

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Influencia del nivel de aislamiento en las líneas de
transmisión de 60 kv-Huancayo 2017**

Francois German Gallegos García

Para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista

Huancayo, 2019

Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

ASESOR

Ing. Pedro Gurmendi Párraga

AGRADECIMIENTO

Agradezco al creador por la inmensa fortaleza y el aliento de vida que me brinda a seguir hacia adelante.

Agradezco a mis familiares que me apoyaron a esta etapa de mi vida, con gran esfuerzo y perseverancia. El sacrificio del día a día, de cada uno de ellos fue el significado para seguir adelante con este proyecto.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a la persona que tiene un gran significado para mí, un ejemplo a seguir con su forma de ser, es muy grato formar parte de su vida; estuvo juntamente con sus enseñanzas y valores instruidos desde el primer día de vida a pesar de las adversidades que se presentan en la vida.

ÍNDICE

PORTADA	I
ASESOR	II
AGRADECIMIENTO	III
DEDICATORIA	IV
ÍNDICE	V
LISTA DE TABLAS	VII
LISTA DE FIGURAS	VIII
LISTA DE FÓRMULAS	IX
RESUMEN	X
ABSTRACT	XI
INTRODUCCIÓN	XII
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO	13
1.1. Planteamiento del problema.....	13
1.1.1. Fundamento del problema	13
1.1.2. Problema general	14
1.1.3. Problemas específicos:	14
1.2. Objetivos:.....	15
1.2.1. Objetivo general:	15
1.2.2. Objetivo específico:	15
1.3. Justificación e importancia	15
1.4. Hipótesis.....	16
1.4.1. Hipótesis específicas:.....	16
1.5. Variables:.....	16
1.5.1. Variable independiente:.....	16
1.5.2. Variable dependiente:.....	17
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	19
2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	19
2.1.1. Antecedentes nacionales	19
2.1.2. Antecedentes internacionales	22
2.2. Sobretensiones.....	24
2.2.1. Sobretensiones Interiores	25
2.2.2. Sobretensiones exteriores.....	25
2.2.3. Fenómenos atmosféricos	25
2.3. Clasificación de sobretensiones	26
2.3.1. Sobretensiones de frente lento	26
2.3.2. Sobretensiones de frente rápido	26
2.3.3. Sobretensiones de frente muy rápido	26
2.4. Aislamiento eléctrico.....	28
2.4.1. Materiales	28
2.4.2. Materiales dieléctricos	31
2.5. Cálculo de nivel de aislamiento	34
2.5.1. Condiciones medioambientales para el cálculo de aislamiento:.....	34
2.5.2. Cálculo de distancia de aislamiento en aire.	34
2.5.3. Cálculo de aislamiento:	44
2.5.4. Contaminación de aislamiento eléctrico externo.....	45
2.5.5. Determinar el nivel de contaminación del aislamiento.	48
2.5.6. Cálculo del diseño de puesta a tierra.	49
2.6. Líneas de transmisión:	58
2.6.1. Propiedades eléctricas de los materiales:.....	58
2.6.2. Líneas eléctricas.....	60
2.7. Cálculos de línea de transmisión	66
2.7.1. Método de cálculo del circuito equivalente en “T”	66

2.7.2.	Método de cálculo del circuito equivalente en “TT”	68
2.8.	Puesta a tierra	70
2.8.1.	Datos	70
2.8.2.	Descripción del fenómeno	71
2.8.3.	Resistencia de puesta a tierra.....	72
2.8.4.	Métodos de Puesta a Tierra para instalaciones de Suministro Eléctrico y Telecomunicaciones	73
2.9.	Bases teóricas	76
2.9.1.	Efecto corona	76
2.9.2.	Descargas atmosféricas.....	76
2.9.3.	Mecanismos de incidencia de las descargas por rayo.....	82
2.9.4.	Protección contra rayos.....	85
2.9.5.	Pararrayos y descargadores de sobretensión	86
2.10.	Definición de términos básicos.....	88
2.10.1.	Resistencia	88
2.10.2.	Inductancia de un conductor	89
2.10.3.	La capacitancia.....	90
2.10.4.	La conductancia	90
2.10.5.	El nivel isoceraúnico.....	90
CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....		92
3.1.	MÉTODO, Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN	92
3.1.1.	Tipo investigación.....	92
3.1.2.	Nivel de investigación.....	92
3.1.3.	Método de investigación.....	93
3.2.	Diseño de la investigación.....	93
3.3.	Población y muestra	94
3.4.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	94
CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN		105
4.1.	RESULTADOS DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN	105
4.1.1.	Incidencia de fenómenos ambientales en la región	107
4.2.	Discusión de resultados	108
4.2.1.	Seguridad de las personas.....	108
4.2.2.	Operación del sistema.....	108
4.2.3.	Descargas atmosféricas.....	109
4.2.4.	Facilidad para el recorrido a tierra de las corrientes de fuga	109
4.2.5.	Selección de la alternativa	110
4.2.6.	Comportamiento de un SPT ante una descarga de rayo.....	111
4.3.	Comprobación de las hipótesis	112
CONCLUSIONES.....		123
RECOMENDACIONES		124
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		125
ANEXOS		128

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Operacionalización de variables.	17
Tabla 2: Principales características de las sobretensiones transitorias.....	28
Tabla 3: Humedad relativa de 77% y temperatura 15°C, se obtiene la humedad absoluta = 10 gr/m ³	36
Tabla 4: Coeficiente de corrección por humedad, se obtiene el valor de h = 1.06.....	37
Tabla 5: Factor de corrección exponencial, para obtener el valor de n, se toma la distancia fase tierra de una cadena de 1.50 m de longitud, n = 0.94	37
Tabla 6: Tensión disruptiva – air gap.	39
Tabla 7: Curvas típicas de los fabricantes de aisladores.....	41
Tabla 8: Sobretensión v/s air gap.	43
Tabla 9: Especificaciones técnicas de un aislador polimérico para LT en 60 kV.	45
Tabla 10: Grados de contaminación.	46
Tabla 11: Clasificación de terrenos diversos según el CNE utilización 2006.	52
Tabla 12: Sección mínima del conductor para sistemas de corriente alterna (CNE)	52
Tabla 13: Capacidad de conducción de la acometida o equivalente si utilizan conductores múltiples, cantidad de conductores en la tubería y tipo de aislamiento. CNE 2016 - Utilización.....	53
Tabla 14: Factor multiplicador para múltiples varillas	57
Tabla 15: Datos de medición de puestas a tierra en Ohmios de una línea de transmisión de 99 estructuras – mediciones hechas a cada estructura.	75
Tabla 16: Tipos de nube y el contenido de gotas de agua al interior de ellas.....	78
Tabla 17: Según el diámetro de las gotas de agua presentes en las nubes, las velocidades de precipitación por gravedad son:.....	78
Tabla 18: Tabla de valores relativos al rayo atmosférico.....	80
Tabla 19: Mediciones de resistividad del terreno; tramo de SE Parque industrial – SE Huancayo Este, línea de transmisión con 99 estructuras. [31].....	95
Tabla 20: Fallas en las líneas de transmisión en el sistema interconectado año - 2017.....	101
Tabla 21: Fallas a causa de fenómenos ambientales en las líneas de transmisión y otras fallas en el sistema interconectado	102
Tabla 22: Fallas a causa de fenómenos ambientales.....	105
Tabla 23: Otros tipos de falla	106
Tabla 24: Datos de fenómenos ambientales – otras fallas	107
Tabla 25: Incidencia de fallas por fenómenos ambientales que probabilidades se tendría en la región, en %.	107
Tabla 26: Comparación de ventajas y desventajas de las alternativas	110
Tabla 27: Niveles de aislamiento Fase-tierra, normalizados para los equipos con tensiones máximas de 52 kV - Um 300 kV	117
Tabla 28: Niveles de aislamiento Fase-fase, normalizados para los equipos con tensiones máximas de 52 kV - Um 300 kV	118
Tabla 29: Niveles de aislamiento Fase-tierra y Fase-Fase, normalizados para los equipos con tensiones máximas de Um 300 kV	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Método Wenner.....	50
Figura 2: Circuito equivalente de una línea de transmisión corta.	61
Figura 3: Diagramas fasoriales de una línea de transmisión corta.....	62
Figura 4: Circuito nominal TT de una línea de transmisión de longitud media.....	62
Figura 5: Diagrama esquemático de una línea de transmisión larga.....	63
Figura 6: Torre con retenida.....	65
Figura 7: Esquema del circuito equivalente en “T”.....	67
Figura 8: Diagrama vectorial de la línea en “T”.....	67
Figura 9: Esquema del circuito equivalente en “TT”.....	68
Figura 10: Diagrama vectorial de la línea en “TT”.....	69
Figura 11: Torres y vanos representados para incidencia de rayos en el vano.	71
Figura 12: Torres y vanos representados para incidencia de rayos en la torre.....	71
Figura 13: Aproximaciones de impedancias de onda para estructuras de líneas de transmisión típicas.	81
Figura 14: Distribución de tensiones ante caída de rayo en la torre.....	84
Figura 15: Tensiones inducidas por caída de un rayo atmosférico en vértices de una torre, no incluye tensiones a frecuencia industrial.....	85
Figura 16: Mapa de niveles isoceraúnico.....	91
Figura 17: Tipo de terreno en relación con la resistividad	99
Figura 18: Cantidad de fallas anuales - 2017	103
Figura 19: Relación de, resistividad del terreno - PAT.....	103
Figura 20: Descarga de rayo, Probabilidad – tiempo en (μ s)	111
Figura 21: Descarga de rayo, Probabilidad – intensidad en (kA)	111
Figura 22: Número de fallas por: tipo y causa en Línea de Transmisión.	116

LISTA DE FÓRMULAS

Fórmula 1: Tensión de sostenimiento	35
Fórmula 2: Tensión crítica disruptiva en condiciones estándar:.....	35
Fórmula 3: Corrección por factores atmosféricos:.....	35
Fórmula 4: Densidad relativa del aire:	38
Fórmula 5 Correcciones por factores meteorológicos:	38
Fórmula 6: Tensión crítica disruptiva:	40
Fórmula 7: Distancia de fuga	44
Fórmula 8: Factor de corrección debido a la altitud.	44
Fórmula 9: Resistividad	50
Fórmula 10: Resistencia de un volumen de tierra.....	50
Fórmula 11: Resistencia de estructura.	55
Fórmula 12: Resistencia de puesta a tierra	55
Fórmula 13: Resistencia mutua.....	56
Fórmula 14: Resistencia cuando se conecta un contrapeso	57
Fórmula 15: Velocidad de propagación de las ondas en la línea.	82

RESUMEN

En una línea de transmisión eléctrica la base de un servicio constante es la de mantener niveles adecuados de aislamiento eléctrico entre conductor de fase – estructura, conductor de fase – fase. En el presente proyecto se abordará con énfasis cuales son las causas y como se ve afectado el nivel de aislamiento bajo las condiciones medioambientales presentes durante el año 2017; en relación con el Sistema Interconectado Nacional. Los principales problemas fundamentales de los sistemas de transmisión de la región son con frecuencia las interrupciones por fallas ocurridas en las líneas de transmisión y las diferentes líneas del sistema interconectado nacional, los principales efectos que pueden producir estos problemas en la región Junín, especialmente en la ciudad de Huancayo que generan pérdidas económicas a la empresa prestadora del servicio eléctrico; el objetivo general es determinar el nivel óptimo de aislamiento en una línea de transmisión de 60 kV en la ciudad de Huancayo, para lo cual, se emplearon el método científico del nivel descriptivo correlacional con un diseño no experimental de corte transversal del tipo descriptivo, finalmente se concluye que el 72% de las mediciones están por debajo del reglamento y las causas más relevantes son los fenómenos ambientales que representan según datos obtenidos un 56% frente los problemas de diferentes orígenes que representan un 44%, solo en la línea de transmisión en el periodo del año 2017.

Palabras clave: Resistencia, resistividad, Líneas de Transmisión, puestas a tierra, sobretensiones, descargas atmosféricas, fallas, nivel de aislamiento.

ABSTRACT

In a power transmission line the basis of a constant service is to maintain adequate levels of electrical insulation between phase - structure conductor, phase - phase conductor. This project will address with emphasis what the causes are and how the level of isolation is affected under the environmental conditions present during 2017; in relation to the National Interconnected System. The fundamental main problems of the transmission systems of the region are frequently interruptions due to faults occurred in transmission lines and the different lines of the national interconnected system, the main effects that these problems can produce in the Junín region, especially in the city of Huancayo that generate economic losses to the company providing the electric service, the general objective is to determine the optimum level of insulation in a 60 kV transmission line in the city of Huancayo, for which the scientific method of the descriptive correlational level was used with a Non-experimental cross-sectional design of the descriptive type, finally it is concluded that 72% of the measurements are below the regulation and the most relevant causes are the environmental phenomena that represent 56% according to the data obtained from the problems of different origins that represent 44%, only on the transmission line n in the period 2017.

Keywords: Resistance, resistivity, transmission lines, grounding, overvoltages, atmospheric discharges, faults, insulation level.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de investigación que trata sobre la “Influencia del nivel de aislamiento en las líneas de transmisión de 60 kV – Huancayo 2017”, se buscará identificar los principales problemas que causan las fallas en el nivel de aislamiento en una línea de transmisión.

Asimismo, se desarrollará el estudio de las descargas atmosféricas que se presentan a lo largo de la línea y cómo repercute en la transmisión de energía y especialmente las fallas de aislamiento que puedan presentar los elementos de soporte del cable en la línea de transmisión.

Los elementos principales de la línea de transmisión para evitar las pérdidas de potencia son los aisladores eléctricos en las cuales existen muchos problemas y defectos que puedan presentar según el material que se va utilizar y es necesario protegerlos de las descargas atmosféricas; las cuales son perjudiciales para esos componentes, por ello, en el presente proyecto se explicará cuáles son los principales riesgos que suceden al estar expuestos sobre la incidencia de una descarga atmosférica, sobre una fase y/o sobre el cable de guarda en una línea de transmisión del nivel de tensión en 60 kV y cómo reducir estos impactos a través de un sistema de puesta a tierra con valores de medidas bajas. La importancia, de una puesta a tierra para dichos fenómenos; como se tiene que evaluar y que especificaciones se debe contar para que la descarga de Rayo no afecte a la transmisión de energía eléctrica.

En el primer capítulo se describe cuáles son los principales problemas que ocurren en una línea de transmisión eléctrica y cómo se justifica el presente trabajo que se va desarrollar, en el segundo capítulo se describe el marco teórico del trabajo de investigación, en el tercer capítulo se explica el método utilizado en el desarrollo del presente proyecto y el alcance de la investigación realizada, el cuarto capítulo explica los resultados y comprobación de las hipótesis del tratamiento y análisis de la información de los resultados obtenidos y por último se presenta las conclusiones a las que se arriban, además de la importancia y las recomendaciones del estudio realizado.

El autor.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En una línea de transmisión eléctrica la base de un servicio constante es la de mantener niveles adecuados de aislamiento eléctrico entre conductor de fase – estructura, conductor de fase – fase. En el presente proyecto se abordará con énfasis cuales son las causas y como se ve afectado el nivel de aislamiento bajo las condiciones medioambientales presentes durante el año 2017; en relación con el Sistema Interconectado Nacional. Los principales problemas de los sistemas de transmisión de energía eléctrica son con frecuencia las interrupciones por fallas ocurridas en las líneas de transmisión

Las fallas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión, llegan a registrar porcentajes muy elevados, más del 70% de las salidas por falla. En las líneas que atraviesan regiones con altitudes sobre el nivel del mar, debe revisarse que la longitud de las cadenas de aisladores se seleccione aplicando los factores de corrección pertinentes. Es necesario revisar la posición que los hilos de guarda adoptan con respecto a los conductores de fase, la cual puede modificarse considerablemente, dejando a los conductores de fase más expuestos a las descargas atmosféricas.

1.1.1. FUNDAMENTO DEL PROBLEMA

Es de suma importancia el aislamiento en las líneas de transmisión debido a los problemas más frecuentes como: interrupciones en el circuito de alimentación de una sub estación (estos problemas se originan en las líneas aéreas expuestas al

medio ambiente y agentes contaminantes durante su recorrido), por lo cual, se deben considerar los principales efectos que ocurren en el circuito de la línea de transmisión con el propósito de minimizar los problemas de fallas a tierra y otros efectos asociadas en la transmisión de energía eléctrica a grandes distancias.

Es muy importante el estudio y los cálculos básicos de los problemas frecuentes en las líneas de transmisión eléctrica, los elementos principales a tomar en cuenta en el estudio de este proyecto de investigación son los aislamientos, distancias de fuga, cuáles son las causas que originan las fallas y posterior deterioro de los elementos aislantes de la Línea de Transmisión, ya que un mal aislamiento durante el suministro de energía eléctrica ocasionará pérdidas económicas a la empresa prestadora de servicio eléctrico.

Por ello, es muy elemental importante que en una Línea de Transmisión existan pérdidas mínimas y se reduzcan las fallas presentes en el suministro de energía eléctrica, tales como: descargas atmosféricas, fallas en el equipo, averías que no se identifican, entre otros.

1.1.2. PROBLEMA GENERAL

¿El nivel de aislamiento influye en las interrupciones de las líneas de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo?

1.1.3. PROBLEMAS ESPECÍFICOS:

- ¿Cuáles son las causas de las interrupciones en el nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo?
- ¿Qué problemas principales influyen en la calidad de la energía eléctrica en las líneas de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo?

1.2. OBJETIVOS:

1.2.1. OBJETIVO GENERAL:

Determinar las causas que afectan al nivel de aislamiento en una línea de transmisión de 60 kV en la ciudad de Huancayo en base a las condiciones ambientales presentes durante el año 2017.

1.2.2. OBJETIVO ESPECÍFICO:

- Analizar las causas de las interrupciones por el nivel de aislamientos de las líneas de transmisión de 60 kV de acuerdo a las condiciones ambientales presentes durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.
- Determinar la calidad de la energía eléctrica en las líneas de transmisión de 60kV según condiciones ambientales durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

Las interrupciones que existen en los alimentadores o LT de las principales fuentes de transformación en la ciudad de Huancayo son a causa de fallas de diferentes orígenes. Las líneas de transmisión suelen ser de niveles reducidos, en este caso mencionaremos líneas de transmisión de 60 kV que cierran el anillo S.E. Huayucachi, S.E. Huancayo Este, S.E. Salesiano Santa Rosa y S.E. Parque Industrial, en los cuales se tiene fallas (fenómenos ambientales y otras fallas) durante el año 2017 con una pérdida de energía, en mayor grado es el mes de enero por tener un clima verano-invierno.

Uno de los temas relevantes que tomaremos en cuenta en el presente trabajo de investigación será el nivel de aislamiento eléctrico; y que factores pueden afectar durante su operación, reduciendo su valor y presentar problemas; como fallas en los elementos de aislamiento durante la transmisión de energía eléctrica, el cual presentaría deficiencias para un servicio constante y con buena calidad de energía eléctrica.

Lo más importante de una línea de transmisión es el aislamiento que existe en el recorrido de la línea, los aisladores son de material polimérico, cerámica y de vidrio, los cuales se encargan de evitar las fugas excesivas de tensión hacia la tierra o una descarga a tierra, los cuales, se reflejan en las pérdidas de potencia y variaciones de tensión en la llegada

del alimentador; en resumen se estaría brindando una mala calidad de energía a los usuarios y esto se expresa en pérdidas económicas para la empresa prestadora de servicio eléctrico.

1.4. HIPÓTESIS

Influye el nivel de aislamiento en una línea de transmisión de 60 kV bajo condiciones ambientales durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

1.4.1. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS:

- Las interrupciones de origen por fallas influyen en el nivel de aislamiento de la línea de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.
- El nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV influye en la calidad de la energía eléctrica durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

1.5. VARIABLES:

1.5.1. VARIABLE INDEPENDIENTE:

Nivel de aislamiento: Se conoce el nivel de aislamiento a la distancia de la línea de fuga de un aislador, distancias entre fase a tierra y distancias de fase a fase y sus características que se presentan bajo condiciones ambientales. Está ligado al aislamiento eléctrico que tiene un material o equipo para soportar los esfuerzos dieléctricos sin presentar deterioros, fallas y daños que afecten su función de aislante eléctrico. Los materiales de los cuales están constituidos son: cerámicos, vidrios, y/o poliméricos, los cuales son rigurosamente inspeccionados y se someten a pruebas que resulten efectivas, para luego ser utilizadas en la transmisión de energía eléctrica en diferentes niveles de tensión.

1.5.2. VARIABLE DEPENDIENTE:

Líneas de transmisión de 60 kV: Es uno de los niveles de energía eléctrica establecidas para la transmisión de energía, se le considera alta tensión, según el Código Nacional de Electricidad (Suministro 2011). Así mismo este nivel de energía ya es peligroso para el interior de la ciudad por ello la red de tendido se realiza por avenidas; lejos de edificaciones que puedan afectar su libre recorrido. Por ende, está expuesto a diferentes factores que afectan su funcionamiento, así como se menciona fallas por problemas de aislamiento, factores ambientales y otros. En la **tabla N°01** se detalla las variables.

Tabla 1: Operacionalización de variables.

VARIABLE	DIMENSIONES	INDICADORES												
X= NIVEL DE AISLAMIENTO	Sobretensiones atmosféricas	A.- Sobretensiones de frente lento B.- Sobretensiones de frente rápido. C.- Sobretensiones de frente muy rápido.												
	Sobretensiones a frecuencia industrial en seco	Los niveles de aislamiento que se aplicaran a la línea, o redes primarias en condiciones estándar. <table border="1"> <thead> <tr> <th>Tensión nominal entre fases (kV)</th> <th>Tensión máxima entre fases (kV)</th> <th>Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)</th> <th>Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>22,9/13,2</td> <td>25/14,5</td> <td>125</td> <td>50</td> </tr> <tr> <td>22,9</td> <td>25</td> <td>125</td> <td>50</td> </tr> </tbody> </table>	Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)	22,9/13,2	25/14,5	125	50	22,9	25	125	50
	Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Tensión de sostenimiento a la onda 1,2/50 entre fases y fase a tierra (kVp)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase-tierra (kV)										
22,9/13,2	25/14,5	125	50											
22,9	25	125	50											
Contaminación ambiental (NORMA IEC 815)	<ul style="list-style-type: none"> Nivel I – Ligero. Nivel II – Medio. Nivel III – Pesado. Nivel IV – Muy pesado. 													
Y = LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 60 KV	Conductores	<ul style="list-style-type: none"> Calibres y longitudes Método del circuito equivalente en “T”. Método del circuito equivalente en “TT” Cable de guarda 												
	Nivel de tensión	<ul style="list-style-type: none"> 60 kV 												
	Parámetros eléctricos	<ul style="list-style-type: none"> Efecto resistivo Efecto inductivo Efecto Capacidad del aislador. Efecto corona Resistencia electromecánica nominal. Conductancia 												

	Modelamiento y desempeño	<ul style="list-style-type: none">• Ángulo de deflexión de la línea.• Topografía del trazado.• Tendido de la línea.
--	--------------------------	---

Fuente: Elaboración propia:

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

2.1.1. ANTECEDENTES NACIONALES

Según ECHEVERRÍA, Erasmo. “Modelado de análisis de la respuesta transitoria de puesta a tierra no extensas”. Trabajo de titulación. Manifiesta que en nuestro medio y en otras latitudes, las puestas a tierra en zonas de descargas atmosféricas, todavía no se dimensionan aplicando el modelado de la respuesta dinámica entre las corrientes de Rayo; de allí que el desempeño de las líneas de transmisión frente a las descargas atmosféricas presenta tasas de salida.

La deducción del modelo matemático de las impedancias de las puestas a tierra de las estructuras de transmisión, constituyen una técnica importante para el análisis del desempeño que están sometidas ante los eventos de corriente de impulso de Rayo. Los estudios preliminares desarrollados han servido como herramienta para obtener el modelo que represente el evento electromagnético con la mejor aproximación posible y eficacia solución. Después de un amplio examen y discriminación de los estudios de la bibliografía técnica sobre el tema, se detectó la carencia de trabajos teóricos con sustento práctico; sin embargo, se ha logrado unificar los criterios e identificado las teorías desarrolladas para el cálculo de puesta a tierra simples con respuesta ante transitorios de corrientes de impulso de Rayo; entre ellas destacan la Teoría de Campos Electromagnéticos, la Teoría de Líneas de Transmisión y la Teoría de Circuitos.

Se ha demostrado la aplicabilidad del modelo de Puesta a Tierra (PT) con aproximación a la Línea de Transmisión para controlar y/o disminuir las fallas del aislamiento de las Líneas Eléctricas de Potencia ante descargas de corriente de Rayo, destacando que los estudios comparativos encontrados en la literatura especializada corresponden a esquemas o armados de aterramientos simples de electrodo único, condición adoptada en este trabajo. Estos electrodos elementales son la base del modelado para el cálculo de la impedancia de Puesta a Tierra para torres de Líneas de Transmisión (LT) con aplicaciones específicas.

En el capítulo que se estudió la puestas a tierra con respuesta dinámica a corrientes de impulso, constituida por un único electrodo de geometría simple, modelado por aproximación a una Línea de Transmisión y en el capítulo 6 se estudió configuraciones compuestas que permite reducir la impedancia de impulso en suelos de baja y alta Resistividad haciendo posible la selección de la Puesta a Tierra para torres de LT, regulados por la longitud eficaz del electrodo y logrando eficacia en la protección del aislamiento.

La simplicidad del modelado de puesta a tierra aproximado a una línea de LT, se acompaña de la facilidad de su implementación utilizando el ATP, en cuyo ambiente de simulación es posible realizar análisis en el dominio del tiempo y de la frecuencia donde los parámetros de interés como la sobretensión máxima e Impedancia de Impulso pueden ser fácilmente obtenidos; cumpliendo con las características de precisión y simplicidad que debe tener un modelo.

El análisis de la respuesta de la puesta a tierra a fenómenos transitorios de Impulso como las descargas de rayos sobre las Líneas Eléctricas viene asociada a la necesidad de reducir el valor de la impedancia de la PT en las estructuras que constituye una importante técnica para revelar la mejora del desempeño de la PT cuando es sometida a estos eventos transitorios evitando descargas inversas ("*Backflashover*") que ocasionan fallas permanentes con salidas de servicio. [01]

SÁNCHEZ Merlo, Miguel. Diseño de la sub estación de potencia Comarsa de 6/7.5 MVA (ONAN/ANAF) de 66/22.9 kV de la compañía minera Santa Rosa S. A. Trabajo de titulación. La sub estación de potencia Comarsa será fuente de alimentación centralizada a las diferentes cargas conformadas por diferentes compañías mineras asociadas, lo que permitirá, que el suministro de energía eléctrica esté garantizado de manera continua, eficiente y con niveles aceptables de calidad.

De acuerdo a los resultados obtenidos de las tensiones de toque e de paso muestran que están por debajo de las tensiones máximas permisibles, por lo que estos resultados se garantizan la seguridad personal

Así mismo, a fin de garantizar el control de los potenciales anormales y sobre todo a la evacuación y dispersión de diversas corrientes de falla que pueden ocurrir en la sub estación, se ha previsto la instalación de electrodos de puesta a tierra en 07 vértices de la malla, por lo que la evacuación de corrientes de falla a tierra será rápida, permitiendo el retorno de corrientes de operación normal. De los resultados y del sistema de puesta a tierra multivarilla no es necesario considerar contrapesos, ya que ellos se utilizan en terrenos que sean lecho rocoso o que no se puedan instalar electrodos.

Debido al alto grado de contaminación y a las lluvias existentes se ha considerado un nivel medio de polución que establece que los aislantes de los equipos tengan una distancia de fuga mínima de 31 mm/kV, de acuerdo a la norma IEC N° 815.

De los análisis efectuados se concluye que la alternativa técnica más apropiada es utilizar barras colectoras rígidas tubulares de cobre para las barras de 66 kV; 22.9 kV, con conductor de 236 mm² de sección. [2]

Según CESPEDES Zúñiga, Alfredo. "Diseño de mejora de calidad para la puesta en servicio de la línea de transmisión Villa Rica – Puerto Bermudez de 60 kV". Trabajo de titulación. Se concluye que la coordinación de protección actúa frente a la calidad de suministro de la energía eléctrica y la reducción de tiempos de actuación de los equipos ante una perturbación frente al sistema eléctrico de la subestación Chumpe.

Finalmente, se concluye que la coordinación de protección influye directamente en la calidad de suministro, ya que, se analiza desde un punto de conexión y relación con las variables e indicadores y se ve continuidad, mejora con menos interferencias e interrupciones en la minera.

El presente trabajo proporciona una guía práctica para establecer un sistema simple para monitorear la energía, a la vez muestra como las curvas de coordinación de los equipos pueden reducir el costo de su operación y mantenimiento, haciendo uso de la información cotidiana acerca de la energía y sus procesos en el sistema eléctrico de la subestación Chumpe. [3].

2.1.2. ANTECEDENTES INTERNACIONALES

Según ROCHA Orosco, Oscar. "Impacto de la coordinación de aislamiento en el dimensionamiento eléctrico en torres de líneas de transmisión". Trabajo de titulación. Define al final de este trabajo". Me ha dejado una grata experiencia en el cálculo de las distancias mínimas y selección del tipo de aislamiento más apropiado para que las líneas de transmisión de energía eléctrica presenten los índices de salidas más bajos posibles.

Por desgracia, las empresas que se dedican a la construcción, operación y mantenimiento de equipos de producción y distribución de este tipo de energía tienen por lo regular la política de adquisición de equipos y materiales a determinados proveedores, los cuales en muchas ocasiones no tienen información complementaria de sus equipos en venta – ya sea por protección de ellos mismos y/o por la venta de importación de estos equipos que son muy elevados en comparación con las pérdidas económicas debido a las salidas de las líneas por las fallas en los aislamientos propiamente dicho.

A estas fechas se han hecho estudios sobre este tema de la Coordinación en todo el mundo, - incluyendo México -; creando la hipótesis de que en niveles de tensión en líneas de 765 kV o más la contaminación del aislamiento parece ser el más importante e inclusive el que controla el diseño del aislamiento. En muchos casos, la contaminación puede ser un factor decisivo en todos los voltajes, pero otros factores pueden intervenir en esto como son: los claros mecánicos, efectos corona y ondas irruptivas del aislamiento, y las sobretensiones causadas por rayo y maniobra. Y dentro de las sobretensiones el calcular las distancias mínimas de seguridad para el mantenimiento de las líneas energizadas (Línea viva), - pero esto está en proceso de estudio.

Este trabajo queda abierto a la inquietud de saber sobre la Coordinación de Aislamiento y los múltiples factores que intervienen en ella para su complemento y/o mejoramiento, de esta forma se ofrecen resultados satisfactorios en la operación de las Líneas de Transmisión, Preferentemente en Líneas Mexicanas. [4]

Según ALFARO Hernández, Juan. Técnicas de prueba para envejecimiento acelerado de aislamiento no cerámico, corroboración con mediciones de campo eléctrico. Trabajo de titulación. Gracias a las ventajas que poseen los aisladores no cerámicos sobre los aisladores de porcelana o vidrio, su uso se ha incrementado en los últimos 12 años tiene la ventaja de poseer una superficie hidrofóbica, es una

de sus características más importante, un peso mucho menor comparado con sus contrapartes cerámicas y una cubierta no explosiva ha hecho posible su buen rendimiento.

Sin embargo, los aisladores no cerámicos están expuestos a la acción del medio ambiente y a las condiciones de operación. Con el tiempo sus propiedades iniciales van cambiando y van sufriendo daño lo que se conoce como envejecimiento. El desarrollo del envejecimiento origina diferentes mecanismos de degradación como la formación de giseo (formación de polvo fino) sobre la cubierta del aislador, la formación de tracking (efecto corona que es la pérdida de material combinado con la formación de un camino conductor- se presenta de una forma ramificada sobre la superficie) en la cubierta e inclusive en el núcleo del aislador, la pérdida de la hidrofobicidad, la formación de perforaciones sobre la superficie del aislador y la corrosión de las partes metálicas entre otros mecanismos. Por lo tanto, es de suma importancia conocer la forma en que los aisladores no cerámicos o aisladores poliméricos son construidos, los tipos de materiales utilizados en su fabricación y los métodos de acoplamiento de las partes metálicas (herrajes) así como los diferentes procesos que conllevan al envejecimiento.

