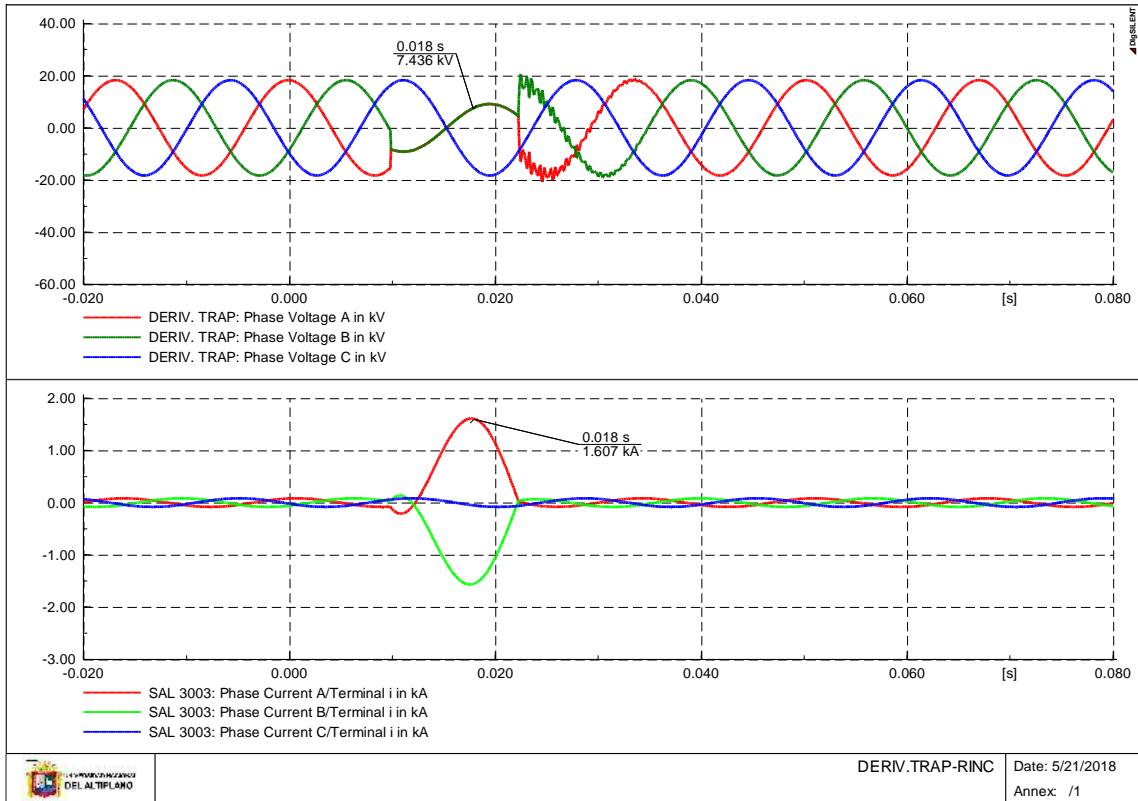


Elaboración: Propia

4.3.1.4.2.11 Simulación de eventos de falla

Figura N° 4.26: Simulación de eventos de falla





Elaboración: Propia

4.3.1.4.2.12 Selección de Pararrayos

Para obtener los mayores márgenes de protección hacia los equipos contra sobretensiones internas y externas del sistema, los pararrayos que se utilizarán en este proyecto serán de óxido metálico con recubierta polimérica tipo distribución, consideraciones a tomar en cuenta:

- **Tensión Máxima de Operación Permanente (UC ó MCOV)**

Para cada selección del pararrayo, el MCOV del pararrayo debe ser igual o exceder el MCOV del sistema.

El pararrayo está conectada fase a tierra, y por ello está expuesto a tensiones fase-tierra. Para que los pararrayos se ajusten a los requerimientos de la red, deben cumplirse dos condiciones en la selección del MCOV:

- MCOV debe ser mayor que la sobretensión continua a frecuencia industrial en los bornes del pararrayo.

$$MCOV \geq \text{Tensión máxima fase-tierra del sistema}$$

- $T \times MCOV$ debe ser mayor que la sobretensión temporal esperada en los bornes del pararrayo.

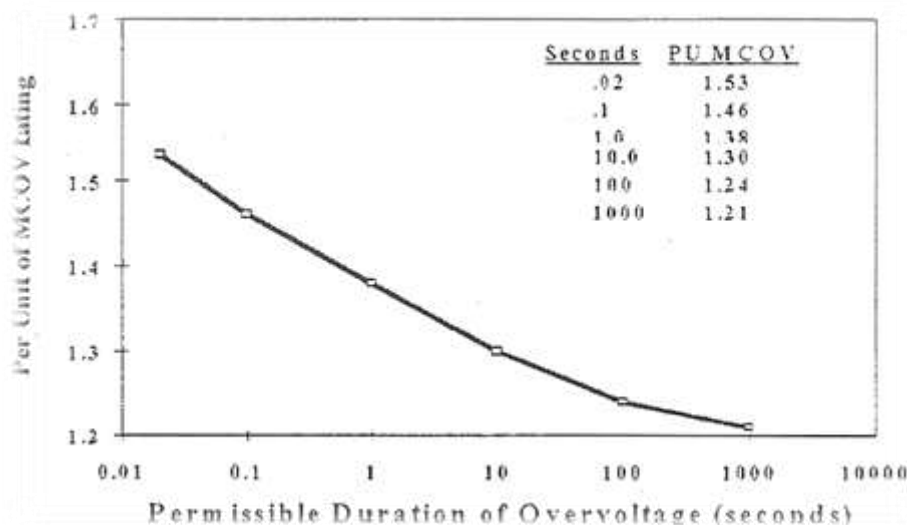
$$T * MCOV > TOV \text{ sistema}$$

- **Capacidad de Sobretensión Temporal (TOV)**

Se debe seleccionar un pararrayo que soporte sobretensiones temporales del sistema en su ubicación. El requisito básico es que la tensión a la frecuencia de la potencia versus la característica de tiempo del pararrayo, debería ser mayor que la sobretensión temporal (TOV) versus la característica de duración del sistema por todo el tiempo de falla.

La figura siguiente muestra, una curva TOV típica para pararrayos clase distribución, la cual es usada en los cálculos.

Figura N° 4.27 : Factores de sobretensión temporal en los pararrayos



Fuente: Normas IEC y ANSI/IEEE C62.11

- **Cálculos para la selección del pararrayo**

La determinación de las características del pararrayo es la siguiente:

- Primero se determina el MCOV (Tensión Máxima de Operación Permanente)
- Con el MCOV y los datos del catálogo del fabricante se determinan las demás características del pararrayo.
- Se verificará el valor máximo de sobretensión temporal (TOV)

Sistema de 22.9/13.2 kV

- Tensión nominal del sistema (Vn) : 22,9/13.2 kV,
- Factor de mayor variación de Tensión (Ft) : 1,05 pu
- Conexión del Transformador : Estrella Aterrado
- Factor de aterramiento (k) : 0,81
- Duración de falla : 10 s

- Altitud de instalación : 5 000 msnm,
- Nivel de aislamiento : 125 kVp, (interno)
: 150 kVp, (externo)

Tabla N° 4.14: Características de los pararrayos

Voltage Ratings		Protective Level—Range of Industry Maxima (kV)					
Duty Cycle (kV rms)	MCOV† (kV rms)	FOW Protective Level			Discharge Voltage With 8/20 μs Wave		
		5 kA ND (1)	10 kA HD (2)	10 kA RP (3)‡	5 kA ND (1)	10 kA HD (2)	10 kA RP (3)‡
3	2.55	11.2–17	13.5–17	10.4	10.2–16	9.1–16	8.2
6	5.1	22.3–25.5	25.0–27	17.4–18	20.3–24	18.2–25	16.2
9	7.65	33.5–36	26.5–35.3	22.5–36	30.0–33.5	21.7–31.5	20.0–24.9
10	8.4	36.0–37.2	29.4–39.2	26.0–36	31.5–33.8	24.5–35	22.5–26.6
12	10.2	44.7–50	35.3–50	34.8–37.5	40.6–44	32.1–44	30.0–32.4
15	12.7	54.0–58.5	42.0–59	39.0–54	50.7–52	35.9–52	33.0–40.2
18	15.3	63.0–67	51.0–68	47.0–63	58.0–60.9	43.4–61	40.0–48
21	17.0	73.0–80	57.0–81	52.0–63.1	64.0–75	47.8–75	44.0–56.1
24	19.5	89.0–92	68.0–93	63.0–72.5	81.1–83	57.6–83	53.0–64.7
27	22.0	94.0–100.5	77.0–102	71.0–81.9	87.0–91.1	65.1–91	60.0–72.1
30	24.4	107.0–108	85.0–109.5	78.0–85.1	94.5–99	71.8–99	66.0–79.5
36	29.0	125.0	99.0–136	91.0–102.8	116.0	83.7–125	77.0–96

Fuente: Normas IEC y ANSI/IEEE C62.11

a) Calculo de máxima tensión de operación continua MCOV

$$MCOV = Ft * \frac{Vn}{\sqrt{3}} \tag{Ec. 4.12}$$

$$MCOV = 1.05 * \frac{1.05}{\sqrt{3}} = 13.88 \text{ kV}_{ef}$$

b) Con el valor obtenido seleccionamos un pararrayo de la tabla N° 4.14 con los siguientes valores:

$$MCOV = 15.3 \text{ kV}_{ef}$$

$$Vn = 18 \text{ kV}$$

c) Verificación del valor máximo de sobretensión temporal (TOV)

Calculo de TOV del sistema (para una falla fase –tierra)

$$TOV_{\text{sistema}} = K * V_{\text{max-equipo}} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

$$TOV_{\text{sistema}} = 0.81 * 25 \text{ kV}$$

$$TOV_{\text{sistema}} = 20.25 \text{ kV}$$

Calculo del TOV del pararrayo

$$TOV_{\text{pararrayo}} = T * MCOV_{\text{pararrayo}} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

$$TOV_{\text{pararrayo}} = 1.3 * 15.3$$

$$TOV_{\text{pararrayo}} = 19.89 \text{ kV}$$

Donde:

T : Factor de sobretensión temporal para t=10s (T=1.3)

MCOV: Max. Tensión de operación continua del pararrayo (15.3 kVef)

Comprobando:

$$TOV_{\text{pararrayo}} > TOV_{\text{sistema}}$$

$$19.89 \text{ kV} > 20.25 \text{ kV} \quad (\text{No cumple condicion})$$

Por lo tanto, debemos aumentar el MCOV al inmediato superior de la tabla N° 4.14, obteniendo un pararrayo con las siguientes características:

$$MCOV = 17 \text{ kV}$$

$$V_n = 21 \text{ kV}$$

Desarrollando para los Nuevos Valores: (Ec. 53)

$$TOV_{\text{pararrayo}} = T * MCOV_{\text{pararrayo}}$$

$$TOV_{\text{pararrayo}} = 1.3 * 15.3$$

$$TOV_{\text{pararrayo}} = 22.1 \text{ kV}$$

Comprobando:

$$TOV_{\text{pararrayo}} > TOV_{\text{sistema}}$$

$$22.1 \text{ kV} > 20.25 \text{ kV} \quad (\text{Si cumple condicion})$$

Por lo tanto, las características del pararrayo son:

$$\text{Tension nominal (Vn)} = 21 \text{ kV}$$

$$\text{Tension maxima de operacion continua (MCOV)} = 17 \text{ KV}$$

4.3.1.4.3 CÁLCULOS MECÁNICOS

4.3.1.4.3.1 Distancias Mínimas de Seguridad

- Distancia Mínima entre conductores de un mismo circuito en disposición Horizontal y Vertical en los apoyos:

$$\text{Horizontal} = 0.70 \text{ m}$$

$$\text{Vertical} = 1.00 \text{ m}$$

- Distancia Mínima entre los conductores y sus accesorios bajo tensión y elementos Puestos a Tierra.

$$D = 0.25 \text{ m}$$

- Distancia horizontal mínima entre conductores de un mismo a mitad de vano, según la (Ec. 4.4)
- Distancias Mínimas del Conductor a la Superficie del Terreno
 - En lugares accesibles sólo a peatones : 5,0 m
 - En laderas no accesibles a vehículos o personas : 3,0 m
 - En lugares con circulación de maquinaria agrícola : 6,0 m
 - A lo largo de calles y caminos en zonas urbanas : 6,0 m
 - En cruce de calles, avenidas y vías férreas : 7,0 m
- Distancias Mínimas a terrenos rocosos o árboles aislados
 - Distancia vertical entre el conductor inferior y los árboles : 2,50 m
 - Distancia radial entre el conductor y los árboles laterales : 0,50 m

4.3.1.4.3.2 Cálculos Mecánicos del Conductor

El Cálculo Mecánico del Conductor, se realiza con la finalidad de asegurarle al conductor buenas condiciones de funcionamiento en las Hipótesis que se formulan más adelante. También es importante para la optimización del uso de soportes que se emplearán en el Proyecto.

Se efectúa teniendo en cuenta las normas de la DGE/MEM., el CNE. Tomo IV y las Normas y Recomendaciones Internacionales.

Tabla N° 4.15: Características de Conductores de Aleación de Aluminio tipo AAAC

DESCRIPCION	AAAC – 120 mm ²	NA2XSA2Y-S 120 mm ²
Sección Nominal Conductor mm ²	120	120
Sección Real Conductor mm ²	119	119
Número de Hilos	19	19
Diámetro Exterior mm	14.25	33.70
Peso Unitario Kg/Km	332.6	3892
Carga Mínima de Rotura KN / Portante KN	37.20	85.00
Módulo de Elasticidad Kg/mm ²	5700	5700
Coefficiente de Dilatación Lineal /°C	23x10 ⁻⁶	23x10 ⁻⁶
Vano Básico m	400	50
Velocidad del Viento Km/Hr	90.0	90.0

Elaboración: Propia con información recopilada

- **Hipótesis de Cálculo**

HIPOTESIS I: CONDICION DE MAYOR DURACION (EDS INICIAL)

- Temperatura mínima : 12°C

- Velocidad del viento : 0 Km/h
- Espesor del manguito de hielo : 0.0 mm

HIPOTESIS II: MINIMA TEMPERATURA

- Temperatura media : -5 °C
- Velocidad del Viento : 0 km/h
- Espesor del manguito de hielo : 0 mm

HIPOTESIS III: MAXIMA VELOCIDAD DEL VIENTO

- Temperatura máxima : 12°C
- Velocidad del viento : 90 km/h
- Espesor del manguito de hielo : 0 mm

HIPOTESIS IV: MAXIMA CARGA DE HIELO

- Temperatura mínima : -5°C
- Velocidad del Viento : 0 km/h
- Espesor del manguito de hielo : 6 mm

HIPOTESIS V: MAXIMA TEMPERATURA

- Temperatura : 40 °C
- Velocidad del viento : 0 km/h
- Sobrecarga de hielo : 0 mm

- **Tablas de Templado**

(Se adjunta la Tabla de Templado Indicando Esfuerzo y Flecha, para los Conductores que se utilizarán en el presente proyecto, considerando las condiciones climáticas de la zona).

