

Protección de redes de distribución contra sobretensiones

-
- 13.1 Características de la descarga atmosférica.
 - 13.2 Causas de sobrevoltajes
 - 13.3 Pararrayos de Carburo de Silicio vs MOV
 - 13.4 Clases de pararrayos.
 - 13.5 Selección de pararrayos.
 - 13.6 Coordinación de aislamiento.
 - 13.7 Ondas viajeras.
 - 13.8 Protección de líneas.
 - 13.9 Descargas inducidas.
 - 13.10 Metodología para calcular el desempeño de las líneas de distribución ante la incidencia de descargas atmosféricas.

13.1 CARACTERÍSTICAS DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA

Con el fin de entender los efectos del rayo, es mejor obtener algún conocimiento sobre lo que es el rayo, como se causa y donde es más probable que ocurra. Los términos más usados para describir este fenómeno son los siguientes.

13.1.1 Conductor de descarga (predescarga).

Bajo condiciones normales se ha creído generalmente que las nubes contienen cargas positivas y negativas que se combinan y se neutralizan entre si resultando una carga neutra, con diferencia de voltaje cero dentro de la nube.

Una explicación del rayo es la siguiente: Cuando el aire húmedo es calentado, se eleva rápidamente y cuando logra alturas más grandes comienzan a enfriarse. A muy grandes alturas (tan altas como 60.000 ft) se forman partículas de precipitación y comienzan a caer; el aire va ascendiendo y las partículas van hacia abajo (a una velocidad de 100 MPH) y crean un mecanismo de transferencia de carga paralizando la nube.

Cuando el gradiente de potencial entre nubes o entre la nube y la tierra alcanza el límite para el aire, esté en la región de alto esfuerzo, se ioniza y se rompe. El conducto de descarga que es imperceptible para el ojo arranca en la nube como una perforación eléctrica. Esta a su vez establece la trayectoria descendente de la descarga entre la nube y la tierra; el conducto usualmente sigue la dirección de la más alta concentración de gradiente de voltaje en pasos sucesivos, estos pasos en zig-zag son de aprox. 60 yardas en un tiempo de 30 a 90 microsegundos vacilantes entre pasos.

Como el conducto se dirige a tierra, los iones negativos progresan hacia abajo a lo largo de la trayectoria conductora y los iones positivos comienzan a ascender (descarga de retorno) y cuando la carga y la descarga de retorno se encuentran se establece la conexión nube-tierra y la energía de la nube es liberada en la tierra; esta liberación de energía es la descarga visible llamada RAYO.

13.1.2 Duracion de la descarga.

La duración de la descarga es usualmente menor de 200 μ seg. Se ha considerado que la honda de corriente es del tipo 8 x 20 μ seg, que es una aceptable aproximación de la descarga.

Algunas descargas tienen relativamente alta corriente de descarga en cortos periodos de tiempo; estas descargas producen efectos explosivos. De otro lado otras descargas duran pocos cientos de μ seg. Con corrientes de descarga < 1000 Amperios. Este tipo de descarga comúnmente llamado rayo caliente produce quemaduras considerables, incendios, fusión de metales, etc. Muchas descargas son una combinación de ambas.

Los siguientes datos muestran una de las distribuciones estadísticas de duración de descarga reportado a la industria (tabla 13.1).

TABLA 13.1. Duración de la descarga simple

Duración de una descarga simple (μ seg)	%
> 20	96
> 40	57
> 60	14
> 80	5

Tiempo promedio = 43 μ seg

La energía de un rayo no es tan grande como la gente piensa ya que la duración de la onda es muy corta, por ejemplo una onda de 43 μ seg. dura solo el 0.26% de la duración de un solo ciclo de CA a 60 Hz.

13.1.3 Magnitudes de corriente.

Las medidas de corrientes de descarga sobre los últimos años muestran que las corrientes de descarga caen en el siguiente rango:

El 5%	excedieron los 90000 Amperios.
El 10%	excedieron los 75000 Amperios.
El 20%	excedieron los 60000 Amperios.
El 50%	excedieron los 45000 Amperios.
El 70%	excedieron los 30000 Amperios.