El envejecimiento es producido principalmente por: los procesos mecánicos como tensiones de carga que debilitan a la barra de fibra de vidrio y las terminales; por procesos eléctricos como el proceso de flameo, los arcos parciales y la aparición de corona, que van degradando poco a poco la superficie del aislador, por procesos químicos, por procesos térmicos, por el ingreso de agua y por la exposición a la radiación ultravioleta.

El aislador es una de las principales partes en los sistemas de transmisión, sin embargo, está sujeto al envejecimiento, motivo por el cual se han desarrollado diferentes metodologías de evaluación que permiten detectar la presencia y evolución de los defectos antes de que llegue a presentarse alguna falla y la línea quede fuera de servicio. La metodología de campo eléctrico es una de ellas y tiene la ventaja de que no es necesario sacar de servicio la línea para poder revisar algún aislador que se sospeche pueda causar una falla. [5]

Menciona MARTINEZ Rodríguez, Jesús. "Método para evaluar la calidad del aislamiento en terminales de media tensión a partir de pruebas de HI-POT". Trabajo de titulación. Las tendencias en las redes de distribución, incluyendo los sistemas eléctricos industriales son utilizados en los sistemas subterráneos. Esto

incrementara el número de interconexiones con los sistemas de distribución aéreos a través de terminales con empalmes.

La apropiada instalación de los terminales y empalmes permiten aumentar la confiabilidad de las instalaciones, considerando los límites de operación por sobrevoltajes originados por distintas razones: como descargas atmosféricas, maniobras de cierre y apertura de interruptores y seccionadores y ferresonancia entre otras.

El problema principal asociado a la instalación de terminales y empalmes es la presencia de corriente de fuga, significa que el aislamiento del cable está degradado, lo cual puede ocurrir por diversas razones, como son el daño físico durante la instalación de la terminal (o empalme), humedad o aire atrapado. Estos factores provocan la falla de la terminal en forma prematura; en tal sentido, se considera que el tiempo de vida útil del cable debe ser de 25 ó 30 años aproximadamente.

Una alternativa para evaluar la integridad del aislamiento después del montaje de un terminal es a través de una prueba de Hi-Pot, que consiste en aplicar un voltaje de cd entre la terminal y el aislamiento, luego medir la corriente de fuga resultante. La prueba se hace en etapas hasta un valor máximo de voltaje que depende del voltaje de operación nominal del cable, plasmando en una gráfica del comportamiento de la corriente de fuga.

Tradicionalmente, el criterio utilizado para determinar el estado del aislamiento después del montaje se basa en la estabilización de la corriente de fuga hacia la parte final de la prueba de Hi-Pot, de tal forma que, con independencia del valor final de la corriente de fuga, si ésta se estabiliza en un valor final, se considera que la instalación fue correcta, y se acepta para su operación. En caso contrario, si la corriente presenta una tendencia a aumentar para valores de voltajes mayores, se considera que hubo problemas en la instalación, y el montaje no se acepta. [6]

2.2. SOBRETENSIONES

Son las tensiones transitorias, cuyos valores sobrepasen al de la tensión máxima permanentemente admisible en los equipos eléctricos, sin tener frecuencia de servicio.

Las sobretensiones pueden limitarse en su magnitud por pararrayos u otras medidas de protección contra sobretensiones.

Según su naturaleza, hay que distinguir entre sobretensiones externas (de origen atmosférico) y sobretensiones internas, provocados por la red o durante el servicio (sobretensiones por maniobras). [7]

2.2.1. SOBRETENSIONES INTERIORES

“Las sobretensiones interiores resultan de fenómenos transitorios, por ejemplo, en caso de pérdidas o cortos circuitos a tierra, así como al conectar o desconectar líneas o transformadores. Su magnitud depende de la naturaleza de la avería, de la configuración del punto estrella de la red, de las características de las maniobras y también de las características de la red.

Las sobretensiones interiores pueden producirse también por fenómenos de resonancia de la red; ejemplo, por ferresonancia. [7]

2.2.2. SOBRETENSIONES EXTERIORES

Son las sobretensiones provocadas por rayos directos, las caídas de las líneas aéreas son un peligro especial para el aislamiento de las instalaciones. Según sea la cabeza o la cola del rayo la que descarga en el cable, la tensión puede aumentar bruscamente a unos 1000kV. En caso de descarga inversa con un frente de pendiente muy elevada. El esfuerzo del aislamiento de la instalación aumenta aún más si estas ondas se reflejan al final de un circuito abierto. Duplicándose la tensión. [7].

Son sobretensiones generalmente unidireccionales de muy corta duración T_2 , $T_2 \leq 300 \mu s$, tiene una amplitud muy superior al valor nominal del sistema (4 a 6 veces)”; sus causas más comunes son:

- Descargas atmosféricas conducidas.
- Descargas atmosféricas inducidas.
- Descargas atmosféricas directas en las redes aéreas. [8]

2.2.3. FENÓMENOS ATMOSFÉRICOS

Aporte propio; son todas aquellas descargas eléctricas producidos a causa de los fenómenos naturales que ocurren en el interior de la atmósfera terrestre y son

bastante perjudiciales para los diferentes sistemas eléctricos, tales como: Líneas de transmisión, líneas en media tensión y baja tensión, así como también para los sistemas electrónicos que interactúan en los sistemas anteriormente mencionadas; especialmente en las líneas de transmisión. [8]

2.3. CLASIFICACIÓN DE SOBRETENSIONES

Se dividen en tres grandes grupos los cuales desarrollamos a continuación:

2.3.1. SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO

Es una sobretensión generalmente unidireccional con tiempo de subida $T1$, $0.1 < T1 < 5000 \mu s$ y tiempo de cola $T2 \leq 20ms$. Las causas más comunes de las sobretensiones de frente lento son:

- Energización de redes.
- Re-cierre o maniobras en el sistema.
- Despeje de fallas monofásicas.
- Rechazo de carga. [8]

2.3.2. SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO

Son sobretensiones generalmente unidireccionales de muy corta duración $T2$, $T2 \leq 300 \mu s$, tiene una amplitud muy superior al valor nominal del sistema (4 a 6 veces); sus causas más comunes son:

- Descargas atmosféricas conducidas.
- Descargas atmosféricas inducidas.
- Descargas atmosféricas directas en las redes aéreas. [8]

2.3.3. SOBRETENSIONES DE FRENTE MUY RÁPIDO

El valor de estas sobretensiones aumenta rápidamente, pues es alcanzado en menos de $1\mu s$. La oscilación posterior al frente de onda tiene una frecuencia

aproximada de 1 MHz y duración menor a 3 ms. Las causas más comunes de este tipo de sobretensiones son:

- Maniobras en subestaciones de media tensión.
- Fallas en subestaciones de media tensión.

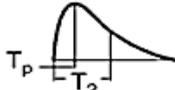
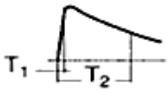
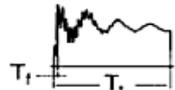
En **la tabla N° 2** se observan las formas de onda, características de cada tipo de sobretensión transitoria junto con sus principales parámetros de acuerdo con lo presentado en la norma IEC 60071-1.

Como ya se estableció, las sobretensiones pueden clasificarse a partir de su forma de onda y este parámetro se relaciona con su causa, por lo cual, al momento de analizar las sobretensiones, algunos de los parámetros más importantes a determinar son:

- Valor pico.
- Duración del fenómeno.

Estos parámetros son el punto de partida que permite categorizar los fenómenos, clasificados y estudiar sus efectos. [8]

Tabla 2: Principales características de las sobretensiones transitorias

Clase de sobretensión	Transitoria		
	De frente lento	De frente rápido	De frente my rápido
Forma			
Gama de forma (frecuencia, frente de subida, duración)	$5000 \mu s > T_p > 20 \mu s$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu s > T_1 > 0,1 \mu s$ $T_2 \leq 300 \mu s$	$100 \text{ ns} \geq T_r > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ MHz} < f_2 < 300 \text{ MHz}$ $T_i \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada	$T_p = 250 \mu s$ $T_p = 250 \mu s$	$T_1 = 1,2 \mu s$ $T_2 = 50 \mu s$	(*)
Ensayo de tensión soportada normalizada	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo	(*)

Fuente: Norma IEC 71-1 de 1993. Metodología para la medición de parámetros de sobretensiones transitorias.

2.4. AISLAMIENTO ELÉCTRICO

2.4.1. MATERIALES

Tipos de Materiales

Los materiales se clasifican en cinco grupos: metales, cerámicos, polímeros, semiconductores y materiales compuestos. Los materiales de cada uno de estos grupos poseen estructuras y propiedades distintas.

A. Metales

Los metales y sus aleaciones, incluyendo acero, aluminio, magnesio, zinc, hierro fundido, titanio, cobre y níquel, generalmente tienen como características: una buena conductividad eléctrica y térmica, una resistencia relativamente alta, una alta rigidez, ductilidad o conformabilidad y resistencia al impacto. Son particularmente útiles en aplicaciones estructurales o de carga. Aunque, en ocasiones se utilizan metales puros, las combinaciones de los metales conocidos como aleaciones

proporcionan mejoría en algunas propiedades, particularmente deseables o permiten una mejor combinación de propiedades. [9]

B. Cerámicos

El ladrillo, el vidrio, la porcelana, los refractarios y los abrasivos tienen baja conductividad eléctrica y térmica y a menudo son utilizados como aislantes. Los cerámicos son fuertes y duros, aunque también muy frágiles o quebradizos. Las nuevas técnicas de procesamiento han conseguido que los cerámicos sean lo suficientemente resistentes a las fracturas para que puedan ser utilizados en aplicaciones de carga. [9]

C. Polímeros

Producidos mediante un proceso conocido como *polimerización*, es decir, creando grandes estructuras moleculares a partir de moléculas orgánicas, los polímeros incluyen el hule, los plásticos y muchos tipos de adhesivos. Los polímeros tienen baja conductividad eléctrica y térmica, reducida resistencia y no son adecuados para utilizarse a temperaturas elevadas. Los polímeros *termoplásticos*, en las cuales, las largas colas moleculares no están conectadas de manera rígida, tienen buena ductilidad y conformabilidad, los polímeros *termoestables* son más resistentes, aunque más frágiles porque las cadenas moleculares están fuertemente enlazadas. Los polímeros se utilizan en muchas aplicaciones, incluyendo dispositivos electrónicos. [9]

D. Semiconductores

Aunque el silicio, el germanio, y una variedad de compuestos como el GaAs son muy frágiles, resultan esenciales para aplicaciones electrónicas, de computadoras y de comunicaciones. La conductividad eléctrica de estos materiales pueden controlarse para el uso en dispositivos electrónicos como transistores, diodos y circuitos integrados. [9]

E. Materiales compuestos

Los materiales compuestos se forman a partir de dos o más materiales, que producen propiedades que no se encuentran en ninguno de los materiales de manera individual. El concreto, la madera contrachapada y la fibra de vidrio son ejemplos típicos. Con materiales compuestos podemos producir materiales ligeros, fuertes, dúctiles, resistentes a altas temperaturas, o bien, podemos producir herramientas de corte duras, y a la vez, resistentes al impacto. Los vehículos aéreos

y aeroespaciales modernos dependen de manera importante de materiales compuestos como los polímeros reforzados de fibra de carbono. [9]

- **Estructura del átomo**

Un átomo está compuesto de un núcleo rodeado por electrones. El núcleo contiene neutrones y protones de carga positiva y tiene una carga positiva neta. Los electrones de carga negativa están sujetos al núcleo por atracción electrostática. La carga eléctrica q que lleva cada electrón y cada protón es de 1.60×10^{-19} Coulomb (C). Dado que el número de electrones y protones en el átomo es el mismo, en su conjunto el átomo es eléctricamente neutro. [9]

- **Estructura electrónica del átomo**

Los electrones ocupan niveles de energía discontinuos dentro del átomo. Cada electrón posee una energía en particular; no existe más de dos electrones en cada átomo con una misma energía. Esto implica que existe una diferencia de energía discreta entre cualesquiera de dos niveles diferentes de energía. [9]

Números cuánticos: El nivel de energía que corresponde cada electrón queda determinado por cuatro números cuánticos. Los números de niveles de energía posibles es determinado por los tres primeros números cuánticos.

Al número cuántico principal n se le asignan valores enteros 1, 2, 3, 4, 5... que se refieren a la capa cuántica a la cual pertenece el electrón. A las capas cuánticas también se les asigna una letra; la correspondiente a $n = 1$ se le llama K, para $n = 2$ es L, para $n = 3$ es M, y así sucesivamente.

El número de niveles de energía en cada capa cuántica está determinado por el número cuántico acimutal l y por el número cuántico magnético m_l . Los números cuánticos acimutales también tienen asignados números: $l = 0, 1, 2, 3, n - 1$. Si $n = 2$, entonces también existen dos números cuánticos acimutales, $l = 0$ y $l = 1$. Los números acimutales cuánticos se simbolizan mediante minúsculas: s para $l = 0$, p para $l = 1$, d para $l = 2$ y f para $l = 3$.

El número cuántico magnético m_l da el número de niveles de energía u orbitales, para cada número cuántico acimutal. El número total de números cuánticos para cada l es $2l + 1$. Los valores para m_l se dan en números

enteros entre $-l$ y $+l$. Para $l = 2$ existen $2(2) + 1 = 5$ números cuánticos magnéticos, con valores $-2, -1, 0, +1$ y $+2$ [...]. [9].

2.4.2. MATERIALES DIELECTRICOS

CALLES Martínez, Felipe. "Diseño del aislamiento de líneas de transmisión". Trabajo de titulación. Se denomina dieléctricos a los materiales que no conducen la electricidad, generalmente no metálicos con una alta resistividad, por lo que la circulación de corriente eléctrica a través de ellos es muy débil, debido al fuerte enlace entre sus electrones libres y su núcleo atómico, y en consecuencia pueden ser utilizados como aislantes. [10]

Existen dos tipos de moléculas, las moléculas polares y las moléculas no polares. Las moléculas polares son aquellas en las que no coincide el centro de distribución de las cargas positivas y negativas, el ejemplo más significativo es el agua. Los iones hidrógeno no están alineados y dispuestos simétricamente a uno y otro lado del ión oxígeno, sino que tienen una disposición triangular.

Las moléculas no polares son aquellas en las que coincide el centro de distribución de las cargas positivas y negativas. Las moléculas de oxígeno, nitrógeno, compuestas por dos átomos iguales pertenecen a esta categoría.

Las moléculas polares bajo la acción de un campo eléctrico experimentan un par de fuerzas que tienden a orientarlas en el sentido del campo. Las moléculas no polares, se hacen polares en presencia de un campo eléctrico, ya que las fuerzas sobre cada tipo de carga son iguales y de sentido contrario.

Los dieléctricos se emplean en los condensadores para separar físicamente sus placas y para incrementar su capacidad al disminuir el campo eléctrico, y por lo tanto, se da la diferencia potencial entre las mismas. La constante dieléctrica es la propiedad que describe el comportamiento de un dieléctrico en un campo eléctrico y permite explicar, tanto el aumento de la capacidad de un condensador como el índice de refracción de un material transparente. [11]

Son dieléctricos aquellas sustancias que no son conducidas por la corriente eléctrica a temperaturas no muy altas y en condiciones en que el dieléctrico no esté sometido a la acción de campos eléctricos muy intensos, en estas sustancias a diferencia de los conductores, no existen portadores libres de corriente eléctrica.

Las moléculas del dieléctrico son eléctricamente neutras y contienen igual número de cargas positivas y negativas. No obstante, estas moléculas tienen propiedades eléctricas. En una primera aproximación las moléculas del dieléctrico se pueden considerar como dipolos de momento dipolar. [12]

A. Tipos:

a. Dieléctrico neutro

Un dieléctrico es neutro, si los electrones de los átomos se encuentran en su molécula situados simétricamente respecto de los núcleos.

En estas moléculas los centros de gravedad de las cargas positivas y negativas coinciden en ausencia de un campo eléctrico externo y el momento dipolar de la molécula es nulo.

Si el dieléctrico neutro se halla en un campo eléctrico externo se produce una deformación de las envolturas electrónicas de los átomos (moléculas) y los centros de gravedad de las cargas positivas y negativas se desplazan los unos respecto a los otros. En la molécula (átomo) del dieléctrico surge un momento eléctrico dipolar inducido proporcional a la intensidad de campo eléctrico. [12]

b. Dieléctrico polar

Se llama dieléctrico polar a las moléculas (átomos) que tienen electrones situados asimétricamente respecto a sus núcleos.

En estas moléculas los centros de gravedad de las cargas positivas y negativas no coinciden y se encuentran prácticamente a una distancia constante " l " unos de otros.

Las moléculas de los dieléctricos polares se asemejan por sus propiedades eléctricas a los dipolos permanentes o rígidos, los cuales tienen momento dipolar constante. [12]

B. Polarización de dieléctricos

Se mencionó que, si un dieléctrico neutro se halla en un campo eléctrico externo, se produce una deformación de las envolturas electrónicas de los átomos y los centros de gravedad de las cargas positivas y negativas se desplazan los unos respecto de los otros, como resultado surgiendo en la molécula (átomo) del

dieléctrico un momento dipolar eléctrico inducido proporcional a la magnitud del campo eléctrico.

La polarización de una molécula depende solamente de su volumen, no depende de la temperatura.

El movimiento térmico de las moléculas de los dieléctricos neutros no influye en la aparición de los momentos bipolares inducidos.

Si un dieléctrico polar, no se encuentra en un campo eléctrico externo, como resultado del movimiento térmico caótico de las moléculas, los vectores de sus momentos dipolares están orientados caóticamente. Por eso en cualquier volumen físicamente infinitesimal " ΔV " (ΔV contiene un número bastante grande de moléculas) la suma de los momentos dipolares de todas las moléculas es nula. En un dieléctrico neutro que no se encuentre en un campo eléctrico externo no pueden surgir momentos dipolares inducidos en las moléculas.

Al inducir el dieléctrico en un campo eléctrico externo se produce la polarización del dieléctrico, que consiste en que en cualquier volumen elemental " ΔV " surge un momento dipolar total de las moléculas distintas de cero. El dieléctrico que se encuentra en este estado se dice que está polarizado. [12]

a. Polarización dipolar:

En la polarización dipolar por orientación de los dieléctricos, el campo eléctrico externo tiende a orientar los momentos dipolares de los dipolos permanentes a lo largo de la dirección del campo eléctrico. Esto se ve dificultado por el movimiento térmico caótico de las moléculas, que tienden a dispersar arbitrariamente los dipolos. Como resultado de la acción conjunta del campo y del movimiento térmico aparece una orientación predominante de los momentos eléctricos dipolares a lo largo del campo, que crece al aumentar la magnitud del campo y al disminuir la temperatura. [12]

b. Polarización electrónica:

En la polarización electrónica por deformación de los dieléctricos neutros, bajo la acción del campo eléctrico externo en las moléculas de los dieléctricos de este tipo surgen momentos dipolares inducidos dirigidos a lo largo del campo. El movimiento térmico de las moléculas no ejerce influencia sobre la polarización electrónica. En

los dieléctricos gaseosos y líquidos, prácticamente al mismo tiempo que la polarización dipolar, se produce la electrónica. [12]

c. Polarización iónica:

Este tipo de polarización se produce en los dieléctricos sólidos que tienen redes cristalinas iónicas, por ejemplo, el NaCl, CaCl y otros. El campo eléctrico provoca el desplazamiento de los iones positivos en la dirección del campo eléctrico \vec{E} y de todos los iones negativos en sentido opuesto. [12]

2.5. CÁLCULO DE NIVEL DE AISLAMIENTO

2.5.1. CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES PARA EL CÁLCULO DE AISLAMIENTO:

La zona del proyecto está ubicada en el distrito de El Tambo y Huancayo, provincia de Huancayo, departamento de Junín.

Las condiciones ambientales que se presenta son:

- Temperatura ambiente media :15 °C
- Temperatura ambiente mínima absoluta :5 °C
- Temperatura ambiente máxima absoluta :25 °C
- Velocidad del viento :104 km/h
- Humedad relativa :77 %
- Contaminación ambiental : medio
- Elevación sobre el nivel de mar :3860 msnm

Fuente: PROYECTO: Implementación de un transformador de 15 MVA en la sub estación Huancayo Este y una bahía de 60 kV de llegada en la subestación Parque Industrial con su línea de 60 kV de interconexión para el cierre en anillo.

2.5.2. CÁLCULO DE DISTANCIA DE AISLAMIENTO EN AIRE.

Las **tablas N° 3, 4 y 5** presentan valores numéricos que nos ayudaran responder este capítulo.

- **Por sobretensiones de maniobra:**

Fórmula 1: Tensión de sostenimiento

$$: V_s = (aV_n)k_t \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (01)$$

Donde:

Vs : Tensión de sostenimiento.

Vn : Tensión nominal de la red.

a : Porcentaje máximo de tensión permitido en condiciones normales
= +5%

Kt : Factor de sobretensión de maniobra = 2.5.

$$V_s = (1.05 \times 60) 2.5 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 128.6 \text{ kVp}$$

Fórmula 2: Tensión crítica disruptiva en condiciones estándar:

$$CFO = \frac{V_s}{(1 - ND)} \quad (02)$$

Donde:

CFO : Tensión crítica disruptiva.

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media = 3
(probabilidad de descarga del 95%)

D : Desviación estándar = 6%.

CFO : 156.8 kVp.

Fórmula 3: Corrección por factores atmosféricos:

$$CFO_{c1} = CFO \left(\frac{h}{\delta} \right)^n \quad (03)$$

Donde:

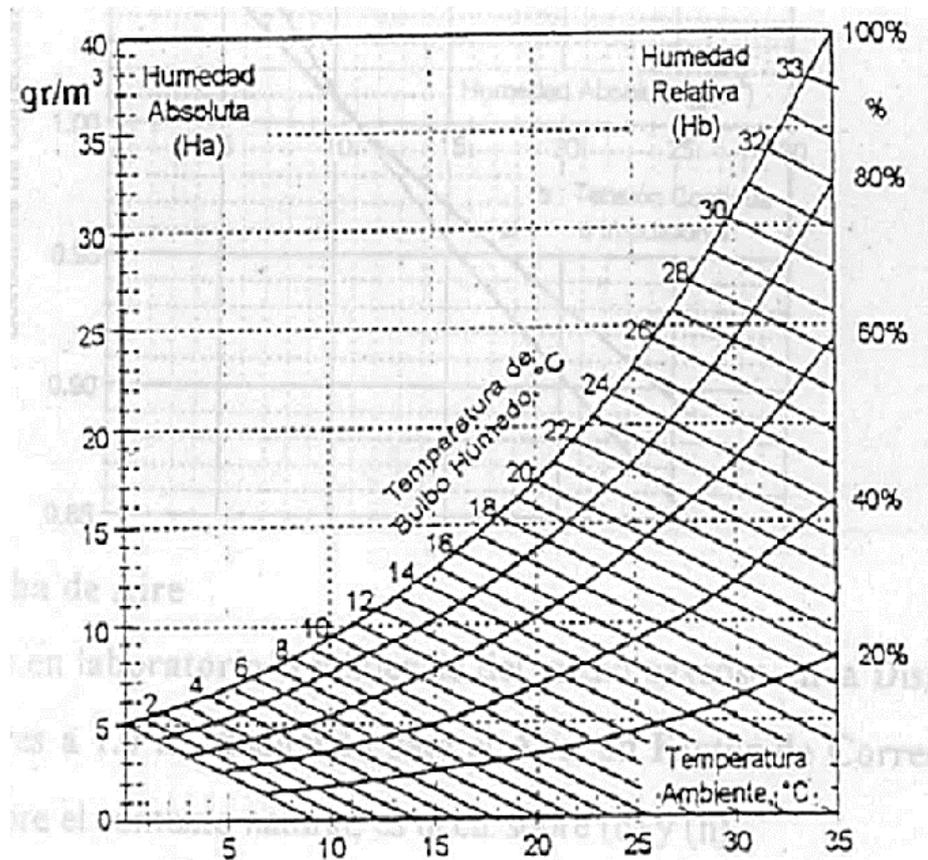
CFO_{C1} : Tensión crítica disruptiva corregida por condiciones atmosféricas.

h : Coeficiente de corrección por humedad.

n : Factor de corrección exponencial.

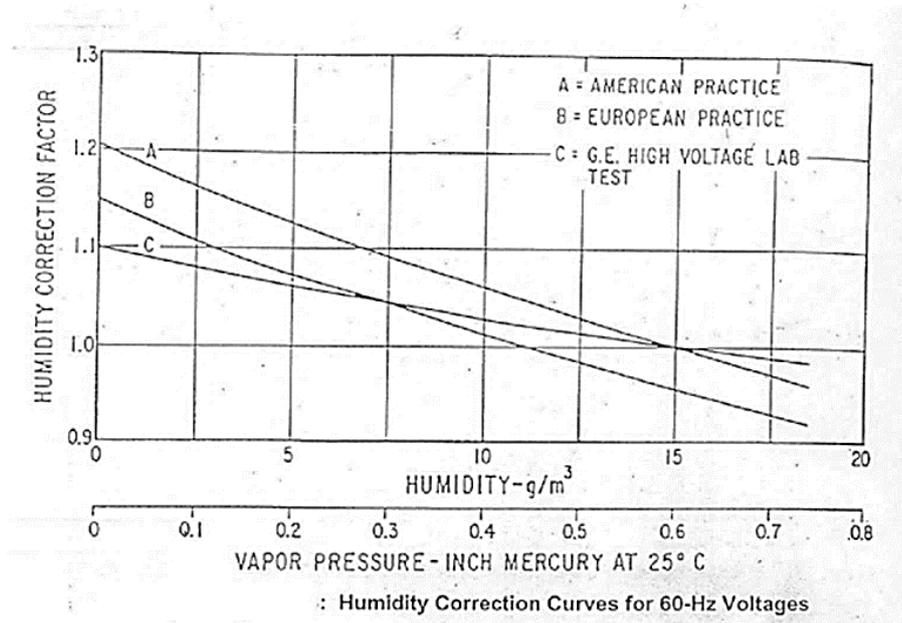
δ : Densidad relativa del aire.

Tabla 3: Humedad relativa de 77% y temperatura 15°C, se obtiene la humedad absoluta = 10 gr/m³.



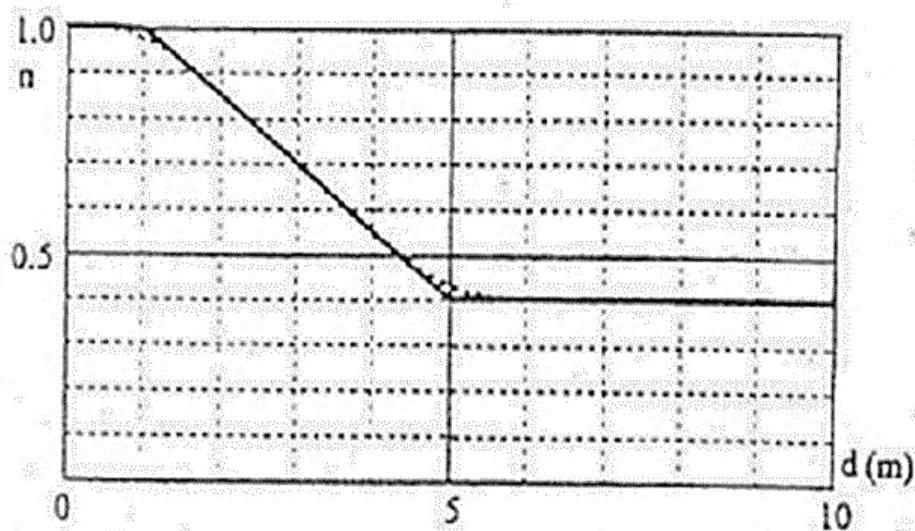
Fuente: Proyecto de línea de transmisión de 60kV

Tabla 4: Coeficiente de corrección por humedad, se obtiene el valor de $h = 1.06$.



Fuente: Proyecto de línea de transmisión de 60kV

Tabla 5: Factor de corrección exponencial, para obtener el valor de n , se toma la distancia fase tierra de una cadena de 1.50 m de longitud, $n = 0.94$



Fuente: Proyecto de línea de transmisión de 60kV

Fórmula 4: Densidad relativa del aire:

$$\delta = \frac{3.92b}{273 + \theta} \quad (04)$$

Donde:

b : Presión barométrica.

b : 48 cm Hg (3860 msnm).

θ : Temperatura = 15°C.

δ : = 0.654.

$$CFO_{C1} = 230.9 \text{ kVp.}$$

Fórmula 5 Correcciones por factores meteorológicos:

$$CFO_{c2} = CFO_{c1} \left(\frac{r}{a} \right) \quad (05)$$

Donde:

r : Resistividad de la lluvia.

a : Coeficiente por lluvia.

Asumiendo que la resistividad del agua es 200 Ω -m, $r = 0.86$ (atmósfera rural).

Para lluvia moderada; $a = 0.70$.

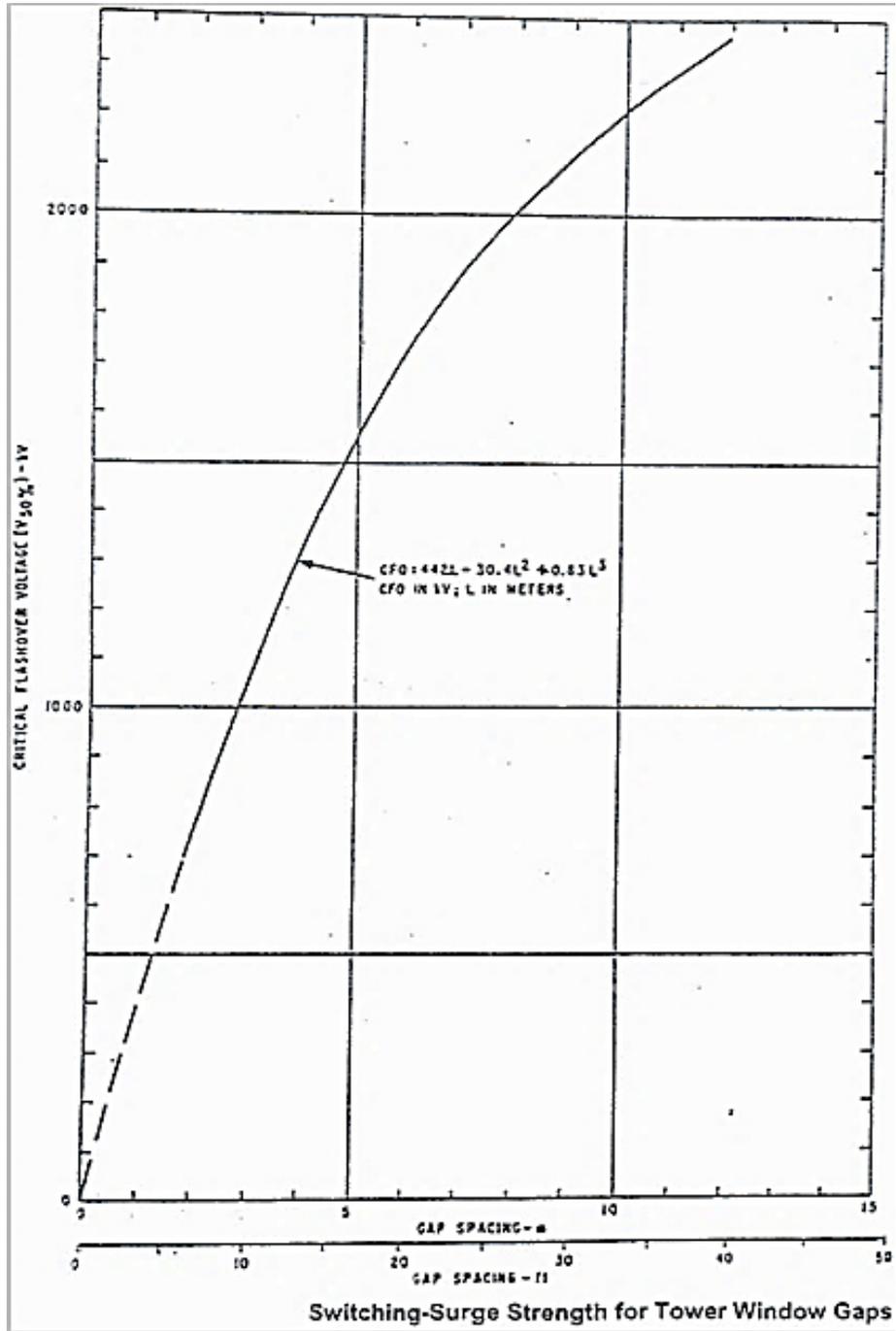
$$CFO_{C2} = 238.7 \text{ kVp.}$$

Distancia mínima a masa:

De la curva tensión disruptiva v/s air gap de EPRI; se extrae el valor de la **Tabla N° 05**.

$$D = 0.7 \text{ m.}$$

Tabla 6: Tensión disruptiva – air gap.



