



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

**ESCUELA ACADÉMICA PROFESIONAL DE INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA**

**“Evaluación de las Pérdidas Eléctricas de la Línea de Transmisión Eléctrica
Trujillo – Chiclayo”**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico Electricista**

AUTOR:

Alvaro Guillermo Llaury Jara (ORCID: 0000-0002-7936-6202)

ASESORES:

Dr. Jorge Eduardo Lujan López (ORCID: 0000-0003-1208-1242)

Mg. Carlos Enrique Sánchez Huertas (ORCID: 0000-0002-6754-8017)

**LÍNEA DE INVESTIGACIÓN
Gestión Empresarial y Eléctrica**

TRUJILLO - PERÚ

2019

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicada a Dios y a mi familia por haber sido mi apoyo a lo largo de toda mi carrera universitaria y de mi vida. A todas las personas especiales que me acompañaron en esta etapa, aportando a mi formación profesional y como ser humano.

El Autor

AGRADECIMIENTO

A Dios

Por haberme permitido llegar hasta este punto, fortalecer mi razón e iluminar mi mente y haberme dado salud para lograr mis objetivos.

A mis padres

Elmer y Fabiola, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me han permitido ser una persona de bien y por todo su amor brindado.

El Autor

PAGINA DEL JURADO

	ACTA DE APROBACION DE TESIS	Código: F07-PP-PR-02.02 Versión: 09 Fecha: 23-03-2018 Página: 1 de 1
---	------------------------------------	---

El Jurado encargado de evaluar la tesis presentada por don (a) Alvaro Guillermo Laury Jara cuyo título es:

Evaluación de las Pérdidas Eléctricas de la Línea de Transmisión Eléctrica Trujillo – Chiclayo.

Reunido en la fecha, escucho la sustentación y la resolución de preguntas por el estudiante, otorgándole el calificativo de: 12 (número) Doce (letras).

Trujillo (o filial) 17 de mayo del 2018.


.....


PRESIDENTE

Mg. Alex Deyvi Tejada Ponce
(ORCID: 0000-0002-2456-6426)


.....

SECRETARIO

Mg. Carlos Enrique Sánchez Huerta
(ORCID: 0000-0002-6754-8017)


.....
VOCAL

Dr. Jorge Eduardo Lujan López
(ORCID: 0000-0003-1208-1242)

Elaboró	Dirección de Investigación	Revisó	Representante de la Dirección/ Vicerrectorado de Investigación y Calidad	Aprobó	Rectorado
---------	----------------------------	--------	---	--------	-----------

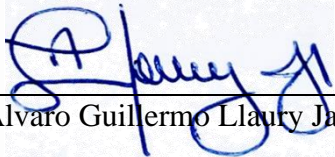
DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD

Yo: Álvaro Guillermo Llaury Jara, con DNI No 18037869, con efecto de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el reglamento de grados y títulos de la Universidad César Vallejo Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veras y auténtica.

Así mismo, declaro bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presenta tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por la cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad César Vallejo.

Trujillo, mayo 2019.



Alvaro Guillermo Llaury Jara
DNI: 18037869.

INDICE

DEDICATORIA.....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
PAGINA DEL JURADO.....	iv
DECLARATORIA DE AUTENTICIDAD.....	v
indice.....	vi
Índice de tablas.....	x
Índice de Figuras.....	x
RESUMEN.....	xii
ABSTRACT.....	xiii
I.- INTRODUCCION.....	1
1.1.- Realidad Problemática.....	1
1.2.- Trabajos Previo.....	2
1.3.- Teorías Relacionadas al Tema.....	3
1.3.1.- Pérdidas Técnicas.....	3
1.3.2.- Pérdidas en la línea de Transmisión Eléctrica.....	3
1.3.3.- La Impedancia de la Línea.....	4
1.3.4.- La Resistencia de la Línea.....	4
1.3.5.- La Conductancia.....	5
1.3.6.- La Capacitancia.....	5
1.3.7.- Constantes eléctricas y coeficiente de la línea de fase cuádruplex de dos circuitos.....	5
1.3.8.- Coeficiente de Autoinducción.....	5
1.3.9.- Capacitancia.....	6
1.3.10.- Susceptancia.....	6
1.3.11.- La pulsación de la corriente.....	6
1.3.12.- La impedancia.....	6
1.3.13.- La admitancia.....	7
1.3.14.- Separación media geométrica entre fases de la línea cuádruplex de dos circuitos.....	7
1.3.15.- Cálculo del radio equivalente, (r_{eq}).....	8
1.3.16.- Cálculo del diámetro equivalente (d_{eq}).....	9
1.3.17.- Pérdidas Por Efecto Joule.....	9
1.3.18.- Pérdida de Potencia por Efecto Térmica.....	10
1.3.19.- Dependencia de Pérdidas de Fuerza de las Corrientes.....	11

1.3.20.- Influencia de las Resistencias Activas Sobre las Pérdidas de corriente en los Cables. 12	
1.3.21.- Efecto Corona.	13
1.3.22.- Tipos de Técnicas de Corona.....	14
1.3.23.- Importancia del Efecto Corona.	15
1.3.24.- Variables que tienen influencia en las pérdidas de efecto corona.	15
1.3.25.- Gradiente Superficial.....	15
1.3.26.- Estado de la Superficie del Conductor.	16
1.3.27.- Densidad relativa del aire.	16
1.3.28.- Efecto del Agua en el Conductor.	17
1.3.29.- Rugosidad y deterioro Superficial del Conductor.....	17
1.3.30.- Influencia del Diámetro en el Conductor.	18
1.3.31.- Influencia del Número de Conductores por Fase.....	18
1.3.32.- Método para el cálculo de la gradiente superficial del conductor.	18
1.3.33.- Método de Mark y Mengele.....	19
1.3.34.- Método F.W. Peek.....	21
1.3.35.- Método de Peterson.	22
1.3.36.- Método de Electricé de France.	24
1.3.37.- Pérdidas Específicas de Corona (Pe).....	26
1.3.38.- Cálculo de pérdidas de corona.	27
1.3.39.- Efecto Ferran Ti.	29
1.3.40.- Influencia la Densidad del Aire y Humedad.	29
1.3.41.- Gradiente Potencial.	29
1.3.43.- Pérdidas de Tensión Crítica Disruptiva por Efecto Corona.	30
1.3.44.- Pérdidas de Potencia por Efecto Corona por kilómetro.	31
1.3.45.- Conductancia kilométrica del Conductor debido al Efecto Corona.....	32
1.3.46.- Pérdidas en los Aisladores.	32
1.3.47.- Determinar Números de Torres y Aisladores.	33
1.3.48.- Determinar las Fugas de Energía en los Aisladores.....	33
1.3.49.- Pérdidas Totales en los Aisladores.	34
1.3.50.- Pérdidas para buen tiempo.....	34
1.3.51.- Pérdidas para mal tiempo.	34
1.3.52.- Pérdidas kilométricas por fase.	34
1.3.53.- Conductancia en los aisladora kmfase	34
1.3.54.- Espaciadores.	34
1.3.55.- Tipos de aisladores.....	35
1.3.56.- Características de Elección de los Aisladores.	35

1.3.57.- Tipos de contaminación de los aisladores.	36
1.3.58.- Rigidez Dieléctrica En Los Aisladores.	37
1.3.59.- Análisis de Pérdidas de Corona y Fallas en los Aisladores de las Línea de Transmisión.	37
1.3.60.- Torres o apoyo eléctrico.	38
1.3.61.- Tipos de Torres.	38
1.3.63.- Voltímetro.	39
1.3.64.- Amperímetro.	39
1.3.65.- Vatímetro.	40
1.3.66.- Computadora Pentium 4.	40
1.4.- Formulación del Problema.	41
1.5.- Justificación del Estudio.	41
1.6.- Hipótesis.	41
1.7.- Objetivos.	41
1.7.1.- Objetivo General.	41
1.7.2.- Objetivos Específicos.	41
II.- METODOLIGIA	41
2.1.- Tipo de Investigación.	41
2.2.- Nivel de Investigación.	41
2.3.- Método.	41
2.4.- Diseño de Investigación.	42
2.4.1.- Variables Operacionales.	42
2.5.- Población y Muestra.	42
2.6.- Muestra.	42
2.7.- Técnica.	43
2.8.- Instrumentos	43
2.9.- Indicadores.	43
2.10.- Aspectos Éticos.	43
III.- RESUMEN	45
3.1.- Procedimiento del cálculo Eléctrico.	45
3.3.- Determinar las características de la línea, ver tabla 13	46
3.4.- Determinar las Pérdidas Totales de Energía Eléctrica de La Línea.	46
3.5.- Determinar la Distancia Medio Geométrica de la Línea de dos Circuitos Cuádruplex.	47
3.6.- Separación entre Conductores Cuádruplex.	48
3.7.- Determinar el radio equivalente en (mm), que pasa por los centros de sus conductores. ...	48
3.8.- Constantes kilométricas del conductor de fase cuádruplex de 2 circuitos.	48
3.9.- Cálculo de la Reactancia de Autoinducción Cuádruplex Ω/Km dos Circuitos.	49
3.10.- Cálculo de la Capacitancia Cuádruple.	49

3.11.- Cálculo de los periodos por segundos.....	49
3.12.- Cálculo de la susceptancia	49
3.13.- Cálculo de la impedancia.....	50
3.14.- Determinar las pérdidas de energía por efecto de joule.....	50
3.15.- Pérdida de potencia por efecto térmica. Se aplica la fórmula (19)	51
3.16.- Cálculo de la altura medio geométrica de los conductores, (HMG).....	51
3.17.- Cálculo del factor de corrección de la densidad del aire (ρ).	52
3.18.- Determinar pérdida de la tensión crítica disruptiva y potencia.....	52
3.19.- Cálculo de números de (torres) y aisladores.	54
3.20.- Determinar las fugas de energía en los aisladores.	55
3.21.- Conductancia en los aisladores por km y fase.	55
3.22.- Resume de Pérdida de Energía Activa y Potencia media anual.....	56
3.23.- Porcentaje de pérdidas relativas de energía.	56
IV.- DISCUSION	58
V.- CONCLUSIONES	59
VI.- RECOMENDACIONES	60
VII.- REFERENCIAS.	61
VIII.- ANEXO.....	62
Anexos:1 Tabla de conductores (Acar-800).....	62
Anexo 2: Tabla de Cables de Aluminio con alma de Acero.	63
Anexo 3: Tabla de Valores de Intensidad Admisible y Correspondiente.....	63
Anexo 4: Tabla de Intensidad Max admisible para fases simplex, dúplex, tríplex y cuádruplex.	64
Anexo 5: Tabla de Formulas de Coeficiente de Autoinducción en H/km.....	64
Anexo 6: Tabla Fórmulas para el radio equivalente req para n° sub conductora, por fase.	65
Anexo 7: Tabla Fórmulas de capacidad con fase simples y múltiples.	65
Anexo 8: Información para el Cálculo del Efecto Cortona.	66
Anexo 9: Información para Calculo de Momentos Eléctricos.	67
Anexo 10: Torre de dos circuitos cuádruplex y Características.	68
Anexo 11: Aisladores Poliméricos de cadena para Crucetas y para Cabeza de Poste.	69
Anexo 12: Aislador Tipo Suspensión.....	70
Anexo 13: Modelo de Torre para Cálculos de dos Circuitos.	71
Anexo 14: Plano de Ubicación de La Línea de Transmisión Trujillo-Chiclayo.	71

Anexo 15: Torre y Circuito de la Línea de Transmisión de Trujillo-Chiclayo de 500kV ..	72
Anexo 16 Acta de aprobación de originalidad de tesis.	73
Anexo 17 Autorización de publicación de tesis en repositorio institucional UCV.	74

Índice de tablas

Tabla 1: Resumen de Cálculo de Pérdida de Potencia de Joule en (%).	10
Tabla 2 Variables del factor del factor de potencia.	10
Tabla 3 Valores de las intensidades máximas admisible en amperios para fases simple, doble, triple y cuádruple.	11
Tabla 4 Coeficiente de irregularidad superficial del conductor, (mc)	16
Tabla 5: Evaluación de métodos de daños por consecuencia corona.	28
Tabla 7 Coeficiente de rugosidad y coeficiente meteorológico del conductor.	31
Tabla 8 Resumen de número de aisladores y torres.	33
Tabla 9: Distancia de contaminación (aisladores) para distintos grados.	36
Tabla 10 Técnicas para el diagnóstico de deterioro de los aisladores.	38
Tabla 11 De operaciones variables.	42
Tabla 12: Salida, recepción de potencia y perdida en la línea Trujillo – Chiclayo.	45
Tabla13: Características de la línea de transmisión.	46
Tabla 14: Resistencias eléctricas de línea a 20°C en Ω /Km.	49
Tabla 15: Resumen de Las Constantes kilométricas Eléctricas.	50
Tabla 16: Intensidades máximas admisibles para las líneas simple, dúo, triple y cuádruple.	51
Tabla 17: Corrección, densidad del aire para el cálculo.	52
Tabla 18: Perdidas de potencia por impacto de coronilla y conductancia.	54
Tabla 19: Resumen de numero de aisladores y torres.	55
Tabla 20 Pérdida de Energía Activas y Potencia media anual.	56
Tabla 21: Pérdidas relativas de energía activa.	56

Índice de Figuras

Figura 1 Separación media geométrica entre fases de la línea cuádruplex.	7
Figura 2 Conductores de fases cuádruplex.	8
Figura 3 Imagen de efecto corona en conductores cuádruplex. Fuente: Circuito globe eléctrica 4U.	14

Figura 4: espacio con la misma potencia de líneas de campo en haz de los cables.	19
Fuente: fenómeno de corona en líneas aérea/Nelson Morales Osorio/julio 2016.	19
Figura 5 reparto preciso del conductor en haz. Fuente: fenómeno corona en líneas aéreas/Nelson Morales Osorio/julio 2016.	19
Figura 6: Variación periférica superficial de campo en conductores de cables. Fuente /Fenómeno de corona en líneas aéreas/ Nelson Morales Osorio/ Julio 2006	21
Figura 7: El ejerció experimental de Paterson, cálculos de daños a consecuencia de corona con raciocinio, V/ed. A través de (0.6 y 2.4).....	23
Fuente: Fenómeno de corona en líneas aéreas/Nelson Morales Osorio/Julio 2006.	23
Figura 8: El ejerció experimental de Paterson, cálculos de daños a consecuencia de corona con raciocinio, V/ed. A través de (1 y 19).....	24
Fuente: Fenómeno de corona en líneas aéreas/Nelson Morales Osorio/Julio 2006.	24
Figura 9: Grafica de pérdidas en conductores secos. Fuente Fenómeno de corona en líneas aéreas/Nelson Morales Osorio/Julio 2006.....	25
Figura 10: Grafica para determinar el coeficiente “m”	26
Figura 11: Grafico para determinar la perdida especifica de corona. Fuente: Fenómeno de corona en líneas aéreas/ Nelson Morales Osorio/Julio-2006.....	27
Figura12: Separador aislante para cuatro conductores	35
Figura 13: Aislador de tipo cadena.....	36
Figura 14: Instrumento de medición voltímetro.	39
Figura 15: Instrumentos de medición multigesta y amperímetro	39
Figura 16: Instrumento de medición de potencia vatímetro.	40
Figura 17: Computadora Pentium 4 para programas.....	40
Figura 18: Flujo grama del sistema eléctrico de transferencia Trujillo - Chiclayo	44
Figura 19: Dibujo unifilar de la línea de transmisión Trujillo–Chiclayo:Fuente de elaboración propia.	45
Figura 20: Medidas de una torre de dos circuitos cuádruplex. Fuente: Elaboración propia.	47

RESUMEN

Una evaluación energética en las líneas de transmisión eléctrica nos brinda un diagnóstico de la eficiencia de la transferencia de energía eléctrica en un sistema de transmisión. Esto implica la cuantificación de la energía y potencia transmitida para determinar las pérdidas ocasionadas por diversos factores.

El presente informe de tesis es el resultado de un trabajo de investigación de análisis y evaluación de las pérdidas de energía eléctrica que se producen en las líneas de transmisión desde la Subestación Eléctrica Trujillo hasta la Subestación Eléctrica de Chiclayo (LT-500 Kv) perteneciente a la Empresa Red Perú.

Se presenta inicialmente una introducción de la realidad problemática del sistema de transmisión eléctrica de Trujillo - Chiclayo correspondientes al análisis de las pérdidas de energía en las líneas de transmisión.

Con los datos obtenidos proporcionados por la empresa se realizan los cálculos para determinar las pérdidas eléctricas debidas al efecto Joule, efecto Corona y a las fugas en los aisladores.

ABSTRACT

An energy assessment in electric transmission lines gives us a diagnosis of the efficiency of the transfer of power in a transmission system. This implies the quantization of energy and transmitted power to determine the losses caused by several factors. The report's thesis is the result of a research work of analysis and evaluation of electric power losses that occur in the transmission lines from the Trujillo Norte electrical substation until the substation Chiclayo (LT – 500 KV), belonging to the company Red Peru.

Initially presents an introduction to the problematic of the drivetrain Chiclayo (LT – 500 KV) reality. It then describes the theoretical basis for the calculations to the analysis of the energy losses in the transmission lines and substation of power.

With the data provided by the company are performed calculations to determine the electrical losses due to the Joule, effect Corona, effect and the leaks in the spring.

I.- INTRODUCCION

1.1.- Realidad Problemática.

El sistema eléctrico es muy importante para los pueblos en crecimiento y para la industria. En la red energética de retransmisión existen consumo de corriente a consecuencia de joule, filtración en los aisladores dieléctricos y las condiciones atmosféricas que ocasionan el impacto de corona.

El movimiento de la electricidad de un lugar a otro es normal la reducción de energía en el tendido del cable.

Las compañías ejecutoras Red Perú e Hidrandina S.A y otras continuamente viene luchando con estos engendros que se muestran en la red eléctrica de transferencia.

En el tendido eléctrico de conducción de la línea de 500 kV de Trujillo-Chiclayo de 325 km de recorrido se analizan la disminución de potencia según los registros reportados mensualmente por transferencia.

Esta disminución se genera a consecuencias atmosféricas contaminado de monóxido de carbono, salitre marino y polvo.

En los aisladores dieléctricos, cables instalados en demarcación costera en tiempo de invierno y otoño por las noches reflejan el impacto corona generando daños eléctricos que perjudican económicamente a las empresas.

La finalidad de averiguar la disminución de potencia por el daño de corona que se muestra en la red energética de 500 kV.

Es por este engendro que se muestra como una figura cuando el cable y el viento incrementa su valor potencial y que sobre pasa la rigidez dieléctrica del aire.

Los cables averiados por este engendro contribuyen el incremento de disminución de energía eléctrica.

1.2.- Trabajos Previo.

En Chimbote, Ericsson Germán Guerrero Rodríguez, en su trabajo de investigación **“Evaluación de las pérdidas técnicas del sistema eléctrico de alta tensión de 138 KV desde la sub estación de transmisión Huallanca a la sub estación de transmisión Siguas”** determino la investigo mediante reportes de potencia y tensión de las compañías Duke Energy e Hidrandina S.A, las pérdidas mensuales por cálculo de los años 2009/2010, concluyo el 5 % está dentro del voltaje nominal y la disminución de potencia activa fueron a consecuencia corona aproximadamente de 51,195 MWH, equivalente en S/. 6034.97 cifra de pérdidas para la compañía de menor importancia.

En Nuevo Chimbote, John Fernando Jiménez Bardales y Jorge Luis Sánchez Camones, en su trabajo de investigación. **"Determinación de las pérdidas en el sistema eléctrico de distribución primaria bajo condiciones de operación del servicio Nepeña-Casma-Hidrandina S.A."** demostraron por cálculos y simulación las pérdidas de potencia en programa de software Powers similar, determinando en el sistema de transporte eléctrico de 138 KV las pérdidas e (9.10 %) equivalente de 330.75 KW y pérdidas de (0.20 %) equivalente de 6.82 kW

En Lima, Saudí Joel Jiménez Romero, en su trabajo de investigación **“Metodología para la estimación de pérdidas técnicas en una red de distribución de energía eléctrica** “demostró una técnica aplicada con garantía de calcular las pérdidas técnicas de sistemas de transmisión eléctrica y determino el estudio por separación de los sistemas de transmisión y distribución (alta tensión y baja tensión), permitiendo un estudio individual y obtener pérdidas por separados, observándose que la mayor pérdida está (sistema de distribución bajo voltaje) y menos pérdidas (sistema de transmisión alto voltaje).

