

Ministerio de Educación Superior.  
Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa.  
Dr. "Antonio Núñez Jiménez"  
Facultad Metalurgia –Electromecánica.  
Departamento de Eléctrica.

*Protección contra descargas  
atmosféricas en el circuito: "6220  
Menéndez – La Playa" de la  
provincia de Las Tunas.*

**Trabajo de Diploma  
en opción al Título de  
Ingeniero Eléctrico.**

Autor: Vily Yurisan Espinosa Espinosa

Tutores: Dr. C. Michel Roberto García Avilés

Ing. Orlando Acosta Figueredo

Moa, 2009

Año del 52 aniversario de la revolución.



## Declaración de Autoridad.

Yo: Vily Yurisan Espinosa Espinosa.

Autor de este Trabajo de Diploma titulado (Protección contra descargas atmosféricas en el circuito: “6220 Menéndez – La Playa” de la provincia de Las Tunas) junto con el Dr. C. Michel Roberto García Avilés certifico su propiedad intelectual a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez”, el cual podrá hacer uso del mismo para fines docentes y educativos.

---

Vily Yurisan Espinosa Espinosa

(Diplomante)

---

Dr. C. Michel Roberto García Avilés

(Tutor)

*Pensamiento:*

*“Las ecuaciones son más importantes para mí, porque la política es para el presente, pero una ecuación es algo para la eternidad.”*

*Albert Einstein.*



## *Dedicatoria.*

*A mi madre que fue mi inspiración durante la  
época de estudiante y ahora como futuro  
Ingeniero Eléctrico, a todos mis amigos que  
estuvieron conmigo en cada paso apoyándome.*



## **Agradecimientos.**

- A mis tutores Dr. C. Michel García Avilés y Ing. Orlando Acosta Figueredo por toda la atención y ayuda que me brindaron durante el desarrollo de este trabajo.
- A los trabajadores de la dirección técnica de la Empresa Eléctrica de Las tunas.
- A mis amigos de la universidad que me brindaron su ayuda incondicional y a todas las personas que de una forma u otra me dieron su aporte para la realización de este trabajo.

## Resumen:

Teniendo en cuenta la situación económica y geográfica en que se encuentra el país trataremos de disminuir las pérdidas causadas por descargas atmosféricas a niveles de subtransmisión y distribución mediante la aplicación de la variante que nos sea más factible. La protección contra rayos en circuitos de distribución es difícil a causa del relativamente bajo nivel de aislamiento comparado con los voltajes que pueden ser desarrollado por los impactos directos e indirectos de los rayos. En áreas abiertas (a campo traviesa), como la zona norte de Las Tunas la línea 6220 Menéndez - La playa se encuentra poco protegida contra este fenómeno. Con este estudio queremos analizar las dos variantes a utilizar: una es con el cable protector o shield y la otra con pararrayos distribuidos. Con cualquiera de estas variantes se logra una mejor protección a la línea contra descargas atmosféricas, pero se propone en la tesis la segunda debido a las ventajas técnico-económicas que ofrece la misma en comparación de otras muchas que se podrían utilizar, pero en nuestro caso estudiaremos la variante del (shield) y la de los pararrayos distribuidos ya que las demás variantes no resultan demasiado costosas y difíciles de instalar.

## Summary:

Keeping in mind the economic and geographical situation in that our country is, will try to diminish the lost ones caused by atmospheric discharges to subtransmission levels and distribution by means of the application of the variant that is we more feasible. The protection against rays in distribution circuits is difficult because of the relatively low-level of comparative isolation with the voltages that can be developed by the direct and indirect impacts of the rays. In open areas (to field railway tie), as the north area of The Tunas the line 6220 Menéndez - The beach is not very protected against this phenomenon. With this study we want to analyze the two variants to use: one is with the protective cable or shield and the other one with distributed lightning rod. With anyone of these variants a better protection is achieved to the line against atmospheric discharges, but we intends in the thesis the second due to the technician-economic advantages that offers the same one in comparison of other many that could be used, but in our case we will study the variant of the (shield) and that of the lightning rod distributed the other variants since is not too expensive and difficult of installing.



## Índice:

Declaración de Autoridad.....	2
<i>Pensamiento</i> .....	3
<i>Dedicatoria</i> .....	4
Agradecimientos.....	- 5 -
Resumen: .....	- 6 -
Summary: .....	- 7 -
Índice:.....	- 8 -
Problema: .....	- 13 -
Hipótesis:.....	- 13 -
Objeto:.....	- 14 -
Campo:.....	- 14 -
Objetivo: .....	- 14 -
Resultados esperados:.....	- 14 -
Introducción general:.....	- 11 -
Capitulo 1 .....	- 15 -
<b>1.1 Introducción.</b> .....	- 15 -
<b>1.2 Problemas que limitan la utilidad de un cable protector en el nivel de distribución.</b> .....	- 15 -
<b>1.3 En campo abierto.</b> .....	- 16 -
1.3.1 El factor de escudo.....	- 18 -
<b>1.4 Impactos directos.</b> .....	- 19 -
<b>1.5 Voltajes inducidos.</b> .....	- 20 -



1.5.1 Clasificación de sobretensiones en sistemas eléctricos de potencia. ....- 20 -

**1.6 Pararrayos. ....- 25 -**

1.6.1 Definición y tipos. ....- 26 -

1.6.2 Características operacionales. ....- 27 -

**1.6.2.1 Verificación de las características de soporte a la contaminación externa. ....- 28 -**

**1.6.2.2 Verificar los márgenes de protección para impulso tipo maniobra y rayo. ....- 30 -**

1.6.3 Definición por resistencias y duración. ....- 33 -

1.6.4 Aspectos a considerar en la selección de pararrayos. ....- 33 -

1.6.5 Determinación de la tensión máxima de operación continua. ....- 34 -

1.6.5.1 Determinación de la energía específica generada en la prueba de la clase de descarga de línea. ....- 35 -

1.6.6 Determinación de la tensión nominal. ....- 37 -

1.6.7 Determinación de la corriente de descarga nominal y la clase de descarga de línea. ....- 37 -

1.6.8 Efecto de la conexión del pararrayos. ....- 39 -

1.6.9 Efecto de la localización del pararrayos. ....- 40 -

1.6.10 Efecto de la resistencia de puesta a tierra del pararrayos. ....- 40 -

1.6.11 Factores que afectan el valor de  $E_c$ . Por ciento para el margen de protección...- 41 -

**1.7 Conclusiones. ....- 42 -**

Capítulo 2 .....- 43 -

**2.1 Introducción: .....- 43 -**

**2.2 A continuación se muestran varias simulaciones hechas para varios tipos de comportamientos de los relámpagos. ....- 44 -**



**2.3 Espaciamiento de los pararrayos.....- 45 -**

**2.4 En nuestro sistema.....- 47 -**

**2.5 Para la línea 6220 Menéndez - La boca tenemos: .....- 48 -**

**2.6 Datos de la línea a estudiar: .....- 48 -**

**2.7 Monolineal de la 6220 zona norte Las Tunas, Menéndez-La Boca.....- 49 -**

**2.8 Afectaciones ocurridas a la línea 6220 en el año 2009. Fabricante RYMEL. - 50 -**

**2.9 Análisis de las variantes a utilizar para la protección contra sobre tenciones  
causadas por descargas atmosféricas.....- 52 -**

**2.10 Proceso de gasto para ambas variantes que utilizaría una brigada de  
ingenieros para ejecutar ambos proyectos.....- 54 -**

**2.11 Conclusiones. ....- 58 -**

Capitulo 3 .....- 59 -

**3.1 Introducción:.....- 59 -**

**3.2 Impacto económico.....- 60 -**

**3.3 Impacto técnico.....- 61 -**

**3.3 Impacto social.....- 63 -**

Conclusiones generales.....-63-

Bibliografía: .....- 64 -

## Introducción general:

En las Redes Eléctricas las sobretensiones son provocadas principalmente por:

- Tormentas Eléctricas.
- Maniobras de conmutación (chuceo).

En el caso del sistema eléctrico (6220 - Menéndez – La Playa) sólo la primera es significativa. La cantidad de rayos que caen cada año sobre 100 Km. de líneas sin protección natural hasta (33Kv) es alta dada por la expresión (empírica):

$$NL = \frac{0.50 \left( \frac{NI}{8450} \right)^{100}}{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{h}{h_{ms}} \right)^2 + b} \quad (1)$$

Donde:

NL: Número de rayos x 100 Km. de línea al año.

NI: Nivel isoceraúnico (días – tormenta al año).

h: Altura del conductor en el poste (en pies).

$h_{ms}$ : Altura del conductor en el medio del espacio entre postes.

b: Espaciamiento horizontal de los conductores (en pies).

En nuestras estructuras típicas con postes de 35 pies esto es:

$$NL = 0.68 NI$$

A continuación se muestran algunas fotografías de los daños causados en transformadores por las sobretensiones.



Figura 1.1: Devanado primario de un transformador dañado por un impacto directo.



Figura 1.2: Daños en el papel aislante de un transformador de distribución por causa de sobretensiones.

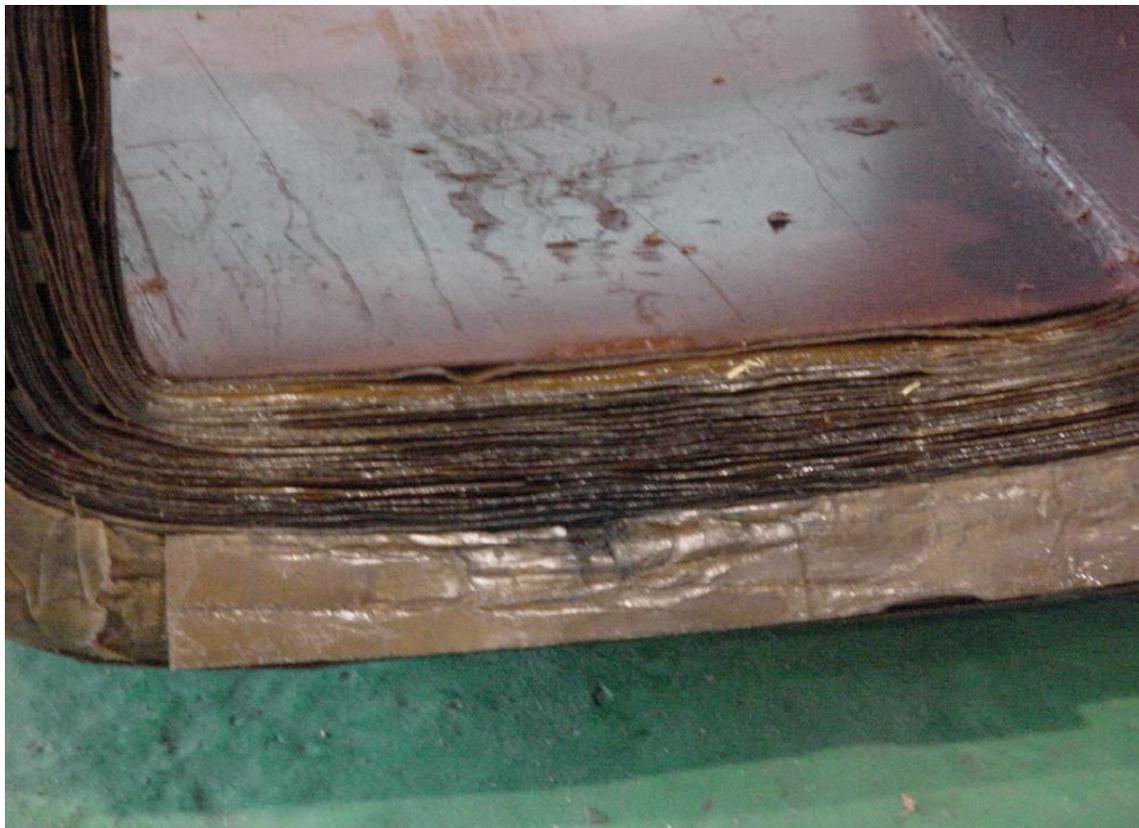


Figura 1.3: Daños causados al aislamiento por voltajes inducidos.

Si se consideran los daños que producen las descargas atmosféricas y las sobretensiones en general, es obvio que se instalen protecciones en las redes contra estos fenómenos con el fin de preservarlas. Sin embargo el circuito 6220 Menéndez – La playa en la provincia de Las Tunas de 80 Km de largo, solo tiene protegido 2 Km a partir de la subestación. En el año 2009 se sustituyeron 19 transformadores como consecuencia de las sobretensiones y la falta de protección contra las mismas.

### **Problema:**

Insuficiente protección contra descargas atmosféricas en el circuito 6220 Menéndez – La playa en la provincia de Las Tunas.

### **Hipótesis:**

Si se instalaran pararrayos distribuidos en la línea 6220 Menéndez – La playa cada 500 m, se lograría una adecuada protección contra descargas atmosféricas.

## Objeto:

Línea de subtransmisión 6220 Menéndez - La playa.