Fuente: Proyecto de línea de transmisión de 60kV

Por sobretensiones de impulso 1.2/50 (atmosférico)

Para dar respuesta a este tema se tomará los valores de las **tablas N° 7 y 8** de este capítulo.

Fórmula 6: Tensión crítica disruptiva:

$$CFO = \frac{BIL}{(1 - ND)} \quad (06)$$

Donde:

BIL : Nivel básico de aislamiento = 325 kVp.

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media = 1.3.

D : Desviación estándar = 3%.

CFO : 676.4 kVp.

Corrección por factores atmosféricos:

$$CFO_{c1} = CFO \left(\frac{h}{\delta} \right)^n \quad (03)$$

CFO_{c1} : 497.9 kVp.

Corrección por factores meteorológicos:

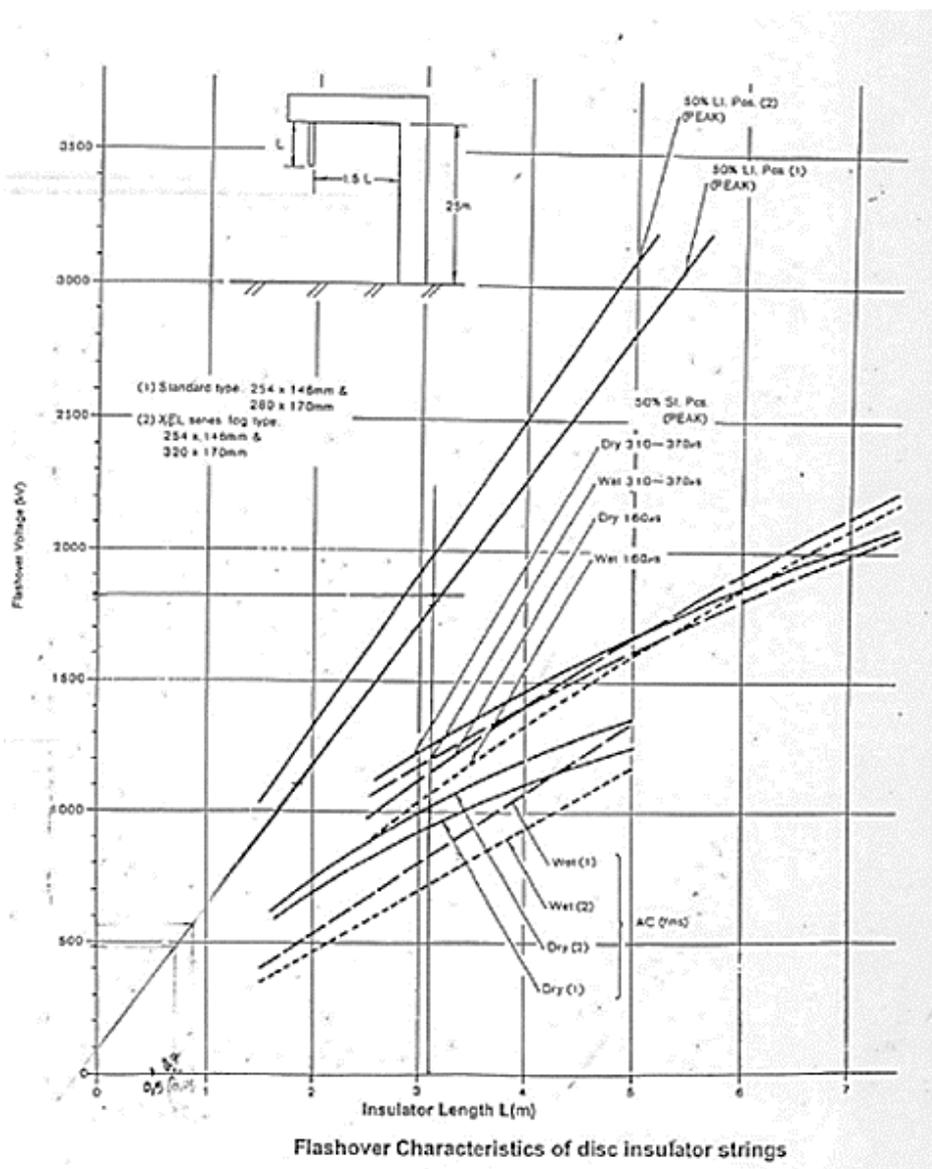
$$CFO_{c2} = CFO_{c1} \left(\frac{r}{a} \right) \quad (05)$$

CFO_{c2} : 611.8 kVp.

De acuerdo a curvas típicas de los fabricantes de aisladores Tabal N° 06.

D = 1.0 m Distancia de seguridad al impulso de rayo, correspondiente a conductor – placa.

Tabla 7: Curvas típicas de los fabricantes de aisladores.



Fuente: Proyecto de línea de transmisión de 60kV.

Por sobretensiones a frecuencia industrial:

Tensión de sostenimiento:

$$V_s = (aV)_n k_t \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \tag{01}$$

Donde:

Vs : Tensión de sostenimiento.

Vn : Tensión Nominal de la red.

a : Porcentaje máximo de tensión permitido en condiciones normales: = +5%.

Kt : Factor de sobretensión a frecuencia industrial: = 1.1.

$$V_s = (1.05 \times 60) 1.1 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

$$V_s = 56.6 \text{ kVp.}$$

Tensión crítica disruptiva en condiciones estándar:

$$CFO = \frac{V_s}{(1 - ND)} \quad (02)$$

Donde:

CFO : Tensión crítica disruptiva.

N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media: = 3.5
(Probabilidad de descarga del 95%).

D : Desviación estándar: = 2%.

$$CFO = 60.8 \text{ kVp.}$$

Correcciones por factores atmosféricos:

$$CFO_{c1} = CFO \left(\frac{h}{\delta} \right)^n \quad (03)$$

$$CFO_{c1} : 89.6 \text{ kVp.}$$

Corrección por factores meteorológicos:

$$CFO_{c2} = CFO_{c1} \left(\frac{r}{a} \right) \quad (05)$$

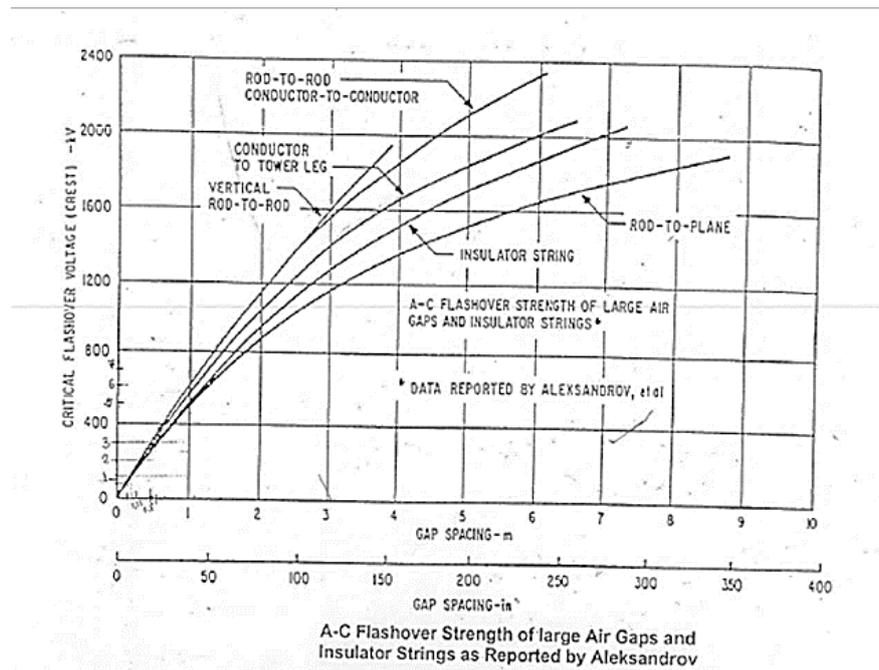
$$CFO_{c1} : 110.1 \text{ kVp.}$$

De acuerdo a la curva establecida por el EPRI para la sobretensión v/s air gap **Tabla N° 07**, se tiene:

$$D = 0.20 \text{ m.}$$

Esta distancia de seguridad, será considerada para dimensionar la cabeza de la torre con viento máximo.

Tabla 8: Sobretensión v/s air gap.



Fuente: Proyecto de línea de transmisión de 60kV.

Resumen:

Las distancias mínimas en aire que resisten las sobretensiones que se han establecido en este análisis son:

Distancia estándar (impulso de rayo) : 1.00

Distancia media : 0.60

Distancia mínima (frecuencia Industrial) : 0.20

En el diseño de la configuración geométrica de torres de suspensión y anclaje se adopta lo siguiente:

Distancia estándar: 1.00 m, para un ángulo de oscilación de la cadena de hasta 20°, para sobretensiones a impulso de rayo.

Mínima distancia: 0.20m, para un ángulo de oscilación de 60° y viento máximo, para sobretensiones a frecuencia industrial. [31]

2.5.3. CÁLCULO DE AISLAMIENTO:

Nivel de aislamiento al impulso (BIL) : 612 kVp

Nivel de aislamiento para sobretensiones de frecuencia industrial: 110 kV

Desviación estándar para sobretensiones de impulso : 3%.

Desviación estándar para sobretensiones a frecuencia industrial : 2%.

El tratamiento del cálculo de la tensión crítica disruptiva es similar al utilizado para evaluar las distancias de aislamiento en aire.

Por distancias de fuga:

La atmósfera de la zona donde se encuentra la línea de 60 kV se considera que tiene contaminación media, considerando a las lluvias periódicas entre los meses de enero a marzo que limpian los aisladores. Se puede establecer una línea de fuga específica de 20 mm/kV de acuerdo a Norma IEC 815 – Tabla II.

Fórmula 7: Distancia de fuga

$$DF = \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{K_a} \times k_f \quad (07)$$

Donde:

V_{max} : Tensión máxima.

k_f : Línea de fuga específica = 20 mm/kV.

K_a : Factor de corrección debido a la altitud.

Fórmula 8: Factor de corrección debido a la altitud.

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)} \quad (08)$$

K_a = 1.606

D_f = 651.7 mm.

Tabla 9: Especificaciones técnicas de un aislador polimérico para LT en 60 kV.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	GARANTIZADO
1	CARACTERÍSTICAS GENERALES			
1,1	MODELO O NÚMERO DE CATÁLOGO			B020007 - ISF-R0K-A15+14-120SB(REB)
1,2	PAIS DE FABRICACION			BRASIL
1,3	TENSION MÁXIMA DE OPERACIÓN	kV	115	145 kV
1,4	MATERIAL DEL NUCLEO		Fibra de Vidrio Reforzado	Fibra de Vidrio Reforzado
1,5	MATERIAL DE RECUBRIMIENTO DEL NUCLEO		Goma de Silicona	Goma de Silicona
1,6	MATERIAL DE LAS ALETAS		Goma de Silicona	Goma de Silicona
1,7	MATERIAL DE LOS HERRAJES		Acero Forjado o Hierro Maleable	Acero Forjado o Hierro Maleable
1,8	NORMA DE GALVANIZACION		ASTM 153	ASTM 153
1,9	HERRAJE EXTREMO DE ESTRUCTURA		Rótula	Rótula
2	HERRAJE EXTREMO DE LINEA		Bola	Bola
2,1	CLASE DE GALVANIZACION		ASTM CLASE C	ASTM CLASE C
2,2	LONGITUD DE LINEA DE FUGA	mm	≥ 2 200	3895
2,3	DISTANCIA DE ARCO EN SECO	mm		1250
2,4	LONGITUD TOTAL	mm	≤ 1 000	1420
2,5	DIÁMETRO MÍNIMO DEL NÚCLEO	mm		15
2,6	NÚMERO DE ALETAS	mm		24+23 (47)
2,7	DIÁMETRO DE CADA ALETA	mm		100/70
2,8	ESPACIAMIENTO ENTRE ALETAS	mm		45
2,9	MASA TOTAL	kg	4,2	4,2
2,10	CARGA MECANICA GARANTIZADA (SML)	kN	120	120
2,11	CARGA MECANICA DE RUTINA (RTL)	kN	60	60
3	TENSIONES ELECTRICAS DE PRUEBA			
3,1	TENSION DISRUPTIVA CRITICA AL IMPULSO			
	- POSITIVA	kV	550	670
	- NEGATIVA	kV	610	690
3,2	TENSION DISRUPTIVA A BAJA FRECUENCIA			
	- EN SECO	kV	340	390
	- BAJO LLUVIA	kV	270	320

Fuente: ISOELECTRIC Brasil.

En la **tabla N° 9** se puede observar las características de uno de los tipos de aisladores utilizados en las líneas eléctricas; se pueden observar más sobre aisladores y sus especificaciones técnicas en el **anexo N° 01**.

2.5.4. CONTAMINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO EXTERNO

En la **tabla N° 10** se detallará los grados de contaminación según los tipos de ambientes.

Tabla 10: Grados de contaminación.

Grado de Contaminación	Tipos de ambiente	Mínima distancia de fuga (kf) mm/kV
I-Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia. Áreas agrícolas. Áreas montañosas. Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.	16
II-Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.	20
III-Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución. Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25
IV-Muy Fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos. Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes. Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	31

Fuente: Norma IEC 815.

Los aisladores que se encuentran bajo condiciones de explotación están sometidos a las condiciones del medio en que se encuentran situados, los cuales varían ampliamente de un lugar a otro, dependiendo de las características se hace posible que el nivel de aislamiento requerido puede variar a lo largo de una misma línea, pues las condiciones de contaminación son diferentes a lo largo de la traza de la línea.

De manera general, puede decirse que los aisladores ubicados en las líneas eléctricas aéreas siempre están expuestos a la contaminación, aunque se tomen medidas con respecto a limitar o reducir las emisiones de contaminantes por parte de las fuentes industriales. La contaminación de tipo natural es prácticamente imposible de controlar.

Existen tres tipos fundamentales de contaminación: marina, industrial y desértica, pudiéndose incluir un cuarto tipo en los casos de las zonas industriales cercanas al mar. La contaminación marina puede ubicarse no sólo en las inmediaciones de la costa, sino también a considerables distancias de las mismas por la acción de los vientos; la contaminación industrial tiene su aparición con el desarrollo de las industrias y los efectos contaminantes de las mismas al medio, pudiendo ser de diversos tipos en dependencia de la fuente que la origina: química, petroquímica, metalúrgica cemento, etc., teniendo sus particularidades cada una de ellas. Existe un caso particular de contaminación que se origina en zonas desprovistas de vegetación, por efectos del polvo que puede llegar a depositarse en los aisladores; esto es muy común en periodos de sequía muy prolongados o durante el laboreo de las tierras. En algunos de los casos vistos el contaminante puede ser eliminado con facilidad con el uso de medidas de lavado, mientras que, en otros como el cemento, puede llegar a formarse incrustaciones que sólo pueden ser eliminadas con el uso de agentes químicos.

En su forma más general, los contaminantes constan de dos partes fundamentales: una parte eléctricamente inerte que al humedecerse no se disocia en iones, y que por lo tanto no es conductora y cuya función es darle a la capa sus características adhesivas y absorbentes, y una parte eléctricamente activa que al humedecerse se disocia y presenta por tanto características conductoras.

Las partículas contaminantes que se encuentran en suspensión en el aire, y que pueden ser trasladadas por este a las cercanías de los aisladores, poseen un diámetro que se encuentra en el rango de 0,001 a 400 micrones. La magnitud y distribución de la capa de contaminante sobre la superficie del aislador no es posible determinarla con precisión debido a la diversidad de factores involucrados en el proceso. Cuando una partícula de contaminante se encuentra en las cercanías de un aislador energizado la misma está sujeta a diversas fuerzas, por lo que se moverá en una dirección resultante hasta que se deposite sobre el aislador, después de lo cual estará sometida a la acción de la lluvia, el rocío y la niebla, las cuales actuarán sobre la distribución original. Las fuerzas que actúan sobre las partículas pueden resumirse en:

Fuerza gravitacional, cuya tendencia es la de depositar las partículas más pesadas en la superficie superior del aislador, acentuándose su efecto en la medida que aumenta el tamaño de las mismas.

Fuerza del viento, que se plantea es la mayor incidencia; es la de mayor incidencia; es la encargada de llevar las partículas contaminantes a las proximidades del aislador, permitiendo que actúen el resto de las fuerzas. En su efecto tiene un papel importante las características aerodinámicas del aislador.

Fuerza electrostática, cuyo efecto tiene una gran dependencia del estado de carga de la partícula. El efecto de esta fuerza se hace presente cuando ocurre el fenómeno de la corona, que permite bajo la polarización alterna de las tensiones de inicio, un desplazamiento efectivo de la partícula hacia las zonas de mayor intensidad de campo.

Por otro lado, la lluvia es otro de los factores de mayor incidencia en la no uniformidad de la capa de contaminante, por su efecto de lavado, en un mayor grado, sobre la superficie de los aisladores. Esto contribuye a que el nivel de contaminación de las áreas protegidas del aislador sea muy superior al del resto. Así mismo, debido fundamentalmente al efecto del lavado de la lluvia, se comprueba que las cadenas aislantes dispuestas horizontalmente, o con cierto ángulo, presentan un mejor comportamiento con relación a las cadenas verticales. [13]

2.5.5. DETERMINAR EL NIVEL DE CONTAMINACIÓN DEL AISLAMIENTO.

La determinación del nivel de aislamiento se basa fundamentalmente en estudios de campo que, complementados por estudios a escala de laboratorio, permiten obtener diferentes clasificaciones del ambiente y la propuesta del nivel de aislamiento necesario para el mismo. Estos métodos o técnicas de evaluación de los niveles de contaminación local pueden ser agrupados en dos categorías: [13]

A. Método de evaluación indirecta.

Se consideran métodos indirectos de evaluación del nivel de contaminación, a aquellos que caracterizan a la zona sin tomar el aislamiento en consideración. Estos métodos que han sido utilizados, son:

- Colectores de polvo no direccionales.
- Colectores de polvo tipo direccionales.
- Cilindro engrasado.

- Lozas de porcelanas.
- Monitoreo de partículas sólidas en el aire.
- Colectores de niebla. [13]

B. Métodos de evaluación directa

Por otro lado, se consideran como métodos directos para determinar el nivel de contaminación a aquellos donde se definen parámetros que son los medios sobre la propia superficie del aislador lo cual permite tener en cuenta, en cierto grado, la influencia de factores como el perfil y el estado de la superficie del aislador y tomarlo como patrón, siendo los métodos más aceptados internacionalmente:

- Densidad equivalente de sal depositada.
- Aisladores de control.
- Conductancia superficial.
- Conteo de pulsos.
- Corriente de fuga. [13]

2.5.6. CÁLCULO DEL DISEÑO DE PUESTA A TIERRA.

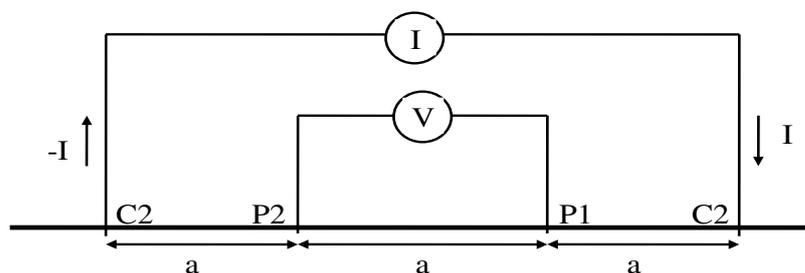
A. Metodología de medición de resistividad

El procedimiento utilizado para señalar la resistividad de un determinado terreno está basado en el método de Wenner, este método es utilizado con mayor frecuencia para una medición de resistividad del terreno en sistemas de potencia.

Este procedimiento consiste en la utilización de cuatro varillas separadas, en una misma longitud una tras otra, **figura N° 01**.

Las cuatro varillas son enterradas a lo largo del terreno en una línea recta, con longitudes iguales y la profundidad de enterramiento no debe ser inferior al 10% de la longitud entre las dos varillas contiguas.

Figura 1: Método Wenner



Fuente: Elaboración propia

La corriente I es transmitida a la tierra por las varillas exteriores y la disminución de potencial V del exterior de tierra, el resultado es captado por las varillas internas. Las varillas externas también conocidas como varillas de corriente y las varillas del interior, varillas de potencial. Al intercambiar las varillas (par), éstas no afectarán la respuesta eléctrica en relación de V/I . Esta relación, mide el valor de la resistividad, es proporcional variable identificada como resistividad del terreno aparente ρ_a , una longitud a . el producto de proporción entre V/I y ρ_a se identifica como el factor geométrico α . La ecuación **fórmula N° 09** queda representada de la resistividad:

Fórmula 9: Resistividad

$$\rho_a = \alpha * \frac{V}{I} \quad (09)$$

Cuando se acepta que la tierra sea de una misma forma el factor α es una función lineal entre las varillas y de la relación V/I . Este factor α es el resultado como se ve en la ecuación donde $I dR$ es la resistencia de un volumen de tierra encerrado entre dos superficies equipotenciales, ambas igual a $2 * \pi * r^2$, y U es el potencial medido en un punto dado: en la **fórmula N° 10** se ve.

Fórmula 10: Resistencia de un volumen de tierra.

$$I dR = (U + dU) - U = dU \quad (10)$$

Al aplicar por el método Wenner, los potenciales son determinados para cada varilla de potencial, la ecuación quedaría así:

$$\rho_a = 2 * \pi * a * \frac{V}{I}$$

Por lo tanto, se llega a la conclusión que el factor geométrico α es igual a $2 * \pi * a$.

B. Sistema de Puesta a Tierra

Un sistema de puesta a tierra de acuerdo al CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (SUMINISTRO 2011) Sección 1, Introducción CNE y Suministro, en el punto 017.B. nos refiere los requerimientos de una puesta a tierra, nos aclara mediante el párrafo NOTA 2: “En sistemas de baja tensión con neutro con múltiples para puestas a tierra, la resistencia de una puesta a tierra del neutro en los puntos más desfavorables, estas deben estar conectadas a tierra, no deberá ser mayor a:

En centro urbano o urbano rural 6Ω

En localidades aisladas o zonas rurales 10Ω

Buscando, además de la coordinación con el aislamiento ante descargas atmosféricas, preservar la seguridad de las personas.

C. Estimación de Resistencia de Puesta a Tierra

Con apoyo de la **tabla N° 11** se estudiará la clasificación de terrenos para este capítulo. En una estructura no tiene o alcanza una resistividad especificada, se utilizará elementos para que pueda reducir una resistencia de puesta a tierra a los valores que se requiera tener, para lograr nuestros objetivos hay varios métodos que se utilizan como:

Varillas conectadas a la estructura enterrada a profundidad de acuerdo al requerimiento.

Cables sumergidos a tierra de forma horizontal.

Utilización de elementos químicos para suelos.

Tabla 11: Clasificación de terrenos diversos según el CNE utilización 2006.

Terreno	Símbolo de Resistividad	Terreno Medida (Ω -m)
Grava de buen grado, mezcla de grava y arena	GW	600 - 1000
Grava de bajo grado, mezcla de grava y arena	GP	1000 - 2500
Grava con arcilla, mezcla de grava y arcilla	GC	200 - 400
Arena con limo, mezcla de bajo grado de arena con limo	SM	100 - 300
Arena con arcilla, mezcla de bajo grado de arena con arcilla	SC	50 - 200
Arena fina con arcilla de ligera plasticidad	ML	30 - 80
Arena fina o terreno con limo, terrenos elásticos	MH	80 - 300
Arcilla pobre con grava, arena, limo	CL	25 - 60
Arcilla inorgánica de alta plasticidad	CH	10 - 55

Fuente: Elaboración propia

D. Secciones mínimas de conectores a tierra

Para la elección de la sección de un conductor de cobre se observan en las **tablas N° 12, 13** (CNE – Utilización 2006).

Tabla 12: Sección mínima del conductor para sistemas de corriente alterna (CNE)

Máxima capacidad o ajuste del dispositivo de sobre corriente de los circuitos protegidos (A).	Mínima sección nominal del conductor requerido (mm ²)
20	2,5
30	4
40	6

60	6
100	10
200	16
300	25
400	25
500	35
600	50
800	50
1000	70
1200	95
1500	120
2000	150
2500	185

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13: Capacidad de conducción de la acometida o equivalente si utilizan conductores múltiples, cantidad de conductores en la tubería y tipo de aislamiento. CNE 2016 - Utilización

Capacidad de conducción del conductor de acometida de mayor sección o equivalente para conductores múltiples (A)	Sección del conductor del cobre de puesta a tierra (mm ²)
100 o menos	10
101 a 125	16
126 a 165	25
166 a 200	25
201 a 260	35
261 a 355	50
356 a 475	70
Sobre 475	95

Fuente: Elaboración propia

E. Instalación de Varillas de Puesta a Tierra

Para una instalación de puesta a tierra las varillas deben estar colocadas a una misma una profundidad de la excavación.

La producción normalizada de varillas se hace en espesores desde 1/4 hasta 1 pulgada, longitudes de profundidad de 1,5 hasta 3,5 metros. Si se utiliza diámetros mayores a 1 pulgada el valor de la resistencia es mínimo, es la utilización de elementos químicos o llamamos tratamiento del suelo que determina la resistividad mas no la varilla.

De acuerdo al CNE y Suministro en la sección 3, donde menciona del sobre los electrodos para puesta a tierra, deben cumplir con los requerimientos definidos en la Sección 060-702 del Código Nacional de la Utilización de la Electricidad menciona lo siguiente:

“Un electrodo de varilla debe tener las siguientes características:

Producto aprobado, de cobre o de acero revestido con cobre (acero-cobre), diámetro no inferior a 16 mm (o 5/8 pulgada) para electrodos de acero-cobre y 13 mm (o 1/2 pulgada) para electrodos de cobre.

Tener una longitud no menor de 2 m.

Superficie metálica limpia que no esté cubierta con pintura, esmalte u otro material de baja conductividad.

Profundidad no menor de 2,5 m excepto que:

Cuando en la profundidad de excavación se encuentre roca a 1,2 m o más, la varilla debe ser colocada al fondo de la roca, el resto de la varilla debe ser enterrado a 600 mm bajo el piso, horizontalmente.

Cuando en la profundidad de excavación se encuentre roca a 1,2 m, la varilla debe enterrada a menos a 600 mm bajo el piso terminado, con recubrimiento en el piso horizontalmente.”

La resistencia de estructura al enterrar una varilla está dada por la ecuación de la **fórmula N° 11** de acuerdo a E. O. donde:

Fórmula 11: Resistencia de estructura.

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * l} * \left[\text{Ln} \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 \right] \quad \text{Cuando } l \gg a \quad (2.4) \quad (11)$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios

ρ = Resistividad del terreno en Ω -m

l = Longitud de la varilla en metros

a = Radio de la varilla en metros

Hoy en día existen variedad de métodos para disminuir el valor de la resistividad del suelo., estos pueden ser: el radio equivalente, la resistencia mutua, las curvas universales, etc.

F. Radio Equivalente

Este método tiene en cuenta la geometría donde se distribuyen las varillas de cobre sobre el terreno. Si se encuentran cerca una de la otra, la resistencia total será mayor, si la cantidad de las varillas estarían colocadas en la misma disposición estando más separadas. La **fórmula N° 12** presente para el cálculo es el siguiente:

Fórmula 12: Resistencia de puesta a tierra

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * l} * \text{Ln} \left(\frac{2 * l}{A} \right) \quad (12)$$

Donde:

R = Resistencia de puesta a tierra en Ohmios

ρ = Resistividad del terreno en ohmios-metro

l = Longitud de la varilla en metros

A = Radio equivalente que depende de la distribución y el número de varillas de la configuración, en metros.

G. Resistencia Mutua

Para calcular el efecto de las varillas en paralelo, el valor de la resistividad de pie de la estructura, es llegar a obtener la resistencia mutua, en la siguiente ecuación **fórmula N° 13**:

Fórmula 13: Resistencia mutua.

$$R_m = \frac{\rho}{2 * \pi * s} \left[1 - \frac{l^2}{3s^2} + \frac{4l^2}{5s^2} + \dots \right] \quad (13)$$

Donde:

Rm = Resistencia mutua en ohmios

s = Separación entre varillas en metros

l = Longitud de varillas en metros

Una vez conocido el valor de Rm se puede calcular la resistencia de puesta a tierra con la relación:

$$R = \frac{R_1}{n} + \frac{(n-1)R_m}{n} \quad (13)$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios

R1 = Resistencia de una varilla en ohmios

n = Número de varillas

Rm = Resistencia mutua en ohmios

H. Curvas Universales

Un método alternativo para hallar el valor de la resistencia de una puesta a tierra del efecto de múltiples varillas, es con la ayuda de usar curvas universales donde la variación porcentual de la resistencia se da cuando se van colocando varillas con

una separación de la longitud específica de cada varilla. Las curvas universales se hallarán por el factor de multiplicación que se puede ver en la tabla 14.

Para hallar la resistividad por el efecto de las varillas en paralelo se puede realizar la siguiente acción: La resistencia de una varilla se divide por la cantidad de varillas a utilizar, se multiplica por el factor F de acuerdo a la **tabla N°14**.

Tabla 14: Factor multiplicador para múltiples varillas

Número de Varillas	Factor Multiplicador, F
1	1.11
2	1.16
3	1.29
4	1.36

Fuente: Elaboración propia

I. Instalación de contrapesos

En los lugares donde la resistividad del terreno sea muy elevada, es de suma importancia utilizar cables desnudos de cobre bajo tierra en forma horizontal para lograr el valor de resistencia deseada, debemos tener en cuenta las características del terreno al utilizarlo como una puesta a tierra.

Las capas primeras del terreno están expuestas a cambios del clima producido por las estaciones del año. Considera la topografía local y la contextura del suelo, cambios ambientales y humedad. En terrenos agrícolas prever la capa de tierra que será quitada. Se debe considerar la profundidad de 0,60 m y también debe instalarse contrapesos.

La resistencia obtenida al conectar un conductor está dada por:

Fórmula 14: Resistencia cuando se conecta un contrapeso

$$R = \frac{\rho}{\pi * l} * \left[\text{Ln} \left(\frac{2 * l}{\sqrt{4 * a * d}} \right) - 1 \right] \quad (14)$$

Donde:

R = Resistencia en ohmios

ρ = Resistividad del terreno en ohmios-metro

l = longitud en metros del cable

a = radio en metros del cable

d = profundidad en metros de enterrado

Se usan longitudes de 30, 60 y 90 m, en casos que ameriten se puede incrementar la longitud del conductor. La resistividad del terreno corresponde del lugar donde se instalará una puesta a tierra.

Con la diversidad de la resistividad del terreno se usan múltiples configuraciones cuya finalidad es obtener la resistencia deseada. Una configuración sencilla es utilizar cuatro varillas, una en cada lado de la estructura. Algunas configuraciones se utilizan 1, 2, 3 ó 4 contrapesos de la longitud que se desea. En cuanto a las configuraciones asimétricas uno y tres contrapesos, no son recomendables por no ser eficientes en ondas de choque.

2.6. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

2.6.1. PROPIEDADES ELÉCTRICAS DE LOS MATERIALES:

A. Conductividad eléctrica de los metales:

En el modelo clásico de la conductividad eléctrica en sólidos metálicos, los electrones de valencia se consideran completamente libres para moverse entre los iones positivos (átomos sin los electrones de valencia) de la red metálica.