13.1.4 Rata de elevación.

Es interesante que mientras la industria eléctrica prueba con ondas de 8 x 20 μ seg, esta forma de onda no está totalmente sustentada por los datos de campo.

Los siguientes tiempos de cresta son mucho más representativos que la onda de 8 x 20 mseg.

Tiempos de cresta >	6.8 μ seg.	Tienen probabilidad del:	90 %
Tiempos de cresta de :	5 μ seg.	Tienen probabilidad del:	80 %
Tiempos de cresta de :	4 μ seg.	Tienen probabilidad del:	75 %
Tiempos de cresta de :	3 μ seg.	Tienen probabilidad del:	60 %
Tiempos de cresta de :	1.5 μ seg.	Tienen probabilidad del:	45 %
Tiempos de cresta de :	1 μ seg.	Tienen probabilidad del:	17 %

Se han reportado ratas de elevación tan altas como 10 kA / μ seg. para el 50 % de las corrientes de descarga. Ratas de 65 kA / μ seg para corrientes de descarga también fueron reportadas por muchos investigadores.

13.1.5 Descargas múltiples.

Más de la mitad de las descargas son múltiples y van desde 2 hasta 40. Son causadas por la recarga rápida de las nubes del área. Después de que ocurre la primera descarga, algunas de las cargas eléctricas en otras partes o en nubes adyacentes se mueven para rellenar el área descargada. Este relleno ocurre antes de que la trayectoria gaseosa de la primera descarga se haya disipado y consecuentemente cumple la misma trayectoria que la descarga anterior.

Algunos valores típicos para descargas múltiples son las siguientes:

El 50 % de las descargas directas tiene al menos 3 componentes

El 24 % de las descargas directas tiene al menos 4 componentes

El 15 % de las descargas directas tiene al menos 6 componentes

La duración promedio de las descargas múltiples tiene aproximadamente 1 / 10 seg.

La duración máxima para descargas múltiples tiene aproximadamente de 1.5 seg.

13.1.6 Polaridad.

La carga de la tierra es (+) y la de la nube es (-) en el 90 % de las medidas registradas.

13.1.7 Nivel isocerámico.

Es el número de días tormentosos al año en cualquier lugar: En Colombia las hay desde 5 a 100 días tormentosos por año.

13.2 CAUSAS DE SOBREVOLTAJE

13.2.1 Descargas atmosféricas.

13.2.2 Desplazamientos de neutro durante fallas línea - tierra.

13.2.3 Operación de fusibles limitadores de corriente.

13.2.4 Ferroresonancia (FR).

En circuitos trifásicos, el swicheo monofásico, la quema de un fusible, o la rotura de un conductor puede ocasionar sobrevoltaje cuando ocurre resonancia entre la impedancia de magnetización del transformador y la capacitancia del sistema de la fase o fases aisladas (ver figura 13.1).

Gran cantidad de situaciones prácticas en circuitos pueden ocurrir y pueden resultar en el fenómeno de ferroresonancia. Básicamente, las condiciones necesarias pueden elevarse cuando uno o dos fases abiertas resultan en una capacitancia que está siendo energizada en serie con la impedancia de magnetización no lineal del transformador, donde los suiches pueden ser cortacircuitos fusible montados en un poste.

La capacitancia puede ser dada por la longitud del cable que conecta el devanado a tierra con el transformador Pad Mounted.