TABLA DE TEMPLADO DEL CONDUCTOR

SECCION : 120 NA2XSA2Y-S : VANO DE REGULACION : 70 m
 PESO DEL CONDUCTOR : 38.16 N/m : CONDICION EDS : 18 %
 COEF. EXPANSION TERMICA : 0.115 x10⁻⁶ 1/°C
 MODULO ELASTICIDAD FINAL : 196120 N/mm²
 ESFUERZO DE ROTURA : 962.8214164 N/mm²

VANO (m)	TEMPERATURA (°C)	-10	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45
-5	FLECHA (m)	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
0	FLECHA (m)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
5	FLECHA (m)	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006
10	FLECHA (m)	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023	0.023
15	FLECHA (m)	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052	0.052
20	FLECHA (m)	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092	0.092
25	FLECHA (m)	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143	0.143
30	FLECHA (m)	0.206	0.206	0.206	0.206	0.206	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207	0.207
35	FLECHA (m)	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281	0.281
40	FLECHA (m)	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.367	0.368	0.368	0.368
45	FLECHA (m)	0.464	0.464	0.464	0.464	0.465	0.465	0.465	0.465	0.465	0.465	0.465	0.465
50	FLECHA (m)	0.573	0.573	0.573	0.573	0.574	0.574	0.574	0.574	0.574	0.574	0.574	0.575
55	FLECHA (m)	0.693	0.693	0.693	0.694	0.694	0.694	0.694	0.695	0.695	0.695	0.695	0.695
60	FLECHA (m)	0.825	0.825	0.825	0.826	0.826	0.826	0.826	0.827	0.827	0.827	0.827	0.827
65	FLECHA (m)	0.968	0.969	0.969	0.969	0.969	0.970	0.970	0.970	0.970	0.971	0.971	0.971
70	FLECHA (m)	1.123	1.123	1.124	1.124	1.124	1.124	1.125	1.125	1.125	1.126	1.126	1.126
75	FLECHA (m)	1.289	1.289	1.290	1.290	1.290	1.291	1.291	1.291	1.292	1.292	1.292	1.293
80	FLECHA (m)	1.467	1.467	1.468	1.468	1.468	1.469	1.469	1.469	1.470	1.470	1.471	1.471
85	FLECHA (m)	1.656	1.656	1.657	1.657	1.658	1.658	1.658	1.659	1.659	1.660	1.660	1.660
90	FLECHA (m)	1.856	1.857	1.857	1.857	1.858	1.859	1.859	1.860	1.860	1.861	1.861	1.862
95	FLECHA (m)	2.068	2.069	2.069	2.069	2.070	2.071	2.072	2.072	2.073	2.073	2.074	2.074
100	FLECHA (m)	2.292	2.292	2.293	2.293	2.294	2.295	2.295	2.296	2.296	2.297	2.298	2.298
105	FLECHA (m)	2.527	2.527	2.528	2.528	2.529	2.531	2.531	2.531	2.532	2.533	2.533	2.534
110	FLECHA (m)	2.773	2.774	2.775	2.775	2.776	2.777	2.777	2.778	2.779	2.779	2.780	2.781
115	FLECHA (m)	3.031	3.032	3.032	3.032	3.034	3.035	3.036	3.036	3.037	3.038	3.039	3.039
120	FLECHA (m)	3.300	3.301	3.302	3.302	3.304	3.304	3.305	3.306	3.307	3.308	3.309	3.309
125	FLECHA (m)	3.581	3.582	3.583	3.583	3.585	3.586	3.586	3.587	3.588	3.589	3.590	3.591
130	FLECHA (m)	3.873	3.874	3.875	3.875	3.877	3.878	3.879	3.880	3.881	3.882	3.883	3.884
135	FLECHA (m)	4.177	4.178	4.179	4.179	4.181	4.182	4.183	4.184	4.185	4.186	4.188	4.189
140	FLECHA (m)	4.492	4.493	4.494	4.494	4.497	4.498	4.499	4.500	4.501	4.502	4.503	4.505
145	FLECHA (m)	4.819	4.820	4.821	4.821	4.823	4.825	4.826	4.827	4.828	4.830	4.831	4.832
150	FLECHA (m)	5.157	5.158	5.159	5.159	5.162	5.163	5.164	5.166	5.167	5.168	5.170	5.171

CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

CONDUCTOR AAAC-120

Seccion (mm ²)	Diam. Exter (mm)	Nro. de Hilos	Peso Unit. (kg/m)	Tiro de Rot. (kg)	M.E. Final (kg/mm ²)	Coef. Dilatación (1/°C)
120	14	19	0.32	3662	6350	0.000023

EDS FINAL

Vano (m)	Hip. 1			Hip. 2			Hip. 3			Hip. 4			Hip. 5							
	TiroH(kg)	Esfuerzo(kg/m)	EDSFinal(%)	TiroH(kg)	Esfuerzo(kg/m)	EDSFinal(%)	TiroH(kg)	Esfuerzo(kg/m)	EDSFinal(%)	TiroH(kg)	Esfuerzo(kg/m)	EDSFinal(%)	TiroH(kg)	Esfuerzo(kg/m)	EDSFinal(%)					
10	71.77	5.49	0.0083	1.96	59.52	8.08	0.0122	0.77	90.15	7.46	0.0112	0.92	126.25	6.79	0.0102	1.19	116.1	1.43	0.0018	17.84
60	361.32	5.49	0.0083	9.87	336.54	7.97	0.012	5.31	464.02	7.43	0.0113	7.09	561.95	7.05	0.0106	9.36	255.85	2.3	0.0034	18.1
110	506.57	5.49	0.0083	13.83	542.9	7.74	0.0117	9.88	667.23	7.52	0.0113	11.73	746.71	7.51	0.0113	12.93	339.26	2.98	0.0045	17.72
160	572.1	5.49	0.0083	15.62	663.57	7.43	0.0112	13.19	769.17	7.59	0.0115	14.13	852.95	7.97	0.012	14.48	401.47	3.48	0.0053	17.57
210	604.22	5.49	0.0083	16.5	717.62	7.09	0.0107	15.17	825.55	7.66	0.0116	15.42	928.96	8.39	0.0127	15.37	449.18	3.87	0.0059	17.54
260	621.72	5.49	0.0083	16.98	733.11	6.78	0.0102	16.27	860.18	7.72	0.0117	16.16	987.73	8.75	0.0133	15.96	486.31	4.16	0.0064	17.58
310	632.16	5.49	0.0083	17.26	731.17	6.52	0.0098	16.87	883.18	7.77	0.0117	16.63	1034.56	9.05	0.0138	16.37	515.45	4.39	0.0067	17.62
360	638.82	5.49	0.0083	17.44	723.31	6.32	0.0095	17.22	899.31	7.81	0.0118	16.95	1072.47	9.3	0.0142	16.68	538.53	4.57	0.007	17.67
410	643.32	5.49	0.0083	17.57	714.46	6.16	0.0093	17.43	911.04	7.85	0.0118	17.17	1103.45	9.5	0.0146	16.91	556.97	4.71	0.0072	17.72
460	646.48	5.49	0.0083	17.65	706.39	6.04	0.0091	17.57	919.84	7.87	0.0119	17.32	1128.96	9.67	0.0149	17.08	571.82	4.83	0.0074	17.76

CONDUCTOR: AAAC-120

Seccion (mm ²)	Diam. Exterio (mm)	Nro. de Hilos	Peso Unit. (kg/m)	Tiro de Rot. (kg)	M.E. Final (kg/mm ²)	Coef. Dilatación (1/°C)
120	14	19	0.32	3662	6350	0.000023

HIPOTESIS DE CALCULO :

DESCRIPCION NOMBRE	Hip. 1		Hip. 2		Hip. 3		Hip. 4		Hip. 5	
	Cond. Inicial	Temp. Minima S/Hielo	Temp. Minima C/Hielo	Viento Maximo	Temp. Minima	Temp. Minima	Temp. Minima	Temp. Minima	Maxima Temperatura	
%TIRO	18	60	60	60	60	60	60	60	60	
TEMPERATURA(°C)	15	-5	0	0	12	40	40	40	40	
V.VIENTO(km/h)	0	0	0	0	90	0	0	0	0	
M.HIELO(mm)	0	0	0	5	0	0	0	0	0	

Vano (m)	Hip. 1			Hip. 2			Hip. 3			Hip. 4			Hip. 5		
	TiroH(kg)	TMax(kg)	Flecha(m)	TiroH(kg)	Flecha(m)	TMax(kg)	TiroH(kg)	Flecha(m)	TMax(kg)	TiroH(kg)	Flecha(m)	TMax(kg)	TiroH(kg)	Flecha(m)	TMax(kg)
10	0.1	659.16	659.21	0.01	967.92	967.99	0	891.18	891.18	814.74	814.82	0.01	173.54	173.57	0.02
60	0.6	659.16	659.36	0.22	955.67	955.86	0.15	894.75	895.04	845.99	846.44	0.24	276.86	277.14	0.52
110	1.1	659.16	659.61	0.74	928.21	928.6	0.52	902.08	902.75	900.11	901.18	0.79	357.92	358.55	1.36
160	1.6	659.16	659.95	1.56	890.89	891.56	1.16	910.76	911.95	956.21	958.1	1.65	418.28	419.35	2.46
210	2.1	659.16	660.4	2.69	850.61	851.66	2.09	919.09	920.96	1006.52	1009.43	2.82	464.15	465.74	3.83
260	2.6	659.16	660.94	4.13	813.34	814.87	3.35	926.35	929.02	1049.42	1053.51	4.29	499.47	501.67	5.45
310	3.1	659.16	661.58	5.87	782.23	784.36	4.95	932.35	935.98	1085.27	1090.73	6.06	526.98	529.87	7.35
360	3.6	659.16	662.32	7.92	757.75	760.59	6.89	937.22	941.93	1115.02	1122.03	8.13	548.6	552.27	9.52
410	4.1	659.16	663.16	10.27	738.97	742.62	9.16	941.13	947.08	1139.69	1148.42	10.5	565.77	570.31	11.97
460	4.6	659.16	664.1	12.94	724.62	729.19	11.76	944.28	951.6	1160.17	1170.82	13.18	579.52	585.03	14.72
510	5.1	659.16	665.13	15.9	713.59	719.18	14.69	946.82	955.66	1177.25	1189.98	16.16	590.66	597.22	17.75
560	5.6	659.16	666.27	19.18	705.01	711.72	17.93	948.89	959.39	1191.54	1206.56	20.85	599.75	607.47	21.09

CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

CONDUCTOR : EHS-23

Seccion (mm2)	Diam. Exter (mm)	Nro. de Hilo	Peso Unit. (kg/m)	Tiro de Rot. (Kg)	M.E. Final (Kg/mm2)	Coef. Dilatación (1/°C)
22.7	6.35	7	0.18	3020	19000	0.0000115

HIPTESIS DE CALCULO :

DESCRIPCION	Hip. 1	Hip. 2	Hip. 3	Hip. 4	Hip. 5
NOMBRE	Cond. Inicial	Temp. Minima S/Hielo	Temp. Minima C/Hielo	Viento Maximo	Maxima Temperatura
%TIRO	18	60	60	60	60
TEMPERATURA(°C)	15	-5	0	12	40
V.VIENTO(km/h)	0	0	0	90	0
M.HIELO(mm)	0	0	5	0	0

Vano (m)	Desnivel (m)	Hip. 1			Hip. 2			Hip. 3			Hip. 4			Hip. 5		
		TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)	TiroH(Kg)	TMax(Kg)	Flecha(m)
10	0.1	543.6	543.64	0	642.74	642.78	0	618.12	618.17	0.01	494.49	494.53	0.01	469.27	469.3	0
60	0.6	543.6	543.71	0.15	640.81	640.92	0.13	622.32	622.47	0.19	510.12	510.31	0.27	471.53	471.64	0.17
110	1.1	543.6	543.82	0.5	636.36	636.56	0.43	631.41	631.75	0.63	539.82	540.27	0.86	476.4	476.63	0.57
160	1.6	543.6	543.96	1.06	629.92	630.26	0.91	643.45	644.03	1.3	573.93	574.73	1.7	482.72	483.11	1.19
210	2.1	543.6	544.14	1.83	622.23	622.74	1.59	656.64	657.52	2.19	607.54	608.74	2.77	489.48	490.05	2.03
260	2.6	543.6	544.36	2.8	614.01	614.72	2.48	669.76	671	3.3	638.75	640.41	4.04	495.99	496.8	3.07
310	3.1	543.6	544.62	3.98	605.88	606.83	3.57	682.13	683.77	4.6	667	669.19	5.51	501.93	503.01	4.31
360	3.6	543.6	544.92	5.37	598.27	599.51	4.88	693.43	695.54	6.11	692.27	695.05	7.15	507.18	508.56	5.75
410	4.1	543.6	545.25	6.96	591.42	592.97	6.4	703.57	706.18	7.81	714.75	718.16	8.99	511.73	513.45	7.39
460	4.6	543.6	545.62	8.76	585.41	587.31	8.14	712.56	715.73	9.71	734.68	738.78	11.01	515.63	517.74	9.24
510	5.1	543.6	546.03	10.77	580.21	582.51	10.09	720.48	724.26	11.8	752.33	757.19	13.22	518.97	521.49	11.28
560	5.6	543.6	546.47	12.99	575.76	578.5	12.26	727.44	731.89	14.1	767.98	773.64	15.61	521.82	524.79	13.53

RESUMEN DE FLECHAS CONDUCTOR DE FASE T1
 CONDUCTOR : AAAC-120
 TRAMO: DOBLE TERNA

N°	Estructura	VIR (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Temp(°C)->	Cond. Inicial (CI)	Cond. Inicial (CF)	Temp. Minima S/Hielo	Temp. Minima C/Hielo	Viento Maximo	Maxima Temperatura
0	2PA3-3				Tiro Izq.(Kg)	659.42	571.68	724.86	834.42	951.75	426.69
		228.77	228.77	19.26	Flecha(m)	3.21	3.7	2.92	3.7	4.36	4.96
					Tiro H.(Kg)	659.16	571.57	724.46	834.26	951.72	426.69
1	A+0				Tiro Der.(Kg)	665.62	577.88	731.07	843.48	963.93	432.89
1	A+0				Tiro Izq.(Kg)	671.95	640.42	695.45	929.71	1162.56	572.54
		228.77	478.71	-38.31	Flecha(m)	14.05	14.76	13.57	14.84	16.01	16.57
					Tiro H.(Kg)	659.16	627.5	682.74	910.84	1136.71	559.25
2	S+9				Tiro Der.(Kg)	659.62	628.08	683.12	911.71	1138.33	560.2
2	S+9				Tiro Izq.(Kg)	661.79	621.11	692.81	901.33	1106.6	537.72
		228.77	404.43	3.81	Flecha(m)	10	10.66	9.54	10.72	11.77	12.34
					Tiro H.(Kg)	659.16	618.26	690.32	897.15	1100.31	534.34
3	A+0				Tiro Der.(Kg)	663.02	622.33	694.03	903.12	1109	538.95
3	A+0				Tiro Izq.(Kg)	662.22	533.24	739.89	789.18	858.41	354.35
		228.77	160.05	-9.16	Flecha(m)	1.57	1.95	1.4	1.92	2.38	2.94
					Tiro H.(Kg)	659.16	530.27	736.76	784.84	852.61	351.36
4	2PA3-3				Tiro Der.(Kg)	659.27	530.29	736.94	784.87	852.62	351.4

RESUMEN DE FLECHAS CONDUCTOR DE FASE T2

TRAMO : DOBLE TERNA
CONDUCTOR : AAAC-120

N°	Estructura	VIR (m)	Vano (m)	Desnivel (m)	Temp(°C)->	Cond. Inicial (CI)	Cond. Inicial (CF)	Temp. Minima S/Hielo	Temp. Minima C/Hielo	Viento Maximo	Maxima Temperatura
0	2PA3-3				Tiro Izq.(Kg)	659.42	567.19	764.92	868.62	854.3	441.59
		228.77	228.77	19.26	Flecha(m)	3.21	3.73	2.77	3.55	4.86	4.79
1	A+0				Tiro H.(Kg)	659.16	567.09	764.43	868.41	854.3	441.59
1	A+0				Tiro Der.(Kg)	665.62	573.39	771.13	877.67	866.48	447.8
		446.23	478.71	-38.31	Tiro Izq.(Kg)	671.95	642.99	724.3	951.82	1102.04	577.51
					Flecha(m)	14.05	14.7	13.01	14.49	16.92	16.42
2	S+9				Tiro H.(Kg)	659.16	630.08	711.68	933.04	1075.81	564.26
2	S+9				Tiro Der.(Kg)	659.62	630.65	711.97	933.82	1077.81	565.18
		446.23	404.43	3.81	Tiro Izq.(Kg)	661.79	625.24	703.82	926.28	1072.83	561.69
					Flecha(m)	10	10.59	9.39	10.43	12.14	11.8
3	A+0				Tiro H.(Kg)	659.16	622.41	701.38	922.23	1066.31	558.48
3	A+0				Tiro Der.(Kg)	663.02	626.46	705.04	928.07	1075.24	562.92
		160.05	160.05	-9.16	Tiro Izq.(Kg)	662.22	501	750.43	798.03	717.89	357.78
					Flecha(m)	1.57	2.07	1.38	1.9	2.85	2.91
4	2PA3-3				Tiro H.(Kg)	659.16	498.04	747.29	793.69	712.03	354.78
					Tiro Der.(Kg)	659.27	498.05	747.48	793.73	712.1	354.83

4.3.1.4.3.3 Cálculos Mecánicos de Estructuras y Retenidas

El cálculo mecánico de soportes permite establecer las características de los postes y armados a ser empleados y se realizan tomando en cuenta los esfuerzos de rotura, de fluencia e inestabilidad, así como los valores de resistencia mecánica y entre otros.