A temperatura ambiente los iones positivos poseen energía cinética y vibraciones en torno a sus posiciones de equilibrio en la red. Al aumentar la temperatura estos iones vibran con amplitudes crecientes y hay un intercambio continuo de energía entre iones positivos y los electrones de valencia. En ausencia de potencial eléctrico, el movimiento de los electrones de valencia es aleatorio y restringido, de forma que no existe flujo neto de electrones en ninguna dirección. Al aplicar un

potencial eléctrico los electrones alcanzan una velocidad directamente proporcional al campo aplicado y se desplazan en dirección opuesta al campo. [14]

a. Velocidad de deriva de los electrones en un metal conductor

A temperatura ambiente los iones positivos de la red cristalina de un conductor metálico vibran en torno a las posiciones de equilibrio, y por consiguiente, poseen energía cinética. Los electrones libres intercambian energía continuamente con los iones de la red por colisiones elásticas e inelásticas. Mientras no existe campo eléctrico, el movimiento de los electrones es aleatorio y no hay movimiento neto de los electrones en ninguna dirección, no existe flujo neto de corriente. [14]

b. Resistividad eléctrica de metales

La resistividad eléctrica de un metal puro es aproximadamente la suma de dos términos: un componente térmico ρ_T y un componente residual ρ_r .

El componente térmico se da como consecuencia de las vibraciones de los iones positivos en torno a sus posiciones de equilibrio en el retículo cristalino metálico. Conforme aumenta la temperatura los iones positivos vibran cada vez más y un elevado número de ondas elásticas excitadas térmicamente (llamadas fonones) dispersan los electrones de conducción y reducen las trayectorias libres medias y los tiempos de relajación entre colisiones. Así a medida que la temperatura aumenta, las resistividades eléctricas de los metales puros aumentan. La componente residual de la resistividad eléctrica de los metales puros es pequeña y puede ser debida a efectos estructurales tales como dislocaciones, límites de grano e impurezas atómicas que dispersan electrones. La componente residual es casi independiente de la temperatura y es significativa a bajas temperaturas. [14]

c. Modelos de bandas de energía para metales

El modelo de bandas de energía a sólidos metálicos ayuda a comprender el mecanismo de la conductividad eléctrica en metales. Para aplicar este modelo vamos utilizar el metal sodio porque tiene una estructura electrónica sencilla.

Los electrones en átomos aislados están ligados a su núcleo y distribuidos en niveles de energía perfectamente definidos. [14]

d. Modelos de bandas de energía para aislantes

En los aislantes, los electrones se encuentran fuertemente sujetos a los átomos mediante enlaces iónicos o covalentes y no están libres para conducir electricidad a menos que se aumente fuertemente la energía.

El modelo de bandas de energía aplicado a los aislantes consiste en una banda de valencia de energía inferior llena y una banda de conducción de mayor energía vacía. Ambas bandas están separadas por un salto energético elevado. Para liberar un electrón para la conducción debemos comunicarle energía suficiente para que salte esta separación energética que puede alcanzar los valores de 6 a 7 eV, como por ejemplo el diamante puro. [14].

2.6.2. LÍNEAS ELÉCTRICAS

Una línea de transmisión eléctrica es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión y distribución de la energía eléctrica, está constituida por: conductores, estructuras de soporte, aisladores, accesorios de ajustes entre aisladores y estructuras de soporte, y cables de guarda (usados en líneas de alta tensión, para protegerlas de descargas atmosféricas); es de suma importancia el estudio de las características eléctricas de los conductores de las líneas, éstas abarcan los parámetros impedancia y admitancia, la primera está conformada por la resistencia y la inductancia uniformemente distribuidas a lo largo de la línea y se representa como un elemento en serie. La segunda es integrada por la susceptancia y la conductancia y en este caso se representa como un elemento en paralelo, la conductancia representa las corrientes de fuga entre los conductores y los aisladores, ésta es prácticamente despreciable por lo que no es considerado un parámetro influyente. [15].

Normalmente, las líneas de transmisión se operan con cargas trifásicas balanceadas. Aunque las líneas no estén espaciadas equiláteramente y no estén transpuestas, la simetría resultante es ligera y se considera que las fases están balanceadas. [16]

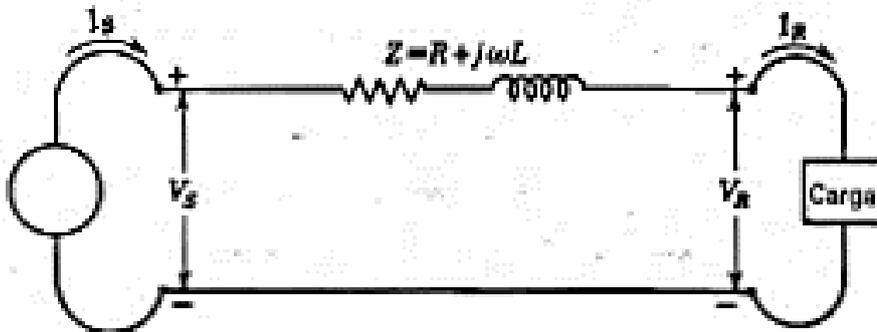
A. Línea de transmisión corta

Este tipo de líneas cortas no van más allá de los 100 km, y se representa con un circuito equivalente mostrado en la **figura N° 02**. En este tipo de línea corta, si es aérea la conductancia de línea es despreciable al igual que la admitancia en derivación.

El circuito equivalente para una línea de transmisión corta se muestra en la siguiente figura donde I_S e I_R son las corrientes en los extremos generador y receptor, respectivamente, y V_S y V_R son los voltajes línea a neutro en esos mismos extremos.

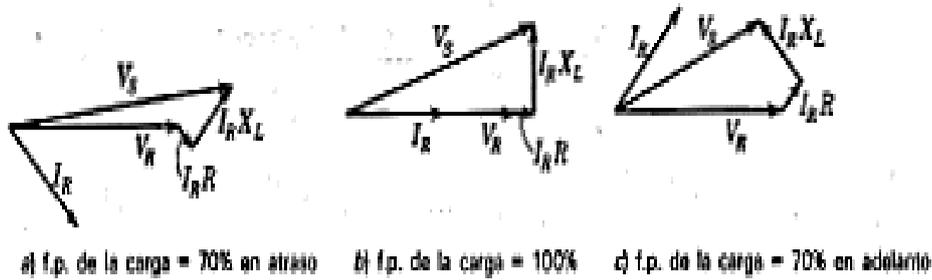
El efecto de variar el factor de potencia de la carga sobre la regulación del voltaje de la línea se entiende más fácilmente para las líneas cortas y, por lo tanto, se considerará en este momento. La regulación de voltaje de una línea de transmisión es la elevación en el voltaje en el extremo receptor expresada en porcentaje del voltaje a plena carga, cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico mientras se mantiene constante el voltaje en el extremo generador. [16]

Figura 2: Circuito equivalente de una línea de transmisión corta.



Fuente: Análisis de sistema de potencia - GRAINGER, John J. STEVENSON, William D.

Figura 3: Diagramas fasoriales de una línea de transmisión corta.



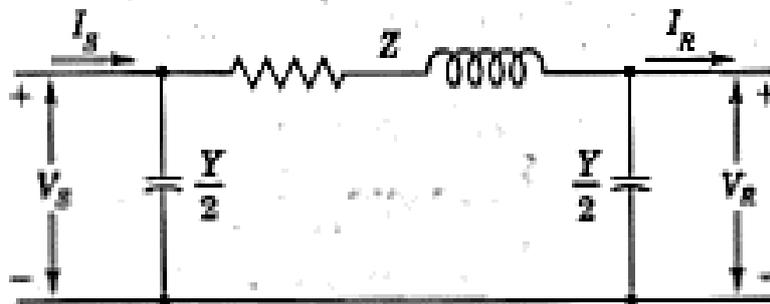
Fuente: Análisis de sistema de potencia - GRAINGER, John J. STEVENSON, William D.

B. Línea de transmisión media

Este tipo de línea de transmisión **figura N° 04** va de los 100 a 250 km de longitud; en estas líneas de transmisión no se debe de despreciar la corriente de carga como se hace en las líneas cortas esto debido a la admitancia; pues es de suma importancia concentrar la admitancia de línea en el extremo receptor, como se muestra en la siguiente figura.

En los cálculos de una línea de longitud media se incluye la admitancia en paralelo (generalmente capacitancia pura). Si se divide en dos partes iguales la admitancia paralelo total de la línea y cada una se coloca en los extremos generador y receptor, se obtiene el llamado circuito nominal en π . [16]

Figura 4: Circuito nominal TT de una línea de transmisión de longitud media



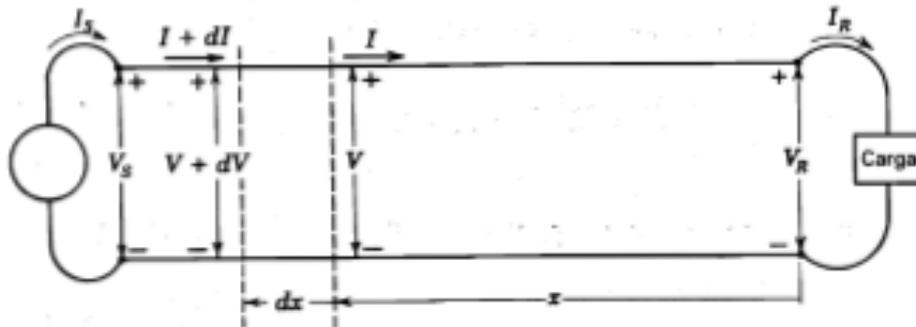
Fuente: Análisis de sistema de potencia - GRAINGER, John J. STEVENSON, William D.

C. Línea transmisión larga

Estas líneas de transmisión, **figura N° 05** tienen longitudes mayores a 250 km, para líneas largas una solución más exacta se obtiene considerando el efecto exacto de los parámetros distribuidos uniformemente a lo largo de su longitud, un ejemplo se muestra en la figura siguiente.

La solución exacta de cualquier línea de transmisión, y la que se requiera con un alto grado de exactitud al calcular líneas de 60 Hz con más de 250 km de largo debe considerar el hecho de que los parámetros de la línea no están agrupados sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea. [16].

Figura 5: Diagrama esquemático de una línea de transmisión larga.



Fuente: Análisis de sistema de potencia - GRAINGER, John J. STEVENSON, William D.

D. Conductores para una línea de transmisión

En la actualidad, el material conductor que más se emplea es el aluminio, pues tiene la ventaja de ser más barato y más ligero que el cobre, pero la desventaja de este material es que tiene un poco menos de conductividad y menor resistencia a la tensión.

Si consideramos un mayor diámetro tenemos como consecuencia que el esfuerzo eléctrico se reduce en la superficie del conductor, es porque la baja conductividad y densidad del aluminio dan como resultado que el conductor sea más grueso, o sea, de mayor diámetro. El que un conductor tenga un diámetro mayor lo hace libre de efecto corona.

La baja resistencia a la tensión en los conductores de aluminio se corrige o se compensa colocando fibras de acero que soportan la tensión, estas se colocan en

el centro del conductor; este tipo de conductor se conoce como conductor de aluminio reforzado con alma de acero (ACSR). [17].

E. Aisladores

“Sirven de apoyo y soporte a los conductores, al mismo tiempo que los mantienen aislados de tierra. El material más utilizado para los aisladores es la porcelana, aunque también se emplea el de vidrio templado y materiales sintéticos como el polimérico.

Desde el punto de vista eléctrico, los aislantes deben presentar mucha resistencia ante las corrientes de fuga superficiales y tener suficiente espesor para evitar la perforación ante el fuerte gradiente de tensión que deben de soportar. Para aumentar la resistencia al contacto, se modelan en forma acampanada.

Desde el punto de vista mecánico, deben ser suficientemente robustos para resistir los esfuerzos debido al peso de los conductores. [15]

a. Aisladores Fijos

Unidos al soporte por un herraje fijo no pueden cambiar normalmente de posición después de su montaje. [15]

b. Aisladores en cadena

Constituidos por un número variable de elementos según la tensión de servicio; forman una cadena móvil alrededor de su punto de unión al soporte. Éste es el tipo de aislador más empleado en media y alta tensión. [15]

F. Estructuras de soporte

Torres de acero: Las torres o estructuras metálicas, como se sabe, constituye el soporte mecánico de las Líneas de Transmisión, por su tipo, pueden ser:

a. Torres autoportadas por celosías

Estas torres constituyen prácticamente la totalidad de las estructuras usadas en Líneas de Transmisión de alta tensión. Su nombre se debe a que mecánicamente no requieren apoyos adicionales para trabajar como elementos sujetos a los esfuerzos de retención y compresión, debido a cargas de conductores, aisladores

y elementos externos de presión de viento o carga de hielo en algunas regiones. [18]

b. Torres autoportadas tubulares

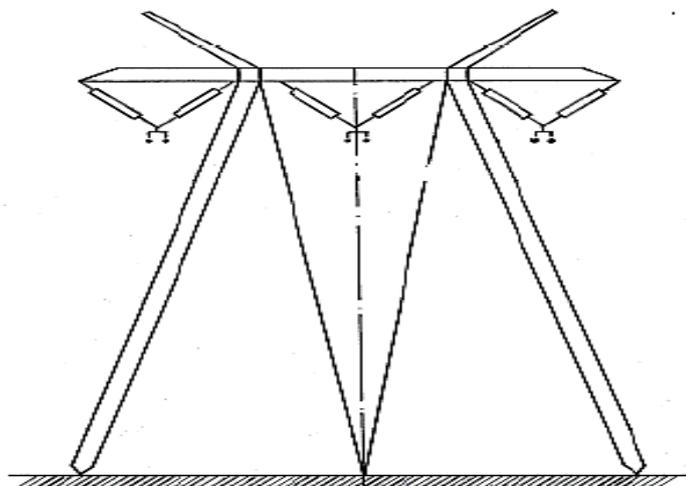
Estas también son consideradas en el mismo concepto de las de celosía, la diferencia está en que no se constituyen como las de celosía con ángulos o perfiles, sino que se usan tubos de acero, lo que hace que sea más compactas, pero también su costo es superior. Debido a su alto valor, su uso está restringido a zonas donde se usan aislamientos sintéticos, es decir, un aislamiento no convencional a base de discos de vidrio o porcelana.

Estas deben mantener los conductores a suficiente altura sobre tierra y distanciados entre sí. En la parte más alta de la torre, se ponen conductores desnudos, llamados de guarda, que sirven para apantallar la línea e interceptar los rayos antes que alcancen los conductores activos situados debajo. Estos no conducen corriente alguna, por lo que normalmente se hacen de acero y se conectan solidariamente a tierra en cada torre. Las torres se conectan solidariamente a tierra, tomando precauciones para asegurar que la resistencia a tierra sea baja. [18]

c. Torres con Retenidas:

Se usan con trabe horizontal sostenida con uno o dos puntos que trabajan exclusivamente a compresión, la estabilidad mecánica se asegura por medio de retenidas con la disposición apropiada, **figura N° 06**.

Figura 6: Torre con retenida.



Fuente: Sistemas de Tierra en líneas de Transmisión – Jorge Salazar

G. Las estructuras de una línea de transmisión

Pueden ser clasificadas en relación a su función, la forma de resistir esfuerzos de los materiales constructivos. [18]

a. Estructuras de suspensión

Los conductores están suspendidos mediante cadenas de aisladores, que cuelgan de las ménsulas de torres. Resisten las cargas verticales de todos los conductores (también los cables de guarda), y la acción del viento transversal a la línea, tanto sobre conductores como sobre la misma torre. No están diseñadas para soportar esfuerzos laterales debido al tiro de los conductores, por lo que se instalan en tramos rectos. [15]

b. Estructuras de retención

Son para los lugares en donde la línea debe soportar esfuerzos laterales, producto del cambio de dirección o finales de línea, son de tres tipos:

Terminal: La disposición de los conductores es perpendicular a las ménsulas, la torre se dimensiona para soportar el tiro de todos los conductores de un solo lado y por lo general la estructura es más pesada.

Angular: Se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea, es la carga más importante del tiro (debido al ángulo) de todos los conductores.

Rompetramos: Tienen la finalidad básica de limitar la caída en cascada de las estructuras de suspensión y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos. [15].

2.7. CÁLCULOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

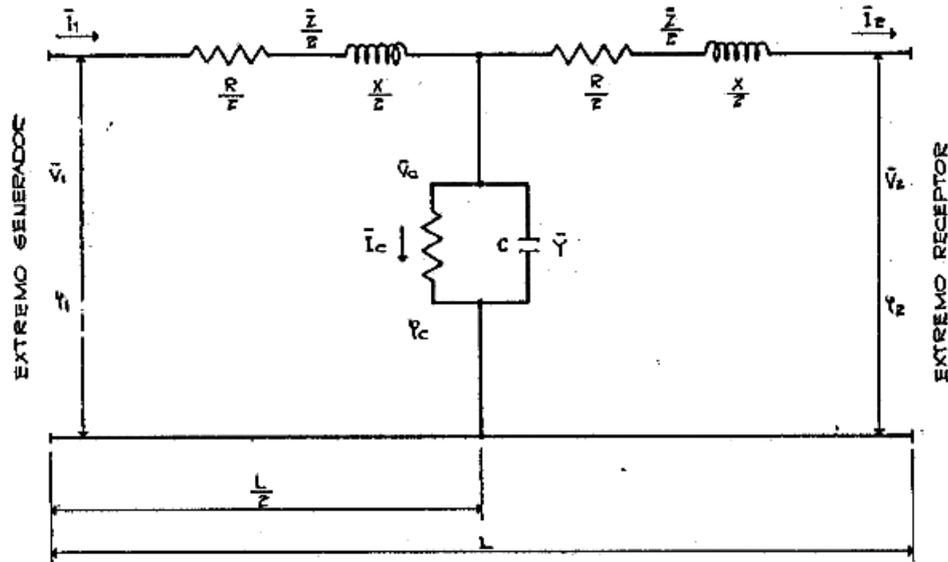
2.7.1. MÉTODO DE CÁLCULO DEL CIRCUITO EQUIVALENTE EN “T”

El método de cálculo del circuito equivalente en “T” se basa en sustituir la capacidad uniformemente repartida a lo largo de la línea, por otra única de valor igual a la total en derivación en el centro de la línea.

Es decir, se considera a la admitancia Y' , concentrada en el punto medio de la línea, y a la impedancia Z' se la supone dividida en dos partes iguales, una en el extremo generador y otra en el receptor de la línea.

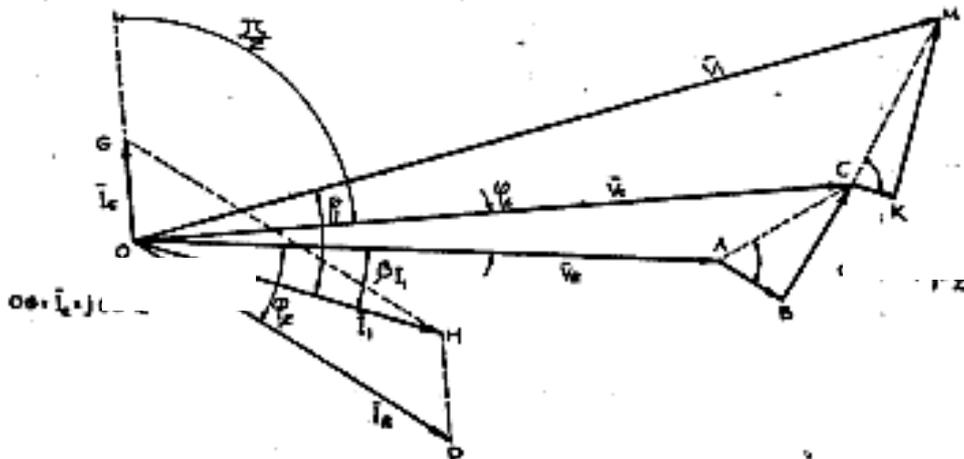
Se obtiene así el circuito equivalente en "T", tal como se presenta en el esquema de la figura N° 07.

Figura 7: Esquema del circuito equivalente en "T".



Fuente: Líneas de transporte de energía – Luis María Checa.

Figura 8: Diagrama vectorial de la línea en "T".



Fuente: Líneas de transporte de energía – Luis María Checa.

El diagrama vectorial de la línea en T, **figura N° 08**, se constituye partiendo de la tensión \vec{V}_2 en el extremo receptor, que representaremos por el vector OA . Para obtener la tensión \vec{V}_c en el condensador trazaremos a continuación de OA , el vector que represente la caída de tensión AB .

Este vector OC será paralelo a \vec{V}_c , y estará desfasado el retraso respecto a \vec{V}_2 al ángulo φ_2 . La resultante OC será la tensión simple \vec{V}_c en el condensador C . La intensidad será de corriente en este último por lo que será representada por OG , avanzada 90° sobre \vec{V}_c .

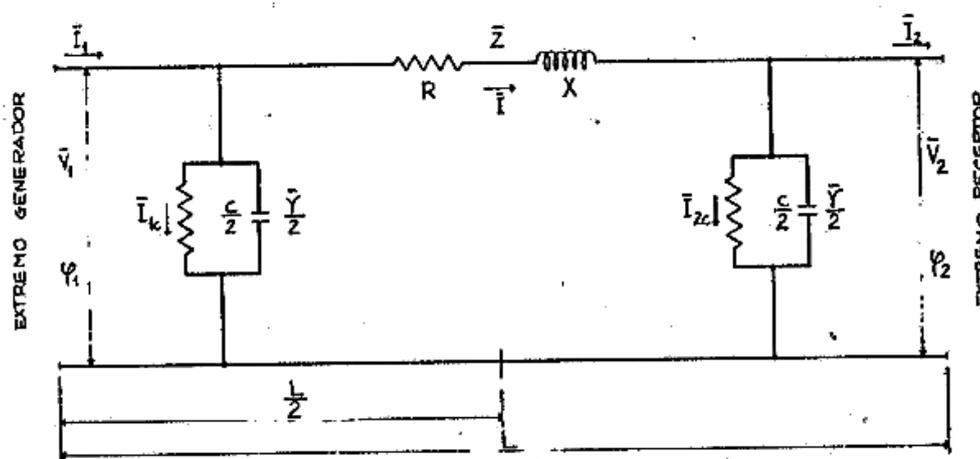
Componiéndola con la intensidad \vec{I}_2 que es igual al vector OD , tendremos en OH la intensidad de corriente en el extremo del origen de la línea. [19]

2.7.2. MÉTODO DE CÁLCULO DEL CIRCUITO EQUIVALENTE EN “TT”

El método de cálculo del circuito equivalente en “TT”, **figura N° 09**, se basa en sustituir la capacidad uniformemente repartida a lo largo de la línea por otras dos de la mitad de su valor que se sitúan en los extremos: generador y receptor.

Es decir, se considera a la admitancia \vec{Y} , dividida en dos partes iguales, una en cada extremo del circuito.

Figura 9: Esquema del circuito equivalente en “TT”.



Fuente: Líneas de transporte de energía – Luis María Checa.

A la impedancia \vec{Z} se le supone concentrada en el punto medio de la línea.

Se obtiene así el circuito equivalente en “TT”, tal como se ha representado en el esquema de la **figura N° 09**

Diagrama vectorial de la línea en mención, **figura N° 10**:

La notación que utilizaremos tendrá el mismo significado:

El diagrama vectorial de la línea en TT se construye partiendo de la tensión \bar{V}_2 , en el extremo receptor, que representaremos por el vector OA , para obtener la intensidad \bar{I} de corriente en línea, compondremos al vector OB , retrasado el ángulo φ_2 , respecto al \bar{V}_2 ,

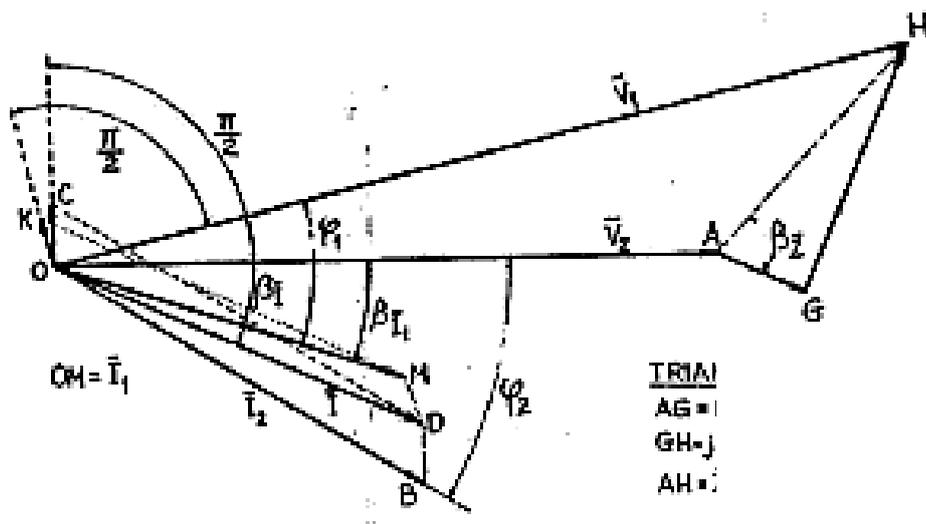
Este vector OC estará avanzando 90° respecto al OA . La resultante OD será la intensidad \bar{I} en la línea, y hará, con \bar{V}_2 , el ángulo β_2

Por el punto A trazaremos $AG = RI$, vector paralelo al OD , que representará la caída de tensión por resistencia óhmica.

El vector OH representará la tensión \bar{V}_1 , en el extremo generador.

La intensidad de corriente \bar{I}_1 , en este extremo de la línea, se obtendrá componiendo los vectores: $OD = I \cdot [19]$

Figura 10: Diagrama vectorial de la línea en “TT”.



Fuente: Líneas de transporte de energía – Luis María Checa.

2.8. PUESTA A TIERRA

2.8.1. DATOS

Los elementos a tener en cuenta para el diseño de una línea de transmisión desde el punto de vista de descargas atmosféricas son:

- Espaciamiento eléctrico.
- Cantidad de aisladores.
- Angulo de apantallamiento.
- Sistema de puesta a tierra de las estructuras.

Los cuales son ajustados de modo que ofrezcan una tasa de salida preestablecida según los criterios básicos del proyecto.

Con respecto a los espaciamientos eléctricos de las líneas de transmisión, las exigencias atmosféricas tienen menor importancia a medida que el nivel de tensión se eleva debido al aumento del nivel de aislamiento de las líneas de transmisión.

La cantidad de aisladores de una línea de transmisión se diseña para que soporte todo “sobretensión interna” (sobretensiones por maniobra y sobretensión de baja frecuencia), pero no todo “sobretensiones externas” (impulso de voltaje ocasionado por descargas atmosféricas). Lo anterior porque la longitud de la cadena de aisladores sería tan grande que el costo del aislamiento resultaría exageradamente alto.

Con respecto al ángulo de apantallamiento, se dice que el blindaje efectivo de los cuadros conductores se logra cuando la posición de los cables de guarda es tal, que el número de salidas debido a la incidencia de los rayos en los conductores de fase (descargas directas) sea igual a cero. Cuando lo anterior no puede ser logrado se diseña con una metodología de cálculo para la determinación del índice de salidas por descargas directas (en los conductores de fase).

De acuerdo con las mediciones efectuadas en las líneas de transmisión se establece que la falla del blindaje está asociada con rayos de baja intensidad de corriente y las salidas por descargas en los cables de guarda o en las torres son debidas a rayos con corrientes de alta intensidad.

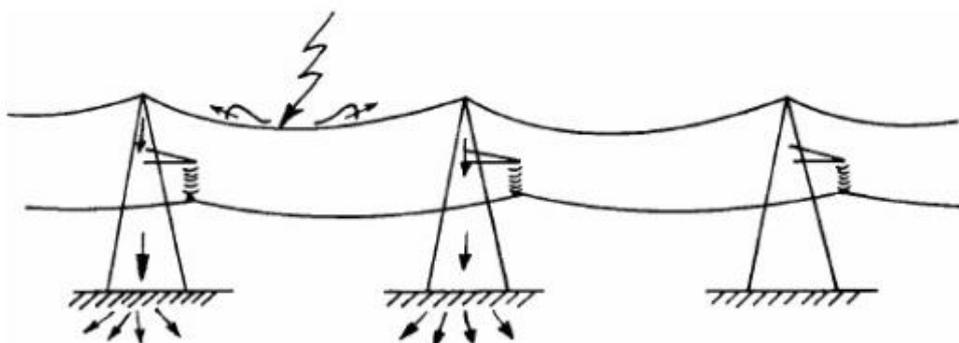
Es importante analizar las salidas por flameos inversos que se ocasionan por tener altas resistencias de puerta a tierra en las torres. [20]

2.8.2. DESCRIPCIÓN DEL FENÓMENO

Cuando una descarga atmosférica cae en un cable de guarda, la corriente debida a la descarga fluye en ambos sentidos a través de la impedancia, impulso del cable de guarda **figura N° 11**. La corriente y la tensión se propagan hasta llegar a la torre, bajando por ésta para encontrarse con una resistencia de puesta a tierra que disipa la energía asociada con la descarga atmosférica. En ambos casos en línea y torre.

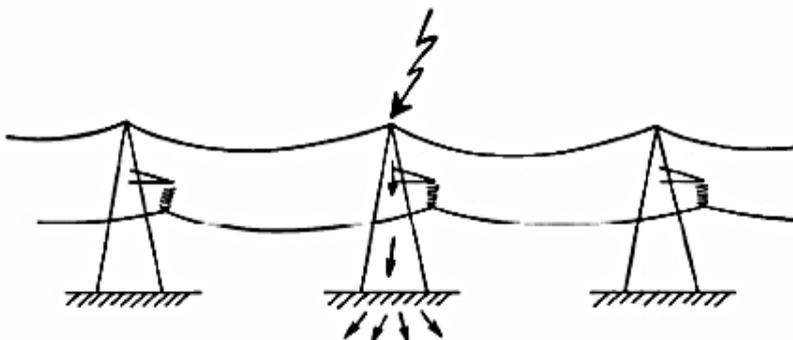
Según la descripción anterior, una descarga atmosférica, puede considerarse como una fuente de corriente capaz de hacer fluir una corriente permanente (la asociada con el rayo) a través de una impedancia. La tensión producida por la descarga es producto de la corriente y de la impedancia a través de la cual fluye.

Figura 11: Torres y vanos representados para incidencia de rayos en el vano.



Fuente: VDOCUMENTS.SITE [en línea].

Figura 12: Torres y vanos representados para incidencia de rayos en la torre.



Fuente: VDOCUMENTS.SITE [en línea].

Las descargas atmosféricas que inciden en los vanos de los cables de guarda y en las torres, **figura N° 12**, tienen la tendencia de caer en las proximidades de ésta, porque se constituyen en los puntos más elevados de las líneas de transmisión. Dependiendo del tipo de torre y de su masa metálica pueden llegar a caer hasta el 60% de los rayos en las proximidades de la torre.

Cuando la descarga atmosférica cae en el cable de guarda, induce una fracción de su potencial en los conductores de fase (factor de acople capacitivo entre conductor y cable de guarda).

El problema se presenta cuando la resistencia de puesta a tierra de la torre es alta que eleva el potencial de la torre de transmisión con relación a la resistencia de puesta a tierra.

La descarga atmosférica que cae en el cable de guarda o directamente en la torre, llega a la base de la torre (suelo) y al encontrar una alta resistencia (resistencia de puesta a tierra de la estructura) no encuentra un medio propicio para el esparcimiento de la corriente del rayo de manera eficiente y genera que la torre alcance un alto potencial eléctrico que aumenta súbitamente la tensión entre el brazo de la torre y el conductor de fase hasta el punto que se supera el aislamiento proporcionado por el aire exterior a la cadena de aisladores donde se presenta un flameo desde el brazo de la torre (que se encuentra en un alto potencial) y del conductor de fase (se le conoce como flameo inverso).

Además, la corriente a través de la torre produce un campo magnético variable entre el conductor de fase y la torre, que contribuye al flameo inverso.