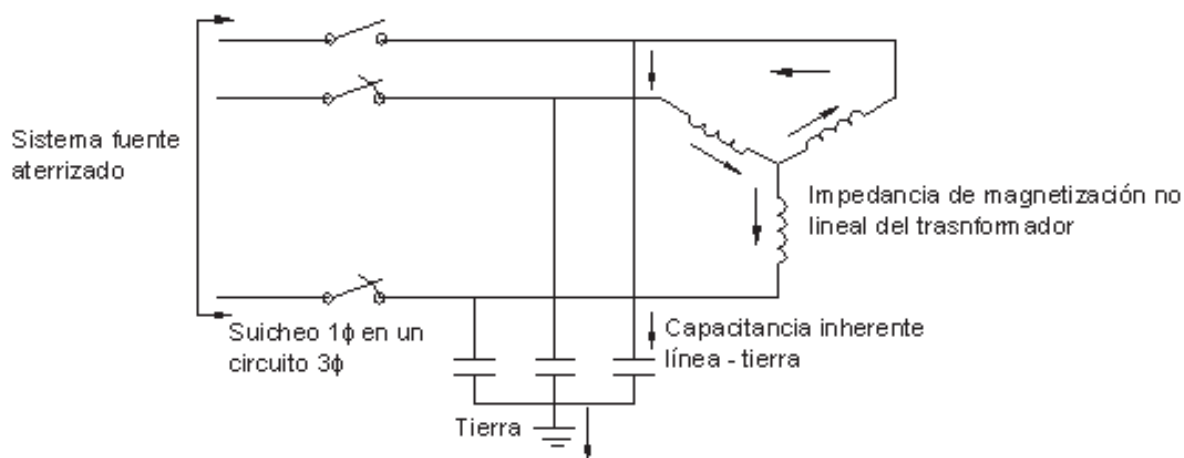


FIGURA 13.1. Swicheo 1 ϕ en un circuito 3 ϕ

La ferresonancia no puede ser totalmente evitada. Las condiciones que probablemente producen ferresonancia son las siguientes:

- Transformadores de pequeña capacidad: A más pequeña capacidad la susceptibilidad es más grande. Los bancos con capacidad > 300 kVA son raramente sensibles.
- Vacío: Una carga tan pequeña como 4 % resultaría en cercana inmunidad.
- Cualquier conexión 3 ϕ es sensible: Un transformador 1 ϕ conectada a fase - fase en un sistema primario aterrizado es sensible.
- Suministro primario por cables subterráneos: El blindaje aumenta la capacitancia y la susceptibilidad. Los cables primarios aéreos generalmente proporcionan inmunidad a menos que el voltaje sea mayor a 15 kV a 34.5 kV la ferresonancia es definitivamente una posibilidad con suministro aéreo puesto que la capacitancia interna del transformador es suficiente para resonancia.
- Voltaje primario superior a 5 kV: Voltajes superiores a 5 kV proporcionan sustancial inmunidad. Por encima de 15 kV la ferresonancia es bastante probable. Las opiniones difieren sobre susceptibilidad (sensibilidad) en el rango de 5 a 15 kV.
- Banco de capacitores secundario con neutro flotante: Incluso en una conexión Y aterrizada - Y si una fase del primario es desenergizada puede energizar la reactancia de magnetización de la fase desenergizada a través de la capacitancia y así causa resonancia.

En la actualidad, el método más práctico para evitar la ferresonancia es por medio de la instalación de transformadores conectados en Y-Y con los neutros primario y secundario del transformador aterrizados y conectados al neutro del sistema primario. El primario en Y con neutro aterrizado elimina por cortocircuito la conexión serie de la reactancia del transformador y la capacitancia del cable previniendo de ese modo el establecimiento del circuito resonante. Otras técnicas de mitigación son las siguientes:

- Los transformadores 1 ϕ deberían ser conectados a línea - neutro.

- Instalando switches tripolares y dispositivos de protección que evitan que el faseo 1ϕ pueda ocurrir. Esto puede no ser posible en muchos casos y puede no ser completamente efectivo pero es la mejor y más simple prevención.
- La FR puede ser prevenida si los cables y transformadores nunca son swichados al mismo tiempo. Para llevar a cabo a cabo esto los suiches del transformador deben estar localizados en los terminales del transformador justo en la parte elevada del poste y es deseable un enclavamiento para asegurar que al energizar, primero son cerradas las fases de los suiches de la parte superior del poste y luego cerrar los switches del primario del transformador. Al desenergizar, deben abrirse primero las fases del suiche del transformador y luego las del poste elevado.(ver figura 13.2)

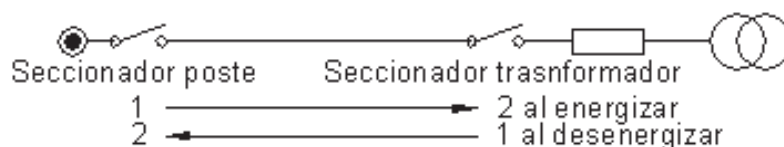


FIGURA 13.2. Secuencia de accionamiento de suiches para evitar ferroresonancia.

