

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES
DE ORIGEN ATMOSFÉRICO”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JUAN ENRIQUE ESTRADA PALACIOS

**PROMOCIÓN
2002-I**

**LIMA-PERÚ
2004**

A MI MADRE : LUCILA

No existe una palabra que pueda resumir el amor de una madre, tú eres el todo; te atribuyo todos mis éxitos y te dedico esta presente Tesis, como reconocimiento por tu apoyo, esfuerzo y sacrificio, los que hicieron posible el realizarme como profesional.

AGRADECIMIENTO

Mi profunda gratitud y reconocimiento permanente, tanto para mi hermano José Augusto, por su estímulo y apoyo incondicional; así como para mi gran amigo: el Ing° Johnny Cuevas Campos, por su valiosa colaboración en la elaboración de esta presente Tesis.

**ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO
DE LOS SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN
CONTRA SOBRETENSIONES DE
ORIGEN ATMOSFÉRICO**

SUMARIO

Las líneas de distribución en media tensión se caracterizan por presentar bajos niveles de aislamiento, usualmente entre 100 y 200 kV cresta; estructuras de soporte de alturas variables entre 10 y 15 m; y recorridos, en la mayor parte de los casos, a través de terrenos protegidos por apantallamientos naturales o artificiales, tales como: árboles, cerros o edificaciones. Por ello, las líneas de media tensión están expuestas mayormente a sobretensiones atmosféricas inducidas, y el 90% de los flameos de los aisladores son por este tipo de sobretensiones.

Las líneas que recorren por altiplanicies elevadas, cumbres de cerros y donde no existan apantallamientos como los indicados, están también expuestas a sobretensiones de origen atmosférico por descargas directas sobre los conductores produciendo fallas e interrupciones del suministro eléctrico casi en todos los casos.

En esta tesis se analizan los métodos de protección de estas líneas contra sobretensiones de origen atmosférico y cuya eficacia ha sido comprobada.

ÍNDICE

	Página
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1	
NATURALEZA DEL RAYO Y SU INCIDENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	
1.1 Desarrollo de las descargas por rayo	4
1.2 Naturaleza y clasificación de las sobretensiones	5
1.2.1 Sobretensiones temporales	5
1.2.2 Sobretensiones transitorias	6
1.3 Incidencia de las sobretensiones atmosféricas en los sistemas de distribución	6
1.4 Características de la onda típica del rayo	7
1.5 Rayo directo	8
1.6 Rayo Indirecto	9
1.7 Principales efectos de las sobretensiones atmosféricas en los sistemas de distribución	10
1.8 Parámetros derivados de la caída de rayos	11
1.8.1 Niveles ceraúnicos	11
1.8.2 Estimación del número de descargas de rayo a tierra	12
1.8.3 Efecto de la altura de las estructuras en el comportamiento	

IX

frente a las descargas atmosféricas	12
1.9 Sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas	13
1.10 Apantallamiento de líneas de media tensión debido a la presencia de objetos cercanos	14

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL AISLAMIENTO

EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Clasificación del aislamiento de acuerdo a la norma IEC-71-111	19
2.1.1 Aislamientos autorregenerativos	19
2.1.2 Aislamientos no autorregenerativos	20
2.2 Tensión crítica de descarga del aislamiento	20
2.3 Determinación del nivel de aislamiento en sistemas de distribución	21
2.3.1 Aislamiento necesario por contaminación ambiental	21
2.3.2 Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial	22
2.3.3 Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas	23
2.4 Aplicación a los sistemas de distribución existentes en el Perú	24
2.5 Incremento del nivel de aislamiento de las líneas de media tensión	26
2.5.1 Determinación del nivel de aislamiento de aislamientos combinados	26
2.5.2 Capacidad de la madera para la extinción de arcos causados por descargas atmosféricas	31

2.6	Diseño de estructura con poste y cruceta de madera en línea de 23 kV sin cable de guarda	32
2.7	Diseño de estructura con poste y cruceta de madera en línea de 23 kV con cable de guarda	33

CAPITULO III

EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

3.1	Explosores de brecha de aire	35
3.2	Cable de guarda en los sistemas de distribución	37
3.2.1	Flameos por falla de apantallamiento del cable de guarda	39
3.2.2	Flameos inversos (back flash o back flashover)	40
3.2.3	Selección del cable de guarda	41

CAPITULO IV

PARARRAYOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1	Introducción	44
4.2	Pararrayos de óxido metálico	45
4.3	Terminología aplicada a los pararrayos	46
4.3.1	Tensión nominal	46
4.3.2	Máxima tensión continua de operación (MCOV)	46
4.3.3	Corriente de descarga y corriente de descarga nominal del pararrayos	46
4.3.4	Tensión residual	47
4.3.5	Capacidad de absorción de energía y estabilidad térmica de los pararrayos	47

XI

4.3.6	Nivel de protección para impulso atmosférico	48
4.4	Principio de operación de los pararrayos	48
4.5	Selección de los pararrayos	51
4.5.1	Determinación de la máxima tensión eficaz fase-terra	51
4.5.2	Selección de la tensión nominal del pararrayos	52
4.5.3	Estimación de la máxima corriente de descarga que fluye por el pararrayos	54
4.6	Determinación de la capacidad de absorción de energía del pararrayos	57
4.6.1	Absorción de energía durante las descargas atmosféricas	58
4.6.2	Absorción de energía durante la energización y reconexión de líneas	58
4.7	Definición de la corriente soportable de falla	59
4.8	Determinación de las características de protección del pararrayos	60
4.9	Localización de los pararrayos	61
4.9.1	Distancia máxima de protección	61
4.10	Espaciamiento de los pararrayos para la protección contra descargas directas	62
4.11	Espaciamiento de los pararrayos para la protección contra descargas indirectas	65
4.12	Efecto de la caída de tensión en el conductor de conexión del pararrayos	66
4.13	Estudio de la coordinación del aislamiento	68

4.14	Verificación de los márgenes de protección	69
4.15	Recomendaciones respecto al uso de pararrayos de porcelana Y pararrayos poliméricos en sistemas de distribución	72
4.16	Selección de los pararrayos a ser usados en los sistemas de distribución existentes en el Perú	74

CAPITULO V

EJEMPLO DE APLICACIÓN A UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN

EXISTENTE

5.1	Introducción	76
5.2	Análisis del aislamiento eléctrico de la línea 3Ø en 22,9 kV Ticapampa - Aija	77
5.2.1	Análisis de probabilidad de salidas debido a rayos en el tramo de 9 km, considerando estructuras sin cable de guarda	77
5.2.2	Análisis de probabilidad de salidas debido a rayos en el tramo de 9 km, considerando estructuras con cable de guarda	81
5.2.3	Determinación del nivel de aislamiento	87
5.2.4	Selección del cable de guarda	91
5.2.5	Cálculo del nivel de aislamiento en los soportes con cable de guarda	92
5.2.6	Selección de los pararrayos	95
5.2.7	Estudio de la coordinación del aislamiento	96

CAPITULO VI

DESCRIPCIÓN DE LOS MATERIALES RECOMENDADOS PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

6.1	Aisladores	98
6.2	Postes de madera	99
6.3	Crucetas de madera	99
6.4	Conductor de aluminio	100
6.5	Cable de guarda	100
6.6	Puesta a tierra	100
6.7	Pararrayos	100
	CONCLUSIONES	101
	ANEXOS	104
	Anexo A: Descripción y determinación del aislamiento en sistemas de distribución	
A.1	Recomendaciones para la distancia de fuga en aisladores de porcelana para ambientes contaminados (Norma IEC 815)	105
A.2	Factores de corrección debido al efecto de la humedad del aire	106
A.3	Valores de la densidad relativa del aire para distintas altitudes y diferentes temperaturas ambientes	107
A.4	Factores de corrección debido al efecto de la lluvia	108
A.5	Niveles de aislamiento de líneas de distribución (Extraído de la norma IEC 71-1).	109
A.6	Cálculo de la línea de fuga fase-tierra del aislamiento requerido en los sistemas de distribución existentes en la costa del Perú	110
A.7	Cálculo de la línea de fuga fase-tierra del aislamiento requerido en los sistemas de distribución existentes en la sierra del Perú	111
A.8	Cálculo de la línea de fuga fase-tierra del aislamiento requerido	

XIV

	en los sistemas de distribución existentes en la selva del Perú	112
A.9	Gráfica del número de flameos por tensiones inducidas Vs nivel de aislamiento (CFO) de las líneas de media tensión (Gráfica extraída de la guía IEEE Std 1410-1997 [4])	113
A.10	Determinación del CFO de la estructura de 23 kV sin cable de guarda	114
A.11	Cálculos para la determinación del CFO de la estructura de 23 kV sin cable de guarda	115
A.12	Determinación del CFO de la estructura de 23 kV con cable de guarda	116
A.13	Gráfica que muestra el efecto de la resistencia de puesta a tierra en el comportamiento del cable de guarda (descargas directas)	117
A.14	Cálculos para la determinación del CFO de la estructura de 23 kV con cable de guarda	118
Anexo B: Pararrayos en los sistemas de distribución		
B.1	Relación entre la tensión nominal y el MCOV para los Pararrayos de óxido de zinc usados en distribución	119
B.2	Características de protección del pararrayos de ZnO	120
B.3	Coordinación del aislamiento	121
B.4	Tabla de datos técnicos del pararrayos de porcelana de ZnO para 12 kV	122
B.5	Tabla de datos técnicos del pararrayos de porcelana de ZnO para 15 kV	123

B.6	Tabla de datos técnicos del pararrayos de porcelana de ZnO para 21 kV	124
-----	---	-----

Anexo C: Ejemplo de aplicación a una línea de Distribución existente

C.1	Cálculo de las corrientes de cortocircuito en las barras de la S.E. Ticapampa y en las barras de la S.E. Aija	125
C.2	Cálculo del CFO para cada uno de los armados	131

Anexo D: Láminas y planos

Aisladores tipo pin de porcelana

D.01	Lámina del aislador tipo pin clase ANSI 55-5 de porcelana	
D.02	Lámina del aislador tipo pin clase ANSI 55-6 de porcelana	
D.03	Lámina del aislador tipo pin clase ANSI 56-2 de porcelana	
D.04	Lámina del aislador tipo pin clase ANSI 56-3 de porcelana	

Aisladores de suspensión de porcelana

D.05	Lámina del aislador de suspensión clase ANSI 52-3 de porcelana	
D.06	Lámina del aislador anticontaminación de porcelana	

Cadena de aisladores de suspensión de porcelana

D.07	Lámina de la cadena de 2 aisladores clase 52-3 de porcelana	
D.08	Lámina de la cadena de 3 aisladores clase 52-3 de porcelana	
D.09	Lámina de la cadena de 2 aisladores anticontaminación de porcelana	

Pararrayos de porcelana

D.10	Lámina del pararrayo para 12 kV, clase 1	
D.11	Lámina del pararrayo para 15 kV, clase 1	
D.12	Lámina del pararrayo para 21 kV, clase 1	

Pararrayo polimérico

D.13 Lámina del pararrayo polimérico de distribución para 15 kV

Soportes de alineamiento

D.14 Soporte de alineamiento trifásico sin cable de guarda

D.15 Soporte de alineamiento 0 - 5º trifásico con cable de guarda

D.16 Soporte de alineamiento 0 - 5º trifásico con cable de guarda GS1-3

D.17 Soporte de alineamiento 0 - 5º trifásico con cable de guarda GA1-3

D.18 Soporte de retención trifásico con cable de guarda GR-3

D.19 Soporte de suspensión biposte en H, 0 - 5º trifásico neutro corrido/
sin neutro GHS-3corrido

D.20 Soporte de retención o anclaje biposte, en H, trifásico neutro corrido/
sin neutro GHR-3

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

Objetivo

La presente tesis tiene por objetivo describir la naturaleza de las descargas atmosféricas y analizar su comportamiento sobre los sistemas de distribución en media tensión, recomendando las soluciones factibles mediante la selección de materiales y equipos que permitan minimizar los efectos de las sobretensiones de origen atmosférico.

Antecedentes

Las instalaciones eléctricas en toda la gama de potencias y todos los niveles de tensión son afectadas por las descargas atmosféricas, debido a que desmejoran la confiabilidad del suministro originando perturbaciones momentáneas en la continuidad del servicio, muchas veces ocasionan la destrucción de equipos y materiales dando lugar a largas interrupciones del servicio eléctrico, afectando de esta manera la calidad del servicio.

De otro lado las descargas atmosféricas provocan sobretensiones que muchas veces llegan a las instalaciones de los usuarios, derivándose a tierra a través de sus equipos, produciéndoles averías o su total destrucción, asimismo constituyen un peligro para las personas, debido a que pueden provocar tensiones de paso, elevación del potencial de las masas y del circuito de conexión a tierra, etc.

Las descargas atmosféricas al caer sobre las líneas eléctricas, producen sobretensiones que se propagan hasta las subestaciones pudiendo deteriorar los aislamientos hasta el punto de producir su perforación. Si bien es cierto, las sobretensiones atmosféricas duran solo microsegundos, el aislamiento de los equipos se deteriora progresivamente cuando la tensión excede el nivel básico de aislamiento del equipo, aunque sea un intervalo de tiempo muy corto. Luego, como consecuencia del deterioro paulatino del aislamiento, se llega a la perforación, produciéndose una falla a tierra o un cortocircuito con presencia de corrientes muy elevadas capaces de provocar efectos devastadores.

Alcances

La presente tesis tiene como alcance desarrollar lo siguiente:

- **Naturaleza del rayo y su incidencia en los sistemas eléctricos:** En este capítulo se describen los fenómenos atmosféricos, las características principales del rayo, la incidencia de las sobretensiones y sus principales efectos en los sistemas de distribución.
- **Descripción y determinación del aislamiento en sistemas de distribución:** En este capítulo se describen y seleccionan los aislamientos requeridos en los sistemas de distribución en media tensión.
- **Equipos de protección de sistemas de distribución contra sobretensiones por descargas atmosféricas:** En este capítulo nos ocuparemos de los equipos de protección con los que se cuenta, sus características y los niveles de protección.

- Pararrayos en los sistemas de distribución: En este capítulo nos ocuparemos de la selección del pararrayos y de la determinación de las características de protección del pararrayos.
- Aplicación a una línea primaria expuesta a descargas atmosféricas: En este capítulo realizaremos los cálculos del nivel de aislamiento, la selección del cable de guarda, la selección de pararrayos y coordinación del aislamiento.
- Descripción de materiales recomendados para líneas de distribución: En este capítulo se recomiendan los materiales a ser usados en distribución, de acuerdo a los niveles de tensión usados en el Perú.

CAPITULO I

NATURALEZA DEL RAYO Y SU INCIDENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

CAPITULO I

NATURALEZA DEL RAYO Y SU INCIDENCIA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

1.1 Desarrollo de las descargas por rayo

La causa de las descargas atmosféricas es la separación y acumulación de cargas eléctricas en las nubes mediante ciertos fenómenos microfísicos y macrofísicos. Esta electrización da como resultado intensidades de campo eléctrico suficientemente grandes para producir la disrupción del aire y el desarrollo subsecuente del rayo. Para explicar estos fenómenos se han desarrollado algunas teorías. Las más útiles son las de precipitación y convección con sus mejoras posteriores, de las cuales la más notable es la teoría de la temperatura de inversión de carga.



SUELO + + + + + + +

Figura 1.1: Nube electrificada

1.2 Naturaleza y clasificación de las sobretensiones

Una sobretensión puede ser definida como cualquier tensión entre fase y tierra, o entre fases, cuyo valor pico exceda el valor pico de la tensión máxima del equipamiento. Entiéndase por tensión máxima de un sistema, la máxima tensión de línea en valor eficaz que puede ser mantenida en condiciones normales de operación, en cualquier instante y en cualquier punto del sistema.

Una clasificación para las sobretensiones de acuerdo con la forma de la sobretensión y su duración es la siguiente:

1.2.1 Sobretensiones Temporales

Son de naturaleza oscilatoria, a frecuencia industrial o muy cercanas a la frecuencia industrial y no amortiguadas o suavemente amortiguadas.

Las sobretensiones temporales están asociadas principalmente a pérdida de carga, fallas a tierra y resonancia de diferentes tipos.

En un sistema bien diseñado, las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder 1,5 p.u. y su duración debe ser menor de 1 s.

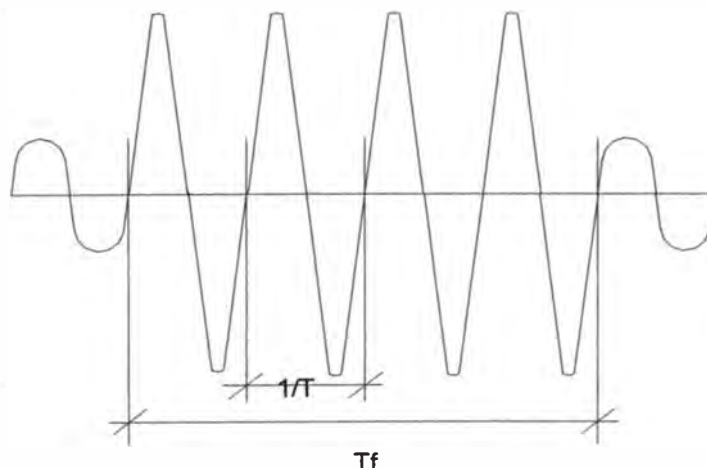


Figura 1.2: Sobretensiones temporales

1.2.2 Sobretensiones Transitorias

Caracterizadas por ser sobretensiones de corta duración, de algunos milisegundos o microsegundos, oscilatoria o no oscilatoria, usualmente son fuertemente amortiguadas.

Cuando se originan debido a operaciones de maniobra o fallas en un sistema se denominan sobretensiones de maniobra, y sus amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., y cuando se originan debido a descargas atmosféricas, estas sobretensiones son llamadas sobretensiones por rayo o sobretensiones atmosféricas y generalmente superan el rango de 4 p.u.

La forma de onda de tensión representativa de las sobretensiones atmosféricas según la norma americana ANSI C68.1-1968: Measurement of Voltage in Dielectric Test, es el impulso completo que tiene un tiempo frontal de 1,2 μ s y un tiempo a valor medio de 50 μ s, descrita como un impulso 1,2/50.

Se introdujo el impulso estándar porque se parece a la forma de onda de los rayos, pero básicamente porque se pueden generar en el laboratorio por medio de un generador de impulsos.

1.3 Incidencia de las sobretensiones atmosféricas en los sistemas de distribución

Los sistemas de energía eléctrica están expuestos a la intemperie y por ello están sujetos a descargas de rayos que dan lugar a sobretensiones que pueden alcanzar directamente los conductores de fase del sistema de transporte de energía eléctrica o por descargas de rayos sobre una

- Duración de cresta media (T_C) : de 10 a 50 μs .

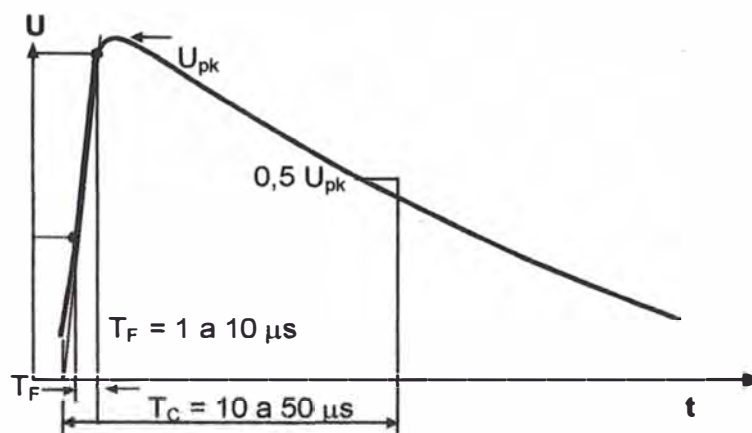


Figura 1.3: Características típicas del rayo

1.5 El rayo directo

Se manifiesta por la inyección en la línea de una onda de corriente de varias decenas de kA. Esta onda de corriente que puede fundir localmente hebras de conductores antes de propagarse a una y otra parte del punto del impacto (figura 4) provoca un aumento de la tensión U , la cual alcanza valores de varios millones de Volts, que no son soportables por ningún aislamiento de la línea; U está dada por la expresión:

$$U = Z_C \cdot (i/2) \dots\dots (1.1)$$

Siendo:

- I : Corriente inyectada
- Z_C : Impedancia característica de la línea (300 a 1 000 ohm).

1.6 El rayo indirecto

Cuando el rayo cae sobre una estructura, o simplemente en las proximidades de una línea de distribución, se generan en la red sobretensiones importantes. Este segundo caso, es más frecuente que el

rayo directo.

Si el rayo cae en las proximidades de la línea, el flujo de energía hacia el suelo provoca una variación extremadamente rápida del campo electromagnético. Las ondas de tensión inducidas en la línea de distribución son similares en forma y amplitud, a las obtenidas por la caída del rayo directo, y además terminan en una oscilación de polaridad opuesta que corresponde a la descarga secundaria.

Su característica principal es su frente, muy abrupto, (varía desde el orden de 1 hasta 20 microsegundos) y su amortiguación muy rápida.

Cuando la onda de tensión de una caída de rayo alcanza el lado primario de un transformador de distribución, la transmisión de tensiones se hace esencialmente por acoplamiento capacitivo.

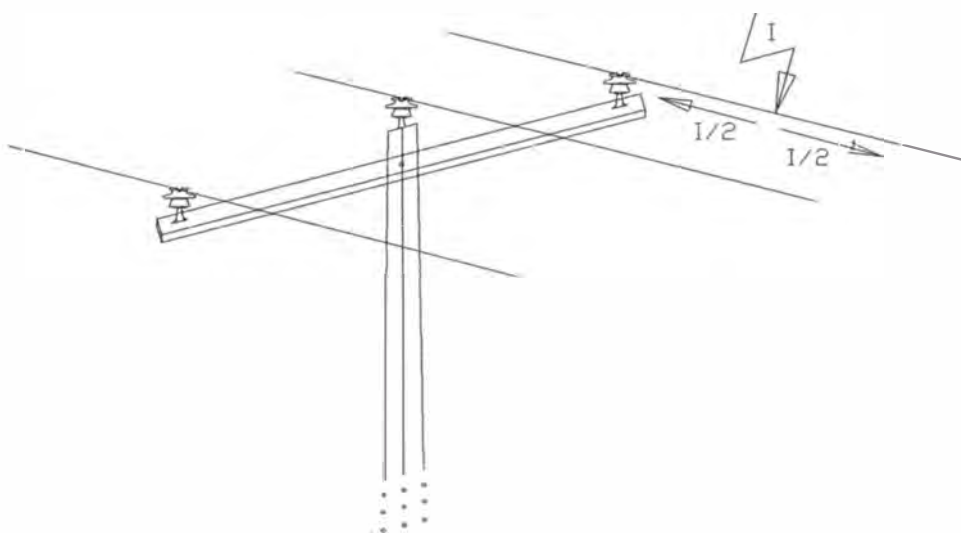


Figura 1.4: Rayo directo

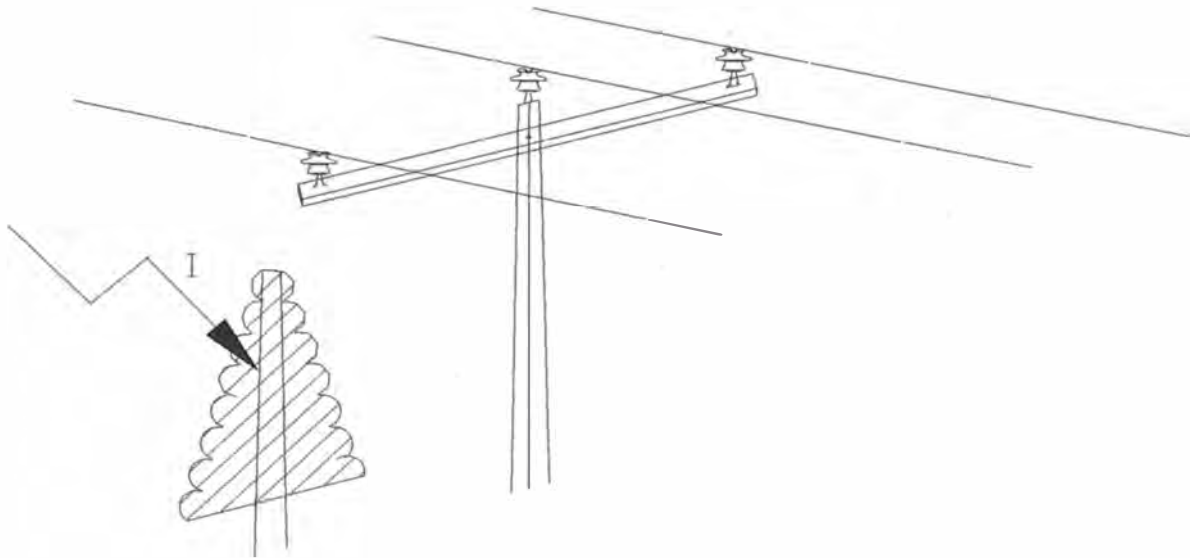


Figura 1.5: Rayo indirecto

1.7 Principales efectos de las sobretensiones atmosféricas en los sistemas de distribución

Los principales efectos, directos e indirectos, en los sistemas de distribución, que surgen como consecuencia de la propagación del rayo, que comprenden todos los niveles de tensión, son:

- Térmicos (fusión local de elementos, incendios, explosiones).
- Mecánicos, debidos a los esfuerzos electrodinámicos entre conductores paralelos próximos.
- De choque eléctrico, como consecuencia de los incrementos de potencial al propagarse la onda a través de las impedancias que presentan los conductores.
- De pérdida de aislamiento, por contorneo de un aislador o cadena de aisladores de una fase, provocando una «corriente consecutiva» a tierra a frecuencia industrial.

- Degradación irreversible del material, como las perforaciones dieléctricas por sobretensión o por envejecimiento prematuro a causa de las solicitaciones no destructivas inmediatamente pero sí por repetición.
- Perturbación de la continuidad de servicio por las interrupciones largas (caso de destrucción de material) o cortas (disfunción de los automatismos de las redes).
- Peligro para los seres humanos y los animales, sobre todo por la aparición de tensiones de paso que pueden provocar una electrización causante de electrocución.

1.8 Parámetros derivados de la caída de rayos

1.8.1 Niveles ceraúnicos

El Nivel ceraúnico N_C es el número de días al año que una tormenta ha afectado una zona definida. Para efectos de la clasificación de áreas afectadas por descargas atmosféricas se le representa en un mapa de curvas isoceráunicas conformando curvas de nivel. Hasta el presente, el concepto de nivel ceraúnico se aplica universalmente, a pesar de las limitaciones que se le conoce por su pobre correlación entre la producción de tormentas y la real densidad de descargas a tierra en una determinada región [1].

En el Perú se han llevado a cabo algunos trabajos aislados en las zonas altas con incidencia de tormentas que corresponden principalmente a la Sierra Central, habiéndose establecido niveles ceraúnicos de 40, 50 y 60.

En la figura 8 se muestra el mapa isoceráunico para el Perú, el cual incluye datos satelitales, información continental, registros dispersos

compatibilizados con la geografía y orografía territorial.

Cuando el nivel cerámico es menor o igual a 10, no se toma en consideración las sobretensiones de rayo, y si ocurren fallas se consideran fortuitas, salvo que sean recurrentes.

1.8.2 Estimación del número de descargas de rayo a tierra (N_g)

La densidad anual de descargas a tierra N_g se define como el número de descargas nube - tierra por unidad de área expresada en número de caídas de rayos / km² / año.

Sobre la base de los análisis de registros de descargas atmosféricas, se ha establecido la siguiente relación, según CIGRE [4]:

$$N_g = 0,04.(N_c^{1,25}) \text{ descargas / km}^2 \text{ / año (1.2)}$$

1.8.3 Efecto de la altura de las estructuras en el comportamiento frente a las descargas atmosféricas

La altura de las estructuras de las líneas tiene efectos importantes en el comportamiento frente a las descargas atmosféricas; a mayor altura, más descargas caerán sobre la línea.

La tasa de descargas sobre la línea (N_d) en campo abierto (sin árboles o edificios en la cercanía), es estimada de acuerdo a la ecuación de Eriksson [7]. Dicha ecuación es la siguiente:

$$N_d = N_g \left(\frac{28.h^{0,6} + b}{10} \right) \text{ (1.3)}$$

Donde:

- h : altura libre de la estructura (m)
- b : ancho de la estructura (m)

N_g : Número de descargas/km²/año

N_d : Número de descargas/100km/año

La exposición de la línea de distribución a las descargas tipo rayo depende de qué tanto sobresalen las estructuras por encima del terreno aledaño. Estructuras localizadas en lo alto de las montañas, cordilleras o cerros serán más proclives a recibir las descargas tipo rayo que aquellas protegidas por medios naturales.

1.9 Sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas

Las líneas aéreas de media tensión se caracterizan por presentar un reducido nivel de aislamiento y por lo tanto, las descargas atmosféricas directas sobre estas líneas darán lugar al flameo de los aisladores en casi todos los casos. De otro lado, las líneas de media tensión pueden ser vulnerables a las sobretensiones por descargas atmosféricas a árboles, edificaciones, a otros objetos o a tierra, en las proximidades del recorrido de las líneas. Estas tensiones de impulso son conocidas como sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas, y son inyectadas al sistema de distribución mediante el acoplamiento que puede ser conductivo a través del terreno y puesta a tierra de las estructuras, y los acoplamientos inductivos o capacitivos.

Estas sobretensiones tienen magnitudes mucho menores que las producidas por las descargas directas; de acuerdo con investigaciones de campo llevadas a cabo en U.S.A. y Sudáfrica [7] [8], el valor máximo, por lo general, no sobrepasa 300 kV. En tal sentido, sólo las líneas con tensión de operación igual o inferior a 36 kV serán vulnerables a este tipo de

sobretensiones; las líneas de 60 kV y de mayor tensión tienen suficiente aislamiento para contrarrestar las sobretensiones inducidas.

Casi todas las mediciones de sobretensiones inducidas han dado como resultado valores iguales o menores de 300 kV; en tal sentido las líneas de media tensión que presenten tensión crítica disruptiva (CFO) mayores o iguales que este valor serán casi inmunes a este tipo de sobretensiones.

1.10 Apantallamiento de líneas de media tensión debido a la presencia de objetos cercanos

Los árboles, edificaciones y otros objetos pueden interceptar un importante número de descargas directas que de otra manera impactarían sobre las líneas de distribución. El factor de apantallamiento (S_F) es definido como la fracción de las descargas directas interceptadas por objetos cercanos a una línea de energía eléctrica.

El número de descargas directas (N_S) sobre la línea está dado por:

$$N_S = N_d \cdot (1 - S_F) \dots\dots (1.4)$$

Donde N_d es el número de descargas/100 km/año.

Un factor $S_F = 0,0$ significa que no existe ningún apantallamiento por objetos cercanos, como cuando la línea recorre por terrenos abiertos y llanos. Por el contrario, un factor de $S_F = 1,0$ significa que la línea está completamente protegida de las descargas atmosféricas directas.

El factor de apantallamiento, por lo general, aumenta cuando la línea se encuentra cercana a objetos tales como árboles y casas a lo largo de su recorrido.

En las ciudades y grandes centros de carga, debido a la presencia de muchos objetos cercanos a las líneas de distribución, existe un gran apantallamiento contra las descargas atmosféricas, disminuyendo por ello la incidencia de rayos sobre estas líneas.

Si hubiese objetos a uno y a otro lado de la línea, los factores de apantallamiento izquierdo y derecho se sumarán para obtener el factor de apantallamiento total, cuyo valor límite más alto es igual a 1,0.

La figura 6, extraída de la norma IEEE Std 1410-1997 permite aproximar el factor de apantallamiento para objetos de diferentes alturas y que ofrecen apantallamiento a una línea de distribución de una altura libre de 10,2 metros.

Por ejemplo, si existiese una fila de árboles de 7,5 m de altura a la izquierda y a 30 m de la línea y una fila de casas de 5 m de altura a la derecha y a 20 m de la línea (ver figura 7), los factores de apantallamiento parciales y total obtenidos de la figura 6 serían:

$$S_F \text{ izq} = 0,23$$

$$S_F \text{ der} = 0,10$$

$$S_F \text{ tot} = 0,33$$

La figura 7 muestra la disposición de la línea y los árboles y las casa que ofrecen el apantallamiento indicado.