Para obtener un número aceptable de salidas de la línea, la resistencia de puesta a tierra debe ser muy baja y más aún cuando el nivel isoceraúnico es alto. [20]

2.8.3. RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra está directamente relacionada con la composición natural del suelo, (características físicas y químicas), es decir, que el suelo será de resistencia baja cuando sea altamente húmedo, con composición arcillosa y con un alto contenido de minerales conductores.

Al contrario, se presentará una alta resistencia de puesta a tierra cuando el suelo sea de composición seca y altamente rocosa, lo que implica que la resistencia de

puesta a tierra puede variar con la época del año [...] pues la corriente asociada con la descarga atmosférica al llegar a la base de la estructura encuentra o no, según la composición del suelo, un medio propicio para disipar la energía del rayo.

Cuando una línea de transmisión tiene continuas salidas debido a flameos inversos por altas resistencias de puesta a tierra en las estructuras, se debe buscar mejorar (bajar) la resistencia que la corriente asociada al rayo encuentra al llegar al suelo.

Sabiendo el nivel isoceraúnico de la zona por donde cruza la línea de transmisión, podemos [...] calcular el valor de la corriente de rayo que aceptaremos nos produzca flameo inverso (la anterior decisión, se toma dependiendo del grado de confiabilidad que pretendemos dar a la línea de transmisión); con dicha corriente [...] podemos buscar el valor necesario de resistencia de puesta a tierra.

En la práctica una línea de transmisión no tiene un valor constante de resistencia de puesta a tierra, sino que presenta una gama de valores según la localización de las distintas torres, por lo que, lo primero al querer mejorar las puestas a tierra de una línea de transmisión es medir qué valores de resistencia tiene cada torre. [20]

2.8.4. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA PARA INSTALACIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO Y TELECOMUNICACIONES

En la sección 3 del CNE-S -2011. Métodos de Puesta a Tierra para instalaciones de Suministro Eléctrico y Telecomunicaciones * Activar las protecciones eléctricas
* Dispar la energía eléctrica de los cortocircuitos (Ejem: descargas atmosféricas)

Puestas a tierra en torres y postes de líneas de transmisión

A. Regla 036. Requerimientos de resistencia de puesta a tierra – general

Los sistemas de puesta a tierra deberán ser diseñados para minimizar peligros eléctricos al personal y deberán tener resistencias a tierra suficientemente bajas para permitir la rápida operación de los dispositivos de protección de circuitos. Los sistemas de puesta a tierra pueden consistir de conductores enterrados y de varios tipos de electrodos de puesta a tierra.

NOTA: Pueden presentarse casos especiales donde los valores de resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra cumplan con lo indicado en estas reglas, pero si las condiciones de seguridad y diseño o el sentido práctico y la experiencia obliguen a disponer de una menor resistencia para esta situación especial, –

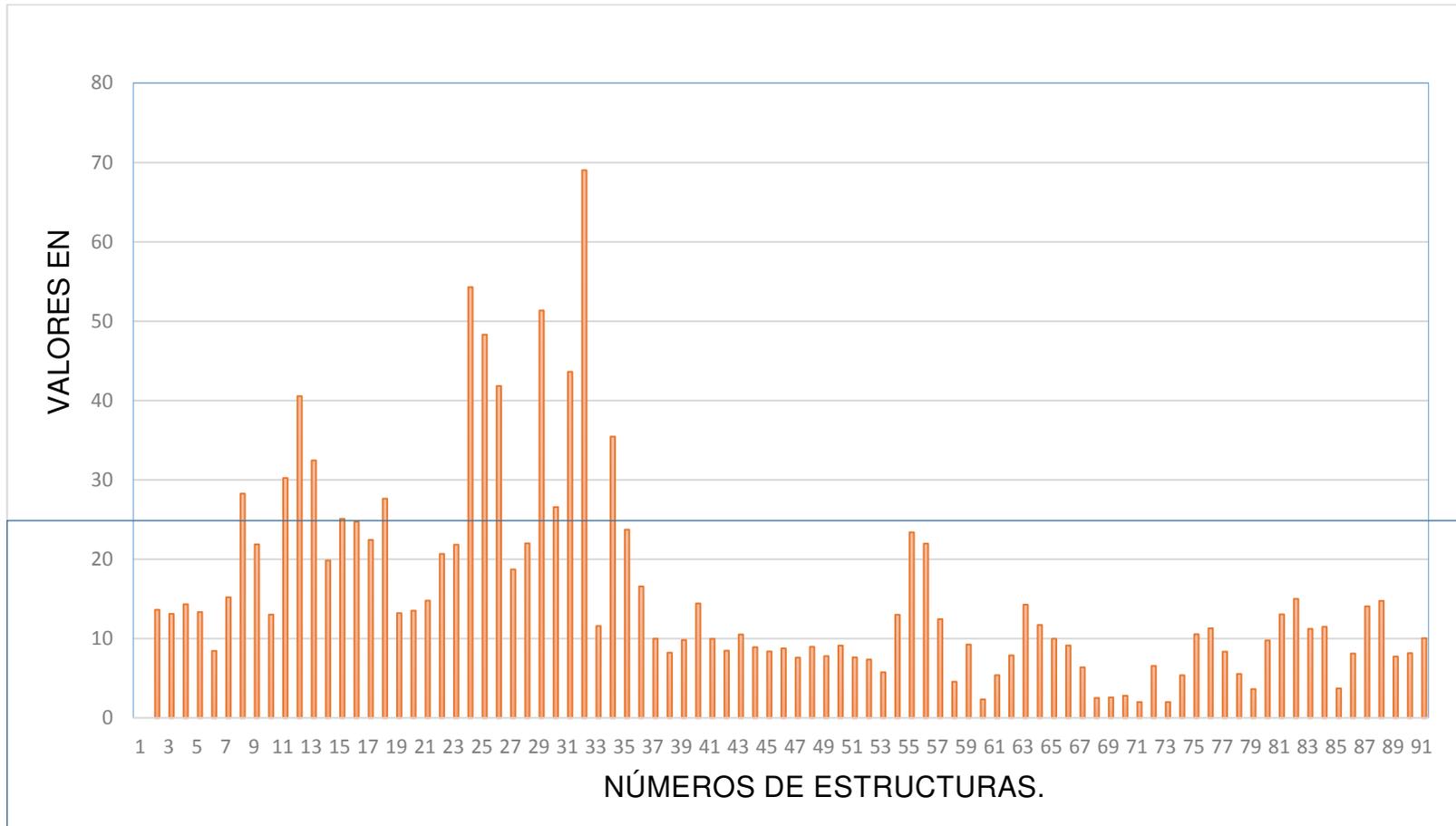
indistintamente se cumpla – lo que siempre deberá asegurarse del sistema es que ante una falla no se presenten tensiones de toque o de paso o de tensiones transferidas peligrosas.

B. Regla 036.D. Sistemas con sólo una puesta a tierra (puesta a tierra en un punto)

La puesta a tierra con un solo electrodo deberá tener una resistencia a tierra que no excede los 25 ohmios. Si la resistencia con un solo electrodo excede los 25 ohmios, deberán utilizarse otros métodos de puesta a tierra que permitan cumplir con este requerimiento. Podemos observar en la **tabla N° 15** datos que nos ayudará a comprender sobre los diferentes valores reales de las puestas a tierra en el trayecto de la línea de transmisión.

* Cuando tenga que disminuirse la resistencia de puesta a tierra se podrá usar otros métodos, como puede ser el empleo de tratamiento químico o de suelos artificiales que deberán ser aceptados y certificados por una entidad especializada, imparcial y competente, asegurándose que dichos tratamientos no atenten contra el medio ambiente.

Tabla 15: Datos de medición de puestas a tierra en Ohmios de una línea de transmisión de 99 estructuras – mediciones hechas a cada estructura.



Fuente: Elaboración propia.

2.9. BASES TEÓRICAS

2.9.1. EFECTO CORONA

El efecto corona se define como una descarga incompleta y autosostenida que se irradia de un conductor eléctrico energizado al medio ambiente que lo rodea, debido a la presencia de un campo eléctrico caracterizado por el gradiente de tensión superficial inherente.

El efecto corona se manifiesta mediante la ionización del aire como es el caso de los conductores y ferreterías energizadas en las líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica; la ionización visible denominada “efluvios” es el fenómeno luminiscente visible que muestra la liberación de energía eléctrica transversal, especialmente en los puntos prominentes, acompañado por un ruido audible y radio interferencia. [21]

2.9.2. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Las descargas atmosféricas son fenómenos que no podemos ignorar mientras tengamos líneas de transmisión de energía eléctrica, que unen las subestaciones, los centros de generación y recorriendo los campos expuestas a la intemperie, en una geografía tan variada como es el caso de nuestro país.

Según la evaluación estadística mundial se presentan en promedio 16 millones de tormentas anualmente; tomando una duración de media hora por tormenta, tenemos 900 tormentas en cada instante de los cuales resulta aproximadamente un centenar de descargas atmosféricas.

En la localidad de Pachachaca (4000 m.s.n.m.) ubicada en nuestra sierra Central se han registrado en promedio anual de 170 tormentas, en la década del 60, de las cuales resultan 19 descargas atmosféricas anuales aproximadamente.

Las descargas atmosféricas son necesarias, a pesar de sus efectos perjudiciales que pudieran conllevar, pues de esta forma aportan a la tierra las cargas eléctricas que ayudan a disminuir el gradiente de potencial en la atmosfera, el mismo que alcanzaría niveles que incrementarían el efecto corona en las líneas de transmisión de energía eléctrica (mayor conductividad del aire). [21]

A. Formación de las nubes de tormenta

Las nubes en muchos lugares son esperadas con impaciencia, porque constituyen la única vía por la cual llega al terreno de cultivo el agua y su abono (nitrógeno presente en el aire).

La nube tormenta puede formarse debido a que un aire en un aire homogéneo, superficie continúa y una fuerte insolación que calienta las capas bajas, por ello el aire tendrá un buen contenido de vapor de agua evaporada en el día en terreno firme; en cambio sobre grandes superficies de agua (mar) es por la noche cuando se forman estas nubes de tormenta.

Las nubes de tormenta tienen la forma de un yunque vista horizontalmente y sus dimensiones pueden llegar hasta 8km de altura y con profundidades de hasta 50km, dentro de las nubes de tormenta la turbulencia es violenta, motivo por el cual, no es recomendable para un avión atravesar sino más bien sobrevolar o contornear sus límites.

Las nubes de gran desarrollo vertical son las únicas responsables de las descargas de rayos, porque el agua y el hielo coexisten en su seno, debido al descenso de temperatura con la altura de 20°C a -60°C aproximadamente.

La intensidad del campo eléctrico en una nube tormenta puede ser hasta 1 MV/m. [21]

B. Formación de las descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas representan un problema para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, especialmente para los niveles de media y alta tensión en la que un buen porcentaje de fallas se deben a dichos fenómenos.

Sabemos que el aire atmosférico en condiciones de cielo despejado tiene un campo eléctrico de 100 V/cm., en el que existen iones libres debido a su incidencia de rayos cósmicos, rayos ultravioletas, cuantos de luz, efecto corona, radiactividad, etc.

La lluvia o precipitación de las nubes atmosféricas y en especial de la nube cúmulo nimbo (nube tormenta), juega un papel preponderante en la formación de rayos atmosféricos por su carácter ionizante.

Las nubes se componen de gotitas de agua de las dimensiones detalladas en la siguiente **tabla N° 16**

Tabla 16: Tipos de nube y el contenido de gotas de agua al interior de ellas.

TIPO NUBE	NUMERO GOTITAS/ cm ³	DIÁMETRO MEDIO GOTITAS x10 ⁻⁶ m	DIÁMETRO EXTREMO GOTITAS x10 ⁻⁶ m
ESTRATO	250 – 650	10 a 12	2 a 80
NIMBOSTRATO	150 – 350	12 a 22	2 a 40
CÚMULO BUEN TIEMPO	250 – 400	16 a 20	6 a 70
CÚMULO NIMBO	70 - 200	40	4 a 200

Fuente: Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín – Marino Pérez Gómez.

Una nube cúmulo nimbo o nube tormenta que tiene solo 4 km² de base y 8 km de altitud considerando 0.5 gr de agua por m³ de nube tiene en suspensión de 16,000 toneladas de agua. Las gotitas de agua convierten en cristales de hielo a la temperatura de -41 °C.

Tabla 17: Según el diámetro de las gotas de agua presentes en las nubes, las velocidades de precipitación por gravedad son:

DIÁMETRO GOTAS x 10 ⁻⁶ m	VELOCIDADES DE CAÍDA cm/s
200	120
100	27
60	15
40	5
20	1.3
10	0.3
2	0.01

Fuente: Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín – Marino Pérez Gómez.

Los cristales de hielo formados por el cambio de estado de las gotitas de agua a -41 °C, alcanzan un tamaño respetable y en el curso de su caída crecen más, produciendo la nieve o granizo si la temperatura ambiente en el suelo es aun negativa; en caso contrario (ISOTERMA POSITIVA) se precipitan al suelo en forma de lluvia.

Por lo tanto, en el origen de las precipitaciones tenemos a los cristales de hielo, en nubes de gran altitud o nubes de tipo tormenta o cúmulonimbo.

En el caso de las nubes de menor altitud donde los niveles de temperatura en ella no alcanzan los -40°C, el origen de las lluvias se debe a la formación de gotitas de agua “gigantes” compuestas por sales provenientes del mar. Las nubes heladas son mucho más frágiles en precipitarse.

Las gotas de lluvia en su descenso aumentan de tamaño y por lo tanto su velocidad creando una fricción que incrementa el número de capturas de iones positivos y negativos neutralizándolos, por lo tanto, la nube es 1000 veces aproximado más aislante que la atmósfera en que se ha originado (Nube 10^{-18} amperios/cm²); y como todo aislante en un medio conductor se polarizará en sus fronteras de acuerdo al campo eléctrico existente.

En el proceso de la lluvia, las gotas hacen contacto con los iones del aire (externo a la nube), aumentando la ionización de la atmosfera que facilitará la formación de la trayectoria del canal del rayo atmosférico.

La carga eléctrica acumulada en la nube cumulo nimbo es de orden de 2 a 100 coulombios, irrisorio si comparamos con la carga de una batería acumuladora de energía eléctrica común de 30 Amperios-hora en el que se tiene almacenada la carga eléctrica de 108,000 coulombios; sin embargo, los efectos de los rayos atmosféricos por la duración de las descargas (microsegundos) distan de ser despreciables.

Al iniciar el rayo atmosférico su descarga con la precipitación de un entorno espacial o cabeza guía hacia la tierra en forma de saltos (flechas de electrones ionizando el aire a su paso) formando ramificaciones múltiples en su intento por llegar al suelo, subsiste un tronco principal o descarga líder que avanza a una velocidad de 11,000 km/s aproximadamente trazando una trayectoria caprichosa y un canal principal ionizado de 5 a 20 cm de diámetro.

El entorno espacial o carga líder al hallarse próximo a la superficie de la tierra, una distancia crítica disruptiva del aire, induce electrostáticamente una descarga ascendente de retorno a una velocidad de 60,000 km/s aproximado, produciéndose de esta forma la descarga atmosférica (rayo) que origina una fuerte luminosidad (relámpago), y un estruendo característico (10-100 μ s). La descarga atmosférica transporta de 2 a 300 kA que al incidir sobre una estructura prominente de 10 ohmios de puesta a tierra, solamente, establecería una tensión máxima de 3 MV.

Cada descarga atmosférica puede contener varios rayos o sub descargas eléctricas por el mismo canal ionizado que la atraviesan en una rápida sucesión en menores gradientes de potencial comparadas con la primera descarga líder. El tiempo total de una descarga completa puede persistir hasta por 1 s. o más, pero la duración de cada sub descarga es de orden de decenas a centenas de microsegundos.

El número e intensidad de las descargas atmosféricas se producen en un lugar que están determinados por el nivel isoceraúnico y por la geometría de la configuración que presenta los componentes de la línea de transmisión. [...]

La descarga atmosférica, **tabla N° 18**, se produce cuando la distancia entre la cabeza guía del rayo y el punto prominente del suelo (estructura de línea de trasmisión, mástil, pararrayo y árbol), se perfora; este espacio se denomina distancia critica S_c , la misma que se relaciona con la corriente pico de rayo I , esta última es proporcional al gradiente de potencial existente entre la nube cargada y la tierra. [...]

Tabla 18: Tabla de valores relativos al rayo atmosférico.

CORRIENTE DE RAYO I EN KA	1	5	10	20	40	50	75	100	150	300
DISTANCIA CRITICA S_c en metros ^C	8	22.8	35.7	56.1	88.0	101.7	132.4	159.6	207.7	326
PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CORRIENTE DE RAYO EN %	99.99	99.1	95	75.8	34	22.4	9.14	4.54	1.63	0.27

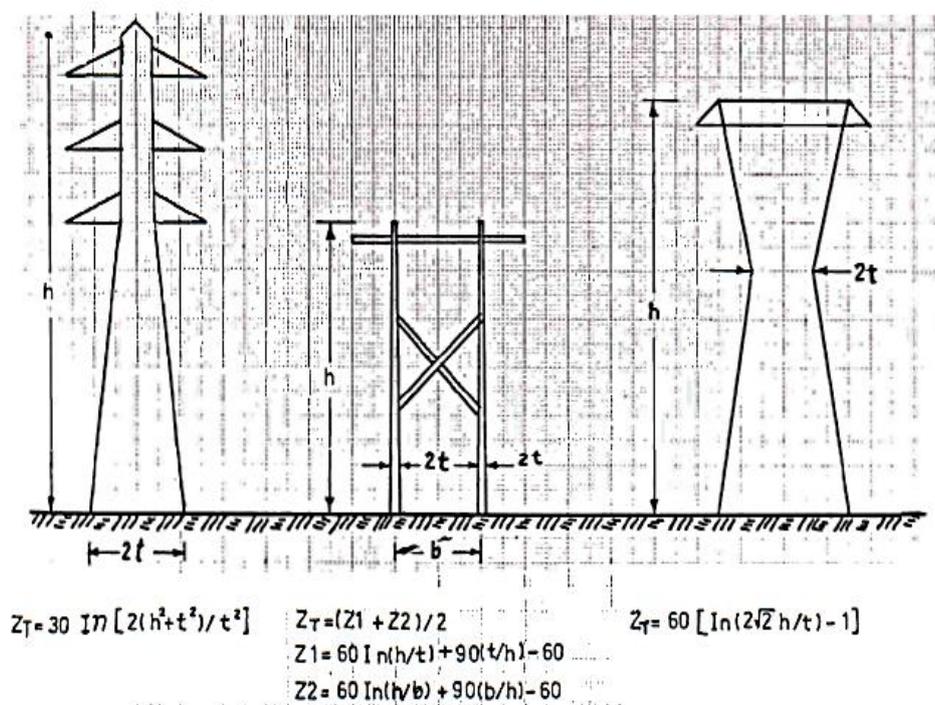
Fuente: Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín – Marino Pérez Gómez.

Para el desarrollo de los cálculos de los efectos de los rayos atmosféricos, resulta de vital importancia el conocimiento de las impedancias características de los

componentes de una línea de transmisión como son: línea de transmisión propiamente dicha, la torre y la resistencia de puesta a tierra, se debe acotar que los resultados de los cálculos o predicciones a realizar para los rayos atmosféricos dependerán de la precisión de los datos, las mismas que en la práctica no son constantes, ni lineales y en muchos aspectos difíciles de expresar matemáticamente, excepto en métodos idealizados, cuyos resultados en todos los casos se deben expresar en términos de probabilidad o valores medios. La expresión matemática de la impedancia característica de una línea de transmisión es:

La impedancia de la estructura o torre de una línea de transmisión Z_T que se presenta ante una descarga eléctrica dependerá de la forma geométrica de la estructura y sus dimensiones; así tenemos las relaciones para estructuras típicas detalladas en la **figura N° 13**.

Figura 13: Aproximaciones de impedancias de onda para estructuras de líneas de transmisión típicas.



Fuente: Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín – Marino Pérez Gómez

La velocidad de propagación de las ondas en la línea de transmisión está dada por la relación **fórmula N° 15**:

Fórmula 15: Velocidad de propagación de las ondas en la línea.

$$V = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ m/s} \quad (15)$$

Siendo L y C los parámetros reactivos intrínsecos de la línea de transmisión en μH y μF respectivamente.

En cambio, la velocidad de propagación de las ondas de impulsos a través de las torres o de las estructuras debido a la existencia de ménsulas o crucetas son 85% aproximado de la velocidad de la luz (255×10^6 m/s) hallado en forma experimental.

En el comportamiento de la resistencia de puesta a tierra de las estructuras durante la descarga atmosféricas, es de esperar menores valores de resistencia en el proceso real, respecto a los valores de resistencia medidas con los métodos existentes (caída de potencial), debido a la diferencia apreciable de magnitud y forma de corriente inyectados en ambos casos. [21]

2.9.3. MECANISMOS DE INCIDENCIA DE LAS DESCARGAS POR RAYO.

A. Descarga indirecta:

El mecanismo de tensión inducida que se produce en la línea de transmisión o la tensión inducida electrostáticamente por la descarga atmosférica indirecta (Rayo cae a tierra próxima a línea) al operarse la reducción drástica o desaparición del campo eléctrico entre la nube y la línea.

La tensión inducida E_i tiene forma unipolar y su magnitud dependerá de las capacidades existentes entre nube tierra y conductor-tierra, así como del gradiente de potencial nube-tierra. Referencialmente los valores de tensión inducida en una línea de transmisión pueden apreciarse de la siguiente forma: al caer un rayo de 100 KA alejado de la línea, si ésta es de 345 KV y tiene una altura promedio de 20m conductor-tierra, la tensión pico esperada sería del orden de 1 a 2 MV. [21]

B. Descarga directa:

Por mal diseño o por mala instalación eléctrica o por falta de cable de guarda de una línea de transmisión que atraviesan lugares que tienen niveles isoceraúnico considerables (más de 20) se puede producir la caída de un rayo directamente en el conductor cuya tensión en función del tiempo queda determinada por la siguiente relación matemática:

Las ondas de impulso viajan hacia ambos extremos de la línea serán de onda plena o de onda cortada, esto dependerá de si la sobretensión producida es menor o mayor respectivamente a la tensión disruptiva de la cadena de aisladores de la línea de transmisión. [21]

C. Descarga inversa:

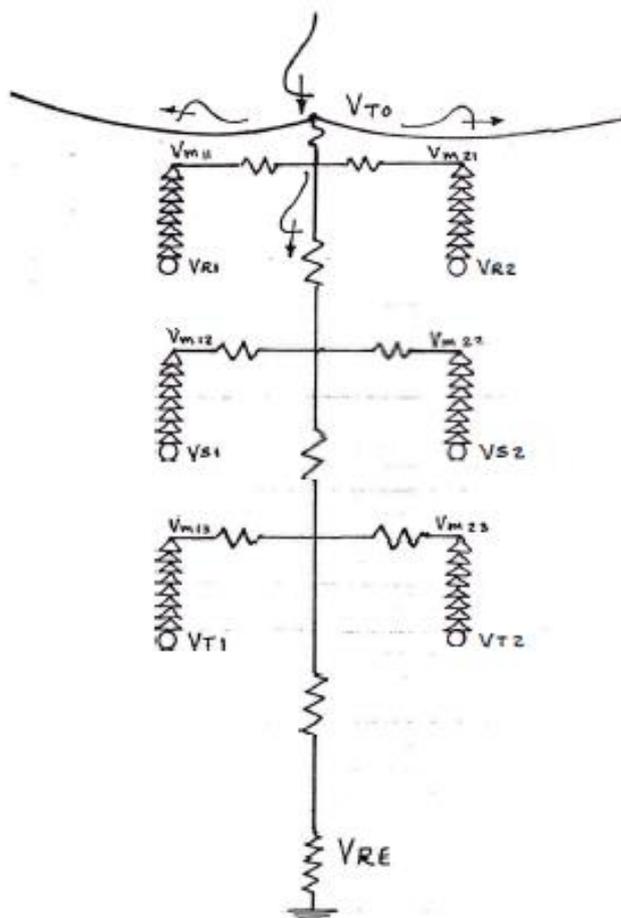
Este fenómeno de descarga inversa se produce con mayor probabilidad en una línea de transmisión con altas resistencias de puesta a tierra, puesto que la estructura y el cable de guarda presentan las condiciones de atracción y captación de los rayos por ser prominente y estar conectado a tierra.

La corriente de rayo (I_c) por la estructura y por el cable de guarda provoca una tensión inversa con respecto al conductor. La disrupción se producirá cuando dicho fenómeno sobrepase la tensión de sostenimiento de impulso de la cadena de aisladores.

Se ha establecido que para las líneas menores de 150kV con puesta a tierra de 15 Ohmios, la disrupción del aislamiento por descarga inversa es siempre probable mientras que para líneas de más de 750 kV, no ocurren contorneos de este tipo.

Cuando la corriente de rayo ingresa por el vértice de la torre, crea una secuencia de ondas viajeras, 2 que viajan hacia ambos lados del cable de guarda y una tercera onda que incidirá hacia tierra a través de la estructura y de la resistencia de puesta a tierra. En la **figura N° 14** se visualizan las tensiones que se establecen en la estructura y en los conductores.

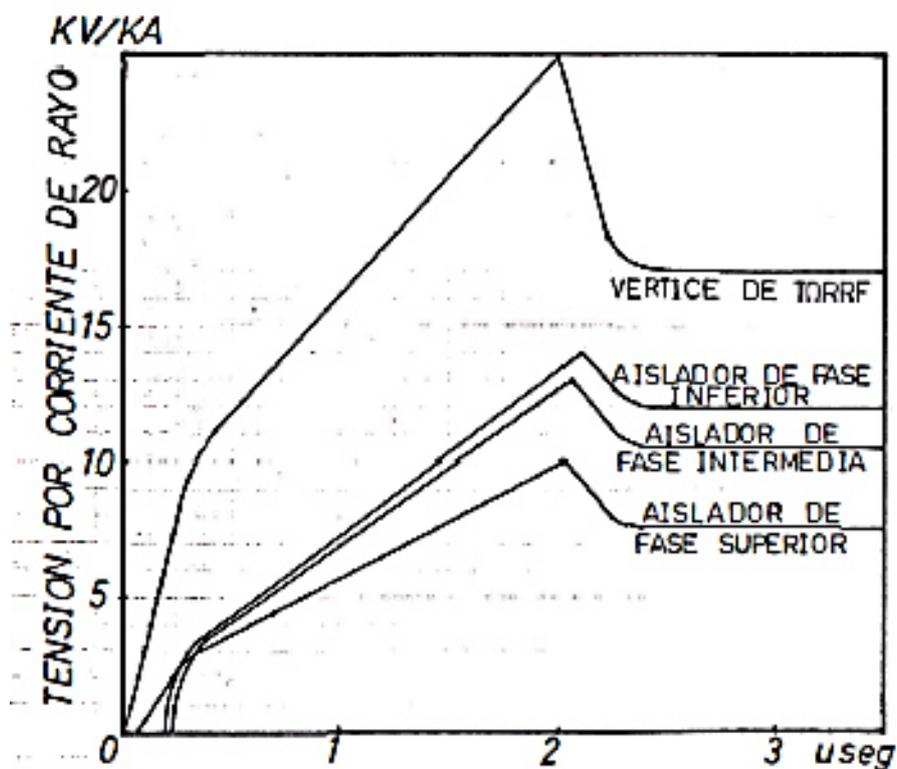
Figura 14: Distribución de tensiones ante caída de rayo en la torre.



Fuente: Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín – Marino Pérez Gómez

Las tensiones que se establecen en las cadenas de los aisladores de las fases serán de diferencia entre las tensiones de fase con respecto a tierra, menos las tensiones, en las ménsulas respectivas; así, si esta resultante sobrepasa el nivel de tensión de sostenimiento es probable que se produzca la tensión de descarga inversa y se cumple las relaciones en una disposición vertical R, S, T, ver **figura N° 15**. [21]

Figura 15: Tensiones inducidas por caída de un rayo atmosférico en vértices de una torre, no incluye tensiones a frecuencia industrial.



Fuente: Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín – Marino Pérez Gómez

2.9.4. PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Las instalaciones de suministro eléctrico que se encuentran expuestas a sobretensiones de origen atmosférico, tales como estaciones de suministro o subestaciones, deberán estar protegidas contra descargas atmosféricas directas y sobretensiones inducidas. La protección contra las descargas directas se hará mediante cables aéreos (cables de guarda) o postes con terminales de captación o dispositivo de interceptación de rayos (comúnmente llamados pararrayos), adecuadamente colocados, de tal manera que las descargas de los rayos sean interceptadas, reduciendo la exposición de la instalación a las descargas a niveles insignificantes.

No debe utilizarse dispositivos de interceptación con elementos o sustancias radiactivas.

La protección contra las sobretensiones inducidas (sobretensiones que ingresan a la estación a través de líneas aéreas o los conductores metálicos conectados a la

estación), será proporcionada mediante descargadores de sobretensiones y otros medios de protección contra sobretensiones colocados tan cerca como resulte práctico al equipo que se va a proteger.

NOTA: Norma técnica de referencia: IEC 62305, NFPA 780, Norma Técnica Colombiana NTC 4552 para protección contra protección contra el rayo, edificaciones y estructuras. [22]

2.9.5. PARARRAYOS Y DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

Los descargadores de sobretensión son una ayuda esencial para la coordinación de aislamiento en sistemas eléctricos de potencia. Equipos altamente valiosos pueden ser protegidos contra rayos y sobretensiones de maniobras.

Si las reglas básicas se mantienen, los pararrayos de óxido metálico ofrecen completa protección contra sobretensiones. Además, ofrecen un porcentaje de averías del 0% y un tiempo de vida de más de 20 años.

Los costos de los pararrayos en sistemas de abastecimiento de energía eléctrica son menores al 1% del valor de los equipos que lo protegen.

La alta disponibilidad y los bajos costos de los pararrayos facilitan nuevas aplicaciones como pararrayos para línea de transmisión. Como resultado, los pararrayos convencen con una calidad de mejora de los sistemas de abastecimiento de energía eléctrica.

La tensión de operación de un pararrayo se le denomina en palabras técnicas como tensión de cebado de un pararrayo. [23]

A. Pararrayos de subestación poliméricos

Este tipo de pararrayos han sido diseñados para su montaje en todo tipo de subestaciones y su instalación puede hacerse directamente sobre el suelo o sobre una base aislante, ésta última es imprescindible cuando los pararrayos incorporan un contacto de descargas.

Ofrecen características de protección optimizadas, gran resistencia mecánica y elevada resistencia a la intemperie, con su envolvente de silicona y un sistema de sellado de la parte activa que impide la penetración de humedad. El peso de estos pararrayos es considerablemente inferior al peso de sus equivalentes con

envolvente de cerámica, lo que facilita su manejo o instalación. De igual forma, el riesgo de roturas es muy inferior al de los pararrayos con envolvente de cerámica.

El diseño consta de un número de varistores de óxidos metálicos envueltos por un robusto arrollamiento en fibra de vidrio con poliéster que se inserta en la envolvente polimérica.

Ventajas:

- Niveles menores de tensión residual, optimizando la coordinación de aislamiento.
- Alta capacidad de absorción de energía adecuada para aplicaciones críticas.
- Estabilidad en sus características eléctricas.
- Alta resistencia a la intemperie, contaminación, corrosión, etc.
- Conjunto no fragmentable, la construcción de la parte activa sin espacios internos de aire evita la exposición de envolvente en caso de falta, y los daños que ésta podría causar.
- Elevada resistencia mecánica. [24]

B. Pararrayos para líneas de transmisión

La generación y distribución de energía eléctrica evoluciona hacia conceptos como la generación distribuida, las redes activas bidireccionales y la filosofía de la red inteligente (Smart grid). La implantación de todos estos conceptos convierte a la red en un elemento sensible, en el que los requisitos de fiabilidad del suministro y estabilidad de la red se hacen cada vez más exigentes. Las líneas de transmisión son elementos esenciales para la fiabilidad del suministro de energía. Estas líneas trabajan cada vez más sobrecargadas, al límite de sus posibilidades de explotación y en condiciones en las que cualquier perturbación puede afectar a la seguridad y a la estabilidad de todo el sistema.