Bases de cálculo:

- Sección del conductor : 120 mm²
- Diámetro del conductor (D) : 14.25mm
- Velocidad del viento : 90 Km/h
- Presión del Viento (Pv) : 34.02 Kg/m²
- Vano básico (d) : 70 m
- Longitud del poste (H) : 12m y 13 m.
- Diámetro en la punta (dp) : 180 mm
- Diámetro empotramiento (de) : 355 mm
- Diámetro en la base (db) : 360-375-380 mm
- Carga trabajo en la punta (Kg) : 400 Kg
- Distancia mínima sobre terreno : 7.5 m
- Factor de seguridad : Postes: 2

Cimentación de Postes

Altura de empotramiento

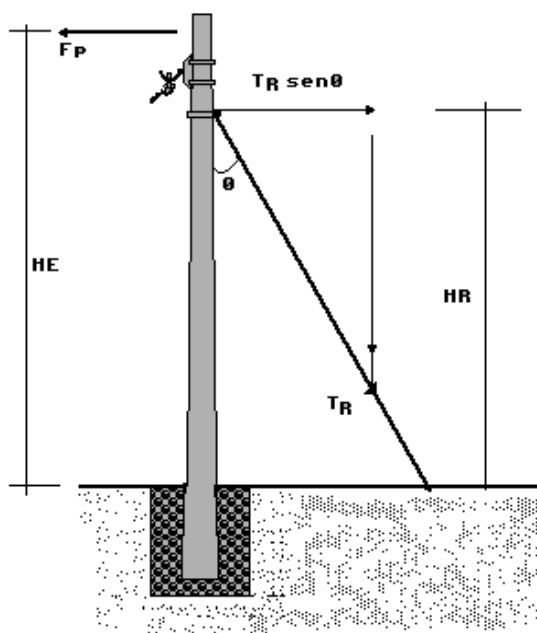
- $H_e = H/10$ m. (Con Macizo de Concreto)
- $H_e = H/10 + 0.60$ m (Sin Macizo de Concreto)
- $H_e = 1.3$ m. (Con cimentación de concreto ciclópeo y solado)

Consideramos $H_e = 1.30$ con cimentación de concreto con solado de 0.10 m. La altura de la excavación será de $H=1.40$ m, para efectos de Metrado y ejecución.

Retenida

Para compensar los esfuerzos mayores en los postes terminales, así como en los postes con cambio de dirección se utilizarán Retenidas, cuyas características son:

- Material : Acero Grado Siemens Martin.
- Grado : Alta Resistencia (HS)
- No. de Hilos : 07
- Diámetro Nominal : 10 mm
- Coeficiente de seguridad: 2



$$T_R = \frac{T_r * R}{C_s} = \frac{H_E * F_p}{H_R * \text{sen} \phi} \quad (\text{Ec. 4.15})$$

$$F_p = \frac{T_R * H_R * \text{sen} \phi}{H_E} \quad (\text{Ec. 4.16})$$

Donde:

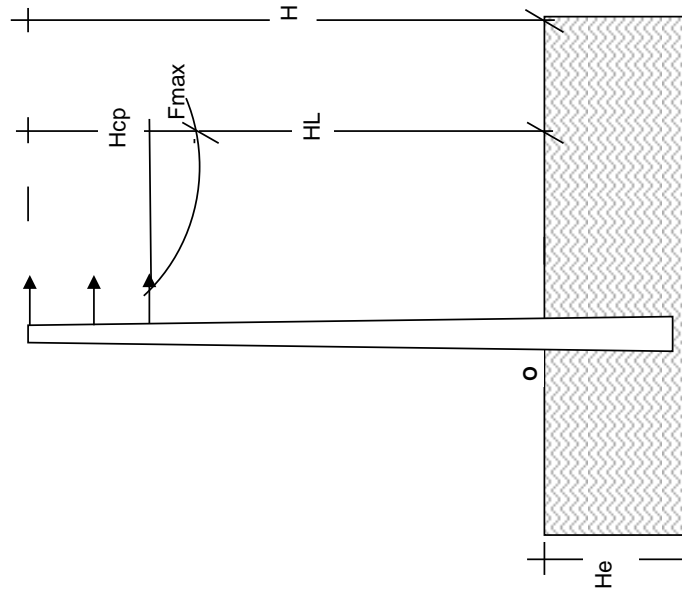
- TrR : Tiro de Rotura de la Retenida (Kg).
- TR : Tiro de Trabajo (Kg).
- HE : Altura Equivalente (m).
- HR : Altura de Aplicación de la Retenida (m).
- Fp : Fuerza en la Punta del Poste (Kg).
- f : Angulo entre el Poste y la Retenida.
- Cs : Coeficiente de Seguridad.

SELECCIÓN DE SOPORTE

$H = H_{cp} + F_{max} + HL + He$
 Longitud Total
 Distancia punta del poste al cond.mas bajo $H_{cp} = 2.40$ m
 Flecha maxima $F_{max} = 1.4$ m
 Altura Libre del poste (CNE Suministro 2011) $HL = 9.50$ m
 Altura de empotramiento = H/10 con maciso de $He = 1.30$ m

Disposicion de conductores $d =$ Trifasico Vertical (situacion mas desfavorable)

DIAGRAMA DE LONGITUDES



Longitud del Vano en (m.)	Hcp (m)	Fmax (25°C) (m)	HL (m)	He (m)	H (m)	Altura Seleccionada (m)
50	2.40	0.244650538	8.00	1.30	11.94	12.00
70	2.40	0.269156604	9.50	1.30	13.47	13.00
80	2.40	0.351551483	9.50	1.30	13.55	13.00
90	2.40	0.444932346	9.50	1.30	13.64	13.00
100	2.40	0.549299193	9.50	1.30	13.75	13.00
110	2.40	0.664652023	9.50	1.30	13.86	13.00
120	2.40	0.790990837	9.50	1.30	13.99	13.00
130	2.40	0.928315636	9.50	1.30	14.13	13.00
140	2.40	1.076626418	9.50	1.30	14.28	13.00
150	2.40	1.235923183	9.50	1.30	14.44	13.00
160	2.40	1.406205933	9.50	1.30	14.61	13.00
170	2.40	1.587474667	9.50	1.30	14.79	13.00
180	2.40	1.779729384	9.50	1.30	14.98	13.00

CALCULO MECANICO DE POSTES

Dimensiones en poste:

Longitud Total	L=	13.00 m
Long. Empotramien Ht=L/10	Ht=	1.30 m
Altura de Presion d Hpv=L-Ht	Hpv=	11.70 m
Diametro del Poste en punta (dp)	dp=	18.00 cm
Diametro del Poste en la base (db)	db=	38.00 cm
Diametro de Poste $de=db-Hpv*((db-dp)/L)$	de=	36.00 cm
Punto de aplicación $Z=Hpv/3*((de+2dp)/L)$	Z=	5.20 m
Area de Presion del $Apv=Hpv*(dp+de)/2$	Apv=	315.900 m ²
Fuerza por presion ($Fpv=Apv*Pv$)	Fpv=	10,746.92 Kg.

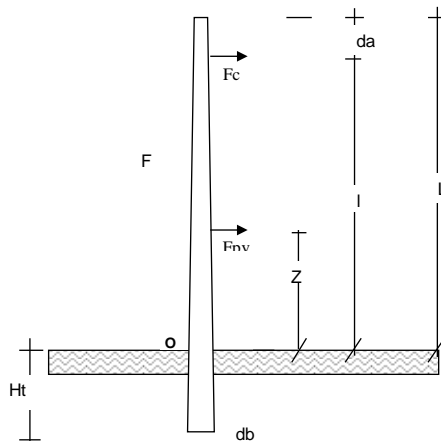
CARACTERISTICAS DE LOS POSTES DE 13 m

Longitud m	Altura de empotram. Ht	Hpv m	dp cm	db cm	de cm	he m	Z m	Carga de trabajo Kg	Pv Kg/m ²	Apv m ²	Fpv Kg
13.00	1.30	11.70	18.00	38.00	36.00	11.6	5.20	400	34.020	315.900	10746.918

CÁLCULO MECÁNICO DE SOPORTES DE 13.00 m

Pv	34.02 Kg/m ²	Esfuerzo =	3334.690
CONDUCT'	120 mm ²	Diametro =	0.0139 m
VANO :	45.00 m	Tiro =	994.5 Kg.

ÁNGULO (°)	FUERZA DE LOS CONDUCTORES		FUERZA SOB. COND.	MOMENTO ACTUANTE SOBRE EL POSTE		MOMENT. TOTAL	FUERZA EQUIVAL.	POSTE UTILIZADO
	VIENTO	TIRO	Fc	Mpv	Mc	Mt	Kg.	Kg-PUNTA
0	21.26	0.00	21.26	55883.97	521.60	56405.57	5271.55	300
5	21.24	96.97	118.21	55883.97	2803.53	58687.50	5484.81	300
10	21.18	193.76	214.94	55883.97	5080.12	60964.09	5697.58	300
15	21.08	290.18	311.25	55883.97	7347.05	63231.02	5909.44	300
20	20.94	386.04	406.98	55883.97	9599.99	65483.96	6120.00	300
25	20.76	481.17	501.93	55883.97	11834.65	67718.62	6328.84	300
30	20.54	575.39	595.92	55883.97	14046.79	69930.76	6535.59	300
35	20.28	668.51	688.78	55883.97	16232.18	72116.15	6739.83	400
40	19.98	760.35	780.33	55883.97	18386.67	74270.65	6941.18	400
45	19.64	850.75	870.40	55883.97	20506.18	76390.15	7139.27	400
50	19.27	939.53	958.80	55883.97	22586.64	78470.61	7333.70	400
55	18.86	1026.53	1045.38	55883.97	24624.11	80508.08	7524.12	400
60	18.41	1111.56	1129.97	55883.97	26614.70	82498.67	7710.16	400
65	17.93	1194.49	1212.42	55883.97	28569.99	84453.96	7892.89	400
70	17.42	1275.13	1292.55	55883.97	30440.21	86324.18	8067.68	400
75	16.87	1353.35	1370.22	55883.97	32267.84	88151.81	8238.49	400
80	16.29	1429.00	1445.28	55883.97	34034.05	89918.02	8403.55	400
85	15.67	1501.92	1517.60	55883.97	35735.47	91619.44	8562.56	400
90	15.03	1571.99	1587.02	55883.97	37368.87	93252.84	8715.22	400



**CIMENTACIÓN DE ESTRUCTURAS
POSTE SIN RETENIDA**

ESPECIFICACIONES

Tipo 13/400

Longitud total	$L =$	13.00 m
Diámetro en la punta	$Dp =$	18.00 cm
Diámetro en la base	$Db =$	38.00 cm
Diámetro de empotramiento	$De =$	36.00 cm
Profundidad de cimentación	$he =$	1.30 m
Longitud Libre del poste	$hl =$	11.70 m
Punto aplicación de fuerza equivalente	$L =$	5.20 m

Fuerza Horizontal

(considerando la Roruta del Conductor 120 mm²)

$Fe =$	37,200.00 N
Peso del poste	$Wp =$ 12,262.50 N
Peso Total de Conductores	$Wc =$ 1,507.00 N
Peso extra	$We =$ 980.00 N

Propiedades del suelo de fundación:

Capacidad admisible del suelo:	$\sigma_t =$	35.11 N/cm ²
Resistencia lateral del suelo: $Ct=2 \sigma_t$	$Ct =$	70.22 N/cm ²
Densidad natural del suelo	$\gamma_s =$	15,696.000 N/m ³
Cohesión	$c =$	0.69 N/cm ²
Fricción interna	$\phi =$	36.00 grados

$\Sigma F_H = 0 \Rightarrow F - R_1 + R_2 = 0$

$\Sigma Mo = 0 \Rightarrow (F * A) - (R_1 * B) - (R_2 * C) = 0$

Donde :

$A = hl + (2/3 * he)$

$B = he * 1/3$

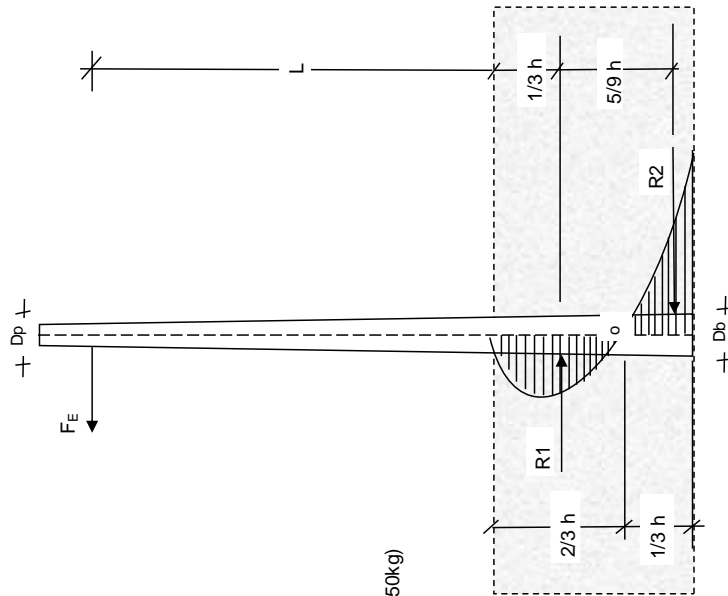
$C = 2/9 * he$

$\sigma_2 = R_2 / A_{L2} \wedge \sigma_1 = R_1 / A_{L1}$

Donde :

$AL1 = Db * 1/3 * he$

$AL2 = Db * 2/3 * he$



Finalmente:

$\sigma_1 = 0.99 \text{ N/cm}^2 < Ct = 70.22 \text{ N/cm}^2$ Procede

$\sigma_2 = 1.76 \text{ N/cm}^2 < Ct = 70.22 \text{ N/cm}^2$ Procede

Esfuerzo en la Base del Poste

$\sigma_3 =$ Esfuerzo que Transmite pste al terreno

$\sigma_3 = 0.0013 \text{ N/cm}^2 < \sigma_t = 35.11 \text{ N/cm}^2$ *

No Necesita Loza de Cimentación, pero se recomienda el uso de un solado de concreto de 100 kg/cm² de 0.10 m de espesor

RETENIDA INCLINADA

Fuerza actuante en la retenida

Cargas actuantes:

Fuerza Transversal	T=	6141	N
--------------------	----	------	---

Dimensiones en poste:

Longitud Total	L=	13.00	m
Distancia a la fuerza de aplicación	da=	0.25	m
Distancia a la retenida	db=	0.45	m
Altura de empotramiento	he=	1.30	m
Longitud Libre del poste	hL=	11.70	m
Distancia del conductor al piso	l=	11.45	m
Distancia de la retenida al piso	hp=	11.25	m

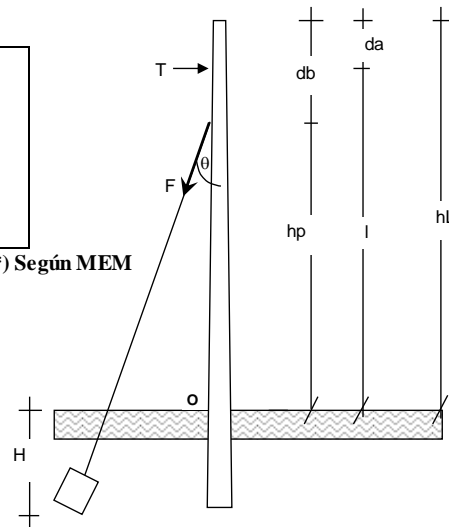
$\theta = 37$ grados (*) Según MEM

Cargas actuantes en la retenida (F):

Mo= 0

$F \text{sen} \theta \times hp = T \times (l)$

F= 10,386 N



CABLE DE ACERO GRADO PARA RETENIDAS

Diametro Nominal	10	mm
Carga minima de Rotura	30920	N
Factor de Seguridad	2	

Maxima Carga Transmitida al Anclaje

F'= 15,460 N

Procede OK

DISEÑO DE LA RETENIDA

Peso unitario de los materiales:

Densidad del concreto	$\gamma_c =$	23537	N/m ³
-----------------------	--------------	-------	------------------

Propiedades del suelo de fundación:

Densidad natural del suelo	$\gamma_s =$	15696	N/m ³
Densidad natural del relleno	$\gamma_r =$	15696	N/m ³
Ángulo de fricción del terreno	$\phi =$	36	grados
Ángulo de arranque	$\alpha =$	16	grados

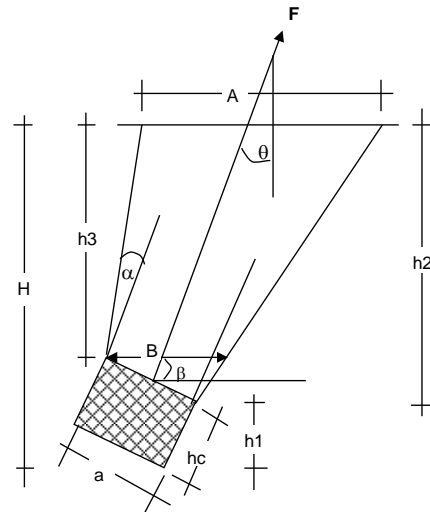
Dimensiones en Retenida

Profundidad de excavación	H=	2	m
Dado de Anclaje (lado)	a=	0.4	m
Dado de Anclaje (peralte)	hc=	0.2	m