- El requerimiento para nunca suichear el cable de suministro y transformadores simultáneamente también se aplica a fusibles y a otros dispositivos de protección. Esto requiere que los fusibles, reclosos o seccionadores en la parte elevada del poste y sobre el alimentador de distribución sean coordinados para controlar una falla del transformador y así la protección primaria del transformador disparara primero. Por supuesto que, una falla del cable primario quemaría un fusible en parte superior del pote primero, pero una falla de estas es más probable que elimine por cortocircuito la capacitancia de la sección del cable fallado conectado al transformador y así prevenir la resonancia.
- Si una conexión susceptible debe ser usada, y si el cable primario corre a lo largo y debe ser suicheado con el transformador, y si el suicheo trifásico y la protección no es posible, arreglar luego el sistema para tener todo el suicheo dado con al menos 5 % de carga en el transformador.
- Los bancos de capacitores secundarios deben ser conectados con neutro a tierra.

13.2.5 Suicheo de capacitores.

El suicheo de bancos de capacitores pueden causar un sobrevoltaje al energizar o al desenergizar. Considérese la energización del banco con neutro aterrizado de la figura 13.3. Si las condiciones iniciales (pre - cierre) son tales que el banco de capacitores no tiene carga (sin voltaje) y el voltaje del sistema cierra en un máximo, el voltaje se excederá como se muestra en la figura 13.4.

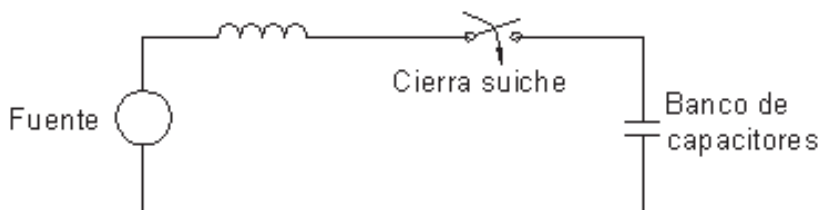


FIGURA 13.3. Energización de un banco de capacitores.

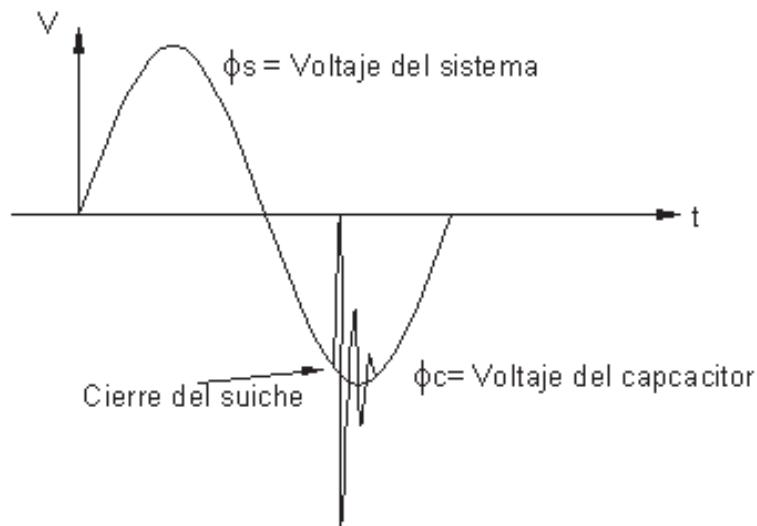


FIGURA 13.4. Sobrevoltaje debido a la energización.

La desenergización de un banco de capacitores (figura 13.5) es un aspecto que preocupa. Al abrir el suiche se crean las condiciones de sobrevoltaje que se muestra en la figura 13.6

Asúmase que R y X_L son muy pequeños comparados con la reactancia capacitiva tal que el voltaje de estado estable del capacitor es esencialmente el mismo de la fuente de voltaje. Si se asume que el suiche se ha abierto en algún tiempo breve antes del tiempo 0, la interrupción de corriente se llevará a cabo en un tiempo normal 0 de la corriente tal como el tiempo a de la figura 13.6.