En particular, las líneas de transmisión sufren desconexiones debidas a diversos tipos de sobretensiones transitorias (descargas atmosféricas o maniobras de red) que son causadas por el contorneo de los aisladores de la red y, por consiguiente, el disparo de las protecciones. Estas desconexiones suponen un riesgo para la

estabilidad del sistema, además, suponen un alto coste en términos de calidad de servicio, penalizaciones, y fiabilidad del suministro.

Los pararrayos para línea de transmisión poliméricos introducen el concepto de eficiencia energética en la protección de sobretensiones, al reducir considerablemente las pérdidas por conducción en el servicio con respecto a los valores hasta ahora habituales en el mercado. Esta innovación se basa en una nueva generación de varistores desarrolladas durante una ardua investigación.

Otras ventajas adicionales son:

- Eficiencia energética: niveles de pérdidas reducidas.
- Niveles de protección optimizados basados en nuevas tecnologías de semiconductores que permiten reducir la tensión residual.
- Elevada fiabilidad a la intemperie. Prestaciones óptimas en condiciones climatológicas adversas (viento abrasivo, alta salinidad, alta humedad, lluvia ácida).
- Estabilidad de las prestaciones tras ciclos severos de funcionamiento.
- Peso reducido, equipo compacto y gran facilidad de instalación.
- Seguridad ante cortocircuitos y eventos catastróficos debido a su envolvente no fragmentaria. El producto ha pasado los más severos ensayos de cortocircuito.
- Posibilidad de equipar un desconector de tierra automático que separa el equipo de la red en caso de fallo del mismo, garantizando así la continuidad de servicio en línea. [24]

2.10. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

2.10.1. RESISTENCIA

La resistencia de conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdidas de potencia en ellas. El término de “resistencia”, a menos que sea calificado específicamente, se refiere a una resistencia efectiva. La potencia de la resistencia efectiva del conductor se da en watts e I que es la corriente rms en el conductor de amperes. La resistencia efectiva es igual a la

resistencia de corriente directa del conductor sólo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme. [16]

2.10.2. INDUCTANCIA DE UN CONDUCTOR

La inductancia de una línea de transmisión se calcula como enlaces de flujo por ampere. [...]

Las líneas de flujo cambiantes dentro de los conductores también contribuyen al voltaje inducido del circuito y, por lo tanto, a la inductancia. Se puede calcular el valor correcto de la inductancia debido al flujo interno, como la relación de los enlaces de flujo a la corriente, si se tiene en cuenta el hecho de que cada línea de flujo interno enlaza sólo una fracción de la corriente total.

Para obtener un valor aproximado de la inductancia de una línea de transmisión, es necesario considerar el flujo dentro y fuera de cada conductor. Considérese el conductor cilíndrico largo cuya sección transversal se muestra. Supóngase que el retorno de la corriente para este conductor está tan lejos que no afecta de manera apreciable al campo magnético del conductor mostrado. Entonces, las líneas de flujo son concéntricas al conductor.

Por la ley de ampere, la fuerza magnetomotriz (fmm) en amperes-vuelta alrededor de cualquier trayectoria cerrada, a la corriente total en amperes encerrada por esta trayectoria. La fmm es igual a la integral de línea alrededor de la trayectoria cerrada de la componente de la intensidad de campo magnético que es tangente a la trayectoria.

Inductancia de líneas trifásicas con espaciamiento asimétrico:

Cuando los conductores de una línea trifásica no están espaciados de manera equilátera, el problema de encontrar la inductancia se hace más difícil. Los enlaces de flujo y las inductancias de cada fase no son iguales. En un circuito desbalanceado se obtiene una inductancia diferente en cada fase. Se puede establecer el balance en las tres fases intercambiando las posiciones de los conductores en intervalos regulares a lo largo de la línea, de manera que, cada conductor ocupe la posición que tenía originalmente los otros a igual distancia. A este intercambio de posiciones de los conductores se le conoce como transposición. [16]

2.10.3. LA CAPACITANCIA

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces se desprecia en líneas de potencia que tienen menos de 80 km de largo. Para líneas de alto voltaje más largas, la capacitancia crece en importancia. [19]

2.10.4. LA CONDUCTANCIA

Si el aislamiento de las líneas fuera perfecto, no habría corriente alguna entre los conductores y el apoyo.

Dicha corriente puede darse por la superficie de los aisladores o a través de su masa, y dar a lugar a pérdidas por conductancia, que serían nulas si el aislamiento fuese total. El hecho real es que existen tales corrientes, por más grande que sea el aislamiento de las líneas. La intensidad de corriente debida a la conductancia será, según la ley de Ohm. [19]

2.10.5. EL NIVEL ISOCERAÚNICO

Se llama con este nombre a la cantidad de tormentas eléctricas (en las que se escuchan truenos) que hay en un año.

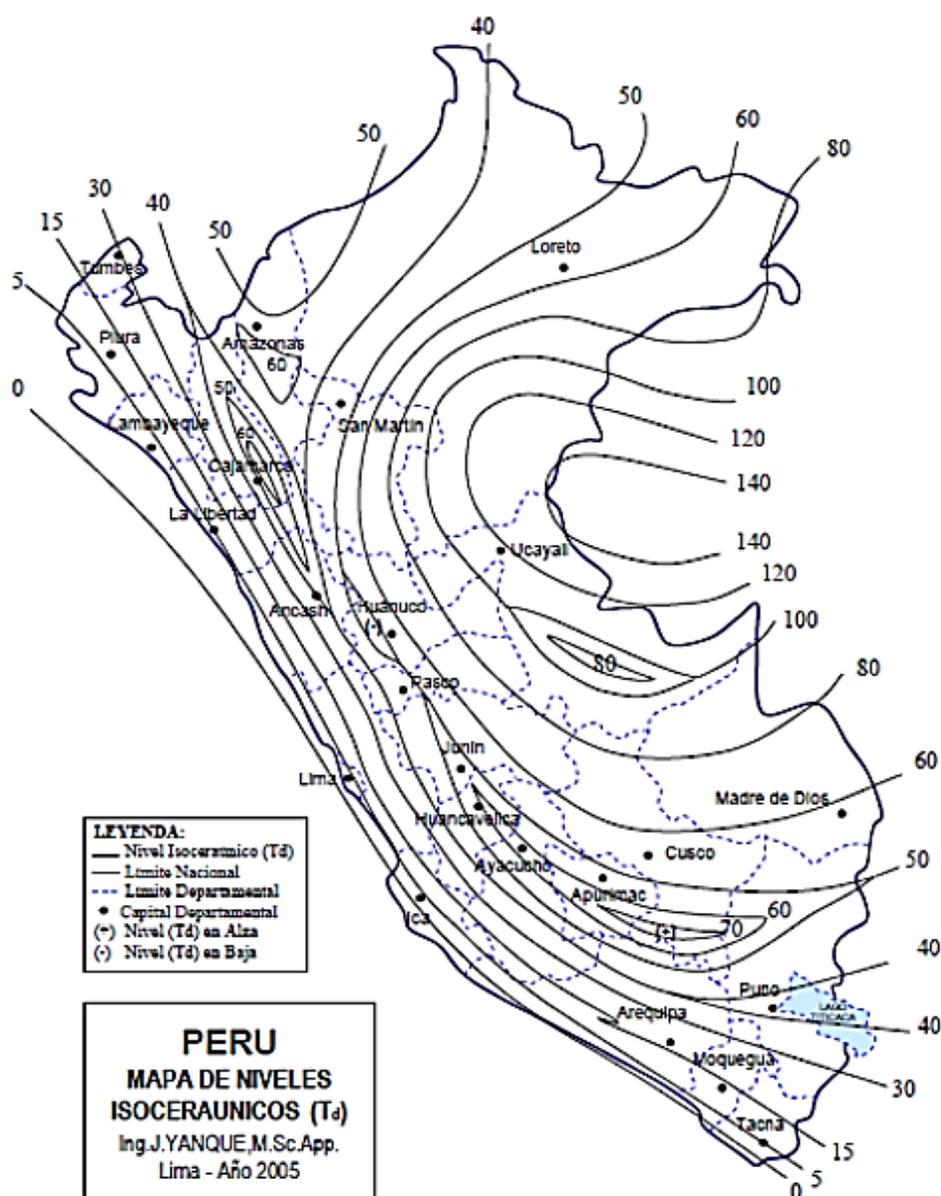
El número de tormentas eléctricas tiene indudable relación con el número de descargas que ocurren por unidad de superficie y unidad de tiempo.

Es más representativo el número de descargas eléctricas por unidad de superficie (km. cuadrado) y por año, que mide la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga atmosférica, se puede observar en la **figura N° 16**.

La estación eléctrica es una obra de superficie relativamente pequeña y en consecuencia el riesgo de que sea alcanzada por una descarga atmosférica también es pequeño en relación con una línea.

La línea puede considerarse como una obra de gran superficie, ya que su longitud es importante, aunque su "ancho" sea pequeño. [25]

Figura 16: Mapa de niveles isoceraúnicos.



Fuente: Mg. Justo Yanque.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

3.1. MÉTODO, Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. TIPO INVESTIGACIÓN

La investigación es del tipo cuantitativa que plantea un problema de estudio delimitado y concreto. Las preguntas de investigación versan sobre cuestiones específicas.

El enfoque cuantitativo usa la selección de datos para probar la hipótesis con base en la medición numérica y el análisis estadístico, para establecer patrones de comportamiento y probar teorías. [26]

3.1.2. NIVEL DE INVESTIGACIÓN

EL presente proyecto tiene el nivel de investigación del tipo descriptivo correlacional, se define de la siguiente manera:

Descriptiva: El propósito del investigador es describir situaciones y eventos. Esto es decir cómo es y se manifiesta determinando fenómeno. Los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis, miden o evalúan diversos aspectos, dimensiones o componentes del fenómeno o fenómenos a investigar. Desde el punto de vista científico describir es medir.

Correlacional: Tiene como finalidad el grado de relación que eventualmente puede existir entre dos o más conceptos o variables, en los mismos sujetos. Más correctamente buscan establecer si hay o no una correlación, de qué tipo es y cuál es su grado o intensidad (cuán correlacionadas están). [28]

3.1.3. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método que se utilizó en esta investigación fue tomado de las ciencias analíticas porque se realiza un profundo análisis de los datos que se obtuvieron según las mediciones y cálculos de situaciones reales que se suscitarían bajo los efectos ya mencionados y estudiados en el presente proyecto.

La ciencia es analítica: la investigación científica aborda problemas circunscritos, uno a uno, y trata de descomponer todo en elementos (no necesariamente últimos o siquiera reales). En la investigación científica no se plantea cuestiones tales como “¿Cómo es el universo en su conjunto?” “¿Cómo es posible el conocimiento?” Trata, en cambio, de entender toda situación total en términos de sus componentes; intenta descubrir los elementos que explican su integración.

Los problemas de la ciencia son parciales y así son también, por consiguiente, sus soluciones; pero, más aún: al comienzo los problemas son estrechos o es preciso estrecharlos. Pero, a medida que la investigación avanza, su alcance se amplía. [29]

La ciencia es explicativa: El diseño de la investigación también es explicativo porque se realiza simulaciones y también el análisis cuantitativo de la estadística de interrupciones. [29]

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño que se toma en cuenta en esta investigación es el diseño no experimental, descriptivo porque se busca especificar las características de las interrupciones por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión de la tesis, así como también especificar las características importantes de la línea de transmisión, que influyen en las interrupciones de este tipo.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

Referente a este ítem se ha tomado en cuenta una de las líneas de concesión de Electrocentro, línea de transmisión del Valle del Mantaro de 60 KV una de ellas que comprende SE Parque industrial – SE Huancayo Este; del cual se toma la resistividad del terreno de 99 mediciones conjuntamente con la PAT y para las fallas, se han tomado de acuerdo al número de fallas por tipo y causa según clasificación CIER - Año 2017 de 535 fallas (fenómenos ambientales FNA=298 y otras fallas OF=237)

3.4. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La información necesaria para el presente trabajo se plasmará de lo siguiente:

- Evaluación de la línea de transmisión en estado operativo ante la presencia de descargas atmosféricas.
- Observación de la línea y su equipamiento a través de las fotografías de las inspecciones ligeras en campo.
- Mediciones en campo (puesta a tierra)
- Recolección de información tanto bibliográfico y técnico de la zona de estudio.
- Base de datos de las características de las estructuras.
- Reporte de interrupciones efectuadas por la empresa concesionaria.
- La entrevista con personas especialistas en el tema.
- Búsqueda y revisión de información del tema en Internet, bibliotecas, libros y revistas.

Para comprender el tema del estudio se realiza la investigación bibliográfica a través de libros, revistas, internet y entrevistas con personas conocedoras del tema de estudio.

Para evaluar el equipamiento se recopila información de campo para ver en qué estado se encuentran las torres, los aisladores, los pararrayos, las puestas a tierra que son los que están expuestas a descargas atmosféricas.

Para procesar los datos recopilados de campo, de la empresa concesionaria, del COES SINAC y documentación de los fabricantes, utilizando las herramientas informáticas que servirán para analizar e interpretar los resultados obtenidos.

En base al planteamiento de solución se propone mejorar el nivel de aislamiento, de esa forma se reducirá la tasa de salidas en número y duración por descargas atmosféricas desde el punto de vista técnico.

En la **tabla N° 19** se muestra los valores de resistencia por tipo de estructura, tipo de soporte, tipo de terreno, resistividad aparente y PAT de 2 varillas.

Tabla 19: Mediciones de resistividad del terreno; tramo de SE Parque industrial – SE Huancayo Este, línea de transmisión con 99 estructuras. [31]

Punto N° estructura	Tipo de estructura	Tipo de soporte	Tipo de terreno	Resistividad aparente ρ_a [$\Omega - m$]	Tipo de PAT 2 varillas [Ω]
1	PMA	PMA	Cascajo	90.67	7.51
2	PA90M	PA90M	Cascajo	201.71	11.11
3	PA90M	PA90M	Cascajo	220.33	12.13
4	PA90M	PA90M	Cascajo	205.18	11.30
5	SC2T	22/1500	Cascajo	130.00	7.16
6	SC2T	22/1500	Cascajo	233.90	12.88
7	2A-A	2A-A	Cascajo	434.55	23.93
8	2A-A	2A-A	Cascajo	336.30	18.52
9	PA90M	PA90M	Cascajo	200.31	11.03
10	2A-A	2A-A	Cascajo	464.70	25.59
11	SC2T	22/1500	Cascajo	623.29	34.33
12	SC2T	22/1500	Cascajo	498.98	27.48
13	SC2T	22/1500	Cascajo	305.12	16.80
14	2A-A	2A-A	Cascajo	385.78	21.25
15	PA90M	PA90M	Natural	380.01	20.93
16	PA90M	PA90M	Natural	344.82	18.99
17	PA90M	PA90M	Natural	424.85	23.40
18	SC2T	22/1500	Cascajo	203.14	11.19
19	SC2T	22/1500	Cascajo	207.94	11.45
20	SC2T	22/1500	Cascajo	227.38	12.52

21	SC2T	22/1500	Cascajo	317.76	17.50
22	SC2T	22/1500	Cascajo	335.57	18.48
23	SC2T	22/1500	Cascajo	348.72	19.21
24	SC2T	22/1500	Cascajo	254.96	14.04
25	SC2T	22/1500	Cascajo	340.80	18.77
26	SC2T	22/1500	Cascajo	270.52	14.90
27	SC2T	22/1500	Cascajo	455.58	25.09
28	SC2T	22/1500	Cascajo	423.49	23.32
29	2A-A	2A-A	Cascajo	892.21	49.14
30	2A-A	2A-A	Cascajo	771.99	42.52
31	SC2T	22/1500	Cascajo	366.21	20.17
32	SC2T	22/1500	Cascajo	834.41	45.95
33	SC2T	22/1500	Cascajo	742.44	40.89
34	SC2T	22/1500	Cascajo	642.90	35.41
35	SC2T	22/1500	Cascajo	287.73	15.85
36	SC2T	22/1500	Cascajo	338.27	18.63
37	SC2T	22/1500	Cultivo	789.17	43.46
38	SC2T	22/1500	Cultivo	408.42	22.49
39	SC2T	22/1500	Cultivo	670.48	36.93
40	SC2T	22/1500	Cultivo	1060.84	58.42
41	SC2T	22/1500	Cultivo	178.23	9.82
42	SC2T	22/1500	Cultivo	545.07	30.02
43	SC2T	22/1500	Cultivo	364.86	20.09
44	SC2T	22/1500	Cultivo	254.82	14.03
45	SC2T	22/1500	Cultivo	153.61	8.46
46	2A90	2A90+0	Cultivo	126.62	6.97
47	2S	2S-3	Arcilloso	65.37	5.42
48	2S	2S-3	Arcilloso	95.99	7.95
49	2A90	2A90+0	Arcilloso	66.32	5.50
50	T	T-3	Arcilloso	130.44	7.18
51	S	S+0	Arcilloso	70.02	5.80
52	T	T-3	Arcilloso	137.23	7.56

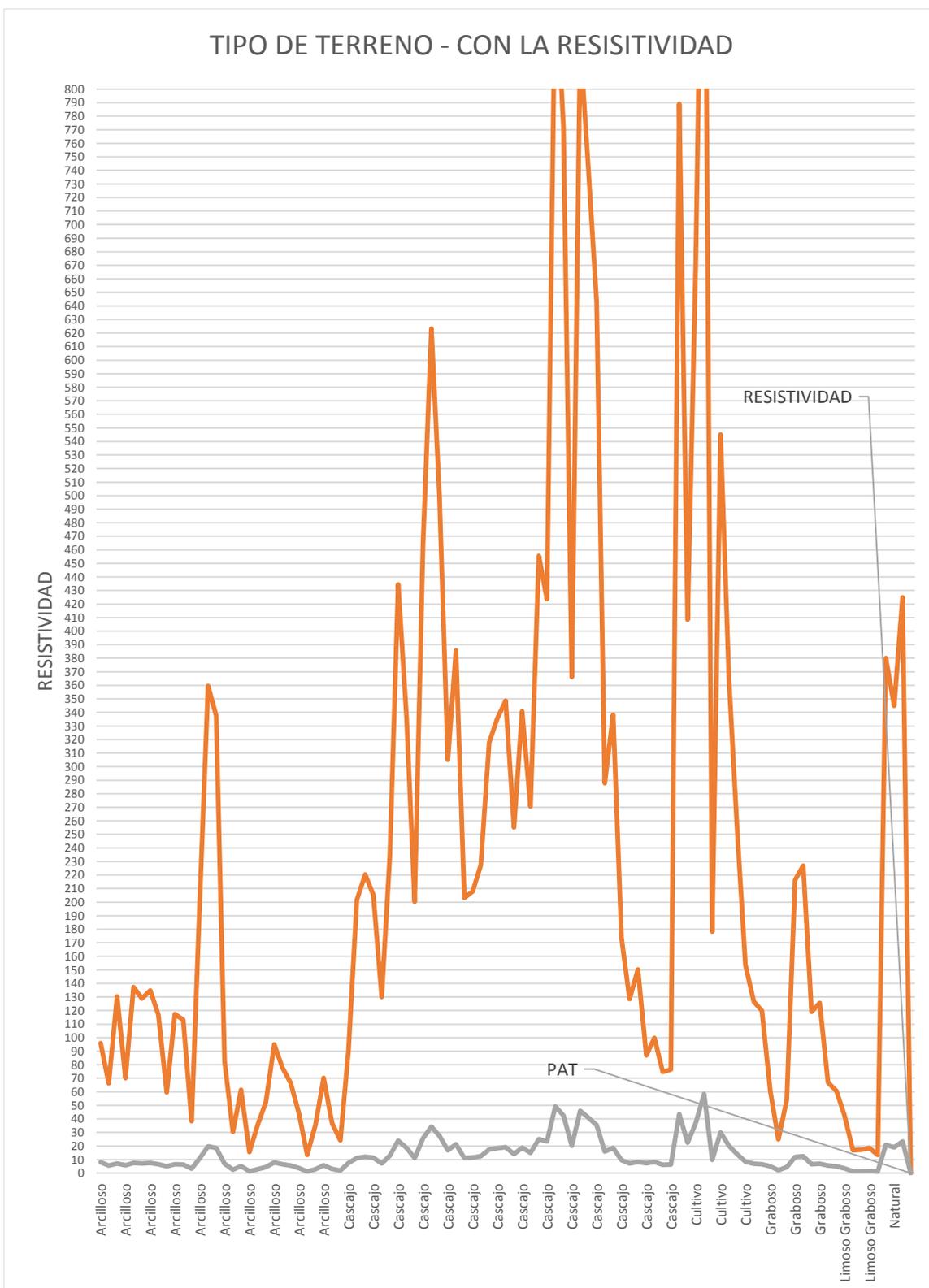
53	A	A+0	Arcilloso	128.92	7.10
54	T	T-3	Arcilloso	134.81	7.42
55	S	S+0	Arcilloso	116.90	6.44
56	T	T-3	Arcilloso	59.63	4.94
57	A	A+0	Graboso	119.95	6.61
58	A	A+3	Graboso	60.70	5.03
59	PMA	PMA	Arcilloso	117.46	6.47
60	PMA	PMA	Arcilloso	113.22	6.24
61	PMD	PMD	Arcilloso	38.29	3.17
62	PMS	PMS-20	Arcilloso	199.94	11.01
63	PMS	PMS-24	Arcilloso	359.65	19.81
64	PMS	PMS-24	Arcilloso	337.64	18.59
65	PMS	PMS-20	Arcilloso	82.81	6.86
66	PCS	22/1500	Arcilloso	30.43	2.52
67	PCS	22/1500	Arcilloso	61.54	5.10
68	PCS	22/1500	Arcilloso	15.58	1.29
69	PCS	22/1500	Arcilloso	35.88	2.97
70	PCS	22/1500	Arcilloso	52.50	4.35
71	PCS	22/1500	Arcilloso	94.93	7.87
72	PCS	22/1500	Arcilloso	77.95	6.46
73	PMA	PMA	Arcilloso	66.39	5.50
74	PMD	PMD	Limoso Graboso	60.77	5.04
75	PMS	PMS-20	Limoso Graboso	42.47	3.52
76	PMS	PMS-20	Limoso Graboso	16.82	1.39
77	PMS	PMS-20	Limoso Graboso	17.28	1.43
78	PMS	PMS-20	Limoso Graboso	18.64	1.54
79	PMA	PMA	Limoso Graboso	13.35	1.11
80	PMA	PMA	Arcilloso	43.60	3.61
81	PMS	PMS-20	Arcilloso	13.35	1.11
82	PMS	PMS-20	Arcilloso	35.81	2.97
83	PMS	PMS-20	Arcilloso	70.21	5.82
84	PMS	PMS-20	Cascajo	173.67	9.56

85	PMD	PMD	Cascajo	128.57	7.08
86	PMA	PMA	Arcilloso	36.88	3.06
87	A	A+0	Arcilloso	24.23	2.01
88	A	A+0	Cascajo	150.27	8.28
89	T	T+3	Cascajo	86.88	7.20
90	S	S+0	Cascajo	99.84	8.27
91	S	S+0	Cascajo	74.69	6.19
92	S	S+3	Cascajo	76.40	6.33
93	S	S+0	Graboso	24.81	2.06
94	S	S+3	Graboso	54.04	4.48
95	S	S+3	Graboso	216.36	11.92
96	A	A+0	Graboso	226.92	12.50
97	T	T+0	Graboso	119.02	6.55
98	S	S+3	Graboso	125.58	6.92
99	S	S+0	Graboso	66.89	5.54

Fuente: Proyecto de línea de transmisión en 60 kV.

De acuerdo a la **figura N° 17** se nota que el terreno que tiene mayor resistividad es el terreno de tipo cascajo, cultivo y natural.

Figura 17: Tipo de terreno en relación con la resistividad



Fuente: Elaboración propia

En la investigación se tomó en cuenta a una población de 99 mediciones (Terreno que corresponde a la línea de transmisión del circuito de la SE Parque industrial – SE Huancayo este; de la concesión de Electrocentro), para el entendimiento de las variaciones de resistividad de un terreno donde se da el trayecto de una línea de transmisión, de esta manera, se podrá tener en cuenta en el diseño de la LT, asimismo, para mayor información, sobre otra causas que intervienen en los problemas sobre los niveles de aislamiento, se obtuvieron datos de 535 fallas por fenómenos ambientales que ocurrieron en las líneas de transmisión, pertenecientes al sistema interconectado nacional durante el año 2017.

Tabla 20: Fallas en las líneas de transmisión en el sistema interconectado año - 2017.

Líneas de Transmisión	Fenómenos ambientales	Fallas de equipo	Falla externa	Otras causas distintas a las anteriores	Fallas cuya causa no fue identificada	Fallas del sistema de protección	Falla humana	TOTAL	Energía interrumpida aproximada
MESES	FNA	FEC	EXT	OTR	FNI	FEP	FHU	T	MWh
Enero	64	4	1	11	5	0	0	85	1132.91
Febrero	32	1	1	10	13	0	0	57	417.51
Marzo	46	3	0	12	16	0	0	77	540.2
Abril	33	0	0	7	6	0	1	47	249.02
Mayo	15	1	3	4	8	0	0	31	263.67
Junio	4	3	6	4	6	0	0	23	299.11
Julio	0	3	1	4	4	0	0	12	180.49
Agosto	1	8	2	1	4	0	0	16	216.71
Septiembre	5	5	1	6	6	0	0	23	329.1
Octubre	29	9	1	6	8	1	0	54	398.99
Noviembre	36	2	1	2	8	0	0	49	252.82
Diciembre	33	3	3	6	16	0	0	61	332.54
TOTAL	298	42	20	73	100	1	1	535	4613.07

Fuente: CIER – Comisión de Integración Energética Regional.

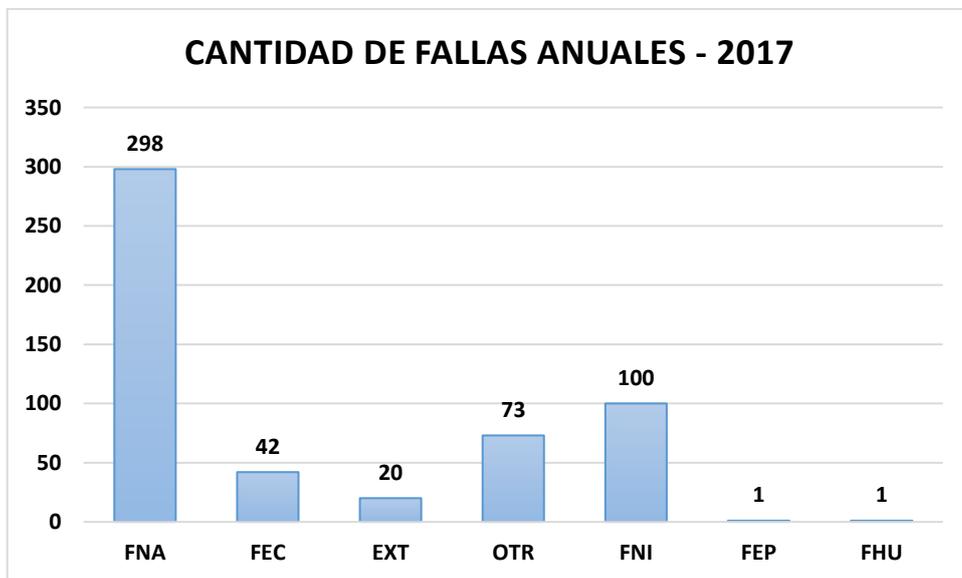
Como se puede apreciar en la **tabla N° 20**, en el mes de enero y marzo se dan los altos índices de energía interrumpida (1132 MWh y 540 MWh) por presencia de fenómenos ambientales (FNA=64 y 46) y entre otras fallas como los equipos, fallas externas, otras causas distintas a las anteriores, fallas cuyas causas no fueron identificada, fallas del sistema de protección y fallas humanas (OF=21 y 31 fallas).

Tabla 21: Fallas a causa de fenómenos ambientales en las líneas de transmisión y otras fallas en el sistema interconectado

Líneas de Transmisión	Fenómenos ambientales	Otras fallas	TOTAL
MESES	FNA	OF	T
Enero	64	21	85
Febrero	32	25	57
Marzo	46	31	77
Abril	33	14	47
Mayo	15	16	31
Junio	4	19	23
Julio	0	12	12
Agosto	1	15	16
Septiembre	5	18	23
Octubre	29	25	54
Noviembre	36	13	49
Diciembre	33	28	61
TOTAL	298	237	535

Fuente: Elaboración propia.

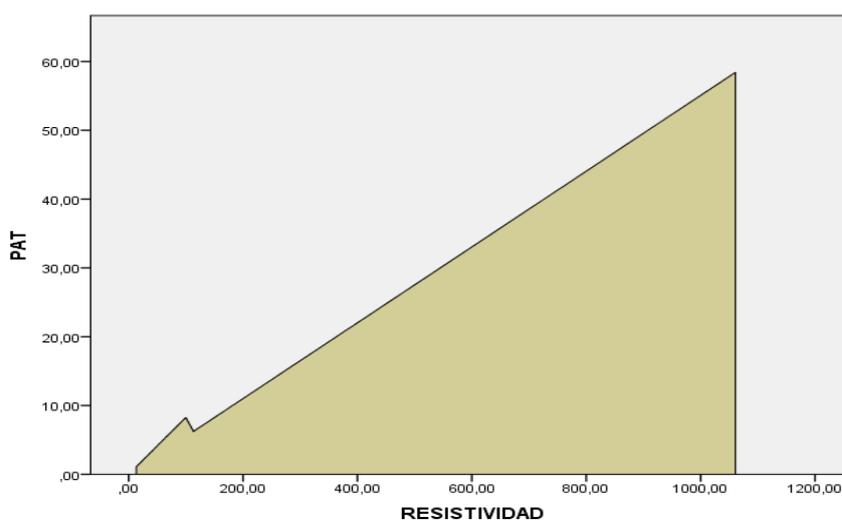
Figura 18: Cantidad de fallas anuales - 2017



Fuente: CIER – Comisión de Integración Energética Regional.

En la **figura N° 18** se puede constatar que en el año 2017 las fallas por fenómenos ambientales fueron de FNA=298, seguido por fallas cuya causa no fue identificada FNI=100, otras causas distintas a las anteriores OTR=73, fallas de equipo FEC=42, fallas externas EXT=20, fallas del sistema de protección FEP=1 y fallas humanas FHU=1.

Figura 19: Relación de, resistividad del terreno - PAT



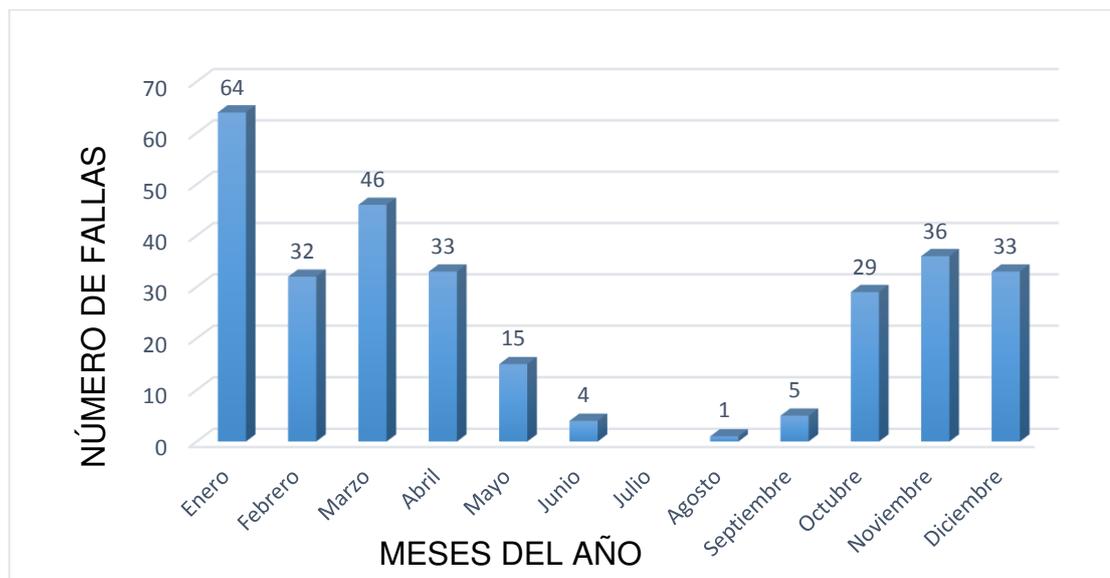
Fuente: Elaboración propia.