## Campo:

Protección de la línea 6220 Menéndez – La playa contra descargas atmosféricas.

## Objetivo:

Proponer un sistema de protección contra descargas atmosféricas en la línea 6220 Menéndez – La playa.

## Resultados esperados:

Determinar las ventajas que brindan la utilización de pararrayos distribuidos en las redes.

Determinar en que caso se pueden utilizar estos pararrayos según el análisis técnico y el estudio de las redes.

Propuesta de capacitación para el personal técnico y de líneas que operan las redes eléctricas.

Aplicar las experiencias y resultados de la investigación y valorar el resultado que se obtiene en los indicadores de eficiencias y en la explotación de la red para generalizarlos en las provincias.

# Capítulo 1

## Fundamentos teóricos para la protección de las descargas atmosféricas.

### 1.1 Introducción.

**Los métodos de protección contra sobretensiones utilizados en Cuba son:**

- Cable protector (shield) (sólo a partir de (33kV)
- Pararrayos.

A causa de su uso en las líneas de transmisión, el primer pensamiento que viene a la mente para protegerse contra las descargas atmosféricas es el cable protector. El shield wire o cable protector garantiza una buena protección cuando se pueden obtener resistencias de aterramiento muy bajas.

Los cables protectores se instalan para que virtualmente cada rayo impacte sobre el. Cuando el relámpago impacta al cable apantallador, la corriente fluirá a tierra a través de la impedancia de aterramiento, y el voltaje de la tierra subirá. Este crecimiento puede causar un flashover desde la tierra a una de las fases sin protección. A menudo se llama éste evento un backflashover o contra flameo. A mayor impedancia de aterramiento, más grande es el voltaje que alcanza el potencial de tierra.

### 1.2 Problemas que limitan la utilidad de un cable protector en el nivel de distribución.

**A. Bajo nivel de CFO.** Es difícil construir un proyecto de cable protector y mantener un alto CFO porque el cable de aterramiento se debe llevar desde el cable protector hasta la tierra pasando cerca de las fases. Algunas empresas usan espaciadores para mantener el bajante a tierra alejado del poste.

**B. Holguras.** Las estructuras generalmente tienen que ser más altas para mantener las

holguras de diseño entre los alambres de la fase y el cable pantalla y que todavía mantengan el ángulo de protección sobre la fase mas alejada. La estructura mas alta atraerá más rayos, lo que podría representar un incremento en la cantidad de impactos directos, lo que representará mayor cantidad de flameos.

**C.** Ningún Efecto sobre los Flashovers Inducidos. El cable protector sólo reduce el flashovers del golpe directo. No reduce los flameos inducidos. Como probablemente la adición de un cable protector reducirá el CFO, esto pudiera llevar a tener una mayor cantidad de flameos inducidos.

**D.** Difícil de obtener valores bajos de aterramiento. Para voltajes de distribución, los valores de aterramiento tendrían que ser menores de 10 Ohmios para que fueran efectivos.

### 1.3 En campo abierto.

Sin otros objetos altos cercanos, una línea de distribución atraerá los relámpagos desde o hasta una cierta distancia. Una regla comúnmente usada es que una línea puede atraer impactos de rayos hasta una distancia que sea cuatro veces la altura de la línea. Para líneas que estén a campo traviesa, los voltajes inducidos son relativamente improbables porque la mayoría de los rayos que no impactan directamente a la línea caen demasiado lejos como para inducir un voltaje muy alto a través del aislamiento.

Los árboles, edificios y otros objetos altos cercanos a una línea reducirán el número de impactos directos sobre la misma.

**Ferro-resonancia:** No es más que el fenómeno caracterizado por sobre voltaje y formas de ondas asimétricas las cuales están asociadas con la excitación de una o más inductancias saturables a través de una capacitancia en serie.

La presencia de este fenómeno se debe fundamentalmente a lo siguiente:

- Presencia de un circuito LC.
- Ausencia de carga o presencia de baja carga.
- Neutros aislados, aperturas monofásicas y operaciones mono polares.

### Condiciones para que exista ferro-resonancia.

La presencia de un circuito LC formado por la energización de una o dos fases y la reactancia capacitiva del cable la cual se conecta en serie con la reactancia inductiva no lineal del transformador. En los transformadores este fenómeno se presenta como ferro-resonancia ocasionando fallas, en los cables y en el mismo transformador.

### **Evaluación de presencia de ferro-resonancia.**

Si la relación  $X_c/X_m$  es muy elevada no se tienen problemas de ferro-resonancia pero si esta relación se reduce se produce todo lo contrario, debiendo existir configuraciones en cuanto a esquemas de distribución eléctricas que beneficien a lograrse mantener la relación antes mencionadas. Debido a que la reactancia de la línea es una función directa de la longitud de la misma por tal razón exige de una extrema vigilancia.

### **Efectos que ocasionan la ferro-resonancia.**

- Altos voltajes con valores pico que pueden exceder varias veces las condiciones de voltajes nominales.
- Excesivo ruido magnético en el transformador.
- Alta temperatura en el circuito de aceite del transformador.
- Forma de onda de voltaje y corriente extremadamente asimétrica.

### **Causas que ocasionan la ferro-resonancia.**

- Uso de líneas largas.
- Conexión simultanea de bancos de transformadores y capacitares.
- Transformadores bajo cargados.
- Generación distribuida con transformadores de interfases en delta o estrella flotante por el lado de alta tensión.
- Operaciones mono polares.

### **Medidas a tomar para el control de la ocurrencia de la ferro-resonancia.**

- Limitar la longitud de la línea de tal manera que no alcancen valores de capacitancia crítica.
- Usos de transformadores conectados en estrella aterrada.
- Usos de transformadores estrella abierta delta abierta.
- Seccionadores tripolares combinado con fusibles.
- Seccionadores unipolares solamente al lado del transformador de la carga.
- Maniobras tripolares lejanas (trifásicas)
- Cuidado en el control de la relación  $K = X_c/X_m$ .
- Instalación de resistores o reactores en el neutro.
- Cargar los transformadores para evitar ferro-resonancia durante las maniobras.
- Uso de transformadores grandes.

#### **1.3.1 El factor de escudo.**

En una línea se define como el porcentaje de golpes directos interceptados por los objetos cercanos. Una línea de distribución con un factor del escudo de 1.0 se protege perfectamente (ningún golpe directo a la línea) mientras un factor de 0.0 indica que no hay ningún objeto que provee un escudo eficiente (usualmente a campo abierto). Éste factor de escudo provoca una reducción lineal en el número de flashovers causados por impacto directo.

Mientras que los objetos cercanos pueden escudar una línea contra golpes o impactos directos, también pueden aumentar los flashovers producidos por los voltajes inducidos. Por atraer más descargas atmosféricas muy cerca de la línea, los voltajes inducidos serán más altos. La figura (1.4) muestra el factor de escudo de un objeto cercano a la línea como una función de la altura, con la distancia al objeto como un parámetro. Aún cuando la altura del objeto que apantalla es menor que la altura de la línea, se interceptan algunos impactos directos. Los objetos cercanos a la línea pueden proveer un escudo significativo al circuito de distribución.

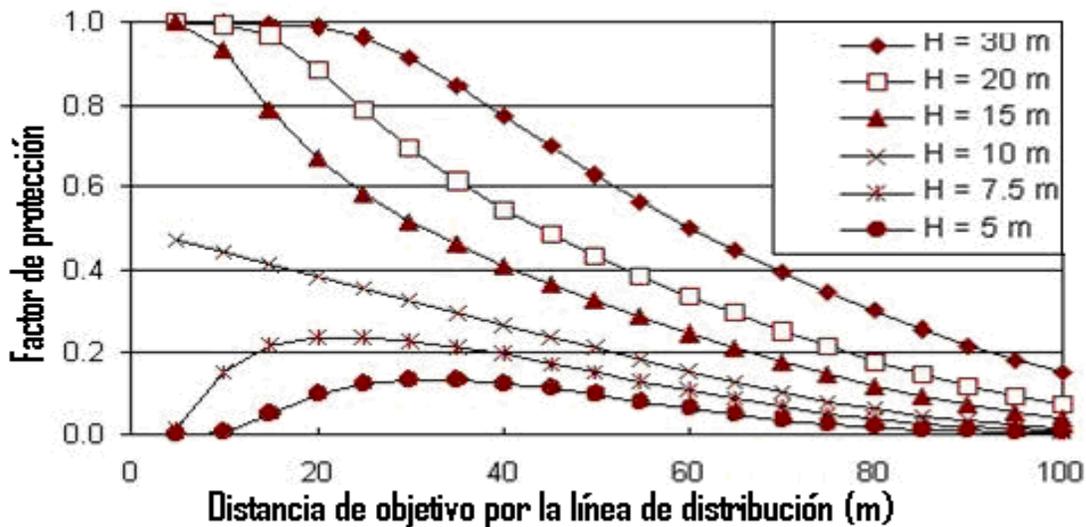


Figura 1.4: Factor de escudo o apantallamiento versus Altura de un objeto simple cercano (altura de la línea = 9m)

#### 1.4 Impactos directos.

A causa de las altas magnitudes de las corrientes de rayos, (el valor medio es de 31 kA), casi todos los impactos de rayos en líneas de distribución desprotegidas causarían flashovers o flameos. La mayoría de los transformadores de distribución se protegen con pararrayos colocados muy cerca.

Un impacto del relámpago o rayo se puede representar como una fuente ideal de corriente. Cuando el rayo pega a una fase de una línea de distribución, la mitad de la corriente se moverá en cada una de las direcciones. El voltaje en la línea a causa de un impacto directo, se determina por la impedancia de impulso de esa línea

$$\left( Z_{AA} = \sqrt{L/C} \approx 300 - 400 \Omega \right) \quad (2)$$

Para un relámpago típico con corriente de 30 kA y con 400 ohm de impedancia de impulso, el voltaje del conductor subirá hasta 6,000 kV, que es mucho más que suficiente para causar flameos en cualquier línea de distribución (que generalmente tienen capacidades del aislamiento menores de 300 kV).

$$V_A = \frac{Z_{AA} * I_S}{2} \quad (3)$$

### 1.5 Voltajes inducidos.

Se pueden desarrollar voltajes inducidos a causa de los impactos de rayos cerca de la línea. La carga y el flujo de corriente a través del canal del rayo crearán campos cercanos a la línea. Estos campos inducirán voltajes en la línea.

El componente mayor que causa voltajes en la línea es el campo vertical eléctrico que se acopla capacitivamente a la línea. El campo vertical eléctrico induce un voltaje en un conductor que es proporcional a la altura del conductor sobre la tierra.

#### **Hay varias características de los voltajes inducidos que son interesantes anotar:**

- Los Voltajes son mucho más pequeño que en los impactos directos.
- Existen polaridades positivas o negativas inducidas por relámpagos negativos tanto como formas de ondas bipolares.
- Los voltajes que pueden causar flameos se limitan a una distancia de 500 pies del punto de inducción.
- La mayoría de las mediciones de voltajes inducidos han sido menores que 300 [kV].

Para impactos cercanos, los voltajes inducidos son muchos menores que los voltajes del impacto directo al mismo nivel de corriente de rayo. Se pueden espaciar los pararrayos muchos más lejos y aún así todavía garantizan una protección adecuada. De hecho, muchos circuitos en la distribución (sobre todo los laterales o ramales) se protegen con pararrayos colocados a un mayor espaciamiento. Los Pararrayos normales, conectados en paralelo a los transformadores de distribución garantizarían el espaciamiento adecuado para la protección contra rayos.

#### **1.5.1 Clasificación de sobretensiones en sistemas eléctricos de potencia.**

Desde el punto de vista de la coordinación de aislamiento las sobretensiones en los sistemas de potencia se clasifican según su forma y duración, en independencia de la causa que las origina, puesto que estos parámetros determinan su efecto sobre el aislamiento.

En dependencia de los parámetros del circuito, una falla de fase a tierra (conocida normalmente como una sobretensión temporal) puede producir una sobretensión con una forma de onda de frente muy pendiente, semejante a la que se origina por una descarga atmosférica donde la variación de tensión es muy rápida y por tanto a los efectos de la coordinación de aislamiento se considera como una sobretensión de frente rápido.

Por el contrario una sobretensión originada por una descarga atmosférica que atraviesa un transformador, debido al acoplamiento magnético de los enrollados del transformador, puede ser la causa en el secundario de éste, de ondas de frente de poca pendiente que se asemeja más a una sobretensión de frente lento.

De igual forma la energización de una línea conectada a un transformador da lugar a una sobretensión que puede considerarse de frente lento o temporal según el decrecimiento de las crestas sucesivas en dependencia de los parámetros del circuito.

El concepto fundamental para la clasificación de las sobretensiones para la coordinación de aislamiento es por tanto que el aislamiento no se comporta según la causa sino según la forma y duración de la onda que lo esfuerza. Así los esfuerzos se clasifican en las siguientes clases:

- Tensión a frecuencia de potencia.
- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones transitorias que pueden ser:
  - Sobretensiones de frente lento.
  - Sobretensiones de frente rápido.
  - Sobretensiones de frente muy rápido.