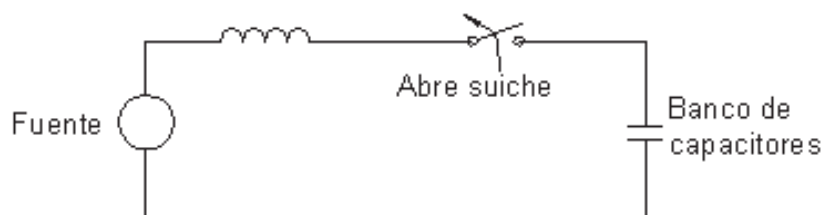


FIGURA 13.5. Desenergización de un banco de condensadores.

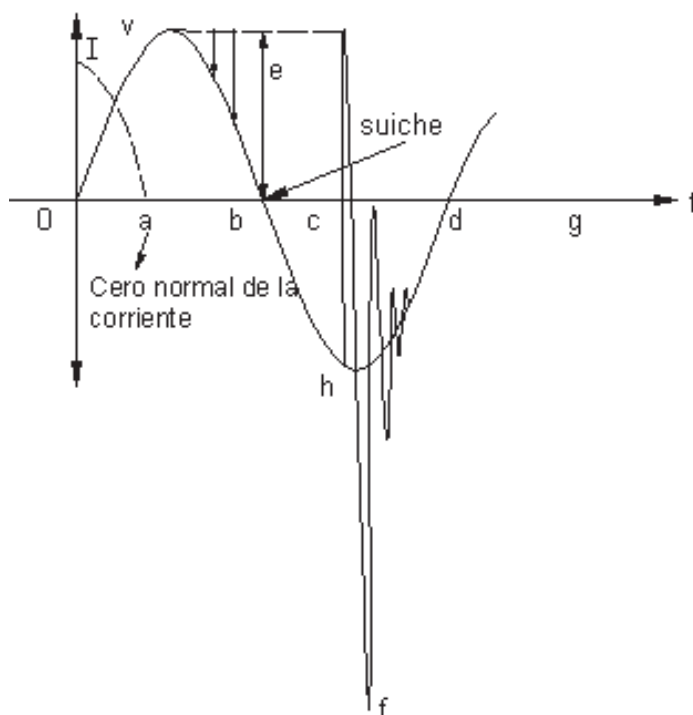


FIGURA 13.6. Sobrevoltaje debido a la desenergización de bancos de capacitores.

Por lo supuesto antes, la corriente de estado estable de 60 Hz. se adelanta al voltaje de la fuente en 90° , tal que el voltaje de la fuente y el voltaje del capacitor alcanzan su valor máximo en el tiempo a .

El resultado de la interrupción es que el voltaje del capacitor permanecerá en el valor pico puesto que la carga queda atrapada en él. Sin embargo, la fuente de voltaje continua su variación normal de 60 Hz y el voltaje que gradualmente aparece alrededor del suiche es la diferencia entre el voltaje fijo del capacitor por un lado y el voltaje de la fuente en el otro. Como se ve, el voltaje de la fuente alcanza un máximo de 2 veces el valor normal en el punto e , medio ciclo después de la interrupción.

Si el suicheo puede resistir 2 veces el voltaje normal en este tiempo, una interrupción exitosa ha sido obtenida. A causa de sus resistores de descarga normalmente incluidos en los capacitores, el voltaje del capacitor se descargará totalmente hasta desaparecer.

Sin embargo, si el suiche no alcanza a recobrar el adecuado dieléctrico, el arco se puede reencender entre los contactos alguna vez durante el periodo de a y c , que reenergizará el capacitor. Los voltajes de los transitorios máximos resultarán si un reencendido se lleva a cabo a voltaje máximo del suiche (tiempo c). Cuando la corriente es reestablecida en este tiempo, el voltaje del capacitor el cual es $a + 1.0$, trata de reincorporar el voltaje del sistema a -1.0 o h . El debe recorrer 2.0 para alcanzar el valor h y así puede pasar del punto h por 2. luego el voltaje resultante en f es 3 veces el normal.