1.3.- Teorías Relacionadas al Tema

1.3.1.- Pérdidas Técnicas.

La electricidad sea convertida en una necesidad para la humanidad y el desarrollo de los pueblos más alejados, instalándose centrales eléctricas para los consumidores.

Por la necesidad de los habitantes se deben instalar energía eléctrica estable y garantizada para las actividades de desarrollo comunitario, comercial e industrial.

La energía instalada (potencia kwh) a los usuarios deben ser controlados por equipos de medición eléctrica.

La producción de energía eléctrica se desarrolla a través de generadores de centrales hidroeléctricas y transportado por las líneas de transmisión a los habitantes de los pueblos más alejados.

Las pérdidas de energía eléctrica que circulan por los circuitos de una red eléctrica y regeneradores se alteran en calor y se pierde por el aislamiento defectuoso.

Los daños del sistema eléctrica se representan así:

$$\Delta W = \sum_1^K W_G - \sum_1^K W_S - \sum_1^K W_V = (\text{KWH}).$$

Cómo se indica:

ΔW = Potencia total.

$\sum_1^K w_G$ = Generación de potencia

$\sum_1^K w_S$ = Potencia consumida.

$\sum_1^K w_V$ = Potencia vendida

Se indica los instrumentos de medición de los tableros eléctrico de las sub estaciones existen errores aleatorios de medición (presión de visión) que se debe tener presente.

1.3.2.- Pérdidas en la línea de Transmisión Eléctrica

Los indicadores de una red energética establecen características técnicas de disminución de energía por: conductancia del conductor, constante dieléctricas, propiedades físicas, diámetro del conductor, y espacios entre conductores.

Constantes eléctricas de una red.

Resistencia serie (R)

Inductancia serie (L)

Capacitancia derivación (G)

La resistencia, y la capacitancia se da en el trayecto de la red eléctrica en los cables.

Las primeras constantes se distribuyen en la red eléctrica.

Las variables se agrupan y se reparten por la línea de transferencia como guía eléctrica.

Las propiedades de un sistema energético se le conoce como constante eléctricas y se establece como constantes primarias.

1.3.3.- La Impedancia de la Línea

Para distribuir una energía elevada desde una sub estación a través de una línea de transferencia a su final llega una carga resistiva pura equivalente con la impedancia.

La impedancia (Z_u) en un sistema de transferencia, es compleja y se expresa en (ohm) de la longitud de la línea.

En el cable de una línea de retransmisión guarda energía inductiva y capacitiva distribuidas.

1.3.4.- La Resistencia de la Línea

La resistencia de los cables empleados para una instalación eléctrica causa perjuicio según la expresión $I^2 \times R$, donde (I^2 es la intensidad que circula por el cable) y (R es la resistencia del cable).

Los daños deben ser mínimos, de acuerdo a cálculos y análisis por línea, considerando la sección del cable, N° de cables por fase, material del cable y medio ambiente.

La resistencia secuencial son indicadores de las tablas del creador a 50°C , para cables a utilizarse en sistemas de red eléctrica bien conjeturado la suma de $R_{\text{línea}}$ por su longitud divididos por el N° circuitos y N° de conductores.

La fase está formada por 4 conductores y 2 circuitos, la evaluación de las resistencias será según la ecuación.

$$R = \frac{R_{\text{línea}}}{N^\circ_{\text{cir}} + N^\circ_{\text{cond}}} = \text{Ohm/km} \quad (1)$$

Dónde:

$R_{\text{línea}}$ = resistencia de línea .

N°_{cir} = número de circuitos.

N°_{cond} = número de conductores.

1.3.5.- La Conductancia

Para este patrón no se encontró un factor de ecuación apropiada para analizar.

La conductancia es un efecto de las llamadas escapes de intensidades en redes de transmisión de las fases a tierra a través de los aisladores hacia las torres metálicas, variando la actividad significativa de los aisladores dieléctricos de temperaturas, humedad, polución atmosférica y salinidad.

1.3.6.- La Capacitancia

Es la desigualdad de energía de transferencia que esta añadida a un área de red energética.

La capacitancia es una unidad de almacén de energía por la longitud de la línea de un tendido eléctrico.

1.3.7.- Constantes eléctricas y coeficiente de la línea de fase cuádruplex de dos circuitos.

Gonzales (1995) señala que las características de una línea son las constantes eléctricas por kilómetro de línea como se indica:

El coeficiente de Autoinducción de una línea cuádruple, se realiza tomando en cuenta que la línea esta transpuesta con 4 conductores por fase formando un cuadrado con una separación de 40 cm entre líneas horizontales con valores de RMG, DMG y D_e que se obtiene por cálculos.

1.3.8.- Coeficiente de Autoinducción.

Para dos circuitos se divide el resultado total entre dos $\left(\frac{1}{2}\right)$.

Fórmula:

$$X_K = \frac{1}{2} \times \left[0.125 + 4.6 \log \left[\frac{DMG}{\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r \cdot \Delta^3}} \right] \right] \times 10^{-4} \times W = \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (2)$$

Dónde:

X_K = autoinducción en (Ω/km).

DMG = distancia geométrica de fases en (mm).

r = radio del cable en (mm).

Δ^3 = separación entre líneas cuádruplex.

W = pulsación, corriente de (60 Hz).

1.3.9.- Capacitancia.

Para línea fase cuádruplex de 2 circuitos.

Fórmula.

$$C_K = 2 \times \frac{24,2}{\frac{DMG}{\sqrt[4]{\sqrt{2} \cdot r \cdot \Delta^3}}} \times 10^{-9} = \left(\frac{F}{Km} \right) \quad (3)$$

C_K = Capacitancia en faradios/km.

1.3.10.- Susceptancia.

Fórmula:

$$B_K = C_K \times W = \left(\frac{S}{Km} \right) \quad (4)$$

Cómo se indica:

B_K = susceptancia en (siemens/km).

C_K = capacitancia en (micro faradio/km).

W = frecuencia pulsación (60 Hz).

1.3.11.- La pulsación de la corriente.

Fórmula:

$$W = z \times \pi \times f \quad (5)$$

Dónde:

W = Pulsación de la corriente de (60 Hz).

Z = impedancia del conductor.

π = pick.

f = frecuencia de 60 Hz.

1.3.12.- La impedancia.

Fórmula:

$$Z_k = R_K + jX_K = \left[\frac{\Omega}{Km} \right] \quad (6)$$

Dónde:

R_K = resistencia.

X_K = inductancia.

Z_K = impedancia.

$$\text{Módulo.} \quad Z_K = \sqrt{(R_K)^2 + (X_K)^2} = \Omega/\text{km.} \quad (7)$$

$$\text{Argumento.} \quad \beta_{ZK} = \arctg^{-1} \left(\frac{X_K}{R_K} \right)$$

1.3.13.- La admitancia

La admitancia está compuesta por 2 indicadores:

G_K = conductancia.

B_K = susceptancia.

Su expresión es:

$$Y_K = G_K + jB_K = \left(\frac{S}{km} \right) \quad (8)$$

$$\text{Módulo.} \quad |Y_K| = \sqrt{(G_K)^2 + (B_K)^2} = S/km \quad (9)$$

$$\text{Argumento.} \quad B_{YK} = \arctg^{-1} \left(\frac{B_K}{G_K} \right) \quad (10)$$

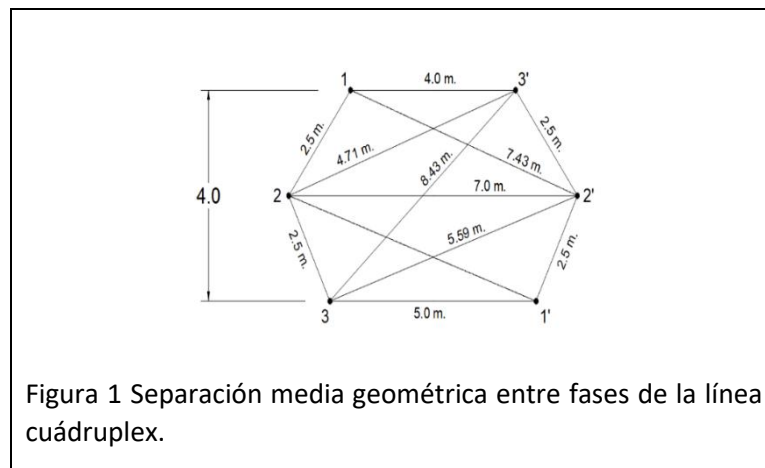
Si: $G_K = 0$

$$Y_K = jB_K$$

$$\text{Módulo.} \quad |Y_K| = B_K \frac{S}{km}$$

$$\text{Argumento.} \quad B_{YK} = \arctg^{-1} \frac{B_K}{0} = \arctg \infty = 90^\circ \quad (11)$$

1.3.14.- Separación media geométrica entre fases de la línea cuádruplex de dos circuitos.



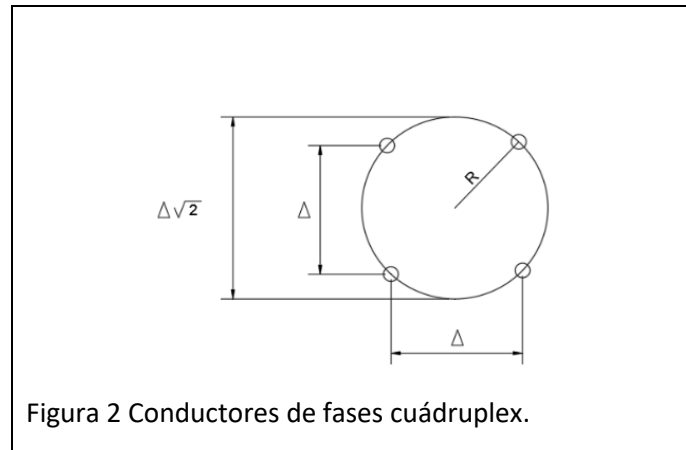
$$D_1 = \frac{\sqrt[3]{D_{1-2} \times D_{1-2'} \times D_{1-3} \times D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} \quad (12)$$

$$D_2 = \frac{\sqrt[3]{D_{2-1} \times D_{2-1'} \times D_{2-3} \times D_{2-3'}}}{D_{2-2'}}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt[3]{D_{3-1} \times D_{3-1}' \times D_{3-2} \times D_{3-2}'}}{D_{3-3}'}$$

$$D_T = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3}$$

En la actualidad el uso de fases multiplex o haz, de conductores consiste en instalar varios cables en paralelo por línea, como se observa figura: 2



1.3.15.- Cálculo del radio equivalente, (r_{eq}).

Para evaluar el radio, no se emplea el radio perfecto, será el radio equivalente asignado (r_{eq}).

El radio equivalente para cable indicado para una línea será con la máxima gradiente unitaria que forma un haz en la línea. Y se define por la ecuación matemáticamente.

Ecuación:

$$r_{eq} = R \sqrt[n]{\frac{n \cdot r}{R}} \quad (13)$$

$$R = \frac{\Delta}{2 \text{sen} \cdot \frac{r}{n}} \quad (14)$$

Dónde:

r = radio del cable en mm, de línea común.

Δ = distancia entre sus cables.

n = n de fases de n de sub conductores.

r_{eq} = Radio equivalente.

R = radio en (mm), pasa por los centros de los sus cables.

El radio equivalente para fase cuádruple será:

$$r_{eq} = \sqrt[4]{\sqrt{2} * r * \Delta^3} \quad (15)$$

1.3.16.- Cálculo del diámetro equivalente (d_{eq}).

El calibre idéntico para el as de cables para fases cuádruple se analiza de acuerdo a la ecuación.

$$d_{eq} = d_b \sqrt[n]{\frac{n \times d}{d_b}} \quad (16)$$

$$d_b = \frac{s}{\text{sen}\left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (17)$$

Dónde:

d_b = diámetro de (as) de cables.

d = diámetro de sub cables.

n = N° de sub conductores.

S = abertura entre sub conductores.

1.3.17.- Pérdidas Por Efecto Joule.

El resultado de joule es una figura invariable, si en un cable de una red pasa energía un porcentaje de ella se cambia a temperatura por las invariables colisiones que experimentan los átomos con el metal del cable y recorren altas temperaturas.

Para analizar el daño de una red eléctrica con una energía de salida nominal con un factor de energía equivalente a 1.0 y el voltaje en la barra de llegada equivalente a 1.0, según la tabla 1 será el 2.40 % a la energía nominal de 750 MVA y se aplica la fórmula:

$$\text{Pérdidas} = \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}}\right)^2 \times \frac{R}{P_{nom}} \times 100 = \% \quad (18)$$

Dónde:

V_{nom} = tensión de fase, (KV).

P_{nom} = potencia de fase, (MVA).

R = resistencia de fase a 75°C (Ω).

La resistencia de los cables provoca pérdidas de potencia activa.

Tabla 1: Resumen de Cálculo de Pérdida de Potencia de Joule en (%).

Calibre (Kamil)	Nombre	R (ohm/km) T _c (C°)	T _c (C°)	% Pérdidas (Haz de 4)	% Pérdidas (Haz de 3)
500	ACAR 500	0,140	75	3,34	4,45
550	ACAR 550	0,135	75	3,04	4,06
600	ACAR 600	0,124	75	2,79	3,72
650	ACAR 650	0,115	75	2,58	3,44
700	ACAR 700	0,107	75	2,40	3,20
750	ACAR 750	0,090	75	2,23	2,98
800	ACAR 800	0,094	75	2,11	2,81
850	ACAR 850	0,088	75	1,98	2,64
900	ACAR 900	0,083	75	1,87	2,49
950	ACAR 950	0,080	75	1,79	2,38
1000	ACAR 1000	0,075	75	1,69	2,25
1050	ACAR 1050	0,071	75	1,61	2,14
1200	ACAR 1200	0,062	75	1,40	1,86

Fuente de información: IEEE Std 738 – 2006.

1.3.18.- Pérdida de Potencia por Efecto Térmica.

En redes eléctricas trifásicas las intensidades se resuelven por las capacidades de los coeficientes: $\cos\phi$ e I_{\max} .

Para calcular el nivel de daño de Joule por cada recorrido de circuitos por conductores, de una línea se determina con la ecuación indicada:

$$P_{\text{termica-max}} = \sqrt{3} \times KV \times \cos\phi \times I_{\max} \times (N^{\circ}_{\text{circ}} \times N^{\circ}_{\text{conductores}}) \quad (19)$$

Dónde:

I_{\max} = Corriente de línea, (ver tabla 3).

Kv = tensión nominal de la línea.

$\cos\phi = 0.90$ (ver tabla 2).

Tabla 2 Variables del factor del factor de potencia.

G	Cos ϕ	Sen ϕ	Tang ϕ
60°	0.50	0.866	1.732
56° 38'	0.55	0.835	1.518
53° 07'	0.60	0.799	1.332
49° 27'	0.65	0.759	1.168
45° 34'	0.70	0.714	1.019
41° 24'	0.75	0.661	0.881
36° 52'	0.80	0.599	0.749
25° 50'	0.90	0.435	0.484
18° 11'	0.95	0.312	0.328
0°	1.00	0	0

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

Tabla 3 Valores de las intensidades máximas admisible en amperios para fases simple, doble, triple y cuádruple.

Fases	Halcón	Gaviota	Cóndor	Cardenal
Fase simple.	574.28	713.116	799.61	888.98
Fase doble.	1.148,56	1.426,23	1.599,22	1.777,96
Fase triple.	1.722,84	2.138,34	2.398,83	2.666,94
Fase cuádruple.	2.297,12	2.852,46	3.198,44	3.555,92
Dos fases simples acoplados en paralelo.	Iguales valores para la línea con un circuito dúplex.			

Fuente de información: Líneas de transporte de energía/ Luis María Checa.

1.3.19.- Dependencia de Pérdidas de Fuerza de las Corrientes.

Para establecer el suministro eléctrico útil a los usuarios se aplica la ecuación como se indica:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos\varphi \times 10^{-3} = (KW, V, A) \quad (20)$$

La potencia debe ser constante, para determinada tensión y corriente a distancia con los voltajes comerciales como se indican, 60 kV, 138 kV, 220 kV y 500 KV.

Las intensidades bajan cuando el voltaje del sistema de distribución sube.

Las pérdidas se dan cuando el voltaje baja y la intensidad sube, produciendo recalentamiento en los conductores del sistema de distribución por el efecto de joule, indica que la intensidad se elevó al cuadrado, (I^2), por ejemplo 60 KV < a > 138 KV, si hay perdidas aproximadamente 30 veces mas altas aumento las intensidades, y en la relación de 138 KV, 220 KV y 500KV, a mayor voltaje las pérdidas serán más pequeñas aproximadamente de una sexta parte de la línea de distribución de 500 KV. estas pérdidas se solucionan matemáticamente con los gastos de mantenimiento de los transformadores y conductores del sistema de alta tensión, deben ser menos o igual al sistema de baja tensión (transformadores y con ductores).

Cuando hay diferencias de gastos:

$$\text{Gastos de Media tensión} \geq \text{Gastos de Alta tensión (S/.)}$$

Los gastos anuales, se conforman por los gastos de inversión más los gastos de pérdidas:

$$G_{\text{Anuales}} = G_{\text{Inversion}} + G_{\text{Perdidas}}$$

Dónde:

G_{Anuales} = Gastos anuales.

$G_{\text{Inversion}}$ = Gastos de inversión.

G_{Perdidas} = Gastos de pérdidas.

1.3.20.- Influencia de las Resistencias Activas Sobre las Pérdidas de corriente en los Cables.

La resistencia en los conductores aumenta y causan daños en la línea de la red energética, porque es directamente equitativo a la distancia e a la inversa equitativo a la sección del cable como se observa en la ecuación.

$$R = \rho \times \frac{L}{S} = \left(\text{Ohm}, \frac{\text{Ohm} \times \text{mm}^2}{\text{m}}, \text{m}, \text{mm}^2 \right) \quad (21)$$

Dónde:

R = resistencia.

ρ = conductividad, (C_u).

L = longitud (1 fase).

S = sección del cable.

Los cables empleados en un sistema de circuitos de transmisión están formalizados a las normas técnicas estándar internacional del fabricante.

Los cables son fabricados de cobre puro y de aluminio con alma de acero tipo, (ACSR) utilizando también el acero como línea de guarda.

La sección o área de los cables eléctricos, la calidad de dureza de los metales y la resistencia específica y otros indicadores están formalizados por los fabricantes.

Los cables por su longitud y trenzados suben la resistencia al 2 %.

Cobre de $17.84 \text{ ohm} \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{km}}$ y Aluminio de $28.74 \text{ ohm} \cdot \frac{\text{mm}^2}{\text{km}}$

Los cambios de temperatura de (20°C), la (R_θ) y (α), se calcula por las fórmulas:

Para el cobre es:

$$R_\theta = \frac{234,5 + \alpha}{254,5} \times R_{20^\circ\text{C}} = \left(C^\circ, \frac{\text{ohm}}{\text{km}} \right) \quad (22)$$

$$\alpha_{C_u} = \frac{0.00393}{C^\circ}$$

Para el aluminio es:

$$R_{\theta} = \frac{247,4+\alpha}{267,4} \times R_{20\text{ C}^{\circ}} = \left(\text{C}^{\circ}, \frac{\text{ohm}}{\text{km}} \right) \quad (23)$$

$$\alpha_{\text{Al}} = \frac{0,00396}{\text{C}^{\circ}}$$

Para el acero es

$$R_{\theta} = \frac{202,2+\alpha}{222,2} \times R_{20\text{ C}^{\circ}} = \left(\text{C}^{\circ}, \frac{\text{ohm}}{\text{km}} \right) \quad (24)$$

$$\alpha_{\text{Fe}} = \frac{0,0045}{\text{C}^{\circ}}$$

Como se indica: R_{θ} = resistencia α = coeficiente de temperatura.