En la **figura N° 19** podemos relacionar la resistividad del terreno con la puesta a tierra que debería tener cierta relación proporcional cumpliendo las normas del CNE (menor a 25 ohmios).

CAPÍTULO IV RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. RESULTADOS DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

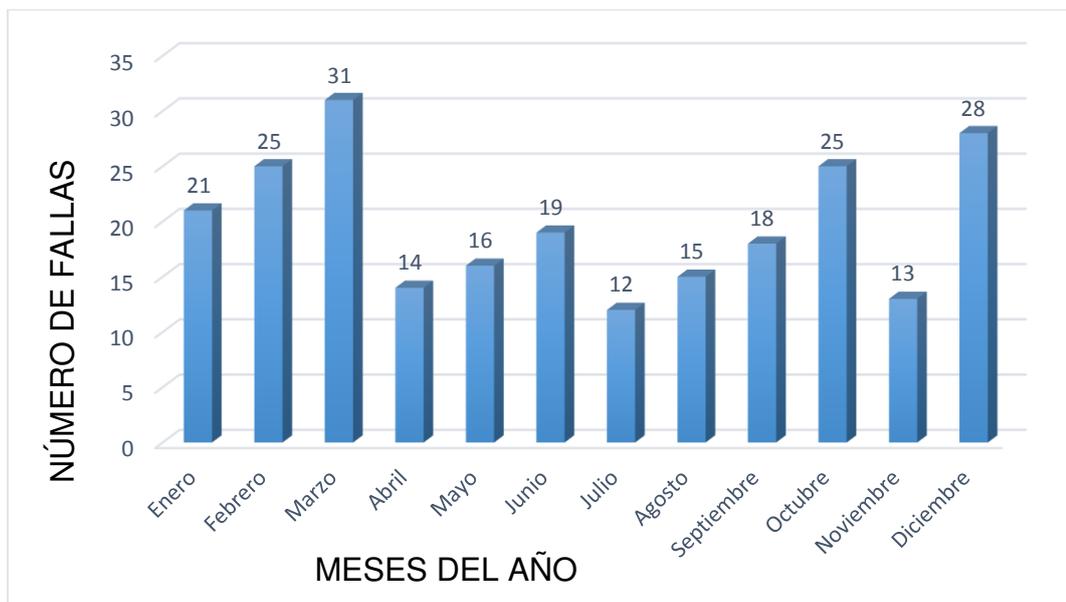
Tabla 22: Fallas a causa de fenómenos ambientales



Fuente: CIER – Comisión de integración Energética Regional.

Las fallas por fenómenos ambientales, **tabla N° 22**, en el año 2017 se presentaron con mayor número en el mes de enero, haciendo un total de 64 fallas y en el mes de marzo con 46 fallas. Al observar esas diferencias que existen en estos meses la incidencia de lluvias son bastante fuertes en la región y con ello las descargas atmosféricas en lugares con mayor altitud.

Tabla 23: Otros tipos de falla



Fuente: Elaboración propia.

En la **tabla N° 23** se observa que estas fallas se presentan en temporadas de inicios de lluvias, se estaría deduciendo que se deben a los efectos de la contaminación que se da por el polvo y presencia de partículas en los aisladores y equipos, también se deben a fallas en equipos FEC, fallas externas EXT, otras causas distintas a las anteriores OTR, fallas cuyas causas no fue identificada, FNI, fallas del sistema de protección FEP y falla humana FHU.

En la **tabla N° 24** se detallan los datos de fenómenos ambientales por otros tipos de fallas que nos servirán como referencia.

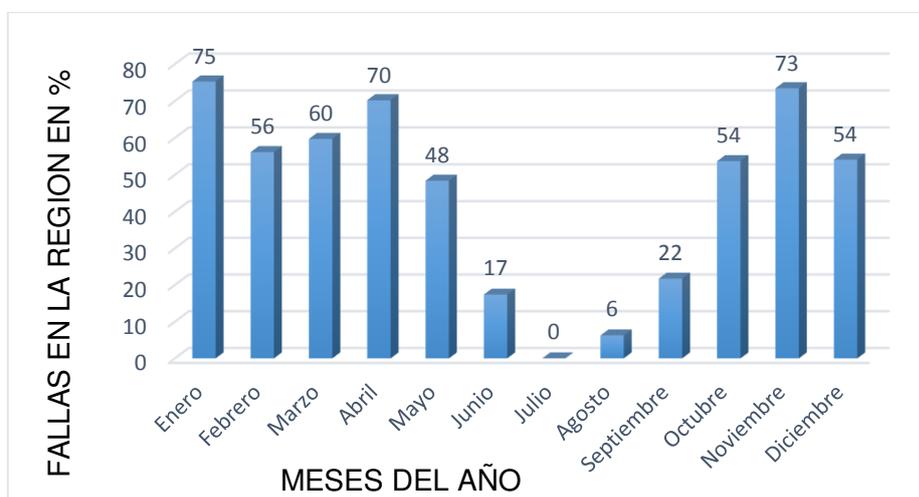
Tabla 24: Fallas a causa de fenómenos ambientales en las líneas de transmisión y otras fallas en el sistema interconectado.

LT	Fenómenos ambientales.	Otras Fallas
	FNA	OTF
Enero	64	21
Febrero	32	25
Marzo	46	31
Abril	33	14
Mayo	15	16
Junio	4	19
Julio		12
Agosto	1	15
Septiembre	5	18
Octubre	29	25
Noviembre	36	13
Diciembre	33	28
TOTAL	298	237

Fuente: Elaboración propia.

4.1.1. INCIDENCIA DE FENÓMENOS AMBIENTALES EN LA REGIÓN

Tabla 25: Incidencia de fallas por fenómenos ambientales que probabilidades se tendría en la región, en %.



Fuente: Elaboración propia.

De la **tabla N° 25**, realizando una comparación en porcentajes sobre las incidencias de fallas en la línea con otros tipos de orígenes, se puede observar en el gráfico que los meses con mayor incidencia de fallas por fenómenos ambientales son los

meses de enero con 75%, abril con 70% y el mes de noviembre con 73% de probabilidades que se pueda presentar fallas por los motivos ya mencionados.

Se puede observar también que en el mes de julio se presenta con un 0%, existiendo una probabilidad que no se presente ninguna falla por fenómenos naturales, por consiguiente, se deduciría que por efectos de mantenimiento y la ausencia de lluvias no se presentan ningún tipo de fallas de este origen.

4.2. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Según las normas DGE (2003). Los criterios para el dimensionamiento de las puestas a tierra en las líneas de media tensión, incluyendo las de electrificación rural son los siguientes:

- Seguridad de las personas.
- Operación del sistema.
- Descargas atmosféricas.
- Facilidad para el recorrido a tierra de las corrientes de fuga.

4.2.1. SEGURIDAD DE LAS PERSONAS

Este es el criterio más exigente, puesto que, toma en cuenta las tensiones de toque, pasó y de transferencia, en consecuencia, no sólo es necesario obtener un bajo valor de la resistencia de puestas a tierra, sino también una adecuada configuración de ésta para reducir el gradiente de potencial. En las líneas primarias, sobre todo en las de electrificación rural, debido a su recorrido por zonas con escaso tránsito de personas, no se toma en cuenta este criterio. [30]

4.2.2. OPERACIÓN DEL SISTEMA

En este tipo de sistema, el criterio es el de obtener una resistencia equivalente total de todas las puestas a tierra, menor o igual a 3 Ohmios para garantizar que durante una falla de fase a tierra, el fenómeno de desplazamiento del neutro no produzca sobretensiones importantes en las fases no falladas. [30]

4.2.3. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

De manera general, las líneas primarias ubicadas en la sierra y selva, debido a los recorridos por zonas naturalmente apantallados por cerros o árboles están más expuestas, en tal sentido, en las líneas de electrificación rural, solo se toma en cuenta las sobretensiones indirectas o inducidas. Las normas norteamericanas y sudafricanas que han servido de base para la normalización de la Coordinación de Aislamiento en líneas de media tensión, establecen que las sobretensiones inducidas, por lo general, no superan el valor de 300 kV. Por lo tanto, para conseguir este valor, se aprovecha la característica de aislante al impulso de la madera, mediante el uso de una parte del poste y la cruceta de madera, que sumado al aislamiento principal (de porcelana o polimérico) pueda obtenerse una tensión disruptiva (CFO) entre 250 y 300 kV. [30]

4.2.4. FACILIDAD PARA EL RECORRIDO A TIERRA DE LAS CORRIENTES DE FUGA

En la costa peruana, debido a la ausencia de descargas atmosféricas, no es necesario el incremento del nivel de aislamiento de las líneas y redes primarias, por el contrario, las corrientes de fuga que recorren por la superficie de los aisladores debido a la presencia de elementos contaminantes, pueden producir el incendio de crucetas cuando no se tiene el cuidado de eliminar los espacios de aire en el recorrido de la corriente de fuga a tierra. Por esta razón, todas las estructuras ubicadas en zonas de costa llevarán la puesta a tierra desde los herrajes de los aisladores. En este caso, debido a la pequeña magnitud de las corrientes de fuga, no serán necesarios el uso de electrodos verticales sino un anillo al redor del poste en la base, hecho con el mismo conductor de bajada. En las estructuras de seccionamiento y en subestaciones de distribución deberían instalarse necesariamente electrodos verticales hasta alcanzar el valor de resistencia de puesta a tierra que se indica en los planos del proyecto. [30]

Los resultados obtenidos se basan únicamente en las incidencias ocurridas en el año 2017, a nivel de todo el sistema interconectado y del cual se dedujo una probabilidad de una tercera parte de todas las regiones que constituyen el país, y se extrajo una probabilidad con la cual se sustenta las fallas en la región y consigo mismo haciendo una referencia en la ciudad de Huancayo, dándose así una explicación de cuán probable es que exista una incidencia por fenómenos

ambientales sobre una línea de transmisión y cuánto de perjudicial podría ser para la empresa prestadora si ocurre una falla.

Las fallas por fenómenos naturales se deberían a las caídas de Rayo en el cable guarda, estructura, cercanía de la estructura y los problemas de aislamiento eléctrico.

Observando la conclusión en la que arriba Echeverría: En nuestro medio y en otras latitudes, las PT en zonas de descargas atmosféricas, todavía no se dimensionan aplicando el modelado de la respuesta dinámica entre las corrientes de Rayo; de allí que el desempeño de las líneas de transmisión frente a las descargas atmosféricas presentan tasas de salida – estos fenómenos son perjudiciales como se estudió en este proyecto y es de suma importancia el estudio adecuado de este sistema de puesta a tierra, y se ve de que los aisladores son los elementos más propensos a sufrir algún daño por estas sobretensiones; el diseño y los cálculos de estos, tienen que adaptarse a estas condiciones.

4.2.5. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

En la **tabla N° 26** plantearemos las ventajas y desventajas para tomar una buena decisión:

Tabla 26: Comparación de ventajas y desventajas de las alternativas

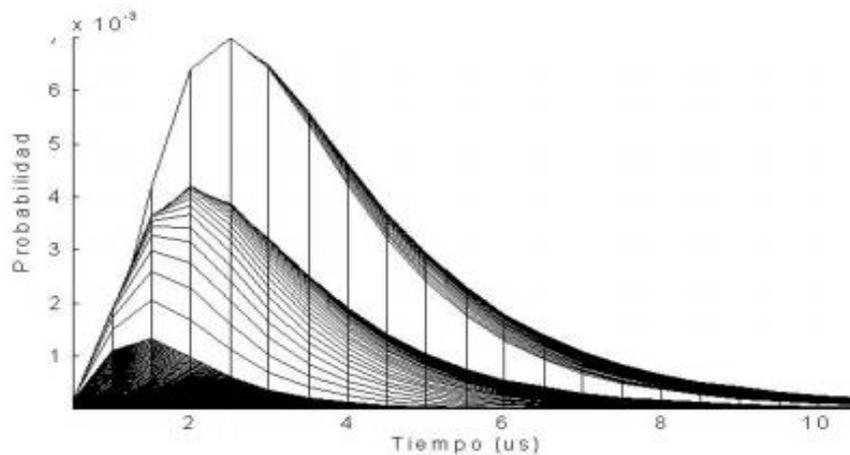
ALTERNATIVA	VENTAJA	DESVENTAJA
Implementación de pararrayo de línea	<ul style="list-style-type: none"> • Técnicamente la protección es adecuada contra descargas atmosféricas. • La instalación es sencilla. • En el peso son livianos. • Se puede Instalar en los puntos más convenientes 	Protección de la línea después de las sobretensiones.
Reducción de los valores de puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> • Drena directamente las sobretensiones. • Existen diferentes métodos para aplicar la reducción (normas CNE deben ser menos a 25 ohmios). • Se tiene identificado las torres con valores altos • Técnicamente es adecuada contra descargas atmosféricas. 	Es más complicada la modificación de la instalación. Los costos pueden aumentar 2, 4 y 6 varillas

Implementación de los cuernos de arco	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación sencilla • Reduce los daños en los aisladores 	Incapacidad de auto extinguir la corriente de 60 ciclos que sigue a la corriente transitoria, produciendo una falla a tierra
--	---	--

Fuente: Elaboración propia.

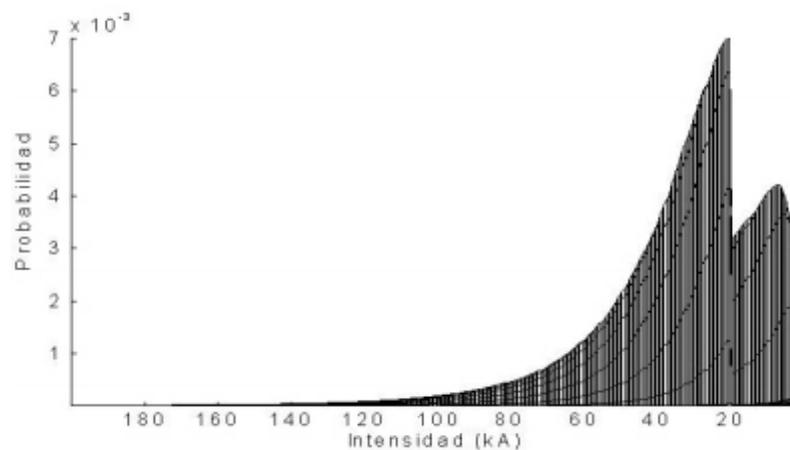
4.2.6. COMPORTAMIENTO DE UN SPT ANTE UNA DESCARGA DE RAYO.

Figura 20: Descarga de rayo, Probabilidad – tiempo en (μ s)



Fuente: Descripción física del rayo, parámetros.

Figura 21: Descarga de rayo, Probabilidad – intensidad en (kA)



Fuente: Descripción física del rayo, parámetros.

Un ejemplo se menciona en: una distancia crítica disruptiva del aire, induce electrostáticamente una descarga ascendente de retorno a una velocidad de 60,000 km/s aproximadamente, produciéndose de esta forma la descarga atmosférica (rayo) que origina una fuerte luminosidad (relámpago) y un estruendo característico (10-100 μ s). La descarga atmosférica transporta de 2 a 180 kA que, al incidir sobre una estructura prominente de 11.01 ohmios de puesta a tierra, solamente, establecería una tensión máxima de 1.982 MV. **Ver anexo N° 05.**

4.3. COMPROBACIÓN DE LAS HIPÓTESIS

Hipótesis general:

H_i : Influye el nivel aislamiento en una línea de transmisión de 60 kV bajo las condiciones ambientales durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

H_0 : El nivel de aislamiento influye positivamente en una línea de transmisión de 60 kV en la ciudad de Huancayo.

H_a : El nivel de aislamiento influye negativamente en una línea de transmisión de 60 kV en la ciudad de Huancayo.

Datos para contrastación:

Para el correcto desempeño del nivel de aislamiento en relación con el sistema de puesta a tierra; las condiciones del terreno en base a los datos obtenidos se definen de la siguiente manera:

$\bar{x} = 20 \Omega$: Resistencia de puesta a tierra en estructuras de líneas de transmisión de acuerdo a la norma IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552.

$\mu_o = 13,8 \Omega$: Resistencia media

$n = 99$ mediciones : muestra (número de mediciones)

$\alpha = 0,05 = 5\%$: Error

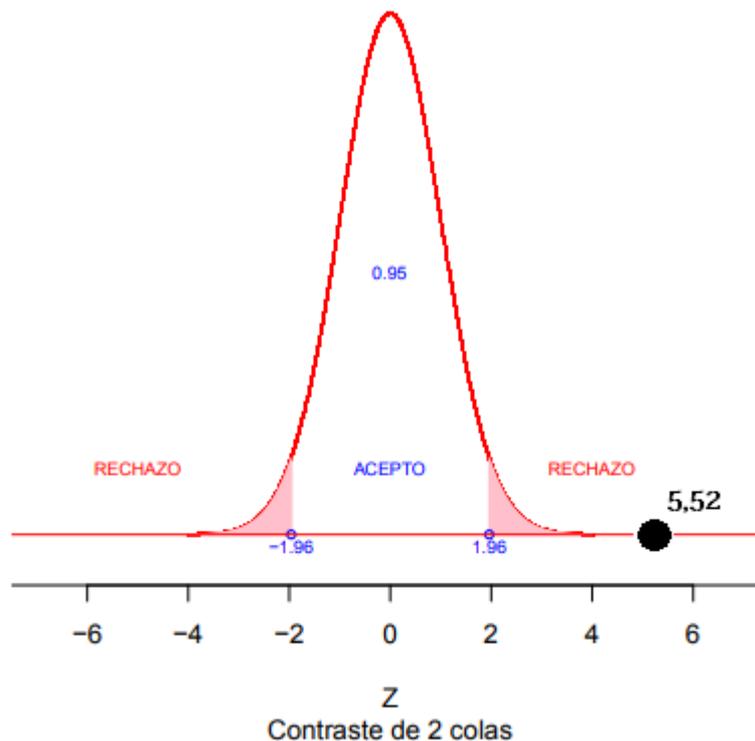
$1 - \alpha = 0,95 = 95\%$: Región de aceptación (nivel de confianza) $z_{\alpha/2} = 1,96 \in [-1,96; 1,96]$

σ : Desviación estándar.

ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA	
Media	13.44151515
Error típico	1.187750068
Mediana	8.28
Moda	5.5
Desviación estándar	11.81796396
Varianza de la muestra	139.6642722
Curtosis	2.583383668
Coefficiente de asimetría	1.632451094
Rango	57.31
Mínimo	1.11
Máximo	58.42
Suma	1330.71
Cuenta	99
Nivel de confianza (95.0%)	2.357051354

El estadístico de contraste: $z = \frac{\bar{x} - \mu_o}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}}$

Reemplazando valores: $z = \frac{\bar{x} - \mu_o}{\frac{\sigma}{\sqrt{n}}} = \frac{20 - 13,44}{\frac{11,817}{\sqrt{99}}} = 5,52$



$5,52 \notin [-1,96;1,96]$, entonces para el buen desempeño de un sistema de puesta a tierra ante el nivel de aislamiento al impulso en la estructura de líneas de transmisión media es igual a 13,44 Ohmios.

Puestas a tierra: Este sistema es de suma importancia para el sistema de transmisión de energía eléctrica, porque este es el medio por donde una sobrecarga puede ser reducida a un valor despreciable y no perjudicar al sistema eléctrico. Según el código nacional de electricidad se debe encontrar entre los valores de 0 - 25 ohmios. En el presente proyecto se alcanzó un análisis gracias a los datos obtenidos en campo y estas medidas están dadas en un promedio del valor de 13,44 ohmios el cual es un promedio obtenido.

Los aisladores: Evitan el contacto directo de la fase energizada con masa y pudiese ocurrir una descarga o falla a tierra. El material elegido para este proyecto es el de polimérico por sus características de menor peso, hidrofóbico y otros.

Cable de guarda: Es un elemento de blindaje que protege a los conductores de fase ante una posible descarga directa y/o contacto directo de una descarga atmosférica que pudiese estar expuesto la línea en su recorrido; la configuración más apropiada para el proyecto y la ubicación de la línea de transmisión según su disposición es del tipo tresbolillo.

Conclusión:

El nivel de aislamiento eléctrico es de suma importancia para la eficacia de una línea de transmisión eléctrica, ya que, gracias a los cálculos podemos concluir que los elementos asociados a los sistemas eléctricos tales como los aisladores, cable guarda y las puestas a tierra son de suma importancia porque estos se encargan de minimizar las interrupciones por algún problema de fallas de origen ambiental y se debe cumplir la norma IEC 71-1 de 1993

Hipótesis específicas:

H1: Las interrupciones de origen por fallas influyen en el nivel de aislamiento de la línea de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

H₀: Las interrupciones de origen por fallas no influyen en el nivel de aislamiento de la línea de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

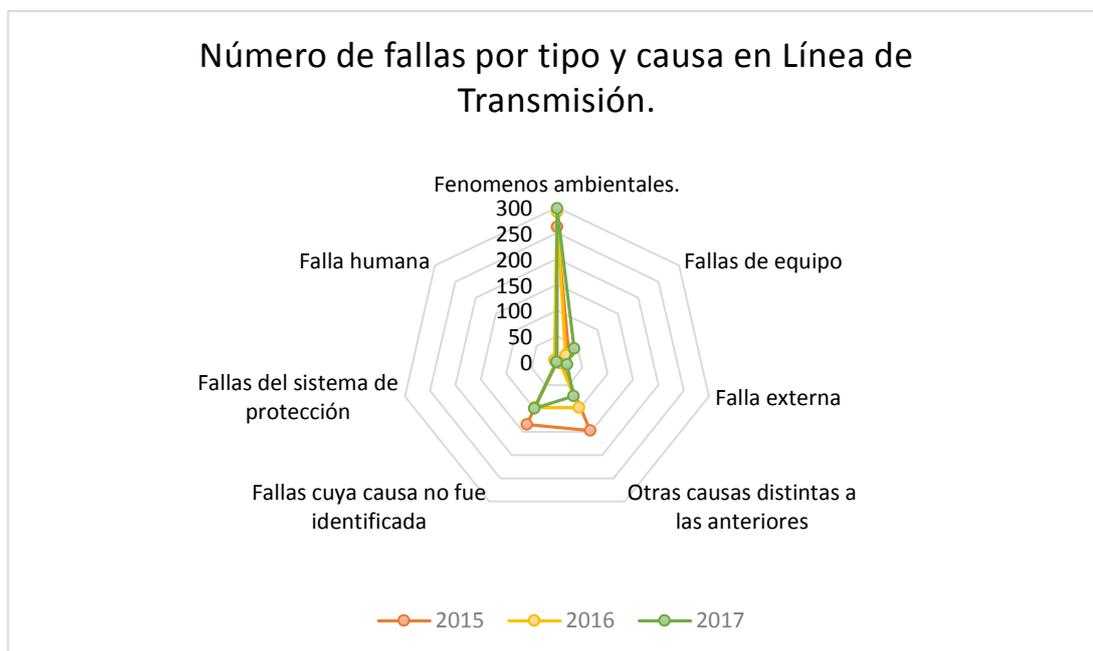
$$Y_{2017} = 298FNA + 42FEC + 20EXT + 73OTR + 100FNI + 1FEP + 1FHU = 535$$

$$Y_{2016} = 291FNA + 21FEC + 6EXT + 98OTR + 97FNI + 0FEP + 6FHU = 519$$

$$Y_{2015} = 262FNA + 29FEC + 9EXT + 147OTR + 134FNI + 1FEP + 0FHU = 582$$

En resumen, los eventos ocurridos en la línea de transmisión durante los últimos tres años que antecede a la fecha del proyecto se resume en el siguiente cuadro:

Figura 22: Número de fallas por: tipo y causa en Línea de Transmisión.



Fuente: Elaboración propia

Conclusión:

Al observar en la **figura N° 22** en la cual se ilustra los datos obtenidos según el resumen de fallas y eventos ocurridos durante los últimos tres años que antecede a la fecha del proyecto; en el sistema interconectado nacional se puede observar que el de mayor incidencia en los tres años tomados como referencia son por fallas a causa de fenómenos ambientales, por lo que se inspira este proyecto en la investigación de las afecciones que acarrea este problema en el sistema eléctrico tomando en cuenta la ciudad de Huancayo durante el año 2017.

Hipótesis específica 2:

H2: El nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV influye en la calidad de la energía eléctrica durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

H0: El nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV no influye en la calidad de la energía eléctrica durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.

Niveles de aislamiento:

Para facilitar el diseño de sistemas de potencia y de los equipos que lo conforman, la IEC ha normalizado un número de niveles de aislamiento de los cuales se puede escoger, considerando las condiciones específicas que prevalecen en el sistema para lo cual se realizará coordinación de aislamiento.

Para Tensiones De 52 A 245 Kv

La **tabla 27** muestra los niveles de aislamiento para sistemas con tensiones dentro de este margen (para aislamiento Fase-Tierra).

Para equipos con tensiones en este rango, el nivel de aislamiento queda completamente definido con las tensiones soportadas a la frecuencia industrial y al impulso atmosférico.

La tensión de prueba a frecuencia industrial asegura también una resistencia apropiada contra transitorios de maniobra. Las recomendaciones para aislamiento fase-fase se ilustra en la **tabla 28**.

Tabla 27: Niveles de aislamiento Fase-tierra, normalizados para los equipos con tensiones máximas de 52 kV - Um 300 kV

Tensión máxima del equipo Um (kV) eficaz	Tensión Nominal soportada al impulso tipo rayo (kV) pico	Tensión Nominal soportada a frecuencia industrial (kV) eficaz
52	250	95
72.5	325	140
123	450	185
	550	230
145	450*	185
	550	230
	650	275
170	550	230
	650	275
	750	325
245	650	275
	750	325
	850	360
	950	395
	1050	460

Fuente: Coordinación de aislamiento Universidad la Salle.

Tabla 28: Niveles de aislamiento Fase-fase, normalizados para los equipos con tensiones máximo, de 52 kV - Um 300 kV

Tensión máxima del equipo Um (kV) eficaz	Tensión Nominal soportada al impulso tipo rayo (kV) pico	Tensión Nominal soportada a frecuencia industrial (kV) eficaz
52	250	95
72.5	325	140
123	450 550	185 230
145	450* 550 650	230** 230 275
170	550* 650 750	275** 275 325
245	650* 750* 850 950 1050	360** 360** 360 395 460

Fuente: Coordinación de aislamiento Universidad la Salle.

* Sólo se tiene en cuenta cuando se tengan protecciones apropiadas de sobretensiones a tierra

** Valores mínimos

Para Tensiones De 300 A 765 kV

Los niveles de aislamiento normalizados para 300 a 765 kV se ilustra en la **tabla 28**. Las tensiones de impulsos atmosféricos soportados, que también se dan en la **tabla 29**, están más o menos asociados a las tensiones de impulsos de maniobra soportados y normalmente no tienen una influencia decisiva en el diseño del aislamiento. Varios valores de tensiones de impulsos atmosféricos se dan para cada valor de tensión de impulso de maniobra soportada.

Los valores más bajos son apropiados para los equipos bien protegidos por descargadores, mientras que los valores más altos son apropiados para equipos no protegidos.

Tabla 29: Niveles de aislamiento Fase-tierra y Fase-Fase, normalizados para los equipos con tensiones máximas de Um 300 kV

Tensión máxima del equipo Um kV (eficaz)	Tensión nominal soportada al impulso tipo maniobra kV (pico)		Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo kV (pico)
	Fase-Tierra	Fase-Fase	
300	750	1175	850 950
	850	1300	950 1050
362	850	1300	950 1050
	950	1425	1050 1175
420	950	1425	1050 1175
	1050	1550	1175 1300 1425
525	1050	1675	1175 1300 1425
	1175	1800	1300 1425 1550
765	1300	2550	1425 1550 1800
	1425	2400	1550 1800 2100
	1550	2550	1800 1950 2400

Fuente: Coordinación de aislamiento Universidad la Salle.

Selección de nivel de aislamiento:

Para el estudio del nivel de aislamiento se empleará la metodología tradicional en la norma IEC 71-1 de 1993, teniendo en cuenta la definición de los siguientes parámetros:

BIL = Nivel básico de aislamiento (Tensión soportada para impulso tipo rayo): es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo rayo, el cual, se caracteriza por el aislamiento del equipo en lo que refiere a pruebas.

BSL = Tensión soportada para impulso tipo maniobra: es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo de maniobra, el cual, se caracteriza por el aislamiento de los equipos en lo referente a pruebas.

K = Factor que relaciona BSL/BIL. Varía de acuerdo con la magnitud de las tensiones de prueba aplicada, a los equipos aislados en aire o en aceite y además, utiliza los siguientes valores:

0.83 para equipos aislados en aceite

0.75 para equipos aislados en aire

Niveles de protección

Son los niveles máximos de tensión pico que deben aparecer en los terminales de un descargador de sobre tensión.

NPM: Nivel de protección contra impulso de maniobra.

NPR: Nivel de protección para impulso tipo rayo

Factores de seguridad

KM: Factor de seguridad que relaciona el BSL y NPM

- 1.15 Valor común

KI: Factor de seguridad que relaciona el BIL y el NPR

- Rango entre 1.2 y 1.4 siendo 1.25 valor común.
- Para niveles de tensión inferiores a 52kV, KI=1.4. Es el más utilizado

Corrección de los niveles de aislamiento:

Debido al cambio de la densidad del aire por la altura sobre el nivel del mar, es necesario corregir el aislamiento externo de los equipos para lograr una debida coordinación de aislamiento. Dicha corrección se hace para alturas superiores a 1000 metros (a equipos sumergidos en aceite no se les corrige la altura). Además, las tensiones de flameo sobre superficies aislantes cambian con la humedad relativa, lo cual implica una corrección adicional de los niveles de aislamiento.

El factor de corrección por la densidad de aire es igual a:

$$kd = \left[\frac{p}{po} \right]^m \left[\frac{273 + vo}{273 + v} \right]^n$$

En donde:

p_0 = Presión atmosférica Normaliza, 1013 mbar

p = Presión atmosférica de la instalación, mbar

v_0 =20 °C

v = Temperatura ambiente de la instalación °C

m y n = exponenciales que depende del tipo y polaridad de la tensión y distancia de flameo d , tal como se ilustra en la figura (6).

En forma similar, el factor de corrección por humedad es igual a:

$$kh = [k]^w$$

En donde:

k = constante en función de la humedad absoluta como se ilustra en la figura (7)

w = exponencial similar a m y n , figura (6).

Algunos fabricantes de equipos han obtenido resultados muy aproximados a los hallados con las anteriores expresiones utilizando la siguiente formula simplificada para determinar el factor de corrección por altura.

Factor de corrección por contaminación ambiental:

La contaminación ambiental tiene un efecto directo en la determinación de las distancias de fuga de los aisladores, ya que ella reduce la capacidad de soportar tensiones a la frecuencia industrial tanto en operación normal como durante las fallas a tierra (sobretensiones temporales): la contaminación tiene efecto directo sobre las sobretensiones de tipo impulso, por lo tanto, no afectan los niveles de aislamiento respectivos.

Generalmente, tener unas distancias de fuga altas debido a la contaminación ambiental no implica amentar el nivel de aislamiento del equipo, pero algunas veces los fabricantes para tener las distancias de fuga especificadas y no tener que cambiar su diseño normalizado, ofrecen equipos con niveles de aislamiento o de tensión nominal superiores.

Conclusión:

El nivel de aislamiento de la tensión del equipo eficaz está entre 52 y 72,5 KV de acuerdo a la norma y los niveles de fase-fase y fase a tierra y todas estas consideraciones influyen en la calidad de la energía. Según el ente regulador menciona que las líneas de transmisión no podrán superar el valor de corte de 8, por cada año de conformidad con la Resolución N ° 656-2008-OS/CD OSINERGMIN.