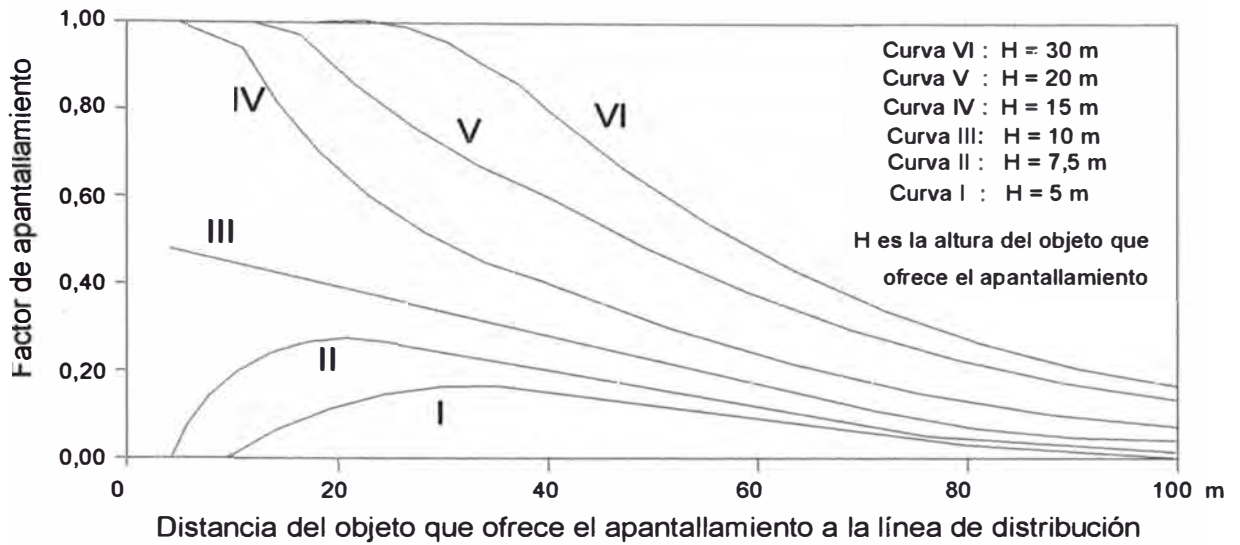


Figura 1.6: Factores de apantallamiento debido a objetos cercanos de diferentes alturas (H) a una línea de distribución de 10,2 m de altura libre

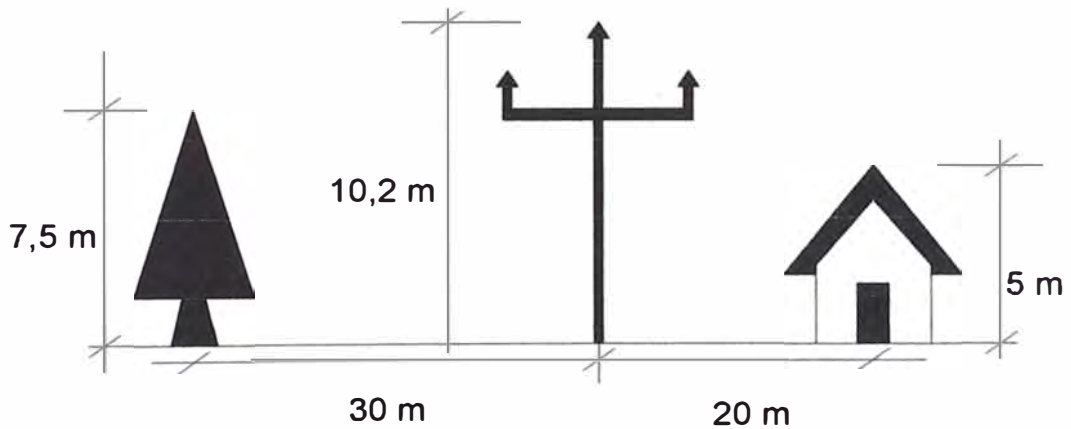


Figura 1.7: Disposición de la línea y los objetos que le dan apantallamiento

Sí la densidad de descargas a tierra es $N_g = 1$ descarga/km²/año, el número de descargas directas a la línea en un campo abierto (factor de apantallamiento $S_F = 0,0$) sería 13,68 descargas/100km/año calculado a partir de las ecuaciones (3) y (4) y considerando 2,4 m el ancho de la estructura.

Con las filas de objetos a ambos lados; como lo muestra la figura 7, el número de descargas directas se reduciría a:

$$N_s = N.[1 - (S_F \text{ izq} + S_F \text{ der})] = (13,68 \text{ descargas/100km/año}).[1 - (0,23 + 0,10)]$$

$$N_s = 9,17 \text{ descargas directas/100km/año}$$

A menos que la línea sea protegida mediante cable de guarda o pararrayos, todas las descargas directas sobre ésta causarían flameo de los aisladores, independientemente del nivel de aislamiento, espaciamiento entre conductores o resistencia de puesta a tierra.

Se asume que todos los flameos causarían fallas en los circuitos de media tensión.

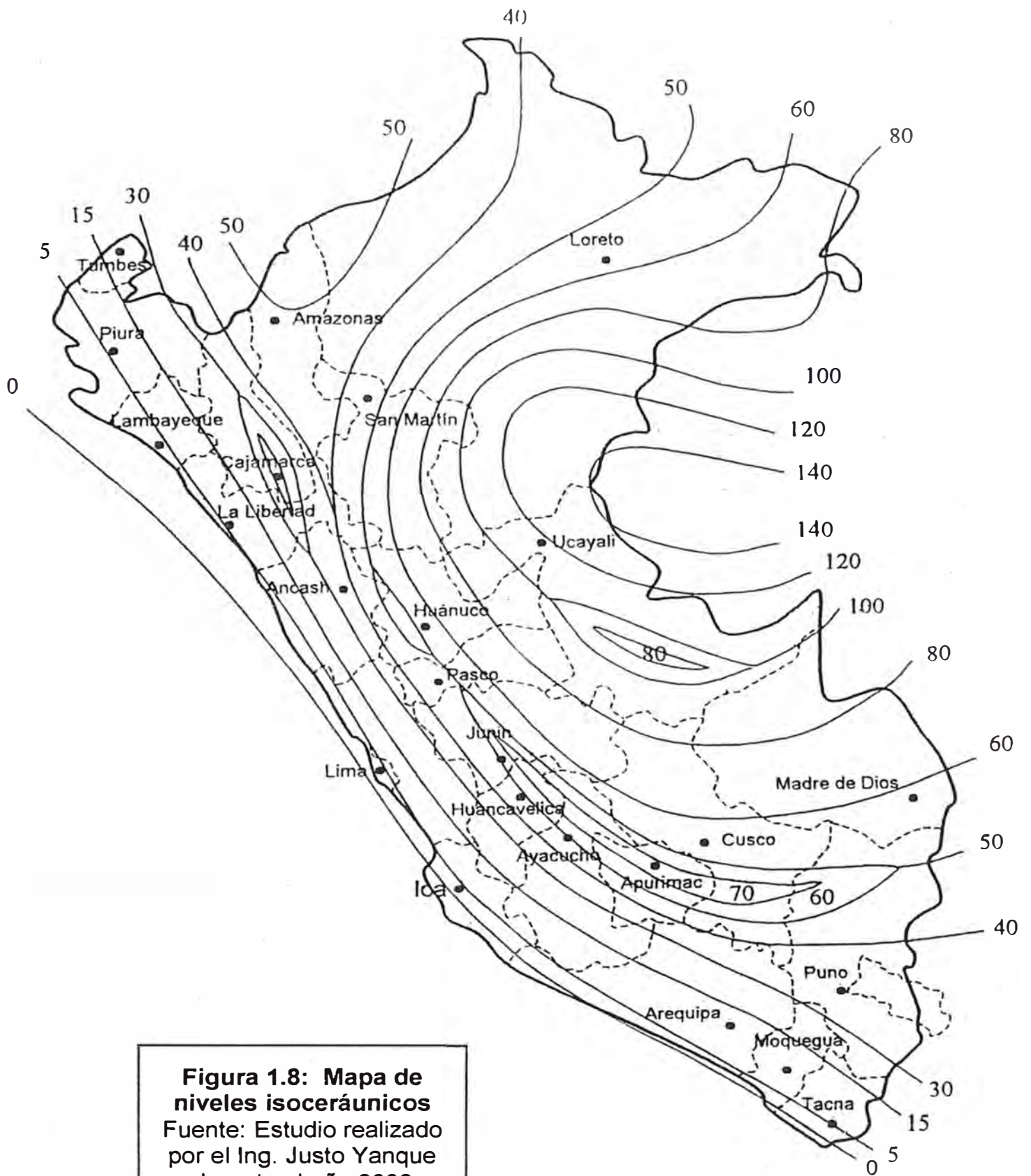


Figura 1.8: Mapa de niveles isoceránicos
 Fuente: Estudio realizado por el Ing. Justo Yanque durante el año 2002

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL AISLAMIENTO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

CAPITULO II DESCRIPCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL AISLAMIENTO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1 Clasificación del aislamiento de acuerdo a la norma IEC-71-111

El aislamiento de los equipos y aparatos eléctricos está conformado por sustancias sólidas, líquidas, gaseosas o sus combinaciones, caracterizados por su rigidez dieléctrica que es constante en todas direcciones.

La norma IEC-71-111 clasifica al aislamiento en función a su comportamiento frente a una descarga disruptiva, como aislamiento autorregenerativo y aislamiento no autorregenerativo.

2.1.1 Aislamientos autorregenerativos

Son aquellos que recuperan íntegramente sus propiedades aislantes luego de sufrir una descarga disruptiva. Los aislamientos externos como el aire son autorregenerativos.

En un sistema eléctrico, este tipo de aislamiento puede ser encontrado en el perfil de las superficies externas de cadenas de aisladores, parte externa de bushings de los transformadores, así como también en los intervalos de aire, correspondientes a los espaciamientos entre conductores, espaciamientos entre conductor – estructura y espaciamientos entre barras - estructura.

2.1.2 Aislamientos no autorregenerativos

Son aquellos que pierden parcialmente o no recuperan integralmente todas sus propiedades aislantes después de la ocurrencia de una descarga disruptiva. Los dieléctricos sólidos presentan propiedades no autorregenerativas.

Para este tipo de aislamiento, el sostenimiento eléctrico puede ser alterado debido a dos factores:

El primero, en virtud de los ciclos térmicos y mecánicos que alteran la composición física y química de los materiales aislantes, tendiendo a reducir la soportabilidad, que debe ser por tanto protegida a partir de ensayos de envejecimiento acelerado.

El segundo factor, corresponde a una excesiva tensión en un determinado punto específico del aislamiento, resultando en un proceso de ionización sostenido que puede acarrear una falla localizada en el aislamiento y posterior daño total del aislamiento.

2.2 Tensión crítica (disruptiva) de descarga del aislamiento (U_{50} ó CFO)

Corresponde a la amplitud de tensión, para una determinada forma de onda, que aplicada a un aislamiento tenga el 50% de probabilidad de provocar la falla del mismo.

Una curva típica de la tensión crítica (disruptiva) de descarga (V_d) del aislamiento en función del tipo de sollicitación es presentada en la Figura 2.1, en donde V_d representa la tensión crítica de descarga del aislamiento, medida en kV.

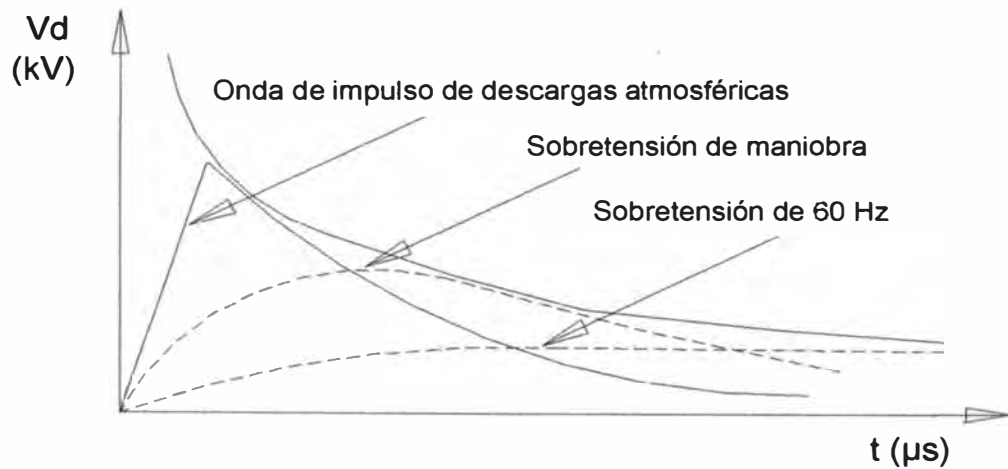


Figura 2.1: Característica tensión crítica de descarga x tiempo para un material aislante

2.3 Determinación del nivel de aislamiento en sistemas de distribución

Los criterios que se toman en cuenta para la determinación del nivel de aislamiento en sistemas de distribución, son los siguientes:

- Sobretensiones atmosféricas
- Sobretensiones a frecuencia industrial en seco
- Contaminación ambiental

2.3.1 Aislamiento necesario por contaminación ambiental

Esta solicitud determina la mínima longitud de la línea de fuga fase-tierra requerida en el aislamiento.

La selección de la distancia de fuga de los aisladores se toma de la recomendación de la norma IEC 815 (anexo A.1), para diferentes niveles de contaminación. La línea de fuga fase-tierra está dada por la siguiente expresión:

$$L_{FUGA} = L_{FO} \cdot U_{MAX} \cdot F_{CH} \dots (2.1)$$

Donde:

- L_{FUGA} : Longitud de fuga fase-tierra requerida (mm)
- L_{FO} : Longitud de fuga unitaria en mm/kV ϕ - ϕ (ver anexo A.1)
- U_{MAX} : Tensión máxima de servicio (kV)
- F_{CH} : Factor de corrección por altitud geográfica

El valor de F_{CH} de acuerdo a la norma IEC 71-1, para altitudes superiores a 1000 msnm se determina con la siguiente expresión:

$$F_{CH} = 1 + 1,25 \cdot (\text{msnm} - 1000) \cdot 10^{-4} \dots (2.2)$$

2.3.2 Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial

Las sobretensiones temporales a frecuencia industrial se producen debido a:

- Fallas en el sistema
- Pérdida súbita de carga
- Efecto Ferranti
- Resonancia y ferresonancia

En sistemas con tensiones máximas de operación de hasta 242 kV, generalmente las fallas monofásicas a tierra son las responsables de la máxima amplitud de la sobretensión temporal a frecuencia industrial.

El aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial en seco está dado por la siguiente expresión:

$$V_{FI} = \frac{F_{FI} \cdot V_{MAX} \cdot F_H}{\sqrt{3} \cdot (1 - N \cdot \sigma) \cdot \delta'' \cdot F_{LL}} \dots (2.3)$$

- V_{FI} : Aislamiento necesario por Sobretensión a frecuencia industrial, kV rms, fase a tierra (kV)

F_{FI}	:	Factor de sobretensión a frecuencia industrial ($F_{FI} = 1,5$)
V_{MAX}	:	Tensión máxima de la línea entre fases (kV)
F_H	:	Factor de corrección por la humedad (ver anexo A.2)
N	:	Número de desviaciones estándar ($N = 3$)
σ	:	Desviación estándar ($\sigma = 0,02$ para sobretensiones a frecuencia industrial)
δ	:	Densidad relativa del aire (ver anexo A.3)
		$\delta = \frac{3,92.(b)}{273 + t} \quad \text{y} \quad \log(b) = \log(76) - \frac{msnm}{18336}$
n	:	Exponente empírico ($n = 1$ para líneas < 220 kV)
F_{LL}	:	Factor de corrección por lluvia (ver anexo A.4)
b	:	Presión barométrica (cm Hg)
t	:	Temperatura ambiente (°C)

2.3.3 Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas

Los requerimientos de aislamiento se realizan para el aislamiento de la línea primaria y la selección del BIL de los equipos de protección del transformador de distribución (seccionador fusible tipo cut-out).

A continuación se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido para sobretensiones de impulso:

$$V_I = \frac{BIL}{(1 - N \cdot \sigma) \cdot \delta} \dots\dots (2.4)$$

Donde:

V_I	:	Aislamiento necesario por sobretensión al impulso (kV)
BIL	:	Nivel básico de aislamiento al impulso (kV) (anexo A.5)

- N** : Número de desviaciones estándar alrededor de la media
(N = 1,2)
- σ** : Desviación estándar ($\sigma = 0,02$ para sobretensiones al impulso)
- δ** : Densidad relativa del aire (ver anexo A.3)

$$\delta = \frac{3,92 \cdot (b)}{273 + t} \quad \text{y} \quad \log(b) = \log(76) - \frac{\text{msnm}}{1836}$$

Se puede ver que la altitud influye en el requerimiento del aislamiento por impulso.

2.4 Aplicación a los sistemas de distribución existentes en el Perú

La selección del aislamiento a ser utilizado en líneas y redes primarias es mostrada a continuación, (para los cálculos se han tomado en cuenta todo lo anterior y los anexos del A.1 al A.8 y del D.01 al D.09):

Tabla 2.1: Nivel de aislamiento requerido en el Perú

	COSTA			SIERRA			SELVA
	Cerca al mar	Zona industrial	Zona semi industrial	2000 msnm	4000 msnm	4800 msnm	Altas descargas y limpia
L_{FUGA} en 10 kV	372,0	300,0	240,0	162,00	198,00	212,40	192,0
L_{FUGA} en 13,2 kV	449,5	362,5	290,0	195,75	239,25	256,65	232,0
L_{FUGA} en 22,9 kV	775,0	625,0	500,0	337,50	412,50	442,50	400,0
V_{FI} en 10 kV	11,53	11,53	11,53	16,74	21,28	22,43	16,56
V_{FI} en 13,2 kV	13,93	13,93	13,93	22,22	25,71	27,10	20,01
V_{FI} en 22,9 kV	24,02	24,02	24,02	34,86	44,33	46,72	34,50
V_I en 10 kV	76,84	79,14	79,14	96,54	122,75	134,34	80,47
V_I en 13,2 kV	97,34	100,24	100,24	122,28	155,49	170,17	101,92
V_I en 22,9 kV	128,07	131,90	131,90	160,90	201,06	222,35	134,11

Donde:

- L_{FUGA} : Longitud de fuga fase - tierra requerida (mm)
- V_{FI} : Aislamiento necesario por Sobretensión a frecuencia industrial, kV rms, fase a tierra (kV)
- V_I : Aislamiento necesario por sobretensión al impulso (kV)

Tabla 2.2: Selección de aisladores de porcelana, para la costa

COSTA						
	Cerca al mar		Zona industrial		Zona semi industrial	
	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena
En 10 kV	55-6	1 x Antifog	55-5	1 x Antifog	55-5	1 x 52-3
En 13,2 kV	56-3	2 x 52-3	56-2	2 x 52-3	56-2	1 x 52-3
En 22,9 kV	2 x Antifog	3 x 52-3	2 x Antifog	3 x 52-3	56-3	2 x 52-3

Tabla 2.3: Selección de aisladores de porcelana, para la sierra

SIERRA						
	2000 msnm		4000 msnm		4800 msnm	
	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena
En 10 kV	55-5	1 x 52-3	55-5	1 x 52-3	55-5	2 x 52-3
En 13,2 kV	55-5	1 x 52-3	55-6	2 x 52-3	55-6	2 x 52-3
En 22,9 kV	56-2	2 x 52-3	56-2	2 x 52-3	56-3	2 x 52-3

Tabla 2.4: Selección de aisladores de porcelana, para la selva

SELVA		
	Tipo pin	Tipo cadena
En 10 kV	55-5	1 x 52-3
En 13,2 kV	55-5	1 x 52-3
En 22,9 kV	56-2	2 x 52-3

2.5 Incremento del nivel de aislamiento de las líneas de media tensión

Para mejorar el comportamiento de las líneas de media tensión frente a las descargas atmosféricas indirectas o directas es usual utilizar, adicionalmente al aislador principal (cerámico o polimérico), otros materiales de probada capacidad de sostenimiento al impulso atmosférico, como la madera y la fibra de vidrio, para incrementar el nivel de aislamiento al impulso atmosférico.

2.5.1 Determinación del nivel de aislamiento de aislamientos combinados

En vista que la mayor parte de los trabajos de investigación realizados con relación al presente tema [6] [7] [8], utilizan el concepto de tensión crítica de descarga del aislamiento o critical impulse flashover voltage (CFO), en este trabajo se aplicará, también, este criterio.

Los datos relativos a los valores de CFO de cada aislador principal se han obtenido de la norma ANSI C29.

Los datos relativos al aislamiento de los componentes

complementarios se han tomado de las publicaciones de las referencias [4] [8]; y corresponden a resultados de mediciones experimentales.

En configuraciones donde se conecten en serie dos elementos aislantes, el CFO de la combinación es de menor valor que la suma de sus CFO individuales.

El aislador principal (cerámico o polimérico) es considerado el elemento principal.

El CFO resultante para configuraciones que consisten de dos componentes se calcula sumando al CFO₁ del aislador principal el CFO₂ añadido del segundo componente. Por tanto, el CFO para la configuración de dos componentes es:

$$\text{CFO}_T = \text{CFO}_1 + \text{CFO}_2 \dots (2.5)$$

Donde:

CFO₁ = CFO del aislador principal

CFO₂ = CFO añadido por el segundo componente

Para configuraciones de tres componentes en serie, el CFO total puede ser obtenido asumiendo que el elemento principal consiste de dos componentes más el CFO añadido del tercero. En estos casos, el componente principal consiste de un aislador más el aislamiento de su soporte.

El CFO total para los tres componentes es:

$$\text{CFO}_T = \text{CFO}_1 + \text{CFO}_2 + \text{CFO}_3 \dots (2.6)$$

Donde:

CFO₁ = CFO del aislador principal

CFO_2 = CFO añadido por el segundo componente

CFO_3 = CFO añadido por el tercer componente.

En la Tabla 5, se muestran las tensiones críticas disruptivas o critical Flashover (CFO) de los componentes individuales, así también se muestran las tensiones críticas disruptivas o critical Flashover (CFO) de los componentes añadidos.

Tabla 2.5: Aislamiento principal (CFO_1)

AISLADORES		kV
Tipo pin	ANSI 55-5	130
	ANSI 55-6	150
	ANSI 56-2	175
	ANSI 56-3	200
	ANSI 56-4	225
	ANSI 56-5	270
Suspensión de porcelana	1 x 52-3	125
	2 x 52-3	245
	3 x 52-3	345
AISLAMIENTO		kV/m
Aire		600
Poste de madera		330
Cruceta de madera		360
Separador de fibra de vidrio		500

Tabla 2.6: Añadido del segundo componente (CFO₂)

Segundo componente	Con primer componente de	kV/m
Cruceta de madera	Aislador pin vertical	250
Cruceta de madera	Aislador de suspensión vertical	160
Cruceta de madera	Aislador de suspensión horizontal	295
Poste de madera	Aislador vertical	235
Poste de madera	Aislador de suspensión	90
Cruceta de fibra de vidrio	Aislador	250
Separador de fibra de vidrio	Aislador	315

Tabla 2.7: Añadido del tercer componente (CFO₃)

Tercer componente	kV/m
Poste de madera	65
Separador de fibra de vidrio	200

Los valores mostrados en las tablas 2.5, 2.6 y 2.7 (extraídos de la norma IEEE Std 1410-1997) están referidos a condiciones bajo lluvia, las cuales son recomendables para las estimaciones del CFO. Asimismo, estos

valores, muestran los CFO a 1000 msnm. Si necesitamos el CFO a mayor altitud, entonces debemos hallar el factor de corrección (ver ecuación 6) y dividir el CFO a 1000 msnm por dicho factor.

De todo lo expresado líneas arriba, podemos concluir que el aislamiento adecuado de las estructuras, se logra con la combinación del CFO de sus componentes: Aislador, poste y cruceta, los cuales contribuyen a elevar el aislamiento de la línea de distribución, y por lo tanto a mejorar su comportamiento contra descargas atmosféricas.

En líneas de distribución, si el CFO es 300 kV o mayor, entonces las salidas de servicio por sobretensiones inducidas tienden a eliminarse.

La figura mostrada en el anexo A.9, la cual ha sido extraída de la norma IEEE Std 1410-1997, nos indica que una línea de distribución con un CFO mayor que 300 kV no presentará flameos por descargas inducidas. Este valor (CFO = 300 kV) es posible conseguirlo con la utilización de postes de madera, crucetas de madera y el aislamiento de los aisladores.

Por otro lado, no es conveniente superar ampliamente el CFO = 300 kV, porque el mayor aislamiento en la línea de distribución podría ocasionar sobretensiones severas en los equipos.

Se ha observado que cuando la longitud de la madera excede los 600 mm (distancia de la fase viva al conductor de conexión a tierra), el camino de la descarga del arco tiende a ser interno, lo cual es la causa de daños severos en la madera.

En el Perú, tanto la sierra como la selva, son las zonas en las que se producen muchas descargas atmosféricas, por lo que en estas zonas es

muy importante y necesario incrementar el nivel de aislamiento al impulso atmosférico de las líneas de distribución. Por ello en la zona de sierra se utilizan postes de madera en las líneas de distribución. Por la misma razón, deberíamos usar también postes de madera en la selva, y así se ha hecho anteriormente, pero se tuvo muy mala experiencia con postes de madera en zona de selva, pues la base de estos terminaban pudriéndose. Es decir en ese clima los postes de madera instalados sin impermeabilizar la base ni la cima tienen un tiempo de vida mucho menor, y por esta razón se prefiere utilizar postes de concreto.

2.5.2 Capacidad de la madera para la extinción de arcos causados por descargas atmosféricas

Los postes y crucetas de madera tienen la cualidad de permitir y soportar la extinción de los arcos causados por las descargas atmosféricas y de ese modo prevenir la estabilización de arcos a la frecuencia industrial [4]. Esta capacidad de la madera depende fundamentalmente del valor de tensión instantánea a frecuencia industrial a través del arco en el instante que se produce el flameo por descarga atmosférica.

Si la tensión a frecuencia industrial está muy cerca al paso por su valor cero, es mucho más probable la extinción del arco sin causar una falla.

Si la tensión nominal, a lo largo de la cruceta, se mantuviera debajo de cierto nivel, la posibilidad de producirse una falla se reduciría notablemente.

En estructuras de media tensión que presentan gradientes de tensión eficaz (rms) a través de la madera mayores que 10 kV/m, la

probabilidad de formación de arcos a frecuencia industrial es importante.

2.6 Diseño de estructura con poste y cruceta de madera en línea de 23 kV sin cable de guarda

Consideraremos el soporte de alineamiento trifásico sin cable de guarda mostrado en el anexo D.14, el cual corresponde a una línea de distribución de tres fases de 23 kV estándar.

Esta línea está ubicada en la sierra del Perú, a 3000 metros sobre el nivel del mar, en una zona con un nivel cerámico de 40 días de tormentas por año.

Los aisladores que utiliza esta línea de distribución son aisladores de porcelana tipo espiga, clase ANSI 56-2. Los aisladores están montados sobre espiga de acero. El tamaño del poste es estándar, de 12 m enterrado a una profundidad de 1,8 m. El poste presenta una altura libre de 10,2 m.

Cálculos realizados:

- **Nivel de aislamiento:**

El CFO de la línea es de 296,92 kV (ver anexo A.10).

- **Tasa de flameos por descargas de rayo a tierra, directas:**

Para un nivel cerámico de 40: $N_g = 4$ descargas / km² /año.

- **Número de descargas sobre la línea en terreno abierto:**

$N_d = 46,09$ descargas/100 km/año.

- **Número estimado de flameos por descargas directas:**

$N_s = 11,52$ flameos/100 km/año.

- **Tasa de flameos por descargas indirectas:**

El número de flameos por descargas indirectas en terreno abierto

puede estimarse de la figura del anexo A.10. El valor correspondiente a 296,92 kV de CFO es nulo.

- **Número total de flameos:**

11,52 flameos/100km/año.

“Esta tasa de flameo se considera aceptable en líneas de distribución”.

Nota: Los cálculos realizados se encuentran en el anexo A.11.

2.7 Diseño de estructura con poste y cruceta de madera en línea de 23 kV con cable de guarda

Consideraremos el soporte de alineamiento trifásico con cable de guarda mostrado en el anexo D.15, el cual corresponde a una línea de distribución de tres fases de 23 kV, provista de cable de guarda. Esta línea está ubicada en la sierra del Perú, a 4000 metros sobre el nivel del mar, en una zona con un nivel cerámico de 60 días de tormentas por año.

Los aisladores que utiliza esta línea de distribución son aisladores de porcelana tipo espiga, clase ANSI 56-3, y están montados sobre pines de acero. Los cables de retenida tienen aisladores de porcelana tipo tensor, clase ANSI 54-4.

El tamaño del poste es el estándar, de 13 m enterrado a una profundidad de 1,8 m, y la altura del cable de guarda es 11,10 m.

Cálculos realizados:

- **Nivel de aislamiento:**

El CFO de la línea es 280,65 kV (ver anexo A.12).

- **Tasa de flameos para descargas de rayo a tierra, directas:**

Para un nivel cerámico de 60: $N_g = 6,68$ descargas/km²/año.

- **Número de descargas sobre la línea en terreno abierto:**

$$N_d = 81,30 \text{ descargas/100km/año.}$$

- **Número estimado de flameos por descargas directas:**

$$N_S = 40,65 \text{ flameos/100 km/año.}$$

En vista que las líneas de distribución están puestas a tierra en cada estructura y que el ángulo de protección del cable de guarda es menor de 45° , se asume que todas las descargas caerán en el cable de guarda. (El estándar IEEE 1410-1997, para asegurar que todos los rayos terminen en el cable de guarda y no en los conductores de fase de la línea de distribución, recomienda un ángulo de apantallamiento no mayor a 45°).

En este caso, el número total de flameos será determinado sólo por flameos inversos (back flashover).

- **Número total de flameos:**

Para un CFO de 280,65 kV y una resistencia de puesta a tierra de 20 Ω , el número de flameos es:

$$5,69 \text{ flameos/100 km/año.}$$

“Esta tasa de flameo se considera aceptable en líneas distribución”.

Nota: Estos cálculos realizados se muestran en el anexo A.14.

Asimismo, en el anexo A.13 se tiene la gráfica que muestra el efecto de la resistencia de puesta a tierra en el comportamiento del cable de guarda (descargas directas). Ésta Gráfica ha sido extraída de la guía IEEE ST 1410-1997 [4]).

CAPITULO III

EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

CAPITULO III EQUIPOS DE PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

3.1 Explosores de brecha de aire

Los Explosores son los dispositivos utilizados para descrestar y limitar las sobretensiones transitorias de gran amplitud. Generalmente se dimensionan para intervenir en las sobretensiones de rayo.

Los explosores utilizados en MT se colocan en los tramos o puntos de la red particularmente expuestos y a la entrada de los centros de transformación de distribución.

Su papel es el de constituir un punto débil en el aislamiento del conductor, con el fin de que un eventual cebado de arco se produzca sistemáticamente en él.

El primero y más antiguo de los aparatos de protección es el explosor de varillas. Estaba constituido por dos varillas enfrentadas frente a frente, llamadas electrodos, una unida al conductor a proteger y la otra a tierra.

Los modelos actuales más utilizados, están basados en el mismo principio pero dispuestos en forma de "cuernos" para prolongar la longitud del arco y facilitar el restablecimiento de las cualidades dieléctricas por desionización del intervalo de cebado inicial del arco y en ciertos casos llegar a la extinción del mismo.

La distancia entre los dos electrodos permite ajustar el nivel de protección. Algunos tienen, además, entre los dos electrodos una varilla vertical intermedia, destinada a evitar el cortocircuito intempestivo por pájaros y su electrocución (figura 3.1).

Este equipo es muy simple, bastante eficaz y económico, pero sus inconvenientes son numerosos:

La tensión de cebado presenta una dispersión importante. En efecto, esta tensión depende fuertemente de las condiciones atmosféricas; se han podido observar variaciones de más del 40%.

El nivel de cebado depende también de la amplitud de la sobretensión.

El retardo al cebado es tanto más largo cuanto más débil es la sobretensión.

En estas condiciones es posible que una onda de choque provoque el cebado en un aparato cuya tensión de sostenimiento es superior a la de cebado del explosor a no ser que aquel aparato presente un retardo al cebado mayor (por ejemplo cables).

Además, después del cebado, la ionización entre los electrodos hace que el arco se mantenga alimentado por la tensión de la red y puede dar lugar (en función de la puesta a tierra del neutro) a una corriente consecutiva a tierra, de frecuencia industrial. Para interrumpir esta corriente, que define un defecto franco a tierra, se necesita la intervención de protecciones situadas a la cabeza de la línea (por ejemplo; interruptor automático con reenganche rápido o interruptor automático en derivación).

Por último el cebado provoca la aparición de una onda cortada de frente abrupto susceptible de dañar los devanados (transformadores y motores) situados en sus proximidades.

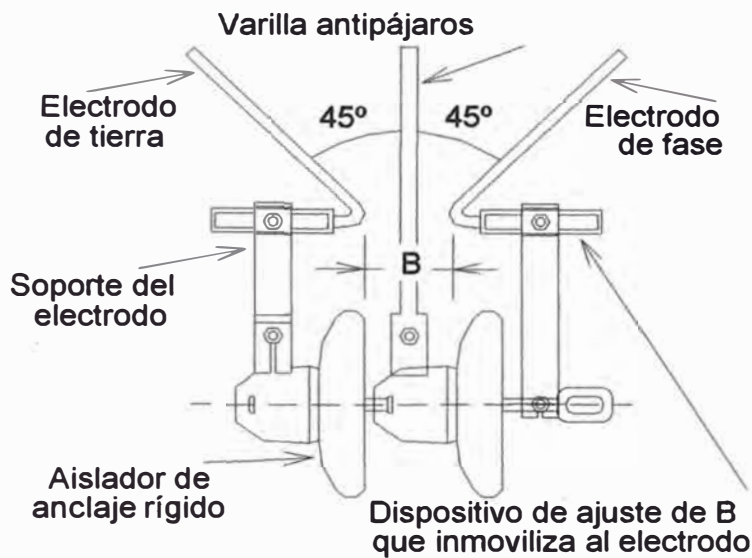


Figura 3.1: Explosor MT con varilla antipájaros

Aunque, aún se hayan montados en las redes eléctricas, los explosores son hoy día, cada vez más, reemplazados por los pararrayos, debido a que estos contribuyen a reducir el CFO necesario, lo cual obliga a compensar esta disminución a través de distancias suficientemente aisladas.

3.2 Cable de guarda en los sistemas de distribución

Se conoce con el nombre de cable de guarda a los cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre las puntas de los postes que soportan los conductores aéreos, formando una red paralela que actúa como un blindaje electrostático, para proteger los conductores de las líneas aéreas situadas dentro de su campo de acción contra los efectos directos de las descargas atmosféricas. El principal propósito del cable de guarda es el de recibir o interceptar las descargas atmosféricas, gracias a la fuerte ionización

del aire que lo circunda, lo que crea una condición preferencial para concatenar la descarga piloto del rayo. Sin embargo, esta es sólo una posibilidad, en realidad cuando se aproxima el rayo puede impactar en el punto más próximo respecto del cable de guarda, o en cualquiera de los conductores de fase, o a tierra.

Si un rayo impacta en un conductor de fase de una línea de distribución origina la aparición de ondas viajeras de tensión y corriente a cada lado del punto de Impacto, que se propagan hacia todos los puntos del sistema. Estas ondas viajeras se caracterizan por la ecuación:

$$U = i.Z \dots (3.1)$$

Donde Z es la impedancia característica de la línea (la impedancia de circuito vista por un transitorio).

De la ecuación anterior se puede concluir que un modo de disminuir el valor de U es el de reducir el valor de Z ó sino el de dispersar la corriente i .