El calor ambiental influye en la precisión de los valores de cálculo de las pérdidas de temperatura en los conductores es necesario aplicar la conductividad específica (γ).

Cobre: 55 a 56 S. $\frac{\text{m}}{\text{mm}^2}$ aluminio: 34 S. $\frac{\text{m}}{\text{mm}^2}$ acero: 7.5 S. $\frac{\text{m}}{\text{mm}^2}$

La resistencia de los cables de acero varia de 7 a 12 veces más que el cobre y aluminio y el flujo específico de la intensidad de corriente (A/mm^2), no es constante.

Los conductores de acero se utilizan para soportar sobrecargas en el sistema eléctrico de alto voltaje con una fuerza de (55 y $75 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$). En el sistema de bajo voltaje los cables de acero se utilizan como conductores, reemplazando a los conductores de cobre o aluminio.

1.3.21.- Efecto Corona.

El impacto corona es un as eléctrico que genera irradiación de gas que circula por los cables saturado, esto sucede naturalmente en las redes energéticas de alto voltaje y se manifiesta en una figura brillante. Esto se genera por el viento que no es dieléctrico en su totalidad y está cargado de átomos y moléculas sueltas.

Cuando una zona esta energizada entre dos cables, los átomos y moléculas asistentes al viento son subyugados y la energía es trasladados en direcciones contrarias las moléculas se chocan entre ellas y si la zona es fuerte se crea una rotura de aislamiento del viento y se configura en un arco entre los cables comprometidos. El arco es un fruto de acontecimiento que crea un sonido alrededor de los cables y una luz

ultravioleta, el más alarmante es la creación de ozono que es abrasivo para los cables y generando daños al sistema eléctrico.

Esto sucede en las periferias de cables de voltaje elevados, separadores y ballesta, aislamiento energético de cerámica o vidrio, dieléctrico infectado, voltaje elevado.



Figura 3 Imagen de efecto corona en conductores quádruplex.
Fuente: Circuito globe eléctrica 4U

1.3.22.- Tipos de Técnicas de Corona.

Actualmente se usa la técnica de la cámara corono grafía por su tecnología moderna, lleva dos lentes UV de 240 nm – 280 nanómetros, lo caliza puntual las anomalías en los accesorios.

TÉCNICAS DE CORONA			
TÉCNICAS	INDICADORES	VENTAJAS	DEVENTAJAS
Cámara corona grafía	Líneas de transmisión subestaciones transformadoras interruptores	Se efectúa a distancia con exactitud al aislador dañado. Sencillo de ejecutar. Se puede visualizar en cualquier momento.	Las inspecciones se elaboran en tiempo de lluvias.
Cámara ultra violeta, (UV).	Líneas de transmisión subestaciones transformadoras interruptores	Esquiva detención no planificada. Establece un ambiente de trabajo seguro.	
Cámara ultra sonido.	Líneas de transmisión.	Fácil de manipular.	Poco se usa.

1.3.23.- Importancia del Efecto Corona.

El impacto corona es importante para la industria por las reacciones que produce el gas ionizado por el impacto es químicamente activo modificándose en gas de ozono (O_3) después a monóxido de nitrógeno (NO), convirtiéndose a dióxido de nitrógeno (NO_2) reaccionando como ácido nítrico en clima húmedo. Para generar ozono industrial se efectúa mediante el procedimiento similar aun cuando el as se efectúa inesperadamente y de forma incontrolado, estos gases son explosivos, abrasivos y perjudicial para el sistema eléctrico. El impacto corona cauteloso se usa en varios desarrollos industriales cómo:

- Impresión, filtrado,
- Producción de ozono.
- Desinfección de aguas.
- Ionización del aire.
- Fotocopiado.
- Láseres de nitrógeno.
- Producción de fotones para cámaras Kirial.
- Refrigeradoras de estado sólido o electrostáticas para microprocesadores.

1.3.24.- Variables que tienen influencia en las pérdidas de efecto corona.

Según Morales 2006 señala, Este as está pendiente de muchas variables que logran ser considerados:

- Gradiente superficial.
- Estado de la superficie del conductor
- Densidad relativa del aire.
- Efecto del agua en el conductor.

1.3.25.- Gradiente Superficial.

Al valer del gradiente de energía en el espacio del cable se desarrolla la ionización por colisión, se conoce como gradiente superficial culminante simbolizado como (E_C) , conforme a los estudios de Peek, (E_C) para una forma redonda, la visión del impacto corona es función del área aparente, del radio del cable y del peso específico del viento, de acuerdo con la enumeración de la: fórmula.

Fórmula:

$$E_V = \delta_o \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{R}} \right) \quad (25)$$

Dónde:

E_V = tensión disruptiva crítica.

δ_o = coeficiente del viento $\approx [29.8 \text{ KV}_{\text{pico/cm}}]$.

R = radio del cable.

El valor teórico del gradiente culminante descrito por la ley de PEEK logra definir del gradiente culminante real a consecuencia de la situación de la superficie del cable.

1.3.26.- Estado de la Superficie del Conductor.

Para ampliar más sobre el estado de la superficie del conductor se considera (m_c), coeficiente de irregularidad superficial del conductor, para el gradiente crítico, como se indica en la (tabla 4) Algunos autores recomiendan realizar el cálculo del gradiente superficial de conductores nuevos, de diámetro inferior a 2.5 cm ($d \leq 2,5$), asumiendo que $m = 0,8$ ^[18]

Tabla 4 Coeficiente de irregularidad superficial del conductor, (m_c)

Coeficiente (m_c)	Conductor.
0.87 - 0.90	Cables simples.
0.67 - 0.74	Cables no lavados.
0.91 - 0.93	Cables lavados con aditivo de grasa.
0.88	Cables escobillados con alambre.
1.00	Cables pulidos.
0.72 - 0.75	Cables arrastrados y sucios.
0.94	Cables luego de 5 meses propenso al ambiente.
0.92	Cables supeditados a la acción del ambiente.

Fuente: Fenómeno corona en líneas aéreas / Nelson Morales Osorio.

1.3.27.- Densidad relativa del aire.

El peso específico del viento es la indicada la ecuación de PEEK. Si el peso específico del viento cambia la temperatura o presión, modifica la severidad de aislamiento del gradiente crítico disruptivo. Se aplicarán las ecuaciones para calcular la presión atmosférica en función de la calentura encima de la altitud del mar, y la densidad relativa del aire.

La comisión electrotécnica internacional (CEI) reconoce y publica las siguientes ecuaciones 1 y 2, de PEEK.

$$\text{Ecuación: 1} \quad \delta = \frac{0.393 \times P}{273 + T} \quad (26)$$

$$\text{Ecuación: 2} \quad h = \log(76) - \frac{y}{18336} \quad (27)$$

Dónde:

P = Presión viento, [mm Hg].

T = Calor del aire, en [°C].

δ = densidad del aire.

(h) = función sobre altitud del mar (msnm).

(y) = altitud citada, expresada en metros.

El factor de corrección por la densidad del aire, se toma en general como δ^k , y el valor de la exponente “k” varía entre 0.5 y 1

1.3.28.- Efecto del Agua en el Conductor.

El agua de lluvia pasado un tiempo se moldea una película circular en el cable debido al impacto de corona, en la base del cable se forman gotas de agua que ocasionan la producción de nuevas fuentes de corona.

El agua disminuye, el grado del gradiente decisivo, causa menos daño de corona, los grados de intromisión se elevan. Los correctivos para las variables del conductor y tiempo se indican:

m_c = superficie del conductor.

m_t = para el tiempo.

Permiten descender la significación del voltaje crítico disruptivo (U_c).

1.3.29.- Rugosidad y deterioro Superficial del Conductor

La rugosidad superficial de los conductores produce gran dominio de daños y dispuestos a reproducir por consecuencia de punta y con la senescencia del cable se disminuye los daños por el impacto de corona al oxidarse los bordes de latón, aceite, copulación que reviste al conductor de una máscara oscuro renegrido de partículas orgánicas carbonizadas que tapan áreas con hueco, reportando una masa de humedad porosa. La copulación y el aceite producen corroído y aceleran el proceso de corona.

Cuando los conductores son cableados y tienen una superficie áspera y cuando más gruesos son los alambres que los constituyen, disminuyen el voltaje crítico y menos daño. En los conductores delgados se crean intensidades en campos inferiores a los creados por alambres gruesos, en la superficie del conductor aumenta la tensión crítica disruptiva.

1.3.30.- Influencia del Diámetro en el Conductor.

Cuando el calibre del conductor es alto sucede menos densidad de carga, menos corriente en el área. Es importante el conocimiento de los daños que ocasiona el impacto corona en el sistema de distribución energética decidir el cable económico.

1.3.31.- Influencia del Número de Conductores por Fase.

Es importante el número de cables por fase para la equivalencia de las intensidades en el área de los cables, el daño de corona es menores y cuando son superiores la cifra de cables por fase. Cuando se evalúa una línea de dos conductores por fase, la sección es equivalente con otro conductor único por fase, se obtiene un 27 % menos de pérdidas por corona.

Para analizar la evaluación de la gradiente superficial del conductor de un sistema eléctrico son frecuentes en los cables circulares de superficie lisa en el mismo diámetro exterior del cable verdadero.

Los cables que presentan limaduras sobre el área el gradiente es real y elevado de la evaluación, lo mejor es que cada conductor o cable original sostendrá una gradiente crítico de una óptica menor por el acreditado de efecto de concentración de cargas de gradiente elevadas que se fabrican en las grietas existentes en los cables cargados.

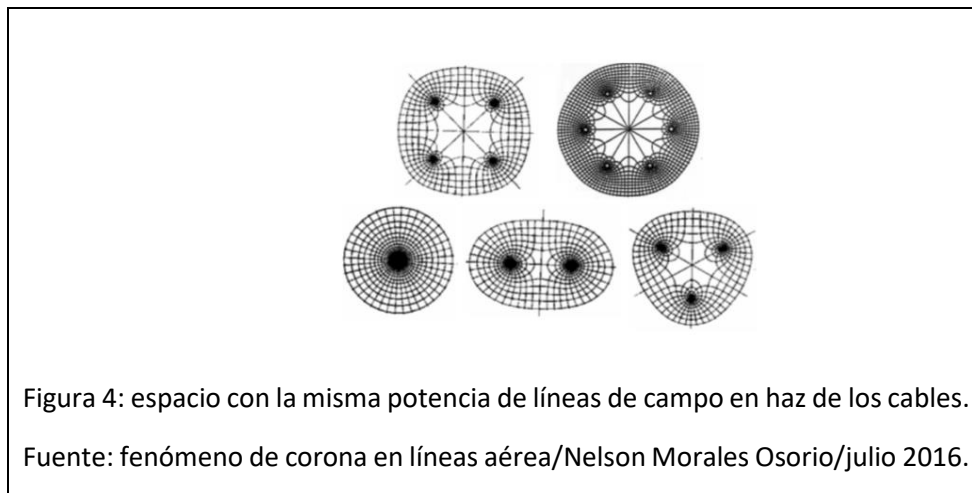
1.3.32.- Método para el cálculo de la gradiente superficial del conductor.

Según Reinoso-2011-II, Existen dos análisis de estudio para la gradiente máxima superficial para cable:

- 1.-Estudio un cable por fase.
- 2.- Estudio varios cables por fase.

Para el estudio del proyecto aplicaremos el segundo estudio para varios cables por fase. Al reducir el área energética en la base de los cables, los haces de los conductores pueden extenderse a partir de dos sub conductores hasta 16 por fases en una extra

tensión elevada como se observa en la figura 4 las superficies energizadas y líneas de campo en haces en los cables.

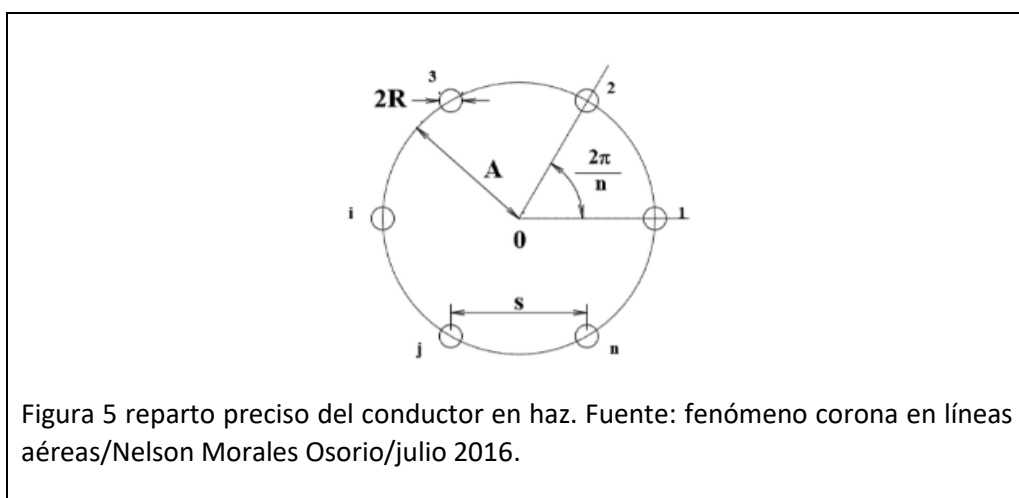


En el transcurso se señala los métodos de evaluar la gradiente superficial para los conductores:

1.3.33.- Método de Mark y Mengele.

Esta norma es para analizar la gradiente superficial, es viable a líneas con cables en haz. Su utilización se fracciona en tres periodos, como se detallan.

Primer periodo: Accede a sustituir el haz de cables por un cable solo semejante de idéntica capacidad, para un haz de números de sub cables repartidos generalmente en una circunferencia de centro 0 y radio A, como se observa la figura:5



El radio de la circunferencia de los sub cables se analizan por medio de la expresión:

$$A = \frac{S}{2 \operatorname{sen} \times \left(\frac{\pi}{n}\right)} \quad (28)$$

Cómo se indica:

n: N° de sub conductores.

r: radio Sub conductor.

S: espacio entre sus conductores.

A: Radio circunferencia sub conductores.

Rc = Radio del cable semejante idéntico de capacidad.

Con esto, un cable empleado en medio del haz de equivalente en capacitancia, este, obedecería trasladar igual peso, al mismo potencial. El radio de este cable imaginado es:

$$R_C = A \left(\frac{n \cdot R}{A}\right)^{\frac{1}{n}} \quad (29)$$

Segundo periodo: Se emplea la norma de coeficiente de energía para tasar la carga total de cada uno de los cables semejantes, con los valores de energía conveniente para las distintas fases o polos, y valerse del radio equivalente e idéntico capacidad del cable imaginado.

Tercer periodo: Acreditado la intensidad del peso absoluto del haz se valora el gradiente superficial término medio, con la siguiente ecuación.

$$E_m = \frac{Q_t}{2 \times \pi \times \epsilon_0} \times \frac{1}{n \times R} \quad (30)$$

El gradiente aparentes término medio se determina matemáticamente de los sub conductores propio.

El gradiente aparente término medio máximo del haz, se determina con la ecuación:

$$E_M = E_m \left[1 + \frac{R}{A}\right] \quad (31)$$

Corrección para conductores con hebras.

Para el cálculo de los conductores hechos/de hilos encontrarse una locución en ejercicio del gradiente aparente término medio como se observa la fórmula (32) y del ángulo

encima de la circunferencia del cable requerido a la no equivalencia del gradiente de tensión como expresa la ecuación:

$$E_{(\theta)} = E_m \left[1 + \frac{n \cdot h}{R} \cos \varphi \right] \quad (32)$$

Dónde:

r_h = radio de los hilos.

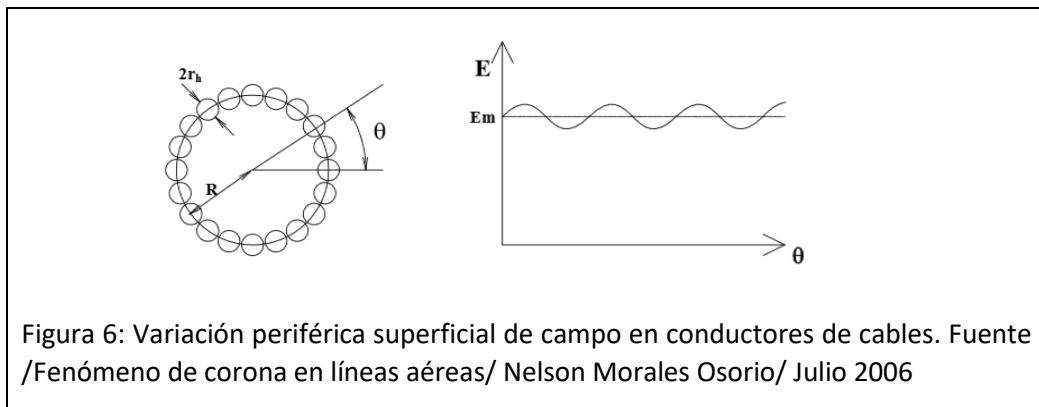
R = radio 1/2 del cable.

n_h = N° de hilos en la circunferencia.

E_m = gradiente superficial.

Lo que queda conforme en la zona superficial máximo en la subsiguiente fórmula:

$$E_{\max} = E_m \left[1 + \frac{n \cdot h}{R} \right] \quad (33)$$



1.3.34.- Método F.W. Peek.

El as corona ha estado simulado a través de terceros por F.W. PEEK, en 1920 se deriva por medio de norma empíricas reglas que acceden al cómputo las capacidades de los voltajes críticos disruptivos y ópticos con daños pertinente.

La norma de Peek es buena para cables coaxial y conductores circulares en perpendicular de superficie recto. El daño de potencia de corona de Peek es en k_w/k_m / fase, como expresa la ecuación.

Es aplicable para líneas de un solo conductor por fase.

$$P_{PEEK} = \frac{241}{\delta} \times (F + 25) \times \sqrt{\frac{R}{DMG}} \times \left(\frac{V}{\sqrt{3}} - \frac{V_C}{\sqrt{3}} \right)^2 \times 10^{-5} = kw/km \quad (34)$$

Las pérdidas de Voltaje crítico disruptiva [V_d], según la ecuación:

$$V_d = \delta_0 \times m_c \times R \times \delta \times \ln\left(\frac{DMG}{R}\right) \quad (35)$$

Dónde:

δ = coeficiente, viento.

F = frecuencia, [Hz].

R = radio, conductor, [cm].

DMG = distancia media geométrica, [cm].

V = tensión entre fase, [Kv]

V_d = tensión crítico disruptivo, [kv]

“m_c”= cómo se observa en el cuadro 01

$\delta_0 = 21,07$ [KV].

1.3.35.- Método de Peterson.

Con esta técnica se computa primordialmente la tensión de peculiaridad de la línea por fase (e_d), por lo tanto, se evalúa la prueba a través de la tensión durante la fase de utilidad y la tensión de peculiaridad de la línea, con este final se evalúa un submúltiplo (Φ) que se elabora las curvas indicadas en las figuras 7 y 8, en resumen, se adapta la formulación de Peterson para perdidas de corona.

Con el fin de perfeccionar se evaluación, y se subdivide en tres etapas:

- **Primera etapa.**

A fin de computar (e_d), existen 3 procesos fundamentales 2 de ellos hacia cables de hilos.

1.- Hacia los cables esféricos de área lisa y limpia.

$$e_d = 48.6 \times m_c \times \delta^{2/3} \times R \times \log\left(\frac{D}{R}\right) \quad (36)$$

Cómo se indica:

R= radio del cable en, [cm].

D = separación entre líneas [cm].

δ = coeficiente del viento, se observa en la ecuación (28)

e_d = Tensión de peculiaridad de línea en, [KV rems].

m_c = Valores propuestas para conductores, como se observa en la tabla 4

2.- Hacia los cables de 6 hilos en la cubierta exterior.

$$ed = 35.47 \times g^{\frac{2}{3}} \times R \times mc \times \log_{10} \times \left(\frac{DMG}{R} \right) + 0.0677 \quad (37)$$

3.- Hacia los cables de diferentes hilos, que abarca de 12 o más hilos en la cubierta exterior:

$$ed = 48.6 \times \delta^{\frac{2}{3}} \times (m_c) \times \frac{\left[\log_{10} \times \frac{D}{cR_h} + (n_h - 1) \times \log_{10} \times \frac{D}{R - cR_h} \right]}{\frac{1}{cR_h} + \frac{n_h - 1}{2(R - cR_h)}} \quad (38)$$

$$C = 1 - \frac{\text{Sen} \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h} \right]}{\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{n_h}} \quad (39)$$

Dónde.