### **1.5.2 Tensión de operación continua.**

El conocimiento de tres conceptos es importante para la definición de tensión de operación continua. Ellos son:

Tensión nominal del sistema: Valor de tensión aproximado que se usa para designar o identificar un sistema.

Tensión máxima del sistema: Valor máximo de la tensión de operación que ocurre bajo condiciones de operación normal en cualquier tiempo y cualquier punto del sistema sin tener en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo maniobra de la red) ni a las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo averías).

Tensión máxima para el equipamiento: Máximo valor r.m.s. de la tensión fase a fase para el cual el equipamiento es diseñado con respecto a su aislamiento.

La tensión de operación continua o tensión a frecuencia industrial es la que existe en las condiciones normales de servicio sin sobrepasar la tensión máxima de diseño de los equipos, es decir es el esfuerzo a que se somete el aislamiento en las condiciones normales de explotación. Su valor varia algo según una ley de distribución de probabilidades alrededor del valor medio de la tensión máxima, a los efectos de la coordinación de aislamiento se supone constante e igual a la tensión máxima.

En la practica en los sistemas hasta 72.5 kV, la tensión máxima del sistema puede ser sustancialmente mas baja que la tensión máxima del equipamiento. Con el incremento de la tensión ambos valores tienden a ser iguales.

Para la coordinación de aislamiento las tensiones máximas de diseño normalizadas del equipamiento se dividen en dos rangos:

**Rango I:** Superior a 1 kV hasta 245 kV. Este rango cubre los sistemas de distribución y los sistemas de transmisión de alta tensión. Los diferentes aspectos operacionales deben ser tomados en cuenta en la selección del nivel de aislamiento nominal del equipamiento.

**Rango II:** Superior a 245 kV. Este rango cubre principalmente los sistemas de transmisión de extra y ultra alta tensión.

### **1.5.3 Sobretensiones temporales.**

Una sobretensión temporal es una sobretensión oscilatoria de fase a tierra o entre fases en un lugar determinado de la red con una duración relativamente grande y con la presencia primordial de la onda a la frecuencia del servicio del sistema y por tanto con crestas sucesivas que no están amortiguadas o lo están solo ligeramente.

En función de la frecuencia de oscilación se pueden clasificar en:

- Sobretensiones con la frecuencia de oscilación igual o aproximadamente igual a la frecuencia fundamental,
- Sobretensiones con frecuencia de oscilación más alta que la fundamental y
- Sobretensiones con frecuencia de oscilación más baja que la fundamental.

Se caracterizan por su forma de onda, su amplitud y su duración. Las ondas no tienen en general forma sinusoidal pero se aproximan a ella debido a una serie de factores que influyen modificándolas (efecto corona, saturación, etc.). La amplitud y también la forma puede variar mientras dure la sobretensión.

Para los propósitos de la coordinación de aislamiento se considera que las sobretensiones temporales tienen la forma de la tensión a frecuencia de potencia de corta duración normalizada, es decir, forma de onda sinusoidal con frecuencia entre 48 y 62 Hz y duración de 60 s y la amplitud puede ser definida por un valor máximo asumido, un conjunto de valores pico o una distribución de valores picos.

La importancia de las sobretensiones temporales, en lo referente a la coordinación de aislamiento es doble. Por una parte, la repetición de crestas sucesivas de polaridades opuestas, incluso si estas crestas no alcanzan la amplitud de otras sobretensiones, puede ser determinante para la concepción tanto del aislamiento interno de los equipos como de su aislamiento externo. Y por otra parte las características de las sobretensiones temporales en el lugar de instalación del pararrayos influyen de manera determinante en su selección.

Las sobretensiones temporales se originan fundamentalmente debidas a:

- Fallas a tierra.
- Pérdida de carga.
- Resonancia y ferro-resonancia.
- Sobretensiones longitudinales durante la sincronización.
- Falla a tierra con pérdida de carga.

#### **1.5.4 Sobretensiones transitorias. Sobretensiones de frente lento.**

Es una sobretensión de fase a tierra o entre fases en un lugar determinado de la red con una duración relativamente corta con un tiempo al pico  $20 \mu s < T1 < 5000 \mu s$  y un tiempo de caída  $T2 < 20 ms$  y un fuerte amortiguamiento. No es repetitiva y en general es necesario tomar en consideración solo el valor de una cresta de una u otra polaridad.

Con relación a la coordinación de aislamiento las sobretensiones de frente lento se representan por una onda normalizada que tiene una duración del frente (tiempo de frente) de  $250 \mu s$  y una duración de decrecimiento hasta la mitad de su valor máximo (tiempo de cola) de  $2500 \mu s$ . Y su amplitud puede ser definida por un valor máximo asumido o una distribución de probabilidades de amplitud de sobretensiones.

La importancia de las sobretensiones de frente lento en lo referente a la coordinación de aislamiento es que son determinantes en la coordinación de aislamiento de los sistemas eléctricos de potencia que se ubican en el Rango II.

Las sobretensiones de frente lento se originan fundamentalmente debido a:

- Energización y reenergización de líneas.
- Falla y limpieza de fallas.
- Pérdida de carga.
- Conmutación de corrientes inductivas y capacitivas.
- Impacto de un rayo en una línea en un lugar distante.

### **Sobretensiones de frente rápido.**

Es una sobretensión fase a tierra o entre fases en un lugar determinado de la red de muy corta duración con un tiempo al pico de  $0.1 \mu s < T1 < 20 \mu s$  y un tiempo de caída  $T2 < 300 \mu s$ , con un fuerte amortiguamiento y generalmente unidireccional.

Se caracterizan por su forma, amplitud. La variación de la amplitud en el tiempo puede alcanzar centenas de  $kV/\mu s$ .

Con relación a la coordinación de aislamiento las sobretensiones de frente rápido se representan por una forma de onda de impulso normalizada tipo rayo, con tiempo de frente

de  $1.2 \mu s$  y un tiempo de cola de  $50 \mu s$ . Y la amplitud puede ser definida por un valor máximo asumido o una distribución de valores pico.

La importancia de las sobretensiones de frente rápido en lo referente a la coordinación de aislamiento es que son determinantes en la coordinación de aislamiento de los sistemas ubicados en el Rango I, es decir en los sistemas hasta 245 kV.

Las sobretensiones de este tipo se originan fundamentalmente debidas a:

- Impacto directo o indirecto del rayo en líneas aéreas.
- Efecto de la descarga atmosférica en subestaciones.
- Operaciones de conmutación y fallas.

### **Sobretensiones de frente muy rápido.**

Es una sobretensión fase a tierra o entre fases en un lugar determinado de la red de muy corta duración con un tiempo al pico  $\leq 0.1 \mu s$  y una duración total de  $3 \mu s$ , son generalmente unidireccional.

Ocurren como consecuencia de operaciones de desconexión o fallas dentro de subestaciones aisladas en gas (SF6) debido a la ruptura de los espacios de aire y al no-amortiguamiento de la onda. Son de importancia en la coordinación de aislamiento de este tipo de subestaciones o equipamiento aislado en gas.

### **1.6 Pararrayos.**

Un rayo es una descarga atmosférica cuyo voltaje puede llegar a más de 100 000 amperes. Considerada una de las fuentes de energía más limpia que existe, muchos han sido los intentos por aprovecharla, sin que hasta ahora nadie haya podido lograr almacenar su inmenso poder para utilizarlo posteriormente en la generación de energía.

No obstante, ya desde el siglo XVIII el norteamericano Benjamín Franklin descubrió que era posible minimizar su efecto colocando una varilla de metal en una altura, con un cable que conduzca la electricidad anclado a tierra profundamente, principio que al pasar de los años se mantiene vigente.

Franklin, el «padre del pararrayos», inició una fórmula que es utilizada en todo tipo de construcciones para evitar los efectos destructivos de estos fenómenos, que pueden llegar a causar la muerte de personas, no solo por el impacto directo, sino por la corriente que se transmite a través de cualquier conductor eléctrico, desde los cables de teléfono, de electricidad, tuberías de gas o agua, e incluso de este propio líquido o por cercas metálicas.

No obstante, todavía hoy son numerosos quienes violan este principio al construir en Cuba, fundamentalmente las pequeñas y medianas empresas, así como los particulares, pues como afirma Armando Pascual, en casi todos los grandes proyectos ya se incluyen sistemas integrales de protección eléctrica, que garantizan también la precaución necesaria contra las descargas atmosféricas.

### **1.6.1 Definición y tipos.**

Protegen equipos conectados al sistema mediante una desviación y corte a través de él de la onda de alta tensión provocada por el rayo.

Actualmente predominan dos tipos fundamentales:

- A.** Carburo de silicio (valvular convencional).
- B.** Óxidos metálicos (ZnO).

## 1.6.2 Características operacionales.

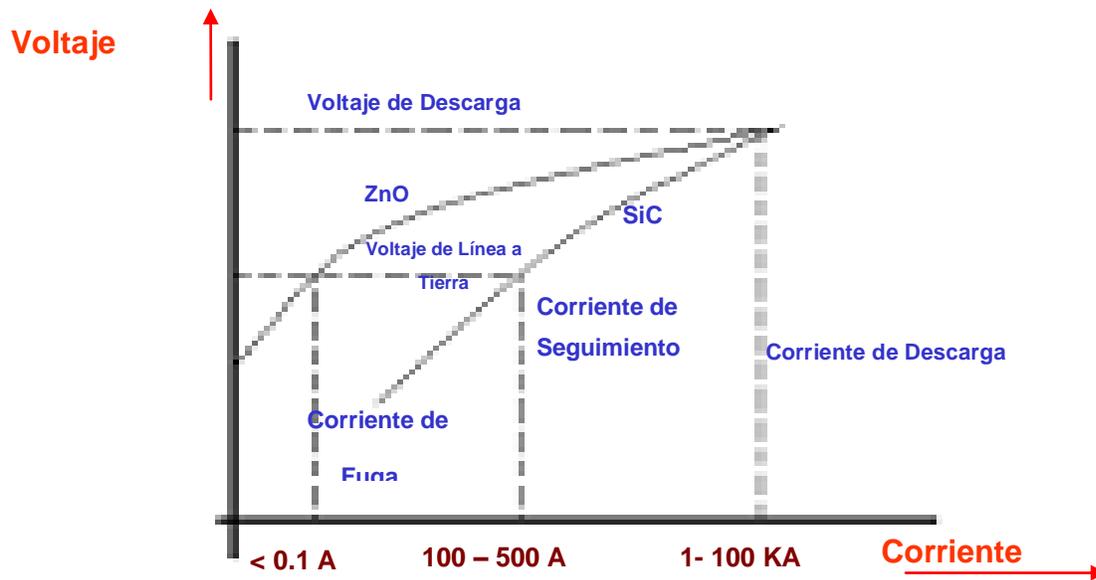


Figura 1.5: Características operacionales de los Pararrayos.

Por lo anterior, en el pararrayos de Oxido de Zinc se conectan directamente a la línea lo que permite mayor estabilidad operacional mientras los de carburo de silicio deben conectarse a través de entrehierros (gaps) para limitar la corriente a voltaje nominal.

Los de ZnO pueden tener envoltura.

- De porcelana.
- Polimérica.

En cualquiera de los casos, la protección que el pararrayos brinda está dada por la diferencia entre el voltaje de descarga (residual) y el nivel básico de Impulso (BIL) del equipo al que protege.

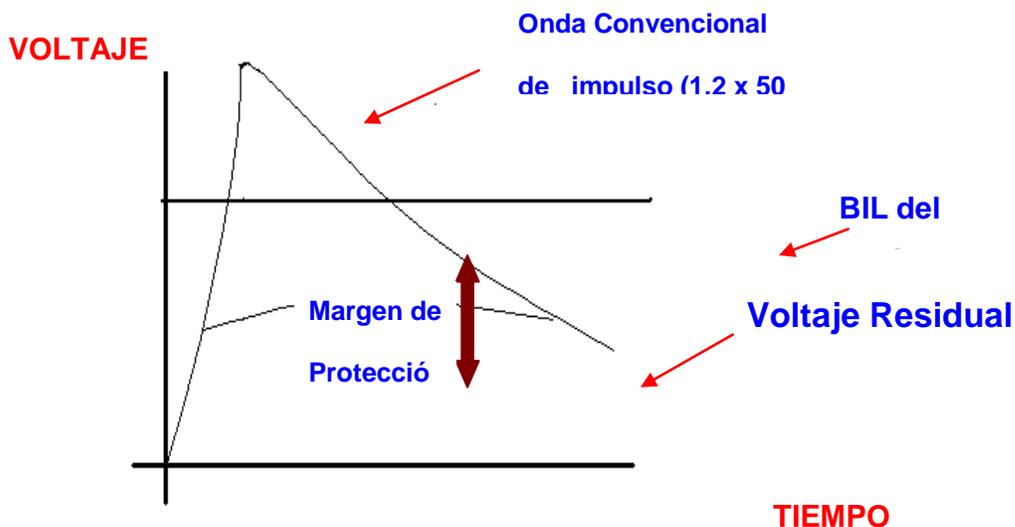


Figura 1.6: Diferencia entre el voltaje de descarga (residual).