$\alpha = 16$ $\theta = 37$

$\beta = \alpha + \theta =$	53	grados	$\delta = \theta - \alpha =$	21	grados
$\text{sen } \theta =$	0.602		$\text{tan } \beta =$	1.327	
$\text{cos } \theta =$	0.799		$\text{tan } \alpha =$	0.287	
$\text{tan } \delta =$	0.384				

$h1 = hc \cdot \text{cos } \theta$	h1=	0.160	m
$h2 = H - h1$	h2=	1.840	m
$h3 = H - h1 - a \cdot \text{sen } \theta$	h3=	1.600	m
$b = a \cdot \text{cos } \theta$	b=	0.319	m
$b1 = h3 \cdot \text{tan } \delta$	b1=	0.614	m
$b2 = h2 \cdot \text{tan } \beta$	b2=	2.442	m
$A = b + b2 - b1$	A=	2.148	m
$B = a \cdot \text{cos } \theta + (h2 - h3) \cdot \text{tan } \beta$	B=	0.639	m
$a1 = a + 2 \cdot (h2 - h3) \cdot \text{tan } \alpha$	a1=	0.538	m



Estabilidad para fuerzas de arrancamiento

Peso del suelo: Ps	
$V1 = (A^2 + B^2 + A \cdot B) \cdot h3 / 3$	V1= 3.408 m ³
$V2 = 0.5 \cdot (a + a1) \cdot B \cdot (h2 - h3) / 3$	V2= 0.024 m ³
Volumen suelo = Vs = V1 + V2	Vs= 3.432 m ³
Peso del suelo Ps = Vs * γ_s =	Ps= 53874 N

Peso de la Base	
Volumen de Concreto $Vc = a^2 \times hc$	Vc= 0.032 m ³
Peso del concreto $Pc = Vc \times \gamma_c$	Pc= 753.18 N

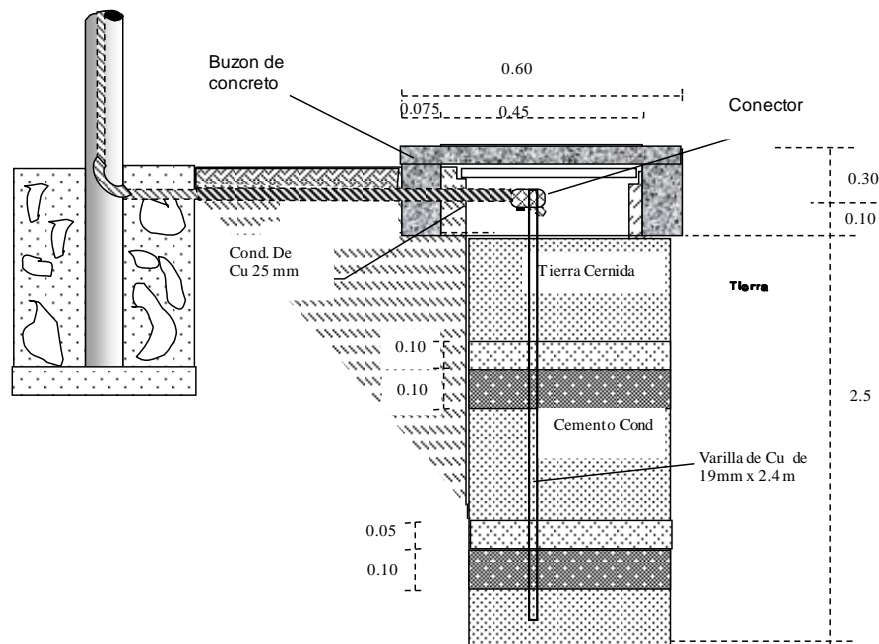
Factor de seguridad al arrancamiento: FSA

Fuerza resistente al arranque
 $Fr = Ps + Pc = 54627$ N
 $FSA = \frac{Fr}{F} = \frac{54627}{10386} = 5.26 > 2$ Procede OK

4.3.1.4.3.4 Cálculo, diseño y configuración del sistema de Puesta a Tierra.

Cuya finalidad es de obtener una resistencia eléctrica lo más bajo posible para derivar a tierra los corrientes de falla y a su vez también mantener los potenciales producidos por las corrientes de falla dentro de los límites de seguridad de modo que las tensiones de paso y de toque no sean peligrosas para los humanos y/o animales. Se ha considerado según el CNE una resistencia máxima de puesta a tierra de 25 Ohms, para lo cual se han considerado la (Ec. 2.13), (Ec. 2.14) y (Ec. 2.15).

Tabla N° 4.16: Cálculo de la Resistencia de Puesta a Tierra



Datos	
Prof. de enterramiento (m)	0.3
Long. Jabalina/contrapeso (m)	2.4
Diametro jabalina/contrapeso (mm)	16

Tipo de tratamiento del terreno		Factor
1	Sin tratamiento	100.0%
2	+ Con tierra de cultivo	50.0%
3	+ Con Bentonita	25.0%
4	+ Con Cemento Conductivo	10.0%

N°	Localidad	Distrito	Resistividad Equivalente r_e [Ω·m]	Tipo de Tratamiento	Resistencia de puestas a tierra disposicion vertical [Ω]		
					Triangular		Alineado
					PAT-3	PAT-2	PAT-1
1	HUALLACUCHO	ANANEA	384.54	4	2.33	3.15	5.60
2	ÑACARIA	ANANEA	1065.87	4	6.47	8.74	15.53
3	LIMATA	ANANEA	398.27	4	2.42	3.26	5.80
4	AZOQUINEPATA	QUIACA	569.04	4	3.45	4.66	8.29

Elaboración: Propia

4.3.1.5 PLANILLA DE ESTRUCTURAS

PLANILLA DE ARMADOS

: INDEPENDIZACION DE LA LINEA PRIMARIA 22.9 KV - SALIDA 3003 SET ANANEA
: DOBLE TERNA
: DISTRITO: ANANEA, PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA, REGION: PUNO.

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS															METRADO				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		16	17	18	UND.
SUMINISTRO DE MATERIALES																				
1.00	AGREGADO PARA CIMENTACION DE ESTRUCTURAS																			
1.01	Hormigon para cimentacion de estructuras																			
1.02	Piedra mediana 1/2 para cimentacion de estructuras																			
1.03	Cemento portlan tipo 1																			
1.04	Yeso en bolsa de 25 kg																			
1.05	Estaca de Madera																			
1.06	Pintura para pintado de Poste																			
1.07	Agua para la construccion																			
POSTES DE CONCRETO Y ESTRUCTURAS METALICAS																				
2.01	Poste de C.A.C. 13'400 kg																			
2.02	Tornes Metalicas de 28m, (2 Und.) TIPO A+0, incluye Ingenieria, Pre-ensamble en negro, Galvanizado en caliente, Certificados de calidad y placas de serlificacion; ASTM A36 y ASTM A572 (según Lámina detallé).																			
2.03	Tornes Metalicas de 28m, (1) TIPO S+0, incluye Ingenieria, Pre-ensamble en negro, Galvanizado en caliente, Certificados de calidad y placas de serlificacion; ASTM A36 y ASTM A572 (según Lámina detallé)																			
CONJUNTO DE AISLADORES Y ACCESORIOS																				
3.01	Aisladores de porcelana tipo pin ANSI 56-4																			
3.02	Espiga de A ³ 0 ³ , 381 mm long plectueta y aislador ANSI 56-4																			
3.03	Aisladores de suspension polimerico RPP 36 kV																			
3.04	Grillete F ³ tipo URA 16mm diámetro, con pasador de seguridad																			
CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO																				
4.01	Conductor de aleacion de aluminio de 120 mm ² (AAAC)																			
4.02	Conductor autoportante de Media Tension de Al-25KV, 120mm ² NA2SA2Y-S																			
ACCESORIOS DE CONDUCTORES DE ALUMINIO																				
5.01	Grapa de anclaje de Al Tipo pistola para conductor de 35 - 120 mm ²																			
5.02	Cinta plana de armar de Al																			
5.03	Alambre de Aluminio solidio de 10mm ² temple blando para amarrar.																			
5.04	Varilla de armar para conductor de Al 120mm ²																			
5.05	Grapa de suspension de aleacion de Al 70-10mm ² - OLAMP																			
5.06	Conector doble via AL/AL para conductor de 35 - 120 mm ² dos pernos																			
5.07	Terminal Autocentrable Exterior para cable 120mm ² , 25KV, Mt (tres limitadas)																			
5.08	Amortiguador de Vibracion Stockbridge (Grapa aleacion de AL para con 120mm ²)																			
MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS																				
6.01	Perno ojo de 16mmx203mm con rosca de 160mm ind T/CTA																			
6.02	Tuera ojo F ³ de 16mm																			
6.03	Plancha tipo J																			
6.04	Perno ojo de 16x304mm F ³ ind Tuera Contraeura/Arandela																			
6.05	Arandela cuadrada cuerdas 57x57x5=5mm, agujero de 16mm Diámetro																			
6.06	Perno ojo de 16mmx403mm F ³ ind Tuera Contraeura/Arandela																			
JUEGO DE ARMADOS DE F³ PARA LINEAS PRIMARIAS																				
7.01	ARMADO 2F5+3 ARMADO DE ALINEAMIENTO EN DOBLE TERNA EN POSTE 13'400																			
7.02	ARMADO 2F5+3 ARMADO DE ANCLAJE Y RETENSION EN DOBLE TERNA EN POSTE 13'400																			
7.03	ARMADO PSVE+3 MFG (ARMADO DE ALINEAMIENTO VERTICAL EN POSTE 13'400)																			
7.04	ARMADO PSVE+3 MFG (ARMADO DE RETENSION VERTICAL EN POSTE 13'400)																			
7.05	ARMADO AT+3-3AT+3 (ARMADO ANCLAJE CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13'400)																			
7.06	ARMADO ATP-1+3 (ARMADO DE SUSPENSION CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13'400)																			

PROYECTO : INDEPENDIZACION DE LA LINEA PRIMARIA 22.9 KV - SALIDA 3003 SET ANANEA		PLANILLA DE ARMADOS																				
TRAMO : DOBLE TERNA																						
UBICACION : DISTRITO: ANANEA, PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA, REGION: PUNO.																						
ITEM	DESCRIPCION DE PARTIDAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	METRADO		
		ATA3-3	ATP1-3	ATP1-3	ATA2-3	ATP1-3	ATA2-3	PRVE-3SEC	2TSS-3	2PST1-3	2PST1-3	PA3-3	PA3-3	PA3-3	A+0	S+0	A+0	PA3-3	PA3-3	UNID.	CANT	
8.00	CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS																					
8.01	Cable de Acero EHS-23 mm ² , (6,27 mm)														28,00	746,50	626,50			m	1401,00	
8.02	Grapa de Suspension de Acero para cable de guarda																			u	1	
8.03	Grapa de anclaje "A" "G" tipo pistola para cable de guarda																			u	2	
8.04	Conector de doble via de acero																			u	3	
8.05	Perno Ojo de A/G ² 16 mm x 305 mm long, contuercia y contratuercia																			u	3	
8.06	Amortiguador de cable de guarda stockridge(Grapa de acero) p cond EHS-23														2	4	2			u	8	
9.00	MATERIALES PARA PUESTA A TIERRA																					
9.01	Varilla de Cu de 19mm de diametro x 2400mm longitud							1							2	2	2			u	7	
9.02	Conector tipo anderson de Cu para varilla de 19mm de diametro							1							4	4	4			u	13	
9.03	Conductor de Cobre desnudo, temple suave 25mm ² , para puesta a tierra	13,00	13,00	13,00	13,00	13,00	16,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	19,00	20,00	20,00	20,00	19,00	19,00	m	312,00	
9.05	Conector de Cu tipo perno partido de 25mm ²							3	2	2	2	2	2	2	0	0	0	2	2	u	17	
9.06	Caja de registro de concreto vibrado de 0.4x0.4x0.30m							1							2	2	2			u	7	
9.07	Cemento Conductivo americano							2							4	4	4			bsc	14	
9.08	Tubo de PVC de 25mmø - SAP	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	1,00	1,00	1,00	0,50	0,50	m	10,50	
10.00	RETENIDAS																					
10.01	Guardacables de F/G ² de 16mm para cable de 10mm							3	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	u	63	
10.02	Grapas paralelas de doble Via F-G ² de tres pernos							4	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	u	76	
10.03	Cable de acero 10mmø/ 7 hilos, Grado SIEMENS MARTIN							13,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	m	247,00	
10.04	Abrazadera partida F/G ² de 6.4mm X 64mm X 190; 200mmø ² , incl 3 pernos y bujeces/CT							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.05	Alisador de polimerico RPP 38kV							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.06	Varilla de anclaje F/G ² - 19mm ø X 2.40m.							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.07	Arandela cuadrada plana de F/G ² 104 X 104x6.4mm con Agujero de 21mm							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.08	Templador de F/G ² de 19mm ø X 304mm LONG. Con ojal y gancho en los extremos.							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.09	Guardacable de F-G ² DE 1.60mm X 2.40m incl Accesorios de fijacion.							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.10	Bloque de Concreto Armado 0.400.4x0.20m							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.11	Contrapunta Tubular de F/G ² tubo de 51mm diametro x1500mmLONG. abdra ø220mm							1	2	2	2	2	2	2	4	4	4	4	4	u	19	
10.12	Alambre galvanizado de entorche N° 14							6,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	m	114,00	
11.00	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA																					
11.01	Seccionador Fusible unipolar tipo exclusion (CUT-OUT) de 27 KV, 170 KV, BIL, 100A, F100A							3												u	3	
11.02	Pararrayos autoavolavul de oxido metalico de 30 KV - 10KA.							3												u	3	

PLANILLA DE ARMADOS

: INDEPENDIZACION DE LA LINEA PRIMARIA 225 KV - SALIDA 3003 SET ANANEA
 : DOBLE TERNA
 : DISTRITO: ANANEA, PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA, REGION: PUNO.

ITEM	DESCRIPCION DE PARTIDAS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	METRADO		
		ATA33	ATI-3	ATI-3	ATA23	ATI-3	ATA23	PRV-SECC	PSVE-3	ZRS-3	2PSI-3	2PSI-3	PA3-3	PA3-3	A+0	S+0	A+0	PA3-3	PA3-3	UNID.	CANT	
II. MONTAJE ELECTROMECANICO																						
1.00	OBRAS PRELIMINARES Y COMPLEMENTARIAS																					
1.01	CARTEL DE IDENTIFICACION DE OBRA	15,00	6,00	14,00	18,00	47,00	24,00	27,00	43,00	42,00	61,00	67,00	60,00	12,00	220,00	473,00	400,00	165,00	165,00	1	GH	1
1.02	TRAZO, NIVELES Y REPLANTEO PRELIMINAR																					
1.03	SEGURIDAD Y SALUD																					
1.04	MONITOREO Y MITIGACION DE IMPACTO AMBIENTAL	15,00	6,00	14,00	18,00	47,00	24,00	27,00	43,00	42,00	61,00	67,00	60,00	12,00	220,00	473,00	400,00	165,00	165,00	1	GH	1
2.00	INSTALACION DE POSTES																					
2.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II						0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79								
2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 13400/1400/280 A LUGAR DE TALLE																					
2.03	TALLE DE POSTES DE CONCRETO 13400/1400/280 LUGARES ACCESIBLES (INCLUYE SEÑALIZACION)																					
2.04	CONCRETO CILINDRO FC=20 KG/CM2 + 7% % PM EN BASE DE POSTE						0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64	0,64								
3.00	INSTALACION DE RETENIDAS Y ANCLAJES																					
3.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II																					
3.02	INSTALACION DE RETENIDA TIPO R/A																					
3.03	INSTALACION DE RETENIDA TIPO R/A																					
3.04	RELLENO Y COMPACTACION EN ESCAVACIONES DE RETENIDAS																					
4.00	CIMENTACION DE TORRES METALICAS																					
4.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II																					
4.02	ENCERADO Y DESEROCADO NORMAL DE ZARATA																					
4.03	CIMENTACION ZAPATAS STUB Y CONCRETO FC=210 kg/cm2																					
4.04	ACERO DE REFUERZO DE 420 kg/mm2																					
4.05	RELLENO Y COMPACTACION																					
5.00	MONTAJE DE ARMADOS																					
5.01	ARMADO PRV-ARMADO DE ALINEAMIENTO EN DOBLE TERNA EN POSTE 13400																					
5.02	ARMADO PS-ARMADO DE ANCLAJE Y RETENSION EN DOBLE TERNA EN POSTE 13400																					
5.03	ARMADO PRV-3 MEG (ARMADO DE ALINEAMIENTO EN POSTE 13400)																					
5.04	ARMADO PRV-3 MEG (ARMADO DE RETENSION VERTICAL EN POSTE 13400), INCL. INSTALACION DE TERMINALES AUTOCONTRIBUIBLES																					
5.05	ARMADO ATA-3 (ARMADO ANCLAJE CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13400)																					
5.06	ARMADO ATA-3 (ARMADO ANCLAJE CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13400), INCL. INST. TERMINALES AUTOCONTRIBUIBLES																					
5.07	ARMADO ATP-3 (ARMADO DE SUSPENSION CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13400)																					
5.08	ARMADO PA-3 (ARMADO EN ANCLAJE 60° - 90°)																					
5.09	ARMADO DE TORRE METALICA TIPO A+1, INCL. SEÑALIZACION DE PELIGRO, NUMERACION OTROS																					
5.10	ARMADO DE TORRE METALICA TIPO S+1, INCL. SEÑALIZACION DE PELIGRO, NUMERACION, OTROS																					
6.00	MONTAJE DE CONDUCTORES DE ALUMINIO																					
6.01	TENIDIO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE MT N20SA27-S DE 120mm2	15,00	6,00	14,00	18,00	47,00	24,00	27,00	43,00	42,00	61,00	67,00	60,00	12,00	220,00	473,00	400,00	165,00	165,00			
6.02	TENIDIO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR AAAC DE 120mm2, POR FASE, INCL. INST. AMORTIGUADORES																					
7.00	MONTAJE DE CABLE DE GUARDA																					
7.01	TENIDIO Y PUESTA EN FLECHA DEL CABLE DE GUARDA, INCL. INST. AMORTIGUADORES																					
8.00	INSTALACION DE PUESTAS A TIERRA																					
8.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II																					
8.02	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-T (INCLUYE RELLENO CON TIERRA NEGRA)	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21								
8.03	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-C (INCL. RELLENO CON MATERIAL ZARANDADO)																					
9.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO																					
9.01	PRUEBAS ELECTRICAS Y PUESTA EN SERVICIO																					
9.02	EXPEDIENTE TECNICO FINAL CONFORME A OBRA DE LINEAS PRIMARIAS (1 Original + 3 Copias), INCLUYE COPIA DIGITALIZADA, EN CD.																					
10.00	DESMONTAJE																					
10.01	DESMONTAJE DE POSTE DE CONCRETO, INCL. INTERNADO EN ALMACENES PUTINA																					
10.02	RETIRO DE CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 95 mm2 INCL. INTERNADO EN ALMACEN PUTINA																					
10.03	RETIRO DE ARMADOS INCL. INTERNADO EN ALMACENES PUTINA																					