Puesto que la corriente del capacitor también experimenta una frecuencia natural de oscilación, es teóricamente posible que una corriente cuya frecuencia natural pueda ocurrir justo después del tiempo c . Una segunda interrupción aquí puede dejar una carga atrapada en el capacitor con voltaje f de -3 p.u.

Como el voltaje del sistema se volteo a $+10$, el voltaje máximo del suiche de 4.0 puede resultar, y un reencendido en el tiempo g podría dar $4.0 + 1.0 = 5.0$ veces el voltaje normal, etc. Sin embargo, un compuesto de esta naturaleza es raro encontrarlo en la práctica.

Los suiches modernos generalmente no reinciden o reencienden más de una vez durante el despeje. Los voltajes que se aproximan a 3 veces el normal ocurrirán solo si ocurre el reencendido en el peor tiempo posible. Voltajes del orden de 2.5 veces son más típicos en medidas de campo.

13.2.6 Corrientes cortadas.

La mayoría de los dispositivos de interrupción de corrientes de falla tales como fusibles, reclosers, interruptores, etc, realizan la extinción del arco cuando la corriente (de 60 Hz) pasa por cero.

Los transitorios producidos de esta manera son usualmente 2 veces el normal o menos. Es posible bajo algunas condiciones tales como la operación de fusibles limitadores de corriente o de interruptores que la interrupción de bajas corrientes ocurra antes de que la corriente pase por cero. Estas corrientes cortadas así pueden causar excepcionalmente altos voltajes dependiendo de la rata de interrupción de la corriente, de la cantidad de corriente cortada y de la configuración del sistema.

Para analizar el corte abrupto de corriente, se asume que la corriente es forzada a que instantáneamente baje a cero desde algún valor finito. Si esta corriente esta fluyendo en una inductancia, ella no puede cambiar instantáneamente, y por lo tanto, resulta que prácticamente debe haber una capacitancia y/o resistencia asociada con la inductancia si el arco de voltaje es ignorado.

Considérese el circuito de la figura 13.7 donde la resistencia es ignorada y asumiendo que la reactancia capacitiva es mucho mayor que la reactancia inductiva $X_C \gg X_L$ esto es $i_{\text{normal}} \ll i$

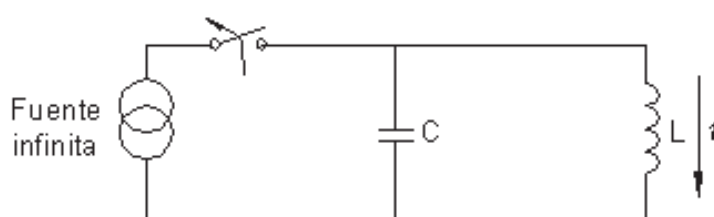


FIGURA 13.7. Circuito que ilustra las corrientes de corte.

$$\text{por ejemplo } w_n = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ es muy grande.} \quad (13.1)$$

Cuando la corriente en el suiche cambia de repente desde un valor i hasta 0, i continua fluyendo instantáneamente en L ; por lo tanto, debe también fluir en C . Una oscilación de frecuencia natural máxima que aparece alrededor de L y C es:

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot i \quad (13.2)$$

Esta ecuación puede ser manipulada como sigue para expresar el voltaje transitorio de una manera diferente.

$$e = \sqrt{\frac{L}{C}} \cdot i = \sqrt{\frac{wL}{wC}} \cdot i = \sqrt{X_L \times X_C} \cdot i = X_L \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \cdot i \quad (13.3)$$

Sin embargo, $\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}$ es la frecuencia natural p.u., $\frac{w_n}{w}$ y así $e = \frac{w_n}{w} X_L \cdot i$ (13.4)

Si $X_L \cdot i$ es el voltaje normal, o alguna medida del voltaje normal alrededor de la inductancia, luego, el voltaje transitorio, e , es varias veces el voltaje normal en la relación $\frac{w_n}{w} \left(e = \frac{w_n}{w} \right)$

Teóricamente, el corte puede producir voltajes muy altos. En la práctica, sin embargo, L es con frecuencia la impedancia no lineal de magnetización de un transformador.