Además de interceptar el rayo, el cable de guarda distribuye la corriente de rayo en una o más vías reduciendo por lo tanto las caídas de potencial. Efectivamente, si la descarga ocurre a mitad de vano la corriente se divide hacia las dos estructuras adyacentes, llegando a la estructura se divide nuevamente una parte hacia la resistencia al pie de la estructura y otra por la continuación del cable de guarda.

Aún si todos los rayos caen en los cables de guarda no significa que la línea vaya a estar exenta de fallas, más bien éstas podrían producirse por el fenómeno de flameo inverso en los casos en que la corriente de rayo sobrepase un valor dado, la sobretensión asociada a esta gran corriente,

provocaría que la estructura se colocara a un mayor nivel de potencial que el de los conductores de fase, pudiéndose producir entonces una descarga desde la cruceta hacia el conductor de fase suspendido, esta descarga se conoce como flameo inverso.

3.21 Flameos por falla de apantallamiento del cable de guarda

Se ha detectado experimentalmente lo que se conoce como fallas en el apantallamiento, esto es, que algunas veces los rayos caen directamente en los conductores de fase, a pesar de la presencia de los cables de guarda.

Existe una relación entre la posición relativa cables de guarda - conductores de fase y el número de fallas en el apantallamiento (es decir existe un rango de posiciones del cable de guarda con los que se logra un apantallamiento efectivo, esto es, ningún rayo llega a caer sobre los conductores de fase).

a) Angulo de protección

Uno de los aspectos más importantes en el diseño de la protección contra las descargas atmosféricas directas en líneas de media tensión es la adecuada ubicación del cable de guarda.

Para asegurar que todos los rayos terminen en el cable de guarda y no en los conductores de fase, la norma IEEE 1410-1997, recomienda un ángulo de protección (ángulo de apantallamiento) no mayor de 45° , si es que la altura del soporte de la línea no supera los 13 m y el espaciamiento entre conductores es menor a 2,5 metros.

Las estructuras de mayor tamaño requerirán ángulos de protección más pequeños.

b) Corriente crítica (I_c)

Si la línea no está perfectamente protegida por el cable de guarda, ocurrirán fallas producidas por las descargas sobre el conductor o conductores más expuestos.

La corriente de descarga mínima al conductor más expuesto, I_{\min} , que producirá el flameo del aislador, denominada corriente crítica, I_c , tiene la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{2 \cdot (\text{CFO})}{Z_0} \dots (3.2)$$

Donde:

CFO : Tensión crítica disruptiva del aislador.

Z_0 : Impedancia característica de la línea.

A diferencia de las líneas de transmisión, las líneas de media tensión representan una corriente crítica muy pequeña; por ejemplo, en una línea de 13,2 kV, el CFO es 120 kV, $Z_0 = 400 \Omega$; $I_c = 0,60 \text{ kA}$, por lo que se asume que todas las descargas sobre el conductor, producirán flameos del aislador, por lo que es muy importante que en el momento de diseñar la línea de distribución con cable de guarda, se tenga especial cuidado de dar una adecuada ubicación al cable de guarda.

3.2.2 Flameos inversos (back flash o back flashover)

Las descargas atmosféricas que inciden sobre el cable de guarda, crean ondas de corriente que producen diferencias de potencial a través del aislamiento de la línea. Si este potencial excede el CFO del aislamiento, ocurrirán flameos a los cuales se denominan flameos inversos o conocidos

también como Back Flash o Back Flashover.

En vista que el nivel de aislamiento (CFO) de las líneas de media tensión es muy reducido, la resistencia de puesta a tierra deberá ser de bajo valor. Según el estándar IEEE 1410-1997, para que un sistema de protección con cable de guarda sea efectivo, la resistencia de puesta a tierra debe ser menor a 10 Ohm si el nivel de aislamiento, CFO (critical impulse flashover voltage) es menor que 200 kV. Para un CFO de 300 kV – 350 kV, una resistencia de puesta a tierra de 40 Ohm provee igual rendimiento, es decir asegura que el sistema de protección con cable de guarda es efectivo.

Para que el cable de guarda pueda ser eficiente, el nivel de aislamiento debe ser mayor que 300 kV que normalmente puede lograrse mediante la combinación de aislamientos (por ejemplo: madera + porcelana).

Cuando se trata de estructuras con crucetas de acero o concreto armado, es muy difícil alcanzar el nivel de aislamiento de 300 kV, por lo que la resistencia de puesta a tierra deberá presentar valores inferiores a los 10Ω .

El efecto de la resistencia de puesta a tierra en el comportamiento del cable de guarda (descargas directas), es mostrado mediante la gráfica del anexo A.13.

3.2.3 Selección del cable de guarda

Para seleccionar el cable de guarda, lo que se hace primero es calcular las corrientes de cortocircuito más críticas para la línea en estudio.

La corriente de cortocircuito que debe soportar el cable de guarda debe ser superior a estos valores, lo cual garantiza la capacidad térmica del

cable de guarda frente a la corriente de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito que puede soportar el cable de guarda está dada por la ecuación (3.3):

$$I = \frac{S}{\sqrt{t}} \left[\frac{C \cdot \gamma}{\rho \cdot \alpha \cdot K_p} \cdot \ln(1 + \alpha \cdot (T_2 - T_1)) \right] \dots (3.3)$$

Donde:

I	:	Corriente admisible (en Ampere).
S	:	Sección nominal del cable de guarda (en mm ²).
C	:	Calor específico (en Joule/kg.°C).
γ	:	Peso específico (en N/m ³).
ρ	:	Resistividad del metal a la temperatura inicial T ₁ .
α	:	Coefficiente incr. Resistencia c/temperatura (1/°C).
T ₁	:	Temperatura en el instante T ₁ de inicio (en °C).
T ₂	:	Temperatura en el instante T ₂ (en °C).
K _p	:	Coefficiente pedicular o R _{ca} /R _{cd} .
t	:	Duración del cortocircuito (s)

El cable de guarda utilizado en el Perú para líneas de distribución es el cable de acero de alta resistencia (HS), el cual presenta las siguientes características:

S	:	22,7 mm ² .
C	:	481 Joule/kg.°C.
γ	:	0,0078 N/m ³ .
ρ	:	0,16.
α	:	0,006 1/°C.

T_1	:	20 °C.
T_2	:	200 °C.
K_P	:	1,18.
ϕ_{exterior}	:	6,35 mm.
Masa unitaria	:	0,183 kg/m.
Carga de rotura	:	2,159 kN.

CAPITULO IV

PARARRAYOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

CAPITULO IV PARARRAYOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Introducción

Se denominan en general, Apartarrayos, Descargadores o Pararrayos a los dispositivos destinados a descargar las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, por maniobras o por otras causas que, en otro caso se descargarían sobre los aisladores o perforando el aislamiento, ocasionando interrupciones en el sistema eléctrico y, en muchos casos, desperfectos en los generadores, transformadores, etc.

Para que su funcionamiento sea eficaz, los pararrayos deben estar permanentemente conectados a las líneas y solamente entrar en funcionamiento cuando la tensión alcance un valor conveniente y superior, naturalmente, a la tensión de servicio. Es decir, que un pararrayos actúa a la manera de una válvula de seguridad.

Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que éste se va alejando del pararrayos.

La ventaja de los pararrayos es que no presentan derivan corriente consecutiva y evitan que la red quede sometida a un cortocircuito fase - tierra y sin tensión después del cebado.

Se han diseñado diferentes modelos, utilizándose en la actualidad los pararrayos livianos de tipo óxido metálico con aislamiento polimérico.

4.2 Pararrayos de óxido metálico

Los pararrayos de óxido metálico utilizan como resistencia variable una o varias pastillas paralelas de óxido de zinc conectadas a la línea, sin ningún otro elemento intermedio, es decir se hallan en permanente estado de funcionamiento. El pararrayos de óxido de zinc es continuamente conductor, pero, bajo la tensión nominal de la red protegida, la corriente de fuga a tierra es muy débil (inferior a 5 mA), es decir, cierra la conducción, prácticamente a un valor cero, cuando la tensión regresa a su valor normal.

Los pararrayos de óxido metálico, además de su clásica aplicación para la protección de transformadores de distribución o terminales de cables subterráneos, se utilizan, también, para evitar flameos de los aisladores de líneas aéreas de media tensión causados por descargas directas e indirectas.

Los efectos positivos derivados del uso de pararrayos son los siguientes:

- Reducción del número de operaciones de los interruptores y por tanto, aumento de la confiabilidad y la calidad del suministro de energía eléctrica.
- Eliminación o reducción importante de las sobretensiones que llegan a las subestaciones de distribución por las líneas aéreas.
- Reducción del número de cortocircuitos con los consecuentes efectos benéficos para los equipos y fundamentalmente para los interruptores.

4.3 Terminología aplicada a los pararrayos

4.3.1 Tensión nominal

La tensión nominal de un pararrayos es el valor máximo de tensión eficaz a frecuencia industrial entre los terminales del pararrayos, para el cual el pararrayos ha sido diseñado para operar correctamente bajo condiciones de sobretensión temporal. La tensión nominal es utilizada como un parámetro de referencia para la especificación de las características de protección y de operación de los pararrayos, siendo permitido sobrepasar este valor solamente en las condiciones establecidas explícitamente por el fabricante del pararrayos considerado.

4.3.2 Máxima tensión continua de operación (MCOV)

Consiste en el mayor valor eficaz de tensión a frecuencia industrial que aplicada a los terminales del pararrayos, permite que este opere continuamente sin alteración de sus propiedades térmicas y eléctricas.

4.3.3 Corriente de descarga y corriente de descarga nominal del pararrayos

La corriente de descarga consiste en la corriente de impulso que fluye a través del pararrayos después del cebado. Mientras que la corriente de descarga nominal del pararrayos es el valor pico de la corriente de descarga, que tiene una forma 8/20 μs y que es utilizada para dimensionar el pararrayos.

El pararrayos debe poder descargar esta corriente un número ilimitado de veces, sin sufrir avería.

La elección de la corriente de descarga nominal, depende del lugar de

la red donde se prevé la instalación del pararrayos.

4.3.4 Tensión residual

Es la tensión que aparece entre los terminales de un pararrayos durante el paso de la corriente de descarga.

4.3.5 Capacidad de absorción de energía y estabilidad térmica de los pararrayos

La capacidad de absorción de energía está relacionada con la máxima cantidad de energía que un pararrayos es capaz de absorber durante un impulso y disiparla, manteniendo su estabilidad térmica y sin alterar sus propiedades térmicas y eléctricas.

Existe una relación entre la capacidad de absorción de energía del pararrayos y la corriente de impulso.

Normalmente la capacidad de absorción de energía declarada por el fabricante está asociada a un impulso de corriente con forma de onda y amplitud de corriente definidas. Para la misma forma de onda, un aumento en la amplitud de la corriente reduce significativamente la capacidad de absorción de energía de un pararrayos. Un análisis de este comportamiento es fundamental para la selección adecuada de los pararrayos aplicados próximos a bancos de capacitores.

Un pararrayos es considerado térmicamente estable si después de un ciclo de operación, la temperatura resultante en las resistencias no-lineales que componen el pararrayos decrece con el tiempo, cuando el pararrayos es energizado a la tensión de operación continua y en condiciones normales de operación.

4.3.6 Nivel de protección para impulso atmosférico

Es definido como el mayor entre los siguientes valores:

- La tensión máxima residual para un impulso de corriente con frente escarpado dividida por 1,15.
- Tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente de descarga nominal.

Ambos valores son obtenidos durante la realización de las pruebas tipo a los pararrayos.

El nivel de protección para impulso atmosférico puede sufrir un incremento debido a la caída de tensión en el conductor de conexión del pararrayos. Así mismo puede variar con la distancia del pararrayos al equipo a ser protegido.

4.4 Principio de operación de los pararrayos

Debido a la elevada no-linealidad de la característica "tensión x corriente" de los elementos de ZnO es posible la instalación de los pararrayos de ZnO en las redes eléctricas sin la necesidad de utilización de descargadores serie. De esta forma, este tipo de pararrayos más allá de estar expuesto a las más adversas condiciones climáticas y actuar en condiciones transitorias, estará continuamente sometido a la tensión de operación del sistema al cual está conectado.

Para entender el funcionamiento de un pararrayos de ZnO es necesario un análisis simplificado del mecanismo de conducción de corriente a través de los elementos de ZnO. El circuito eléctrico equivalente simplificado de una resistencia no-lineal de ZnO se muestra en la figura 4.1.

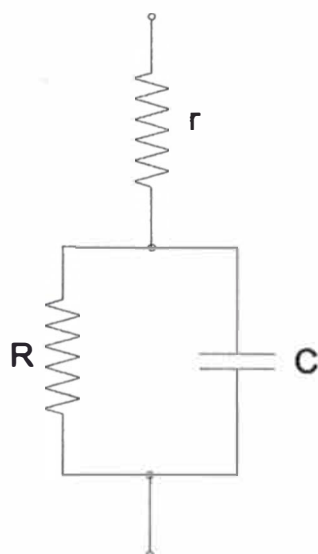


Figura 4.1: Circuito equivalente simplificado de los elementos de ZnO

En la figura 4.1, r representa la resistencia de los granos de ZnO, R la resistencia no-lineal de la región intergranular y C la capacitancia formada por los granos de ZnO separados por la región intergranular. Los valores de R y de C son dependientes del campo eléctrico, de la frecuencia y de la temperatura.

Sea un pararrayos de ZnO conectado entre una fase y la tierra de un sistema eléctrico, y energizado con una tensión alterna a la frecuencia fundamental. En condiciones de régimen permanente la relación entre la resistividad del material que compone la región intergranular y la resistividad del grano de ZnO es del orden de $10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$.

Por tanto, durante la operación en régimen permanente, la tensión aplicada al pararrayos es distribuida sobre las regiones intergranulares de los elementos de ZnO y presentan una impedancia extremadamente elevada del orden de Megaohms, originando una corriente de fuga continua del rango

de microamperes, compuesta de dos componentes:

- Una componente capacitiva, predominante en la tensión de operación del pararrayos y prácticamente senoidal durante la aplicación de la tensión de operación del sistema;
- Una componente resistiva, responsable por las pérdidas en los pararrayos, y que presenta distorsiones armónicas frente a las características no lineales de las regiones intergranulares y cuya resistividad es fuertemente dependiente del campo eléctrico aplicado, de la temperatura y de la frecuencia.

Los pararrayos nuevos presentan para una tensión operativa del sistema, una amplitud para la componente resistiva en el rango de 10% a 20% de la corriente de fuga total.

Cuando se da la ocurrencia de una sobretensión de origen atmosférico caracterizada por una forma de onda, amplitud y duración, habrá una conducción del pararrayos en el instante en que la amplitud de la sobretensión alcanza el punto de la curva característica "tensión residual x corriente de descarga".

En ese instante, la resistencia de las regiones intergranulares se reducen abruptamente a valores del orden de algunos pocos ohms, fluyendo una corriente de descarga cuya amplitud es función básicamente de las características del sistema y del pararrayos.

La tensión residual que aparece en los terminales del pararrayos consiste en el producto de la corriente de descarga por la impedancia de los elementos de ZnO.

Una vez terminada la sobretensión, los terminales de los pararrayos quedarán nuevamente sometidos a la tensión del sistema.

Con la reducción de la tensión aplicada sobre los terminales de los pararrayos los elementos de ZnO retornan inmediatamente a su condición de elevada impedancia.

Para que este tipo de pararrayos desempeñe satisfactoriamente su ciclo de servicio es necesario que los elementos de ZnO utilizados en el montaje de los pararrayos sean capaces de disipar las energías absorbidas durante las sobretensiones y mantenerse térmicamente estable, durante la aplicación de la tensión alterna de frecuencia fundamental, posteriormente a la ocurrencia de la sobretensión.

Un pararrayos de ZnO es térmicamente estable si después de un ciclo de operación responsable por la elevación de temperatura del pararrayos, la temperatura de los elementos de ZnO decrece con el tiempo, cuando el pararrayos está energizado a una tensión continua de operación especificada y para una condición de temperatura dada.

Conforme a lo descrito anteriormente, los pararrayos de ZnO estarán sometidos permanentemente a una tensión de servicio fase-terra, más allá de eventuales solicitaciones debido a las sobretensiones temporarias y a los impulsos atmosféricos.

4.5 Selección de los pararrayos

Pasos a seguir para la selección de los pararrayos:

4.5.1 Determinación de la máxima tensión eficaz fase-terra

La máxima tensión eficaz fase-tierra a frecuencia fundamental, a ser

considerada en el punto de instalación del pararrayos servirá como referencia y corresponde a 1,0 pu.

4.5.2 Selección de la tensión nominal del pararrayos

La selección de la tensión nominal del pararrayos se basa en dos condiciones, descritas a continuación:

(a) Los pararrayos presentan un valor límite de tensión eficaz a frecuencia industrial que puede ser aplicado continuamente entre sus terminales sin alteraciones en su desempeño eléctrico. Este valor de tensión es definido como la **máxima tensión continua de operación (MCOV)** del pararrayos.

(b) Debido a la elevada capacidad de absorción de energía de los elementos de ZnO es posible que estos elementos absorban, por un determinado tiempo, una cantidad de energía proveniente de sobretensiones temporarias (TOV), y tenga condiciones de disiparla sin afectar sus características de operación y de protección. Esta característica del pararrayos es definida por la curva **“Tensión a frecuencia fundamental x tiempo”** y depende básicamente de las características de los elementos de ZnO utilizados.

De esta forma, cuando se utiliza un pararrayos, se debe garantizar que:

- **El MCOV del pararrayos sea igual o superior a la máxima tensión operativa del sistema en el punto de aplicación del pararrayos y que,**
- **Durante la ocurrencia de una sobretensión temporaria (TOV), la característica tensión – tiempo del pararrayos debe exceder a la**

magnitud de la característica de amplitud de la respectiva sobretensión temporaria, es decir el pararrayos no debe funcionar con ninguna TOV.

Como una guía para la selección de la tensión nominal de un pararrayos de ZnO, la norma ANSI / IEEE C 62.11 presenta una tabla relacionando la tensión nominal y la máxima tensión de operación continua, MCOV. Dicha tabla se incluye en el anexo B.1.

Las sobretensiones temporales (TOV) son de gran importancia porque ellas determinan las características nominales de los pararrayos, y por lo tanto también los niveles de protección factibles. Los pararrayos son seleccionados con base a las sobretensiones ocurridas con fallas monofásicas a tierra.

Las amplitudes de las sobretensiones temporales debido a faltas que ocurren en los sistemas pueden ser determinadas, de forma simplificada, por la ecuación (4.1):

$$TOV_{SIST.} = K_e \cdot (MCOV) \dots (4.1)$$

Donde:

K_e : Factor de falla a tierra (depende del tipo de aterramiento del neutro del sistema).

$K_e = 1,4$ (en sistemas con neutro sólidamente puesto a tierra).

$K_e = 1,73$ (para sistemas con neutro aislado). Los valores de K_e mostrados líneas arriba, son bastante aproximados.

Para obtener valores más reales, se utiliza la gráfica de la figura 4.2, para lo cual se necesita calcular previamente los valores de los parámetros de secuencia: R_0 , X_0 y X_1 , equivalentes

en cada punto donde se pretende la colocación de pararrayos. Estos valores se llevan a la curva de la figura 4.2 y de allí se obtiene el valor de K_e .

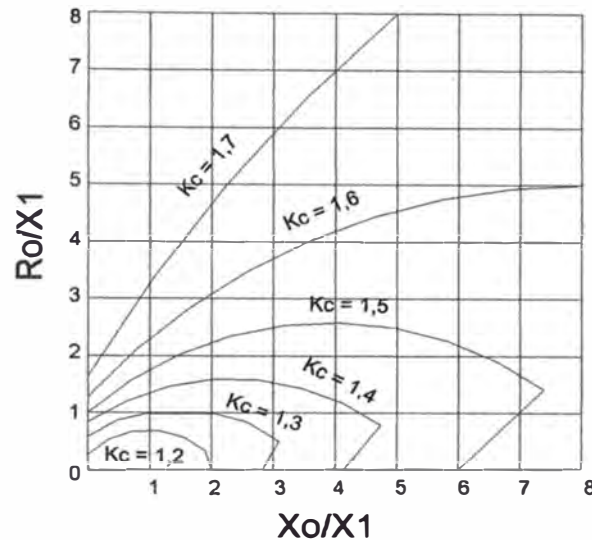


Figura 4.2: Curva del factor de falla a tierra (K_e)

4.5.3 Estimación de la máxima corriente de descarga que fluye por el pararrayos

Como regla general, la corriente de descarga nominal de un pararrayos puede ser seleccionada considerándose:

- La importancia del grado de protección deseado: los niveles de protección determinados por corrientes de mayores amplitudes y las tasas de crecimiento aumentan con la confiabilidad de la protección;
- Número de líneas conectadas durante la operación del pararrayos: debido a las reflexiones de ondas, la corriente de descarga del pararrayo depende de la impedancia de impulso de las líneas y cables conectados en paralelo;
- El nivel de aislamiento de la línea: las corrientes de descarga atmosférica

probables aumentan cuando las líneas están provistas de un mayor nivel de aislamiento (postes de madera totalmente aislados), a menos que la descarga ocurra tan próxima al pararrayos que la impedancia del aislamiento de la línea no pueda influenciar el impulso;

- La probabilidad de ocurrencia de descargas atmosféricas de amplitud elevada: la amplitud de las corrientes de las descargas atmosféricas varía dentro de una amplia faja de valores. Las líneas construidas en áreas de alta densidad de descarga para la tierra poseen una mayor probabilidad de ser alcanzadas por corrientes de amplitud elevada;
- El desempeño de la línea y las condiciones ambientales: las corrientes de descarga atmosférica y sus tasas de crecimiento son función de las tasas de ocurrencia de las descargas de retorno y de las tasas de falla de blindaje de las líneas (o tasas de disrupción cuando las líneas no son blindadas) que están dentro de alguna distancia límite de las subestaciones. Las Tasas de falla más altas (más bajas) aumentan (disminuyen) la probable amplitud y tasa de crecimiento de la corriente de descarga del pararrayos.

Las corrientes de coordinación apropiadas para impulsos atmosféricos dependen fuertemente de la eficiencia del blindaje de la línea.

La amplitud de la corriente de descarga del pararrayos puede ser estimada por:

$$I_{MAX} = I_C = \frac{(2,4.CFO - V_R)}{Z_O} \dots (4.2)$$

I_{MAX}

Corriente de descarga que fluye por el pararrayos, en Ampere.

I_c	Corriente de coordinación del pararrayos.
CFO	Tensión disruptiva crítica de polaridad negativa de la línea, en Volt.
V_R	Tensión residual del pararrayos para impulso atmosférico (para un valor estimado de corriente de coordinación), en Volt.
Z_0	Impedancia de la línea, en Ohm.

Por ejemplo, si $CFO = 350 \text{ kV}$, $V_R = 40 \text{ kV}$ y $Z_0 = 400 \Omega$, entonces el valor de la corriente de descarga que fluye por el pararrayos sería 2 kA.

Esta relación asume que la descarga disruptiva de la línea ocurre a una distancia considerable de la subestación, o que los conductores de fase son alcanzados sin que eso resulte en una descarga disruptiva.

De otra forma, la porción de la corriente de descarga total descargada a través del pararrayos puede variar considerablemente en función de todos los parámetros involucrados.

Cuando el blindaje no abarque toda la extensión de la línea, se hace probable una mayor corriente de descarga en los pararrayos. En este caso, es necesario considerar:

- (1) La densidad de descargas a tierra;
- (2) La probabilidad de descargas en la línea que excedan un valor determinado;
- (3) El porcentaje de la corriente de descarga total que pasa a través del pararrayos.

Para redes de distribución y en el caso de pararrayos instalados al final de la línea un estimado de la intensidad máxima de corriente de

descarga que fluye por el pararrayos puede ser determinada por la siguiente ecuación:

$$I_{MAX} = \frac{(2.E_0 - V_R)}{Z_0} \dots\dots (4.3)$$

Donde:

I_{MAX}	Corriente de descarga que fluye por el pararrayos, en Ampere.
E_0	Corresponde a 1,2 veces el nivel de aislamiento para impulso atmosférico de la línea, en Volt.
V_R	Tensión residual del pararrayos para impulso atmosférico, en Volt.
Z_0	Impedancia de la línea, en Ohm.

Por ejemplo, si CFO = 350 kV, entonces $E_0 = 420$ kV, $V_R = 40$ kV y $Z_0 = 400 \Omega$, entonces el valor de la corriente de descarga que fluye por el pararrayos sería 2 kA.

4.6 Determinación de la capacidad de absorción de energía del pararrayos

Los pararrayos instalados en los sistemas eléctricos deben ser capaces de absorber las energías provenientes de las sobretensiones transitorias que ocurren en el sistema causadas por:

- Descargas atmosféricas directas sobre los conductores de fase de las líneas aéreas con nivel de aislamiento elevado o descargas de retorno próximas a los pararrayos.
- Energización o reconexión de líneas largas.

Conocidos los niveles de protección de los pararrayos, las energías absorbidas por estos pueden ser determinadas de forma simplificada por las ecuaciones dadas líneas abajo:

4.6.1 Absorción de energía durante las descargas atmosféricas

$$W = [2.CFO - N.V_R.(1 + \ln(2.CFO / V_R))] \left(\frac{V_R.T_d}{Z_o} \right) \dots\dots (4.4)$$

Donde:

- V_R : Nivel de protección para impulso atmosférico del pararrayos (V)
- CFO : Tensión disruptiva crítica (polaridad negativa) de aislamiento de la línea (V)
- Z_o : Impedancia característica de la línea (Ω)
- N : Número de líneas conectadas a los pararrayos
- T_d : Duración equivalente de la corriente de descarga atmosférica (en segundos), incluyendo la primera descarga y las subsecuentes. Valor típico: 300 μ s.

Por ejemplo, si $CFO = 350$ kV, $V_R = 40$ kV, $Z_o = 400$ Ω , $T_d = 300$ μ s, $N = 1$, entonces el valor de la energía absorbida durante la descarga atmosférica sería 16,37 kJ.

La ecuación (4.4) es obtenida de la integración de una sobretensión con decaimiento exponencial.

4.6.2 Absorción de energía durante la energización y reconexión de líneas

$$W = 2.V_R.(V_L - V_R) \cdot \frac{T_d}{Z_o} (\text{joule}) \dots\dots (4.5)$$

Donde:

- V_R : Nivel de protección para impulso de maniobra del pararrayos (Volt)
- V_L : Amplitud de la sobretensión a lo largo de la línea (Volt)
- Z_0 : Impedancia de la línea (Ohm)
- T_d : Tiempo de tránsito a lo largo de la línea, igual a la longitud dividida por la velocidad de propagación de la onda en la línea (segundos).

Por ejemplo, si $V_R = 40$ kV, $V_L = 200$ kV, $Z_0 = 400 \Omega$, $T_d = 300 \mu s$, entonces el valor de la energía absorbida durante la energización y reconexión de líneas sería 9,6 kJ.

4.7 Definición de la corriente soportable de falla

En el caso de una eventual falla del pararrayos estos presentan una baja impedancia hacia tierra, y son sometidos a la corriente de cortocircuito del sistema.

De modo de evitar riesgos a las personas y a los demás equipamientos instalados en sus proximidades, los pararrayos deben ser proyectados para soportar mecánicamente los efectos de las corrientes de cortocircuito, sin fragmentación de su envoltura o desprendimiento de sus elementos internos.

De esta forma, conociéndose la corriente de cortocircuito del sistema es posible establecer la corriente de alivio de sobrepresión (para pararrayos de porcelana) o la corriente soportable de falla (para pararrayos poliméricos).

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_n} \dots\dots (4.6)$$

Donde:

I_{cc} : Corriente de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del pararrayos (kA_{ef})

S_{cc} : Potencia de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del pararrayos (MVA)

V_n : Tensión nominal del sistema (kV).

Como ejemplo consideraremos una potencia de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del pararrayos, de 50 MVA.

Para una tensión nominal del sistema 22,9 kV la ecuación (4.6) nos da una corriente de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del pararrayos de 1,26 kA.

Entonces el pararrayos de este ejemplo, deberá ser diseñado para soportar mecánicamente esta corriente de cortocircuito.

4.8 Determinación de las características de protección del pararrayos

Las características de protección de los pararrayos deben ser definidas en función de los niveles de soportabilidad de los equipamientos a ser protegidos; del grado de importancia de los equipamientos y de las líneas donde los pararrayos serán aplicados y del tipo de instalación del pararrayos en relación al equipamiento a ser protegido.

Una vez definida las características del pararrayos el próximo paso es obtener sus niveles de protección para impulso atmosférico.

La característica de protección de los pararrayos depende básicamente del tipo de pararrayos utilizado, debiendo estar debajo de los valores normalizados.

4.9 Localización de los pararrayos

Los pararrayos deben instalarse lo más próximo posible del equipamiento a ser protegido, pues la distancia del pararrayos al equipo afecta el aislamiento al impulso atmosférico (BIL).

Por otro lado, los puntos de aterramiento de los pararrayos y de los equipamientos deben, en lo posible, interconectarse eléctricamente.

Se debe determinar los parámetros complementarios de protección contra sobretensiones impulsionales de rayo:

4.9.1 Distancia máxima de protección (L)

Los puntos de reflexión de la red son importantes, ya que las sobretensiones pueden reflejarse y con ello adquirir mayor poder destructor.

Otro factor crítico es la pendiente de la onda. Las ondas con pendiente pronunciada se reflejan más fácilmente y, dado que el pararrayos sólo puede controlarlas cuando se producen en sus proximidades, limitan la longitud efectivamente protegida en las líneas.

La distancia máxima de protección constituida por el recorrido físico de los conductores a partir del punto de instalación del pararrayos, se determina de la siguiente manera:

$$U_{BIL} = U_R + \frac{2S.L}{v} \Rightarrow L = \left[\frac{U_{BIL} - U_R}{2S} \right] \cdot v \dots (4.7)$$

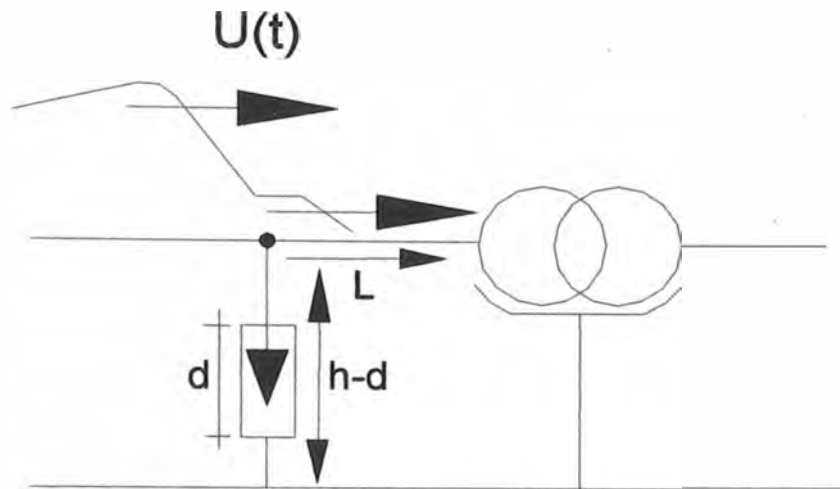


Figura 4.3

Donde:

- L : Distancia máxima de alcance de la protección en metros.
- U_R : Tensión residual del pararrayos, en kV.
- v : Velocidad de propagación de la sobretensión (300 m/ μ s)
- S : dU/dt , pendiente del frente de la onda de sobretensión impulsional de rayo en kV/ μ s.

Por ejemplo, si $U_{BIL} = 125$ kV, $V_R = 40$ kV, $v = 300$ m/ μ s, $S = 1000$ kV/ μ s, entonces el valor de la distancia máxima del alcance de la protección sería 12,75 m.

La distancia de protección (L) aumenta al reducirse la tensión residual del pararrayos (U_R) pero disminuye cuando se hace mayor la pendiente S de la onda.

4.10 Espaciamiento de los pararrayos para la protección contra descargas directas

Cuando se produce una descarga directa a mitad de vano, entre una

estructura provista de pararrayos y otra sin pararrayos, la tensión que puede aparecer en la estructura no protegida se determina por la tensión residual del pararrayos, la tensión producida por la pendiente del frente de onda y la distancia de separación de la próxima estructura con pararrayos.

Según la guía N° Std 1410-1997 del IEEE [4], la corriente de descarga que producirá flameo puede calcularse fijando $V = 1,5.(CFO)$. El factor 1,5 toma en cuenta la forma de la curva tensión-tiempo, siendo V la tensión que aparece en la estructura no protegida cuando se produce una descarga directa a mitad de vano.

La expresión matemática que define la corriente a mitad de vano, está dada por:

$$I_{mv} = \frac{2.c.T_f(1,5.(CFO) - V_R)}{L.Z_0} \dots\dots (4.8)$$

Donde:

- I_{mv} : Corriente a medio vano (en Ampere).
- L : Distancia de separación entre la estructura provista de pararrayos y la estructura sin pararrayos (en metros).
- V_R : Tensión residual del pararrayos, en kV.
- c : Velocidad de propagación de la sobretensión (.
- T_f : Duración del frente de onda.

Por ejemplo, si: $T_f = 2 \mu s$, $CFO = 350 \text{ kV}$, $Z_0 = 400 \Omega$, $L = 75 \text{ m}$, $e = 300 \text{ m}/\mu s$, $V_R = 40 \text{ kV}$, la corriente a medio vano sería: $I_{mv} = 19,4 \text{ kA}$, y la probabilidad de flameo del aislamiento no protegido es de:

$$P = \frac{1}{1 + (i_{mV} / 31)^{2.6}} = 77,18\% \dots (4.9)$$

P : Probabilidad de flameo del aislamiento no protegido
(la ecuación 4.9 ha sido extraída de la IEEE Std. 1410-1997).

Para vanos muy cortos, como 50 m, la corriente a mitad de vano, es de 13,28 kA y la probabilidad de flameo del aislamiento no protegido dada por la ecuación 4.9 es de 90%.