PLANILLA DE ESTRUCTURAS DE LÍNEAS PRIMARIAS
DERIVACIONES CON TOPOGRAFIA

PROYECTO: MEJORAMIENTO DE LINEA PRIMARIA 22.9 KV ALIMENTADOR 3003 DEL SERVICIO ELÉCTRICO ANANEA
REGION: PUNO
PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA
TRAMO: SIMPLE TERNA

ESTRUCTURA		TIPO DE CONDUCTOR	UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS					CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS								
Nº	Tipo		Progresiva (m)	Cota (m)	Vértice	Angulo deflexión	Vano horizontal (m)	Nº soportes	Tipo soporte	Vano viento (m)	Vano peso (m)	Cantidad de retenidas	Cantidad de amortiguad	Puesta a tierra	Pararrayos de Línea	Pararrayo de Óxido Metálico
0	PA3-3	AAAC-120	0.00	4633.35	V0	0°	72.75	2	13/400	0.49	36.38	-	0	PAT-0	-	-
1	PS1-3	AAAC-120	72.75	4639.78		0°	120.00	1	12/400	117.65	96.38	-	6	PAT-0	-	-
2	PS1-3	AAAC-120	192.75	4642.92		0°	70.00	1	12/400	122.08	95.00	-	0	PAT-1	PL1-3	-
3	PSEC-3P	AAAC-120	262.75	4640.83		0°	120.00	1	13/400	101.89	95.00	-	6	PAT-2	-	3P
4	PS1-3	AAAC-120	382.75	4637.01		0°	120.00	1	12/400	93.69	120.00	-	6	PAT-0	-	-
5	PS1-3	AAAC-120	502.75	4638.69		0°	90.00	1	12/400	101.29	105.00	-	0	PAT-0	-	-
6	PS1-3	AAAC-120	592.75	4640.95		0°	120.00	1	12/400	92.80	105.00	-	6	PAT-0	-	-
7	PS1-3	AAAC-120	712.75	4646.03		0°	120.00	1	12/400	164.60	120.00	-	6	PAT-0	-	-
8	PS1-3	AAAC-120	832.75	4641.91		0°	120.00	1	12/400	74.94	120.00	-	6	PAT-0	-	-
9	PS1-3	AAAC-120	952.75	4647.22		0°	120.00	1	12/400	118.74	120.00	-	6	PAT-0	-	-
10	PS1-3	AAAC-120	1072.75	4652.85		0°	120.00	1	12/400	137.26	120.00	-	6	PAT-0	-	-
11	PS1-3	AAAC-120	1192.75	4654.96		0°	120.00	1	12/400	114.33	120.00	-	6	PAT-0	-	-
12	PS1-3	AAAC-120	1312.75	4658.30		0°	63.68	1	12/400	58.07	91.84	-	0	PAT-0	-	-
13	PR3-3	AAAC-120	1376.43	4667.29	V1	13°46'27.17"	80.00	1	12/400	109.20	71.84	2R1	0	PAT-0	-	-
14	PS1-3	AAAC-120	1456.43	4669.31		0°	200.00	1	12/400	137.52	140.00	-	6	PAT-0	-	-
15	PSH-3	AAAC-120	1656.43	4674.24		0°	15.21	2	12/400	114.49	107.60	-	0	PAT-0	-	-
16	PS1-3	AAAC-120	1671.64	4674.53		0°	104.79	1	12/200	55.51	60.00	-	6	PAT-0	-	-
17	PS1-3	AAAC-120	1776.43	4677.23		0°	106.20	1	12/400	53.10	105.50	-	6	PAT-0	-	-
18	PS1-3	AAAC-120	1882.63	4690.10		0°	70.00	1	12/400	75.45	88.10	-	0	PAT-0	-	-
19	PS1-3	AAAC-120	1952.63	4703.25		0°	112.50	1	12/400	125.37	91.25	-	6	PAT-0	-	-
20	PS1-3	AAAC-120	2065.13	4712.54		0°	110.65	1	12/400	33.93	111.57	-	6	PAT-0	-	-
21	PS1-3	AAAC-120	2175.78	4737.51		0°	101.90	1	12/400	138.97	106.27	-	6	PAT-0	-	-
22	PS1-3	AAAC-120	2277.68	4755.95		0°	34.54	1	12/400	151.91	68.22	-	0	PAT-1	PL1-3	-
23	PR3-3	AAAC-120	2312.22	4758.59	V2	34°31'41.40"	120.00	1	12/400	83.65	77.27	2R1	6	PAT-0	-	-
24	PS1-3	AAAC-120	2432.22	4759.87		0°	107.69	1	12/400	120.20	113.84	-	6	PAT-0	-	-
25	PS1-3	AAAC-120	2539.91	4760.22		0°	120.00	1	12/400	118.69	113.84	-	6	PAT-0	-	-
26	PS1-3	AAAC-120	2659.91	4759.63		0°	120.00	1	12/400	114.50	120.00	-	6	PAT-0	-	-
27	PS1-3	AAAC-120	2779.91	4760.21		0°	95.16	1	12/400	104.99	107.58	-	0	PAT-0	-	-
28	PS1-3	AAAC-120	2875.07	4761.27		0°	13.16	1	12/400	74.77	54.16	-	0	PAT-0	-	-
29	PS1-3	AAAC-120	2888.23	4759.54	V4	-0°10'34.15"	130.00	1	12/400	51.26	71.58	-	6	PAT-0	-	-
30	PS1-3	AAAC-120	3018.23	4760.74		0°	130.00	1	12/400	134.19	130.00	-	6	PAT-0	-	-
31	PS1-3	AAAC-120	3148.23	4761.10		0°	130.00	1	12/400	108.95	130.00	-	6	PAT-0	-	-
32	PS1-3	AAAC-120	3278.23	4766.00		0°	120.00	1	12/400	134.23	125.00	-	6	PAT-0	-	-
33	PS1-3	AAAC-120	3398.23	4768.90		0°	82.24	1	12/400	131.47	101.12	-	0	PAT-0	-	-
34	PS1-3	AAAC-120	3480.47	4765.97		0°	85.20	1	12/400	54.21	83.72	-	0	PAT-0	-	-
35	PS1-3	AAAC-120	3565.67	4768.48		0°	102.34	1	12/400	136.54	93.77	-	6	PAT-0	-	-
36	PS1-3	AAAC-120	3668.01	4762.85		0°	89.23	1	12/400	72.70	95.79	-	0	PAT-0	-	-
37	PS1-3	AAAC-120	3757.24	4761.81		0°	93.77	1	12/400	79.70	91.50	-	0	PAT-0	-	-
38	PS1-3	AAAC-120	3851.01	4763.01		0°	134.98	1	12/400	101.99	114.38	-	6	PAT-0	-	-
39	PS1-3	AAAC-120	3985.99	4767.11		0°	119.62	1	12/400	82.08	127.30	-	6	PAT-0	-	-
40	PS1-3	AAAC-120	4105.61	4780.49		0°	110.69	1	12/400	183.98	115.16	-	6	PAT-0	-	-
41	PA3-3	AAAC-120	4216.30	4782.21	V5	91°27'32.08"	91.92	1	12/400	-21.51	101.30	2R1	0	PAT-0	-	-
42	PS1-3	AAAC-120	4308.22	4801.78		0°	57.16	1	12/400	119.08	74.54	-	0	PAT-1	PL1-3	-
43	PA3-3	AAAC-120	4365.38	4816.83	V6	97°12'27.63"	40.00	1	12/400	128.89	48.58	2R1	0	PAT-0	-	-
44	PS1-3	AAAC-120	4405.38	4814.24		0°	120.00	1	12/400	98.05	80.00	-	6	PAT-0	-	-
45	PS1-3	AAAC-120	4525.38	4810.25		0°	120.00	1	12/400	137.62	120.00	-	6	PAT-0	-	-
46	PS1-3	AAAC-120	4645.38	4802.66		0°	130.00	1	12/400	54.74	125.00	-	6	PAT-0	-	-
47	PS1-3	AAAC-120	4775.38	4810.10		0°	90.00	1	12/400	124.24	110.00	-	0	PAT-0	-	-
48	PS1-3	AAAC-120	4865.38	4813.99		0°	100.00	1	12/400	108.50	95.00	-	6	PAT-0	-	-
49	PS1-3	AAAC-120	4965.38	4815.41		0°	120.00	1	12/400	32.09	110.00	-	6	PAT-0	-	-
50	PS1-3	AAAC-120	5085.38	4833.52		0°	110.00	1	12/400	83.86	115.00	-	6	PAT-0	-	-
51	PS1-3	AAAC-120	5195.38	4858.04		0°	71.56	1	12/400	177.92	90.78	-	0	PAT-0	-	-
52	PR3-3	AAAC-120	5266.94	4864.44	V7	5°21'38.78"	53.79	1	12/400	72.58	62.67	2R1	0	PAT-0	-	-
53	PS1-3	AAAC-120	5320.73	4869.08		0°	50.95	1	12/400	105.18	52.37	-	0	PAT-0	-	-
54	PR3-3	AAAC-120	5371.68	4863.78	V8	-7°13'19.44"	110.00	1	12/400	67.92	80.48	2R1	6	PAT-0	-	-
55	PS1-3	AAAC-120	5481.68	4860.31		0°	110.00	1	12/400	168.92	110.00	-	6	PAT-0	-	-
56	PS1-3	AAAC-120	5591.68	4845.21		0°	99.51	1	12/400	91.06	104.75	-	0	PAT-0	-	-
57	PR3-3	AAAC-120	5691.19	4834.04	V9	28°58'44.04"	100.00	1	12/400	88.09	99.75	2R1	6	PAT-0	-	-
58	PS1-3	AAAC-120	5791.19	4824.71		0°	120.00	1	12/400	62.92	110.00	-	6	PAT-0	-	-
59	PS1-3	AAAC-120	5911.19	4824.93		0°	120.00	1	12/400	90.83	120.00	-	6	PAT-0	-	-
60	PS1-3	AAAC-120	6031.19	4831.22		0°	120.00	1	12/400	190.64	120.00	-	6	PAT-0	-	-
61	PS1-3	AAAC-120	6151.19	4823.05		0°	120.00	1	12/400	86.85	120.00	-	6	PAT-0	-	-
62	PS1-3	AAAC-120	6271.19	4821.79		0°	101.26	1	12/400	78.81	110.63	-	6	PAT-1	PL1-3	-
63	PR3-3	AAAC-120	6372.45	4827.16	V10	-0°17'44.74"	141.83	1	12/400	135.24	121.55	2R1	6	PAT-0	-	-
64	PS1-3	AAAC-120	6514.28	4829.27		0°	175.06	1	12/400	172.59	158.45	-	6	PAT-0	-	-
65	PS1-3	AAAC-120	6689.34	4828.98		0°	107.42	1	12/400	117.48	141.24	-	6	PAT-0	-	-
66	PS1-3	AAAC-120	6796.76	4833.31		0°	102.12	1	12/400	154.61	104.77	-	6	PAT-0	-	-
67	PS1-3	AAAC-120	6898.88	4828.26		0°	101.46	1	12/400	44.87	101.79	-	6	PAT-0	-	-
68	PS1-3	AAAC-120	7000.34	4833.96		0°	108.09	1	12/400	109.18	104.77	-	6	PAT-0	-	-
69	PS1-3	AAAC-120	7108.43	4838.98		0°	63.71	1	12/400	104.47	85.90	-	0	PAT-0	-	-
70	PR3-3	AAAC-120	7172.14	4840.67		0°	101.41	1	12/400	105.82	82.56	2R1	6	PAT-0	-	-
71	PS1-3	AAAC-120	7273.55	4837.51		0°	172.41	1	12/400	90.71	136.91	-	6	PAT-0	-	-
72	PS1-3	AAAC-120	7445.96	4844.21		0°	188.32	1	12/400	217.10	180.37	-	6	PAT-0	-	-
73	PS1-3	AAAC-120	7634.28	4843.07		0°	143.23	1	12/400	141.12	165.78	-	6	PAT-1	PL1-3	-
74	PS1-3	AAAC-120	7777.51	4846.93		0°	119.36	1	12/400	119.56	131.30	-	6	PAT-0	-	-
75	PS1-3	AAAC-120	7896.87	4853.12		0°	135.94	1	12/400	146.16	127.65	-	6	PAT-0	-	-
76	PS1-3	AAAC-120	8032.81	4855.79		0°	126.65	1	12/400	147.23	131.30	-	6	PAT-0	-	-
77	PS1-3	AAAC-120	8159.46	4855.41		0°	106.10	1	12/400	125.49	116.38	-	6	PAT-0	-	-
78	PS1-3	AAAC-120	8265.56	4853.39		0°	83.22	1	12/400	59.46	94.66	-	0	PAT-0	-	-
79	PS1-3	AAAC-120	8348.78	4857.71		0°	120.00	1	12/400	141.31	101.61	-	6	PAT-0	-	-

PROYECTO: MEJORAMIENTO DE LINEA PRIMARIA 22.9 KV ALIMENTADOR 3003 DEL SERVICIO ELÉCTRICO ANANEA
 REGION: PUNO
 PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA
 TRAMO: SIMPLE TERNA