$n_h = N^\circ$ de hilos de la cubierta exterior.

$R_h =$ radio hilo cubierta exterior en, [cm].

$R =$ radio 1/2 del cable en, [cm].

- **Segunda etapa.**

La norma de Peterson es válida únicamente para un cable por fase tras pasa superiores acercamientos sucesos en cables corpulentos (más de 1 pulgada de diámetro).



Figura 7: El ejercicio experimental de Peterson, cálculos de daños a consecuencia de corona con ratiocinio, V/ed. A través de (0.6 y 2.4).

Fuente: Fenómeno de corona en líneas aéreas/Nelson Morales Osorio/Julio 2006.

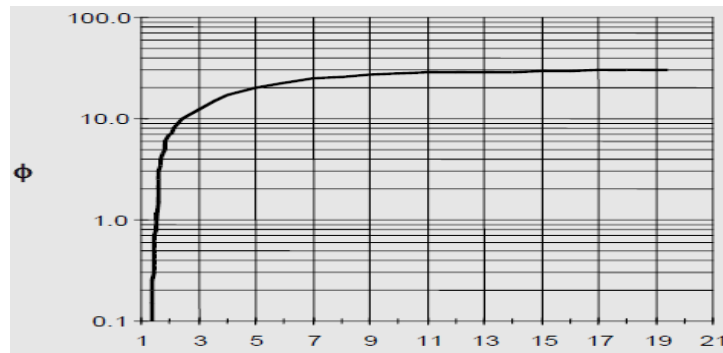


Figura 8: El ejercicio experimental de Paterson, cálculos de daños a consecuencia de corona con raciocinio, V/ed. A través de (1 y 19).

Fuente: Fenómeno de corona en líneas aéreas/Nelson Morales Osorio/Julio 2006.

- **Tercera etapa.**

Determinado el factor ϕ y se evalúa el daño a consecuencia de corona, para tiempo bueno con la fórmula:

$$P_{\text{PETERSON}} = \frac{20.95 \times 10^{-6} \times f \times V^2}{\left(\text{Log}_{10} \times \frac{D}{R}\right)^2} = \phi \quad (40)$$

Dónde:

Peterston = pérdidas de energía en, [KW /Km/fase].

D = distancia entre líneas en, (cm).

R = radio del cable en, (cm).

F = frecuencia en, (HZ)

V^2 = voltaje de servicio en, [KV efecto. Final].

1.3.36.- Método de Electricé de France.

Los científicos C. Gary y M. Moreau formaron dos normas de cálculos hacia la pérdida de corona a conductores en haz. Una de estas normas es viable a índole climáticas de tiempo bueno y otro para tiempo malo.

- **Para tiempo bueno:** un cable fasciculado o agrupado (“m” sub conductores por fase) se da la descripción experimental para (P_{EDF}), pérdida de energía por corona, (kw/km/fase)

$$P_{EDF} = P_o \times r^{1.8} \times (n + 6)^2 \times \left(\frac{F}{50}\right) \quad (41)$$

Cómo se indica:

f = frecuencia en, [Hz].

r = radio del sub conductor [cm].

n = N° de sub conductores.

P_{EDF} = pérdidas de energía (kw/km/fase).

P_o = pérdidas de energía que se extrae de la figura 9.

Validando el gradiente activo como racionio a través de la gradiente con fin del haz y campo eléctrico culminante en el su conductor plano.

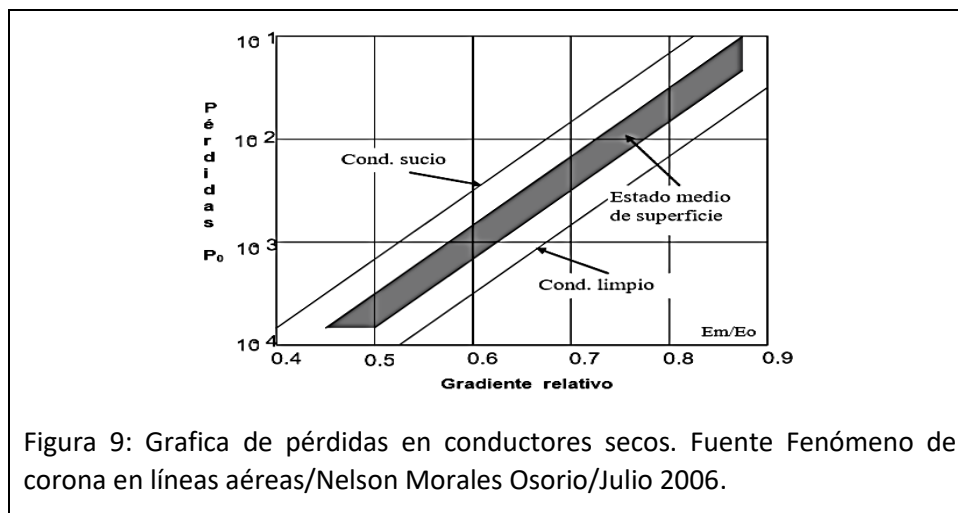
Se aplica la ecuación, E_o

$$E_o = \delta_o \cdot \delta \left(1 + \frac{0.301}{\sqrt{r \times g}} \right) \quad (42)$$

E_o = campo energía del sub conductor plano normal para, [KV].

r = radio del cable, [cm].

δ_o / δ = eficiencia del aire.



- **Para mal tiempo:** se desarrolla y se examina, el progreso es muy preciso de constatar y practico en la medida de línea, y en armazón de evaluación por C Gary Moreau. Condujeron ser empleados las figuras en haz de (7 y 8), sub conductores de calibre (2.0 y 5.8), cm por conductores.

El daño de corona en época de deterioro queda concluido por la ecuación:

$$k = \frac{f}{50} * (n * r * \beta)^2 * \frac{\text{Log}_{10} * \left(\frac{R_0}{R_c}\right) * \text{Log}_{10} * \left(\frac{\rho}{R_c}\right)}{\text{Log}_{10} * \left(\frac{R_0}{\rho}\right)} \quad (43)$$

Dónde:

f = frecuencia de la norma, [Hz]

R = radio su conductor [cm]

Ro = radio del cable coaxial [cm]

R_c = radio del cable exclusivo semejante, [cm]

P = radio 1/2 de la capacidad propia, [cm]

N = número de conductores.

K = submúltiplo de las peculiaridades calculadas de la línea.

1.3.37.- Pérdidas Específicas de Corona (Pe).

Está pendiente del espacio energético referente a la tensión y de la situación superficial de los cables. El factor (m) se obtiene de la configuración (9 y 10) que se observa el gradiente referente, al entendimiento a través de la gradiente término medio y el espacio energético de Peek. El factor (m) es el valer propio para una magnitud de lluvia que varía de (20 a 30) % de rango de vejez del cable.

Existe variabilidad hasta 100 % para daños específicos (P_e) con caídas de magnitudes lluvia y campo eléctrico, como se observa en la figura 10 para determinar el coeficiente (m).

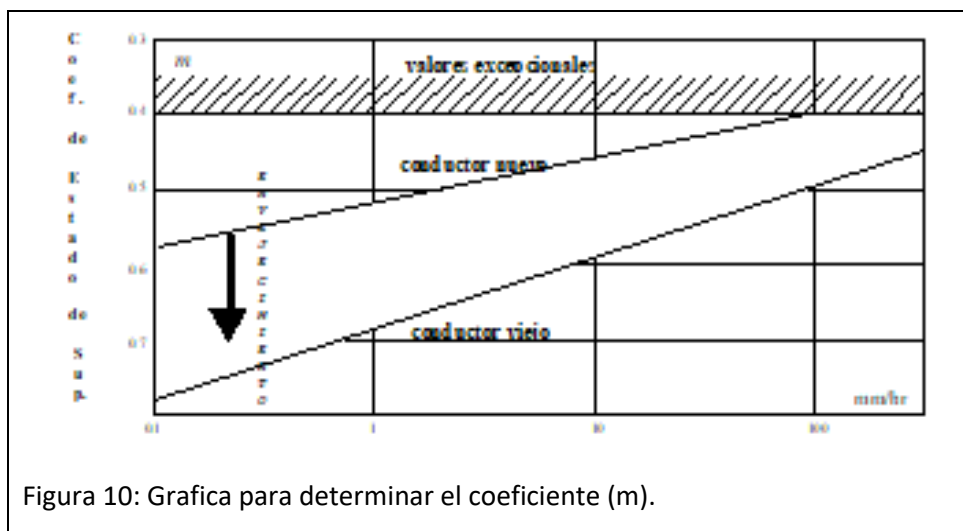
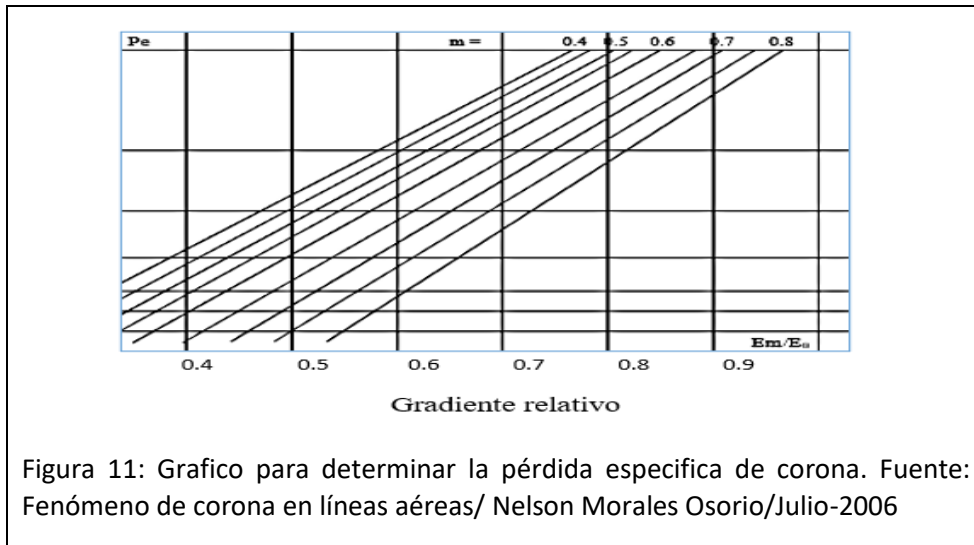


Figura 10: Grafica para determinar el coeficiente (m).



1.3.38.- Cálculo de pérdidas de corona.

Para las pérdidas específicas de coronilla emplearemos la subsiguiente locución de Peterson:

$$P_C = \frac{2.094 \times f \times V^2 \times F}{\left[\log_{10} \left(\frac{2 \times \text{DMG}}{d} \right) \right] \times 10000} \quad (44)$$

Dónde:

P_C = perjuicio de coronilla en el cable.

F = submúltiplo de coronilla finalizado por experimento.

f = frecuencia, [Hz]

V = tensión eléctrica de maniobra, fase-tierra.

V_0 = voltaje crítico disruptivo.

Por consiguiente, se evalúa la tensión eléctrica Critico alterable, (V_0) por medio de la ecuación:

$$V_0 = E_0 \times d \times \ln \left(\frac{2 \times \text{DMG}}{d} \right) \quad (45)$$

Dónde:

V_0 = tensión critico alterable, [KV_{rms}].

d = calibre del cable, [cm].

E_0 = gradiente culminante, [$\text{KV}_{\text{rms}}/\text{cm}$].

DMG = diámetro medio geométrico.

\ln = logaritmo natural.

Por consiguiente, se evalúa la tensión eléctrica Critico alterable, (V_0) por medio de la ecuación:

$$V_0 = E_0 \times d \times \ln\left(\frac{2 \times \text{DMG}}{d}\right) \quad (46)$$

Dónde:

V_0 = tensión critico alterable, [KV_{rms}].

d = calibre del cable, [cm].

E_0 = gradiente culminante, [KV_{rms}/cm].

DMG = diámetro medio geométrico.

Tabla 5: Evaluación de métodos de daños por consecuencia corona.

Daños por consecuencia de corona		
Métodos	Ventajas	Desventajas
Peck	<p>La investigación es validad para un cable por línea.</p> <p>Es aceptable para cables menores de 1" de calibre.</p>	<p>La ecuación cuadrática no es válida para la zona al voltaje critico de corona.</p> <p>Su investigación era solamente para conductores de superficie sólida y limpia para tiempo bueno.</p> <p>No considero en la investigación a los conductores trenzados, contaminados y lluvias.</p>
Peter Son	<p>Considera la consecuencia de capacidad de la gradiente más directos al valor decisivo, en que los daños sostienen valor.</p> <p>Manifiesta una tensión critica superficial para conductores de hebras.</p> <p>Se utiliza para un conductor por fase.</p>	<p>Este método es igual de Peck.</p> <p>Las pérdidas aplican solamente para buen tiempo.</p> <p>También recurre al factor "m" de irregularidades superficial del conductor.</p>

El gradiente critico se calcula mediante la expresión.

$$E_0 = 21,1 \times \delta \times f_s \times \left[1 + \left(\frac{0,426}{\sqrt{\delta \times d}} \right) \right] \quad (47)$$

Dónde:

δ = coeficiente del viento.

d = diámetro de conductor, [cm].

f_s = submúltiplo del área, equivalente a 0.50 término medio.

1.3.39.- Efecto Ferran Ti.

Es un sobre voltaje realizado a distancia de una red energética que acontece en el momento que se encuentra desactivado de la carga o con una carga bastante reducido que se crea por el impacto capacitivo que contiene las líneas dieléctricas entre sí y separados de tierra, lo cual son idénticos a la armazón de un condensador y en el momento se encuentra cargadas energéticamente.

Al alterar la energía continuamente causa una intensidad transversa que se suman a la intensidad de la línea e incrementando las capacidades del voltaje en el extremo del receptor. El impacto Ferran ti será más energético, aunque más longitud sea la línea y superior la tensión aplicada. En virtud de su elevada capacitancia este impacto es bastante más marcado en conductores subsuelos, también en líneas reducidas.

1.3.40.- Influencia la Densidad del Aire y Humedad.

El sereno es acogedor hacia la distancia del viento, a volumen que crece la cifra de moléculas de agua y el viento, crece igualmente la posibilidad de apresar átomos.

Este apresamiento impide la creación de alud de átomos que inicia los relámpagos, como se expresa en la ecuación.

$$V_c = \frac{V_5}{H}$$

H = factor corrección de la humedad del viento.

1.3.41.- Gradiente Potencial.

Es una aplicación de vectores que permite hallar la carga de un procedimiento de cables por medio de la adaptación natural de las teorías que reflejan la dirección de magnitudes de los ejes, X (ancho), Y (alto) y Z (profundidad).

La gradiente potencial se representa por vectores que definen la dirección de cambio de potencia eléctrica más alta con respecto a la longitud.

Aplicar potencia eléctrica a un cable de línea su imagen nos indica, altitud encima del piso con relación al radio del cable y alto, ($H - R > 100$). Como se indica en la ecuación:

$$E = \frac{P}{R \times \ln \frac{2 \times H}{R}} \quad (48)$$

Dónde:

P = potencia de cable.

R = radio cable.

H = elevación ½ del cable.

1.3.43.- Pérdidas de Tensión Crítica Disruptiva por Efecto Corona.

La pérdida de la tensión se inicia atreves del viento llamándose voltaje censurado inadecuado para ella el engendro no es claro. Los daños de la tensión de corona empiezan a desarrollarse cuando el voltaje disruptivo es menor a la tensión de fase y cuando pasa las lluvias el V_c baja el veinte por ciento y con escarche de hilo un treinta por ciento. También se utiliza conductores con el veinte por ciento más de la sección por diseño de cálculos.

Fórmula: Para tiempo bueno. (49)

$$V_c = 84 \cdot \delta^{\frac{2}{4}} \cdot m_t \cdot m_s \cdot n \cdot r \cdot (1 - 0.07 * r) \left(1 - \frac{(4-1)*r}{R}\right) \log \left[\frac{\frac{DMG}{RMG} \cdot 2 \cdot HMG}{\sqrt{4 \cdot HMG^2 + DMG^2}} \right] = KV$$

Dónde:

V_c = voltaje censurado inadecuado eficaz, (k_v), impacto coronilla.

84 = constante por cm. (k/cm)

n = número, sub conductores.

r = radio del cable, [cm]

DMG = separación ½ geométrica entre líneas, [cm].

HMG = altura ½ geométrica, [cm].

RMG = radio ½ geométrica del conductor, [cm]

m_c = coeficiente, rugosidad del conductor (adimensional ver tabla 7)

m_t = coeficiente meteorológico (adimensional ver tabla 7)

Tabla 7 Coeficiente de rugosidad y coeficiente meteorológico del conductor.

Coeficiente Meteorológico	Conductor (m_t)
1.00	Para buen tiempo
0.80	Para mal tiempo.
Coeficiente de Rugosidad	Conductor (m_c)
1.00	De hilo superficie liza.
0.93 – 0.98	De hilo oxidado y rugoso.
0.83 -0.87	De cables.

Fuente: Redes eléctricas (T – 1) J vaqueira.

1.3.44.- Pérdidas de Potencia por Efecto Corona por kilómetro.

Si el, $V_C < V_{max}$, por lo tanto, se valora los medios de que se exhiba el impacto coronilla y ocasionen daños por este impacto. Las pérdidas corona no sobre pasa el 20 % producidas por temperatura, como se indica en la ecuación para tiempo bueno.

$$\Delta P'_{cor} = \frac{2.41}{\delta} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{D}} \times \left[\frac{U_{max} - U_C}{\sqrt{3}} \right]^2 \times 10^{-5} = \left(\frac{KW}{KM} \right) \quad (50)$$

Cómo se indica:

δ = densidad del aire.

f = frecuencia (60 Hz).

$\Delta P'$ = pérdida de energía, (log).

r = radio del cable, (cm).

D = distancia entre líneas, (cm).

U_{max} = voltaje de línea, (kV).

U_C = tensión disruptiva, (kV).

En tiempo de lluvias en los cables aéreos, se observa el inicio del efecto corona con un zumbido y después se deja ver en la sombra, logrando evaluar como permanecen ocultado por una coronilla brillante azulino en la cortadura diagonal y curvo en el cable de configuración de coronilla, a este fenómeno le dieron el nombre de Efecto Corona.

Durante las mediciones eléctricas realizadas en las fases de la línea del sistema de transmisión no se obtuvo buenos resultados por el mal tiempo. Se entiende por tiempo

malo a las lluvias y la 1/3 parte de longitud de la línea se producen pérdidas máximas como se observa en la fórmula para mal tiempo.

Para tiempo de lluvias, se aplica la fórmula.

$$\Delta P_{\text{cor}}'' = \frac{2,41}{\delta} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{D}} \times \frac{(U - m_t \times U_C)^2}{\sqrt{3}} \times 10^{-3} = \left(\frac{\text{KW}}{\text{KM}} \right) \quad (51)$$

Para promediar los daños de energía por el impacto de coronilla de tiempo bueno y malo se emplea la siguiente:

Ecuación.

$$\Delta P_{\text{cor}} = \frac{2}{3} \Delta P_{\text{cor}}' + \frac{1}{3} \Delta P_{\text{cor}}'' = \left(\frac{\text{kw}}{\text{km}} \right) \quad (52)$$

Dónde:

$\Delta P_{\text{cor}}'$ = pérdida potencia por efecto corona en tiempo bueno.

$\Delta P_{\text{cor}}''$ = pérdida potencia por efecto corona en tiempo malo.

ΔW_{cor} = pérdida de potencia anual en $\left(\frac{\text{KW}}{\text{Año}} \right)$.

1.3.45.- Conductancia kilométrica del Conductor debido al Efecto Corona.