Cuando una descarga directa cae sobre una estructura protegida con pararrayos, la probabilidad de flameo en la estructura vecina queda determinada por el CFO de la estructura no protegida y la resistencia de puesta a tierra de la estructura con pararrayos. La corriente sobre la estructura desprotegida está dada por:

$$I_{EST} = \frac{1,5 \cdot (CFO) - V_R}{R_g} \dots (4.10)$$

Donde:

I_{EST} : Corriente sobre la estructura desprotegida (kA).

V_R : Tensión residual del pararrayos, en kV.

R_g : Resistencia de puesta a tierra de la estructura con pararrayos.

Por ejemplo, si: $V_R = 40$ kV, $R_g = 25 \Omega$, CFO = 150 kV, entonces:

$I_{EST} = 7,4$ kA, y la probabilidad de flameo en la estructura vecina es del 98%.

Por ejemplo, si: $V_R = 10$ kV, $R_g = 25 \Omega$, CFO = 350 kV, entonces:

$I_{EST} = 20,6$ kA, y la probabilidad de flameo en la estructura vecina es 74,3%.

De todo lo anterior podemos darnos cuenta que, debido a descargas directas sobre las estructuras o a mitad de vano, todas las estructuras deben

estar equipados con pararrayos, y en cada una de las fases.

Cuando caen descargas directas sobre estructuras no protegidas con pararrayos, se producirán flameos de los aisladores en el 100% de los casos.

4.11 Espaciamiento de los pararrayos para la protección contra descargas indirectas

Si una descarga atmosférica cae a tierra perpendicularmente a la ubicación de una estructura de línea provista de pararrayos, se asume que no ocurrirán flameos.

Si la descarga cae perpendicularmente a la ubicación de una estructura de línea no provista de pararrayos, la tensión que se induce en esta estructura (sin pararrayos) queda determinada por la distancia de separación a la próxima estructura con pararrayos (L), la tensión residual del pararrayos (V_R), la velocidad de propagación de la onda (c) y la pendiente de la onda de tensión inducida (V_i/T_f).

La expresión matemática que define la tensión inducida (V_i) necesaria para causar flameo es:

$$V_i = (1,5 \cdot (CFO) - V_R) \left(\frac{T_f \cdot c}{2 \cdot L} \right) \dots\dots (4.11)$$

Por ejemplo, si:

$T_f = 2 \mu s$, $CFO = 150 \text{ kV}$, $L = 350 \text{ m}$, $V_R = 40 \text{ kV}$, $c = 300 \mu s$, la tensión inducida necesaria para causar flameo sería:

$$V_i \approx 160 \text{ kV.}$$

4.12 Efecto de la caída de tensión en el conductor de conexión del pararrayos.

Los segmentos de conductor de conexión, desde la derivación al pararrayos y desde éste a la puesta a tierra (no incluyen al pararrayos), originan debido a su impedancia una elevación adicional de tensión que se agrega a la tensión residual que se obtiene bajo sobretensión temporal impulsional de rayo. Este incremento de tensión, viene dada por:

$$\Delta V = L.I. \frac{di}{dt} \dots (4.12)$$

Donde:

ΔV	:	Incremento de tensión en los bornes del pararrayos.
I	:	Inductancia del conductor en $\mu\text{H}/\text{m}$.
L	:	Longitud del conductor en metros.
(di/dt)	:	Tasa de crecimiento de la corriente de descarga del pararrayo, en $\text{kA}/\mu\text{s}$.

Esta caída de tensión afecta el nivel de protección al impulso atmosférico (tensión residual) del pararrayos, así:

$$\text{Nivel de protección real} = \text{Nivel de protección} + \Delta V \dots (4.13)$$

Por ejemplo, si: $I = 1 \mu\text{H}/\text{m}$, $L = 10 \text{ m}$, $V_R = 40 \text{ kV}$, $di/dt = 1 \text{ kA}/\mu\text{s}$,
El incremento de tensión en los bornes del pararrayos sería: $\Delta V = 10 \text{ kV}$, por lo que el nivel de protección real sería: $40 \text{ kV} + 10 \text{ kV} = 50 \text{ kV}$.

Si no se quiere que esta tensión se adicione a la tensión residual, es necesario que frente al "fenómeno del rayo" el equipo protegido esté en derivación en los bornes del pararrayos. En la práctica, esto consiste en

realizar la conexión tal como indica la figura 15. Si el enlace AT/equipo no se efectúa sobre el pararrayos, la longitud del conductor debe ser lo más corta posible (figura 4.4).

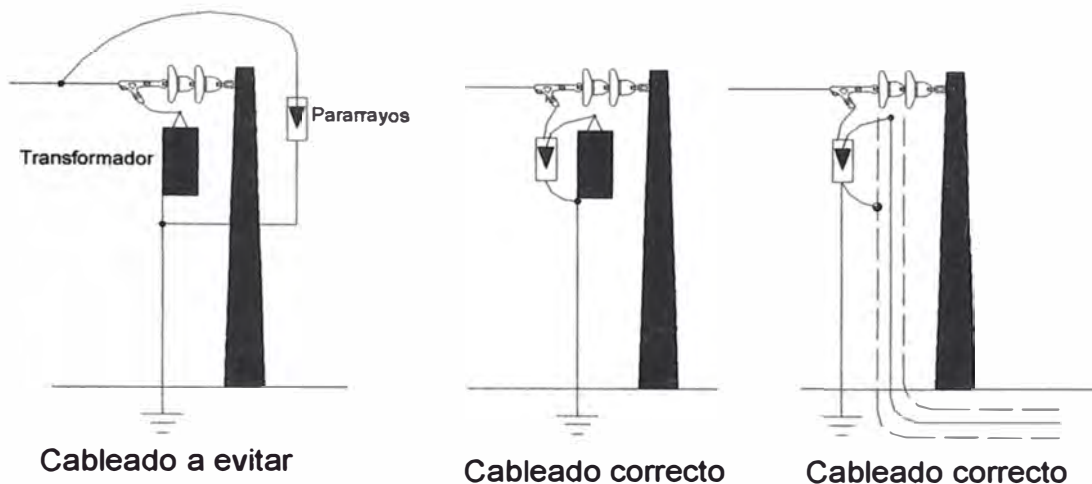


Figura 4.4: Principio del cableado de los pararrayos en una subestación MT/BT

Por lo anterior, es importante para optimizar la protección de los equipamientos debido a las sobretensiones, determinar la tensión en los terminales de los equipamientos protegidos considerando los efectos de los cables de conexión y de la distancia de separación.

La longitud total de estos cables es medida desde el punto en el cual es realizada la conexión de la línea al pararrayos hasta el punto en que es hecha la interconexión del pararrayos con la tierra del equipamiento protegido.

Es importante mantener las longitudes tan cortas como sea posible, pues las longitudes excesivas de los cables de conexión pueden eliminar el factor de seguridad definido para el margen de protección para impulsos atmosféricos.

El efecto de la longitud de los cables de conexión es más crítico en redes expuestas a descargas directas y localizadas en regiones con elevada incidencia de descargas atmosféricas, donde los impulsos de corriente atmosféricos pueden presentar amplitudes y tasas de crecimiento superiores a los usualmente utilizados.

Los pararrayos de distribución son utilizados frecuentemente para protección de un único equipamiento y, por tanto, deben ser conectados tan próximos como sea posible del equipamiento protegido para que reduzca los efectos de la distancia de separación.

Como regla general la tensión en el equipamiento protegido es mayor que la tensión residual del pararrayos. Por consiguiente, es siempre recomendable la reducción de la distancia de separación entre el pararrayos y el equipamiento principal a un valor mínimo posible.

4.13 Estudio de la coordinación del aislamiento

En la publicación IEC 71-1 se establece que: "La coordinación del aislamiento comprende la selección del nivel de aislamiento nominal del equipo y su aplicación, en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema para el cual el equipo está diseñado y teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a un nivel económico y operacionalmente aceptable la probabilidad de que los esfuerzos de la tensión resultante impuestos en el equipo causen daño en el aislamiento de éste o afecten la continuidad del servicio". Es decir, la coordinación del aislamiento sería el conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen

daño a los equipos eléctricos y que cuando estas sobretensiones no puedan ser eludidas con medios que resulten económicos, sean localizadas en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de este último.

En sistemas de distribución, los transformadores son los equipos a los cuales principalmente se debe proteger, por tal razón es imprescindible la instalación de los pararrayos para la adecuada protección de la aislación interna de los transformadores, con cuyo objeto deberán ser conectados a estos últimos en forma más directa e inmediata posible tanto entre bornes de alta tensión como entre bornes de puesta a tierra.

Los parámetros característicos de los pararrayos deberán quedar convenientemente comprendidos (teniendo en cuenta márgenes de seguridad) entre los valores de niveles de tensión soportada por el aislamiento y los valores de ciertas sobretensiones que no deberán provocar o mantener descarga interna del pararrayo.

4.14 Verificación de los márgenes de protección

Los márgenes de protección para impulsos atmosféricos son definidos como la diferencia entre el nivel mínimo de soportabilidad del equipamiento y el nivel máximo de protección del pararrayos para los impulsos de tensión, tomando en cuenta los efectos de los cables de conexión y la distancia de separación, cuando sea necesario.

Cuanto mayor es el margen de protección, menores son los riesgos de daños que tendrán los equipamientos protegidos.

La protección adecuada de un equipamiento puede ser realizada con

base en comparaciones de puntos distintos de la curva “tensión x tiempo”.

Existen dos relaciones de protección (para el caso de líneas de distribución) que comparan los niveles de protección con los niveles de soportabilidad correspondientes, adicionándose los efectos de los cables de conexión y de la distancia de separación:

▪ **Margen de protección del nivel de onda cortada:**

$$MP1 = \frac{TSIACE}{NPFO + \Delta V} \dots (4.14)$$

TSIACE : Tensión soportable de impulso atmosférico cortado del sistema

NPFO : Nivel de protección del pararrayos para frente de onda cortada

ΔV : Tensión a ser adicionada al nivel de protección del pararrayos debido a los efectos de los cables de conexión y de la distancia de separación entre el pararrayos y el equipamiento protegido.

Para el aislamiento en óleo, en aire y sólidos de origen inorgánico, la tensión soportable de impulso atmosférico cortado puede ser considerada como igual a 1,15 veces la tensión soportable nominal de impulso atmosférico.

Para aislamiento sólido de origen orgánico, la tensión soportable de impulso atmosférico cortado es considerada como igual a la tensión soportable nominal de impulso atmosférico.

▪ **Margen de protección del nivel básico de aislamiento:**

$$MP2 = \frac{TSNIA}{NPIA + \Delta V} \dots (4.15)$$

TSNIA : Tensión soportable nominal de impulso atmosférico del sistema.

- NPIA** Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico
- ΔV** Tensión a ser adicionada al nivel de protección del pararrayos debido a los efectos de los cables de conexión y de la distancia de separación entre el pararrayos y el equipamiento protegido.

Los márgenes mínimos de protección recomendados por la norma ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981 son de 120% para MP1 y de 120% para MP2.

Cuando los pararrayos son conectados directamente al equipamiento protegido los efectos de separación de los cables de conexión son minimizados. En este caso, el margen de protección MP1 usualmente puede ser despreciado. Por ejemplo, para un sistema 22,9 kV/13,2 kV y para un sistema 13,2 kV, usando pararrayos de 21 kV y de 12 kV de tensión nominal respectivamente, en el anexo B.3 se presenta la coordinación del aislamiento, cuyo resumen es:

Tabla 4.1: Márgenes de seguridad de la coordinación del aislamiento

Sistema	Tensión nominal del pararrayos (kV)	MP1	MP2
22,9 kV/13,2 kV	21	205,4%	162,3%
13,2 kV	15	273,1%	215,9%

Podemos observar que para los pararrayos analizados, se tienen márgenes de seguridad por encima de los valores permitidos por la norma ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981, por lo que no debería haber problemas en el aislamiento.

4.15 Recomendaciones respecto al uso de pararrayos de porcelana y pararrayos poliméricos en sistemas de distribución

Debido a la fragilidad de la porcelana que envuelve al pararrayos de porcelana, ésta puede sufrir quiñaduras durante el transporte o el montaje, o por vandalismo, generando zonas por donde podría ingresar la humedad, y como sabemos, la presencia de humedad altera significativamente la característica "tensión x corriente" de los elementos a base de ZnO en toda el rango de operación del pararrayos, acarreando un aumento de la componente resistiva de la corriente de operación del pararrayos, con la consecuente reducción de su capacidad de absorción de energía; así como también sus niveles de protección, pudiendo comprometer el aislamiento de los equipamientos protegidos.

Además, debido a las características constructivas de los pararrayos de porcelana (espaciamiento interno de aire entre la parte activa del pararrayos y la parte interna de la envoltura de porcelana) el paso de la corriente de falta del sistema produce la formación de gases de alta presión que tienden a provocar la fragmentación de la envoltura de porcelana o hasta la explosión del pararrayos, en el caso que este no posea las características mecánicas suficientes para soportar y eliminar los gases de alta presión.

La contaminación también tiene una parte significativa en el índice de fallas en los pararrayos de porcelana. La causa principal es la degradación de los elementos de ZnO, proveniente de la distribución de tensión no uniforme en la porcelana seguida por la generación de descargas internas

que producen alteraciones irreversibles en la composición interna del gas, afectando las características de los elementos de ZnO.

Por otro lado los pararrayos con envoltura polimérica tienen un diseño que es el menos propenso a la penetración de humedad. Esto se debe al hecho de que los pararrayos con envoltura polimérica aplicados a las redes de distribución no presentan espaciamiento interno de aire.

Existen básicamente dos concepciones de diseños para pararrayos poliméricos:

- La primera, la envoltura polimérica es moldeada y posteriormente encapsulada sobre un conjunto de bloques de ZnO envueltos en un material de fibra de vidrio impregnado en resina epóxica. La interface entre el material de fibra de vidrio y la parte interna de la envoltura polimérica es generalmente llenada por fluido de silicona.
- La segunda, la envoltura polimérica es inyectada directamente sobre el conjunto de bloques encapsulados en un material de fibra de vidrio impregnado en resina epóxica. Esta concepción de diseño presenta como mayor ventaja la eliminación total de la posibilidad de penetración de humedad. Como desventaja, hay la necesidad de un control buscando un proceso de inyección homogéneo, de forma de evitar la formación de bolsas de aire, que pueden resultar en la degradación del pararrayos a lo largo del tiempo.

El encapsulamiento de los bloques en el material de fibra de vidrio impregnado en resina epóxica tiene como funciones básicas garantizar la soportabilidad mecánica necesaria en el caso de una eventual falla del

pararrayos polimérico, seguida por el paso de la corriente de cortocircuito del sistema y facilitar el proceso de montaje.

Por todo lo anterior, lo recomendable es utilizar pararrayos poliméricos en todos los sistemas de distribución de la costa y la selva, es decir, no utilizar pararrayos de porcelana ni en la costa, ni en la selva.

En el caso de la sierra, debido a la nieve que se da en el invierno, los pararrayos de porcelana son los más recomendables, debido a que la porcelana no permite que la nieve se deposite sobre ella, por lo cual la longitud de la línea de fuga no se ve alterada, en cambio en la envoltura polimérica, la nieve se acumula, disminuyendo grandemente la longitud de la línea de fuga.

4.16 Selección de los pararrayos a ser usados en los sistemas de distribución existentes en el Perú

A continuación mostramos la selección de los pararrayos a ser utilizados en los S.S.D.D. existentes en el Perú. De la ecuación (4.16):

$$\text{TOV} = K_e \cdot (\text{MCOV}), \text{ siendo: } \text{MCOV} = \frac{V_{\text{máxima de servicio}}}{\sqrt{3}}$$

Tabla 4.2: Valores de Ke aproximados (Ke: Factor de falla a tierra)

	Ke		
	10 kV	13,8 kV	22,9 kV
Sistema triángulo	1,73	1,73	-
Sistema estrella aterrado	-	-	1,4

Tabla 4.3: Selección de pararrayos

	TOV	Pararrayo seleccionado (kV)
En 10 kV	11,96	12
En 13,8 kV	14,48	15
En 22,9 kV	20,21	21

En la costa y selva del Perú se recomienda usar pararrayos poliméricos y para la sierra del Perú, pararrayos de porcelana.

El BIL para cada uno de estos pararrayos, los darán los fabricantes, teniendo en cuenta la altura sobre el nivel del mar a la cual serán instalados cada uno de estos pararrayos.

CAPITULO V

APLICACIÓN A UNA LÍNEA PRIMARIA EXPUESTA A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

CAPITULO V APLICACIÓN A UNA LÍNEA PRIMARIA EXPUESTA A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

5.1 Introducción

Con el objetivo de mostrar la aplicación a una línea primaria expuesta a descargas atmosféricas, hemos escogido la Línea Primaria en 22,9 kV Ticapampa – Aija, la cual se encuentra actualmente en construcción.

Esta línea pertenece al PSE Aija - Cotaparaco III Etapa, la cual permitirá dotar de energía eléctrica a 48 localidades, con energía del Sistema Interconectado Nacional (SINAC), mediante la subestación existente en Ticapampa de 66/13,8 kV – 5,0 MVA.

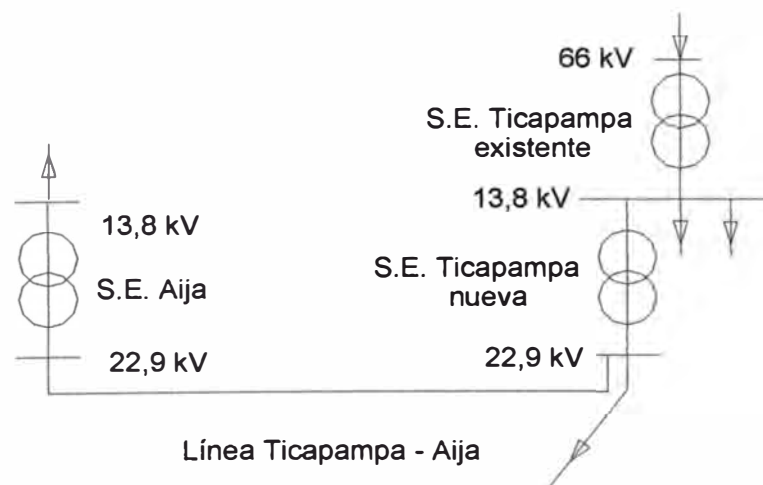


Figura 5.1: Línea Ticapampa – Aija

El PSE Aija – Cotaparaco se integrará al SINAC, mediante la

subestación proyectada Ticapampa de 13,8/22,9 kV – 3 MVA, que a su vez se conecta a la subestación existente Ticapampa de 66/13,8 kV – 5MVA. La línea Ticapampa – Aija de 18,0 km alimentará a la subestación Aija de 22,9/13,8 kV – 630 kVA (ver figura 5.1).

La línea Ticapampa - Aija (3 ϕ - 22,9 kV - 19,2 km) parte de la S.E. Ticapampa (3 585 msnm), alcanza los 4 809 msnm, y llega a la S.E. Aija (3 705 msnm), cruzando la cordillera occidental. Dicha zona está propensa a intensas descargas atmosféricas (rayos), principalmente en zonas desprotegidas ubicadas a partir de los 4 501 msnm hasta los 4 052 msnm, resultando una longitud de 9 km la que se encuentra propensa a intensas descargas atmosféricas (rayos).

El sistema de protección ante descargas atmosféricas en este tramo propenso a intensas descargas atmosféricas (9 km) puede diseñarse usando pararrayos o usando cable de guarda. En esta Tesis haremos ambos diseños, es decir haremos los cálculos colocando pararrayos en los extremos de este tramo, y sin usar cable de guarda y luego haremos los cálculos para este tramo, usando cable de guarda.

5.2 Análisis del aislamiento eléctrico de la Línea 3 ϕ en 22,9 kV Ticapampa – Aija.

5.2.1 Análisis de probabilidad de salidas debido a rayos en el tramo de 9 km, considerando estructuras sin cable de guarda.

El análisis de probabilidad de flameo (flashover) de la línea que pueda provocar su salida fuera de servicio, será realizado de acuerdo a la norma IEEE 1410-1997.

i) Cálculo de la densidad de descargas a tierra (N_g)

La confiabilidad de una línea de distribución es dependiente de su grado de exposición a las descargas atmosféricas y para determinarla es necesario conocer el número anual de rayos por unidad de área y unidad de tiempo. Este valor puede ser estimado por la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04N_c^{1,25} \dots (5.1)$$

Donde:

N_g : Número de descargas/km²/año.

N_c : Nivel cerámico (días de tormentas por año).

Se ha considerado un nivel cerámico (número de tormentas/días/año) para la zona estimado en 30 días/año, tomado del mapa de niveles isocerámicos del estudio realizado por el Ing. Justo Yanque Montufar. Dicho mapa se muestra en la figura 8, página 18, capítulo I de esta Tesis.

Por lo tanto: $N_g = 2,8$ descargas/km²/año.

ii) Número de descargas directas en la línea (N_d)

Estimaremos el número de descargas directas en la línea usando para ello la ecuación de Ericksson:

$$N_d = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right) \dots (5.2)$$

Donde:

N_g : Número de descargas/km²/año.

h : Altura libre de la estructura (m).

b : Ancho de la estructura (m).

Para el caso analizado, considerando el soporte normalizado de 12 m,

tenemos $h = 10,2$ m y $b = 2,4$ m. Del ítem anterior tenemos que $N_g = 2,8$ descargas/km²/año. Por lo que:

$$N_d = 32,26 \text{ descargas/100km/año.}$$

Este es el número descargas directas para la línea desprotegida, razón por la cual se hace necesario instalar un sistema de protección adecuado.

iii) Flameos (flashovers) por tensiones inducidas

Según el estándar IEEE 1410, para un sistema aterrado, un nivel de aislamiento de 275 kV nos brinda una baja probabilidad de descargas por tensiones inducidas (alrededor de 0,001 flameos/100km/año) según se puede ver en el gráfico mostrado en el anexo A.9, lo cual quiere decir que con ese aislamiento la línea es prácticamente inmune a las sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas.

Considerando la altitud de la zona, se tiene un factor de corrección de 1,4375 para 4300 msnm en promedio, por lo que el mínimo nivel de aislamiento (CFO) de los soportes diseñados debe ser de 395 kV.

iv) Puestas a tierra

A fin de contar con un adecuado sistema de protección que permita reducir el número de descargas que produzcan flameos en la línea, optamos por utilizar sistemas de puesta tierra en todos los postes del tramo expuestos a descargas atmosféricas.

Luego el total de fallas en la línea es debido tanto a los flameos producidos por descargas directas como a las tensiones inducidas por estas.

$$\text{Total de fallas/100km/año} = \text{flashover directos} + \text{flashover inducidos}$$

Los flameos producidos por tensiones inducidas a causa de rayos son prácticamente despreciables según se indicó en el ítem iii), por lo que:

Total de fallas/100km/año = 32,26 salidas/100km/año.

Estos flameos pueden producir salidas fuera de servicio de la línea si no se cuenta con una adecuada protección. Asimismo se debe tener en cuenta que el procedimiento de cálculo que se especifica en el Standard IEEE 1410-1997, especifica el número de salidas por cada 100 km de línea por año, esto nos da un amplio margen de seguridad debido a que el tramo afectado por descargas atmosféricas es solo de 9 km, por lo cual podemos aplicar un factor de reducción por longitud de línea. Los resultados son mostrados en la tabla 5.1:

Tabla 5.1: Número de salidas de la línea

Nº de salidas/100km/año	Nº de salidas/año (9 km)
32,26	2,9

Luego, teniendo en cuenta que el PSE cuenta con reconector automático para la línea (recloser), en la subestación de Ticapampa y estimando que el recloser eliminará las fallas en la línea provocadas por las descargas atmosféricas en un 60% de los casos, entonces la probabilidad de salidas de la línea será afectada por un factor de reducción de 0.4, resultando así una reducción en la tasa de salidas de la línea 3 ϕ Ticapampa - Aija, por lo que la probabilidad de salidas de la línea será de:

$$\text{Nº de salidas/año (9 km)} = 2,9 \times 0,4 = 1,16 \text{ salidas/año.}$$

5.2.2 Análisis de probabilidad de salidas debido a rayos en el tramo de 9 km, considerando estructuras con cable de guarda.

i) Cálculo de la densidad de descargas a tierra (N_g)

El número anual de rayos por unidad de área y unidad de tiempo, puede ser estimado por la siguiente ecuación:

$$N_g = 0,04N_c^{1,25} \dots (5.3)$$

Donde:

N_g : Número de descargas/km²/año

N_c : Nivel ceráunico (días de tormentas por año)

Consideraremos un nivel ceráunico (número de tormentas/días/año) para la zona estimado en 30 días/año, tomado del mapa de niveles isoceráunicos del estudio realizado por el Ing. Justo Yanque Montufar. Dicho mapa se muestra en la figura 1.8, página 18, capítulo I de esta Tesis.

Por lo tanto: $N_g = 2,8$ descargas/km²/año.

ii) Número de descargas directas en la línea (N_d)

Estimaremos el número de descargas directas en la línea usando para ello la ecuación de Ericksson:

$$N_d = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right) \dots (5.4)$$

Donde:

N_g : Número de descargas/km²/año.

h : Altura del cable de guarda en el poste.

b : Ancho de la estructura.

Para el caso analizado, consideraremos un soporte normalizado de 13

m, con lo que $h = 11,2$ m y $b = 2,4$ m, del ítem anterior $N_g = 2,8$ descargas/km²/año.

Entonces:

$$N_d = 34,1 \text{ descargas/100km/año.}$$

Este es el número descargas directas para la línea desprotegida, razón por la cual se hace necesario instalar un sistema de protección adecuado.

iii) Flameos (flashovers) por tensiones inducidas

Según el estándar IEEE 1410, para un sistema aterrado, un nivel de aislamiento de 275 kV nos brinda una baja probabilidad de descargas por tensiones inducidas según se puede ver en el gráfico mostrado en el anexo A.9 (alrededor de 0,001 flameos/100km/año), lo cual quiere decir que con ese aislamiento la línea es prácticamente inmune a las sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas. Considerando la altitud de la zona, se tiene un factor de corrección de 1,4375 para 4 300 msnm en promedio, por lo que el mínimo nivel de aislamiento (CFO) de los soportes diseñados debe ser de 395 kV.

iv) Análisis de las puestas a tierra

A fin de contar con un adecuado sistema de protección que permita reducir el número de descargas que produzcan flameos en la línea optamos por utilizar sistemas de puesta tierra en todos los postes del tramo expuesto a descargas atmosféricas.

En la tabla 12 mostramos los valores de la resistividad, obtenidos de las mediciones, realizadas en campo. En dicha tabla se puede apreciar

también el cálculo para tres sistemas de puesta a tierra: PAT-1, PAT-2 y PAT-3, con una, dos y tres varillas respectivamente.

Tabla 5.2: Resistividad eléctrica de la línea Ticapampa - Aija

Punto de medición	Resistividad (Ohm-m)	PAT - 1 (Ohm)	PAT - 2 (Ohm)	PAT - 3 (Ohm)
AIJ - 4	140	58	33	21
AIJ - 6	156	65	36	23
AIJ - 7	193	80	45	28
AIJ - 8	151	63	35	22

Con estos valores, se tiene una resistividad promedio del terreno de 160 Ohm-m.

iv) Efecto del aterramiento y el nivel de aislamiento en el número de flameos (flashovers)

En el ítem iii) hemos visto que el mínimo nivel de aislamiento (CFO) de los soportes diseñados debe ser de 395 kV, valor con el cual haremos el cálculo de la tasa de salidas de servicio de la línea.

En la figura 5.2 se muestra la influencia del aterramiento en la tasa de ocurrencia de flashovers debido a descargas atmosféricas. En dicha figura hemos trazado una curva aproximada para un nivel de aislamiento de 275 kV con el cual se determinará el porcentaje de rayos causantes de flameos.

Podemos estimar el número de flameos (flashover) de acuerdo al nivel de aislamiento y a la resistencia de puesta tierra, según la figura 5.2.

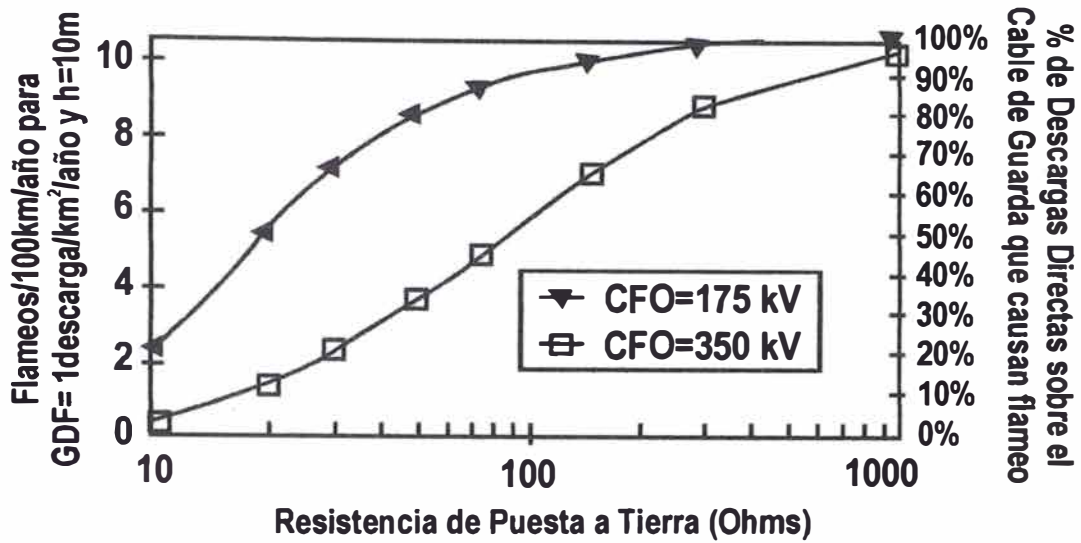


Figura 5.2

De la figura anterior obtenemos el porcentaje de descargas que producen flameos (flashovers), los cuales se multiplican al número de descargas. Con dichos porcentajes de flashovers y considerando que de acuerdo al ítem ii) tenemos que el número de descargas directas es $N_d = 34,1$ descargas/100km/año (para una línea desprotegida), entonces construimos la siguiente tabla:

Tabla 5.3: Flameos (flashover) directos en la línea

Sistema P.T.	Porcentaje de flashover	Flashover/100km/año
PAT-1	58%	19,78
PAT-2	43%	14,66
PAT-3	32%	10,91

De la tabla 5.3, vemos que con el efecto del aterramiento y el nivel de aislamiento, el número flameos (flashover) por descargas

directas es de 19,78; 14,66 y 10,91 flashover/100km/año respectivamente.

Luego, como el total de fallas en la línea es debido tanto a los flameos producidos por descargas directas como a las tensiones inducidas por estas, entonces tenemos:

Total de fallas/100km/año = flashover directos + flashover inducidos

Los flameos producidos por tensiones inducidas a causa de rayos son prácticamente despreciables según se indicó en el ítem iii).

Por lo que el N° de salidas/100km/año se muestra en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: Total de fallas/100km/año

Sistema P.T.	Resistencia de PAT promedio (Ohm)	N° de fallas/100km/año
PAT-1	66,50	19,78
PAT-2	37,25	14,66
PAT-3	23,50	10,91

Estos flameos pueden producir salidas fuera de servicio de la línea si no se cuenta con una adecuada protección.

Asimismo se debe tener en cuenta que el procedimiento de calculo que se especifica en el Standard IEEE 1410-1997, especifica el número de salidas por cada 100 km de línea por año, esto nos da un margen amplio de seguridad debido a que el tramo afectado por descargas atmosféricas es solo de 9 km, por lo cual podemos aplicar un factor de reducción por longitud de línea.

Los resultados los mostramos en la tabla 5.5:

Tabla 5.5: Número de salidas de la línea

Sistema P.T.	Resistencia de PAT promedio (Ohm)	Nº de salidas/100km/año	Nº de salidas/año (9 km)
PAT-1	66,50	19,78	1,78
PAT-2	37,25	14,66	1,32
PAT-3	23,50	10,91	0,98

Del análisis realizado, elegimos el sistema PAT-1 (66 Ohm en promedio) en el cual la probabilidad de salidas de la línea 3 ϕ Ticapampa – Aija es de 1,78 salidas/año con 395 kV de aislamiento como mínimo en los soportes diseñados, (275 kV, corregido por altitud).

Luego, considerando que el PSE cuenta con reconector automático para la línea (recloser), en la Subestación de Ticapampa, el cual eliminará la mayoría de las fallas en la línea provocadas por las descargas atmosféricas. Se puede estimar que el recloser eliminará las fallas en un 60% de los casos, por lo tanto la probabilidad de salidas de la línea será afectada por un factor de reducción de 0.4, resultando así una reducción en la tasa de salidas de la línea 3 ϕ Ticapampa - Aija, siendo la probabilidad de salidas de la línea de **0,71 salidas/año**.

Además se debe tener en cuenta que el relleno de los pozos a tierra se realizará con tierra de cultivo, lo cual reducirá los valores de resistencia de puesta a tierra, asimismo las jabalinas de cobre de las puestas a tierra se conectarán a las retenidas (en los soportes que las posean), todo esto implica menores valores de resistencia de puesta a tierra, con lo cual la probabilidad del número de salidas por año de la línea será aún menor.

5.2.3 Determinación del nivel de aislamiento

a. Aislamiento necesario por contaminación ambiental

La mínima longitud de fuga de un aislador rígido (tipo pin) o cadena de aisladores conectado entre fase y tierra, se determinará de acuerdo al nivel de contaminación del lugar, usando la siguiente relación:

$$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch} \dots (5.5)$$

Donde:

L_{fuga} : Longitud de fuga fase - tierra requerida.

L_{f0} : Longitud de fuga unitaria en mm/kV ϕ - ϕ (Anexo A.1).

U_{MAX} : Tensión máxima de servicio.

f_{ch} : Factor de corrección por altitud.