ESTRUCTURA		TIPO DE CONDUCTOR	UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS				CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS									
Nº	Tipo		Progresiva (m)	Cota (m)	Vértice	Angulo deflexión	Vano horizontal (m)	Nº soportes	Tipo soporte	Vano viento (m)	Vano peso (m)	Cantidad de retenidas	Cantidad de amortiguad	Puesta a tierra	Pararrayos de Línea	Pararrayos de Óxido Metálico
80	PS1-3	AAAC-120	8468.78	4854.82		0°	120.00	1	12/400	68.51	120.00	-	6	PAT-0	-	-
81	PS1-3	AAAC-120	8588.78	4861.97		0°	100.59	1	12/400	149.43	110.30	-	6	PAT-1	PL1-3	-
82	PS1-3	AAAC-120	8689.37	4861.60		0°	129.69	1	12/400	122.79	115.14	-	6	PAT-0	-	-
83	PS1-3	AAAC-120	8819.06	4859.73		0°	145.56	1	12/400	73.65	137.62	-	6	PAT-0	-	-
84	PR3-3	AAAC-120	8964.62	4870.79		0°	117.00	1	12/400	188.15	131.28	2RI	6	PAT-0	-	-
85	PS1-3	AAAC-120	9081.62	4870.15		0°	157.39	1	12/400	90.60	137.20	-	6	PAT-0	-	-
86	PS1-3	AAAC-120	9239.01	4879.33		0°	133.46	1	12/400	199.48	145.43	-	6	PAT-0	-	-
87	PA2-3	AAAC-120	9372.47	4880.09	V11	27°26'11.86"	120.00	1	12/400	133.53	126.73	2RI	6	PAT-0	-	-
88	PS1-3	AAAC-120	9492.47	4874.84		0°	120.00	1	12/400	80.84	120.00	-	6	PAT-0	-	-
89	PS1-3	AAAC-120	9612.47	4879.58		0°	120.00	1	12/400	155.49	120.00	-	6	PAT-0	-	-
90	PS1-3	AAAC-120	9732.47	4877.54		0°	153.04	1	12/400	62.41	136.52	-	6	PAT-0	-	-
91	PS1-3	AAAC-120	9885.51	4890.27		0°	130.00	1	12/400	189.33	141.52	-	6	PAT-1	PL1-3	-
92	PS1-3	AAAC-120	10015.51	4893.57		0°	183.53	1	12/400	173.00	156.77	-	6	PAT-0	-	-
93	PS1-3	AAAC-120	10199.04	4893.74		0°	125.00	1	12/400	114.72	154.27	-	6	PAT-0	-	-
94	PS1-3	AAAC-120	10324.04	4901.70		0°	151.83	1	12/400	193.62	138.41	-	6	PAT-0	-	-
95	PS1-3	AAAC-120	10475.87	4898.91		0°	162.71	1	12/400	116.69	157.27	-	6	PAT-0	-	-
96	PS1-3	AAAC-120	10638.58	4904.42		0°	98.44	1	12/400	93.80	130.57	-	0	PAT-0	-	-
97	PS1-3	AAAC-120	10737.02	4916.03		0°	97.52	1	12/400	107.31	97.98	-	0	PAT-0	-	-
98	PS1-3	AAAC-120	10834.54	4926.09		0°	129.51	1	12/400	159.96	113.51	-	6	PAT-0	-	-
99	PR3-3	AAAC-120	10964.05	4928.32		0°	99.07	1	12/400	66.17	114.29	2RI	0	PAT-0	-	-
100	PS1-3	AAAC-120	11063.12	4939.20		0°	120.00	1	12/400	146.18	109.54	-	6	PAT-0	-	-
101	PS1-3	AAAC-120	11183.12	4943.79		0°	120.00	1	12/400	89.23	120.00	-	6	PAT-0	-	-
102	PS1-3	AAAC-120	11303.12	4954.91		0°	15.20	1	12/400	111.55	67.60	-	0	PAT-0	-	-
103	PR3-3	AAAC-120	11318.32	4956.58		0°	0.00	1	12/400	17.47	7.60	1RI	0	PAT-0	-	-

Los planos en vista de planta de la línea primaria 22.9 kV – Salida 3003 (Proyectado), se muestran en el **Anexo C**.

4.3.1.6 METRADO Y PRESUPUESTO

PROYECTO : INDEPENDIZACION DE LA LINEA PRIMARIA 22.9 KV - SALIDA 3003 SET ANANEA
 TRAMO : DOBLE TERNA
 UBICACION : DISTRITO: ANANEA, PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA, REGION: PUNO.

ITEM	DESCRIPCIÓN DE PARTIDAS	METRADO			
		UNID.	CANT	P.UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)
I	SUMINISTRO DE MATERIALES				
1.00	AGREGADO PARA CIMENTACION DE ESTRUCTURAS				
1.01	Hormigon para cimentacion de estructuras	m3	29.26	58.00	1,697.08
1.02	Piedra mediana 1/2" para cimentacion de estructuras	m3	11.32	85.00	962.20
1.03	Cemento portlan tipo I	bis	344	21.90	7,533.60
1.04	Yeso en bolsa de 25 kg	bis	1.30	8.00	10.40
1.05	Estaca de Madera	unid	13	1.70	22.10
1.06	Pintura para pintado de Poste	Gln	2.60	65.00	169.00
1.07	Agua para la construccion	Gbl	1	5,500.00	5,500.00
	SUB - TOTAL 1				15,894.38
2.00	POSTES DE CONCRETO Y ESTRUCTURAS METALICAS				
2.01	Poste de C.A.C. 13 /400 kg	unid	10	1,200.00	12,000.00
2.02	Torres Metalicas de 28m.(2 Unid.) TIPO A+0, incluye Ingenieria, Pre-ensamble en negro, Galvanizado en caliente, Certificados de calidad y placas de señalizacion:ASTM A36 y ASTM A572(según Lamina detalle)	kg	13,980.00	4.69	65,566.20
2.03	Torres Metalicas de 28m.(1) TIPO S+0, incluye Ingenieria, Pre-ensamble en negro, Galvanizado en caliente, Certificados de calidad y placas de señalizacion:ASTM A36 y ASTM A572(según Lamina detalle)	kg	6,890.00	4.69	32,314.10
	SUB - TOTAL 2				109,880.30
3.00	CONJUNTO DE AISLADORES Y ACCESORIOS				
3.01	Aisladores de porcelana tipo pinANSI 56-4	unid	21	198.00	4,158.00
3.02	Espiga de A°G°, 381 mm long p/cruceta y aislador ANSI 56-4	unid	21	38.00	798.00
3.03	Aisladores de suspension polimerico RPP 36 kV	unid	66	68.00	4,488.00
3.04	Grillete F°G° tipo LIRA 16mm d diametro, con pasador de seguridad	unid	104	13.00	1,352.00
	SUB - TOTAL 3				10,796.00
4.00	CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO				
4.01	Conductor de aleacion de aluminio de 120 mm2 (AAAC)	m	9,574.00	4.01	38,391.74
4.02	Conductor autoportante de Media Tension de Al- 25KV, 120mm2 NA2XSA2Y-S	m	159.00	110.10	17,505.90
	SUB - TOTAL 4				55,897.64
5.00	ACCESORIOS DE CONDUCTORES DE ALUMINIO				
5.01	Grapa de anclaje de Al Tipo pistola para conductor de 35 - 120 mm2	unid	66	37.00	2,442.00
5.02	Cinta plana de armar de Al	m	103.50	1.80	186.30
5.03	Alambre de Aluminio solido de 10mm2 temple blando para amarre.	m	52.50	1.80	94.50
5.04	Varilla de armar para conductor de Al 120mm2	unid	21	15.00	315.00
5.05	Grapa de suspension de aleacion de Al 70-120mm2 - CLAMP	unid	9	13.00	117.00
5.06	Conector doble via AL/AL para conductor de 35 - 120 mm2, dos pernos	m	48.00	8.00	384.00
5.07	Terminal Autocontraible Exterior para cable 120 mm2, 25KV, kit (tres terminales)	kit	2	2,700.00	5,400.00
5.08	Amortiguador de vibracion stockbridge(Grapa aleacion de AL) para con 120mm2	unid	60	17.00	1,020.00
	SUB - TOTAL 5				9,958.80
6.00	MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS				
6.01	Perno ojo de 16mmx203mm con rosca de 160mm incl T/CT/A	unid	33	9.00	297.00
6.02	Tuerca ojo F°G°de 16mm	unid	30	9.60	288.00
6.03	Plancha tipo J	unid	41	6.30	258.30
6.04	Perno ojo de 16x304mm F°G° incl Tuerca/Contratuerca/Arandela	unid	8	12.00	96.00
6.05	Arandela cuadrada curvada 57x57xe=5mm, agujero de 16mm Diametro	unid	48	1.20	57.60
6.06	Perno ojo de 16mmx406mm F°G° incl. Tuerca/Contratuerca/Arandela.	unid	16	14.00	224.00
	SUB TOTAL 6				1,220.90
7.00	JUEGO DE ARMADOS DE F°G° PARA LINEAS PRIMARIAS				
7.01	ARMADO 2PS1-3(ARMADO DE ALINEAMIENTO EN DOBLE TERNA EN POSTE 13/400)	jgo	2	3,300.00	6,600.00
7.02	ARMADO 2TS-3(ARMADO DE ANCLAJE Y RETENSION EN DOBLE TERNA EN POSTE 13/400)	jgo	1	4,500.00	4,500.00
7.03	ARMADO PSVE-3 MFG (ARMADO DE ALINEAMIENTO VERTICAL EN POSTE 13/400)	jgo	1	1,200.00	1,200.00
7.04	ARMADO PRVE-3SEC MFG (ARMADO DE RETENSION VERTICAL EN POSTE 13/400)	jgo	1	2,100.00	2,100.00
7.05	ARMADO ATA3-3/ATA2-3 (ARMADO ANCLAJE CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13/400)	jgo	3	1,500.00	4,500.00
7.06	ARMADO ATP1-3 (ARMADO DE SUSPENSION CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13/400)	jgo	3	750.00	2,250.00
	SUB - TOTAL 7				21,150.00
8.00	CABLE DE GUARDA Y ACCESORIOS				
8.01	Cable de Acero EHS-23 mm2, (6,27 mm)	m	1,401.00	0.01	14.01
8.02	Grapa de Suspension de Acero para cable de guarda	unid	1	45.00	45.00
8.03	Grapa de anclaje A°G° tipo pistola para cable de guarda	unid	2	55.00	110.00
8.04	Conector de doble via de acero	unid	3	15.00	45.00
8.05	Perno Ojo de A°G° 16 mm x 305 mm long, contuerca y contratuerca	unid	3	12.00	36.00
8.06	Amortiguador de cable de guarda stockbridge(Grapa de acero) p cond EHS-23	unid	8	25.00	200.00
	SUB - TOTAL 8				450.01
9.00	MATERIALES PARA PUESTA A TIERRA				
9.01	Varilla de Cu de 19mm de diametro x 2400mm longitud	Unid	7	198.00	1,386.00
9.02	Conector tipo anderson de Cu para varilla de 19mm de diametro	Unid	13	12.00	156.00
9.03	Conductor de Cobre desnudo, temple suave 25mm2, para puesta a tierra	m	312.00	6.78	2,115.36
9.05	Conector de Cu tipo perno partido de 25mm2	Unid	17	3.00	51.00
9.06	Caja de registro de concreto vibrado de 0.4x0.40x0.30m	Unid	7	42.00	294.00
9.07	Cemento Conductivo americano	bis	14	189.00	2,646.00
9.08	Tubo de PVC de 25mmφ - SAP	m	10.50	2.50	26.25
	SUB - TOTAL 9				6,674.61
10.00	RETENIDAS				
10.01	Guardacabos de F°G° de 16mm para cable de 10mm	unid	63	2.00	126.00
10.02	Grapas paralelas de doble Via F°G° de tres pernos	unid	76	4.00	304.00
10.03	Cable de acero 10mmØ, 7 hilos, Grado SIEMENS MARTIN	m	247.00	3.50	864.50
10.04	Abrazadera partida F°G° de 6.4mm X 64mm X 190; 200mmØ, incl 3 pernos y tuercas/CT	unid	19	25.00	475.00
10.05	Aislador de polimerico RPP 36kV	unid	19	63.00	1,197.00
10.06	Varilla de anclaje F°G°, 19mm ØX 2.40m.	unid	19	30.00	570.00
10.07	Arandela cuadrada plana de F°G° 104 X 104X6.4mm con Agujero de 21mm	unid	19	4.00	76.00
10.08	Templador de F°G°de 19mm ØX 304mm LONG. Con ojal y gancho en los extremos.	unid	19	31.00	589.00
10.09	Guardacable de F°G° DE 1.60mm X 2.40m Incl Accesorios de fijacion.	unid	19	30.00	570.00
10.10	Bloque de Concreto Armado 0.4X0.4x0.20m	unid	19	30.00	570.00
10.11	Contrapunta Tubular de F°G° tubo de 51mm diametro x1500mmLONG, abzdra Ø220mm	unid	1	77.05	77.05

10.12	Alambre galvanizado de entorche N° 14	m	114.00	6.80	775.20
SUB - TOTAL 10					6,193.75
11.00	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA				
11.01	Seccionador Fusible unipolar tipo expulsion (CUT-OUT) de 27 kV,170 kV, BIL 100A, F100A	eqp	3	380.00	1,140.00
11.02	Pararrayos autovalvular de oxido metalico de 30 kV, 10kA.	eqp	3	1,200.00	3,600.00
SUB - TOTAL 11					4,740.00
TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES					242,856.39
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO				
1.00	OBRAS PRELIMINARES Y COMPLEMENTARIAS				
1.01	CARTEL DE IDENTIFICACION DE OBRA	Gbl	1	1,521.31	1,521.31
1.02	TRAZO, NIVELES Y REPLANTEO PRELIMINAR	m	1,720.00	1.08	1,857.60
1.03	SEGURIDAD Y SALUD	Gbl	1	7,785.47	7,785.47
1.04	MONITOREO Y MITIGACION DE IMPACTO AMBIENTAL	m	1,720.00	5.50	9,460.00
SUB - TOTAL 1					20,624.38
2.00	INSTALACION DE POSTES				
2.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	7.90	166.03	1,311.64
2.02	TRANSPORTE DE POSTES DE 13/400/180/380 A LUGAR DE IZAJE	unid	10	174.25	1,742.50
2.03	IZAJE DE POSTES DE CONCRETO 13/400/180/380 LUGARES ACCESIBLES (INCLUYE SEÑALIZACIÓN)	unid	10	145.26	1,452.60
2.04	CONCRETO CICLOPEO FC=120 KG/CM2 + 70 % PM EN BASE DE POSTE	m3	6.40	120.42	770.69
SUB - TOTAL 2					5,277.43
3.00	INSTALACION DE RETENIDAS Y ANCLAJES				
3.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	29.86	166.03	4,957.66
3.02	INSTALACION DE RETENIDA TIPO RIA	Jgo	16	61.35	981.60
3.03	INSTALACION DE RETENIDA TIPO RY-A	Jgo	3	76.74	230.22
3.04	RELLENO Y COMPACTACION EN EXCAVACIONES DE RETENIDAS	m3	29.29	34.73	1,017.24
SUB - TOTAL 3					7,186.72
4.00	CIMENTACION DE TORRES METALICAS				
4.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	131.40	166.03	21,816.34
4.02	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO NORMAL DE ZAPATA	m2	53.60	65.34	3,502.22
4.03	CIMENTACION ZAPATAS , STUB Y CONCRETO FIC=210 kg/cm2	m3	34.20	329.33	11,263.09
4.04	ACERO DE REFUERZO DE 4200 kg/mm2	kg	2,525.16	13.51	34,114.91
4.05	RELLENO Y COMPACTACION	m3	100.44	34.73	3,488.28
SUB - TOTAL 4					74,184.84
5.00	MONTAJE DE ARMADOS				
5.01	ARMADO 2PS1-3(ARMADO DE ALINEAMIENTO EN DOBLE TERNA EN POSTE 13/400)	Jgo	2	208.13	416.26
5.02	ARMADO 2TS-3(ARMADO DE ANCLAJE Y RETENSION EN DOBLE TERNA EN POSTE 13/400)	Jgo	1	199.70	199.70
5.03	ARMADO PSVE-3 MFG (ARMADO DE ALINEAMIENTO VERTICAL EN POSTE 13/400)	Jgo	1	157.65	157.65
5.04	ARMADO PRVE-3 MFG (ARMADO DE RETENSION VERTICAL EN POSTE 13/400), INCL INSTALACION DE TERMINALES AUTOCONTRAIBLES	Jgo	1	883.55	883.55
5.05	ARMADO ATA2-3 (ARMADO ANCLAJE CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13/400)	Jgo	2	121.63	243.26
5.06	ARMADO ATA3-3 (ARMADO ANCLAJE CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13/400), INCL INST TERMINALES AUTOCONTRAIBLES	Jgo	1	843.02	843.02
5.07	ARMADO ATP1-3 (ARMADO DE SUSPENSION CON CONDUCTOR AUTOPORTANTE EN MT - 13/400)	Jgo	3	124.38	373.14
5.08	ARMADO 2PA3-3 (ARMADO EN ANCLAJE 60° - 90°)	Jgo	2	213.41	426.82
5.09	ARMADO DE TORRE METALICA TIPO A+0, INCL SEÑALIZACION DE PELIGRO, NUMERACION OTROS	Jgo	2	7,245.43	14,490.86
5.10	ARMADO DE TORRE METALICA TIPO S+0, INCL SEÑALIZACION DE PELIGRO, NUMERACION, OTROS	Jgo	1	7,957.01	7,957.01
SUB - TOTAL 5					25,991.27
6.00	MONTAJE DE CONDUCTORES DE DE ALUMINIO				
6.01	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR AUTOPORTANTE DE MT NA2XSA2Y-S DE 120mm2,	m	159.00	5.03	799.77
6.02	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR AAAC DE 120mm2, POR FASE, INCL INST AMORTIGUADORES	m	9,574.00	2.58	24,700.92
SUB - TOTAL 6					25,500.69
7.00	MONTAJE DE CABLE DE GUARDA				
7.01	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA DEL CABLE DE GUARDA, INCL INST. AMORTIGUADORES	m	1,401.00	2.23	3,124.23
SUB - TOTAL 7					3,124.23
8.00	INSTALACION DE PUESTAS A TIERRA				
8.01	EXCAVACION EN TERRENO TIPO II	m3	16.31	166.03	2,707.95
8.02	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1 (INCLUYE RELLENO CON TIERRA NEGRA)	Jgo	7	400.96	2,806.72
8.03	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-C (INCL RELLENO CON MATERIAL ZARANDEADO)	Jgo	14	49.13	687.82
SUB - TOTAL 8					6,202.49
9.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO				
9.01	PRUEBAS ELECTRICAS Y PUESTA EN SERVICIO	Gbl	1	5,112.82	5,112.82
9.02	EXPEDIENTE TÉCNICO FINAL CONFORME A OBRA DE LINEAS PRIMARIAS (1 Original + 3 Copias), INCLU	Gbl	1	8,073.93	8,073.93
SUB - TOTAL 9					13,186.75
10.00	DESMONTAJE				
10.01	DESMONTAJE DE POSTE DE CONCRETO, incl INTERNADO EN ALMACENES PUTINA	und	14	713.39	9,987.46
10.02	RETIRO DE CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 95 mm2 incl INTERNADO EN ALMAC PUTINA	m	4,780.00	1.01	4,827.80
10.03	RETIRO DE ARMADOS incl INTERNADO EN ALMACENES PUTINA	jgo	17	59.21	1,006.57
SUB - TOTAL 10					15,821.83
TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO					197,100.63
RESUMEN					
A	MATERIALES				242,856.39
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO				197,100.63
C	TRANSPORTE 8% A				19,428.51
D	COSTO DIRECTO (A+B+C)				459,385.53
E	GASTOS GENERALES 12.5% D				57,423.19
F	UTILIDADES 8% D				36,750.84
G	COSTO TOTAL (sin IGV)				553,559.56
H	IGV(18%)				99,640.72
COSTO TOTAL INCLUIDO IGV S/.					653,200.28