Se aplica la fórmula:

$$G_{\text{fase-km}} = \frac{P (\text{KW})}{\left(\frac{V (\text{KV})}{\sqrt{3}} \right)^2} \times 10^{-3} = \frac{S}{\text{km}} \quad (53)$$

La conductancia total de la línea de 325 kilómetros de longitud del conductor

Cuádruplex de dos circuitos, se obtiene según la fórmula:

$$G_{\text{total}} = G_{\text{fase-km}} \times N^{\circ} \text{ fases} \times \text{km} = \frac{S}{\text{km}} \quad (54)$$

La pérdida de potencia anual se calcula durante las horas del año, como se aplica:

$$\Delta W_{\text{cor}}' = 8760 \text{ horas año} \times \Delta P_{\text{cor}}' = \left(\frac{\text{kw}}{\text{Año}} \right)$$

1.3.46.- Pérdidas en los Aisladores.

Gonzales (2007) señala que el aislador dieléctrico es producido en cadena que se coloca en medio de una junta metálica de aparatos con piezas operantes de energía con el propósito de asegurar un acomodado de impermeabilidad.

El aislador aislante se fabrica en diversas estructuras y se destacan más las circulares. Los aisladores más espaciosos se encuentran conformado por montón de aisladores individuales que aceptan el apelativo de disco o platillo calificándose aisladores encadenado.

El largo de estas encadenadas está sujetas del ras del voltaje real de la línea que recorre por lo propio.

No se logra dar merito o patrón de daño por el clima que es variable a la humedad, lluvia y calor.

Los daños por impacto aislador en platillo de naturaleza limitado de sereno (entorno desecado). El daño balancea a través de 3 y 5 watis por platillo.

Los daños por impacto aislador en platillo de naturaleza limitado de sereno (entorno empapado). El daño balancea a través de 8 y 20 watis por platillo.

1.3.47.- Determinar Números de Torres y Aisladores.

$$N^{\circ}_{\text{Torres}} = \frac{L_{\text{Metros}}}{D.T} = \text{Torre} \tag{55}$$

Dónde:

L_{Metros} = longitud en metros de la línea.

D.T = distancia de torres en metros.

$$N^{\circ}_{\text{aisladores}} = N^{\circ}_{\text{torres}} \times N^{\circ}_{\text{cadena-aislad}} \times \text{fase} \times N^{\circ}_{\text{aislad} \times \text{cadena}} \tag{56}$$

Tabla 8 Resumen de número de aisladores y torres.

Torres	Número	Encadenado de aisladores por línea.	Número de aislador de encadenado.	Total, aisladores
Fases	650	12	12	93,600

Fuente de información propia del autor.

1.3.48.- Determinar las Fugas de Energía en los Aisladores.

Primeramente, calculamos la energía total por impacto del aislador. El computo es fácil, sustentarse y redoblar el N° de asiladoraislante por perdidas unitarias. Lo complicado es ultimar el daño individual porque están pendientes de la naturaleza y contagio del viento, estas restricciones son inestables a la longitud por el periodo y de la ubicación geográfica. Loa daños por clima son:

En tiempo bueno los daños oscilan entre 3 y 5 watos por disco de aislador.

En tiempo malo los daños oscilan entre 8 y 20 watos por disco de aislador.

1.3.49.- Pérdidas Totales en los Aisladores.

Los daños ocasionados por un aislante, multiplicado por un digito de aislantes totales, serán como indica la ecuación.

$$P_{\text{Aisladores}} = \left(\frac{P_{\text{unitaria}} \times N^{\circ} \text{aisladores}}{1000} \right) = (\text{KW}). \quad (57)$$

1.3.50.- Pérdidas para buen tiempo.

Según las recomendaciones y condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea, se considera como pérdida unitaria del aislador de 5 watos.

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{N^{\circ} \text{Aisladores} \times 5 \text{ watos}}{1000} = (\text{KW}) \quad (58)$$

1.3.51.- Pérdidas para mal tiempo.

Según las recomendaciones y condiciones de contaminación de las cadenas de aisladores de la línea, se considera como pérdida unitaria de aislador de 8 watos.

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{N^{\circ} \text{Aisladores} \times 8 \text{ watos}}{1000} = (\text{KW}) \quad (59)$$

1.3.52.- Pérdidas kilométricas por fase.

$$N^{\circ} \text{ de fases} = 06$$

Longitud de la línea = km.

$$P_{\text{Tiempo bueno}} = \frac{Pot_{\text{Aisladores}}}{N^{\circ} \text{ fases} \times \text{Longitud de linea}} = \text{KW/km/fase}. \quad (60)$$

1.3.53.- Conductancia en los aisladora km_{fase} .

Se aplicará la fórmula de conductancia:

$$G_{\text{fase-km}} = \frac{P_{\text{fase-km}}}{\left(\frac{V_{\text{linea}}}{\sqrt{3}}\right)^2} \times 10^{-3} = \left(\frac{\text{simens}}{\text{km} \times \text{fase}}\right) \quad (61)$$

La conductancia general se multiplica, $(\text{km}_{\text{fase}}) (N^{\circ} \text{ fases}) (\text{long}_{\text{km}})$

$$G_{\text{total}} = G_{\text{fase-km}} \times N^{\circ} \text{ fases} \times \text{long} = (\text{simens}) \quad (62)$$

1.3.54.- Espaciadores.

Se usan en proyectos para cuatro conductores en sistemas energéticas de (500_{KV}) como en la elección de (345_{KV} y 750_{KV}), que utilizan 4 cables.



1.3.55.- Tipos de aisladores.

- Aislador aislante en serie.
- Aislador resistente.
- Aislador de suspensión.
- Aislador de cadeneta de amarre.
- Aisladores de vidrio.
- Aisladores de porcelana.
- Aisladores de compuestos.

El aislador en serie comprende de diversos componentes dieléctricos pegados entre sí, creando un grupo de encadenado y unidos a sostener flexiblemente los cables de una red de distribución energética. Un encadenado está encaminado a sostener fatigas de arrastre y esta abastecida por varias encadenadas dialécticamente unidas.

Los encadenados abastecidos pueden ser de amarre. Los encadenados gemelos dieléctricos se emplean para valores de voltaje equivalentes o superior a (500 K_V).

Los encadenados gemelos en enlace ("V") se emplea en banco de (345 K_V).

1.3.56.- Características de Elección de los Aisladores.

Deben tener las peculiaridades de trabajo y finalizar con exactitud la alternativa del aislador dieléctrico en un montaje que está asociada con energía y que deben sostener con naturaleza mecánica y empleo.

A.- Se caracteriza de los siguientes elementos:

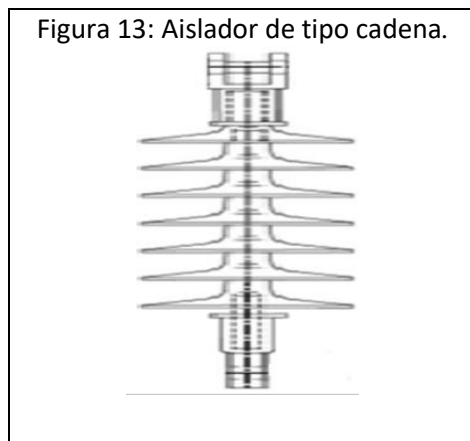
El voltaje sostenido al empujar un patrón de un relámpago.

El voltaje con regularidad manufacturero en tiempo seco y lluvia.

La fatiga maquina de destroz.

Las magnitudes y propiedades semejantes según el largo a través de piezas metalúrgico dieléctricas.

La unión reglamentaria para los componentes de encadenados dieléctricamente está conectada con el voltaje que atribuí al montaje con el aislante que esta nombrada los de más están asociados con el anteproyecto maquina de diseño de la fase energética.



1.3.57.- Tipos de contaminación de los aisladores.

Cómo indica en la tabla 9

Tabla 9: Distancia de contaminación (aisladores) para distintos grados.

Categoría de contagio de conformidad a la normativa IEC 71-2		
Categoría de Contagio.	Modelo de ambientes	Insignificante espacio de salida KW mm
I Insignificante	zona no industrial, pocas viviendas equipadas de calefacción. Área agrícola.	16
II Medio	zona industrial contaminante y /o casas con calefacción. zona con aire de mar, costa.	20
III Fuerte	zona crecida de manufactura de enormes poblaciones con planta estufas zona próxima al océano o expuestos al aire.	25
IV Muy alto	zonas supeditado a hierro infectado. zona sumamente próximos al océano y aires forzado zona expuestos a aire forzado que abarca tierra y sol.	31

Fuente: La Norma IEC 71-2

1.3.58.- Rigidez Dieléctrica En Los Aisladores.

Depende del material que lo fabrican, del espesor del mismo, de la heterogeneidad del campo eléctrico en donde se encuentra, del efecto térmico y electroquímico.

- **Material del Dialectico.**

Son materiales homogéneos: Los polímeros orgánicos.

Materiales no orgánicos: Porcelana, vidrio, PVC, polietileno, etc.

- **Espesor del Dieléctrico.**

A mayor espesor, mayor será la rigidez dialéctica y mayor el valor requerido de la tensión de perforación.

- **Heterogeneidad del campo.**

El valor de la tensión de perforación es menor cuando el dieléctrico se encuentra afectado por un campo no Homogéneo. Es decir, la rigidez dieléctrica disminuye en presencia de los campos eléctricos no homogéneos.

- **Efecto Térmico.** La rigidez dieléctrica disminuye cuando el aislador está sometido a condiciones de temperatura elevada.

1.3.59.- Análisis de Pérdidas de Corona y Fallas en los Aisladores de las Línea de Transmisión.

Para diagnosticar las fallas en los aisladores de cadena de las pérdidas de energía eléctrica se realiza mediante los métodos de Peterson y la técnica de Corono graña

Las técnicas más indicadas para obtener mejores resultados de precisión y de diagnosticar el deterioro en los aisladores se seleccionan las técnicas de Perfilado y la corono graña. (como se observa en la tabla 10).

La técnica del perfilado de aisladores, diagnostica posible falla de contaminación en el aislador (dañado o falla). La técnica de cronografía también detecta e indica deficiencias en los aisladores, pero distinto del perfilado. La técnica de cronografía, da a conocer la ubicación exacta en donde el efecto corona es presente, conociendo la magnitud del impacto coronilla logra determinar el grado de deterioro del aislador. Se afirma que ambos métodos son prácticos para diagnosticar el estado de deterioro del

aislador. Para mayor seguridad y objetividad se prefiere utilizar la técnica de cronografía por ser la más precisa que nos da a conocer el grado y la ubicación donde el impacto coronilla influye el deterioro del aislador.

Tabla 10 Técnicas para el diagnóstico de deterioro de los aisladores.

Técnicas	Ventajas	Desventajas
Perfilador	<p>Verifica la condición física del aislador averiado.</p> <p>Es económica para su adquisición.</p>	<p>El inspector debe de pernotar y verificar a los aisladores en servicio pudiendo ser riesgoso si no toma las medidas de seguridad.</p> <p>Esta técnica indica las condiciones de estado del aislador, pero no determina por qué el aislador ha fallado.</p> <p>Las medidas de administrar la supervisión son lentas.</p>
Cronografía	<p>Es una técnica que se supervisa a la distancia.</p> <p>Indica con precisión la zona del disco averiado.</p> <p>Fácil de maniobrar.</p> <p>La visión ocular se puede realizar en cualquier momento.</p>	<p>Las inspecciones oculares deben de realizarse en tiempo malo en presencia de lluvia.</p>

Fuente de información propia del autor.

1.3.60.- Torres o apoyo eléctrico.

Es una armazón elevada hecho de acero, su servicio primordial es de mantener los conductores eléctricos atmosféricos en un sistema energético.

Se usan en redes energéticas elevadas y bajos voltajes alterna, como también en suministros de corriente continua ferroviaria.

Pueden ser de diferentes modelos y dimensión, o al servicio del empleo como suministrar electricidad.

Las categorías habituales de elevación y balancearse a partir de 15m y 55m de elevación, y superan hasta alcanzar los 300m.

Igual del acero, superan emplearse otros componentes como madera y hormigón.

13.61.- Tipos de Torres.

Conforme a su servicio se clasifican:

- Torrecilla de suspensión pesada tipo AL.
- Torrecilla de retenida.
- Torrecilla de detención.

- Torrecilla de codo.
- Torrecilla de final de fase.
- Torrecillas especiales.
- Torres geométricas y límites de utilización.

1.3.62.- Instrumentos de medición.

1.3.63.- Voltímetro.

Es un contador que sirve para cronometrar el voltaje en circuito eléctrico que se instala en tableros de control eléctrico industriales, comerciales y viviendas.



Figura 14: Instrumento de medición voltímetro.

1.3.64.- Amperímetro.

Es un instrumento de medición eléctrico que sirve de medir la corriente alterna de consumo de los equipos instalados como motores industriales y comerciales, resistencias y otros. Estos instrumentos de medición se instalan en serie para sistemas de alta y bajo voltaje.



Figura 15: Instrumentos de medición multigesta y amperímetro

1.3.65.- Watímetro.

El watímetro es un dispositivo de medida que sirve a controlar el consumo de energía eléctrica en kW-h. Se utilizan para medir la potencia de consumo de las máquinas de fábricas, comerciales y de viviendas.

La persistente leída del instrumento obedece a dos volúmenes, voltaje y energía. La leída del instrumento de medición sería:
$$kw = \frac{\text{tensión x intensidad maxima}}{\text{Nº total de divisiones}}$$

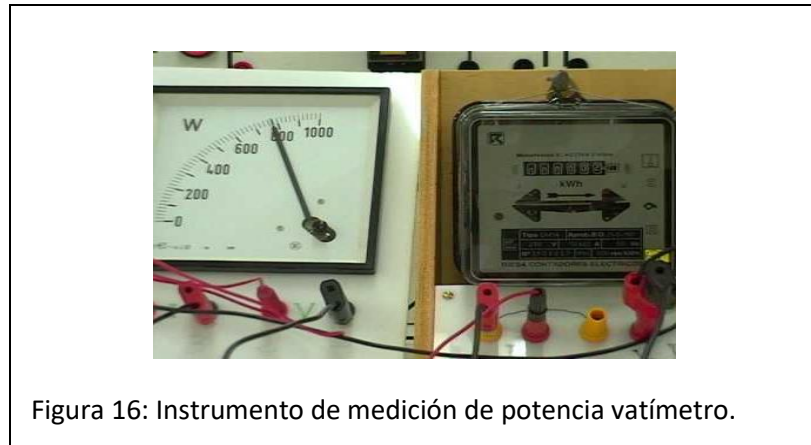


Figura 16: Instrumento de medición de potencia watímetro.

1.3.66.- Computadora Pentium 4.

Es una máquina de procesos de hojas de cálculos de Excel y AutoCAD aplicada informáticamente y conducir al ingenio o actualización de escritos por un método de cómputo más eficaz y variable.

Los microprocesadores brindan muchas aplicaciones ya sean topográficas, idiomas, organización y otros proyectos que se habilita: AutoCAD, Excel, Word, Windows y grafico según Corel Graw, Paint, etc.



Figura 17: Computadora Pentium 4 para programas

1.4.- Formulación del Problema.

¿Evaluación de las pérdidas eléctricas de la línea de transmisión eléctrica Trujillo – Chiclayo?

1.5.- Justificación del Estudio.

Es interesante analizar las pérdidas de energía eléctrica en la línea de transmisión y aplicar un plan de mantenimiento para disminuir estas pérdidas de energía eléctrica y económicas. Esta información serán necesarias a similares diseños a realizar, una red de cables para una conducción energética y accesorios electromecánicos con plan de manutención.

1.6.- Hipótesis.

Implementar programas de mantenimiento para la línea de transferencia.

1.7.- Objetivos.

1.7.1.- Objetivo General. - Valorar las consecuencias de daño eléctricos en el sistema de transferencia Trujillo – Chiclayo.

1.7.2.- Objetivos Específicos.

Definir daño de eléctricos.

Definir daño por impacto Joule.

Definir daño por impacto Corona.

Definir escape eléctricas en los aislantes.

II.- METODOLIGIA

2.1.- Tipo de Investigación.

El presente trabajo a investigación es tecnológica explicativo al tipo de estudio de técnicas y procedimientos para analizar y plantear soluciones al problema.

2.2.- Nivel de Investigación.

Pre grado.

2.3.- Método.

Se desarrolla siguiendo el método científico, bajo un enfoque deductivo. Se inicia con las opiniones genéricos del as para después examinar sus resultados en la línea de

transferencia Trujillo– Chiclayo bajo diferentes circunstancias ambientales y naturaleza real. de sus equipos en altitud mar.

2.4.- Diseño de Investigación.

El proyecto de estudio no es empírico ya que no se altera ninguna de las variantes, es transversal ya que el análisis se hará exclusivo en un definido instante.

2.4.1.- Variables Operacionales.

A.- Independientes:

- a. Gradiente, campo eléctrico superficial (KV/cm).
- b. Condiciones medioambientales.
- c. Antigüedad de la línea.

B.- Variables Dependientes:

- a. Pérdida de energía por efecto Joule.
- b. Corona e aisladores.

Tabla 11 De operaciones variables.

Variables	Conceptual	Indicador	Técnica	Instrumentos
Independientes Gradiente de campo eléctrico superficial (KV/CM). Condiciones medio ambientales. Antigüedad de la línea.	Estado superficial del cable. Condiciones climáticas. Efectos del agua sobre el conductor.	Kilowatt (kW) Criticidad: Bajo Medio y Alto.	Análisis documental. Entrevistas. Observaciones.	Fichas de registro GPS portátil. AutoCAD. Laptop. Cámara fotográfica
Dependiente Pérdidas de energía Joule Corona Aisladores	Trabajos de mantenimiento	Energía que se transforma en calor. Sobre tensiones (KV). Materiales de los aisladores.		Fichas de observación.

Fuente de Elaboración propia del autor.

2.5.- Población y Muestra.

Se considera como población la línea de transferencia energética en el norte del Perú.

2.6.- Muestra.

Se considera como muestra la línea de transferencia energética Trujillo-Chiclayo.

2.7.- Técnica.

Es fundamental los métodos a conseguir de investigaciones o antecedente vinculado con las variantes relacionadas: Análisis documental, entrevistas y observaciones.

2.8.- Instrumentos

Ficha de registro, GPS portátil, cámara fotográfica, Uvalle-vi (cámara de efecto corona), computadora portátil, grabadora y programas informáticos, (Microsoft Office, AutoCAD, Visual Básico 6.0, Map So urce y DLTCAD)

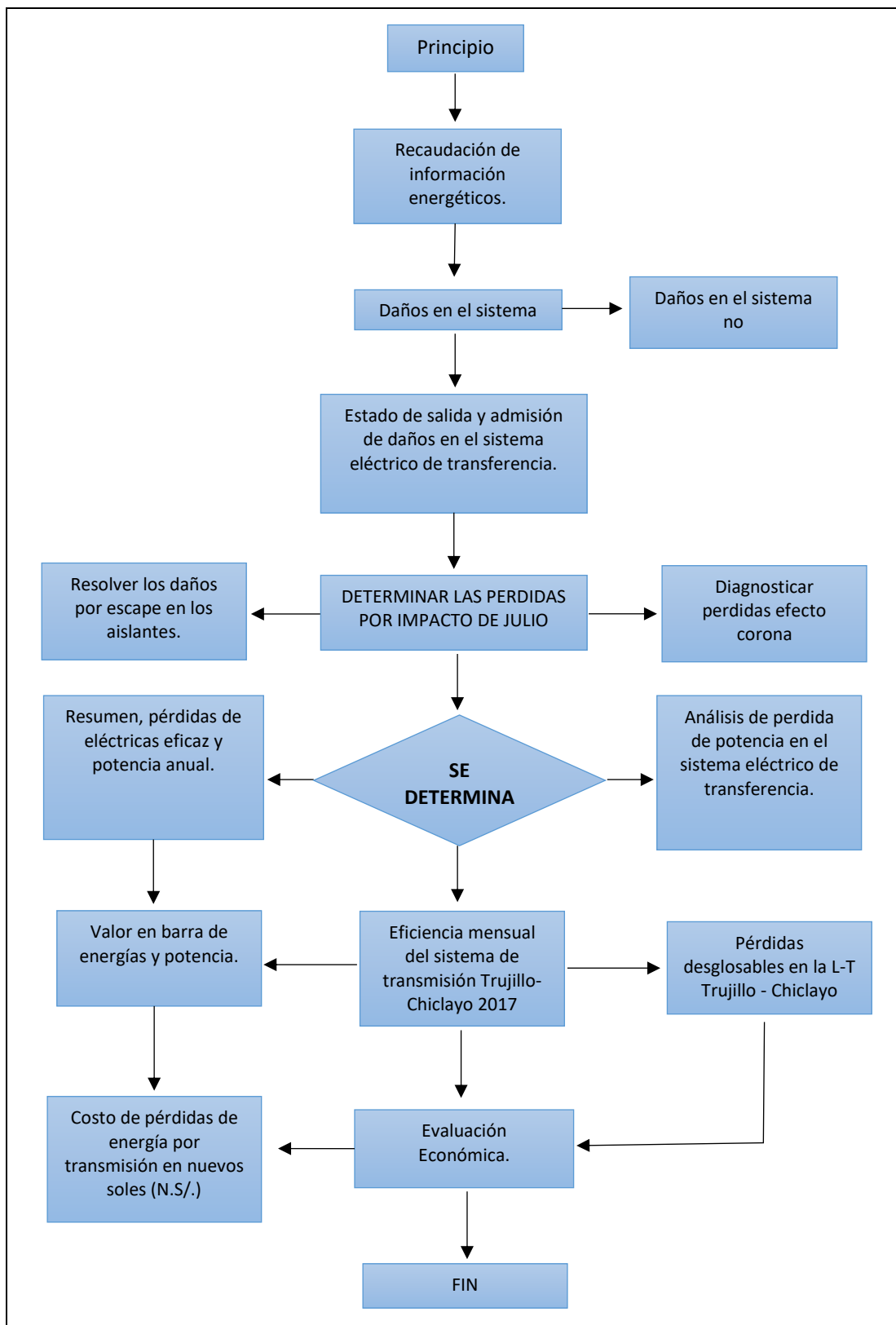
2.9.- Indicadores.