Según ANSI C 62,2 y el mínimo recomendado es 20% aunque normalmente este margen se selecciona bastante superior a este valor.

Pero para que esto sea real, la resistencia de aterramiento debe ser igual o menor a 10 ohm, el bajante de tierra apropiado y las puntas de conexión lo más cortas posible

#### 1.6.2.1 Verificación de las características de soporte a la contaminación externa.

El requisito básico es evitar incrementos de temperatura elevados en los varistores producto de la contaminación ambiental que puedan producir su falla. Aunque no se especifica explícitamente en las normas los pararrayos, los que se usan normalmente son para una contaminación media de acuerdo al nivel II de la IEC 71-2. La relación de los niveles de contaminación fijados en esa publicación con los que establece el " Mapa de Contaminación de la República de Cuba " se da en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1: Niveles de contaminación ambiental en Cuba que pueden producir fallas en las redes eléctricas.

TABLA	NIVELES DE CONTAMINACIÓN		
NIVEL DE CONTAMINACION CUBA	DESD (mg/cm <sup>2</sup> ) ASOCIADA DE ACUERDO A CUBA	NIVEL DE CONTAMINACION IEC-815	DESD (mg/cm <sup>2</sup> ) ASOCIADA DE ACUERDO A IEC- 815
I MUY LIGERA	0.01	I LIGERA	0.03 - 0.06
II LIGERA	0.01 - 0.20	II MEDIA	0.10 - 0.20
III MEDIA	0.02 - 0.04	III ALTA	0.30 - 0.60
IV FUERTE	0.04 – 0.06	IV MUY ALTA	> 0.80 <sup>1</sup> .
V MUY FUERTE	0.06 – 0.08		
VI EXTREMA	0.08		

Este valor no aparece en la publicación IEC-815 de 1986, sin embargo, está considerado dentro de los documentos de soporte técnico para la revisión de esta publicación. Cfr. R. G. Houlgate “Polluted Insulator Application Guide” CIGRE Task Force 33.04.01. 1995.

Si el lugar de la instalación está sujeto a una contaminación mayor a la media, el comportamiento del pararrayos puede ser afectado adversamente y puede ser necesario utilizar pararrayos tipo contaminación lo cual debe discutirse con el ofertante.

Si se usa un pararrayos con un diseño inadecuado en áreas de contaminación fuerte y muy fuerte como los niveles IV,V,VI en la República de Cuba pueden resultar efectivas las medidas de limpiar o aplicar silicona periódicamente a la superficie del pararrayos para evitar el incremento de la temperatura en los discos varistores. La opción de lavar en vivo puede ser aplicada solo si el pararrayos ha sido especificado para esta condición.

#### **1.6.2.2 Verificar los márgenes de protección para impulso tipo maniobra y rayo.**

La adecuada selección del pararrayos se verifica mediante el cálculo del margen de protección. La diferencia que debe existir entre el nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo del transformador y el nivel de protección del pararrayos, establecido según el método convencional de coordinación de aislamiento se le conoce como margen de protección.

Pararrayos convencionales: a los efectos de la coordinación de aislamiento a los niveles de tensión de distribución el nivel de protección de un pararrayos convencional se define como el mayor valor de los siguientes:

1. Tensión máxima de operación sobre frente de onda dividido por 1.15.
2. Tensión residual máxima a la corriente especificada.

En consecuencia para los pararrayos convencionales se establece la verificación de dos márgenes de protección, los señalados como MP1 y MP2. El margen de protección MP1 establece la comparación entre la tensión de ruptura de los entrehierros del pararrayos

sobre frente de onda y la tensión soportada del transformador ante pruebas de onda cortada. Una comparación más válida, sobre la misma base, es comparar la tensión de ruptura sobre frente de onda de los entrehierros con la tensión de ruptura ante frente de onda del transformador, pero como la prueba ante frente de onda no se realiza para todos los transformadores, la comparación se realiza con la prueba de onda cortada.

El margen de protección MP2 establece la comparación entre la tensión residual del pararrayos y el nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayo del transformador. Las expresiones de cálculo de ambos márgenes son las siguientes:

$$MP_1 = \frac{1.15 NBAI - Tf}{Tf} \times 100 \quad (4)$$

$$MP_2 = \frac{NBAI - Tr}{Tr} \times 100 \quad (5)$$

Donde:

Tf: Tensión de ruptura del pararrayos sobre frente de onda en kV.

Tr: Tensión residual del pararrayos a la corriente especificada en kV.

Pararrayos de óxido de zinc: a los efectos de la coordinación de aislamiento a los niveles de tensión de distribución el nivel de protección de un pararrayos de ZnO se define como el mayor valor de los siguientes:

#### **Tensión residual máxima a la corriente especificada.**

Aunque no esta normalizado como en el comportamiento de protección de este tipo de pararrayos ante sobretensiones de frente rápido se tiene que considerar el tiempo de retardo en el mecanismo de conducción de los varistores por lo que acostumbra a

realizarse la prueba equivalente a la de frente de onda de los pararrayos convencionales con una onda de 1  $\mu$ s de frente.

Las expresiones de cálculo de ambos márgenes de protección se corresponden con la del pararrayos convencional.

### **Especificaciones para equipamiento tipo seco.**

Todo aparato que no tiene aislamiento líquido como parte de su estructura aislante puede ser considerado como equipamiento tipo seco. Los transformadores de tensiones nominales pequeños, las máquinas rotatorias, etc. Son ejemplos de este tipo de equipamiento.

La fortaleza del aislamiento tipo seco no se incrementa significativamente cuando la duración de la tensión de impulso aplicada disminuye. Para los propósitos de coordinación de aislamiento, la fortaleza de este tipo de equipamiento es considerada, en toda su característica tensión-tiempo, igual al nivel básico de aislamiento impulsos tipo rayo.

Por la razón anterior si la protección del equipamiento se realiza con pararrayos convencionales, tanto la tensión de ruptura sobre frente de onda como la tensión residual máxima del pararrayos se compara con el nivel básico de aislamiento a impulso tipo rayo del transformador.

$$MP_1 = \frac{NBAI - Tf}{Tf} \times 100 \quad (6)$$

$$MP_2 = \frac{NBAI - Tr}{Tr} \times 100 \quad (7)$$

Donde:

Tf: Tensión de ruptura del pararrayos sobre frente de onda en kV.

Tr: Tensión residual del pararrayos a la corriente especificada en kV.

Generalmente, no es práctico fabricar equipamiento tipo seco con el mismo nivel básico de aislamiento a impulsos tipo rayos que un equipamiento en aceite para la misma tensión de operación del sistema por lo que la coordinación de aislamiento enfrenta más dificultades para los aislamientos tipo seco. Tal situación hace preferible el uso de pararrayos de óxido de Zinc.

### 1.6.3 Definición por resistencias y duración.

Por su resistencia y duración los pararrayos se definen como:

- Normal Duty → (5 kA de corriente de descarga frecuente).
- Heavy Duty → (10 kA de corriente de descarga frecuente).
- De Subestaciones → (mayores de 10 kA).

El de (10 kA) tiene mayor durabilidad que el de 5, pero su costo se incrementa en ocasiones hasta más del 20%.

### 1.6.4 Aspectos a considerar en la selección de pararrayos.

- Voltaje nominal → (El pararrayos puede operar con el voltaje aplicado y una falla a tierra).
- MCOV → (Máximo voltaje de Operación continua).
- TOV (10 seg.) → (voltaje temporal).

Donde líneas aéreas empatan con líneas soterradas con puntos abiertos se crea el efecto duplex por reflexión de la onda. En ese caso en el punto de transición debe instalarse un pararrayos "riser pole".

### 1.6.5 Determinación de la tensión máxima de operación continua.

El requisito básico es que el valor de la tensión máxima de operación continua del pararrayos debe ser mayor que el valor cresta de la tensión de operación se determina de la tensión de 60 Hz correspondiente a la tensión más alta del sistema considerando las posibles armónicas de tensión. En los sistemas usuales el incremento de la tensión cresta por armónicas se puede tomar en cuenta por un factor de seguridad de 1.05 la tensión máxima de 60 Hz.

Teniendo en cuenta estos aspectos como regla general la tensión de operación continua debe ser:

- En sistemas con eliminación automática de falla a tierra: MCOV igual o mayor que el valor cresta de la tensión máxima de operación del sistema fase a tierra dividida por  $\sqrt{2}$ .
- En sistemas sin eliminación automática de falla a tierra: MCOV igual o mayor que la tensión máxima de operación del sistema.

Si no se conoce con exactitud la tensión máxima de operación del sistema. Ésta puede ser sustituida por la tensión máxima del equipo. El factor de 1.05 para armónicas es una decisión del usuario de acuerdo a las características respecto a este aspecto, del circuito donde se instalan los pararrayos.

La tensión de operación continua tiene influencia de los objetos puesto a tierra cercanos, por tanto, si el pararrayos se instala más cerca de los objetos puestos a tierra o energizados que lo recomendado por el fabricante, debe investigarse si la distribución de tensión de operación continua seleccionada.

Si no lo es pueden originarse temperaturas desiguales en los discos varistores (filamentos calientes) lo que puede conducir al incremento de la corriente continua. Esto puede acelerar el deterioro de sus características eléctricas y ante determinadas condiciones puede conducirlo a ruptura térmica.

### 1.6.5.1 Determinación de la energía específica generada en la prueba de la clase de descarga de línea.

Pararrayos de 5 kA y 10 kA, descarga de línea Clase.

Estos pararrayos son sometidos a una prueba de operación (prueba de funcionamiento) con impulsos de alta corriente. La energía generada por el impulso de alta corriente puede estimarse por la ecuación siguiente.

$$W = U_{res} I t \quad (8)$$

Donde:

$U_{res}$ : Tensión residual a impulso de corriente en kV. Si este valor no es conocido se puede estimar como 1.5 veces la tensión residual a la corriente de la descarga nominal que se considere.

$I$ : Amplitud de impulso de alta corriente especificada en A (amplitud de la corriente de descarga nominal si  $U_{res}$  no es conocido).

$t=6.5$  s: Tiempo efectivo del impulso de alta corriente en seg.

La energía especificada es  $W$  dividido por la tensión nominal del pararrayos.

#### ➤ Pararrayos de 10 kV de descarga de línea clase 2 o mayor y pararrayos de 20 kA.

La energía específica generada ( $W'$ ) durante la prueba de la clase de descarga de línea puede ser determinada con suficiente exactitud por la ecuación:

$$W' = \frac{U_{RM}}{U_N} \left[ \frac{U_L}{U_N} - \frac{U_{RM}}{U_L} \right] \frac{U_N}{Z} t \quad (9)$$

Donde:

$U_r$ : Tensión residual a la corriente de impulso de maniobra especificada.

$U_l$ : Tensión de carga del generador en kV.

$U_n$ : Tensión nominal en kV.

$Z$ : Impedancia de onda en  $\Omega$ .

$t$ : Duración virtual del pico de corriente en  $\mu s$ .

Los datos para la prueba de clase de descarga de línea se dan en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2: Parámetros de las pruebas de descargas de líneas.

TABLA	PARAMETROS DE LAS PRUEBAS DE DESCARGA DE LINEA			
CORRIENTE DE DESCARGA (kA)	CLASE DE DESCARGA DE LINEA	IMPEDANCIA DE ONDA DE LA LINEA ( $\Omega$ )	DURACION VIRTUAL DEL PICO t ( $\mu$ s)	TENSIÓN DE CARGA $U_L$ (kV DE CD.)
10	1	4.9 $U_r$	2000	3.2 $U_r$
10	2	2.4 $U_r$	2000	3.2 $U_r$
10	3	1.3 $U_r$	2400	2.8 $U_r$
20	4	0.8 $U_r$	2800	2.6 $U_r$
20	5	0.5 $U_r$	3200	2.4 $U_r$

Ur: Tensión nominal del elemento de prueba en kV r.m.s.

La selección de la clase de descarga de línea puede, en general, realizarse según los siguientes pasos:

1. Determinar la condición más severa de absorción de energía generada en el pararrayos en servicio teniendo en cuenta las sobretensiones esperadas.
2. Determinar la energía específica generada de absorción mediante la división de la energía generada entre la tensión nominal.
3. Determinación de la energía específica generada en la prueba de clase de descarga de línea.
4. Comparar la energía específica generada en explotación con la energía específica generada en la prueba de clase de descarga de línea.

Si la absorción de energía requerida por el servicio, es más alta que la capacidad de absorción energía que se verifica en la prueba de operación, se debe seleccionar una corriente de descarga nominal más alta o una clase de descarga de línea mayor alternativamente la tensión nominal puede seleccionarse superior.