METRADO Y PRESUPUESTO					
PROYECTO: INDEPENDIZACION DE LA LINEA PRIMARIA 22.9 KV - SALIDA 3003 SET ANANEA					
TRAMO : SIMPLE TERNA					
UBICACIÓN: DISTRITO: ANANEA, PROVINCIA: SAN ANTONIO DE PUTINA, REGION: PUNO.					
ITEM	DESCRIPCION	METRADO			
		UNIDAD	P. UNIT (S/.)	TOTAL (S/.)	
A	SUMINISTRO DE MATERIALES			462,541.17	
1.00	ARMADOS DE F°G°			45,538.65	
1.01	SOPORTE DE SUSPENSIÓN 0° - 5° TRIFÁSICO, ARMADO PS1-3 Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 02 dados en los extremos (Según Requerimiento). Brazo-Soporte (Riostra) de Perfil Angular de A°G° de 64 x 64 x 1000 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ. Abrazadera Media Cuña + Tipo partido de A°G° de 64 mm x 6.4 mm x 190 mm Ø. Para Cruceña de F°G°. Abrazadera tipo CAS simple de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 200 mm. Ø. Para Riostra. Arandela Cuadrada curva de A°G° de 57 x 57 x 5 mm, 18 mm. Ø de agujero. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 51 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 76 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 254 mm, 152 mm. Maquinado; Provisto de Tuerca y Contratuerca.	Unid. Unid. Jgo. Jgo. Unid. Jgo. Jgo.	171.56 38.95 45.00 38.90 1.45 2.05 3.50	95.00 190.00 95.00 95.00 190.00 475.00 190.00	35,079.70 16,298.20 7,400.50 4,275.00 3,695.50 275.50 389.50 1,662.50 1,083.00
1.02	SOPORTE DE ÁNGULO 30° - 60° TRIFÁSICO, ARMADO PA2-3 Perno Ojo de A°G° de 16 mm. Ø x 305 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca Arandela Cuadrada curva de A°G°, 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm. Ø	Jgo. Unid.	9.43 1.45	3.00 6.00	28.29 8.70
1.03	SOPORTE DE ÁNGULO 60° - 90°, ARMADO PA3-3 Perno Ojo de A°G° de 16 mm. Ø x 305 mm, provisto de Tuerca y Contratuerca Arandela Cuadrada curva de A°G°, 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm. Ø	Jgo. Unid.	9.43 1.45	12.00 24.00	113.16 34.80
1.04	SOPORTE DE RETENCIÓN O ANCLAJE, ARMADO PR3-3 Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 02 dados en los extremos (Según Requerimiento). Brazo-Soporte (Riostra) de Perfil Angular de A°G° de 64 x 64 x 1000 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ. Abrazadera Cuña de A°G° de 64 mm x 6.4 mm x 190 mm Ø. Para Cruceña de F°G° Abrazadera Tipo CAS doble de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 200 mm. Ø. Para Riostra. Perno Doble Armado de A°G° de 16 mm. Ø x 508 mm, provisto de 4T / 4C / 4A. Perno Doble Armado de A°G° de 16 mm. Ø x 457 mm, provisto de 4T / 4C / 4A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 254 mm, 152 mm. Maquinado; Provisto de Tuerca y Contratuerca. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 76 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 51 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno Ojo de A°G° de 16 mm. Ø x 305 mm, 152 mm. Maquinado; Provisto de Tuerca y Contratuerca. Tuerca-Ojo para Perno de 16 mm. Ø Arandela Cuadrada curva de A°G°, 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm. Ø	Unid. Unid. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Unid. Unid.	171.56 38.95 52.50 38.90 11.08 9.91 5.70 3.50 2.05 9.43 7.45 1.45	22.00 44.00 11.00 11.00 22.00 22.00 22.00 44.00 44.00 11.00 55.00 44.00	3,774.32 1,713.80 577.50 427.90 243.76 218.02 125.40 154.00 90.20 103.73 409.75 63.80
1.05	SOPORTE DE SUSPENSIÓN BIPOSTE EN H 0° - 5°, ARMADO PSH-3 Cruceña F°G° de 76x76x4300 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 02 dados en los extremos (Según Requerimiento). Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 01 dado central (Según Requerimiento). Abrazadera Media Cuña + Tipo partido de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 180 mm. Ø. Para Cruceña de F°G°. Abrazadera Media Cuña + Tipo partido de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 200 mm. Ø. Para Cruceña de F°G°. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 76 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A.	Unid. Unid. Jgo. Jgo. Jgo.	226.71 171.56 45.00 45.00 3.50	1.00 1.00 2.00 2.00 8.00	226.71 171.56 90.00 90.00 28.00
1.06	SOPORTE DE RETENCIÓN / SUSPENSIÓN, ARMADO TS-3 Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 02 dados en los extremos (Según Requerimiento). Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 01 dado central (Según Requerimiento). Abrazadera Tipo CAS doble de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 200 mm. Ø. Para Riostra. Abrazadera Cuña de A°G° de 64 mm x 6.4 mm x 190 mm Ø. Para Cruceña de F°G° Perno Doble Armado de A°G° de 16 mm. Ø x 508 mm, provisto de 4T / 4C / 4A. Perno Doble Armado de A°G° de 16 mm. Ø x 457 mm, provisto de 4T / 4C / 4A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 254 mm, 152 mm. Maquinado; Provisto de Tuerca y Contratuerca. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 76 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 51 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno Ojo de A°G° de 16 mm. Ø x 305 mm, 152 mm. Maquinado; Provisto de Tuerca y Contratuerca. Tuerca-Ojo para Perno de 16 mm. Ø Arandela Cuadrada curva de A°G°, 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm. Ø	Unid. Unid. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Unid. Unid.	171.56 38.95 38.90 52.50 11.08 9.91 5.70 3.50 2.05 9.43 7.45 1.45	2.00 4.00 1.00 1.00 2.00 2.00 2.00 4.00 4.00 1.00 2.00 4.00	343.12 155.80 38.90 52.50 22.16 19.82 11.40 14.00 8.20 9.43 14.90 5.80
1.07	SOPORTE DE SECCIONAMIENTO TRIFÁSICO CON PARARRAYO, ARMADO PSEC-3P Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 02 dados en los extremos (Según Requerimiento). Cruceña F°G° de 64x64x2400 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ; con 03 dados (Según Requerimiento). Para secc.. Brazo-Soporte (Riostra) de Perfil Angular de A°G° de 64 x 64 x 1000 mm, e=6.4 mm, con agujero de 18 mm. de φ. Abrazadera Cuña de A°G° de 64 mm x 6.4 mm x 190 mm Ø. Para Cruceña de F°G° Abrazadera Tipo CAS doble de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 200 mm. Ø. Para Riostra. Abrazadera Media Cuña + Tipo partido de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 200 mm. Ø. Para Cruceña de F°G° (Secc.). Abrazadera tipo CAS simple de A°G° de 64 mm. x 6.4 mm. x 220 mm. Ø. Para Riostra. Perno Doble Armado de A°G° de 16 mm. Ø x 508 mm, provisto de 4T / 4C / 4A. Perno Doble Armado de A°G° de 16 mm. Ø x 457 mm, provisto de 4T / 4C / 4A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 102 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 76 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno de A°G° de 16 mm. Ø x 51 mm, hilo corrido; provisto T / C / 2A. Perno Ojo de A°G° de 16 mm. Ø x 305 mm, 152 mm. Maquinado; Provisto de Tuerca y Contratuerca. Tuerca-Ojo para Perno de 16 mm. Ø Arandela Cuadrada curva de A°G°, 57 x 57 x 5 mm, Agujero de 18 mm. Ø	Unid. Unid. Unid. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Jgo. Unid. Unid.	171.56 180.10 38.95 52.50 38.90 38.90 38.90 11.08 9.91 4.02 3.50 2.05 9.43 7.45 1.45	2.00 1.00 6.00 1.00 1.00 1.00 2.00 2.00 2.00 2.00 2.00 2.00 1.00 5.00 2.00	343.12 180.10 233.70 52.50 38.90 38.90 38.90 22.16 19.82 8.04 31.50 12.30 9.43 37.25 2.90
2.00	POSTES DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO				120,613.44
2.01	Poste de C.A.C. de 12 m/400 daN (Incluye perilla)	u	1,170.72	102.00	119,413.44
2.02	Poste de C.A.C. de 13 m/400 daN (Incluye perilla)	u	1,200.00	1.00	1,200.00
3.00	AISLADORES Y ACCESORIOS				70,573.43
3.01	Aislador de Porcelana Tipo Pin, Clase ANSI 56-4	u	198.00	302.00	59,796.00
3.02	Espiga de A°G° de 609 mm longitud, para Cabeza de Poste y Aislador ANSI 56-4	u	27.79	107.00	2,973.53
3.03	Espiga de A°G° para Cruceña y Aislador 56-4, de 432 mm longitud y Accesorios	u	40.02	195.00	7,803.90
4.00	AISLADORES DE SUSPENSIÓN Y ACCESORIOS				6,120.00
4.01	Aislador Polimérico con Conexión Horquilla (Estructural) y Lengüeta (Linea), de 36 KV y según Especificación Técnica.	Jgo.	68.00	90.00	6,120.00
5.00	CONDUCTOR DE ALEACIÓN DE ALUMINIO				135,840.00
5.01	Conductor de Aleación de Aluminio de 120 mm²	km	4,000.00	33.96	135,840.00

6.00	ACCESORIOS PARA CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO					34,731.05
6.01	Varilla de Armar prefabricada Simple para Conductor de 120 mm ²	u	15.00	480.00		7,200.00
6.02	Manguito de Empalme Automático para Conductor de 120 mm ²	u	27.49	2.00		54.98
6.05	Manguito de Reparación para Conductor de 120 mm ²	u	28.05	2.00		56.10
6.08	Grapa de Doble Via de Aluminio para Conductor de 120 mm ²	u	8.69	84.00		729.96
6.09	Amortiguador de Vibración Tipo Espiral para Conductor de 120 mm ²	u	47.54	450.00		21,393.00
6.10	Grapa de Angulo para Conductor de 120 mm ²	u	34.71	3.00		104.13
6.11	Grapa de Anclaje para Conductor de 120 mm ²	u	37.00	87.00		3,219.00
6.12	Alambre de Amarre Aluminio Recocido de 16 mm ²	m	0.93	756.00		703.08
6.13	Grillele de A°G° de 70KN	u	9.77	90.00		879.30
6.14	Cinta plana de armar para conductor de aluminio AAAC	m	4.50	87.00		391.50
7.00	CONDUCTOR DE COBRE					15,983.40
7.01	Conductor de Cobre Recocido, Cableado, de 25 mm ² , para Puesta a Tierra (Temple Suave)	m	7.80	1575.00		12,285.00
7.02	Conductor de Cobre Recocido, Cableado, de 35 mm ² , para Puesta a Tierra (Temple Duro)	m	10.50	120.00		1,260.00
7.03	Conductor de Cobre Forrado, de 25 mm ² , para Puesta a Tierra (Temple Duro)	m	20.32	120.00		2,438.40
8.00	MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS					84.33
8.04	Plantillas para identificación y/o codificación de Postes (Peligro, Identificación y/o codificación y Fases)	u	9.37	9.00		84.33
9.00	RETENIDAS Y ANCLAJES					10,280.50
9.01	Cable de Acero Grado Alta Resistencia de 10mmØ x 7 HILOS	m	3.93	435.00		1,709.55
9.02	Varilla de Anclaje de A°G° de 16 mm Ø x 2,40 m, provisto de Ojal Guardacabo en un extremo; Tuerca y Contratuerca en el otro	u	30.33	29.00		879.57
9.03	Grapa Paralela de A°G° de 152 mm de longitud, provista de tres pernos	u	8.38	116.00		972.08
9.04	Templador de F.G. de 19mmØ x 305mm Longitud	u	28.00	29.00		812.00
9.05	Canaleta Guardacable de 1,6mmx2,40m.	u	16.70	29.00		484.30
9.06	Alambre de A° G° Nº 12 Para Entorchado	m	0.72	174.00		125.28
9.07	Arandela de Anclaje, de A° G°, 102 x 102 x 5 mm, Agujero de 21 mm Ø	u	3.95	29.00		114.55
9.08	Abrazadera de 4 secciones para Retenida, de 75 mm de altura, 6,35 mm de espesor y 70 kN de resistencia. Diámetro según dimensiones del poste,	u	47.29	29.00		1,371.41
9.09	Enlace metálico, de 254 mm x 75 mm x 38 mm, de 70 kN de resistencia	u	19.44	29.00		563.76
9.10	Guardacabos de F°G° Para Cable de 10mm diam.	u	1.37	87.00		119.19
9.11	Aislador Polimerico con Conexión Horquilla (Estructura) y Lengüeta (Linea) de 36 kV, según Especificación Técnica. Para retenida.	u	59.70	29.00		1,731.30
9.12	Grillele de acero, de 70 kN de resistencia	u	9.66	29.00		280.14
9.14	Bloque de Concreto de 0,40 x 0,40 x 0,35 m	u	38.53	29.00		1,117.37
10.00	MATERIAL PARA PUESTA A TIERRA					5,594.44
10.01	Plancha Doblada de Cobre para toma a Tierra de Espigas y/o Pernos	u	6.96	250.00		1,740.00
10.02	Conector de Cobre Tipo Perno Partido para Conductor 25 mm ²	u	3.00	117.00		351.00
10.03	Electrodo de Cobre de 19 mm Ø x 2,40 m, roscado en la punta	u	198.00	9.00		1,782.00
10.04	Conector de Bronce para Electrodo de 19 mm Ø y Conductor de Cobre de 25 mm ²	u	12.00	9.00		108.00
10.05	Plancha de bronce de 400x200x5mm, con agujero de 18mm de diametro	u	8.90	9.00		80.10
10.06	Tuerca y Contra Tuerca de bronce para varilla de Cobre de 16 mm Ø	u	3.89	9.00		35.01
10.07	Caja Registro de Concreto para Puesta a Tierra 0,40 x 0,40 x 0,35 m	u	42.89	9.00		386.01
10.08	Tubo PVC SAP de luz Ø 3/4 Pulg x 0,60m Longitud	u	1.05	112.00		117.60
10.09	Plantilla para Señalización de Poste (Puesta a Tierra)	u	8.93	4.00		35.72
10.10	Cemento conductor	Bol.	68.50	14.00		959.00
11.00	EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA					17,181.93
11.01	Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsion (Cut-Out) de 27/38 kV, 100A, 170 kV-BIL.	u	380.00	3.00		1,140.00
11.02	Reconector Automático (Recloser), Trifásico de 27 kV, 170 kV-BIL	u	61,350.54	0.00		0.00
11.03	Fusible Tipo Expulsion de 20 A, Tipo K	u	9.31	3.00		27.93
11.04	Pararrayos de Linea de Oxido Metálico, 27 kV, 10 KA Clase 2 (material goma silicon y explosor)	u	678.90	21.00		14,256.90
11.05	Pararrayos de Oxido Metálico de 21kV, 170kVbil, 10 KA Clase 1.	u	585.70	3.00		1,757.10
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO					225,013.56
1.00	OBRAS PRELIMINARES					1,692.90
1.01	EXPEDIENTE DE REPLANTEO de obra Lineas Primarias, y Replanteo Topográfico, Ubicación de Estructuras e Ingeniería de Detalle	km	148.11	11.43		1,692.90
1.05	Estudio de Coordinación de la Protección y Balance de Cargas	Global	13,661.44	0.00		0.00
2.00	INSTALACION DE POSTES					61,459.16
2.01	Excavación en Terreno Tipo I (Arcilloso y Conglomerado)	m ³	61.62	83.30		5,132.95
2.02	Excavación en Terreno Tipo II (Rocoso)	m ³	194.14	55.53		10,780.59
2.03	Transporte de Poste de 12 m/400 daN de Almacén a Punto de Izaje	u	140.33	88.00		12,349.04
2.04	Transporte de Poste de 12 m/400 daN de Almacén a Punto de Izaje en Zona de Difícil Acceso	u	292.10	22.00		6,426.20
2.05	Transporte de Poste de 13 m/400 daN de Almacén a Punto de Izaje	u	159.73	1.00		159.73
2.07	Izaje, Identificación y/o codificación, y Señalización de Poste de 12 m/400 daN (*)	u	130.63	110.00		14,369.30
2.08	Izaje, Identificación y/o codificación, y Señalización de Poste de 13 m/400 daN (*)	u	165.06	1.00		165.06
2.10	Relleno, Compactación y cimentación de Poste 12m, en Terreno Tipo I y Tipo II	m ³	99.23	121.00		12,006.83
2.11	Relleno, Compactación y cimentación de Poste 13m, en Terreno Tipo I y Tipo II	m ³	99.23	0.70		69.46
3.00	INSTALACION DE RETENIDAS					8,547.29
3.01	Excavación en Terreno Tipo I (Arcilloso y Conglomerado)	m ³	61.62	22.62		1,393.84
3.02	Excavación en Terreno Tipo II (Rocoso)	m ³	194.14	9.86		1,914.22
3.03	Instalación de Retenida Inclinada	u	78.12	29.00		2,265.48
3.04	Relleno y compactación en terreno tipo I de retenida	u	99.23	22.33		2,215.81
3.05	Relleno y compactación en terreno tipo II de retenida	m ³	79.20	9.57		757.94
4.00	MONTAJE DE ARMADOS					11,192.21
4.01	SOPORTE DE SUSPENCIÓN 0° - 5° TRIFÁSICO, ARMADO PS1-3	Jgo.	89.60	95.00		8,512.00
4.02	SOPORTE DE ANGULO 30° - 60° TRIFÁSICO, ARMADO PA2-3	Jgo.	79.21	1.00		79.21
4.03	SOPORTE DE ANGULO 60° - 90°, ARMADO PA3-3	Jgo.	89.60	2.00		179.20
4.04	SOPORTE DE RETENCIÓN O ANCLAJE, ARMADO PR3-3	Jgo.	170.98	11.00		1,880.78
4.05	SOPORTE DE SUSPENCIÓN BIPOSTE EN H 0° - 5°, ARMADO PSH-3	Jgo.	150.96	1.00		150.96
4.06	SOPORTE DE RETENCIÓN / SUSPENCIÓN, ARMADO TS-3	Jgo.	223.14	1.00		223.14
4.07	SOPORTE DE SECCIONAMIENTO TRIFÁSICO CON PARARRAYO, ARMADO PSEC-3P	Jgo.	166.92	1.00		166.92
4.08	SOPORTE TRIFÁSICO CON RECLOSER Y PARARRAYO, ARMADO PSER-3P	Jgo.	360.46	0.00		0.00
5.00	MONTAJE DE CONDUCTORES					53,191.21
5.01	Tendido y Puesta en Flecha de Conductor de Aleación de aluminio de 120 mm ² , Por Fase, Incluye Instalación de Amortiguadores.	km	1,566.29	33.96		53,191.21
6.00	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA					6,844.12
6.01	Excavación en Terreno Tipo I (Arcilloso y Conglomerado)	m ³	61.62	7.23		445.51
6.02	Instalación de caja de registro para electrodo vertical	m ³	26.44	7.00		185.08
6.03	Instalación de Puesta a Tierra Tipo PAT-0 sin electrodo.	u	48.19	105.00		5,059.95
6.04	Instalación de Puesta a Tierra Tipo PAT-1 con un electrodo verticales.	u	58.74	7.00		411.18
6.05	Instalación de Puesta a Tierra Tipo PAT-2 con dos electrodos verticales.	u	88.57	1.00		88.57
6.06	Relleno y compactación de puesta a tierra con material adecuado	m ³	62.77	7.23		453.83