Los resultados de los cálculos efectuados se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5.6: Aislamiento requerido por contaminación ambiental

Zona	msnm	fch	mm/kV ϕ - ϕ	Umáx	Lfuga
Para 4 000 msnm	4 000	1,375	12	25	413
Hasta 4 800 msnm	4 800	1,475	12	25	443

b. Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial en seco

El aislamiento necesario está dado por la siguiente expresión:

$$V_{fi} = \frac{fs \times Vmax \times H}{\sqrt{3} \times (1 - N \times \sigma) \times \delta^n \times fl} \dots (5.6)$$

Donde :

- f_s : Factor de sobretensión a frecuencia industrial (1,5).
 V_{max} : Tensión máxima (25 kV).
 H : Factor por humedad (1,0).
 N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (3).
 σ : Desviación estándar (2%).
 δ : Densidad relativa del aire.

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad \text{y} \quad \log b = \log 76 - \frac{msnm}{18336}$$

Para $t = 10^\circ\text{C}$

Para m.s.n.m. = 4 000 m ($\delta = 0,637$).

Para m.s.n.m. = 4 800 m ($\delta = 0,576$).

- n : Exponente empírico ($n = 1$).
 f_l : Factor por lluvia (0,83).

Obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 5.7.

Tabla 5.7: Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial

Descripción	Vfi (kV)
Para 4 000 msnm.	43,6
De 4 000 a 4 800 m.s.n.m.	48,2

Según recomendación de “Bases de diseño de líneas y redes primarias DEP/MEM” (Anexo A.5), le corresponde: **Vfi = 50 kV.**

c. Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas

A continuación se describe el procedimiento de cálculo del aislamiento requerido por descargas atmosféricas:

$$V_i = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta} \dots (5.7)$$

Donde :

- NBI : Nivel básico de aislamiento (125 kV - BIL)
- N : Número de desviaciones estándar alrededor de la media (1,2)
- σ : Desviación estándar (2%)
- δ : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{3,92 \times b}{273 + t} \quad \text{y} \quad \log b = \log 76 - \frac{msnm}{1836}$$

Para $t = 10^\circ\text{C}$

Para m.s.n.m. = 4 000 m ($\delta = 0,637$)

Para m.s.n.m. = 4 800 m ($\delta = 0,576$)

Obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 5.8.

Tabla 5.8: Aislamiento necesario por sobretensiones de Impulso

Descripción	Vsi (kV)
Para 4 000 m.s.n.m.	201
Para \leq 4 800 m.s.n.m.	222

En la tabla 5.9 se muestran los resultados obtenidos con respecto a la

selección de los aisladores tipo Pin y tipo Suspensión de porcelana:

Tabla 5.9: Selección de los aisladores

Requerimientos	Valores Calculados		Porcelana Ansi			
			Pin	Pin	2x	3x
			56-2	56-3	52-3	52-3
Altitud m.s.n.m.	4000	> 4 000	todo	(*)	todo	todo
Longitud de la línea de fuga L (mm)	413	443	432	533	584	876
Aislamiento necesario por sobretensiones a frecuencia industrial Vfi (kV)	44	48	110	125	155	215
Aislamiento necesario por sobretensiones de impulso Mi (kV)	201	222	168	192	245	341

(*) Para la línea con cable de guarda

De la tabla anterior se concluye que se utilizará los siguientes aisladores:

Pin Ansi 56-3 para altitudes mayores de 4 000 msnm.

Suspensión Ansi 2x52-3 para la línea primaria.

Suspensión Ansi 3x52-3 para la línea Ticapampa – Aija - 22,9 kV con cable de guarda.

La selección del BIL del seccionador fusible tipo cut-out es de 150 kV.

5.2.4 Selección del cable de guarda

Las corrientes de cortocircuito para la zona son calculados en el Anexo C.1. En dicho anexo concluimos que el caso más crítico para la línea se da en la barra 22,9 kV de la S.E. Ticapampa, siendo las corrientes de cortocircuito de:

$$I_{cc3\phi} = 643 \text{ A}$$

$$I_{cc1\phi} = 763 \text{ A}$$

Luego, sabemos que la corriente de cortocircuito que debe soportar el cable de guarda debe ser superior a estos valores, con lo cual se verifica la capacidad térmica del cable de guarda frente a la corriente de cortocircuito, la cual esta dada por la siguiente ecuación:

$$I \equiv \frac{S}{\sqrt{t}} \sqrt{\left[\frac{c\gamma}{\rho\alpha k\rho} \ln(1 + \alpha(t_2 - t_1)) \right]} \dots (5.8)$$

Donde:

I	:	Corriente admisible (en Ampere).
S	:	Sección nominal del cable de guarda (en mm ²).
C	:	Calor específico (en Joule/kg.°C).
γ	:	Peso específico (en N/m ³).
ρ	:	Resistividad del metal a la temperatura inicial T ₁ .
α	:	Coefficiente incr. Resistencia c/temperatura (1/°C).
T ₁	:	Temperatura en el instante T ₁ de inicio (en °C).
T ₂	:	Temperatura en el instante T ₂ (en °C).
K _p	:	Coefficiente pedicular o Rca/Rcd.

El cable de guarda utilizado en el Perú para líneas de distribución

es el cable de acero de alta resistencia (HS), el cual presenta las siguientes características:

S	:	22,7 mm ² .
C	:	481 Joule/kg.°C.
γ	:	0,0078 N/m ³ .
ρ	:	0,16.
α	:	0,006 1/°C.
T ₁	:	20 °C.
T ₂	:	200 °C.
K _p	:	1,18.
ϕ_{exterior}	:	6,35 mm.
Masa unitaria	:	0,183 kg/m.
Carga de rotura	:	2,159 kN.
Tiempo duración del cc (t ₂ -t ₁)	:	0,5 s.

Los valores obtenidos para una duración de cortocircuito de 0,5 segundos son del orden de 1 581,06 A para el cable de guarda, lo cual confirma su capacidad ante las corrientes de cortocircuito; mas aún si consideramos que los equipos actuales de protección logran eliminar la falla en menos de 0,1 seg. (100 ms).

5.2.5 Cálculo del nivel de aislamiento (CFO) en los soportes con cable de Guarda

Los soportes de línea trifásicos usados en los 9 km de la línea Ticapampa – Aija, se muestran en los anexos D.15, D.16, D.17; D.18 y D.19.

Según el estándar IEEE 1410-1997, para asegurar que todos los rayos terminen en el cable de guarda y no en los conductores de fase, se recomienda un ángulo de apantallamiento no mayor a 45°, esto solo es válido para líneas con soportes menores a 15 metros de alto y un espaciamiento entre conductores menor a 2 metros. En nuestro caso según la geometría de los soportes diseñados, el mayor ángulo de apantallamiento logrado es de 36°, en el soporte de alineamiento GS1, de ángulo GA1 y de retención GR-3, en los otros soportes el ángulo de apantallamiento es aún menor.

El tramo con cable de guarda se encuentra sobre los 4000 msnm, por lo cual es necesario aplicar un factor de corrección por altitud. Según las recomendaciones de la Norma IEC 71-1, para instalaciones situadas a altitudes superiores a 1000 msnm, se tiene un factor de corrección igual a:

$$F_C = 1 + 1,25 (H - 1000) \times 10^{-4} \dots (5.9)$$

Donde :

H : Altitud sobre el nivel del mar, en metros.

Para una altitud promedio de 4 300 m tenemos un factor de corrección de 1,4375.

El procedimiento para el cálculo del nivel de aislamiento se hace de acuerdo al estándar IEEE 1410-1997, en el cual se indican los valores de aislamiento según la configuración de los elementos del soporte. En este acápite mostramos los resultados obtenidos para el CFO de cada uno de los armados utilizados. Los cálculos realizados se muestran en el anexo C.2,

para los cuales escogimos las rutas más críticas, esto decir, las rutas con menor distancia de aislamiento.

a. En el Armado GS1 (0-5°) y GA1 (5-30°)

Del conductor N° 01 más próximo al cable de guarda hasta el cable de cobre que baja para la puesta a tierra:

$$CFO_T = 500 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 347 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

Del conductor N° 02 ubicado en la cruceta de 2,40 m al cable de cobre que baja para la tierra (Recorrido por la cruceta):

$$CFO_T = 500 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 347 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

Del conductor N° 03 ubicado en la cruceta de 2,40 m - cable de cobre que baja para la puesta a tierra (recorrido por la riostra de madera).

$$CFO_T = 396 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 275 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

b. Soporte de Retención GR-3

Se están usando tres aisladores de suspensión tipo 52-3 para cada cadena aislamiento del conductor de fase en cruceta de 1,20 sobre el pin más próximo al cable de guarda—conductor de cobre para puesta a tierra:

$$CFOT = 500 \text{ kV}$$

$$CFOT' = 347.8 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

Aislamiento del conductor de fase en cadena de aisladores más

próximo al cable de guarda – conductor de cobre para puesta a tierra:

$$CFOT = 532 \text{ kV}$$

$$CFOT' = 370,1 \text{ kV (Corregido por altitud)}$$

c. Soporte Especial GHS-3

Aislamiento del conductor de fase en pin sobre cruceta de 2,40 y 4,30 al–
conductor de cobre para puesta a tierra:

$$CFO_T = 450 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 313 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

d. Soporte Especial GHR-3

Aislamiento del conductor de fase en cadena de anclaje al conductor de
cobre para puesta a tierra:

$$CFOT = 650 \text{ kV}$$

$$CFOT' = 452 \text{ kV (Corregido por altitud)}$$

De los resultados, podemos observar que los valores de CFO obtenidos cumplen la condición de ser mayores que el valor de CFO mínimo de diseño calculado anteriormente (395 kV corregido por altitud).

5.2.6 Selección de los pararrayos

Siendo el sistema efectivamente puesto a tierra, entonces el valor de “Ke” a considerar en el cálculo es de $Ke = 1,4$.

Con este valor de “Ke” calculamos el valor de TOV.

$$TOV_e \equiv \frac{K_e * V_n}{\sqrt{3}}, \dots (5.10)$$

Siendo $V_n = 22,9$ kV, entonces: $TOV = 18,53$ kV, por lo que los pararrayos seleccionados serán de 21 kV de tensión nominal.

5.2.7 Estudio de la coordinación del aislamiento

Se entiende por coordinación del aislamiento al conjunto de disposiciones que se toman a fin de evitar que las sobretensiones causen daño a los equipos eléctricos y que cuando los arcos de defecto no puedan ser eludidos con medios que resulten económicos, sean localizados en puntos del sistema donde produzcan la mínima afectación al funcionamiento y a las instalaciones de este último. Los parámetros característicos de los pararrayos deberán quedar convenientemente comprendidos (teniendo en cuenta márgenes de seguridad) entre los valores de niveles de tensión soportada por los aislamientos y los valores de ciertas sobretensiones que no deberán provocar o mantener descarga interna del pararrayo.

Los márgenes mínimos de seguridad recomendado por ANSI, según guía de aplicación C62.2-1981 son:

MP1 : Margen del nivel de onda cortada = 120 %

MP2 : Margen del nivel básico de aislamiento (BIL) = 120 %

Donde:

$$MP1 = \frac{\text{Tensión soportable de impulso atmosférico cortado del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para frente de onda}}$$

$$MP2 = \frac{\text{Tensión soportable nominal de impulso atmosférico del equipamiento}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico}}$$

En la tabla 5.10 se muestra el resumen de la coordinación del

aislamiento:

Tabla 5.10: Márgenes de seguridad de la coordinación del aislamiento

V_p (kV)	MP1	MP2
21	205,4%	162,3%

Podemos observar que para el pararrayo analizado, se tiene márgenes de seguridad por encima de los valores permitidos por la norma, por lo que no debería haber problemas en el aislamiento.

CAPITULO VI

DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES RECOMENDADOS PARA LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

CAPITULO VI
DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES RECOMENDADOS PARA
LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Este capítulo cubre las condiciones técnicas requeridas para los materiales que se utilizarán en las líneas de distribución.

6.1 Aisladores

Tabla 6.1: Aisladores de porcelana recomendados para la costa

	Cerca al mar		Zona industrial		Zona semi industrial	
	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena
En 10 kV	55-6	1 x Antifog	55-5	1 x Antifog	55-5	1 x 52-3
En 13,2 kV	56-3	2 x 52-3	56-2	2 x 52-3	56-2	1 x 52-3
En 22,9 kV	2 x Antifog	3 x 52-3	2 x Antifog	3 x 52-3	56-3	2 x 52-3

Tabla 6.2: Aisladores de porcelana recomendados para la sierra

	A 2000 msnm		A 4000 msnm		A 4800 msnm	
	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena	Tipo pin	Tipo cadena
En 10 kV	55-5	1 x 52-3	55-5	1 x 52-3	55-5	2 x 52-3
En 13,2 kV	55-5	1 x 52-3	55-6	2 x 52-3	55-6	2 x 52-3
En 22,9 kV	56-2	2 x 52-3	56-2	2 x 52-3	56-3	2 x 52-3

Tabla 6.3: Aisladores de porcelana recomendados para la selva

	Tipo pin	Tipo cadena
En 10 kV	55-5	1 x 52-3
En 13,2 kV	55-5	1 x 52-3
En 22,9 kV	56-2	2 x 52-3

6.2 Postes de madera

Tabla 6.4: Postes de madera recomendados

POSTES DE MADERA		
	Sin cable de guarda	Con cable de guarda
En 10 kV	12 m, clase 6	13 m, clase 6
En 13,2 kV	12 m, clase 6	13 m, clase 6
En 22,9 kV	12 m, clase 6	13 m, clase 6

6.3 Crucetas de madera

Tabla 6.5: Crucetas de madera recomendados

CRUCETAS DE MADERA	
En 10 kV	1,50 m de longitud
En 13,2 kV	1,50 m de longitud
En 22,9 kV	2,40 m de longitud

6.4 Conductor de aluminio

Tabla 6.6: Conductores de aluminio recomendados

CONDUCTORES DE ALUMINIO	
En 10 kV	AAAC de 25 mm ² , 35 mm ² , 50 mm ² , 70 mm ² , 95 mm ²
En 13,2 kV	AAAC de 25 mm ² , 35 mm ² , 50 mm ² , 70 mm ² , 95 mm ²
En 22,9 kV	AAAC de 25 mm ² , 35 mm ² , 50 mm ² , 70 mm ² , 95 mm ²

Nota: Cerca al mar se recomienda usar conductor de aluminio engrasado.

6.5 Cable de guarda

Cable de acero de alta resistencia (HS), de 22,7 mm² y 2,16 kN de carga de rotura.

6.6 Puesta a tierra

Cable de cobre, temple blando, desnudo, de 25 mm² y 35 mm².

Varilla de cobre puro de 16 mm Ø x 2,40 m.

6.7 Pararrayos

Tabla 6.7: Pararrayos recomendados

PARARRAYOS		
	COSTA Y SELVA	SIERRA
En 10 kV	Poliméricos, de 12 kV, 10 kA, clase 1	De porcelana, de 12 kV, 10 kA, clase 1
En 13,2 kV	Poliméricos, de 15 kV, 10 kA, clase 1	De porcelana, de 15 kV, 10 kA, clase 1
En 22,9 kV	Poliméricos, de 21 kV, 10 kA, clase 1	De porcelana, de 21 kV, 10 kA, clase 1

Nota: El BIL del pararrayo será especificado por el fabricante, teniendo en cuenta la altitud de instalación sobre el nivel del mar.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

1. Se ha analizado los métodos más conocidos para la protección de líneas de distribución en media tensión contra las sobretensiones de origen atmosférico.
2. El adecuado uso de postes y crucetas de madera, elementos de fibra de vidrio o una combinación de ellos, añadidos en serie al aislamiento principal (cerámico o polimérico) permitirá obtener un nivel de aislamiento (CFO) de 300 kV, valor que es suficiente para que las líneas de media tensión sean inmunes a las sobretensiones por descargas indirectas o inducidas.
3. En estructuras con postes y crucetas de concreto armado o metálicos no es posible añadir aislamiento al aislamiento principal; en tal sentido para la protección contra las descargas indirectas o inducidas, se podrán utilizar pararrayos espaciados según la longitud de los vanos, el nivel de protección del pararrayos, el nivel de aislamiento de la línea, los parámetros de las descargas atmosféricas, así como de la importancia de la línea.
4. En líneas de media tensión expuestas a sobretensiones por descargas directas, el solo hecho de elevar el nivel de aislamiento hasta 300 kV no es suficiente, dadas las elevadas sobretensiones que generan estas

descargas, generalmente mayores a 1000 kV. El uso de pararrayos en todas las estructuras y en cada una de las fases es una buena opción aunque es necesario analizar la disipación de energía a través de estos dispositivos.

5. El uso de cables de guarda es, también, una buena opción, pero dado el bajo nivel de aislamiento de las líneas de media tensión, para asegurar el adecuado comportamiento de la línea es necesario elevar su nivel de aislamiento (CFO); usualmente es aceptable entre 300 y 500 kV, y reducir la resistencia de puesta a tierra de las estructuras a valores, por lo general, menores a 20Ω .
6. En el Perú, el organismo competente para monitorear los parámetros atmosféricos y las descargas atmosféricas con la finalidad de mantener una base de datos y elaborar un mapa isoceráunico es el SENHAMI, este vacío de información oficial obliga a los consultores, proyectistas y contratistas de obras, a asumir criterios que no necesariamente son los más ceñidos a la realidad para el diseño de las líneas de alta y media tensión.
7. Sería importante para la ingeniería en el Perú, que los concesionarios de distribución cuyas áreas de concesión se encuentren ubicados en zonas donde se produzcan descargas atmosféricas, construyeran líneas experimentales como lo han hecho otros países, para monitorearlas y evaluar su comportamiento frente a las sobretensiones atmosféricas.

Por ejemplo, podría construirse una línea protegida con pararrayos y otra con cable de guarda, y que estén expuestas a descargas atmosféricas de similares parámetros.

ANEXO A

**DESCRIPCIÓN Y DETERMINACIÓN DEL AISLAMIENTO EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

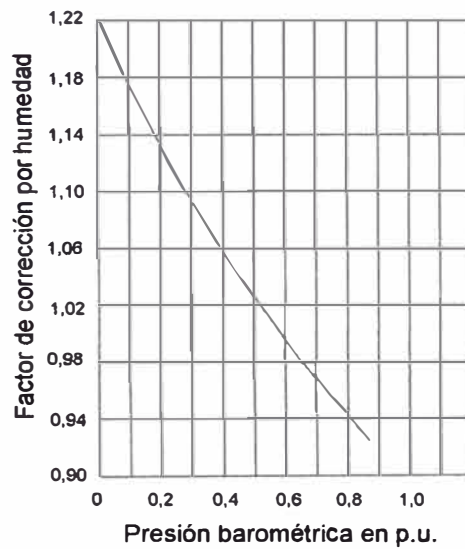
ANEXO A.1

**Recomendaciones para distancia de fuga en aisladores de porcelana
para ambientes contaminados (Norma IEC 815)**

Nivel de contaminación	Descripción del ambiente	Longitud de fuga unitaria (mm/kV ϕ - ϕ)
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia. - Áreas agrícolas. - Áreas montañosas. - Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar. 	16
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. - Áreas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. - Áreas expuestas a vientos del mar pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia). 	20
Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casa con calefacción que generen contaminación. - Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar. 	25
Muy alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. - Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas al rocío del mar o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. - Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad. 	31

Notas:

1. En áreas con contaminación muy ligera, se puede especificar una distancia de fuga de 12 mm/kV, como mínimo y dependiendo de la experiencia del servicio.
2. En el caso de polución excepcional severa, una distancia nominal específica de fuga de 31 mm/kV no es adecuada. Dependiendo de la experiencia de servicio y/o los resultados de prueba de laboratorio, puede usarse un valor más alto de distancia de fuga, pero en algunos casos la viabilidad de lavar o engrasar puede ser considerada.

ANEXO A.2**Factores de corrección debido al efecto de la humedad del aire****(Gráfica obtenida experimentalmente)**

A la presión barométrica de 76 cm de mercurio (1000 msnm) se le asigna el valor 1,0 en p.u.

ANEXO A.3

**Valores de la densidad relativa del aire para distintas altitudes y
diferentes temperaturas ambientes**

$$d = \frac{3,92.(b)}{(273 + t)} \quad \text{y} \quad \log(b) = \log(76) - \frac{ms \text{ nm}}{18336}$$

Donde:

- d = Densidad relativa del aire
 b = Presión barométrica (cm Hg)
 t = Temperatura ambiente (°C)

msnm m	Presión barométrica cm Hg	Temperatura ambiente °C					
		10	15	18	25	30	35
0	76,0	1,053	1,034	1,024	1,000	0,983	0,967
100	75,1	1,040	1,022	1,011	0,987	0,971	0,955
150	74,6	1,033	1,015	1,005	0,981	0,965	0,949
200	74,1	1,027	1,009	0,998	0,975	0,959	0,943
300	73,2	1,014	0,996	0,986	0,963	0,947	0,932
600	70,5	0,976	0,959	0,949	0,927	0,912	0,897
1000	67,0	0,928	0,912	0,903	0,882	0,867	0,853
1500	63,0	0,872	0,857	0,848	0,828	0,814	0,801
2000	59,1	0,819	0,805	0,796	0,778	0,765	0,752
2500	55,5	0,769	0,756	0,748	0,730	0,718	0,707
3000	52,1	0,722	0,710	0,702	0,686	0,675	0,664
3500	49,0	0,678	0,667	0,660	0,644	0,634	0,623
4000	46,0	0,637	0,626	0,620	0,605	0,595	0,585
4500	43,2	0,598	0,588	0,582	0,568	0,559	0,550
4800	41,6	0,576	0,566	0,560	0,547	0,538	0,529

ANEXO A.4

Factores de corrección debido al efecto de la lluvia

(Valores obtenidos experimentalmente)

Intensidad de la lluvia (mm/min)	Factor de corrección por lluvia F_{LL}
0,0	1,0
1,27	0,83
2,5	0,77

- Para el caso de la sierra del Perú, la intensidad de la lluvia es de aproximadamente 1,27 mm/min, por lo que el factor de corrección por lluvia utilizado es:

$$F_{LL} = 0,83.$$

- Para el caso de la selva del Perú, la intensidad de la lluvia es de aproximadamente 2,5 mm/min, por lo que el factor de corrección por lluvia utilizado es:

$$F_{LL} = 0,77.$$

ANEXO A.5

Niveles de aislamiento de líneas de distribución

(Extraído de la norma IEC 71-1)

Tensión nominal entre fases (kV)	Tensión máxima entre fases (kV)	Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) (kV)	Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial entre fases y fase a tierra (kV)
10	12	75	28
13,2	14,5	95	34
22,9	25	125	50

Nota: Los valores de aislamiento consignados en este anexo, son válidos para condiciones atmosféricas estándares, es decir para $1013 \times 10^5 \text{ N/m}^2$ y $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

ANEXO A.6

Cálculo de la línea de fuga fase - tierra del aislamiento requerido en los sistemas de distribución existentes en la Costa del Perú

Aislamiento requerido en la costa en 10 kV por contaminación

Costa	msnm	F _{CH}	mm/kV ϕ - ϕ	U _{MAX} (kV)	L _{FUGA} (mm)
Cerca al mar	0-1000	1	31	12	372
Contaminación industrial	0-1000	1	25	12	300
Semi industrial	0-1000	1	20	15	240

Aislamiento requerido en la costa en 13,2 kV por contaminación

Costa	msnm	F _{CH}	mm/kV ϕ - ϕ	U _{MAX} (kV)	L _{FUGA} (mm)
Cerca al mar	0-1000	1	31	14,5	449,5
Contaminación industrial	0-1000	1	25	14,5	362,5
Semi industrial	0-1000	1	20	14,5	290,0

Aislamiento requerido en la costa en 22,9 kV por contaminación

Costa	msnm	F _{CH}	mm/kV ϕ - ϕ	U _{MAX} (kV)	L _{FUGA} (mm)
Cerca al mar	0-1000	1	31	25	775
Contaminación industrial	0-1000	1	25	25	625
Semi industrial	0-1000	1	20	25	500

ANEXO A.7

Cálculo de la línea de fuga fase - tierra del aislamiento requerido en los sistemas de distribución existentes en la Sierra del Perú

Aislamiento requerido en la sierra en 10 kV por contaminación

Sierra	msnm	F _{CH}	mm/kV ϕ - ϕ	U _{MAX} (kV)	L _{FUGA} (mm)
A 2000 msnm	2000	1,125	12	12	162,0
A 4000 msnm	4000	1,375	12	12	198,0
A 4800 msnm	4800	1,475	12	12	212,4

Aislamiento requerido en la sierra en 13,2 kV por contaminación

Sierra	msnm	F _{CH}	mm/kV ϕ - ϕ	U _{MAX} (kV)	L _{FUGA} (mm)
A 2000 msnm	2000	1,125	12	14,5	195,75
A 4000 msnm	4000	1,375	12	14,5	239,25
A 4800 msnm	4800	1,475	12	14,5	256,65

Aislamiento requerido en la sierra en 22,9 kV por contaminación

Sierra	msnm	F _{CH}	mm/kV ϕ - ϕ	U _{MAX} (kV)	L _{FUGA} (mm)
A 2000 msnm	2000	1,125	12	25	337,5
A 4000 msnm	4000	1,375	12	25	412,5
A 4800 msnm	4800	1,475	12	25	442,5

ANEXO A.8

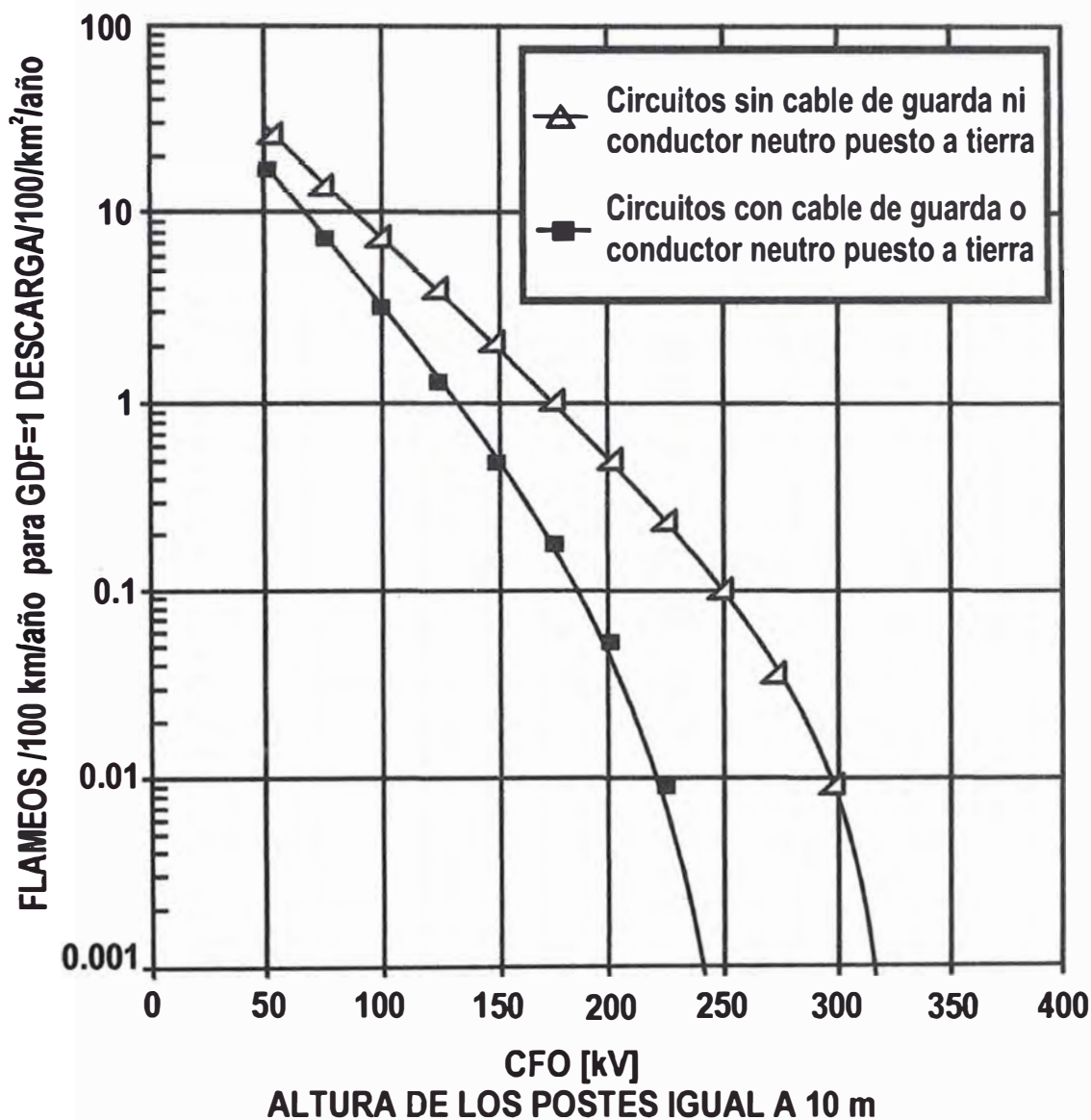
Cálculo de la línea de fuga fase - tierra del aislamiento requerido en los sistemas de distribución existentes en la Selva del Perú

Aislamiento requerido en la selva por contaminación

Selva	msnm	F_{CH}	mm/kVϕ-ϕ	U_{MAX} (kV)	L_{FUGA} (mm)
Para 10 kV	0-1000	1	16	12	192
Para 13,2 kV	0-1000	1	16	14,5	232
Para 22,9 kV	0-1000	1	16	25	400

ANEXO A.9

Gráfica del número de flameos por tensiones inducidas Vs nivel de aislamiento (CFO) de las líneas de media tensión
(Gráfica extraída de la guía IEEE ST 1410-1997 [4])



Nota: La altura de los postes se refiere a la altura libre del poste, es decir a la altura de la parte del poste que queda fuera del terreno, es decir sin considerar la altura de la parte empotrada.

ANEXO A.10**Determinación del CFO de la estructura de 23 kV sin cable de guarda**

DE	A	TRAYECTORIA DE FLAMEO	CFO TOTAL (kV)
Conductor de bajada a tierra	Fases inferiores	Aislador Pin 56-2 (175 kV) + 0,60 m de cruceta $(0,60 \times 250 = 150 \text{ kV}) +$ 0,71 m brazo de madera $(0,71 \times 65) = 46,15$	371,15
Conductor de bajada a tierra	Fase superior	Aislador Pin 56-2 (175 kV) + 0,75 m de poste de madera $(0,75 \times 250 = 187,5 \text{ kV}) +$ 0,50 m poste de madera $(0,50 \times 65) = 32,5$	395,00

Considerando la ruta más crítica, es decir la ruta con menor distancia de aislamiento, el CFO a 1000 msnm sería: 371,15 kV.

Corrigiendo por altitud (para 3000 msnm: $F_H = 1,25$), entonces el CFO sería: $(371,15 / 1,25) = 296,92 \text{ kV}$.

ANEXO A.11

Cálculo del nivel de aislamiento:

El CFO de la línea es de 316,92 kV y su cálculo se muestra en el anexo A.9.

Cálculo de la tasa de flameos por descargas, directas:

Para un nivel cerámico de 40:

$$N_g = 0,04.(N_c)^{1,25} = 0,04.(40)^{1,25} = 4 \text{ descargas / km}^2 \text{ / año}$$

La altura del conductor superior es 10,2 m y el ancho de la estructura es de 2,40 m. Por tanto, el número de descargas en terreno abierto es:

$$N_d = \frac{N.(b + 28.h^{0,6})}{10} = \frac{4.(2,40 + 28.(10,2)^{0,6})}{10} = 46,09 \text{ descargas / 100km / año}$$

Asumiendo un factor de apantallamiento natural de $S_f = 0,75$ y que todas las descargas producirán flameo del aislamiento, el número estimado de flameos por descargas directas es:

$$N_s = N_d.(1-S_f) = 46,09.(1-0,75) = 11,52 \text{ flameos/100 km/año}$$

Cálculo de la tasa de flameos por descargas indirectas:

El número de flameos por descargas indirectas en terreno abierto puede estimarse del anexo A.9. El valor correspondiente a 296,92 kV de CFO es nulo.

Número total de flameos:

$$11,52 + 0 = 11,52 \text{ flameos/100km/año.}$$

Esta tasa de flameo se considera aceptable en líneas de media tensión.

ANEXO A.12

Determinación del CFO de la estructura de 23 kV con cable de guarda

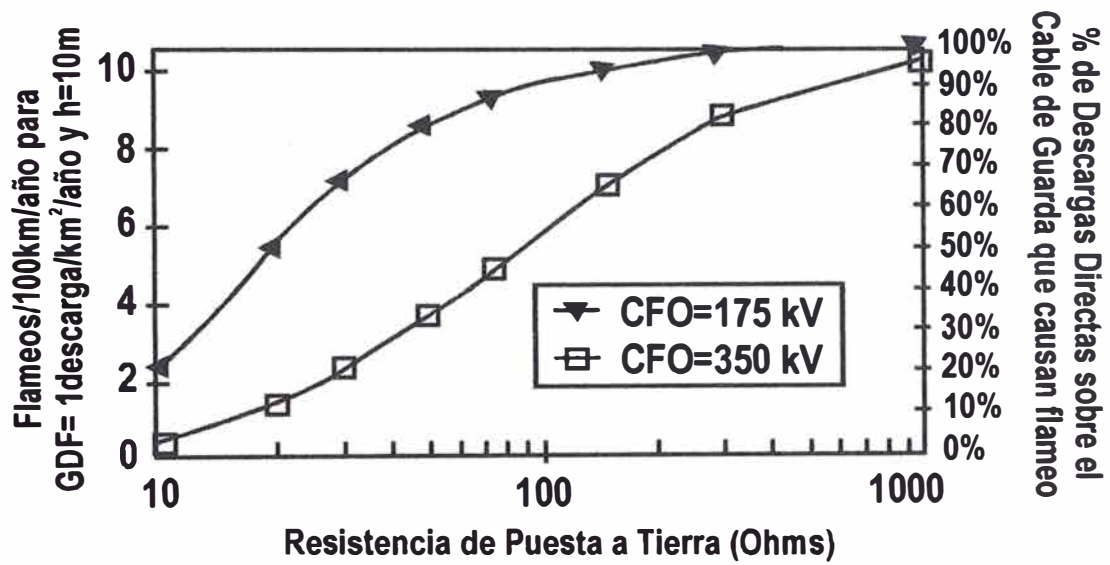
DE	A	TRAYECTORIA DE FLAMEO	CFO TOTAL (kV)
Cable de guarda	Fase superior	Aislador Pin 56-3 (200 kV) + 0,65 m cruceta de madera $(0,65 \times 250 = 162,5 \text{ kV})$ + 0,36 m poste de madera $(0,36 \times 65 = 23,4 \text{ kV})$	385,90
Conductor de bajada a tierra	Fases inferiores	Aislador Pin 56-3 (200 kV) + 1,10 m cruceta de madera $(1,10 \times 250 = 275 \text{ kV})$	475,00

Considerando la ruta más crítica, es decir la ruta con menor distancia de aislamiento, el CFO a 1000 msnm sería: 385,90 kV.