### **1.6.6 Determinación de la tensión nominal.**

El requisito básico es que la característica de "tensión a la frecuencia del sistema contra tiempo" (U-t) del pararrayos, debe ser más alta que la característica del sistema "amplitud de sobretensión temporal contra duración".

La tensión nominal del pararrayos se selecciona, por tanto, de acuerdo a las sobretensiones temporales en el punto donde se encuentra instalado el pararrayos, teniendo en cuenta sus amplitudes como duración.

### **1.6.7 Determinación de la corriente de descarga nominal y la clase de descarga de línea.**

La absorción de energía del pararrayos debida a un esfuerzo de sobretensión transitoria depende de la característica residual, tensión de corriente del pararrayos y de este modo de la corriente de descarga nominal por lo que la clase de descarga se determina en un proceso interactivo.

#### **Corriente de descarga nominal.**

La corriente de descarga nominal se selecciona de acuerdo a la corriente de la descarga atmosférica a través del pararrayos para la que se desea proteger el equipo, en este caso son válidas las consideraciones que se hacen cuando se selecciona un pararrayos convencional (SiC).

Como regla general, los siguientes valores son adecuados, dependiendo de la corriente de la descarga atmosférica esperada.

#### **Categoría I (hasta 230 kV).**

En los sistemas de distribución, los pararrayos con una corriente de descarga nominal de 5 kA, son en general, suficientemente confiables. Si se requiere una mejor protección por la importancia de la instalación o por una alta densidad de rayos a tierra en la región puede utilizarse una corriente de descarga nominal de 10 kA. En sistemas con tensiones máximas superiores a 72.5 kV se recomienda siempre este último valor.

#### **Categoría II (mayor a 230 kV).**

Para sistemas con tensiones máximas hasta 420 kV, los pararrayos con corriente de descarga nominal de 10 kA son generalmente suficientes. En sistemas con tensiones máximas mayores pueden requerir pararrayos de 20 kA.

Las sobretensiones más severas a las que puede someterse el pararrayos en operación son producto de:

- Cierre y recierre de líneas largas.
- Desconexión de bancos de capacitores o cables con rearqueo en los interruptores.
- Rayos en los conductores de las líneas aéreas con alto nivel de aislamiento o descarga inversa próxima al pararrayos.

La energía (W) que puede absorber el pararrayos ante estas sobretensiones se puede estimar por las ecuaciones siguientes.

#### Cierre y recierre de líneas.

$$w = 2U_p (U_e - U_p) T_w / Z \quad (10)$$

Donde:

$U_p$ : Nivel de protección del pararrayos a impulsos de maniobra en kV.

$U_e$ : Amplitud de la sobretensión en kV.

$Z$ : Impedancia a impulso de la línea en  $\Omega$ .

$t$ : Tiempo de viaje a lo largo de la línea en  $\mu s$ .

#### Condiciones de rayo.

$$W = \left[ 2 U_{50} - N U_{PR} \right] + LN \left[ U_{50} - U_{PR} \right] \frac{U_{PR} T}{Z} \quad (11)$$

$U_{50}$ : Tensión crítica de descarga de polaridad negativa del aislamiento de la línea.

$N$ : Número de líneas conectadas al pararrayo.

$t$ : Duración equivalente de la corriente del rayo.

Algunos otros eventos, diferentes a los tres mencionados, pueden resultar en una absorción notable de energía del pararrayos y deben ser considerados. Un ejemplo típico es cuando se utilizan fusibles de capacidad mucho mayor que la requerida en el sistema o cuando se instalan pararrayos con un nivel de protección muy bajo.

### 1.6.8 Efecto de la conexión del pararrayos.

La conexión del pararrayos influye en el nivel de protección él que ofrece y por tanto un requisito de la coordinación de aislamiento es la conexión adecuada del pararrayos. Existen tres posibles tipos o métodos de conexiones:

1. Método de conexión separada.
2. Método de interconexión.
3. Método de los tres puntos.

El método más eficiente es el método de los tres puntos de conexión, en el caso de protección a transformadores. Este se muestra en la figura 1.7.

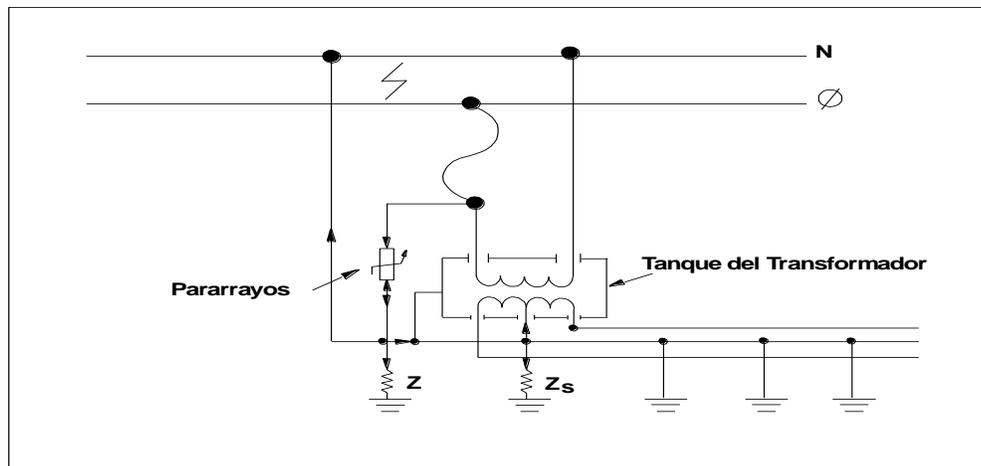


Figura 1.7: Método de los tres puntos de conexión.

En este tipo de conexión se eliminan los esfuerzos entre los tres grupos de aislamientos del transformador. Cuando el cable de puesta a tierra del pararrayos se interconecta con el tanque y el neutro secundario se obtiene la protección más confiable para el transformador.

Si la conexión sólida entre el tanque y el punto común de tierra no es permitido por la norma local, pueden utilizarse entrehierros entre ambos puntos y entre el punto común de tierra y el neutro secundario.

### **1.6.9 Efecto de la localización del pararrayos.**

De la misma forma que es importante seleccionar las características adecuadas del pararrayos para proporcionar una protección efectiva del equipo, es necesario realizar una localización adecuada del mismo o se pierde el criterio de coordinación adoptado. El pararrayos brinda su máxima protección en el punto de instalación, por lo que el margen de protección es función de la distancia al objeto a proteger.

Teniendo en cuenta lo anterior y que los pararrayos tipo distribución cualquiera sea su construcción tienen normalmente limitaciones en cuanto a selectividad comparados con los otros tipos de pararrayos, lo que hace que las distancias a que pueden instalarse del equipo a proteger sean muy cortas; se recomienda instalarlos directamente al tanque del transformador en el caso de protección a los mismos.

### **1.6.10 Efecto de la resistencia de puesta a tierra del pararrayos.**

Bajo condiciones de circulación de corriente de impulso la tensión total que se aplica al transformador u otro equipo cualquiera protegido por pararrayos esta dado por las diferentes caídas de tensiones que se producen en las partes por donde circula a tierra la corriente del rayo.

El material del cable de conexión a tierra debe ser metálico de suficiente conductividad y resistencia mecánica e idóneo para el medio ambiente en que se encuentre ubicado para evitar la corrosión. No se deben utilizar alambres o cables de acero o cables con alma de acero debido a que aumentan el efecto inductivo y el conductor de tierra no debe estar seccionado, es decir, no deben haber empalmes en la conexión a tierra.

### **1.6.11 Factores que afectan el valor de Ec. Por ciento para el margen de protección.**

Un número de factores variables afectan el valor  $T_f$  y el valor EAB y por tanto determinan el valor de Ec. Algunos de estos factores son controlables y otros no. Son factores controlables las características de descarga y de tensión de ruptura sobre frente de onda de los pararrayos porque pueden cambiarse, variando el pararrayos seleccionado y también la longitud de los cables de conexión de los mismos, haciéndola lo más corta posible.

Los factores que no son controlables, pueden ser favorables o no.

#### **Entre los no favorables se pueden citar:**

- Onda de tensión con frentes muy pendientes,
- Ondas de corriente con frentes muy pendientes,
- Ondas de corriente de gran magnitud y
- Deterioro del aislamiento del transformador por el tiempo que lleva en explotación.

#### **Entre los favorables se encuentran:**

- Atenuación de la onda debido a la longitud del cable,
- Tensión menor que del doble de su valor al final del cable por longitudes pequeñas del cable soterrado.
- Reducción de la razón de elevación de la onda de tensión debido a su transición de una línea aérea a un cable soterrado.

Teniendo en cuenta todos estos factores el valor mínimo del margen de protección denotado como MP1 se establece en un 5 % y el valor mínimo para MP2 se establece en un 10 % aunque estos por cientos para cada uno de estos márgenes son aceptables, valores mayores son deseables si pueden obtenerse a un costo razonable.

## 1.7 Conclusiones.

La mayoría de los flashover causados por los impactos directos o los flameos inducidos por impactos cercanos pueden ser reducidos de acuerdo al diseño de las líneas. Las líneas se deben diseñar para un CFO de 300 kV en cada poste de la línea. Los tensores y los equipos sin protección (como los dropouts) puede reducir significativamente el nivel de aislamiento. Los pararrayos u otras medidas (tal como aislar los cables tensores) se debe usar en aquellos postes donde existan. Como una alternativa a niveles de aislamiento más alto, se puede usar pararrayos a espacios bastante grandes; el diseño debe asegurar que los pararrayos se instalen en cada fase a por lo menos cada 360 m. En áreas abiertas es mucho más difícil garantizar una protección contra impactos directos de los relámpagos.

## Capítulo 2

### Estudio, comparación y selección de las variantes a utilizar.

#### 2.1 Introducción:

La marcha anual del número de días de tormentas a nivel nacional y la marcha media anual del número de días de tormentas muestra que el año puede ser dividido en dos períodos, uno de gran actividad (de mayo a octubre) donde incide alrededor del 90% del total anual del número de días de tormentas, y el otro con poca actividad (de noviembre a abril) donde ocurren el 10% restante. En términos de frecuencia anual y por período, 98 días de tormentas es la media anual del país, de ellas 87 días se reportan en el período de gran actividad y los restantes días en el de poca actividad.

Dentro del período de gran actividad, los meses que reportan mayor número de días de tormentas son de junio a septiembre, alcanzándose la máxima nacional en agosto con una frecuencia de 18 como valor medio, seguido de julio y septiembre con frecuencia de 17. En el análisis por estaciones, los promedios mensuales más altos son 25, 24 y 23 para los meses agosto, julio y septiembre respectivamente; los reportes del fenómeno en los dos primeros meses se localizan en estaciones de la región occidental del país y en la región más oriental. Los meses restantes en la figura 2.1.

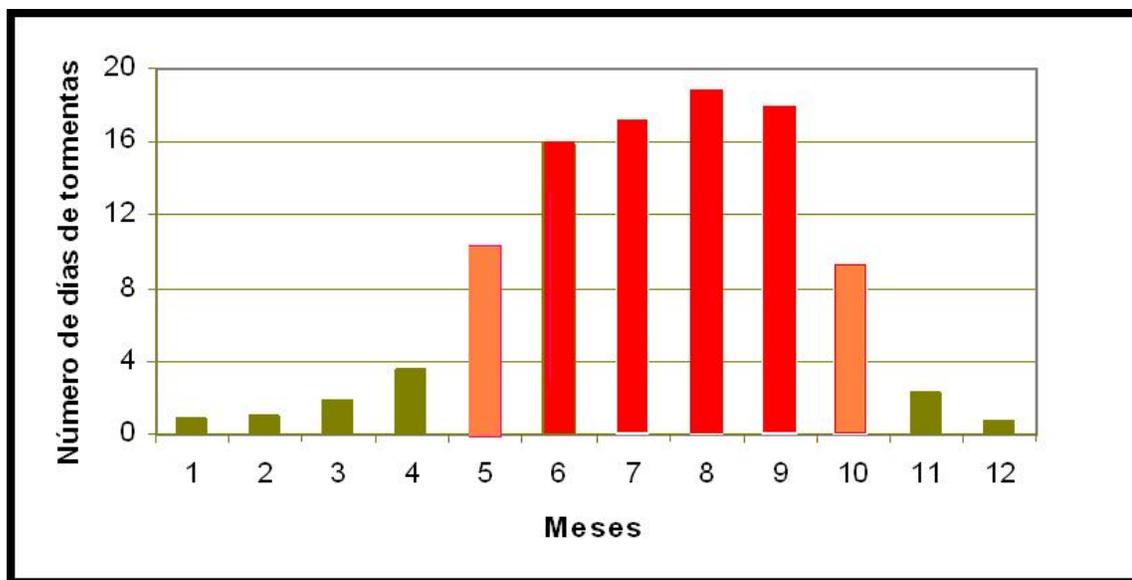


Figura 2.1: Marcha anual del número de días de tormentas en Cuba.