- a. kilowatt (kW).
- b. Criticidad (bajo, medio y alto).

2.10.- Aspectos Éticos.

Se respeta la honestidad del éxito de la credibilidad de información suministrada por la compañía y la igualdad del autor el cual participo en la investigación.

Figura 18: Flujo grama del sistema eléctrico de transferencia Trujillo - Chiclayo



Fuente propia del autor.

III.- RESUMEN

3.1.- Procedimiento del cálculo Eléctrico.

Definir daño de eléctricos.

Definir daño por impacto Joule.

Definir daño por impacto Corona.

Definir escape eléctricas en los aislantes

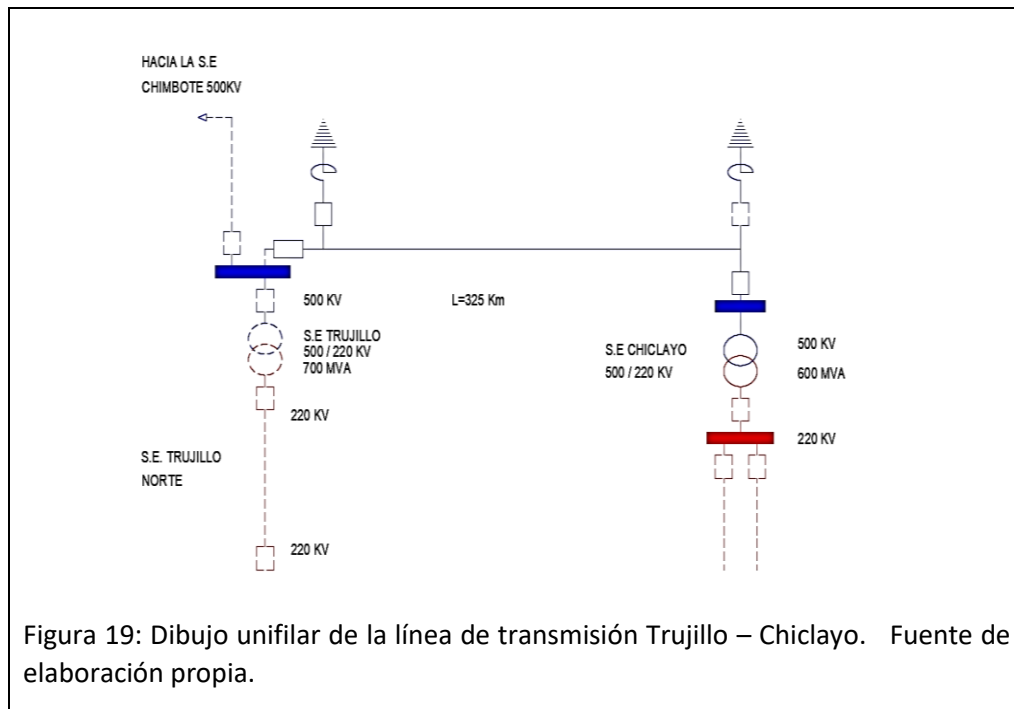


Figura 19: Dibujo unifilar de la línea de transmisión Trujillo – Chiclayo. Fuente de elaboración propia.

Tabla 12: Salida, recepción de potencia y perdida en la línea Trujillo – Chiclayo.

Meses	Salida de Trujillo (KW-H)	Recepción Chiclayo (KW-H)	Pérdida total (KW-H)
Enero	2,575.600	2,498.855	76.745
Febrero	2,670.905	2,605.846	65.059
Marzo	2,476.258	2,413.764	62.494
Abril	2,536.756	2,466.718	70.038
Mayo	2,595.807	2,529.962	65.845
Junio	2,677.359	2,616.681	60.678
Julio	2,585.653	2,515.264	70.389
Agosto	2,615.906	2,540.183	75.783
Setiembre	2,647.873	2,577.127	70.746
Octubre	2,940.578	2,881.600	58.978
Noviembre	2,675.762	2,629.804	45.958
Diciembre	2,858.768	2,802.284	56.484
Total	31,857.225	31,078.028	779.197

Fuente: Elaboración propia del autor.

3.3.- Determinar las características de la línea, ver tabla 13

Tabla13: Características de la línea de transmisión.

Conductor		Línea	
Designación.	gaviota	Tensión.	500 KV
Sección.	405.20 mm ²	Potencia.	750 MVA.
Diámetro.	26.14 mm	Frecuencia.	60 Hz.
Radio.	13.07 mm	Longitud.	325 km.
No de circuitos.	2 cuádruplex	No de fases.	06 cuádruplex.

Fuente de elaboración propia del autor.

3.4.- Determinar las Pérdidas Totales de Energía Eléctrica de La Línea.

La pérdida, potencia anual L.T. (ΔW_L) se definen como se indica en la tabla 12.

$$\Delta W_L = W_S - W_R.$$

Dónde:

ΔW_L = pérdida de potencia activa.

W_S = potencia salida Trujillo. (31857.225 KW- H).

W_R = potencia recibida Chiclayo. (31078.028 KW- H).

Información recogidos de la tabla 12.

$$\Delta W_L = W_S - W_R \tag{63}$$

$$\Delta W_L = 31857.225 - 31078.028$$

$$\Delta W_L = 779.197 \text{ (KW - H)}$$

Pérdidas de potencia media anual.

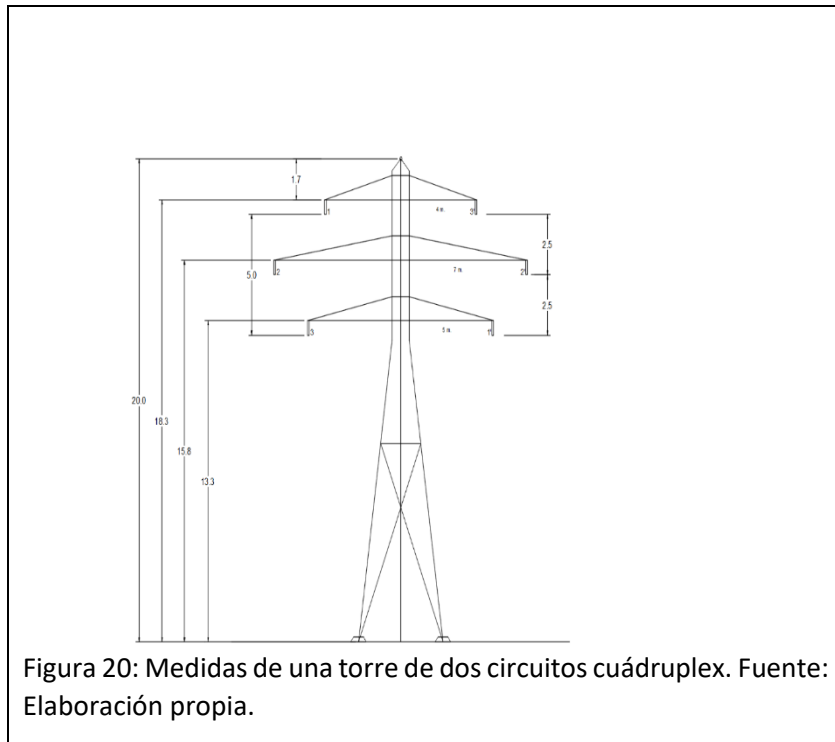
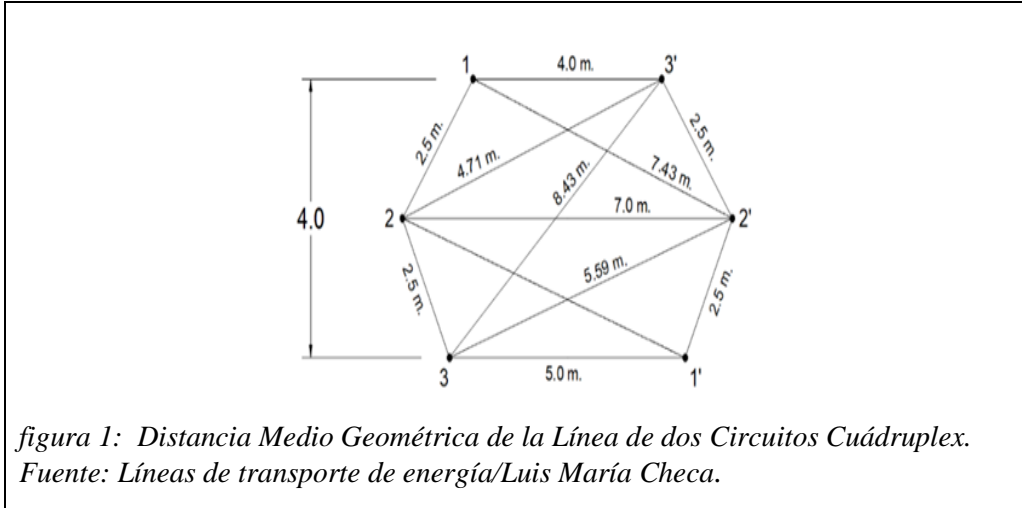
$$\Delta P_L = \frac{\Delta W_L}{T} = \frac{779.197}{8760 \text{ h}} = 0.0889 \text{ kw} \tag{64}$$

Las pérdidas de potencia L.T (ΔW_L), se compone por pérdidas de joule (ΔW_J), corona (ΔW_{cor}) y fuga en los aisladores (ΔW_f), como se indica en la ecuación:

$$\Delta W_L = \Delta W_S + \Delta W_{COR} + \Delta W_f \tag{65}$$

3.5.- Determinar la Distancia Medio Geométrica de la Línea de dos Circuitos Cuádruplex.

La separación media geométrica se tiene en cuenta la disposición de los conductores en la estructura de la línea cuádruplex de dos circuitos de una torre. Como se observa figura 1



Se aplica las fórmulas: (12)

$$D_1 = \frac{\sqrt[3]{D_{1-2} \times D_{1-2'} \times D_{1-3} \times D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} = \frac{\sqrt[3]{2.5' \times 7.43 \times 5 \times 4}}{8.43} = 3.53\text{m}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt[3]{D_{2-1} \times D_{2-1'} \times D_{2-3} \times D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} = \frac{\sqrt[3]{2.5' \times 5.59 \times 2.5 \times 4.71}}{7.0} = 2.86\text{m}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt[3]{D_{3-1} \times D_{3-1'} \times D_{3-2} \times D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} = \frac{\sqrt[3]{5 \times 5 \times 2.5 \times 5.59}}{8.43} = 3.46 \text{ m}$$

$$D_T = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3} = \sqrt[3]{3.53 \times 2.86 \times 3.46} = 3.26 \text{ m} = 260 \text{ mm}$$

3.6.- Separación entre Conductores Cuádruplex.

A Sumiendo de 40 cm de separación, entre los centros de los sub conductores

Dónde:

Δ = Separacion entre sub conductores.

$\Delta = 40 \text{ cm.}$

$$R = \frac{\Delta'}{\sqrt[3]{4}} = \frac{40}{\sqrt[3]{4}} = 25.19\text{cm} \quad \text{Se aplica la fórmula (14)}$$

3.7.- Determinar el radio equivalente en (mm), que pasa por los centros de sus conductores.

Se aplica la fórmula:

$$r_{eq} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \times r \times \Delta^3} = \text{cm} \quad \text{Se aplica la fórmula (15)}$$

$$r_{eq} = \sqrt[4]{\sqrt{2} \times 13.07 \times (40)^3}$$

$$r_{eq} = 32.97 \text{ cm}$$

r_{eq} = radio equivalente.

3.8.- Constantes kilométricas del conductor de fase cuádruplex de 2 circuitos.

Se obtiene las resistencias eléctricas de la (tabla 14), para el conductor de tipo gaviota de circuito cuádruplex por fase de cuatro conductores de dos circuitos, la capacidad de la resistencia de línea en Ω/Km será: Se aplica la fórmula (1)

$$R_k = \frac{R \text{ (cond ACAR 750)}}{n^\circ \text{ circuitos} \times n^\circ \text{ conductores}} = \frac{0.0851}{2 \times 4} = 0.0106 \Omega/\text{km}$$

$$R_K = 0.0106 \Omega / \text{ km}$$

Tabla 14: Resistencias eléctricas de línea a 20°C en Ω/Km..

línea	halcón	Gaviota	cóndor	cardenal
Simple.	0.1190	0.0851	0.0721	0.0597
Dúo.	0.0595	0.0425	0.0360	0.0298
Triple.	0.0396	0.0283	0.0240	0.0199
Cuádruple.	0.0297	0.0212	0.0180	0.0149

Fuente de inf: líneas de transporte de energía/Luis maría checa/pag30-32

3.9.- Cálculo de la Reactancia de Autoinducción Cuádruplex Ω/Km dos Circuitos.

$$X_k = N^\circ \text{ de circuitos} \times \left[0.125 + 4.6 \log \left[\frac{DMG}{\sqrt[4]{\sqrt{2} \times r \times \Delta^3}}} \right] \right] \times 10^{-4} \times W \quad (2)$$

$$X_k = 2 \times \left[0.125 + 4.6 \log \left[\frac{3,260}{\sqrt[4]{1.42 \times 13.07 \times 400^3}} \right] \right] \times 10^{-4} \times 377 = 0.1103$$

$$X_K = 0.1103 \Omega / km.$$

3.10.- Cálculo de la Capacitancia Cuádruple.

Se aplica la fórmula (3)

$$C_k = 2 \times \frac{24.2}{\log_4 \frac{DMG}{\sqrt{2} \times r \times \Delta^3}} \times 10^{-9} = \frac{F}{Km}$$

$$C_K = 2 \times \frac{24.2}{\log_4 \frac{3,260}{\sqrt{2} \times 13.07 \times (400)^3}} \times 10^{-9}$$

$$C_K = 2.7534 \times \frac{10^{-9} F}{Km}$$

3.11.- Cálculo de los periodos por segundos.

$$W = 2 \times \pi \times f$$

Se aplica la fórmula (5)

$$2 \times 3.1416 \times 60$$

$$W = 377 \text{ periodos por segundos.}$$

3.12.- Cálculo de la susceptancia

$$B_k = C_K \times W = \left(\frac{S}{km} \right)$$

Se aplica la fórmula (4)

$$B_k = 2.7534 \times 10^{-8} \times 377$$

$$B_k = 1.0380 \times 10^{-6} \frac{S}{km}$$

3.13.- Cálculo de la impedancia.

$$Z_k = \sqrt{R_k^2 + jX_k^2} = \Omega/\text{km} \quad \text{Se aplica la fórmula (6)}$$

$$Z_K = \sqrt{(0.0106)^2 + (0.1103)^2}$$

$$Z_K = 0.1108 \Omega/\text{km}$$

$$Z_k = 0.1108 \angle 0$$

$$\text{Argumento: } \theta_{Z_k} = \arctan^{-1} \left(\frac{X_k}{R_k} \right) \quad \text{Se aplica la fórmula (7)}$$

$$\theta_{Z_k} = \arctan^{-1} \left(\frac{0.1103}{0.0106} \right) = 10.40 \angle 0$$

Tabla 15: Resumen de Las Constantes kilométricas Eléctricas.

Resistencia eléctrica.	R_k	$0.0106 \times 325 = 3.445 \text{ k}\Omega$.
Reactancia autoinducción.	X_k	$0.1103 \times 325 = 35.847 \text{ k}\Omega$.
Susceptancia.	β_K	$1.0380 \times 10^4 \times 10^4 = 337.35 \text{ S/km}$
Persistencia.	G_k	0
Características Eléctricas		
Resistencia eléctrica.	R	3.445 kΩ.
Reactancia autoinducción.	X	35.847 kΩ.
Susceptancia.	β	337.35 S/km..
Persistencia.	G	0 S/km.
Impedancia.	Z	0.1108 KΩ.
Admitancia.	Y	$1.0380 \times 10^{-6} \angle 0^\circ$.

Fuente: Elaboración propia del autor.

3.14.- Determinar las pérdidas de energía por efecto de joule.

Dónde:

$$Pot_{\text{nominal}} = 750 \text{ MVA (ver, tabla13)}$$

$$Resist_{\text{total}} = 3.445 \text{ K}\Omega \text{ (ver tabla 15)}$$

$$\text{Cos}\varphi = 0.9$$

- Convertir: MVA a MW = $750 \times \text{Cos } \varphi 0.9 = 675 \text{ MW}$
- Convertir: MW a KW = $675 \times 10^3 = 675.000 \text{ KW}$

$$\left(\frac{P_{\text{nominal}}}{V_{\text{nominal}}}\right)^2 \times \frac{R}{P_{\text{nominal}}} \times 100 = \text{MW} \quad \text{Se aplica la fórmula (18)}$$

$$\left(\frac{675.000 \text{ KW}}{500 \text{ KV}}\right)^2 \times \frac{3.445 \text{ K}\Omega}{675.000 \text{ KW}} \times 2.23 \% = 20.74234 \text{ KW} \times 10^{-3} = 0.020742 \text{ MW}$$

(2.23 %), ver tabla 1

$$\text{Potencia media anual} = \frac{\text{Potencia}_{\text{joule}}}{\text{Horas}_{\text{Año}}} = \frac{0.020472 \text{ MW}}{8760 \text{ Horas}} = 2.33 \dots \times 10^{-6} \text{ MW}$$

3.15.- Pérdida de potencia por efecto térmica. Se aplica la fórmula (19)

$$P_{\text{termica-max}} = \sqrt{3} \times V \times \cos\varphi \times I_{\text{max}} \times (N^{\circ}_{\text{circuitos}} \times N^{\circ}_{\text{conductores}}) \times 10^6$$

$$P_{\text{termica-max}} = \sqrt{3} \cdot 500000 \cdot 0.90 \cdot 713.116 \cdot 2 \cdot 4 \cdot 10^6 = 4.446 \dots \times 10^{16}$$

$$P_{\text{termica-max}} = 4.446 \dots \times 10^{16} \text{ MW}$$

Dónde:

I_{max} = corriente de línea como se observa en la, (tabla 16).

Kv = tensión nominal de la línea.

$\cos\varphi = 0.90$ como se observa en la, (table 2)

Tabla 16: Intensidades máximas admisibles para las líneas simple, dúo, triple y cuádruple.