CONCLUSIONES

1. El nivel de aislamiento eléctrico es de suma importancia para la eficacia de una línea de transmisión eléctrica, ya que, gracias a los cálculos podemos concluir que los elementos asociados a los sistemas eléctricos tales como los aisladores, cable guarda y las puestas a tierra son de suma importancia porque estos se encargan de minimizar las interrupciones por algún problema de fallas de origen ambiental y se debe cumplir la norma del nivel de aislamiento en estructuras de líneas de transmisión de acuerdo a la norma IEC 71-1 de 1993.
2. Al observar el gráfico en la cual se ilustran los datos obtenidos según el resumen de fallas y eventos ocurrido durante los últimos tres años que antecede a la fecha del proyecto; en el sistema interconectado nacional se puede observar que el de mayor incidencia en los tres años tomados como referencia son el de fallas a causa de fenómenos ambientales.
3. El nivel de aislamiento de la tensión del equipo eficaz está entre 52 y 72,5 KV de acuerdo a la norma y los niveles de fase-fase y fase a tierra y todas estas consideraciones influyen en la calidad de la energía y sobre todo que según el ente regulador establece que las líneas de transmisión no podrán superar el valor de corte de 8, por cada año de conformidad con la Resolución N° 656-2008-OS/CD OSINERGMIN.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda que el diseño de las puestas a tierra se tiene que tomar con mayor énfasis porque según manifiesta Echevarría, que en nuestro medio y en otras latitudes las puestas a tierra en zonas de descarga atmosférica no se dimensionan adecuadamente.
2. Se recomienda el uso de los nuevos softwares para el dimensionamiento adecuado de los sistemas de puesta a tierra para líneas de transmisión con el fin de minimizar los efectos ya vistos en una LT, que se presentan cuando existen deficiencias en el SPT.
3. Se recomienda realizar los mantenimientos periódicos de los SPT, especialmente en los sectores de mayor incidencia de descargas atmosféricas, tomando como referencia del mapa isoceraúnico del país.
4. Que los proyectos elaborados bajo las condiciones climáticas con presencia de niveles isoceraúnicos mayores a la de 6 descargas atmosféricas anuales, se cuente con un blindaje o cable guarda en la LT.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ECHEVERRIA Pereche, Erasmo. Modelado y análisis de la respuesta transitoria de puestas a tierra no extensas. Trabajo de titulación (Maestro en ciencias con mención en sistemas de potencia). Lima: Universidad nacional de ingeniería, 2010. 229 p.
- [2] SANCHEZ Merlo, Miguel. Diseño de la subestación de potencia Comarsa de 6/7.5 MVA (ONAN/ANAF) en 66/22.9 kV de la compañía minera Santa Rosa S. A. Trabajo de titulación (Ingeniero electricista). Huancayo: UNCP, 2008. 247 p.
- [3] CESPEDES Zúñiga, Alfredo. Diseño de mejora de calidad para la puesta en servicio de la línea de transmisión Villa Rica – Puerto Bermúdez en 60 kV. Trabajo de titulación (Ingeniero electricista). Lima: UNCP, 2010. 180 p.
- [4] ROCHA Orosco, Oscar. Impacto de la coordinación de aislamiento en el dimensionamiento eléctrico en torres de líneas de transmisión. Trabajo de titulación (Ingeniero mecánico electricista). México: Universidad nacional autónoma de México, 1995. 130 p.
- [5] ALFARO Hernández, Juan. Técnicas de prueba para envejecimiento acelerado de aislamiento no cerámico, corroboración con mediciones de campo eléctrico. Trabajo de titulación (Ingeniero mecánico electricista). México: Universidad nacional autónoma de México, 2002. 122 p.
- [6] MARTINEZ Rodríguez, Jesús. Método para evaluar la calidad del aislamiento en terminales de media tensión a partir de pruebas de HI-POT. Trabajo de titulación (Maestro en ciencias de la ingeniería eléctrica con especialidad en control). San Nicolás de los Garza, N. L.: Universidad autónoma de Nueva León, 2002. 96 p.
- [7] GUTHMANN, Otto. Bases del dimensionado. En: Manual de instalaciones de distribución de energía eléctrica. BROWN BOVERI: Madrid-Colonia., abril 1983. 91-92 p.
- [8] D. A. Acevedo Vásquez, G. Chacón Pedraza y F. Santamaría Piedrahita. Metodología para la medición de parámetros de sobretensiones transitorias en redes de distribución de 11.4 Kv”, *INGE CUC*, vol. 12, no. 1, 2016. pp. 65-72p.
- [9] ASKELAND, Donald. Introducción a los materiales. En: Ciencia e ingeniería de los materiales 3^{ra} ed. Thomson: Universidad de Missouri-Rolla. 1998. 3 – 7 p.
- [10] CALLES Martínez, Felipe. Diseño del aislamiento de líneas de transmisión. Trabajo de titulación (Ingeniero mecánico electricista). México: Universidad Veracruzana, 2009. 108 p.
- [11] Materiales dieléctricos. Sbweb/física. Disponible en: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica_/elecsmagnet/materiales/dielectricos/dielectrico.html >. Fecha de consulta 13 de diciembre de 2017.
- [12] SABRERA Alvarado, Regulo. Propiedades de los dieléctricos. En: Teoría de campos electromagnéticos. Megabyte S.A.C.: Lima, abril 2010. 802-804 p.
- [13] El aislamiento eléctrico y la contaminación ambiental. Disponible en: <<https://ewh.ieee.org/r9/panama/pesaltae2005/archivos/Contaminacion.pdf>> Fecha de consulta 15 de octubre de 2018.
- [14] SMITH, William. Propiedades eléctricas de los materiales. En: Fundamento de la ciencia e ingeniería de materiales 3^{ra} edición. McGRAW-HILL: Madrid, abril 1999. 143-152 p.

- [15] Líneas eléctricas. Sector electricidad Disponible en: <<http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>>. Fecha de consulta 17 de enero de 2018.
- [16] GRAINGER, John J. STEVENSON, William D. Relaciones de voltaje y corriente en una línea de transmisión. En: Análisis de sistemas de potencia. McGRAW-HILL: México, junio 2001. 181-199 p.
- [17] DUARTE Gómez, José R. Blindaje en líneas de transmisión. Trabajo de titulación (Ingeniero electricista). México: Instituto politécnico nacional, 2010. 127 p.
- [18] SALAZAR Jorge R. Sistemas de tierra en líneas de transmisión. Trabajo de titulación (Ingeniero mecánico electricista). México: Universidad Veracruzana, 2010. 99 p.
- [19] MARIA Checa, Luis. Circuito equivalente en “T” y circuito equivalente en “TT”. En: Líneas de transporte de energía. Marcombo BOIXAREU EDITORES: Barcelona-México, 1988. 102-163 p.
- [20] VDOCUMENTS.SITE [en línea]. Sabaneta-Colombia: GAMMA Aisladores CORONA, [fecha de consulta: 15 de noviembre 2018]. Disponible en: <https://vdocuments.site/puesta-tierra-lineas-transmision.html>
- [21] PÉREZ Gómez, Marino. Suministro eléctrico a la estación experimental en alta cota – departamento de Junín. Trabajo de titulación (Ingeniero electricista). Lima: Universidad nacional de ingeniería, 1986. 189 p.
- [22] CÓDIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (SUMINISTRO 2011). Reglas para la instalación y mantenimiento de las estaciones de suministro eléctrico y equipos. Lima, 2012. 326 p.
- [23] Pararrayos y descargadores de sobretensión [en línea]. Web: SIEMENS, [fecha de consulta: 16 de enero 2018]. Disponible en: <https://www.energy.siemens.com/co/es/transmision-de-energia/productos-de-alta-tension/pararrayos-descargadores-de-sobretension/>
- [24] Pararrayos poliméricos [en línea]. Lima: Promelsa, [fecha de consulta: 16 de enero 2018]. Disponible en: <http://www.promelsa.com.pe/pdf/1017491.pdf>
- [25] Protección contra descargas atmosféricas directas [en línea]. Web: catedra.ing.unlp, [fecha de consulta: 25 de setiembre 2018]. Disponible en: <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/et/et-10/et-102/et-102.htm>
- [26] HERNÁNDEZ S., Roberto y FERNÁNDEZ C, Carlos. Similitudes y diferencias entre los enfoques cuantitativos y cualitativos. En: Metodología de la investigación 4^{ta} ed. McGRAW-HILL: México, abril 2006. 4 - 8 p.
- [27] HERNÁNDEZ S, Roberto y FERNÁNDEZ C, Carlos. Similitudes y diferencias entre los enfoques cuantitativos y cualitativos. En: Metodología de la investigación 5^{ta} ed. McGRAW-HILL: México, abril 2010. 48 p.
- [28] CAZAU, Pablo. Entre los enfoques cuantitativos y cualitativos. En: Introducción a la investigación en ciencias sociales 3^{ra} ed.: Buenos Aires, marzo 2006. 27 - 29 p.
- [29] BUNGE, Mario. Inventario de las principales características de la ciencia fáctica. En: La ciencia su método y su filosofía. Ediciones siglo veinte: Buenos Aires setiembre 1985. 23 – 50.

- [30] Organismo Supervisor de la Inversión de la Inversión en Energía. Norma DGE bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural. Resolución directoral N° 018 - 2003 – EM/DGE. Lima: OSINERGMIN, 2003. 38 p.
- [31] PROYECTO: Implementación de un transformador de 15 MVA en la sub estación Huancayo Este y una bahía en 60 kV de llegada en la subestación Parque Industrial con su línea en 60 kV de interconexión para el cierre en anillo.

OTRAS REFERENCIAS RELACIONADAS:

Bayliss C. and Hardy B., "Transmission and Distribution Electrical Engineering", Third Edition, Elsiver & Newnes, 2007.

Boj de León E., "Evaluación Técnico Económica del Diseño de Líneas de Transmisión de 69 kV Utilizando Estructuras Compactas", Tesis Licenciatura, Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Noviembre del 2004.

CFE 1995, "Curso Integral sobre Líneas de Transmisión", Subdirección de Construcción, CPTT, 1995.

CFE J1000-50, "Torres para Líneas de Sub transmisión y Transmisión", Enero 2006.

CFE J6100-54, "Postes Metálicos para Líneas de Transmisión y Sub transmisión", Abril del 2008.

Fink D. and Beaty H., "Standard Handbook of Electrical Engineering", McGraw-Hill, 15th edition, 2006.

Fang, S.J, Roy S., and Kramer, J., "Structural Engineering Handbook", Boca Raton: CRC Press LLC, 1999.

Farr H. H, "Transmission Line Design Manual", United States Department of the Interior Water and Power Resources Service Denver, Colorado, 1980.

IEEE-691, "Guide for Transmission Structure Foundation Design and Testing", Transmission and Distribution Committee, 2001.

ANEXOS

ANEXO Nº 01: AISLADOR DE PORCELA

CÓDIGO CÓDIGO			UNIDADE	U040B00-140-N-N- 200-G16C-O16C-P	U070B00-146-N-N- 295-G16C-O16C-P	U070B00-146-N-N- 295-G16C-O16C-P
Carga de ruptura eletromecânica <i>Carga de ruptura eletromecânica</i>			kN	40	70	70
Carga mecânica de rotina <i>Carga mecânica de rotina</i>			kN	20	35	35
Resistência ao impacto <i>Resistência al impacto</i>			N.m	6	6	6
Diâmetro nominal - D <i>Diámetro nominal - D</i>			mm	190	255	255
Passo - H <i>Paso - H</i>			mm	140	146	146
Distância de escoamento <i>Distância de escoamento</i>			mm	200	295	295
Acoplamento <i>Acoplamiento</i>			-	16C	16C	16C
Cupilha <i>Chaveta</i>			-	-	-	-
Tensão mínima de flashover <i>Tensión mínima de flashover</i>	Frequência industrial <i>Frecuencia industrial</i>	Seco <i>Seco</i>	kV	65	80	80
		Sob chuva <i>Bajo lluvia</i>	kV	35	45	45
	Impulso crítico 50% <i>Impulso crítico 50%</i>	Positivo <i>Positivo</i>	kV	100	120	120
		Negativo <i>Negativo</i>	kV	100	125	125
Tensão suportável <i>Tensión soportable</i>	Frequência industrial <i>Frecuencia industrial</i>	Seco <i>Seco</i>	kV	55	70	70
		Sob chuva <i>Bajo lluvia</i>	kV	30	40	40
	Impulso crítico <i>Impulso crítico</i>	kV	85	100	100	
Tensão de perfuração em frequência industrial <i>Tensión de perforación en frecuencia industrial</i>			kV	90	110	110
Figura número <i>Figura número</i>			-	1	2	2
Peso líquido <i>Peso neto</i>			kg	3,3	5,7	6,0

Fuente: GRANTEL EQUIPAMENTOS LTDA.

ANEXO N° 02: AISLADORES DE VIDRIO

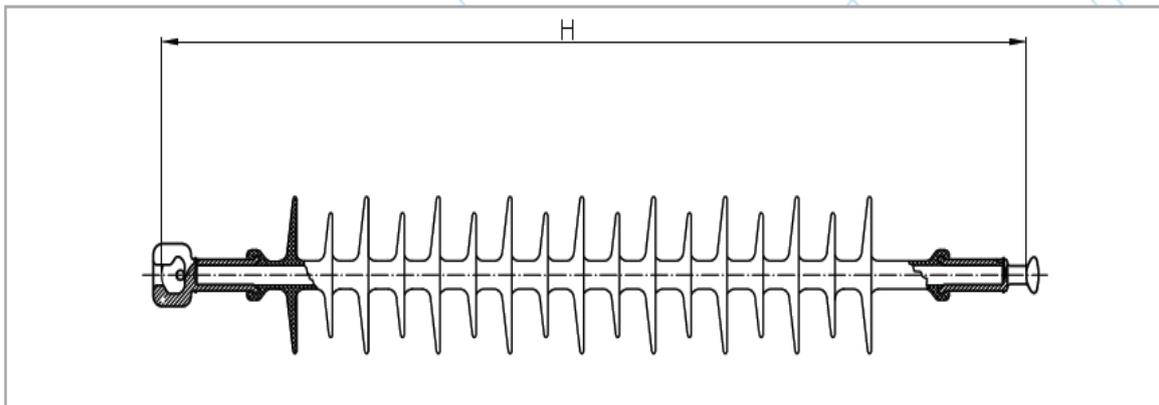
MODELO	UNIDADE	U080B00-146-N-N-320-C16A-B16A-V	U120B00-146-N-N-320-C16A-B16A-V	U120B00-146-J-N-320-C16A-B16A-V
CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS <i>CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS</i>				
Carga mecânica de ruptura <i>Carga mecánica de ruptura</i>	kN	80	120	120
Carga mecânica de rotina <i>Carga mecánica de rutina</i>	kN	40	60	60
Resistência ao impacto <i>Resistencia al impacto</i>	N.m	17	17	17
CARACTERÍSTICAS DIMENSIONAIS <i>CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES</i>				
Diâmetro (D) <i>Diámetro (D)</i>	mm	255	255	255
Passo (H) <i>Paso (H)</i>	mm	146	146	146
Distância de escoamento <i>Distancia de escurrimiento</i>	mm	320	320	320
Acoplamento padrão <i>Acoplamiento padrón</i>	IEC	16	16	-
Acoplamento padrão <i>Acoplamiento padrón</i>	ANSI	-	-	J
Peso líquido <i>Peso neto</i>	kg	4,0	4,0	4,0
CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS <i>CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS</i>				
Tensão suportável à frequência industrial <i>Tensión soportable a frecuencia industrial</i>	a seco <i>a seco</i>	kV	70	70
	sob chuva <i>sob chuva</i>	kV	40	40
Impulso atmosférico a seco <i>Empuje atmosférico a seco</i>	kV	100	100	100
Tensão de perfuração sob impulso <i>Tensión de perforación bajo empuje atmosférico</i>	kV	280	280	280
Tensão de perfuração sob frequência industrial <i>Tensión de perforación bajo frecuencia industrial</i>	kV	130	130	130
Tensão de radiointerferência a 1 Mhz <i>Tensión de radiointerferencia a 1 MHz</i>	µV	< 50	< 50	< 50

Fuente: GRANTEL EQUIPAMENTOS LTDA.

ANEXO N° 03: AISLADORES POLIMERICOS.

ISOLADORES COMPOSTOS DE SUSPENSÃO EM CORRENTE ALTERNADA

AISLADORES COMPUESTOS DE SUSPENSIÓN EN CORRIENTE ALTERNADA



Modelo Modelo	Características Físicas Características físicas				Valores Elétricos Suportáveis (kV) Valores eléctricos soportables			Peso (kg) Peso (kg)
	Comprimento - H Longitud - H (mm)	Distância de Escoamento Distancia de fuga (mm)	Distância de arco a seco Distancia de arco a seco (mm)	Carga Mecânica especificada Carga mecanica especificada (kN)	Impulso atmosférico Impulso atmosferico (1,2/50 µs)	Frequência industrial a seco Frecuencia industrial en seco	Frequência industrial sob chuva Frecuencia industrial bajo lluvia	
FXBW069-080-01600-1025-Y019-B16A-N	1025	1600	830	80	400	230	200	4,10
FXBW069-080-02150-0885-C16A-B16A-N	885	2150	710	80	410	220	190	3,75
FXBW069-080-02380-0920-C16A-B16A-N	920	2380	740	80	450	270	250	3,93
FXBW069-080-02380-0920-E019-B16A-N	920	2380	740	80	450	270	250	3,55
FXBW069-080-02852-1120-C16A-B16A-N	1120	2852	920	80	350	240	195	4,80
FXBW069-120-02166-0900-C16A-B16A-N	900	2166	700	120	350	230	185	3,75
FXBW069-120-02852-1120-C16A-B16A-N	1120	2852	920	120	350	240	195	4,80

Fuente: GRANTEL EQUIPAMENTOS LTDA.

ANEXO N° 04: MEDICIONES DE PUESTAS A TIERRA



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

MEDICIONES DE PUESTA A TIERRA



Fuente: Elaboración propia.



Fuente: Elaboración propia.

ANEXO N° 05

Torres de líneas de transmisión en la sierra del Perú



Fuente: Elaboración propia.

Torres de anclaje y de suspensión en LT.



Fuente: Elaboración propia.

ANEXO N° 06

CORRIENTES DE RAYO (kA)- RESISTENCIAS DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - TENSIONES (kV)

CORRIENTES DE RAYO (kA)- RESISTENCIAS DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA - TENSIONES (kV)									
VALORES DE SPT EN Ω	VALORES DE DESCARGAS DE RRAYO EN (kA)								
	180	160	140	120	100	80	60	40	20
7.51	1352	1202	1051	901	751	601	451	300	150
11.11	2000	1778	1555	1333	1111	889	667	444	222
12.13	2183	1941	1698	1456	1213	970	728	485	243
11.3	2034	1808	1582	1356	1130	904	678	452	226
7.16	1289	1146	1002	859	716	573	430	286	143
12.88	2318	2061	1803	1546	1288	1030	773	515	258
23.93	4307	3829	3350	2872	2393	1914	1436	957	479
18.52	3334	2963	2593	2222	1852	1482	1111	741	370
11.03	1985	1765	1544	1324	1103	882	662	441	221
25.59	4606	4094	3583	3071	2559	2047	1535	1024	512
34.33	6179	5493	4806	4120	3433	2746	2060	1373	687
27.48	4946	4397	3847	3298	2748	2198	1649	1099	550
16.8	3024	2688	2352	2016	1680	1344	1008	672	336
21.25	3825	3400	2975	2550	2125	1700	1275	850	425
20.93	3767	3349	2930	2512	2093	1674	1256	837	419
18.99	3418	3038	2659	2279	1899	1519	1139	760	380
23.4	4212	3744	3276	2808	2340	1872	1404	936	468
11.19	2014	1790	1567	1343	1119	895	671	448	224
11.45	2061	1832	1603	1374	1145	916	687	458	229
12.52	2254	2003	1753	1502	1252	1002	751	501	250
17.5	3150	2800	2450	2100	1750	1400	1050	700	350
18.48	3326	2957	2587	2218	1848	1478	1109	739	370

19.21	3458	3074	2689	2305	1921	1537	1153	768	384
14.04	2527	2246	1966	1685	1404	1123	842	562	281
18.77	3379	3003	2628	2252	1877	1502	1126	751	375
14.9	2682	2384	2086	1788	1490	1192	894	596	298
25.09	4516	4014	3513	3011	2509	2007	1505	1004	502
23.32	4198	3731	3265	2798	2332	1866	1399	933	466
49.14	8845	7862	6880	5897	4914	3931	2948	1966	983
42.52	7654	6803	5953	5102	4252	3402	2551	1701	850
20.17	3631	3227	2824	2420	2017	1614	1210	807	403
45.95	8271	7352	6433	5514	4595	3676	2757	1838	919
40.89	7360	6542	5725	4907	4089	3271	2453	1636	818
35.41	6374	5666	4957	4249	3541	2833	2125	1416	708
15.85	2853	2536	2219	1902	1585	1268	951	634	317
18.63	3353	2981	2608	2236	1863	1490	1118	745	373
43.46	7823	6954	6084	5215	4346	3477	2608	1738	869
22.49	4048	3598	3149	2699	2249	1799	1349	900	450
36.93	6647	5909	5170	4432	3693	2954	2216	1477	739
58.42	10516	9347	8179	7010	5842	4674	3505	2337	1168
9.82	1768	1571	1375	1178	982	786	589	393	196
30.02	5404	4803	4203	3602	3002	2402	1801	1201	600
20.09	3616	3214	2813	2411	2009	1607	1205	804	402
14.03	2525	2245	1964	1684	1403	1122	842	561	281
8.46	1523	1354	1184	1015	846	677	508	338	169
6.97	1255	1115	976	836	697	558	418	279	139
5.42	976	867	759	650	542	434	325	217	108
7.95	1431	1272	1113	954	795	636	477	318	159
5.5	990	880	770	660	550	440	330	220	110
7.18	1292	1149	1005	862	718	574	431	287	144
5.8	1044	928	812	696	580	464	348	232	116
7.56	1361	1210	1058	907	756	605	454	302	151

7.1	1278	1136	994	852	710	568	426	284	142
7.42	1336	1187	1039	890	742	594	445	297	148
6.44	1159	1030	902	773	644	515	386	258	129
4.94	889	790	692	593	494	395	296	198	99
6.61	1190	1058	925	793	661	529	397	264	132
5.03	905	805	704	604	503	402	302	201	101
6.47	1165	1035	906	776	647	518	388	259	129
6.24	1123	998	874	749	624	499	374	250	125
3.17	571	507	444	380	317	254	190	127	63
11.01	1982	1762	1541	1321	1101	881	661	440	220
19.81	3566	3170	2773	2377	1981	1585	1189	792	396
18.59	3346	2974	2603	2231	1859	1487	1115	744	372
6.86	1235	1098	960	823	686	549	412	274	137
2.52	454	403	353	302	252	202	151	101	50
5.1	918	816	714	612	510	408	306	204	102
1.29	232	206	181	155	129	103	77	52	26
2.97	535	475	416	356	297	238	178	119	59
4.35	783	696	609	522	435	348	261	174	87
7.87	1417	1259	1102	944	787	630	472	315	157
6.46	1163	1034	904	775	646	517	388	258	129
5.5	990	880	770	660	550	440	330	220	110
5.04	907	806	706	605	504	403	302	202	101
3.52	634	563	493	422	352	282	211	141	70
1.39	250	222	195	167	139	111	83	56	28
1.43	257	229	200	172	143	114	86	57	29
1.54	277	246	216	185	154	123	92	62	31
1.11	200	178	155	133	111	89	67	44	22
3.61	650	578	505	433	361	289	217	144	72
1.11	200	178	155	133	111	89	67	44	22
2.97	535	475	416	356	297	238	178	119	59

5.82	1048	931	815	698	582	466	349	233	116
9.56	1721	1530	1338	1147	956	765	574	382	191
7.08	1274	1133	991	850	708	566	425	283	142
3.06	551	490	428	367	306	245	184	122	61
2.01	362	322	281	241	201	161	121	80	40
8.28	1490	1325	1159	994	828	662	497	331	166
7.2	1296	1152	1008	864	720	576	432	288	144
8.27	1489	1323	1158	992	827	662	496	331	165
6.19	1114	990	867	743	619	495	371	248	124
6.33	1139	1013	886	760	633	506	380	253	127
2.06	371	330	288	247	206	165	124	82	41
4.48	806	717	627	538	448	358	269	179	90
11.92	2146	1907	1669	1430	1192	954	715	477	238
12.5	2250	2000	1750	1500	1250	1000	750	500	250
6.55	1179	1048	917	786	655	524	393	262	131
6.92	1246	1107	969	830	692	554	415	277	138
5.54	997	886	776	665	554	443	332	222	111
	VALORES DE TENSION EN (Kv)								

Fuente: Elaboración propia.

ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA	
Media	13.44151515
Error típico	1.187750068
Mediana	8.28
Moda	5.5
Desviación estándar	11.81796396
Varianza de la muestra	139.6642722
Curtosis	2.583383668
Coefficiente de asimetría	1.632451094
Rango	57.31
Mínimo	1.11
Máximo	58.42
Suma	1330.71
Cuenta	99
Nivel de confianza (95.0%)	2.357051354

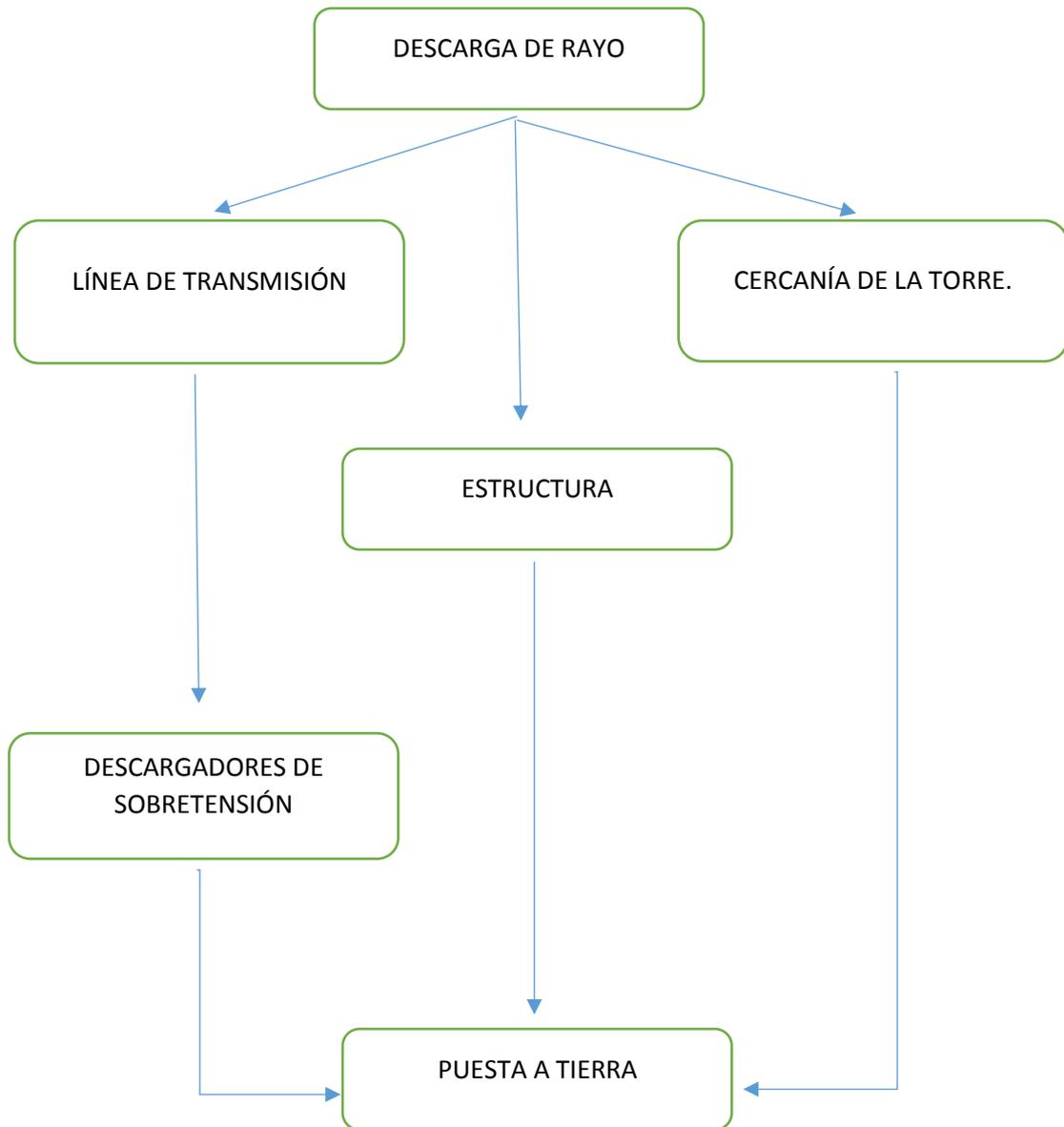
Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.
normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80. NTC 2050, NTC 4552

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 Ω
Subestaciones de media tensión	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Neutro de acometida en baja tensión	25 Ω

Cuando por valores altos de resistividad del terreno, de elevadas corrientes de falla a tierra o tiempos de despeje de la misma, o que por un balance técnico-económico no resulte práctico obtener los valores de la tabla de valores de resistencia a tierra, en todo caso se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas en caso de una falla a tierra no superen las máximas permitidas, incluso cuando se alcancen los valores señalados en la tabla.

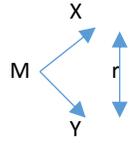
ANEXO N° 07

DIAGRAMA DE FLUJO



ANEXO N° 08

MATRIZ DE CONSISTENCIA

TÍTULO: "INFLUENCIA DEL NIVEL DE AISLAMIENTO EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 60 kV – HUANCAYO 2017"				
PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLE E INDICADORES	METODOLOGIA
<p>Problema general</p> <p>¿El nivel de aislamiento influye en las interrupciones de las líneas de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo?</p> <p>Problemas específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> - ¿Cuáles son las causas de las interrupciones en el nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo? - ¿Qué problemas principales influyen en la calidad de la energía eléctrica en las líneas de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo? 	<p>Objetivo general</p> <p>Determinar el nivel de aislamiento en una línea de transmisión de 60 kV en la ciudad de Huancayo en base a las condiciones ambientales presentes durante el año 2017.</p> <p>Objetivo específico</p> <ul style="list-style-type: none"> - Analizar las causas de las interrupciones en el nivel de aislamientos de las líneas de transmisión de 60 kV de acuerdo a las condiciones ambientales presentes durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo. - Determinar la calidad de la energía eléctrica en las líneas de transmisión de 60kV según condiciones ambientales durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo. 	<p>Hipótesis</p> <p>Influye el nivel aislamiento en una línea de transmisión de 60 kV bajo las condiciones ambientales durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo.</p> <p>Hipótesis específicas</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las interrupciones de origen por fallas influyen en el nivel de aislamiento de la línea de transmisión de 60 kV durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo. - El nivel de aislamiento de las líneas de transmisión de 60 kV influye en la calidad de la energía eléctrica durante el año 2017 en la ciudad de Huancayo. 	<p>Variable independiente: X=Nivel de aislamiento</p> <p>Dimensiones X_1=sobretensiones atmosféricas X_2=sobretensiones a frecuencia industrial en seco. X_3=Contaminación ambiental (NORMA IEC 815). Indicadores:</p> <p>Variable dependiente: Y=Líneas de Transmisión</p> <p>Dimensiones Y_1=Conductores Y_2=Nivel de tensión Y_3=Parámetros eléctricos Y_4=Modelamiento y desempeño</p> <p>Indicadores: Y_{11}= calibres y longitudes Y_{12}= cable de guarda Y_{31}= efecto resistivo Y_{32}=Efecto inductivo Y_{33}=Efecto capacitivo Y_{34}=Efecto corona Y_{35}=Conductancia</p>	<p>Tipo: Investigación cuantitativa Nivel: descriptivo - Correlacional Método General: Científico Métodos específicos: método – deductivo y método análisis de datos cuantitativo Diseño: No experimental, transversal, descriptivo.</p>  <p>Población: N = 535 Total de interrupciones. p = 50%. q = 50%. e = 5%. Nivel de confianza: 95% Muestra: n = 224 Número de Fallas Instrumentos: -Técnicas (entrevista a expertos) - Instrumento (bases de datos)</p>