Corrigiendo por altitud (para 4000 msnm: $F_H = 1,375$), entonces el CFO sería: $(385,90 / 1,375) = 280,65 \text{ kV}$.

ANEXO A.13

Gráfica que muestra el efecto de la resistencia de puesta a tierra en el comportamiento del cable de guarda (descargas directas)
(Gráfica extraída de la guía IEEE ST 1410-1997 [4])



ANEXO A.14

Cálculo del nivel de aislamiento:

El CFO de la línea es de 400 kV y su cálculo se muestra en el anexo A.12.

Cálculo de la tasa de flameos para descargas, directas:

Para un nivel cerámico de 60: $N_g = 0,04 \cdot (60)^{1,25} = 6,68$ descargas/km²/año.

La altura del cable de guarda es 11,10 m (poste de 13 m) y el ancho entre los conductores de fase es 2,40 m. Por tanto, el número de descargas directas en terreno abierto es:

$$N_d = \frac{N \cdot (b + 28 \cdot h^{0,6})}{10} = \frac{6,68 \cdot (2,40 + 28 \cdot (11,10)^{0,6})}{10} = 81,30 \text{ descargas} / 100 \text{ km} / \text{ año}$$

El estimado de descargas usando un factor de apantallamiento natural de $S_f = 0,5$ es: $N_s = N_d \cdot (1 - S_f) = 81,30 \cdot (1 - 0,5) = 40,65$ rayos/100 km/año.

Cálculo de la tasa de flameos para descargas, indirectas:

En vista que las líneas de media tensión están puestas a tierra en cada estructura y el ángulo de protección del cable de guarda es menor de 45°, se asume que todas las descargas caerán en el cable de guarda.

En este caso, el número total de flameos será determinado sólo por flameos inversos (back flashover). Para un CFO de 280,65 kV y una resistencia de puesta a tierra de 20 Ω, el número de flameos calculado con la ayuda de la gráfica del anexo A.13 es:

(40,65 flameos/100km/año) (14% tasa de flameo)=5,69 flameos/100 km/año.

Esta tasa de flameo se considera aceptable en líneas de media tensión.

ANEXO B

PARARRAYOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

ANEXO B.1

**Relación entre la tensión nominal y el MCOV para un pararrayos de ZnO para
distribución**

(Tabla extraída de la norma ANSI / IEEE C 62.11)

Tensión nominal del pararrayos (kV)	MCOV (kV)
3	2,55
6	5,10
9	7,65
10	8,40
12	10,2
15	12,7
18	15,3
21	17,0
24	19,5
27	22,0
30	24,4
36	29,0

ANEXO B.2

CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DEL PARARRAYOS DE ZnO

Tensión nominal (kV)	MCOV (kV)	Nivel de protección para frente de onda (kV _{cresta})	Nivel de protección para impulso atmosférico (kV _{cresta})
			10 kA
10	8,40	36,3	33,0
12	10,2	44,0	40,0
15	12,7	55,0	50,0
18	15,3	66,0	60,0
21	17,0	77,0	70,0
24	19,5	86,6	78,8
27	22,0	97,9	89,0
30	24,4	108,9	99,0
36	29,0	128,3	116,6

ANEXO B.3

COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

$$MP1 = \frac{\text{Tensión soportable de impulso atmosférico cortado del sistema}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para frente de onda}}$$

$$MP2 = \frac{\text{Tensión soportable nominal de impulso atmosférico del sistema}}{\text{Nivel de protección del pararrayos para impulso atmosférico}}$$

Características del sistema		
	Sistema 22,9 kV/13,2 kV	Sistema 13,2 kV
Máxima tensión de servicio	25 kV	14,5 kV
Tensión nominal soportable de impulso atmosférico	125 kV	95 kV
Características de los pararrayos		
	Sistema 22,9 kV/13,2 kV	Sistema 13,2 kV
Tensión nominal	21	12
Nivel de protección para impulso atmosférico	77	44
Nivel de protección para frente de onda cortada	70	40

Despreciando los efectos de los cables de conexión y la distancia de separación entre los pararrayos y los equipos a ser protegidos:

a. Resultados:

Tensión nominal del pararrayos (kV)	MP1	MP2
21	$MP1 = \frac{1,15 \cdot (125)}{70} = 205,4\%$	$MP2 = \frac{125}{77} = 162,3\%$
12	$MP1 = \frac{1,15 \cdot (95)}{40} = 273,1\%$	$MP2 = \frac{95}{44} = 215,9\%$

b) Conclusión:

Podemos observar que para los pararrayos analizados, se obtienen márgenes de protección por encima de los valores permitidos por la norma, con lo que se concluye que no deberían tener dificultades de aislamiento.

Nota: Valores extraídos del anexo B.2.

ANEXO B.4

**TABLAS DE DATOS TÉCNICOS DEL PAPARRAYOS
DE ÓXIDO DE ZINC PARA 12 kV**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
Norma de fabricación		IEC 99-4
Clase de descarga de línea		1
Instalación		Exterior
Tensión nominal de la red	kV	10
Tensión máxima de servicio	kV	12
Frecuencia nominal	Hz	60
Tensión nominal del pararrayos	kV	12
Tensión de operación continua (MCOV)	kV	15.3
Corriente nominal de descarga nominal	kA	10
Tensión residual máxima a corriente nominal de descarga	kV	44
Material de las resistencias no lineales		Óxido de Zinc
Masa del pararrayos	kg	2.6
Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50	kV	95
Longitud de línea de fuga mínima (fase - tierra)	mm	245

ANEXO B.5

**TABLAS DE DATOS TÉCNICOS DEL PAPARRAYOS
DE ÓXIDO DE ZINC PARA 15 kV**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
Norma de fabricación		IEC 99-4
Clase de descarga de línea		1
Instalación		Exterior
Tensión nominal de la red	kV	22.9
Tensión máxima de servicio	kV	25
Frecuencia nominal	Hz	60
Tensión nominal del pararrayos	kV	21
Tensión de operación continua (MCOV)	kV	
Corriente nominal de descarga nominal	kA	10
Material de las resistencias no lineales		Óxido de Zinc
Masa del pararrayos	kg	3.5
Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50	kV	110
Longitud de línea de fuga mínima (fase - tierra)	mm	465

ANEXO B.6

**TABLAS DE DATOS TÉCNICOS DEL PAPARRAYOS
DE ÓXIDO DE ZINC PARA 21 kV**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
Norma de fabricación		IEC 99-4
Clase de descarga de línea		1
Instalación		Exterior
Tensión nominal de la red	kV	22.9
Tensión máxima de servicio	kV	25
Frecuencia nominal	Hz	60
Tensión nominal del pararrayos	kV	21
Tensión de operación continua (MCOV)	kV	17
Corriente nominal de descarga nominal	kA	10
Tensión residual máxima a corriente nominal de descarga	kV	62.5
Material de las resistencias no lineales		Óxido de Zinc
Masa del pararrayos	kg	5.6
Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50	kV	150
Longitud de línea de fuga mínima (fase - tierra)	mm	625

ANEXO C

EJEMPLO DE APLICACIÓN A UNA LINEA DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTE

ANEXO C.1

Cálculo de las corrientes de cortocircuito en las barras de la S.E.

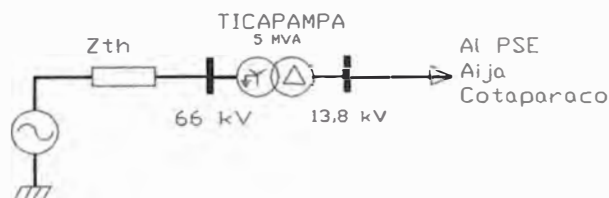
Ticapampa y en las barras de la S.E. Aija

Para este cálculo se necesita conocer las magnitudes de las corrientes de cortocircuito en la subestación que alimenta al PSE, se tienen estos datos en la barra de 66 kV de la Subestación Ticapampa, entregados por el COES, estos valores son:

$$I_{3cc} = 1471,41 \text{ A}$$

$$I_{1cc} = 1206,08 \text{ A}$$

La subestación de Ticapampa 66/13,8 kV – 5 MVA está integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, a través de la barra de 66 kV, ver figura siguiente:



a) Cálculo de Zth equivalente del sistema en barra Ticapampa 66 kV

De:

$$Z_1 + Z_2 + Z_0 = \frac{3U}{I_{CC1\phi}} \quad \text{y} \quad Z_1 = \frac{U}{I_{CC3\phi}}$$

Donde: Z1, Z2 y Z0 : Impedancias de secuencia

U : Tensión de fase

I_{cc} : Corriente de cortocircuito

Aproximando $Z_1=Z_2$, se obtiene: $Z_1=Z_2= j25,9 \text{ ohm}$ y $Z_0 = j42,9 \text{ ohm}$

b) Impedancias de los transformadores y línea de transmisión

Los transformadores cuentan con una impedancia de:

Para transformador 66/13,8 kV- 5 MVA: $V_{cc} = 6,3\%$

Para el transformador proyectado 13,8/22,9 kV - 3 MVA (II Etapa):

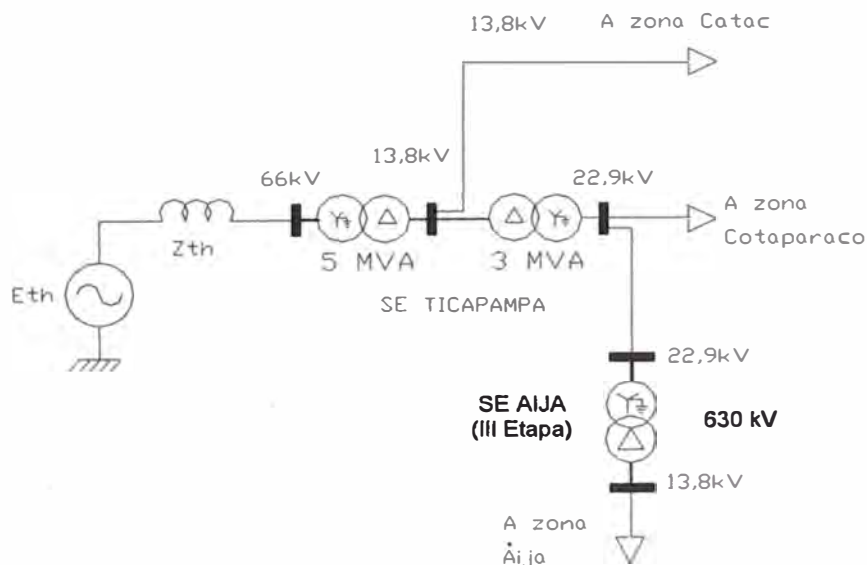
$V_{cc} = 6,2\%$

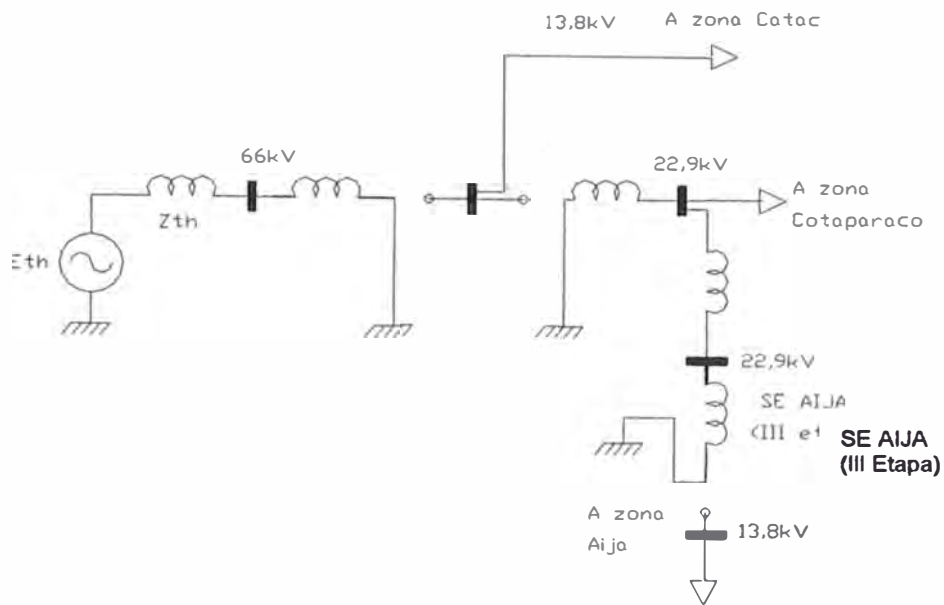
Para el transformador proyectado 13,8/22,9 kV – 600 kVA (III Etapa):

$V_{cc} = 4\%$

La línea de transmisión que interconecta la SE Ticapampa con la SE Aija es trifásica en 22,9 kV con conductor AAAC – 35mm².

En la siguiente figura se muestra un esquema en el cual se pueden identificar los transformadores de las subestaciones que alimentaran al PSE Aija Cotaparaco, a partir del cual se calcularán el circuito para secuencia y la impedancia thevenin equivalente para cada circuito.



iii) **Secuencia Cero**

Secuencia cero

d) **Valores Calculados en pu**

Valores p.u.

	Zthevenin	trafo 1	Trafo 2	Trafo 3	Línea 22,9 kV	
	(66 kV)	5 MVA	3 MVA	600 kVA	R	X
Sec +	0.59	1.26	2.07	6.67	3.91	1.72
Sec -	0.59	1.26	2.07	6.67	3.91	1.72
Sec 0	0.99	1.26	2.07	6.67	11.73	5.16

e) **Impedancia equivalente y corrientes de cortocircuito en la barra 22,9 kV de Ticapampa**

Thevenin Equivalente en S.E. Ticapampa 22,9 kV

	R pu	Xpu	R (ohm)	X (ohm)
Sec (+)	0.000	3.921	0.000	20.563
Sec (-)	0.000	3.921	0.000	20.563
Sec (0)	0.000	2.067	0.000	10.838

Corriente de cortocircuito en S.E. Ticapampa 22,9 kV

Icc3f	Icc1f	Icc 3f	Icc 1f
pu	pu	(A)	(A)
0.26	0.30	642.96	763.30

f) **Impedancia equivalente y corrientes de cortocircuito en la barra 13,8 kV de Aija**

Thevenin Equivalente en S.E. Aija 22,9 kV

	R pu	Xpu	R (ohm)	X (ohm)
Sec (+)	3.909	12.308	7.445	23.439
Sec (-)	3.909	12.308	7.445	23.439
Sec (0)	0.000	0.000	0.000	0.000

Corriente de cortocircuito en S.E. Aija 22,9 kV

Icc3f pu	Icc1f pu	Icc 3f (A)	Icc 1f (A)
0.08	0.12	323.98	509.89

De las tablas anteriores, vemos que el caso más crítico se da en la barra 22,9 kV de la S.E. Ticapampa.

ANEXO C.2

Cálculo del CFO para cada uno de los armados.

a) En el Armado GS1 (0-5°) y GA1 (5-30°)

Del conductor N° 01 más próximo al cable de guarda al cable de cobre que baja para la puesta a tierra:

Primer Componente	CFO ₁
Aislador pin ANSI 56-3	200kV
Segundo Componente	CFO ₂
Cruceta de madera después de aislador pin	250kV/m

Por lo tanto el CFO (Critical Impulse Flashover Voltage) es:

$$CFO_T = CFO_1 + CFO_2 * (\text{Longitud de CFO}_2)$$

$$CFO_T = 200 \text{ kV} + 250 \text{ kV/m} * (1,2 \text{ m})$$

$$CFO_T = 500 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 347 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

Del conductor N° 02 ubicado en la cruceta de 2,40 m al cable de cobre que baja para la tierra (Recorrido por la cruceta):

Primer Componente	CFO ₁
Aislador pin ANSI 56-3	200kV
Segundo Componente	CFO ₂
Cruceta de madera después de aislador pin	250kV/m

Por lo tanto el CFO (Critical Impulse Flashover Voltage) es:

$$CFO_T = CFO_1 + CFO_2 * (\text{Longitud de CFO}_2)$$

$$CFO_T = 200 \text{ kV} + 250 \text{ kV/m} \cdot (1,2 \text{ m})$$

$$CFO_T = 500 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 347 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

Del conductor N° 03 ubicado en la cruceta de 2,40 m - cable de cobre que baja para la puesta a tierra (Recorrido por la riostra de madera):

Primer Componente	CFO ₁
Aislador pin ANSI 56-3	200kV
Segundo Componente	CFO ₂
Cruceta de madera después de aislador pin	250kV/m
Tercer Componente	CFO ₃
Riostra de madera	65 kV/m

Por lo tanto el CFO (Critical Impulse Flashover Voltage) es:

$$CFO_T = CFO_1 + CFO_2 \cdot (\text{Long. de CFO}_2) + CFO_3 \cdot (\text{Long. de CFO}_3)$$

$$CFO_T = 200 \text{ kV} + 250 \text{ kV/m} \cdot (0,6 \text{ m}) + 65 \text{ kV/m} \cdot (0,7 \text{ m})$$

$$CFO_T = 396 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 275 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

b) Soporte de Retención GR-3

Se están usando tres aisladores de suspensión tipo 52-3 para cada cadena aislamiento del conductor de fase en cruceta de 1,20 sobre el pin mas próximo al cable de guarda—conductor de cobre para puesta a tierra:

Primer Componente	CFO ₁
-------------------	------------------

Aislador pin ANSI 56-3	200kV
Segundo Componente	CFO2
Cruceta de madera después de aislador pin	250kV/m

Por lo tanto el CFO (Critical Impulse Flashover Voltage) es:

$$CFO_T = CFO_1 + CFO_2 * (\text{Long. de CFO}_2)$$

$$CFO_T = 200 \text{ kV} + 250 \text{ kV/m} * (1,2 \text{ m})$$

$$CFO_T = 500 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 347.8 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

Aislamiento del conductor de fase en cadena de aisladores más próximo al cable de guarda – conductor de cobre para puesta a tierra:

Primer Componente	CFO ₁
Cadena de aisladores con tres aisladores 52-3	355 kV
Segundo Componente	CFO ₂
Cruceta de madera después de cadena	295 kV

$$CFO_T = CFO_1 + CFO_2 * (\text{Long. de CFO}_2)$$

$$CFO_T = 355 \text{ kV} + 295 \text{ kV/m} * (0,6 \text{ m})$$

$$CFO_T = 532 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 370,1 \text{ kV (Corregido por altitud)}$$

c) Soporte Especial GHS-3

Aislamiento del conductor de fase en pin sobre cruceta de 2,40 y 4,30 al–conductor de cobre para puesta a tierra:

Primer Componente	CFO ₁
Aislador pin ANSI 56-3	200kV
Segundo Componente	CFO2
Cruceta de madera después de aislador pin	250kV/m

Por lo tanto el CFO (Critical Impulse Flashover Voltage) es:

$$CFO_T = CFO_1 + CFO2 * (\text{Long. de CFO2})$$

$$CFO_T = 200 \text{ kV} + 250 \text{ kV/m} * (1 \text{ m})$$

$$CFO_T = 450 \text{ kV}$$

$$CFO_T' = 313 \text{ kV (corregido por altitud)}$$

d) Soporte Especial GHR-3

Aislamiento del conductor de fase en cadena de anclaje al conductor de cobre para puesta a tierra.

Primer Componente	CFO ₁
Cadena de aisladores con tres aisladores tipo 52-3	355 kV
Segundo Componente	CFO2
Cruceta de madera después de cadena	295 kV

$$CFO_T = CFO_1 + CFO2 * (\text{Long. de CFO2})$$

$$CFO_T = 355 \text{ kV} + 295 \text{ kV/m} * (1 \text{ m})$$

$$CFO_T = 650 \text{ kV}$$

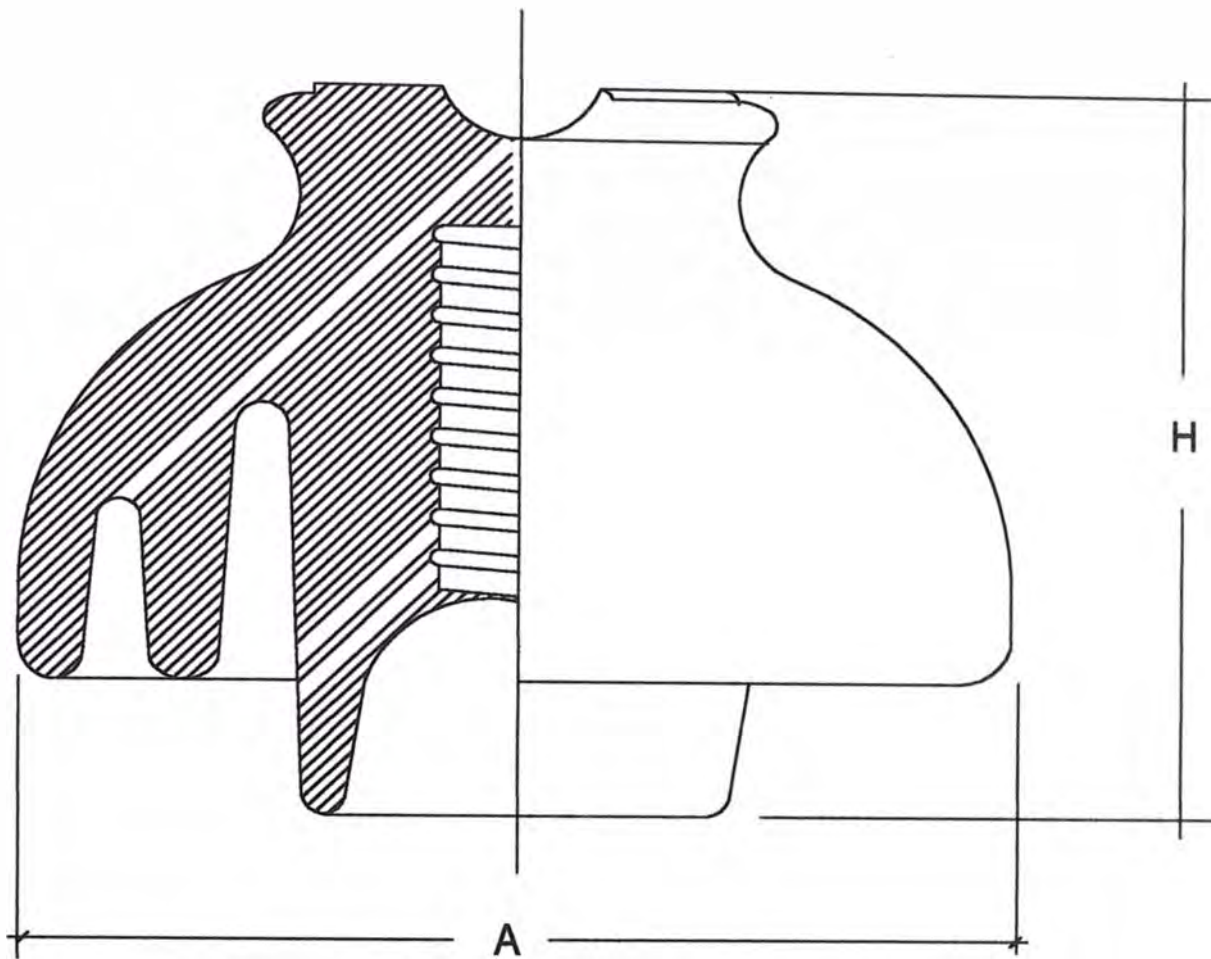
$$CFO_T' = 452 \text{ kV (Corregido por altitud)}$$

En todos los casos se hizo el cálculo para las rutas mas críticas, esto quiere decir en las rutas con menor distancia de aislamiento.

ANEXO D

LÁMINAS Y PLANOS

AISLADOR PIN 55-5	DIMENSIONES (mm)	
	A	H
	178	124



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Mínima Línea de Fuga : 305 mm

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial en seco : 80 kV

Tensión de sostenimiento al impulso : 150 kV



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : AISLADOR TIPO PIN CLASE 55-5 DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: ENERO-04

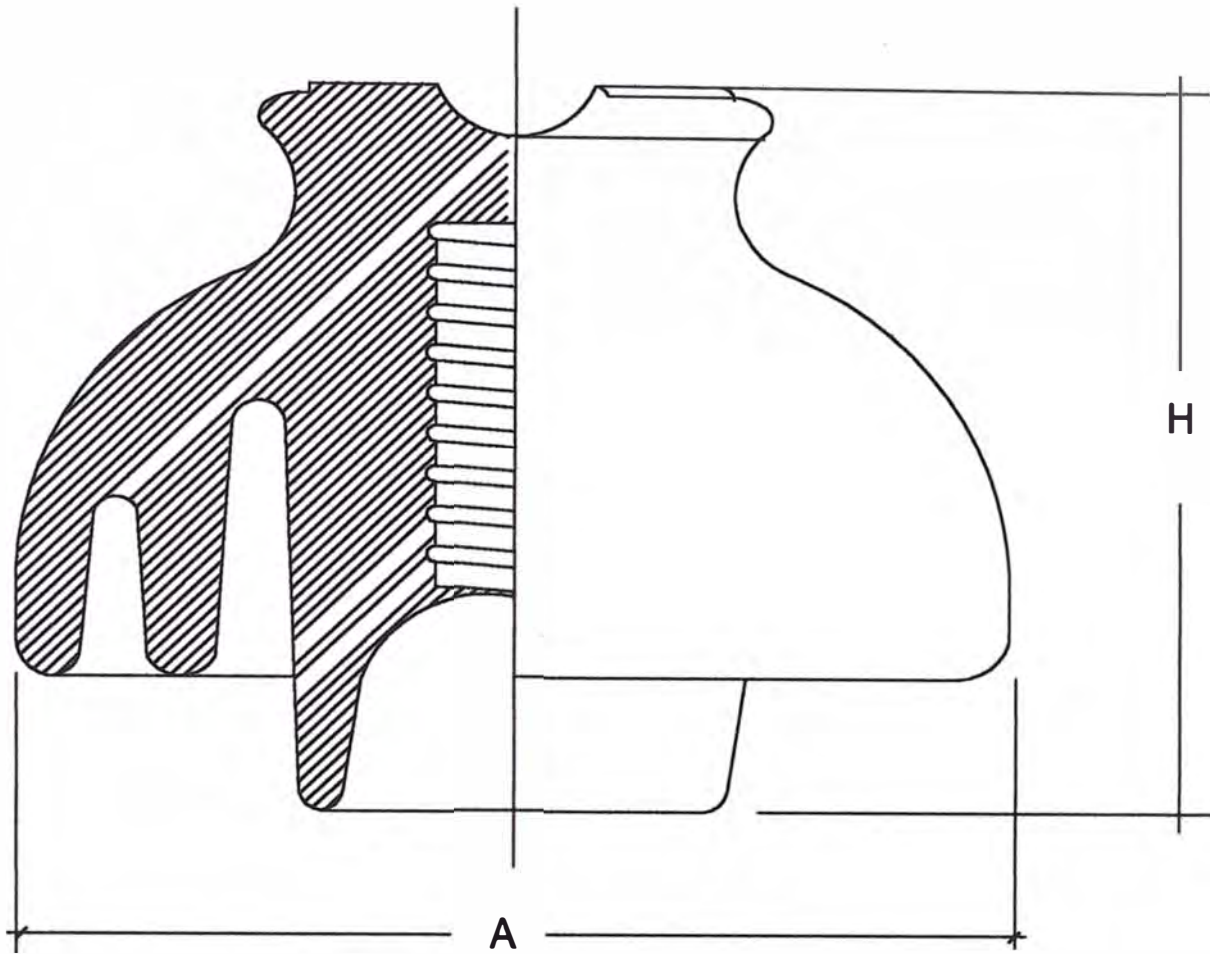
APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.01

AISLADOR PIN 55-6	DIMENSIONES (mm)	
	A	H
	213	140



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Mínima Línea de Fuga : 381 mm

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial en seco : 100 kV

Tensión de sostenimiento al impulso : 170 kV



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : AISLADOR TIPO PIN CLASE 55-6 DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: ENERO-04

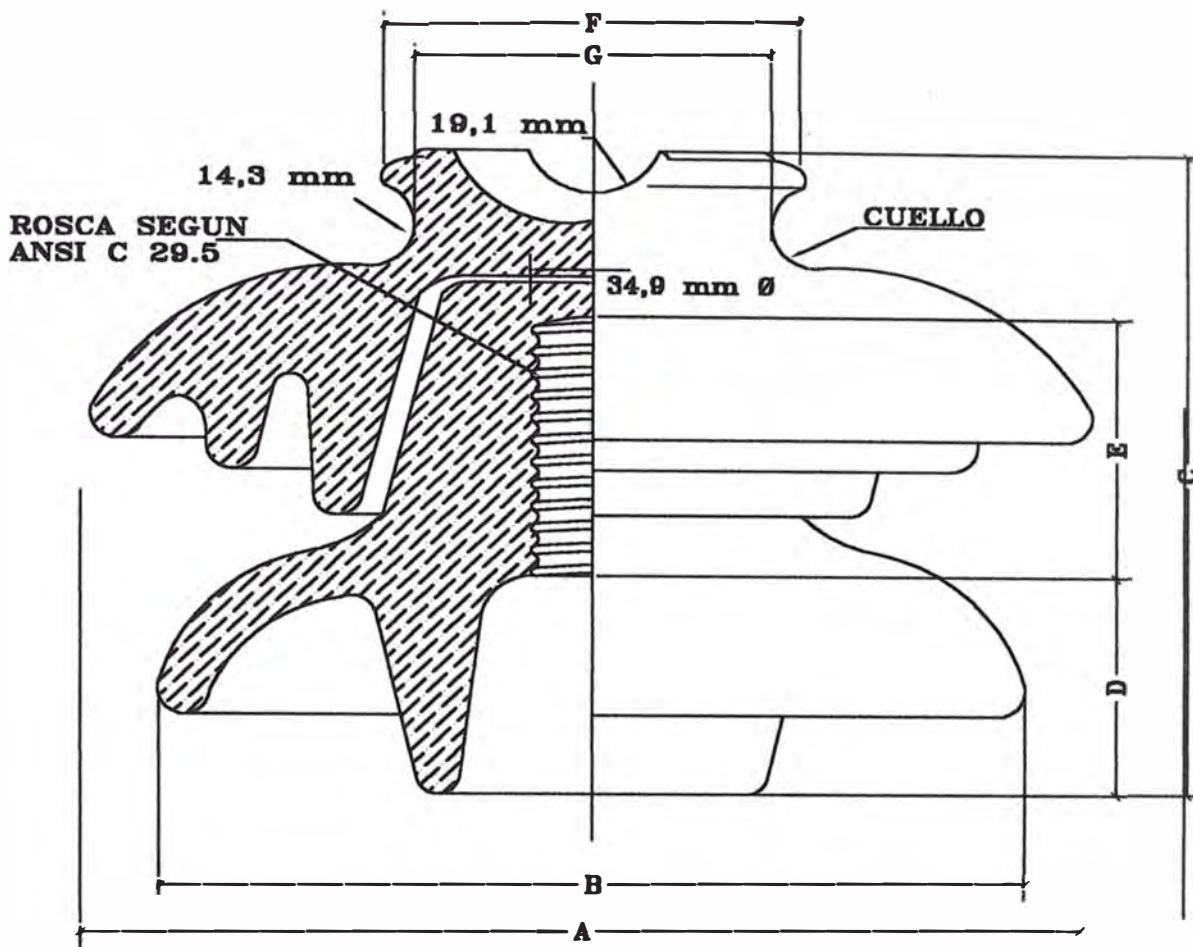
APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.02

AISLADOR PIN 56-2	DIMENSIONES (mm)						
	A	B	C	D	E	F	G
	229	187	165.1	50.8	53.9	120.7	98.4



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Mínima Línea de Fuga : 430 mm

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial en seco : 110 kV

Tensión de sostenimiento al impulso : 225 kV



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : AISLADOR TIPO PIN CLASE 56-2 DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