Línea	Halcón	Gaviota	Cóndor	Cardenal
Línea simple.	574,28	713,116	799,61	888,98
Línea dúo.	1.148,56	1.426,23	1.599,22	1.777,96
Líneas triples.	1.722,84	2.138,34	2.398,83	2.666,94
Línea cuádruple.	2.297,12	2.852,46	3.198,44	3.555,92
2 circuitos de fase simple acoplar en paralelo	Equivalente valores que a la línea en un circuito dúo.			
2 circuitos de fase en dúo acoplados en paralelo.	Equivalente valores que a la línea en un circuito cuádruple.			

Fuente: Líneas de transporte de energía/Luis María Checa/Pag₃₀₋₃₂

3.16.- Cálculo de la altura medio geométrica de los conductores, (HMG)

Se aplica la fórmula:

$$\text{HMG} = (h_1m \times h_2m \times h_3m)^{1/3} = m. \quad (66)$$

$$\text{HMG} = (18.3 \times 15.3 \times 13.3)^{1/3} = 15.499 \text{ m.}$$

Donde:

HMG = Es la altura media geométrica de los conductores sobre piso.

h_1m, h_2m, h_3m = Alturas de cada conductor sobre el piso.

3.17.- Cálculo del factor de corrección de la densidad del aire (ρ).

Es claro el ajuste a la presión del barómetro e inversa el ajuste al temple del viento y se calcula mediante las ecuaciones indicadas:

Ecuaciones: (26 y 27)

$$\delta = \frac{0.3921 \times h}{273 + ^\circ C} \qquad \delta = \frac{0.3921 \times 718.24}{273 + 22.75} = 0.95 \qquad (26)$$

$$H = 10^{\log(760)} - \frac{Y}{18336} = \qquad H = 10^{\log(760)} - \frac{450}{18336} = 718.24 \qquad (27)$$

Cómo se indica:

H = presión barométrica, (cm).

$^\circ C$ = grados centígrados debido a la altura.

Y = altitud, (m.s.n.m).

δ = coeficiente del viento.

Tabla 17: Corrección, densidad del aire para el cálculo.

Y (m.s.n.m)	H (cn. hg)	$^\circ C$	δ
450	718.24	22.75	0.95
1000	670.30	25	0.898
2000	591.80	15	0.912
3000	521.43	10	0.722

Fuente: Elaboración propia del autor.

3.18.- Determinar pérdida de la tensión crítica disruptiva y potencia

A - Pérdidas la tensión crítica disruptiva.

- Para tiempo bueno: Se aplica la fórmula (48)

$$V_c = 84 \times \rho^{\frac{2}{3}} \times m_t \times m_c \times n_c \times r(1 - 0.07 \times r) \times$$

$$\left[1 - \frac{(n-1) \times r}{R} \right] \times \log \left[\frac{\frac{DMG}{RMG} \times 2 \times HMG}{\sqrt{4 \times HMG^2 + DMG^2}} \right] = KV$$

$$V_c = 84 \times 0.75^{\frac{2}{3}} \times 1 \times 0.80 \times 4 \times 1.307 (1 - 0.07 \times 1.307) \times$$

$$\left[1 - \frac{(4-1) 1.307}{28.28}\right] \times \log \left[\frac{\frac{326}{32.27} \times 2 \times 1,549.9}{\sqrt{4 \times (1.549.9)^2 + 326^2}} \right] = 217.1837 \dots \text{ Kv}$$

Dónde:

V_C = voltaje crítico disruptiva de entre línea, [KV].

$\rho^{\frac{2}{3}}$ = coeficiente del viento.

m_c = 0.80 y 0.87 coeficiente de rugosidad para cables.

m_t = 1.00 coeficiente meteorológico en tiempo seco.

m_t = 0.80 coeficiente meteorológico en época de agua.

R= radio del cable en (cm).

DMG = distancia media geométrica entre líneas, (cm).

RMG = distancia media del radio equivalente, (cm).

HMG = altura media geométrica del cable, (cm).

R = radio del círculo que pasa por el centro sus conductores, (cm).

n_c = número de conductores por fase.

B - Pérdidas de potencia por efecto corona.

Primera mente, busca, tensión más alta, que se considera 500 kV de tensión nominal.

$$U_{\text{Tension-nominal}} = 500 \text{ Kv.}$$

• **Para tiempo bueno.**

Se aplica la fórmula (49)

$$P = \frac{241}{8} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{\text{DMG}}} \times \left(\frac{U_{\text{max}} - V_C}{\sqrt{3}} \right)^2 \times 10^{-5} = \left(\frac{\text{kw}}{\text{km}} \right)$$

$$P = \frac{241}{0.9} \cdot (60 + 25) \cdot \sqrt{\frac{1.307}{326}} \cdot \left(\frac{500 - 217.1837}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 10^{-5} = 0.372 \text{ Kw/km-face.}$$

• **Para tiempo húmedo:**

Se aplica la fórmula (50)

$$P = \frac{241}{8} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{\text{DMG}}} \times \left(\frac{U_{\text{max}} - m_t \times V_C}{\sqrt{3}} \right)^2 \times 10^{-5} = \left(\frac{\text{kw}}{\text{km}} \right)$$

$$P = \frac{241}{0.9} \cdot (60 + 25) \cdot \sqrt{\frac{1.307}{326}} \cdot \left(\frac{500 - 0.8 \times 217.1837}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot 10^{-5} = 0.495 \text{ kw/km-face}$$

$$P = 0.495 \text{ kw/km-face} \times 6 \text{ faces} = 2.97 \text{ kW}$$

Dónde:

$m_t = 0,8$ coeficiente meteorológico en tiempo húmedo.

p: pérdida de energía por distancia.

δ : coeficiente del viento.

f: frecuencia, [Hz].

r: radio del cable, [cm].

DMG: distancia media geométrica entre líneas, (cm).

Umax: voltaje elevado en [KV].

Vc: tensión crítica disruptiva, [KV].

C - Pérdida de conductancia kilométrica del conductor, debido al efecto de corona.

$$G_{\text{Fase-km}} = \frac{P \text{ (KW)}}{\left(\frac{V \text{ (KV)}}{\sqrt{3}}\right)^2} \times 10^{-3} = \frac{S}{\text{km}} \quad \text{Se aplica la fórmula (52)}$$

$$G_{\text{Fase-km}} = \frac{0.495 \text{ kw}}{\left(\frac{500 \text{ KV}}{\sqrt{3}}\right)^2} \times 10^{-3} = 5.94 \times 10^{-9} \frac{S}{\text{Km}}$$

Calcular la conductancia total de la línea de 325 kilómetros de longitud del conductor cuádruplex de dos circuitos. Se aplica la fórmula (53)

$$G_{\text{Total}} = G_{\text{Fase-km}} \times \text{Fases} \times \text{Longitud.}$$

$$G_{\text{Total}} = 5.94 \times 10^{-9} \frac{S}{\text{km}} \times 6 \times 325 = 1.1583 \times 10^{-5} S/\text{km.}$$

$$G_{\text{TOTAL}} = 1.1583 \times 10^{-5} \angle 0 \frac{S}{\text{km}}$$

Tabla 18: Perdidas de potencia por impacto de coronilla y conductancia

Línea	Voltaje critica disruptiva en tiempo		Pérdida de potencia de corona	Conductancia
	Seco kV	Húmedo kV	Tiempo húmedo. KW/km	
Longitud km				S/km
325	0.372	0.495	2.97	$1.1583 \cdot 10^{-5} \angle 0$

Fuente de elaboración propia del autor.

3.19.- Cálculo de números de (torres) y aisladores.

$$N^{\circ}_{\text{Torres}} = \frac{L_{\text{Metros}}}{D T} = \text{Torre} \quad (54)$$

$$N^{\circ}_{\text{Torres}} = \frac{325000 \text{ metros}}{500 \text{ metros}} = 650 \text{ torres.}$$

Dónde:

L_{Metros} = longitud en metros de la línea.

D T = distancia de torres en metros.

Tabla 19: Resumen de numero de aisladores y torres.

Torres	Número	N° Cadena de aisladores x torre	N° de aisladores x cadena	Total, de aisladores
De línea	650	24	12	187,200

Fuente de elaboración propia del autor.

$$N^{\circ} \text{Aisladores} = N^{\circ} \text{Torres} \times N^{\circ} \text{Cad-Aislad} \times \text{torre} \times N^{\circ} \text{Aislad} \times \text{cad} \quad (55)$$

$$N^{\circ} \text{Aisladores} = 650 \times 24 \times 12 = 187.200 \text{ Aisladores .}$$

3.20.- Determinar las fugas de energía en los aisladores.

Primeramente, se evalúa la energía global por impacto del aislante. Se multiplica, N° de aisladores por las pérdidas unitarias de cada uno de ellos.

En este suceso se ha conjeturado de 8 vatios por aislante, existiendo su valor de intervalo entre los términos con clima seco y sereno.

Ahora es realizable decidir la energía global de la línea.

Se considera 8 vatios por aislador.

$$P_{\text{Aisladores}} = \frac{N^{\circ} \text{Aisladores} \times P_{\text{Unitaria-aislador}}}{1000} = \text{kw} \quad \text{Se aplica la fórmula (58)}$$

$$P_{\text{Aislador}} = \frac{187.200 \text{ Aisladores} \times 8 \text{ vatios}}{1000} = 1497.6 \text{ kw}$$

Pérdida kilométrica por fase.

$$N^{\circ} \text{Fases} = 06$$

$$\text{Long}_{\text{Linea}} = 325 \text{ km}$$

$$P_{\text{Total-fase}} = \frac{P_{\text{aisladores}}}{N^{\circ} \text{fases} \times \text{longlinea}} = \text{kW/km/fase.} \quad \text{Se aplica la fórmula (59)}$$

$$P_{\text{Total-fase}} = \frac{1497.6 \text{ kw}}{06 \text{ fases} \times 325 \text{ km}} = 0.768 \text{ kw /km/fase}$$

3.21.- Conductancia en los aisladores por km y fase.**Fórmula:**

Se aplica la fórmula (60)

$$G_{\text{Fase-km}} = \frac{P_{\text{Total-fase}}}{\left(\frac{V_{\text{LINEA}}}{\sqrt{3}}\right)^2} \times 10^{-3} = \frac{\text{Simens}}{\text{km-fase}}$$

$$G_{\text{Fase-km}} = \frac{0.768}{\left(\frac{500 \text{ kv}}{\sqrt{3}}\right)^2} \times 10^{-3} = 9.216 \times 10^{-9} \frac{\text{Simens}}{\text{km-fase}}$$

Siendo la conductancia la valoración global, íntegramente a la distancia de la línea a las seis fases.

Se aplica la siguiente fórmula:

Fórmula: Se aplica la fórmula (61)

$$G_{\text{Total-Aislador}} = G_{\text{Fase-km}} \times \text{long}_{\text{Fase}} \times \text{Fases.}$$

$$G_{\text{Total-Aislador}} = 9.216 \times 10^{-9} \times 325 \times 6 = 1.79712 \times 10^{-5} \frac{\text{Simens}}{\text{km-fase}}$$

$$\text{Perd}_{\text{pot-anual-aislador}} = 1.79712 \times 10^{-5} \times 8760 \text{ h} = \mathbf{0.15742 \text{ Kw.}}$$

3.22.- Resume de Pérdida de Energía Activa y Potencia media anual.

Tabla 20 Pérdida de Energía Activas y Potencia media anual.

Description.	Energía Activa anual (MW-H)	Potencia media anual (MW-H)
Barra de Salida subestación Trujillo.	31.857225	0.003636
Pérdida en la línea de transmisión.	0.077919	$8.89... \times 10^{-6}$
Pérdida de Pot por efecto Joule.	0.020742	$2.33... \times 10^{-6}$
Pérdida de Pot por efecto de corona	0.00291	3.39×10^{-7}
Pérdida por fuga en los aisladores.	0.00015742	1.79712×10^{-8}
Barra de llegada a la subestación Chiclayo.	31.078028	0.003547...

Fuente de elaboración propia del autor.

$$P_{\text{Media Anual}} = \frac{\text{Energía Activa Anual Mw-H}}{8760 \frac{\text{horas}}{\text{año}}} = \frac{31.85722}{8760} = 0.003636 \text{ Mw/h} \quad (67)$$

Tabla 21 se observa el registro de pérdidas de potencia activa y % anual.

Tabla 21: Pérdidas relativas de energía activa.

Pérdidas	Pérdidas de potencia activa	
	MW-h	%
Efecto de joule.	0.020742	0.065
Efecto corona.	0.00291	0.0091
Fuga de aisladores.	0.0001574	0.00049
Total.	0.5171954	0.07459

Fuente elaboración propia del autor.

3.23.- Porcentaje de pérdidas relativas de energía.

Con base a los resultados presentado en la tabla 21, se pueden efectuar los análisis generales de cálculo porcentual de pérdidas de energía activa, de los siguientes índices:

$$\text{Porcentaje de pérdidas de Joule} = \frac{\text{Pérdidas de pot de Joule}}{\text{Energía disponible}} \times 100 \quad (68)$$

$$\% = \frac{0.020742}{31.857225} \times 100 = 0.065 \%$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas de Corona} = \frac{\text{Pérdidas de pot de corona}}{\text{Energía disponible}} \times 100 \quad (69)$$

$$\% = \frac{0.00291}{31.857225} \times 100 = 0.0091 \%$$

$$\text{Porcentaje de pérdidas en los Aisladores} = \frac{\text{Pérdida de pot aisladores}}{\text{Energía disponible}} \cdot 100 \quad (70)$$

$$\% = \frac{0.00015742}{31.857225} \times 100 = 0.0004$$

Dónde:

En tabla 21 Pérdidas de potencia eficaz separadas y necesarias por el impacto de coronilla, joule y evasión en los aislantes. Se indican el tanto por ciento, global de las pérdidas en el sistema de transferencia.

Mayores daños en las líneas de transmisión son por el efecto de joule con el 0.065 %, la siguiente pérdida por el efecto de corona 0.0091 % y luego las pérdidas por fuga en los aisladores 0.00049 %.

IV.- DISCUSION

En el procedimiento de alta tensión, los daños eléctricos son inferiores, los daños económicos también son inferiores, si la tensión es elevada la financiación igualmente es elevada conforme ocurre en el estudio de alta de tensión de (500 KV).

Los armazones con más espacio a través de las fases producen mínimas pérdidas, exigido por la DMG que es superior, sin embargo, no siempre se usa estas torres, debitado a la topografía, por dónde van los cables y las retrusiones mecánicas a manera del aire a la que existen cometidas de conductores.

Justo a la energía de transferencia a las seis fases de voltaje de 500 KV se utilizaron un conductor de 800 MCM ACAR, que admite la misma potencia.

En la evaluación de la línea de transferencia se puede considerar el tráfico límite de energía para exportación de corriente eléctrica a países vecinos.

Es admisible el desarrollo de la exigencia diseñada y debe modernizarse cada 5 años, es justo por que no es constante lo idéntico.

V.- CONCLUSIONES

Según el fundamento teórico las pérdidas eléctricas se deben principalmente a los efectos joule, impacto coronilla y escape en los aislantes. de acuerdo al estudio y procedimiento presentado en este informe, se pudo determinar las pérdidas de potencia ocasionadas en la línea de transmisión Trujillo – Chiclayo de 500 kv, para ello se utilizaron los datos de energía del año 2018.

Los daños de potencia en el sistema eléctrico de transmisión fueron: 0.0779197 MWH

Estas pérdidas están compuestas

Daños por impactó Coronilla. = 0.00291 MWH

Daños por impactó Joule. = 0.02074 MWH

Daños por escape en los aislantes = 0.00015 MWH

Las mayores pérdidas en el sistema eléctrico de transmisión se deben por impacto Joule con 0.065%; luego las pérdidas por el efecto Corona con un 0.0091 % y por último las pérdidas por fuga en los aisladores, con un 0.00049 %.

En los indicadores que se ve afectado por las pérdidas es la eficiencia del sistema, tal es así como el sistema tiene un porcentaje de pérdidas de 0.074%; la eficiencia tiene un 99.925 %.

La contaminación de la superficie de los aisladores producida por la atmósfera modifica considerablemente el rendimiento del aislamiento, originando que esta superficie sea ligeramente conductora y por lo tanto puedan producir descargas eléctricas.

VI.- RECOMENDACIONES

Se le sugiere a la Empresa Red Perú analizar los resultados obtenidos de las mediciones eléctricas en distintos puntos del sistema eléctrico de transmisión para puntualizar indicadores, errores de cálculos y tomar acciones a corregir pérdidas.

Establecer un plan de supervisión técnico, continuo de verificar posibles averías y daños en el sistema eléctrico de transmisión.

En un análisis económico no es ventajoso reemplazar los cables para minimizar las pérdidas eléctricas y costos.

Por estudio e investigación en un sistema de potencia no es estable y este sujeto a posibles cargas y a un crecimiento de expansión.

VII.- REFERENCIAS

- Fraile, J. (2003). Maquinas eléctricas. 5ta edición, MC GROW. Hill. 757pag.
- Zarzo, M. (2007). Proyecto de electrificación. 1era edición editada megabyte S.A.C, 690 pág.
- Gonzales, J. (1995). Perdidas en línea de transmisión. 1era edición editada Trinar. 580. Pág.
- Duncan, G. (2004). Sistema de Potencia. 3era edición, internacional Thomson editores S.A. 656 pág.
- William D, (2004). Análisis de sistema de potencia. 1era edición. Editado. Me Graw Hill 740. Pág.
- Nelson M (2006). Fenómeno de corona en líneas aéreas / Pág. 13.
- Weber y Nebek (1994). The Evolution of Electrical Engineering. IEEE Preses, Piscataway, New Jersey USA.
- Bautista R. Líneas de Transmisión de Potencia. Ed. Mar combo. Segunda Edición. Lima-Perú.
- María Ch. (1986) Líneas de Transporte de Energía. Ed. Boixareu Editores. Primera Edición. 1986.
- Rodríguez B. (1998). El Transporte de la Energía Eléctrica en Alta Tensión. Universidad Politécnica de Valencia

VIII.- ANEXO.

Anexos:1 Tabla de conductores (Acar-800)

Kami l	Área mm ²	Wire Size mm	No off wires			Overall Dia mm	Weight kg/km			Rated Strengt h kN	DC Resístanse 20°C Ω/km
			1350	6201	Total		1350	6201	Total		
600	303.7	3.233	18	19	37	22.63	407.7	428	835.7	69.59	0.1021
600	303.7	3.233	24	13	37	22.63	543.6	292.8	836.4	62.26	0.0996
600	303.7	3.233	30	7	37	22.63	679.5	157.1	837.2	56.23	0.0972
600	303.7	3.233	33	4	37	22.63	747.4	90.1	837.5	51.79	0.0961
600	303.9	4.513	12	7	19	22.56	529.6	307.2	836.8	62.57	0.0998
600	303.9	4.513	15	4	19	22.56	662	175.6	837.6	52.2	0.0975
649.5	329	3.365	18	19	37	23.56	441.7	463.6	905.3	73.15	0.0942
649.5	329	3.365	24	13	37	23.56	588.9	317.2	906.1	65.92	0.0919
649.5	329	3.365	30	7	37	23.56	736.1	170.8	906.9	60.06	0.0897
49.5	329	3.365	33	4	37	23.56	809.7	97.6	907.3	55.62	0.0887
650	329.2	3.366	18	19	37	23.56	441.9	463.9	905.8	73.19	0.0942
650	329.2	3.366	24	13	37	23.56	589.2	317.4	906.5	65.96	0.0919
650	329.2	3.366	30	7	37	23.56	736.6	170.9	907.5	60.1	0.0897
650	329.2	3.366	33	4	37	23.56	810.2	97.7	907.9	55.65	0.0886
653.1	330.9	4.709	12	7	19	23.54	576.6	334.5	911.1	68.13	0.0916
653.1	330.9	4.709	15	4	19	23.54	720.8	191.1	911.9	60.1	0.0895
700	354.6	3.493	18	19	37	24.45	475.9	499.6	975.5	78.82	0.0874
700	354.6	3.493	24	13	37	24.45	634.5	341.8	976.3	71.03	0.0853
700	354.6	3.493	30	7	37	24.45	793.2	184.1	977.3	64.72	0.0833
700	354.6	3.493	33	4	37	24.45	872.5	105.2	977.7	59.93	0.0823
739.8	374.9	3.592	18	19	37	25.14	671	528.3	1031.6	83.35	0.0827
739.8	375	3.592	24	13	37	25.14	838.8	361.5	1032.5	75.12	0.0807
739.8	375	3.592	30	7	37	25.14	922.7	194.6	1033.4	68.44	0.0788
739.8	374.9	3.592	33	4	37	25.14	510.3	111.2	1033.9	63.38	0.0778
750	380.2	3.617	18	19	37	25.32	680.4	535.7	1046	84.52	0.0815
750	380.2	3.617	24	13	37	25.32	850.5	366.5	1046.9	76.16	0.0796
750	380.2	3.617	30	7	37	25.32	935.6	197.4	1047.9	69.4	0.0777
750	380.2	3.617	33	4	37	25.32	543.8	112.8	1048.4	64.26	0.0768
800	405.2	3.734	18	19	37	26.14	725.1	570.9	1114.7	90.07	0.0765
800	405.2	3.734	24	13	37	26.14	906.4	390.6	1115.7	81.17	0.0747
800	405.2	3.734	30	7	37	26.14	997.1	210.3	1116.7	73.96	0.0729
800	405.2	3.734	33	4	37	26.14	578.5	120.2	1117.3	68.49	0.072
850	431	3.851	18	19	37	26.96	771.3	607.2	1185.7	94.8	0.0719
850	431	3.851	24	13	37	26.96	964.1	415.5	1186.8	85.04	0.0762
850	431	3.851	30	7	37	26.96	1060.	223.7	1187.8	77.04	0.0585
850	431	3.851	33	4	37	26.96	580.6	127.8	1188.3	71.1	0.0677
853.7	432.5	3.858	18	19	37	27.01	774.1	609.4	1190	95.14	0.0717

Fuente de información: Probables S.A. C.I/Catálogo de conductores ACAR 1350/6201.