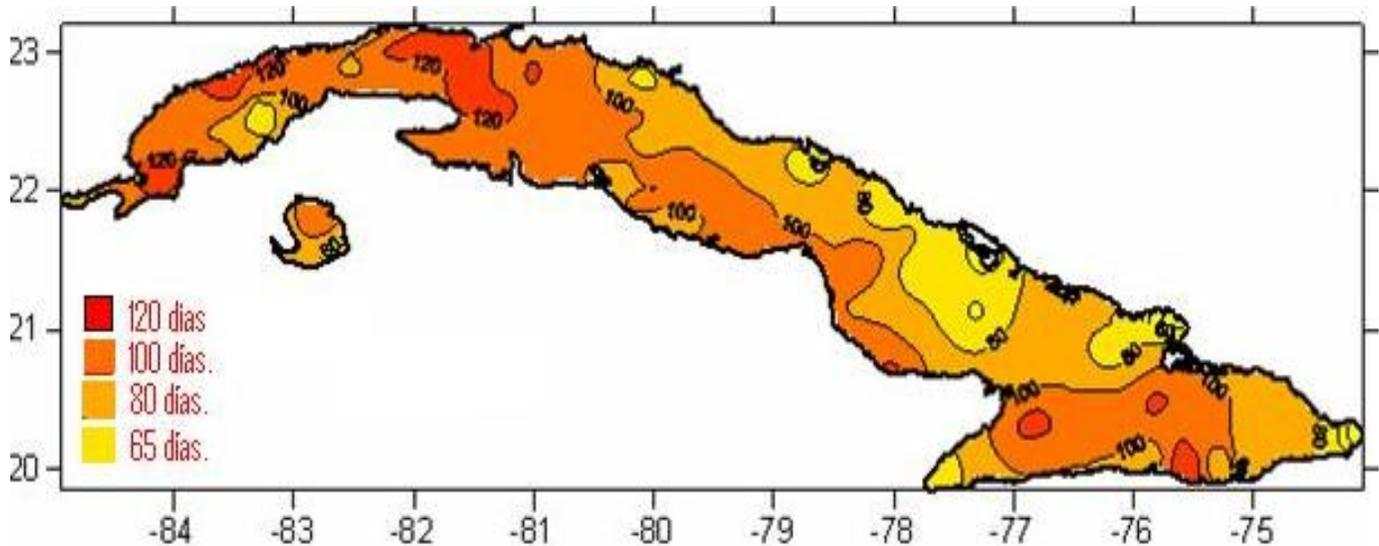


Figura 2.2: Mapa del promedio anual de días de tormentas.

## 2.2 A continuación se muestran varias simulaciones hechas para varios tipos de comportamientos de los relámpagos.

Sin Protección contra descargas atmosféricas:

La estructura simulada es una estructura tipo "A" y los resultados obtenidos son para una sección de 100 Km. de línea con una altura de 29.5 pies y una densidad de rayos a tierra (GFD) de 1 impacto por Km<sup>2</sup>. en cada año. Los resultados se llevaron a escala lineal para diferentes densidades de impactos de rayos o diferentes longitudes de línea. La gráfica siguiente muestra cómo el flashover en el tipo de estructura varía con el nivel de aislamiento (CFO), cuando la línea está a campo traviesa (sin ningún escudo).

El nivel de aislamiento no tiene ningún efecto en el flashover causado por un impacto directo. Sin ninguna forma de protección contra rayos tal como es el cable protector o los pararrayos en línea, casi cada golpe directo causará flashover en las estructuras de la distribución. Los flashovers causados por los voltajes inducidos dependen mucho del nivel de aislamiento. En terrenos abiertos, los voltajes inducidos son mucho más bajos que los

voltajes causados por impactos directos, así que a menudo el aislamiento puede resistir los voltajes inducidos.

Basado en estas simulaciones y de mediciones tomadas en el campo, resulta que aquellas estructuras con un nivel de aislamiento más alto que 300 kV, son en su mayoría inmunes a los flashovers inducidos. En cambio, las estructuras que tienen un CFO menor de 150 kV son más propensas a los flashover inducidos.

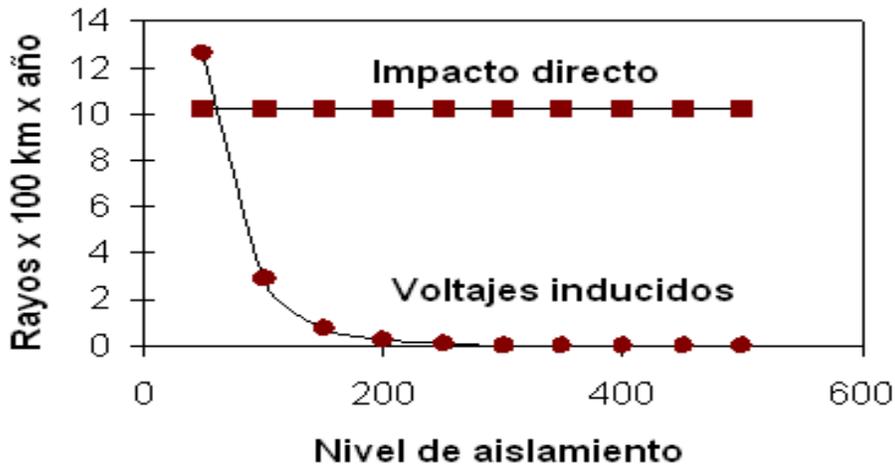


Figura 2.3: Flashovers versus Voltaje crítico de Flashover (GFD= 1flashover Km2/ año).

### 2.3 Espaciamiento de los pararrayos

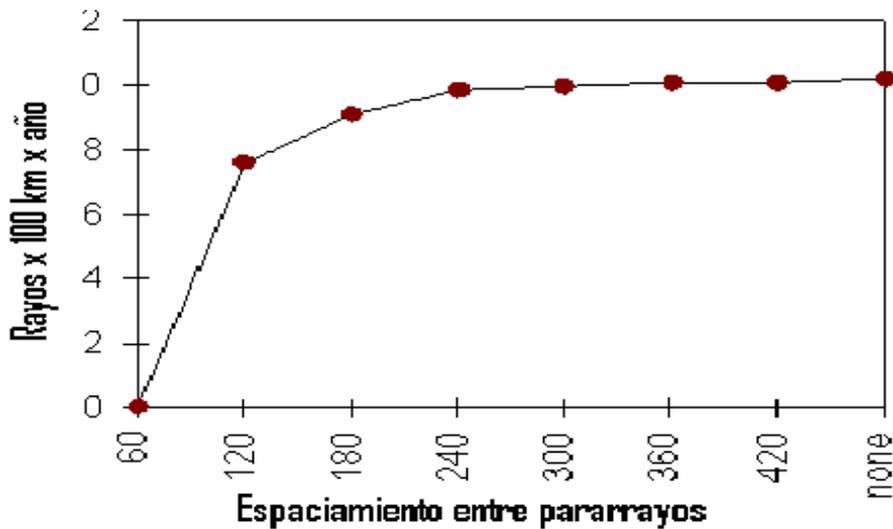


Figura 2.4: Flashover de impacto directo versus espaciamiento interlineas de los pararrayos para valores de GFD= 1 flameo/ Km2/ año, CFO= 199 kV.

Es difícil proteger el aislamiento de las líneas de distribución de los impactos directos. Los simulacros de laboratorio muestran que los pararrayos necesitan ser colocados en cada poste en todas las fases para lograr una protección adecuada.

Para impactos cercanos, los voltajes inducidos son muchos menores que los voltajes del impacto directo al mismo nivel de corriente de rayo. Como se puede ver en la figura 2.5, se pueden espaciar los pararrayos muchos más lejos y aún así todavía garantizan una protección adecuada (recordando siempre que un frente de onda inducido por descargas atmosféricas no transita por la línea más de 400 m).

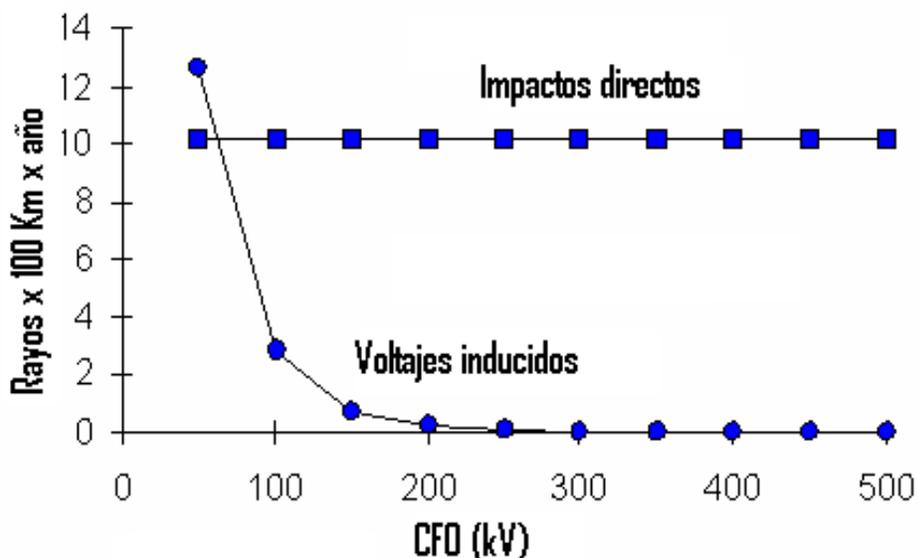


Figura 2.5: Flashover por impacto cercano versus. Espaciamiento de los pararrayos (GFD=1 flashover/ Km<sup>2</sup>/ año).

De hecho, muchos circuitos en la distribución (sobre todo los laterales o ramales) se protegen con pararrayos colocados a un mayor espaciamiento. Los Pararrayos normales, conectados en paralelo a los transformadores de distribución garantizarían el espaciamiento adecuado para la protección contra rayos.

Los datos experimentales no son disponibles totalmente en las simulaciones de la computadora, de tal modo que los resultados aquí mostrados deben ser evaluados con esa limitación en mente. Varias empresas han informado de haber obtenido buenos resultados usando los pararrayos con espaciamientos superiores. Esto pudiera deberse a que la mayoría de los problemas con los rayos son debido a los flashovers o flameos inducidos, que las distancias mayores entre los pararrayos si pueden proteger.

## 2.4 En el sistema eléctrico.

En el caso del sistema eléctrico la cantidad de rayos que caen cada año sobre 100 Km. de líneas sin protección natural hasta (33kV) está dada por la expresión **(empírica), (12)**:

$$NL = \frac{0.50 NI \sqrt{100}}{8450} \left[ h - \frac{2}{3} \left( h - h_{ms} \right) + b \right] \quad (12)$$

Donde:

NL: Número de rayos x 100 Km. de línea al año.

NI: Nivel isoceraúnico (días – tormenta al año).

h: Altura del conductor en el poste (en pies).

h<sub>ms</sub>: Altura del conductor en el medio del espacio entre postes.

b: Espaciamiento horizontal de los conductores (en pies).

En nuestras estructuras típicas con postes de 30 pies esto es:

$$NL = 0.68 NI.$$

En los mapas de contaminación se observa que en una parte importante del país.

$$NI = 100$$

## 2.5 Para la línea 6220 Menéndez - La boca tenemos:

### Datos:

$$h = 29''$$

$$h_{ms} = 26''$$

$$b = 3''$$

$$NI = 100$$

$$NL = \frac{0.50 \left( \frac{NI}{100} \right) \left[ \left( \frac{h}{h_{ms}} \right)^2 + b \right]}{8450} \quad (1)$$

$$NL = \frac{0.50 \left( \frac{100}{100} \right) \left[ \left( \frac{29}{26} \right)^2 + 3 \right]}{8450}$$

***NL = 65.67 Rayos por cada 100 Km. de línea en un año para el 6220.***

En un año inciden 68 rayos por cada 100 Km. de nuestras líneas de Distribución que no cuentan con protección natural. Estos rayos provocan corrientes de descarga que avanzan por la línea y pueden provocar interrupciones, daños en el aislamiento de la misma y en los equipos conectados si no son adecuadamente drenadas a tierra y los equipos suficientemente protegidos.

### 2.6 Datos de la línea a estudiar:

Nombre de la Línea: 6220 (Delicias-Playa La Boca). Municipio de Menéndez.

Ubicación: Zona norte del territorio de la provincia.