FECHA: ENERO-04

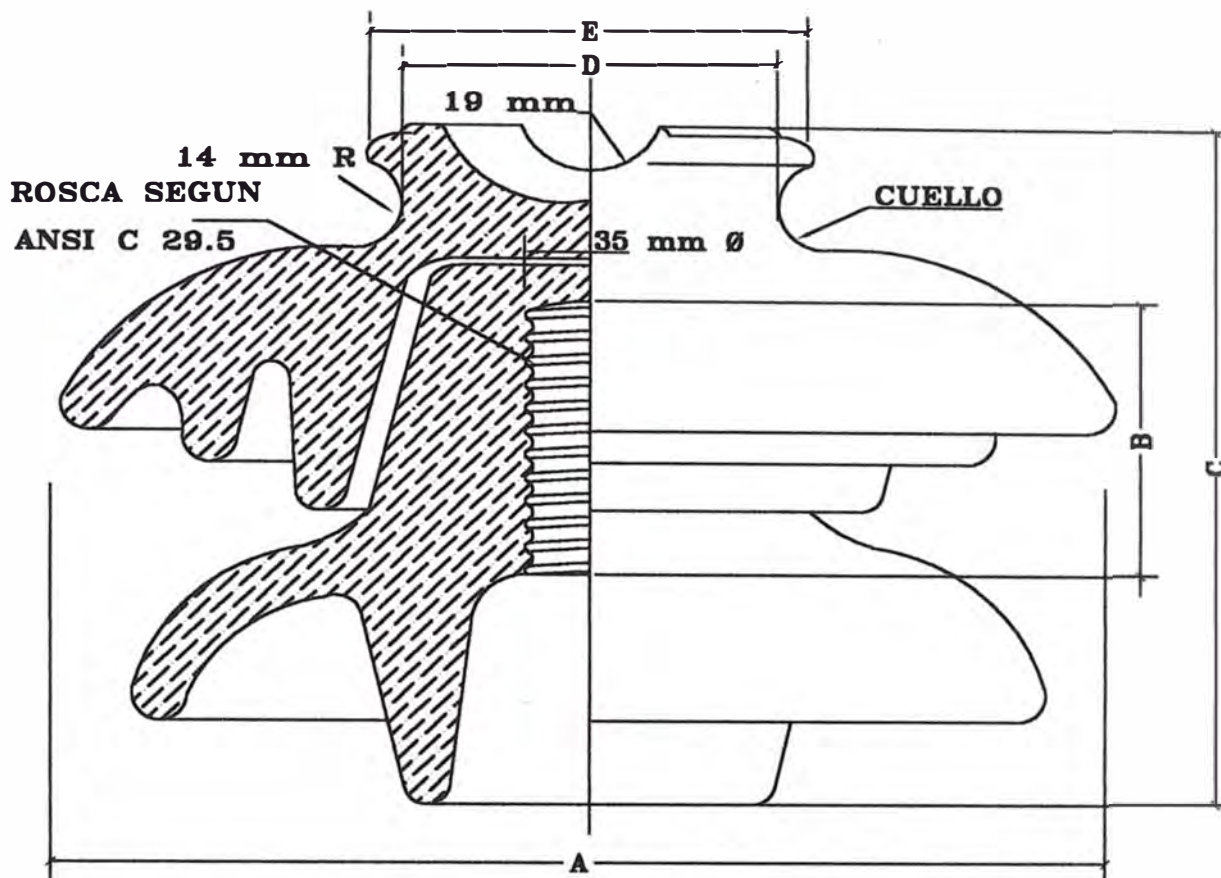
APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.03

AISLADOR PIN 56-3	DIMENSIONES (mm)				
	A	B	C	D	E
	268	55	190	102	125



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

Mínima Línea de Fuga : 530 mm

Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial en seco : 125 kV

Tensión de sostenimiento al impulso : 265 kV



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : AISLADOR TIPO PIN CLASE 56-3 DE PORCELANA

ANEXO N°

J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

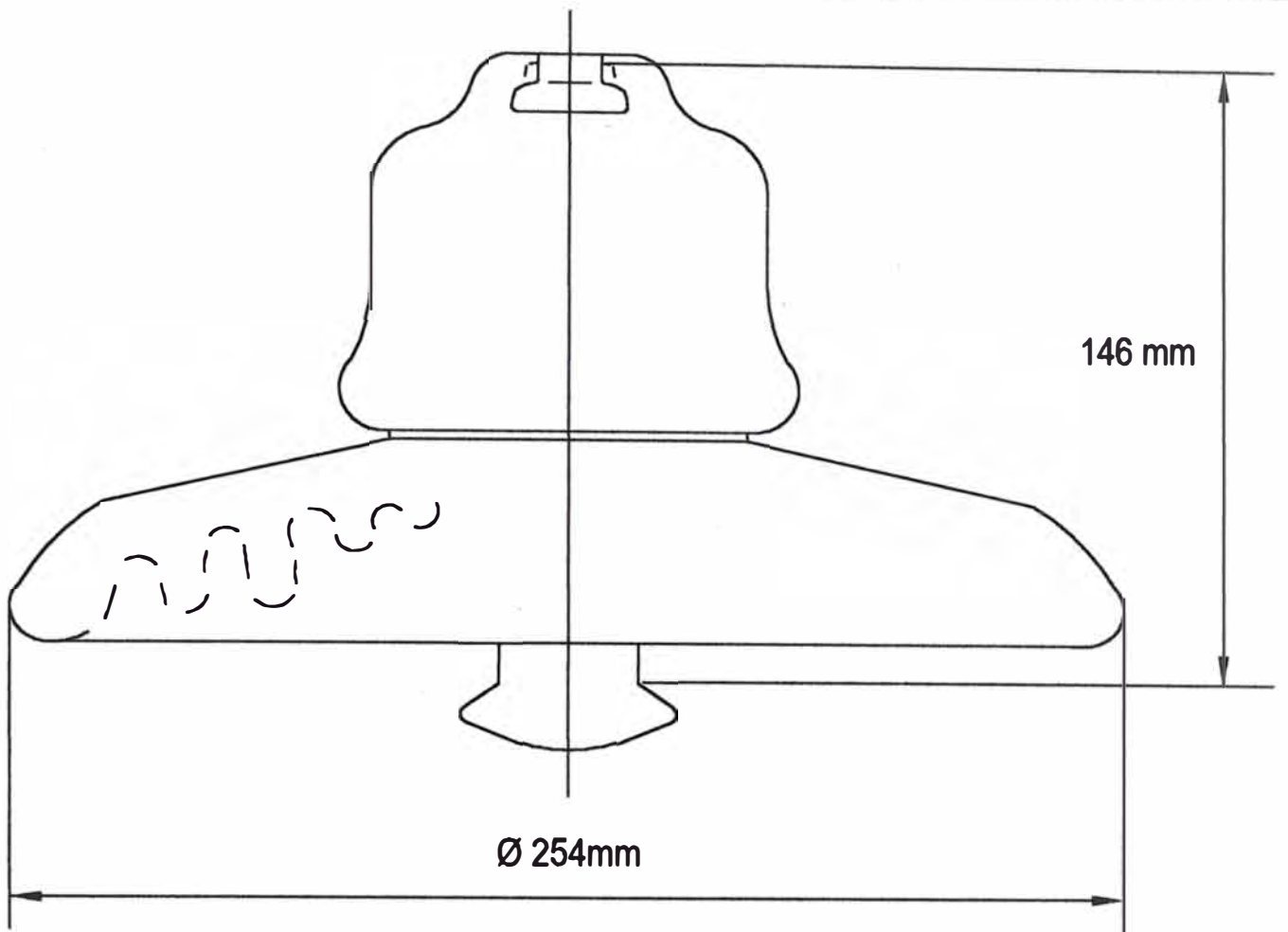
FECHA: ENERO-04

C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.04



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

LONGITUD DE LÍNEA DE FUGA : 292 mm

TENSIÓN DE SOSTENIMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO : 80 kV

TENSIÓN DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO : 130 kV



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : AISLADOR DE SUSPENSIÓN CLASE 52-3 DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

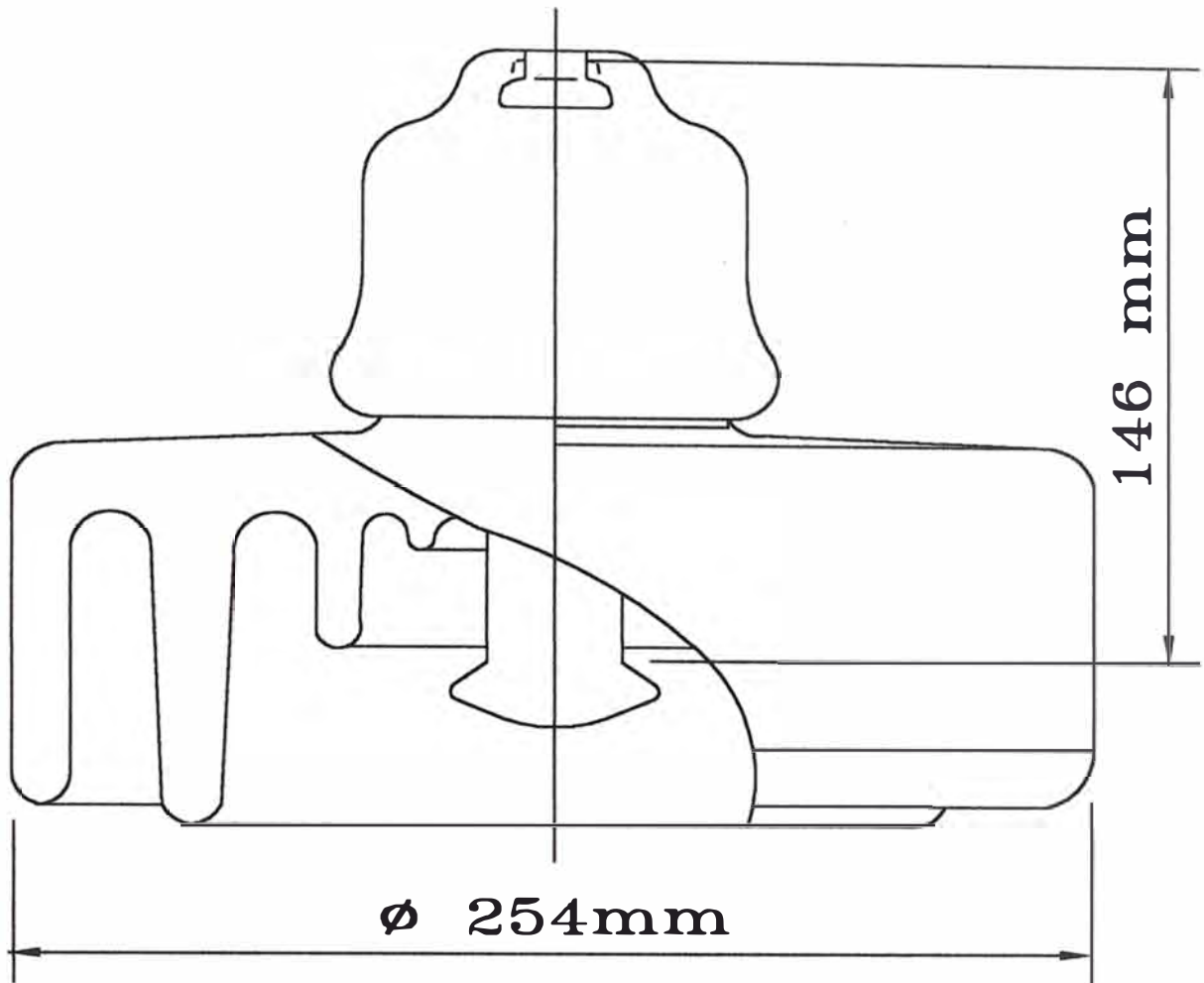
FECHA: ENERO-04

D.05

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E



CARACTERISTICAS BÁSICAS

LONGITUD DE LINEA DE FUGA : 432 mm

TENSION DE SOSTENIMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO : 95 kV

TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO : 150 kV



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : AISLADOR ANTICONTAMINACIÓN DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

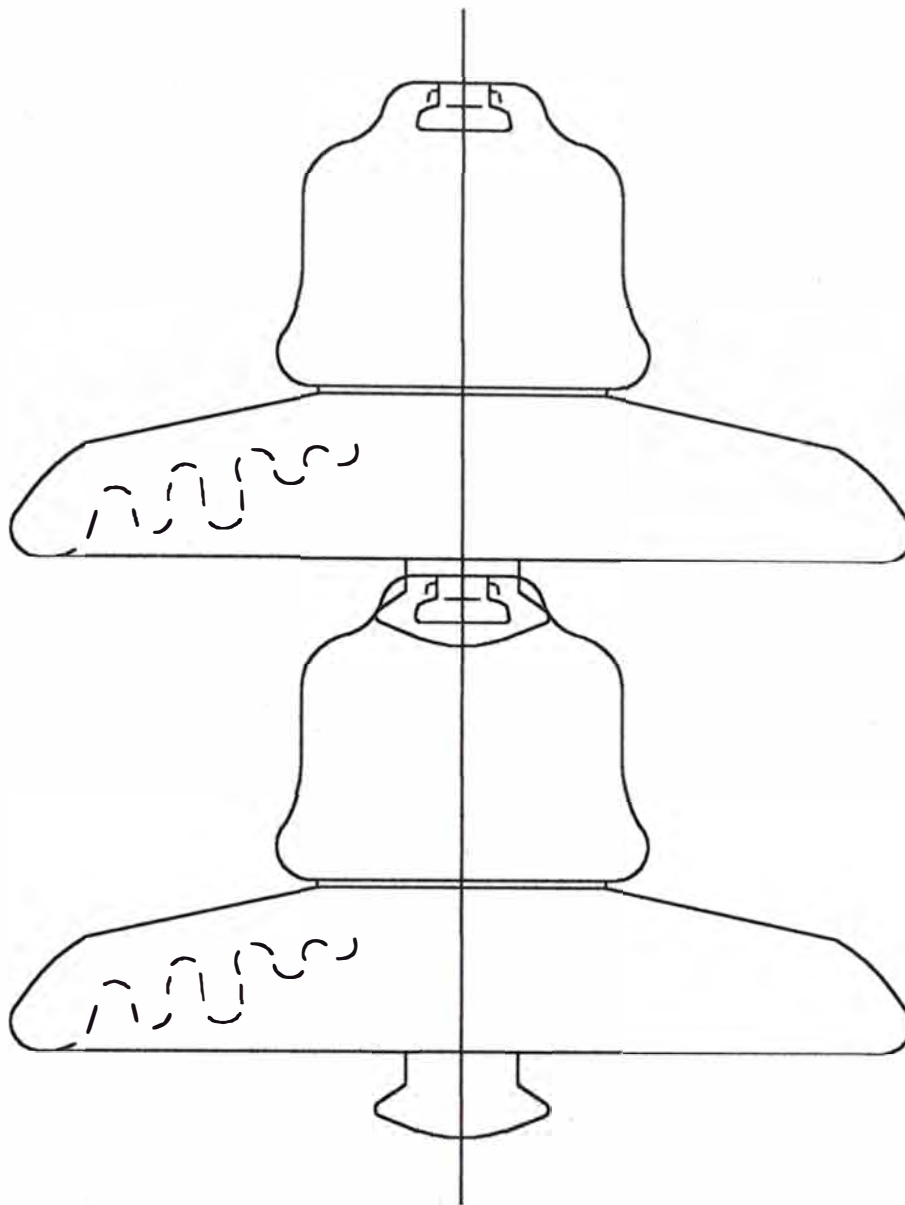
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.06



CARACTERÍSTICAS BÁSICAS

LONGITUD DE LÍNEA DE FUGA : 584 mm

TENSIÓN DE SOSTENIMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO : 155 kV

TENSIÓN DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO : 245 kV



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : CADENA DE 2 AISLADORES CLASE 52-3 DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

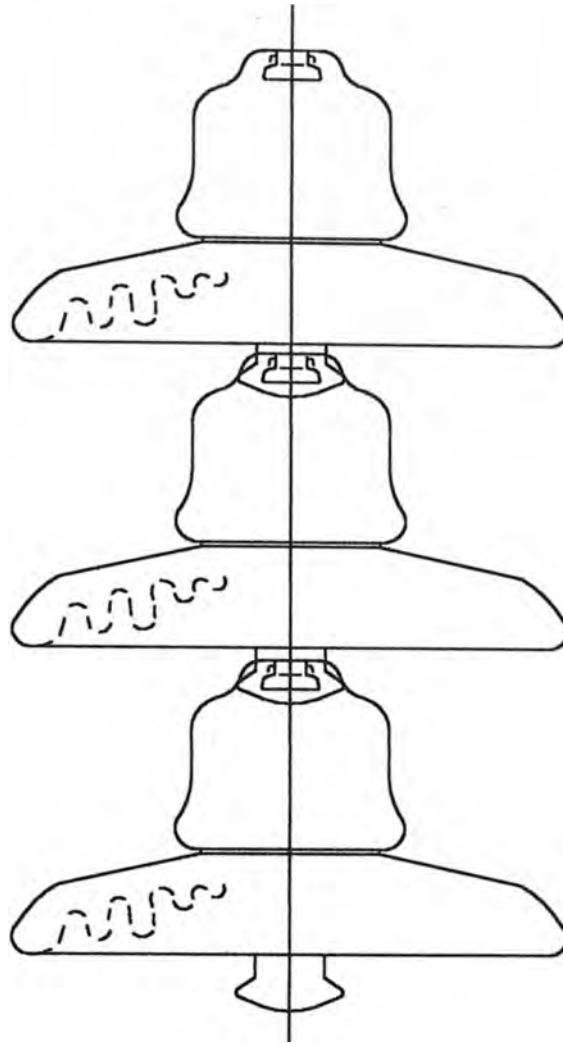
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.07



CARACTERISTICAS BÁSICAS

LONGITUD DE LINEA DE FUGA : 876 mm

TENSION DE SOSTENIMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO : 215 kV

TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO : 341 kV



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : CADENA DE 3 AISLADORES CLASE 52-3 DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

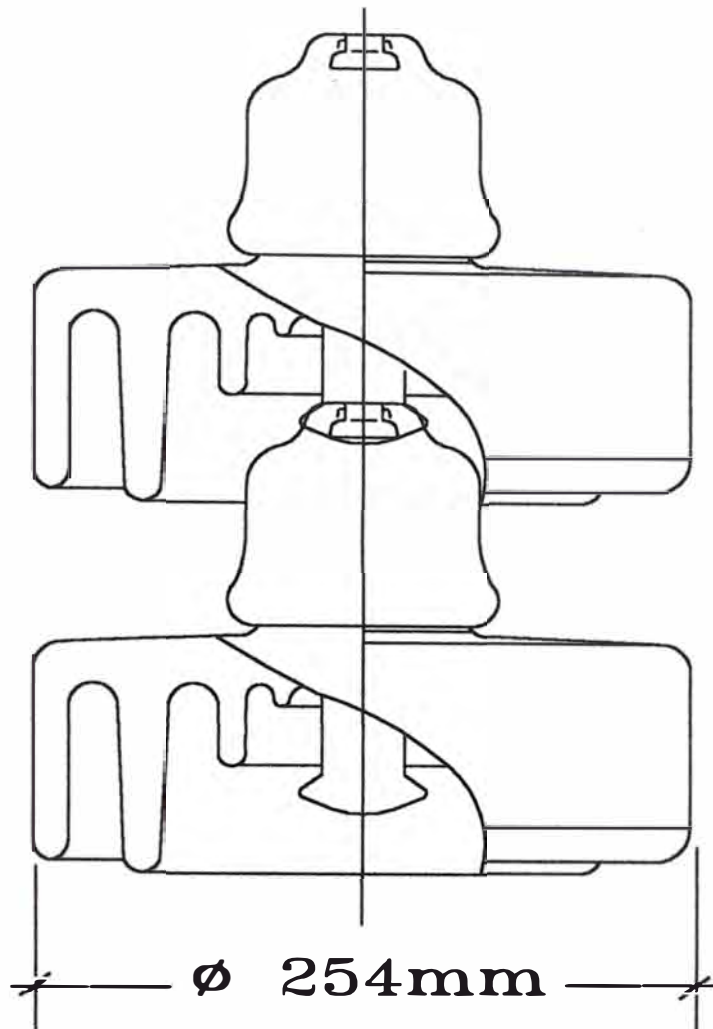
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.08



CARACTERISTICAS BÁSICAS

LONGITUD DE LINEA DE FUGA : 864 mm

TENSION DE SOSTENIMIENTO A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO > 95 kV

TENSION DE SOSTENIMIENTO AL IMPULSO > 150 kV



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : CADENA DE DOS AISLADORES ANTICONTAMINACIÓN DE PORCELANA

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

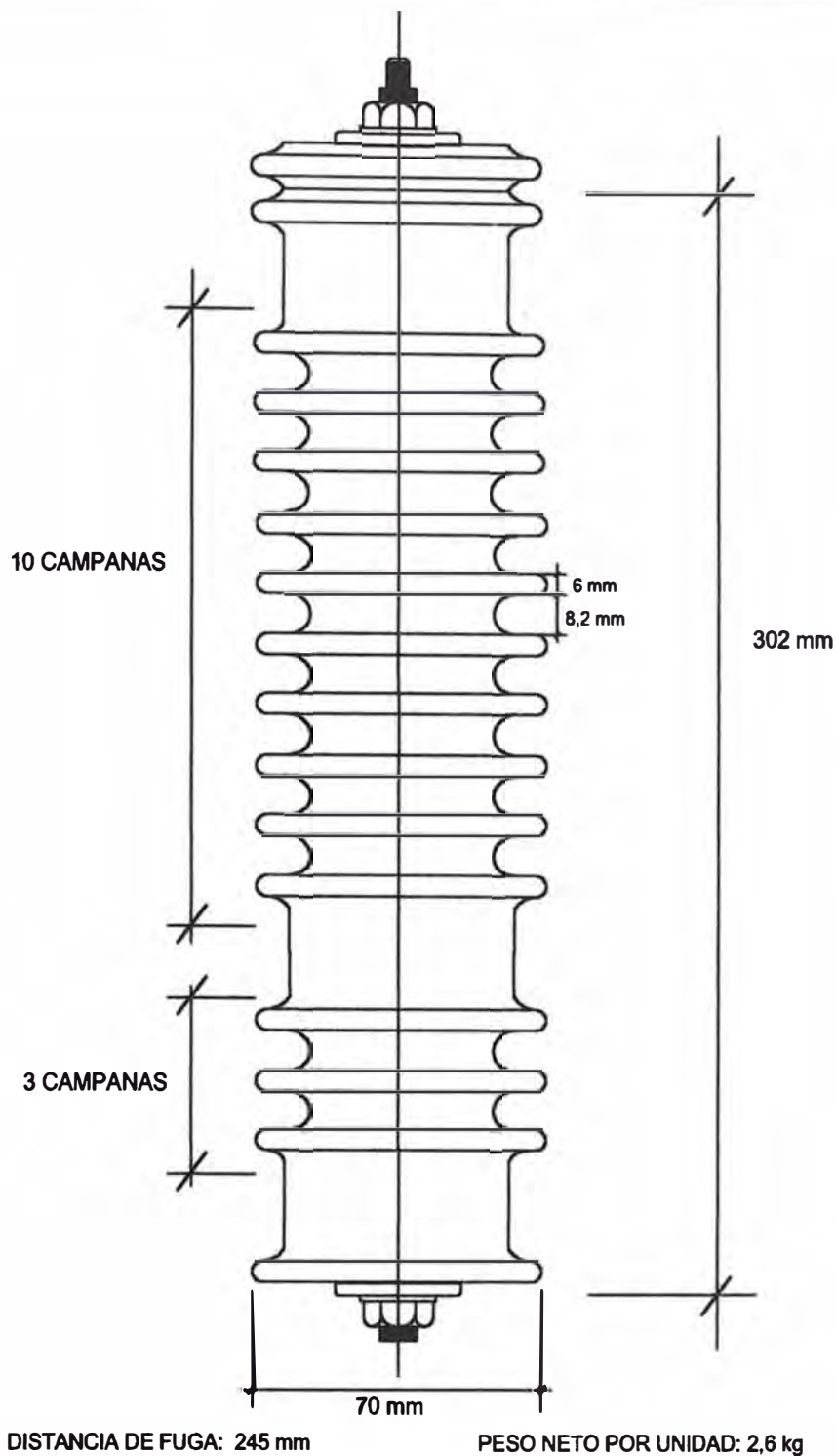
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.09



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : PARARRAYO DE PORCELANA PARA 12 KV, CLASE 1

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

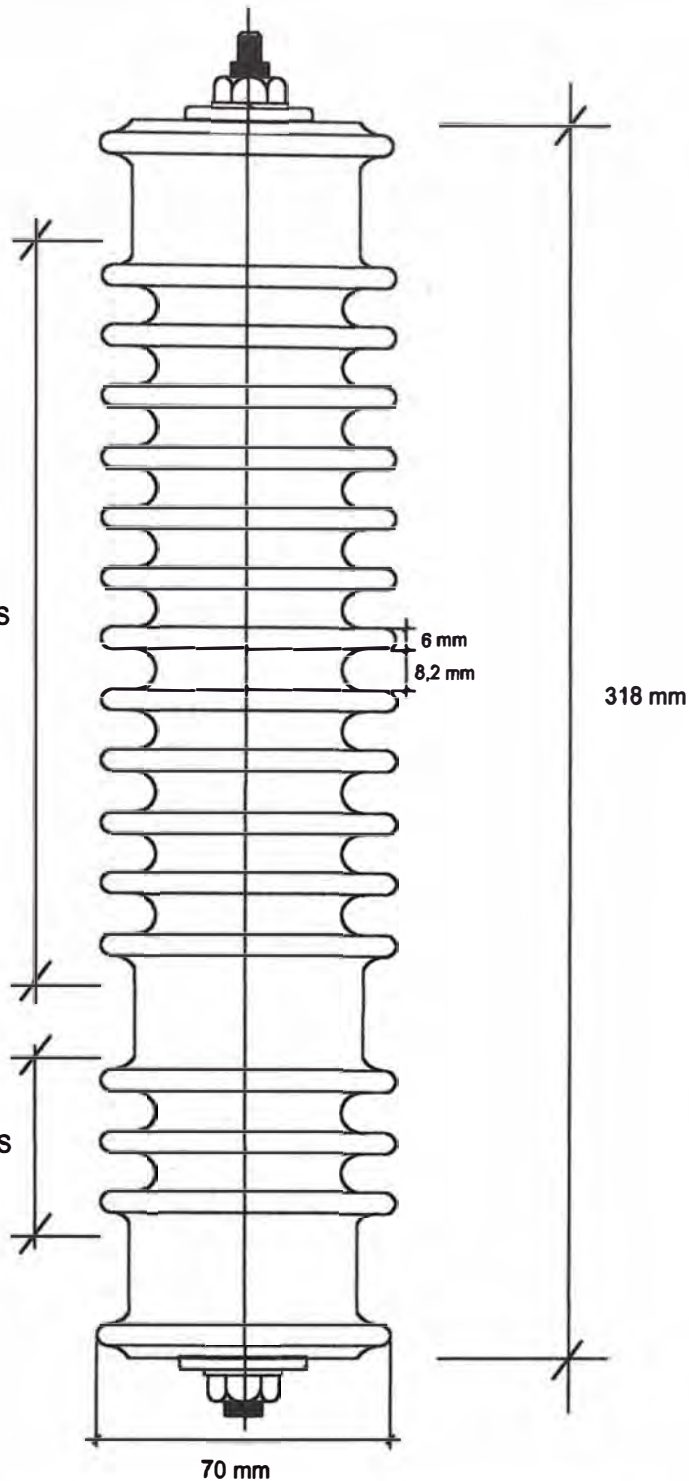
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.10



DISTANCIA DE FUGA: 350 mm
 PESO NETO POR UNIDAD: 3,5 kg



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : PARARRAYO DE PORCELANA PARA 15 kV, CLASE 1

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

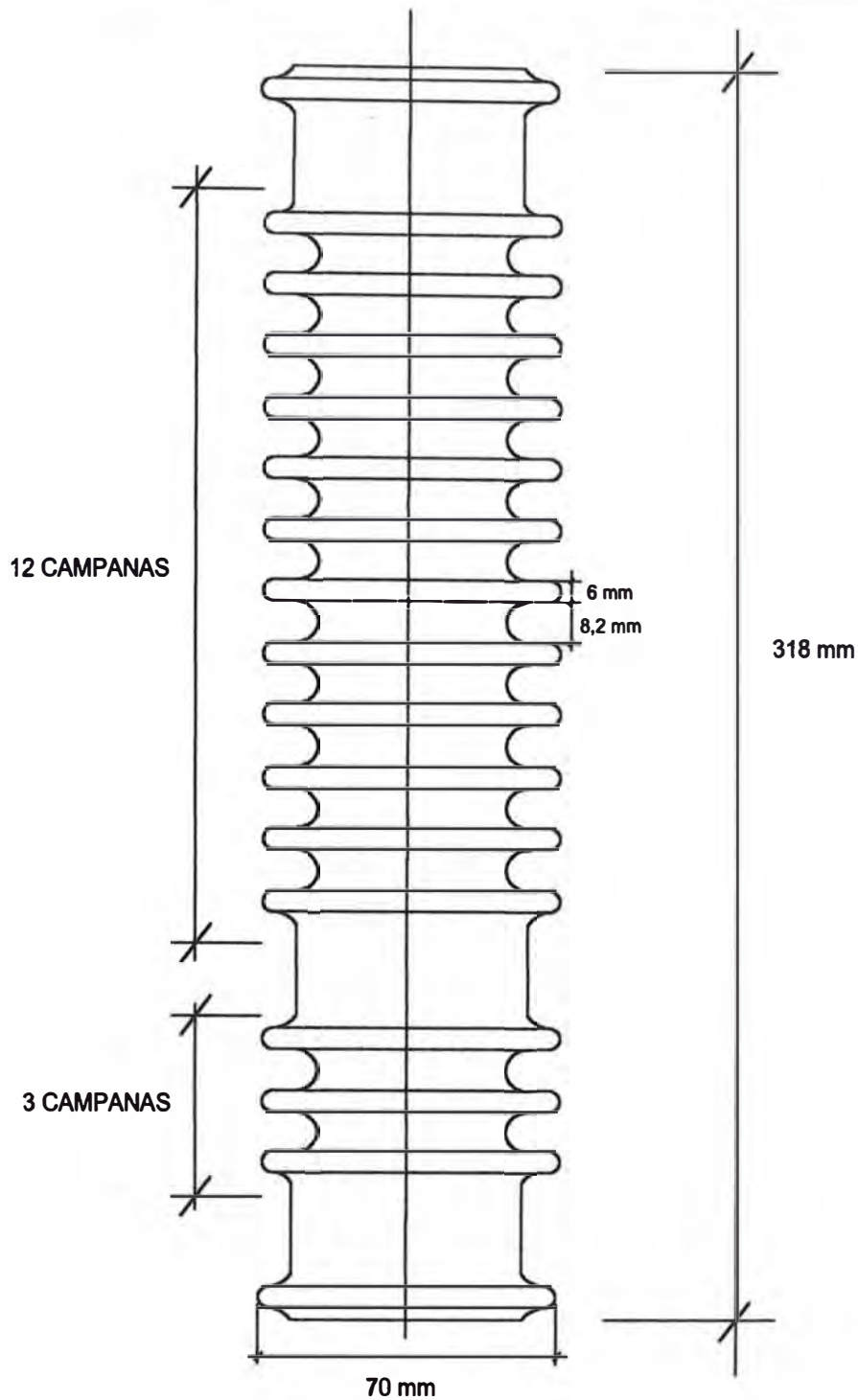
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

D.11



DISTANCIA DE FUGA : 625 mm

PESO NETO POR UNIDAD : 3,2 kg



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : PARARRAYO DE PORCELANA PARA 21 kV, CLASE 1

ANEXO N°

DIS. : J. ESTRADA P.

REV. : C. HUAYLLASCO M.

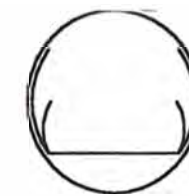
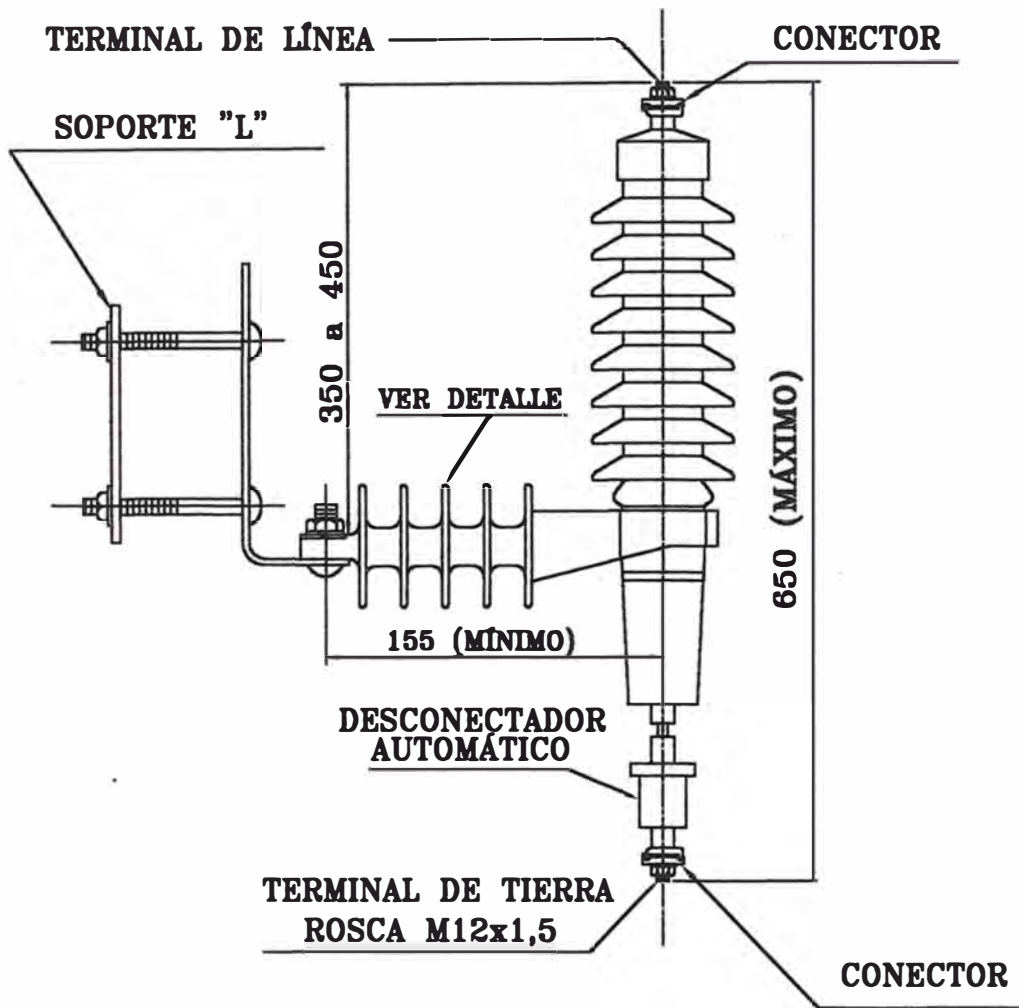
FECHA: ENERO-04

APR. : C. HUAYLLASCO M.

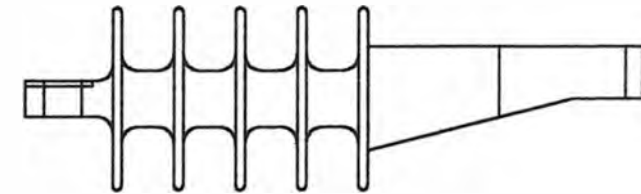
DIB. : O. LEGUÍA E.