Anexo 2: Tabla de Cables de Aluminio con alma de Acero.

Cable de aluminio – Acero.				
Los conductores más usados para el transporte de energía eléctrica son				
Ingles	Hank	Candor	Gall	Cardinal
Descripción	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Composición: Aluminio: mm	26×3,442	54×3,064	54× 2,822	54×3,376
Acero: mm	7×2,677	7×3,084	7×2,822	7×3,376
Sección: Aluminio:mm ²	241,68	402,84	337,74	483,42
Acero:mm ²	39,42	52,26	43,81	62,64
Total:mm ²	281,10	455,10	381,55	546,06
Sección equivalente de cond mm ²	152,01	253,36	212,31	304,03
Diámetro del alma de acero: mm	8,031	9,246	8,466	10,135
Diámetro de cable: mm	21,793	27,762	25,4	30,378
Peso: Aluminio: kg/km	666,6	1,115	934,6	1,338
Acero: kg/km	308	407	342,2	488
Total: kg/km	974,6	1,522	1,276.8	1,826
Carga de rotura: kg	8.817,8	12.950	11.135,7	15,536
Módulo de elasticidad: kg/mm ²	7,730	6,860	6,860	6,860
Coefficiente de dilatación por grado de temperatura.	18,99× 10 ⁴	19,35× 10 ⁴	19,35× 10 ⁴	19,35× 10 ⁴
Resistencia eléctrica a 20°C.Ω km	0.119	0.0721	0.0851	0.05997

Anexo 3: Tabla de Valores de Intensidad Admisible y Correspondiente.

Magnitud	Conductores			
	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Densidad máx. Admisible: A/mm ² .	2,043	1,757	1,869	1,628
Intensidad Correspondiente: A.	574,28	799,61	713,116	888,95

Fuente: Líneas de transporte de energía/Luis María Checa/p_g 32

Anexo 4: Tabla de Intensidad Max admisible para fases simplex, dúplex, tríplex y cuádruplex.

Línea con:	Conductores			
	Halcón	Condor	Gaviota	Cardenal
Un circuito de fase simple.	574.28	799.61	713.116	888.98
Un circuito de fase dúplex.	1.148.36	1,599.22	1,436.23	1,777.96
Un circuito de fase tríplex.	1,722.84	2,393.83	2.139.34	2,666.94
Un circuito de fase cuádruplex	2,297.12	3,198.44	2,852.46	3,555.92
Dos circuitos de fase simple acoplados en paralelo	Iguales valores que pasa una línea con un circuito dúplex.			
Dos circuitos de fase dúplex acoplados en paralelo	Iguales valores que pasa una línea con un circuito cuádruplex.			

Anexo 5: Tabla de Formulas de Coeficiente de Autoinducción en H/km.

Fases	Coeficiente de autoinducción en H/km
Simplex	$L_K = \left[0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] \cdot 10^{-4}$
Dúplex	$L_K = \left[0,25 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt{r \cdot \Delta}} \right] \cdot 10^{-4}$
Tríplex	$L_K = \left[0,166 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[3]{r \cdot \Delta^2}} \right] \cdot 10^{-4}$
Cuádruplex	$L_K = \left[0,125 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[4]{2 \cdot r \cdot \Delta^3}} \right] \cdot 10^{-4}$

Fuente: Líneas de transporte de energía /Luis María Checa/Pg-9

Anexo 6: Tabla Fórmulas para el radio equivalente r_{eq} para n° sub conductora, por fase.

Fases	Radio Equivalente, (r_{eq})
Simple.	$r_{eq} = r$
Dúplex	$r_{eq} = \sqrt{r \cdot \Delta}$
Tríplex	$r_{eq} = \sqrt[3]{r \cdot \Delta^2}$
Cuádruplex	$r_{eq} = \sqrt[4]{r \cdot \Delta^3}$
Con n° sub conductores	$r_{eq} = \sqrt[n]{r \cdot \Delta^{n-1}}$

Fuente de información: Líneas de transporte de energía/Luis María Checa/p_g 8

Anexo 7: Tabla Fórmulas de capacidad con fase simples y múltiples.

Fases	Coefficiente de Capacidad en F/km
Simple	$C_K = \frac{24,2}{\lg r} 10^{-9}$
Dúplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r \cdot \Delta}}} 10^{-9}$
Tríplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[3]{r \cdot \Delta^2}}} 10^{-9}$
Cuádruplex	$C_K = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[4]{2 \cdot r \cdot \Delta^3}}} 10^{-9}$

Fuente: Líneas de transporte de energía /Luis María Checa/Pg-

Anexo 8: Información para el Cálculo del Efecto Cortona.

Cálculo del Efecto Corona.

- **Tensión crítica disruptiva (U_c)** $U_c = 84 \cdot m_c \cdot m_t \cdot r \cdot \delta \cdot \log \frac{D}{r}$

m_c = Coeficiente de rugosidad del conductor con:

$m_c = 1.00$ Para conductores de hilo de superficie lisa.

$m_c =$ de 0.93 a 0.98 para conductores de hilo oxidados o rugosos.

$m_c =$ de 0.83 a 0.87 para cables.

m_t = Coeficiente de la humedad relativa del aire, que provoca una disminución en la U_c (lluvia, niebla, escarche)

$m_t = 1.00$ para tiempo seco.

$m_t = 0.8$ para tiempo húmedo.

r = Radio del conductor en centímetros.

D = distancia media geométrica entre fase en centímetros.

δ = factor de corrección de la densidad del aire, en función de la altura sobre el nivel del mar. Si la temperatura se pone en grados centígrados y la altura en presión de la columna de mercurio en cm de Hg la densidad del aire no tendrá unidades.

∂ = Temperatura ambiente en °C.

$$\delta = \frac{3.921 \cdot h}{273 + ^\circ\text{C}}$$

Para hallar la altura de presión del aire en cm de Hg en centígrados, la expresión dada por Halley.

- $\log^h = \log 76 = \frac{y}{18336}$

Donde: h = altura de presión del aire en cm de Hg (mercurio).

Y = altura topográfica en (m).

- **Tensión más elevada (U_{max}).**

La tensión más elevada se obtiene de tablas o bien aplicando un aumento del 10 % al 15 % por encima de la tensión nominal.

$$U_{max} = 1.15 \% \times U_n$$

- **Comprobación del Efecto Corona.**

Si $U_c < U_{max}$ si se produce el efecto corona.

Si $U_c > U_{max}$ no se produce el efecto corona.

- **Pérdida de potencia por el Efecto Corona (Formula de Peck).**

$$P = \frac{241}{\delta} \times (f + 25) \times \sqrt{\frac{r}{DMG}} \times \left[\frac{U_{max} - U_c}{\sqrt{3}} \right]^2 \times 10^{-5} = \left[\frac{\text{kw}}{\text{km}} \right]$$

Dónde:

P = Pérdidas de potencia por unidad de longitud.

δ = es el factor de corrección de la densidad del aire (adimensional).

f = es la frecuencia de operación de la línea en Hz.

R = es el radio del conductor en centímetros.

DMG = es la distancia medio geométrica entre las fases en centímetros.

U_{max} = es la tensión compuesta más elevada en K_V

U_c = es la tensión compuesta crítica disruptiva en K_V

Anexo 9: Información para Calculo de Momentos Eléctricos.

Momentos Eléctricos

- $$M_e = \frac{(U_n)^2}{R_k + X_k \times \text{Tang}\varphi}$$

Con:

L = longitud de la línea en km.

% = caída de tensión en tanto por ciento, siempre menor al 10 %

P_e = Potencia que podrá transportar la línea calculada mediante el momento eléctrico en MW.

N_n = Tensión nominal de la línea en kilovoltio (k_v).

M_e = Momento Eléctrico en, MW/KM.

R_{k-fase} = Resistencia Eléctrica por kilómetro y fase en Ω/km.

X_{k-fase} = Resistencia Inductiva por kilómetro y fase en Ω/km.

Tangφ = Tangente del ángulo total calculado para el tramo basado (final de la línea, por ejemplo).

- **Entonces:** $L = \frac{M_e}{P_e} = (k_m)$ $P_e = M_e \times L = (MW)$
- Que es la distancia máxima (en K_m) a la que el sistema (línea) podrá transportar una determinada potencia o bien la potencia máxima que el sistema podrá transportar a una determinada distancia.

Pérdidas de Potencia en el transporte de Energía

- $$P_e \% = \frac{100 \text{ km fase} \times P_e}{(U_n)^2 \times \cos^2 \varphi}$$
 $P_{\text{total}} = P_e \% \times 100$

Con:

P_e % = Pérdida de potencia por cada km y fase en %.

U_n = Tensión nominal de la línea en Kv.

P_e = Potencia que podrá transportar la línea calculada mediante el momento eléctrico en MW.

Cos φ = coseno del ángulo total de un tramo de la línea considerada (final de la línea, por ejemplo).

P₀ = Pérdida de potencia en % a 100 km (este valor no se debe superar el 3 % según la norma).

Como máximo se admite una pérdida de potencia inferior al 3 % por cada 100 km de línea.

Pérdidas de potencia por efecto térmico

- $$P_{MAX} = (\sqrt{3} \times U_{\text{linea}} \times \cos\varphi \times I_{\text{max}}) \times N^{\circ}_{\text{circuitos}} \times N^{\circ}_{\text{fases}}$$

Con:

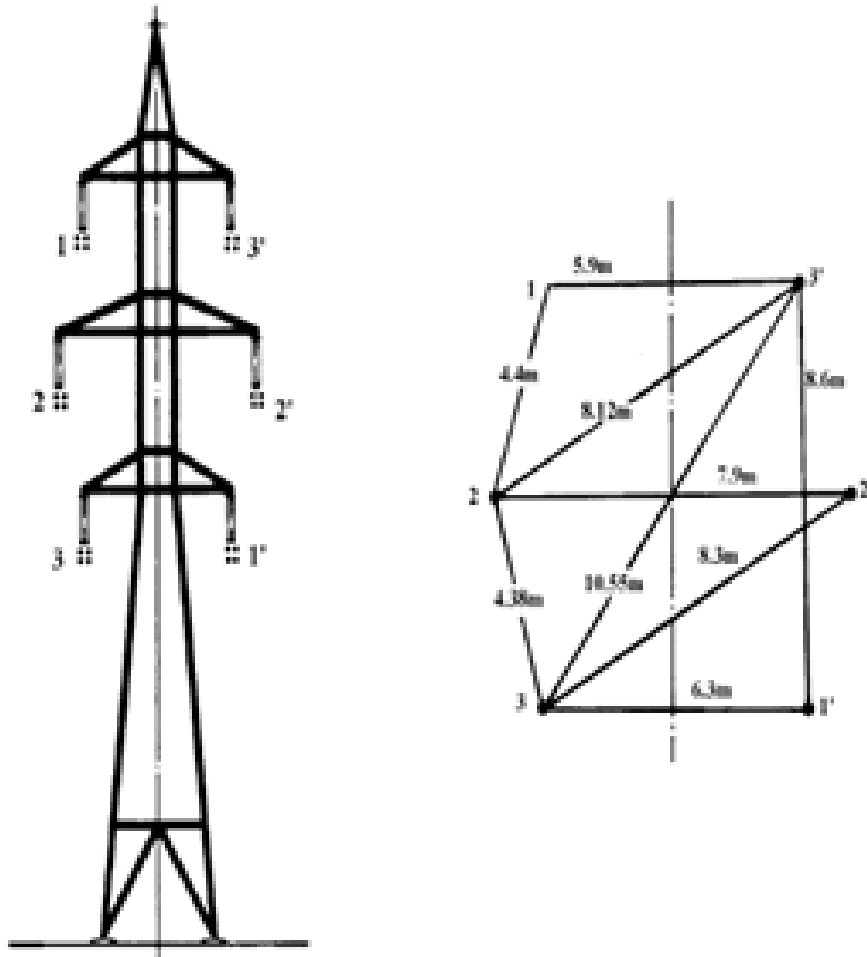
P_{MAX} = Potencia máxima a transportar sin rebanar los límites térmicos.

U_{linea} = Tensión compuesta al final de la línea en kv.

Cosφ = Angulo total al final de la línea.

I_{max} = Intensidad máxima modificada por tablas.

Anexo 10: Torre de dos circuitos cuádruplex y Características.



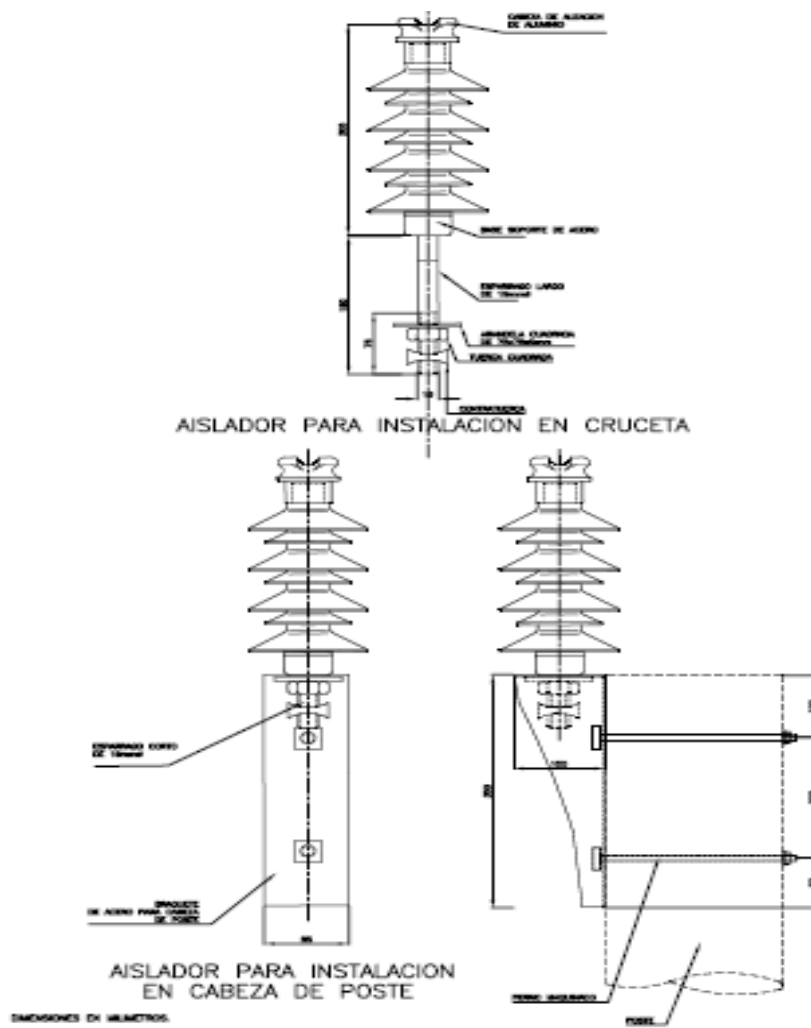
Longitud.....160 km.

Número y tipo de circuitos.....2 circuitos cuádruplex gaviota paralelo.

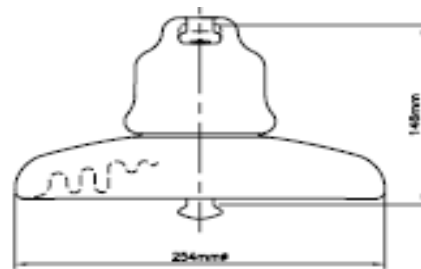
Apoyos.....Torres metálicas.

Distancia entre conductores de una fase...400 mm.

Anexo 11: Aisladores Poliméricos de cadena para Crucetas y para Cabeza de Poste.

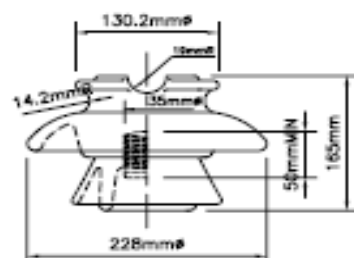


Anexo 12: Aislador Tipo Suspensión.

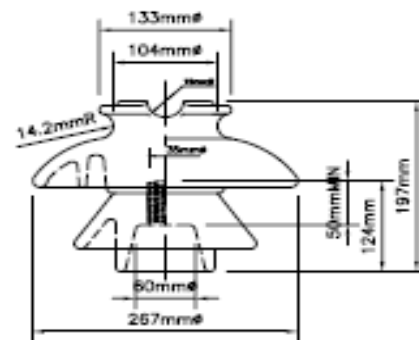


AISLADOR TIPO SUSPENSION
CLASE ANSI 52-3

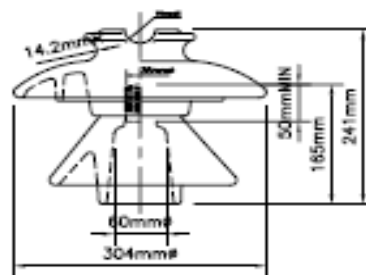
NOTA: LAS CONDICIONES DEL CASQUILLO Y LA BOLA
CORRESPONDEN AL TIPO II DE ANSI



AISLADOR TIPO PIN
CLASE ANSI 56-2

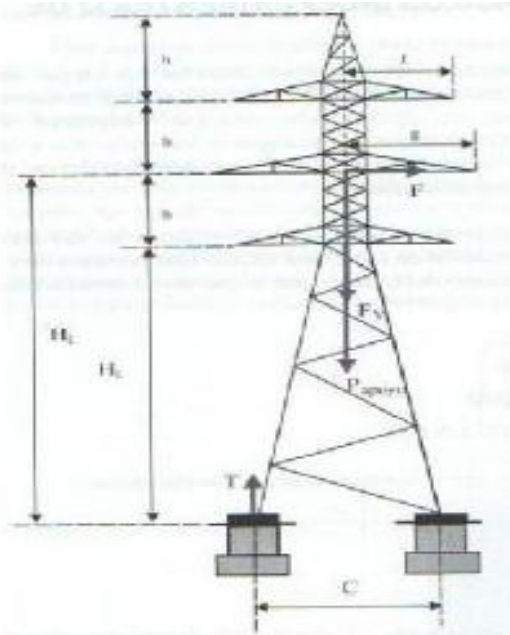


AISLADOR TIPO PIN
CLASE ANSI 56-3



AISLADOR TIPO PIN
CLASE ANSI 56-4

Anexo 13: Modelo de Torre para Cálculos de dos Circuitos.



Anexo 14: Plano de Ubicación de La Línea de Transmisión Trujillo-Chiclayo.



Anexo 15: Torre y Circuito de la Línea de Transmisión de Trujillo-Chiclayo de 500kV