Voltaje de la Línea: 34,5 kV

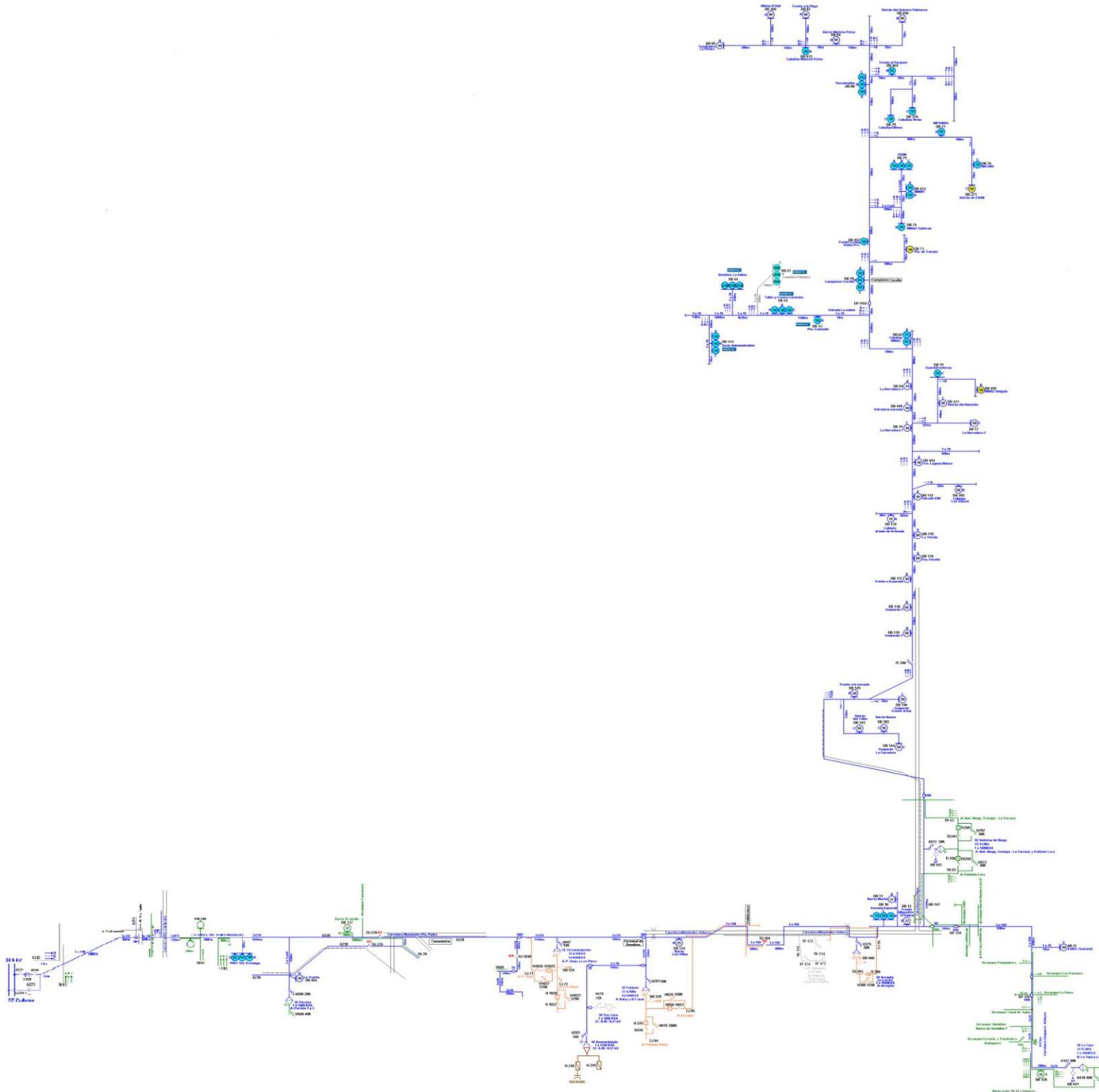
Distancia de la Línea: 80 Km.

Conductor de la línea: AAAC 158 mm<sup>2</sup>

Estructuras de la línea: Postes de madera y hormigón (35'' de altura) (800 unidades)

Cantidad de transformadores instalados: 73

## 2.7 Mono lineal de la 6220 zona norte Las Tunas, Menéndez-La Boca.



## 2.8 Afectaciones ocurridas a la línea 6220 en el año 2009. Fabricante RYMEL.

Tabla 2.1: Afectaciones ocurridas a la línea 6220 en el año 2009

No	Dirección	kVA	N. Voltaje	Costo en (CUC)	N. Empresa	Fabricante
1	Guayacán. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6845	Rymel
2	Vedado 8. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6816	Rymel
3	La Herradura 2. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6812	Rymel
4	Campismo Punta de Corella. Mdez	50	19100/120- 240	1785.60	T 7214	Rymel
5	Porcionador La Boca. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6965	Rymel
6	La Playa. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6830	Rymel
7	ESUNI. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6832	Rymel
8	ESUNI. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6831	Rymel
9	Casa de Visita del MININT. Mdez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6844	Rymel
10	Frente a la Casa de Visita del Partido. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6945	Rymel
11	Detrás de ESUNI. Menéndez	50	19100/120- 240	1785.60	T 6962	Rymel

12	Fabrica de escoba. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 6956	Rymel
13	La Salina. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 6966	Rymel
14	La Salina. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 6842	Rymel
15	La Salina. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 6829	Rymel
16	La Salina. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 6836	Rymel
17	Guayacán. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 7939	Rymel
18	La Herradura 4. Menéndez	50	19100/120-240	1785.60	T 7210	Rymel

En este caso tenemos que en esta línea todos los transformadores dañados fueron de 50 KVA, lo cual representa un daño considerable por el costo de los mismos, a continuación realizamos el cálculo para determinar las pérdidas económicas ocasionadas por estos.

N.....cantidad de transformadores dañados.

C.....costo en (CUC).

Ct.....costo total.

**Datos:**

N = 18

C = 1785.60 (CUC)

**Formula:**

$Ct = N * C$  (14)

$Ct = 18 * 1785.60$

**Ct = 32140.80 (CUC)**

Es decir solamente en por este tipo de averías el costo en total ascendió a 32140.80 (CUC), esperamos que a través del estudio para la implementación de de pararrayos distribuidos en la línea 6220 Menéndez-La Boca se generalice en las zonas de la provincia más vulnerables a este fenómeno, lo cual garantizaría una mayor seguridad en el servicio de distribución y a la vez menores afectaciones a los consumidores.

## 2.9 Análisis de las variantes a utilizar para la protección contra sobretensiones causadas por descargas atmosféricas.

### ➤ Variante, Cable Protector (shield).

#### Datos:

Distancia de la línea (D)=80 Km.

Cantidad de toneladas de cable protector (Cton) =26

Costo por tonelada (T)=2346.17 (CUC)

Costo total para el shield (**CostTc**)

#### Formula:

$$\text{CostTc}=\text{Cton}*\text{T} \quad (15)$$

$$\text{CostT}=26*2346.17$$

$$\underline{\underline{\text{CostT}= 61000.7 \text{ (CUC)}}}$$

Además de ser la instalación del cable protector muy cara para la empresa el tiempo de duración de la instalación también se alarga de manera que ocasionaría gastos adicionales, sumándose a estas dificultades, el cable protector no protege contra la ferro-resonancia, y por último las líneas de sub transmisión tienen un nivel de aislamiento muy bajo lo que provocaría gastos también en el aislamiento de las varillas para alejarlas de las fases por las cuales pasaría muy cerca y podrían inducir altos voltajes en las fases.

### ➤ Variante, pararrayos distribuidos.

#### Datos:

Cantidad de unidades (N unid) = 480

Costo por unidad (C unid) = 83 (CUC)

Costo total para el pararrayos (**CostTp**)

#### Formula:

$$\text{CostTp}=\text{N unid}*\text{C unid}$$

$$\text{CostTp}=480*83$$

$$\underline{\underline{\text{CostTp}=39840\text{(CUC)}}}$$

La instalación de pararrayos distribuidos en la línea 6220 Menéndez – La playa en estos momentos para el sistema eléctrico sería la mejor variante, ya que económicamente sería más factible para su implementación, teniendo en cuenta también que el tiempo de duración sería menos de la mitad comparándolo con el del shield, lo que nos proporcionaría una rápida y sencilla instalación, además protegen a los transformadores del fenómeno de la ferro-resonancia lo cual el shield solo nos protegería de los impactos directos y tampoco la protegería de los voltajes inducidos.

Tabla 2.2: Comparación del costo inicial de cada variante.

Variante	Cantidad	Costo por tonelada/unidad (CUC)	Costo inicial (CUC)	Observaciones
Cable Protector (shield)	<b>80 Km. (26 TN)</b>	<b>2346.17</b>	<b>61000.7</b>	<b>Se encarece además por los suplementos que se utilizan.</b>
Pararrayos distribuidos.	<b>480 Unidades</b>	<b>62.85</b>	<b>30150.00</b>	<b>Se conectan 3 por estructura cada 500 m</b>

## 2.10 Proceso de gasto para ambas variantes que utilizaría una brigada de ingenieros para ejecutar ambos proyectos.

[Proyecto para la instalación de cable protector en línea de 34.5 kV en la línea 6220, Menéndez, Las Tunas.](#)

Tabla 2.3: Tareas a realizar por la brigada.

Tareas	Cantidad	Pesos T(\$)	Días	Horas B	Prima (\$)	Salario Neto (\$)
Pasar cadena de protección e instalar equipo de tierra (juego)	1	1.81	0.02	0.17	0.54	2.36
Retirar cadena de protección y equipo de tierra (juego)	1	1.81	0.02	0.17	0.54	2.36
Inspección diaria	59	106.97	1.23	9.84	32.09	139.06
Planificación y llenado del permiso de seguridad	59	53.45	0.61	4.91	16.04	69.49
Transportación recorrido por carretera (Km.)	1000	181.63	2.09	16.70	54.49	236.12
Instalar varilla de tierra	160	435.04	5.00	40.00	130.51	565.55
Estirar y rematar conductores cable tensor para el shield (Km.)	80	1.017.99	11.70	93.60	305.40	1323.39
Subir cable tensor para el shield (c/u)	800	1.044.10	12.00	96.00	313.23	1357.32
Asegurar cable tensor (c/u)	800	2.610.24	30.00	240.00	783.07	3.393.31
	<b>TOTALES</b>	<b>5.453.05</b>	<b>62.67</b>	<b>501.38</b>	<b>1.635.07</b>	<b>7088.96</b>

Tabla 2.4: Resumen de costo para la variante del (shield)

<b>Resumen de costo estimado en :</b>	<b>MN (\$)</b>	<b>CUC (\$)</b>
Materiales	98955.84	80029.76
Salario	7088.96	0.00
Descanso Retribuido	644.39	0.00
Seguridad Social	966.67	0.00
Fuerza de Trabajo	1933.34	0.00
Transporte y uso de equipos	7033.19	359.15
Gastos técnico-administrativos	4464.89	0.00
<b>TOTAL DEL COSTO ESTIMADO</b>	<b>121087.27</b>	<b>0.00</b>
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>121087.27</b>	<b>0.00</b>
Costo Proyecto	8275.10	0.00
Gastos indirectos de la OBEP	7746.00	0.00
Insumos de Construcción y Montaje	0.00	8002.98
Insumos del Proyecto	0.00	248.25
<b>VALOR TOTAL</b>	<b>137108.38</b>	<b>88640.14</b>

<b>Tipo de brigada</b>	<b>Diesel en Lts</b>	<b>Días Brigadas</b>
Linieros B	675.00	62.67

[Proyecto para la instalación de pararrayos distribuidos en línea de 34.5 kV en la línea 6220, Menéndez, Las Tunas.](#)

Tabla 2.5: Resumen del costo para la variante de los pararrayos distribuidos.

<b>Resumen de costo estimado en :</b>	<b>MN (\$)</b>	<b>CUC (\$)</b>
Materiales	46889.00	30150.00
Salario	3307.61	0.00
Descanso Retribuido	300.66	0.00
Seguridad Social	451.03	0.00
Fuerza de Trabajo	902.07	0.00
Transporte y uso de equipos	3313.54	199.53
Gastos técnico-administrativos	2083.25	0.00
<b>TOTAL DEL COSTO ESTIMADO</b>	<b>57247.17</b>	<b>0.00</b>
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>57247.17</b>	<b>0.00</b>
<b>Costo Proyecto</b>	<b>3912.27</b>	<b>0.00</b>
<b>Gastos indirectos de la OBEP</b>	<b>3625.36</b>	<b>0.00</b>
<b>Insumos de Construcción y Montaje</b>	<b>0.00</b>	<b>3015.00</b>
<b>Insumos del Proyecto</b>	<b>0.00</b>	<b>117.37</b>
<b>VALOR TOTAL</b>	<b>64784.80</b>	<b>33481.90</b>

Tabla 2.6: Tareas a realizar por la Brigada.