7.00	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO				5,793.41
7.01	Pruebas y Puesta en Servicio de Líneas Primarias	km	300.97	11.43	3,440.09
7.02	Expedientes Técnicos Final Conforme a Obra y de Concesión Rural de Líneas Primarias (1 Original + 3 Copias), incluye la presentación digitalizada de textos y planos en CD.	km	205.89	11.43	2,353.32
8.00	DESMONTAJE				76,493.26
8.01	Desmontaje de Armado de alineamiento, aisladores y acces. y traslado a almacén de Putina	Jgo.	98.55	63.00	6,208.65
8.02	Desmontaje de Armado de anclaje, aisladores y acces. y traslado a almacén de Putina	Jgo.	120.90	27.00	3,264.30
8.03	Desmontaje de Armado de seccionamiento y acces. y traslado a almacén de Putina	Jgo.	133.53	1.00	133.53
8.04	Desmontaje de postes de madera y resane de terreno	u	230.45	70.00	16,131.50
8.05	Desmontaje de postes de C° A° C° y resane de terreno	u	243.05	17.00	4,131.85
8.06	Desmontaje de retenidas simple y traslado a almacén de Putina	u	113.30	36.00	4,078.80
8.07	Desmontaje de conductor hasta 25-95 mm ² de Aluminio o Cobre e ingresado a almacén de Putina	km	1,240.73	34.29	42,544.63

RESUMEN					
A	MATERIALES				462,541.17
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO				225,013.56
C	TRANSPORTE			8% A	37,003.29
D	COSTO DIRECTO (A+B+C)				724,558.02
E	GASTOS GENERALES			12.5% D	90,569.75
F	UTILIDADES			8% D	57,964.64
G	COSTO TOTAL (sin IGV) S/.				873,092.42
H	IGV(18%)				157,156.64
COSTO TOTAL INCLUIDO IGV S/.					1,030,249.05

El costo total del proyecto asciende a **Un Millón Seiscientos Ochenta y Tres Mil Cuatrocientos Cuarenta y Nueve con 34/100 Nuevos Soles (S/. 1'683,449.34)** incluido IGV; tal como se detalla a continuación:

Tabla N° 4.17 : Valor referencial del proyecto

RESUMEN GENERAL		
ITEM	DESCRIPCION	S/.
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	705,397.56
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	422,114.19
C	TRANSPORTE (8%A)	56,431.80
D	COSTO DIRECTO (A+B+C)	1,183,943.55
	GASTOS GENERALES (12.5% D)	147,992.94
	UTILIDADES (8% D)	94,715.48
E	COSTO TOTAL (sin IGV)	1,426,651.98
	I.G.V. (18%)	256,797.36
COSTO TOTAL (con IGV)		1,683,449.34

Elaboración: Propia

4.3.1.7 CONFIABILIDAD DE PROPUESTA DE MEJORA

Por las constantes descargas en el alimentador 3003 por fenómenos atmosféricos y por falta de protección, se ha efectuado la reconfiguración y mejoramiento de la línea primaria 22.9kV, de acuerdo al siguiente criterio (Ver: trazo de ruta de, diagrama unifilar).

El análisis de flujo de carga y caída de tensión del sistema eléctrico, se ha efectuado con el programa DIGSILENT, modelamiento de la línea en DLT CAD, verificándose que

se obtenga una calidad de producto dentro de lo señalado en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos-NTCSER, que establece una caída de tensión máxima de $\pm 5\%$ en MT. Cuyos resultados se muestran en los Planos y Diagramas Unifilares, obteniéndose resultados satisfactorios con los reforzamientos requeridos en el escenario actual, y luego en el escenario proyectado. Además, con el mejoramiento de la línea primaria 22.9 kV, cumplirán con los sistemas de protección, las Distancias Mínimas de Seguridad y otros.

4.3.1.8 IMPACTO AMBIENTAL

Se identifica los impactos a los ambientes físicos, biológicos, socioeconómicos y de interés humano como resultado de la actividad eléctrica una vez puesta en marcha el proyecto en el área de influencia.

4.3.1.8.1 Matriz en la fase de construcción

Los resultados de la matriz de impacto ambiental en la fase de construcción presentarán impactos positivos y negativos, los que se dan a conocer a continuación.

4.3.1.8.1.1 Impactos ambientales positivos

Ocasionan la generación de puestos de trabajo para los pobladores, el uso de mano de obra, el ingreso económico adicional a sus actividades habituales, esto significa que estos efectos ocasionaran una mejor calidad de vida y un desarrollo sostenido.

4.3.1.8.1.2 Impactos ambientales negativos

Los impactos ambientales negativos de mayor a menor ponderación generados por las acciones humanas realizadas en el proyecto durante la construcción como la excavación de pozos, izaje de postes, tendido de cables ocasionarán una alteración del paisaje y suelo en forma moderada y puntual, los mismos que se remediaron al finalizar dichos trabajos.

4.3.1.8.2 Plan de contingencia

Tiene por objetivo establecer las acciones necesarias, a fin de prevenir y controlar desastres naturales y accidentes laborales que pudieran ocurrir en el área de trabajo.

CAPITULO V

V. CONCLUSIONES

PRIMERO: El análisis, optimización y evaluación realizada se enfocó en la detección de las causas de las fallas imprevistas en el alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, lo cual tienen una importancia específica, encontrando principalmente las fallas producidas por fenómenos de origen atmosférico y por las condiciones actuales que se encuentra la línea primaria 22.9 kV, con base a estos datos y resultados obtenidos se da la propuesta de independizar y optimizar el alimentador 3003, con un sistema de protección adecuado, concluyendo que con esto se puede tener una mayor confiabilidad en el servicio y operación de esta red eléctrica.

SEGUNDO: El análisis y evaluación a la situación actual del alimentador 3003 del Servicio Eléctrico Ananea, nos permitió encontrar el estado en que se encuentran las instalaciones como estructuras deterioradas en su mayoría, sus cables de guarda y puestas a tierra en mal estado, DMS, flechado y otros. Lo cual nos indica que se debe mejorar y/o optimizar la línea.

TERCERO: Utilizando la información estadística recopilada por la empresa, los usuarios o clientes a través de entrevistas, y visualización personal al sistema actual sobre la duración y frecuencia de fallas, las fallas forzadas fueron principalmente originadas a causa de las inclemencias del tiempo y por falta de sistemas de protección.

CUARTO: De la evaluación realizada, se tiene la propuesta viable de independizar el alimentador 3003 de doble terna desde la SET Ananea hasta el punto de derivación y de una terna hasta el CP. Rinconada, con un sistema de protección adecuado: como estructuras, el cable de guarda, puestas a tierra, pararrayos, aisladores y cambio total de la red.

CAPÍTULO VI

VI. RECOMENDACIONES

PRIMERO: Se recomienda ampliar el diagnóstico en la Línea Primaria 22.9 KV Ananea-Rinconada, así equipar con los sistemas de protección exclusivamente contra descargas atmosféricas y para poder reducir las fallas imprevistas y que se atienda a los usuarios con buena calidad de energía eléctrica.

SEGUNDO: Se recomienda elaborar los diagramas unifilares, planimetría de la línea, manuales, procedimientos, instructivos de trabajo, planes de contingencia entre otros que sea de necesidad de una operación y mantenimiento óptimo de las instalaciones de transmisión y distribución. Servicio Eléctrico de Ananea, debe tener el historial completo de todas las fallas eléctricas con todas sus causas de todos los años.

TERCERO: Se recomienda hacer un estudio de implementación de compensadores, ya que la zona minera Rinconada genera potencias reactivas.

CUARTO: También se recomienda la propuesta de capacitar al personal técnico, para que tenga bien desarrollada las habilidades necesarias para realizar sus actividades y en relación a las áreas que abarquen, ya que es una inversión que trae beneficios a la persona y a la empresa.

CAPITULO VII

VII. REFERENCIAS

- Electro Puno S.A.A. (2015). MEMORIA ANUAL. 125.
- Alvarez V., E. (2007). Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. *Generalidades - Protección de SEP*, (pág. 111). Puno.
- Alvarez V., E. (2007). Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia. *Protección de Sistemas de Distribución*, (pág. 58). Puno.
- Arce Laza, E. S. (Febrero de 2010). Estudio de Coordinación de Protecciones en Alta y Media Tensión en la Subestación "Machala" Propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. - Regional el Oro. *Tesis*, 352.
- Bullich, E. (s.f.). *Protección contra sobretensiones por descargas atmosféricas a tierra mediante pararrayos en líneas aéreas de media tensión*.
- COES-SINAC. (2008). *Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN*.
- Contreras, M. (2017). Pararrayos para aplicación en líneas de transmisión. *Curso de Capacitación EFECTO DE DESCARGAS SOBRE LT's* (pág. 13). Puno: División Energia TE Connectivity.

- Cuevas Camacho, A., & Hernandez Quintero, J. E. (2013). COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN. *Tesis*, 170.
- Gómez Gonzáles, Z. J. (2009). *Estudio de los Sistemas de Protección contra descargas atmosféricas y Puesta a tierra de la línea San Geronimo "A"-Santa Teresa N°2 a 400KV*. Venezuela: Tesis.
- Gonzales-Longatl, Francisco M. (agosto-septiembre de 2004). DIGSILENT PowerFactory. *Entrenamiento Básico*, 9.
- Hernández Zevallos, L. (s.f.). Sistema de Protección en Sistemas Eléctricos. *Sistemas de Protección*, (pág. 65). Arequipa.
- Jimenez Meza, O. R., Cantu Gutierrez, V., & Conde Enriquez, A. (2006). *Lineas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica*. Ciudad Universitaria San Nicolas de los Garza Nuevo Leon.
- Machaca Cuba, D. (2017). *EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 138 KV SAN GABÁN - MAZUKO ANTE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS*. Puno: Tesis.
- Magdalena del Mar. (2016). MÓDULO DE MONITOREO DE PLANES DE ACCIÓN DE ELECTRO PUNO. *Sistemas criticos de transmisión*. Puno.
- Maque Tinta, R. S. (2017). *Análisis, Diagnostico y propuesta de mejora de calidad de servicio a causa de fallas imprevistas en el Suministro Eléctrico en el distrito de Macusani-Carabaya*. Puno: Tesis.
- Ministerio de Energia y Minas. (2009). PERU SECTOR ELÉCTRICO. *Documento Promotor*, 40.

- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. (2011). 036.D. Sistemas con sólo una puesta a tierra (puesta a tierra en un punto o delta). En *Codigo Nacional de Electricidad - Suministro 2011* (pág. 38).
- MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. (s.f.). *Armados de estructuras*. SECCION 1: Líneas y Redes Primarias.
- Pajuelo, M., & Castro, J. (2014). *Sector Eléctrico*. PCR.
- PROCOBRE. (s.f.). *Sistemas de puesta a tierra*.
- R.D. N° 018-2003-EM/DGE. (2003). *Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural*. Lima - Perú.
- Ramirez Alanis, Margil S. (2005). *PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*. Universidad Autonoma de Nuevo Leon: FIME.
- Ravindranath, M. C. (1980). *Power System Protection and Switchgear* (1 ed.). Mexico: Limusa.
- Tito Fuentes, F. (2017). Protección Integral contra Descargas Atmosféricas. *Conferencia Magistral de PARA-RAYOS*. COLEGIO DE INGENIEROS DEL PERU CD PUNO.
- Tito Fuentes, F. (2017). Sistemas de Puesta a Tierra. *Conferencia Magistral de PARA-RAYOS Ingeniería en Protección Eléctrica*. CIP Puno.
- Turco Aliaga, I. (s.f.). INCIDENCIA DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN SOBRE LOS 3800 MSNM. *Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Universidad Nacional del Centro del Perú*, 31 pags.

ANEXOS

Anexo A: PLANO ACTUAL DE LA LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV - SALIDA 3003

Anexo B: PLANO DE VISTA PERFIL TOPOGRÁFICO DE LA LINEA PRIMARIA
22.9 KV - SALIDA 3003 (PROYECTADO)

Anexo C: PLANOS EN VISTA DE PLANTA DE LA LÍNEA PRIMARIA 22.9 KV –
SALIDA 3003 (PROYECTADO)

Anexo D: LAMINAS DE DETALLE