ESCALA: S/E

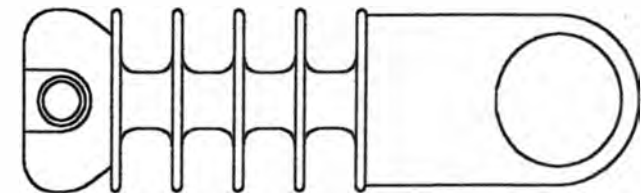
D.12



VISTA POSTERIOR



VISTA LATERAL



VISTA SUPERIOR

DETALLE

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS				
TENSIÓN NOMINAL (kV)	TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN CONTÍNUA (kV)	CORRIENTE DESCARGA NOMINAL (kA)	DISTANCIA DE FUGA (mm)	BIL (kV)
15	12,7	10	465	110

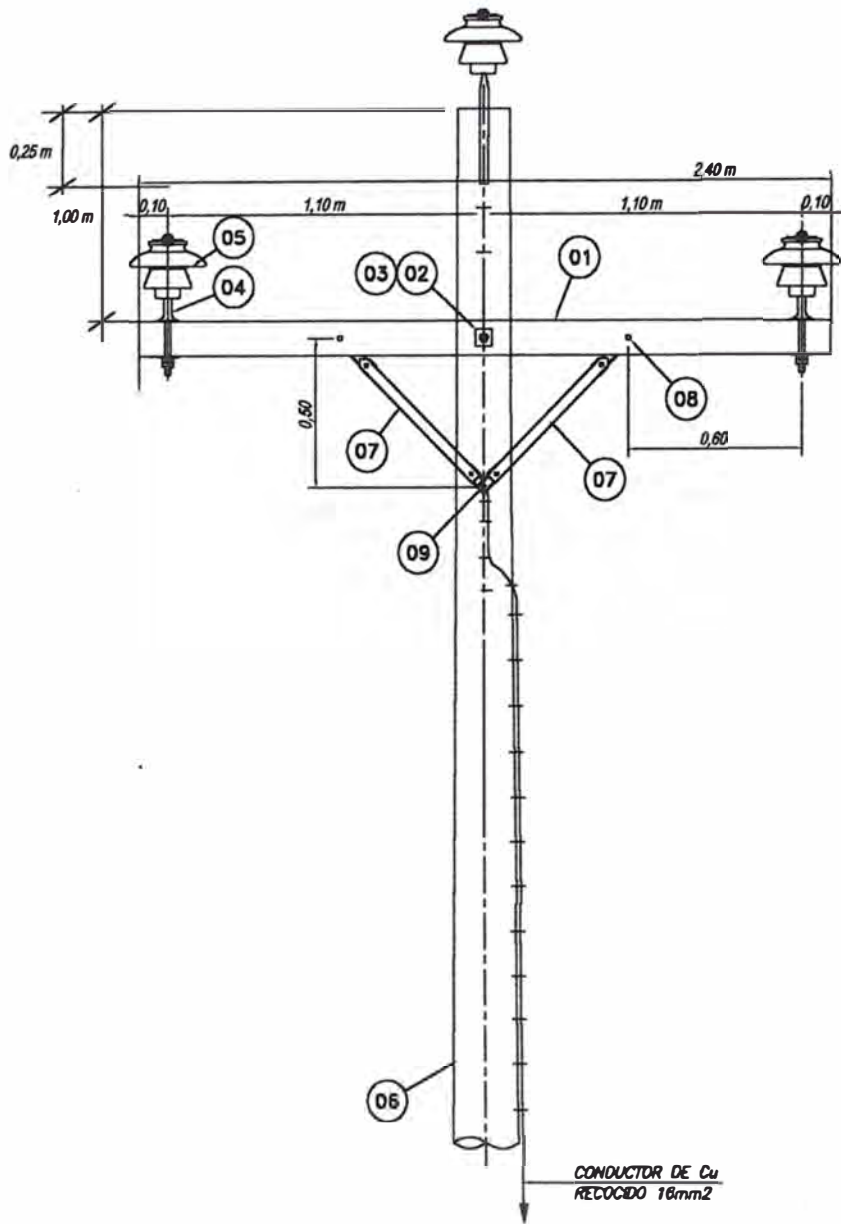
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TEMA : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LABORA : PARARRAYO POLIMÉRICO DE DISTRIBUCIÓN, PARA 15 kV

DES. : J. ESTRADA P.
APR. : C. HUAYLLASCO M.

REV. : C. HUAYLLASCO M.	FEDTA: ENERO-04
DES. : O. LETUÑA E.	ESCALA: 2/1



VISTA FRONTAL

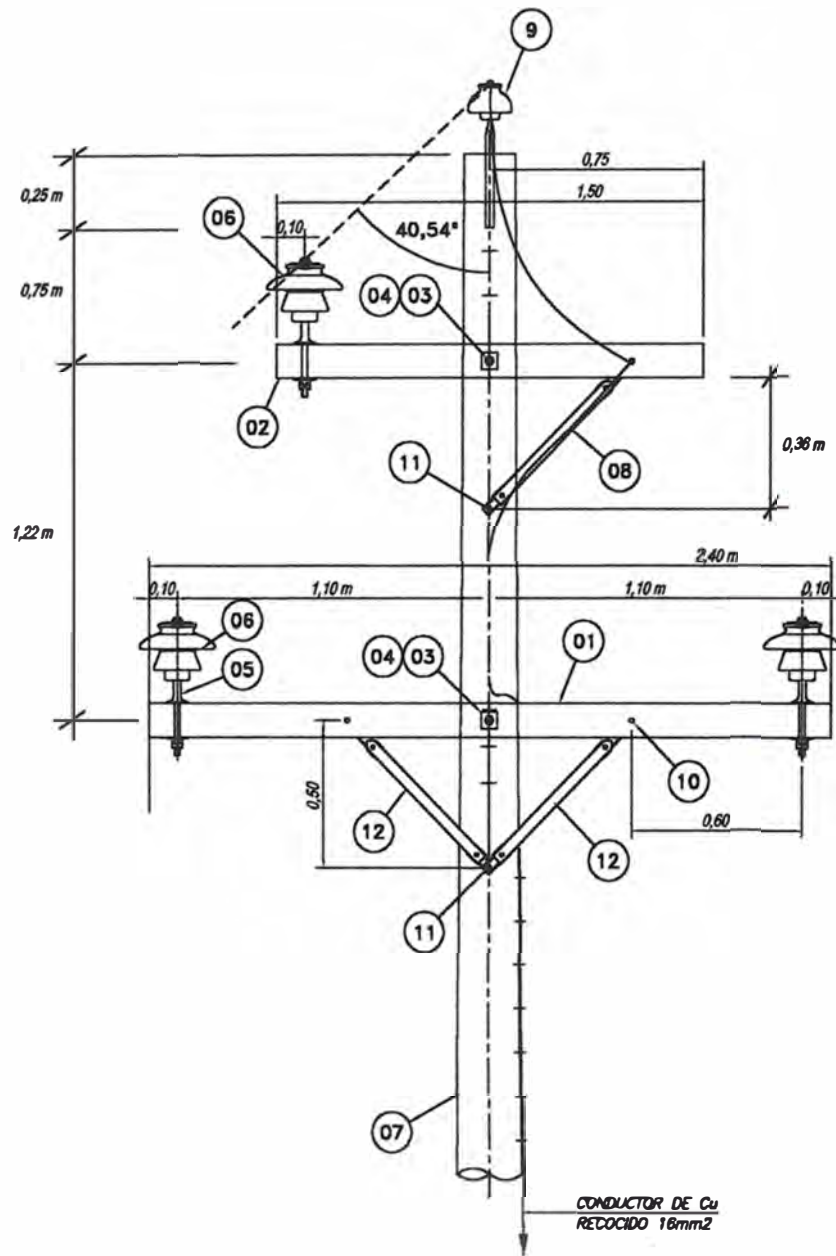
09	2	Tirafón de A°G° 13mmx102mm longitud
08	3	Perno coche AG 13mmx152mm, 76mm maquin
07	3	Brazo soporte de madera, 710mm long
06	1	Poste normalizado de madera (12 m)
05	3	Aislador tipo pin clase ANSI 56-2
04	3	Espiga de cruceta para aislador pin 56-2
03	2	Perno maquinado 16mmØ x 354mm con T/CT
02	2	Arandela cuadrada plana AG 57x57x5mm,18mmØ
01	1	Cruceta de madera tratada 90 x 115mm x 2,40m
N°	Cant	DESCRIPCION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN
MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : SOPORTE DE ALINEAMIENTO TRIFÁSICO SIN CABLE DE GUARDA		
DIS. : J. ESTRADA P.	REV. : C. HUAYLLASCO M.	FECHA: ENERO-04
APR. : C. HUAYLLASCO M.	DIB. : O. LEGUÍA E.	ESCALA: 1 / 25

ANEXO N°



VISTA FRONTAL

12	2	Brazo soporte de f°g° 710mm long
11	2	Tirafón de A°G° 13mmx102mm longitud
10	3	Perno coche AG 13mmx152mm, 76mm maq
09	1	Soporte para cable de guarda
08	1	Brazo soporte de madera 710mm long
07	1	Poste normalizado de madera (13 m)
06	3	Aislador tipo pin clase ANSI 56-4
05	3	Espiga de cruceta para aislador pin 56-4
04	2	Perno maquinado 16mmØx354mm c/T/CT
03	2	Arandela cuadrada plana AG 57x57x5mm 18mmØ
02	1	Cruceta de madera tratada 90x115mmx1,50m
01	1	Cruceta de madera tratada 90x115mmx2,40m
N°	Cant	DESCRIPCION

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN
MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

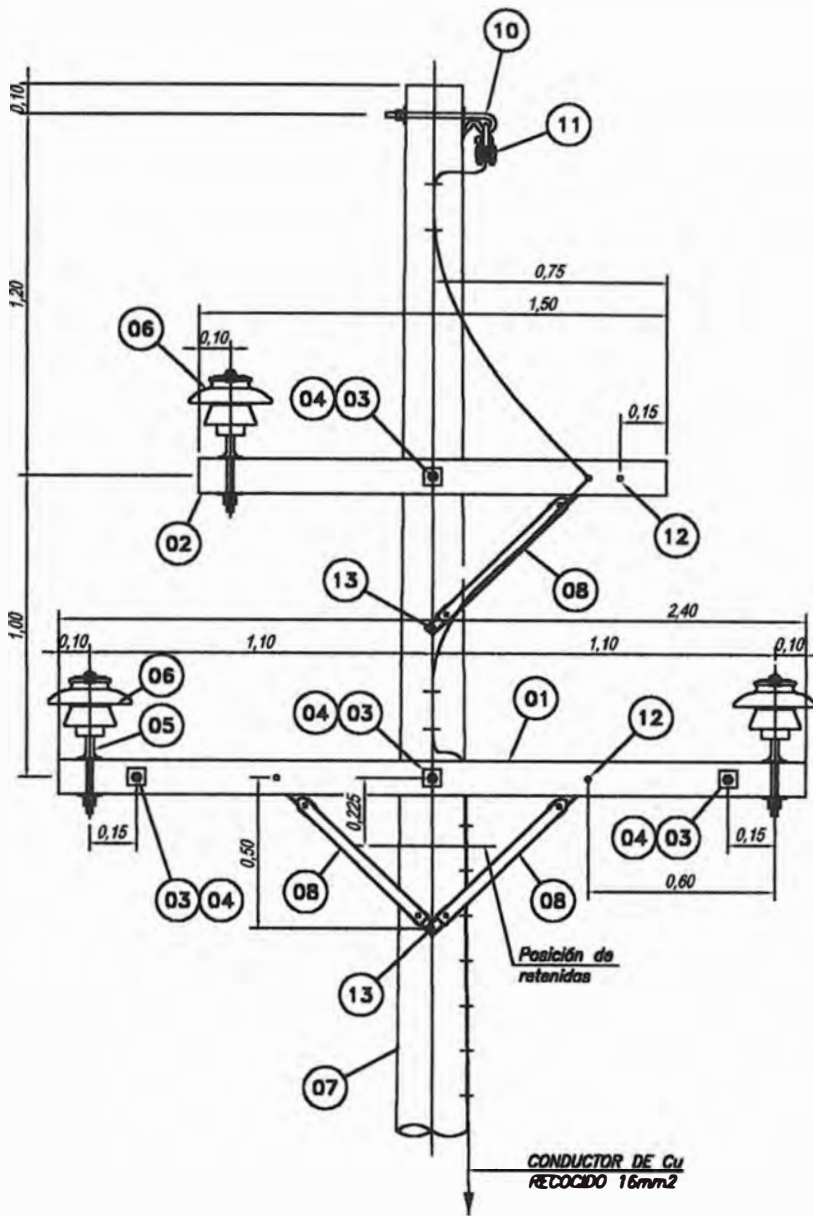
LAMINA : SOPORTE DE ALINEAMIENTO 0 - 5° TRIFÁSICO
CON CABLE DE GUARDA

N°

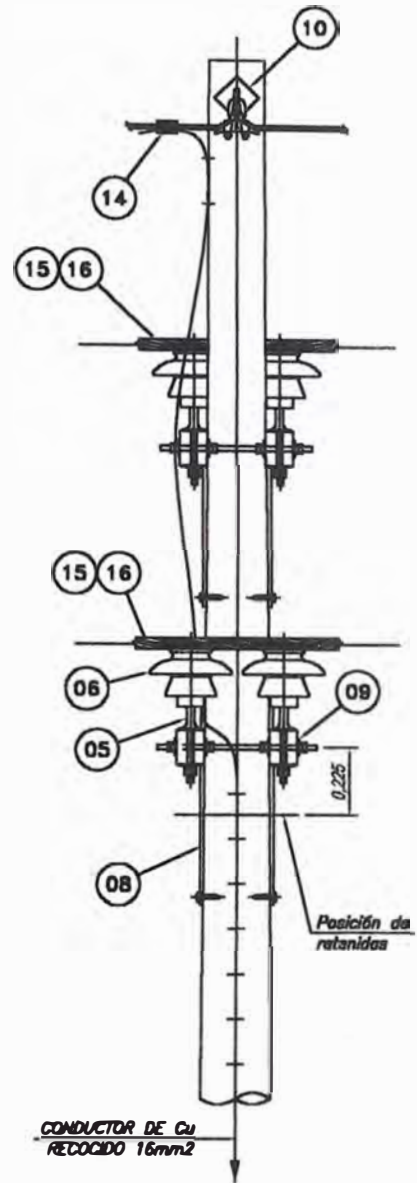
DIS. : J. ESTRADA P. REV. : C. HUATLLASCO M. FECHA: ENERO-04

D.15

APR. : C. HUATLLASCO M. DIR. : O. LEGUÍA E. ESCALA: 5/E



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL

6	Brazo soporte de madera de 710mm de long. (similar a 15526 JOSLYN)	18	3	de armor preformada simple
1	Poste normalizado de madera (13 m)	15	15	Alambre de amarra. Según requerimiento (m)
6	tipo pin clase ANSI 56-3	14	1	Conector acero - cobre
6	Empiga de cruceta para aislador pin 56-3	13	4	de A°G° 13mmx102mm longitud
3	Perno maquinado de 16mmØ x 354mm long. con tuerca y contratuerca	12	6	Perno coche de AG 13mmx152mm, 76mm long. maquinado, c/t y arand.
12	cuadrada plana de A°G° 57x57x5mm, 16mmØ	11	1	Grapa de suspensión de acero para cable de guarda
2	de madera tratada 90 x 115mm x 1,50m	10	1	Soporte para cable de guarda
01	2 Cruceta de madera tratada 90 x 115mm x 2,40m	09	2	cuadrada curva de A°G° 57x57x5mm, 18mmØ
N°	DESCRIPCION	N°	DESCRIPCION	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO: J. ESTRADA P.

APROBADO: C. HUAYLLASCO M.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO
DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
EN MEDIA TENSIÓN CONTRA
SOBRETENSIONES DE ORIGEN
ATMOSFÉRICO

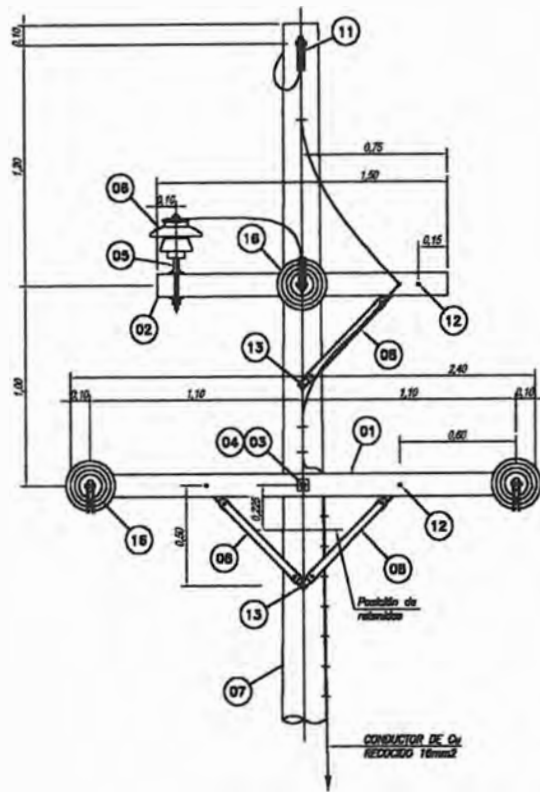
TÍTULO

SOPORTE DE ALINEAMIENTO
0 - 5°
TRIFÁSICO CON CABLE DE GUARDA
GA1 - 3
(ESCALA 1 : 25)

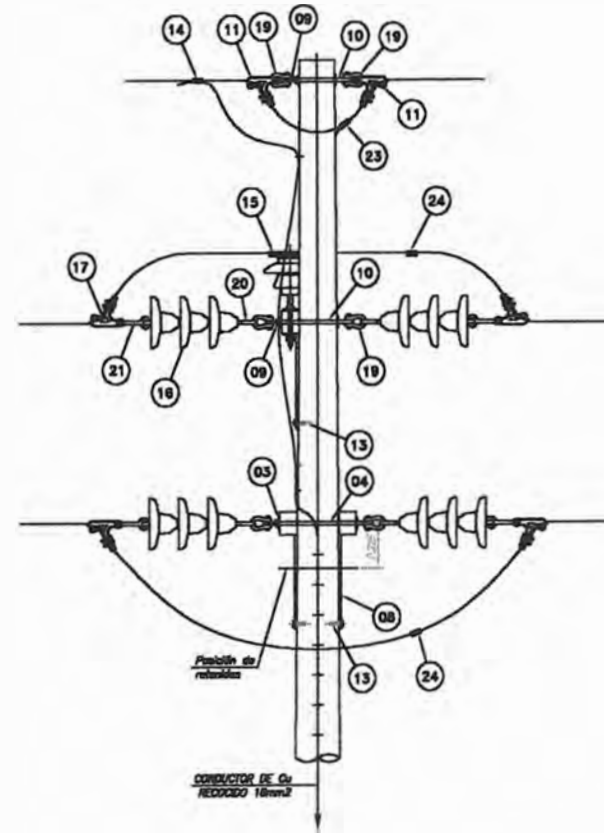
ANEXO

D.17

FECHA: ENERO-2004



VISTA FRONTAL



VISTA LATERAL

03	Perfil de AC: 13mm x 152mm Longitud		
05	Punto de apoyo de AC: 13mm x 152mm, 78mm Long. maquinado, a/c y orlado	25	Resorte para cable de guarda
07	Grupo de anclaje tipo plano para cable de guarda	26	Conector cable vis de aluminio de aluminio
10	Punto eje de AC: 13mm x 152mm Long. 152mm mach. a/c y control	27	Conector doble vis de acero
12	Tubo eje de AC: 13mm x 152mm Long. 152mm mach. a/c y control	28	Arandela curvada curva de AC: 57x57mm, espesor de 18mm
13	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	29	Resorte para cable de guarda
14	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	30	Resorte para cable de guarda
15	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	31	Resorte para cable de guarda
16	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	32	Resorte para cable de guarda
17	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	33	Resorte para cable de guarda
18	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	34	Resorte para cable de guarda
19	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	35	Resorte para cable de guarda
20	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	36	Resorte para cable de guarda
21	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	37	Resorte para cable de guarda
22	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	38	Resorte para cable de guarda
23	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	39	Resorte para cable de guarda
24	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	40	Resorte para cable de guarda
25	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	41	Resorte para cable de guarda
26	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	42	Resorte para cable de guarda
27	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	43	Resorte para cable de guarda
28	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	44	Resorte para cable de guarda
29	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	45	Resorte para cable de guarda
30	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	46	Resorte para cable de guarda
31	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	47	Resorte para cable de guarda
32	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	48	Resorte para cable de guarda
33	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	49	Resorte para cable de guarda
34	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	50	Resorte para cable de guarda
35	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	51	Resorte para cable de guarda
36	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	52	Resorte para cable de guarda
37	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	53	Resorte para cable de guarda
38	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	54	Resorte para cable de guarda
39	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	55	Resorte para cable de guarda
40	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	56	Resorte para cable de guarda
41	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	57	Resorte para cable de guarda
42	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	58	Resorte para cable de guarda
43	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	59	Resorte para cable de guarda
44	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	60	Resorte para cable de guarda
45	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	61	Resorte para cable de guarda
46	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	62	Resorte para cable de guarda
47	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	63	Resorte para cable de guarda
48	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	64	Resorte para cable de guarda
49	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	65	Resorte para cable de guarda
50	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	66	Resorte para cable de guarda
51	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	67	Resorte para cable de guarda
52	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	68	Resorte para cable de guarda
53	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	69	Resorte para cable de guarda
54	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	70	Resorte para cable de guarda
55	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	71	Resorte para cable de guarda
56	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	72	Resorte para cable de guarda
57	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	73	Resorte para cable de guarda
58	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	74	Resorte para cable de guarda
59	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	75	Resorte para cable de guarda
60	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	76	Resorte para cable de guarda
61	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	77	Resorte para cable de guarda
62	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	78	Resorte para cable de guarda
63	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	79	Resorte para cable de guarda
64	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	80	Resorte para cable de guarda
65	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	81	Resorte para cable de guarda
66	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	82	Resorte para cable de guarda
67	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	83	Resorte para cable de guarda
68	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	84	Resorte para cable de guarda
69	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	85	Resorte para cable de guarda
70	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	86	Resorte para cable de guarda
71	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	87	Resorte para cable de guarda
72	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	88	Resorte para cable de guarda
73	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	89	Resorte para cable de guarda
74	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	90	Resorte para cable de guarda
75	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	91	Resorte para cable de guarda
76	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	92	Resorte para cable de guarda
77	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	93	Resorte para cable de guarda
78	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	94	Resorte para cable de guarda
79	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	95	Resorte para cable de guarda
80	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	96	Resorte para cable de guarda
81	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	97	Resorte para cable de guarda
82	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	98	Resorte para cable de guarda
83	Órbita superior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	99	Resorte para cable de guarda
84	Órbita inferior de madera de 710mm long. (alrededor a 10029 J0333)	100	Resorte para cable de guarda



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

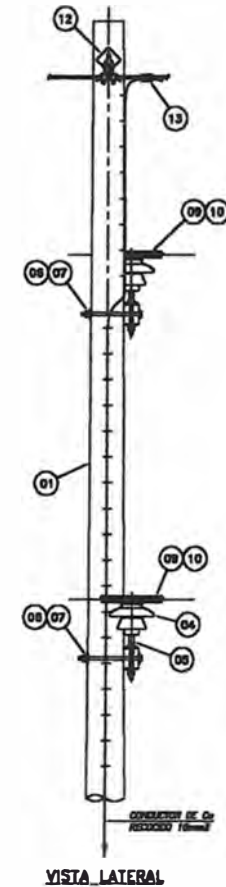
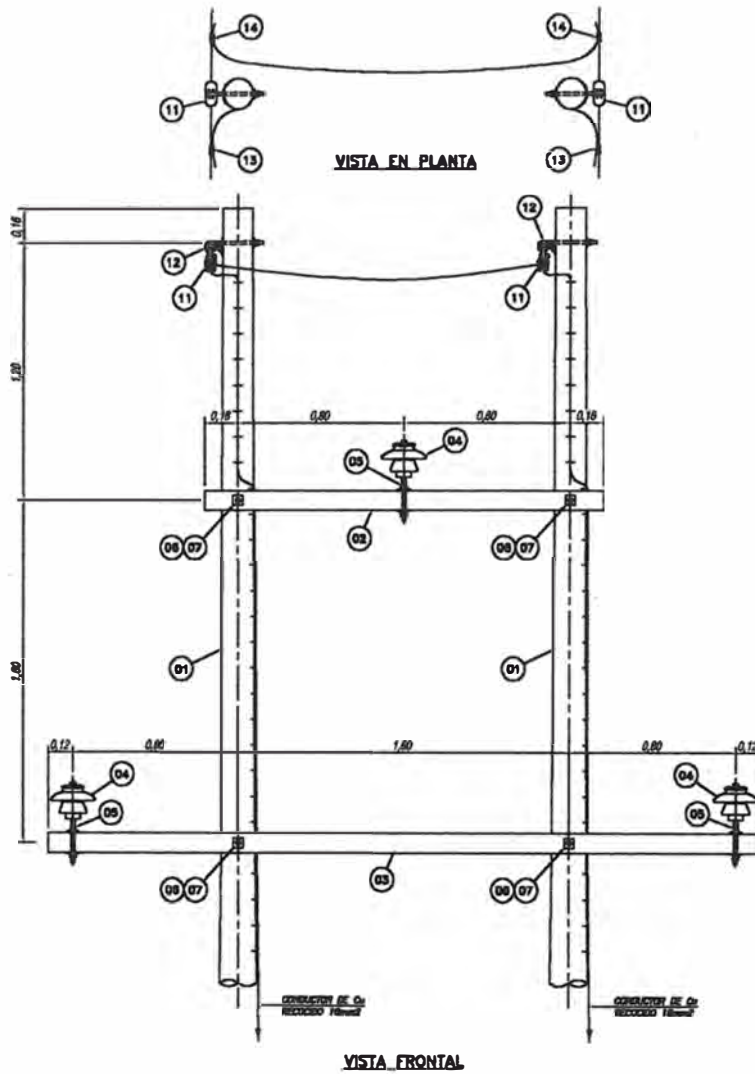
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO


LÁMINA : Soporte de retención trifásico con cable de guarda GR-3 ANEXO Nº

DES. : J. ESTRADA P.	REV. : C. HUAYLLASCO M.	FECHA: ENERO-04
APR. : C. HUAYLLASCO M.	DIR. : O. LEZÁ E.	ESCALA: 3/4

D.18



07 4	cuadrada de A.C. 57x57x5mm, 18mm de	14 2	de cable vta de acero
08 4	maquinado de A.C. 18mmx335mm Long. 4/2uacos y contrabuerca	13 2	Acero-Cable
16 3	para el cable, para el cable PN 6B-2	12 2	de para cables de guarda
14 3	rodillo de peraloma P.M. clase AHSI 5B-3	11 2	de suspensión de acero cable de acero
03 1	de madera tratada de 102x127 con sección 4.3m longitud	10	de acero según requerimiento
02 1	de madera tratada de 92x115 con sección 2.40m	09 3	de acero prefabricado según, según requerimiento
01 2	poste normalizado de madera tratada según norma	08 5	cuadrada curva de A.C. 57x57x5mm, 18mm de
	DESCRIPCIÓN		DESCRIPCIÓN



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

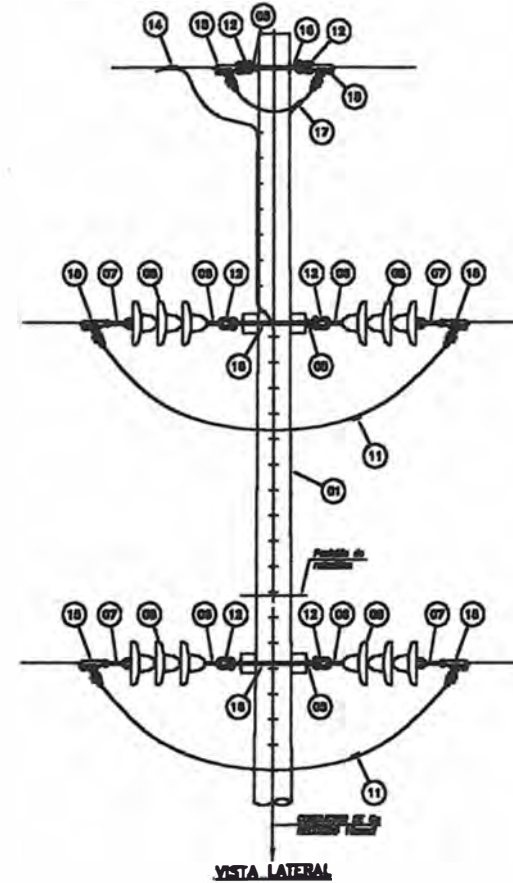
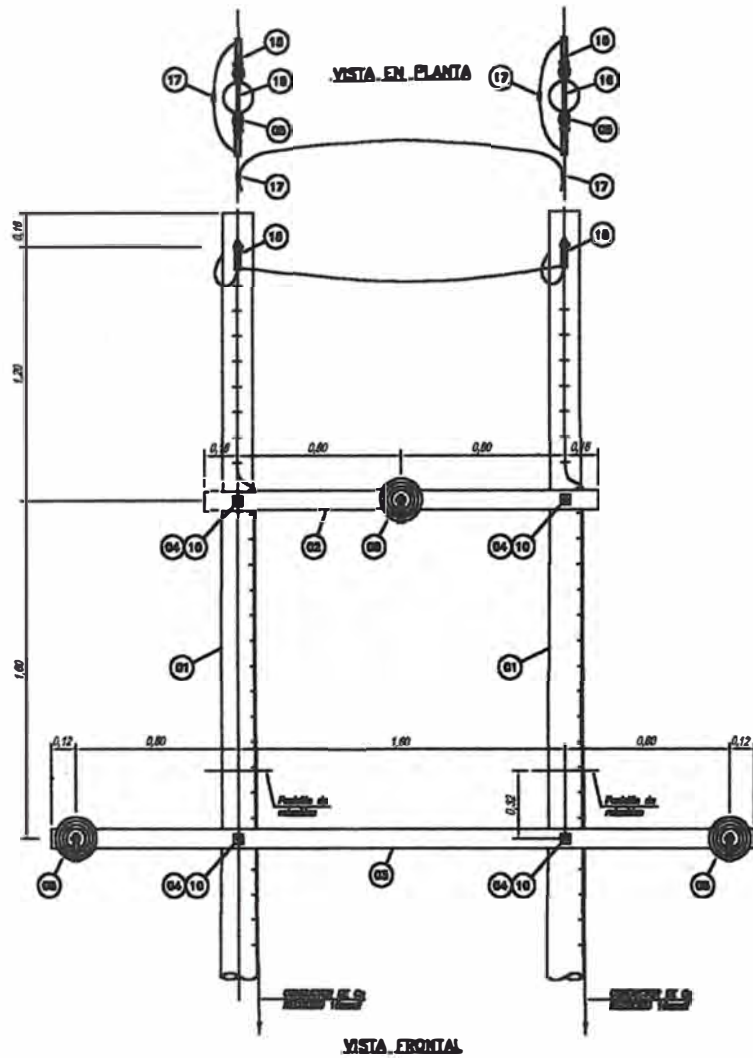
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : Soporte de suspensión biposta, en H, 0-5°, trifásico neutro corrido/sin neutro GHS-3

DIS. : J. ESTRADA P.	REV. : C. HUATLLASCO M.	FECHA: ENERO-04
APR. : C. HUATLLASCO M.	DIR. : O. LEGUÍA E.	ESCALA: 1/2

D.19



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**

TESIS : ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN CONTRA SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

LAMINA : *Soporte de retención o anclaje biposta, en trifásico neutro corrido/sin neutro* N°

DES. : J. ESTRADA P. **REV. :** C. HUAYLLASCO M. **FEDU. :** ENED-04
APR. : C. HUAYLLASCO M. **DIR. :** O. LERDIA E. **ESCALA :** 1/4"

D.20

01	de anclaje	material de aluminio de aluminio	7	debe ser de acero	
15	de paracaídas tipo suspensión, clase 32-3		1	de AC, 10mm de diámetro	cont.
2			5	de	
4	Ardo-Defe		1	Acero - Color	
8	usado tipo de AC, de 10mm		13	cuadrado con de AC, 27mm de lado	
7	debe ser de AC, 10mm de diámetro con 4 tornillos		8	recto	
1	de madera tratada de 102x127mm sección, 4,2m		11	debe ser	
1	Oruceto de madera tratada de 80x110mm sección, 2,40m longitud		10	cuadrado	
2	normalizado es maso de 13m				

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFÍA

- [1] CIGRE Working Group 33.01 (Lighting) Guide to Procedures for estimating the lighting performance of transmission lines, October 1991.
- [2] Anderson JG, Transmission Line Reference Book, 345 kV and above, 2da. Ed. chapter 12, Palo Alto, California, 1982.
- [3] IEEE std 1243-1997, IEEE Guide for improving the lighting performance of transmission line.
- [4] IEEE std 1410-1997, IEEE Guide for improving the lighting performance of electric power distribution lines.
- [5] Meliopoulos, Sakis, lighting and overvoltage Protection-Standard Handbook for Electrical Engineers, Fink/Beatty 3rd. Edition.
- [6] T.E. Mc Dermott, T.A. Short, J.G. Anderson, Lightning Protection of distribution lines, IEEE Transactions of Power Delivery Vol.9 N°1 1994.
- [7] A.J. Erikson, M.F. Stringfellow, D.V. Meal, Lightning-Induced overvoltages on overhead distribution lines, IEEE transactions on Power Apparatus and systems, vol pas-10.1, N°4 April 1982.
- [8] P.B. Jacob and S. Grzybowski, E.R. Ross, An estimation of lighting insulation level of overhead distribution lines.
- [9] Departamento eléctrico de ENDESA – Santiago de Chile, Manual de diseño de redes de energía eléctrica.
- [10] P.B. Jacob and S. Grzybowski, E.R. Ross, An estimation of lighting insulation level of overhead distribution lines.
- [11] EE-335 “Alta tensión”, Ing. Justo Yanque Montufar.