Tareas	Cantidad	Pesos T(\$)	Días	Horas B	Prima (\$)	Salario Neto (\$)
Pasar cadena de protección e instalar equipo de tierra (juego)	26	47.14	0.54	4.33	14.14	61.28
Retirar cadena de protección y equipo de tierra (juego)	26	47.14	0.54	4.33	14.14	61.28
Inspección diaria	29	52.58	0.60	4.83	15.77	68.35
Planificación y llenado del permiso de seguridad	29	26.27	0.30	2.42	7.88	34.16
Transportación recorrido por carretera (Km.)	600	108.98	1.25	10.02	32.69	141.67
Instalar Pararrayo 33 kV	480	1.827.17	21.00	168.00	548.15	2375.32
Instalar Varilla de tierra	160	435.04	5.00	40.00	130.51	565.55
	<b>TOTALES</b>	<b>2.544.31</b>	<b>29.24</b>	<b>233.94</b>	<b>763.29</b>	<b>3307.61</b>

Tipo de brigada	Diesel LTS	en Días Brigadas
Linieros B	375.00	29.24



## **2.11 Conclusiones.**

De la el análisis anterior se concluye que la variante de instalar pararrayos es la más económica y más simple a utilizar por la facilidad de su explotación. En este caso una de las ventajas de la utilización de los pararrayos distribuidos es que también protegen los transformadores del fenómeno de la ferro-resonancia lo cual no es posible con el cable protector, también los pararrayos protegen la línea de los voltajes inducidos.

## Capítulo 3

### Impacto económico, técnico y social del uso de los pararrayos distribuidos en la línea 6220 Menéndez-La Boca.

#### 3.1 Introducción:

Los rayos provocan corrientes de descargas que avanzan por la línea y pueden provocar interrupciones, daños en el aislamiento de la misma y de los equipos conectados si no son adecuadamente drenadas a tierra y los equipos suficientemente protegidos.

Los pararrayos conectados al sistema protegen los equipos y aislamiento de las líneas mediante una desviación y corte a través de ellos de la onda de alta tensión provocadas por el rayo. Para que esto sea real la resistencia de aterramiento debe ser igual a 10 ohm, el bajante de tierra apropiado y las puntas de conexión lo más corta posible.

### 3.2 Impacto económico.

De las variantes analizadas es obvio que la utilización de los pararrayos distribuidos que nos ofrece mayor protección y es la más económica según lo antes expuesto:

Tabla 3.1: Comparación del costo total en (MN) y (CUC) de las variantes.

Variantes.	Costo total en (MN).	Costo total en (CUC).
Proyecto para la instalación de cable protector (shield).	<b>137108.38</b>	<b>88640.14</b>
Proyecto para la instalación de pararrayos.	<b>64784.80</b>	<b>33481.90</b>

En otra variante podemos disminuir la cantidad de pararrayos distribuidos teniendo en cuenta que de los 80 Km. de línea evaluados inicialmente solo 30 Km. son los más expuestos a la incidencia de los rayos. La cifra se reduciría a 180 pararrayos distribuidos como se muestra en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Proyecto para la instalación con solo 180 pararrayos.

Variante.	Costo total en (MN).	Costo total en (CUC).
Proyecto para la instalación de pararrayos. (180). Solo el costo de los pararrayos.	<b>24294.30</b>	<b>12555.71</b>

### 3.3 Impacto técnico.

Existe una preocupación acerca de que si se usa un pararrayos para proteger contra impactos directos, ocurrirán bastantes fallas a causa de un exceso de energía. Los impactos directos pueden descargar significantes cantidades de energía a través de un pararrayos de distribución.

Los pararrayos de la clase de distribución (sobre todo pararrayos de comportamiento normal) fallarían debido a la cantidad de energía en el relámpago. La capacidad energética del Pararrayo varía con la magnitud de la corriente de la descarga y con la forma de onda de la misma.

La figura 3.1 muestra los resultados de la energía absorbida por un pararrayos cerca del punto de impacto del rayo.

Los pararrayos compartirán parte de la energía pero por los pararrayos cercanos al punto de impacto pasará una gran cantidad de energía. Los resultados se dan en kilo Joules (kJ) por kV de MCOV de rating o de chapa. El Cincuenta por ciento de los impactos directos de los rayos exceden los 31 kA, así mismo el cincuenta por ciento del tiempo, un pararrayos debe absorber más de 4 kJ/ kV de MCOV. El diecisiete por ciento del tiempo, el pararrayo debe absorber más de 11 kJ/ kV de MCOV (la primera curva de 72-kA).

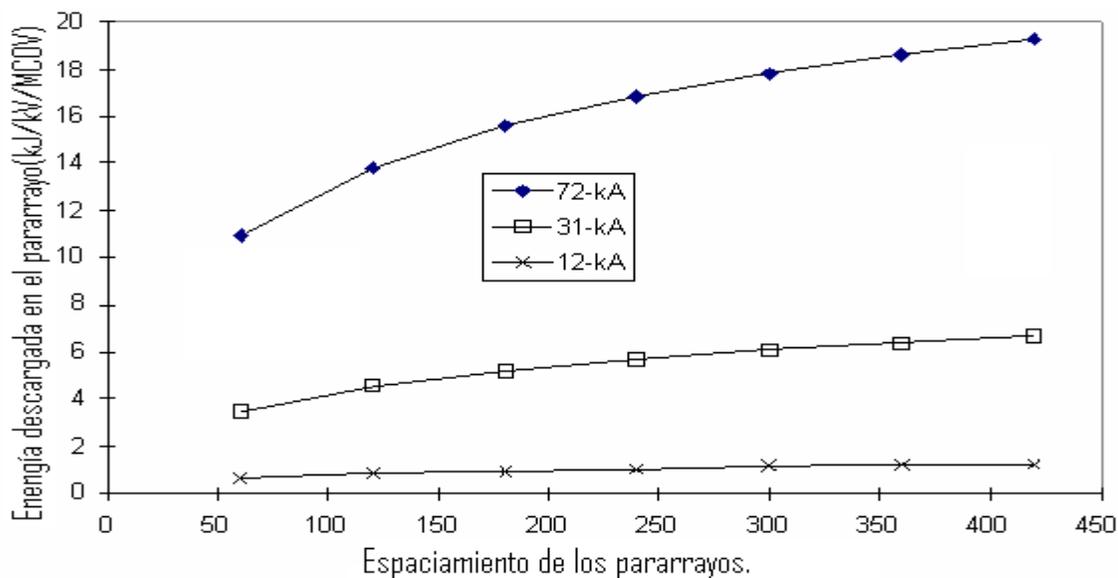


Figura 3.1: Energía en el pararrayos versus espaciamiento de los pararrayos.

Para juzgar el índice de fallas de un pararrayo debido al impacto de los rayos, se deben conocer las capacidades de energía de los pararrayos. Los datos de los fabricantes y las normas de pruebas Standard de la ANSI dan indicaciones acerca de la capacidad energética de los pararrayos. La capacidad de energía de los pararrayos de la clase distribución del tipo reforzado y para varios tipos de ondas de choque es objeto de análisis.

La capacidad de energía del pararrayos contra relámpago es probablemente mayor que cualquiera de estos números, pero no hay ningún apoyo muy confiable en los datos disponibles. Aun cuando sea mayor, el tendría que ser muchísimo más alto para resistir la mayoría de los impactos de los rayos (por lo menos 10 kJ/ kV).

### **Capacidades Energéticas de los pararrayos**

Capacidad de la Descarga de 2.2 kJ/kV de MCOV 100-kA, 4/10 s en prueba de impulso a 4.66 kJ/ kV de MCOV

Los resultados presentados en esta sección pueden implicar una tasa de fallo de pararrayos mayor que lo que muestra la experiencia real en operación. Los limitados datos que se tienen acerca de la corriente de descarga del pararrayos indican que las corrientes de descarga que exceden los 10 kA son también muy raras, aunque el promedio de las corrientes estimadas de los impactos directos se calcula en unos 31 kA. Las posibles razones de esta experiencia incluyen:

Muchos impactos directos a líneas de distribución causan flashover en los aislamientos, en esos casos muy poca de la corriente del rayo pasará a través de los pararrayos.

El escudo a la línea que ofrecen los objetos cercanos reduce ambos, ya sea el número o la magnitud de las corrientes de impacto directo.

Muchos pararrayos tienen mejores capacidades reales que las cuotas mínimas establecidas. En eventos de descargas de pararrayos fueron reportadas a 7.1 kJ/kV y 10.2 kJ/kV, sin un claro daño aparente del pararrayo.

Teóricamente los pararrayos distribuidos en los diferentes tramos podrían proveer una razonable protección como una alternativa colocándolos a espacios bastante grandes (por

lo menos a 400 m) y garantizando un adecuado drenaje a tierra con un aterramiento y una resistencia no mayor de 20 ohm.

### 3.3 Impacto social.

Según experiencias vividas en la línea de Menéndez – La playa 6220, donde ocurrieron 18 daños de transformadores en un corto plazo con un costo de 32140.8 (CUC), incluyendo afectaciones a los clientes por más de una hora se hace necesario con todos los elementos antes expuestos buscar soluciones que nos permitan brindar un servicio con excelencia y con bajo costo. En la actualidad tenemos las condiciones para lograrlo tanto en equipamiento como en personal. Para todo esto se requiere una alta disciplina y profesionalidad en nuestro actuar. Los transformadores dañados no solamente es un alto costo para la organización, sino para la economía de nuestro país. Hoy en día los transformadores de distribución son unos de los equipos más caros instalados en nuestras redes.

### 3.4 Conclusiones.

- Se comprobó que en las zonas de la provincia con características similares a esta pero con protección natural en un 50 % de las líneas chequeadas, las afectaciones en la parte de la línea que no cuenta con la protección natural solo en un año existe una diferencia de hasta cinco averías en solo 30 Km.
- El tiempo de interrupción máxima, también mostró una diferencia en las partes en que la línea cuenta con mayor protección natural.
- El costo por afectaciones a los transformadores aumentó drásticamente en las zonas desprotegidas.
- El deterioro de ambas partes de la línea es desigual a causa de las variaciones del medio en que se encuentran.

## Conclusiones generales.

Cualquiera de las dos variantes sea la del cable protector o (shield) y la de los pararrayos distribuidos garantizaría una mayor protección a la línea y un ahorro considerable de recursos económicos. Es decir que por lo antes expresado la OBE de Las Tunas teniendo en cuenta la necesidad de una solución rápida a este problema decidió optar por la utilización de los pararrayos distribuidos por su bajo costo en comparación con el cable protector (shield), además como hemos demostrado anteriormente la instalación de los pararrayos distribuidos nos protegerían las líneas de fenómenos como la ferro-resonancia y voltajes inducidos que nos afectan a las líneas igual o más que los impactos directos, estos fenómenos se presentan más en el tipo de zona estudiada que en otras partes donde exista una vegetación que sobrepase las líneas, es decir con una protección natural, quiere decir que en esta zona semidesértica como la vegetación es de pequeño tamaño los impactos en árboles cerca de la línea inducen un voltaje que puede ser descargado a través de los pararrayos y no del shield, también teniendo en cuenta el bajo nivel de aislamiento es muy difícil aterrizar el (shield) mediante la varilla a tierra ya que esta pasa muy cerca de las fases y cuando se descargue por ella el voltaje de un impacto directo puede inducir voltajes en cualquiera de las fases, lo que esto implicaría un mayor gasto de recursos para aumentar el aislamiento que no tomamos en cuenta en la realización de ambos proyectos.

## Bibliografía:

1. Aponte M. Guillermo. La ferro-resonancia el transformadores de distribución.
2. Ferracci. Philippe. La ferro-resonancia, cuaderno técnico # (190).
3. Hernández Areu Orestes, Ing. Dora terrero Janer, Ing. Omero Aguilar Terrero, Ing José G. Sánchez Glean. Investigación de las fallas masivas de transformadores de distribución en la OBE Jagüey Grande.
4. Lecha, climatología de las tormentas (2004).
5. Manual de redes de distribución. UNE, MIMBAS.
6. Rego (2005) Mapas del número de días de tormentas al año.
7. R. G. Houlgate "Polluted Insulator Application Guide" CIGRE Task Force 33.04.01. 1995.  
Short Tomas A. protección contra rayos en líneas de distribución aéreas.
8. [www.todopararrayos/distribuidos/protección.org](http://www.todopararrayos/distribuidos/protección.org)
9. [www.descargas-atmosféricas/rayos/impact.com](http://www.descargas-atmosféricas/rayos/impact.com)
10. [www.protection-pararrayos.it](http://www.protection-pararrayos.it)
11. [www.descargadores/valvulares/19kV.org](http://www.descargadores/valvulares/19kV.org)
12. [www.estructurasdeprotección/distribución.com](http://www.estructurasdeprotección/distribución.com)
13. [www.cubaclimatológica/metrología/archivos/históricos.cu.com](http://www.cubaclimatológica/metrología/archivos/históricos.cu.com)
14. [www.mapas/zonas/desprotegidas.org](http://www.mapas/zonas/desprotegidas.org)
15. [www.fenómenos/ferroresonancia.es](http://www.fenómenos/ferroresonancia.es)
16. [www.fenomenosclimáticos/redes/eléctricas.arg](http://www.fenomenosclimáticos/redes/eléctricas.arg)
17. [www.eléctricos/fenómenos.com.pa](http://www.eléctricos/fenómenos.com.pa)