Las características magnéticas de los transformadores modernos, acoplados en suiches típicos usualmente no dan elevaciones de voltaje de más de 2 veces el normal.

13.2.7 Contacto accidental con sistemas de alto voltaje.

Con frecuencia los circuitos aéreos de distribución primaria están contruidos debajo de circuitos de alto voltaje en el mismo poste. Caen conductores de alto voltaje rotos sobre circuitos primarios de voltaje más bajo posiblemente causan que los pararrayos rotados más bajo fallen a lo largo de la línea completa y causen daños en la mayoría de equipos.

13.3 PARARRAYOS DE CARBURO DE SILICIO VS MOV

El sector eléctrico ha visto cambios en el diseño de los pararrayos en los últimos años. Mientras muchos diseños más viejos pueden aun encontrarse en sistemas de distribución, la gran mayoría de los pararrayos de ahora son de:

- Carburo de silicio con explosores.
- Varistores de oxido metálico MOV.

En la figura 13.8 se comparan los 2 tipos básicos de pararrayos.

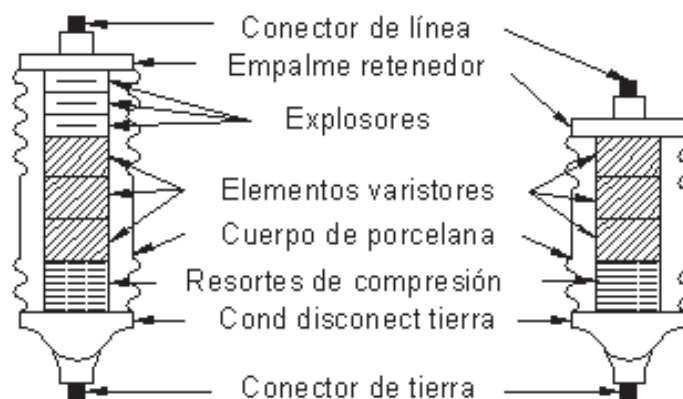


FIGURA 13.8. Pararrayos de carburo de silicio y MOV.

La mayoría de los pararrayos en sistemas de distribución son del tiempo más viejo (Carburo de Silicio con explosores), la introducción del pararrayos de óxido metálico al final de los 70's es uno de los avances más significativos en el sector eléctrico y fue totalmente aceptado en el mundo en la década de los 80's.

Un pararrayos de Carburo de Silicio tiene elementos valvulares de Carburo de Silicio que están protegidos de los voltajes continuos a frecuencia industrial por una serie de explosores que actúan como aisladores durante condiciones de voltaje normal e interrumpe la corriente de 60 Hz que sigue a cualquier corriente descargada por el pararrayos.

El hace esto por el no reencendido en los subsecuentes medios ciclos de voltaje de frecuencia industrial después de que la siguiente corriente cero ha ocurrido. El voltaje y la corriente cero ocurren simultáneamente, permitiendo que el explosor despeje el circuito establecido a través del pararrayos.

En el pararrayos MOV, los discos de óxido metálico aíslan eléctricamente el pararrayos de tierra. El disco está compuesto de una variedad de materiales en concentraciones variables que determinan las características del varistor. Partículas altamente conductoras (usualmente ZnO) están suspendidas en un verdadero semiconductor en características ajustadas a las de un diodo zener (back to back).

El procesamiento de los discos de varistor de óxido metálico es extremadamente crítico. La pureza de los materiales y su dispersión uniforme por todo el disco debe ser cuidadosamente monitoreado. Para demostrar cuán crítico es el monitoreo, un experimento fue realizado en el cual, la concentración de uno de los materiales en un disco fue incrementando en 50 partes por millón más allá de las partes especificadas en la concentración de partes por millón. El varistor que resultó de ese incremento demostró un mejoramiento del 15% en las características de protección, pero el tiempo de vida esperado total del varistor bajó al 90%. Un disco de óxido metálico empieza su conducción bruscamente a un nivel preciso del voltaje y cesa de conducción cuando el voltaje cae por debajo de ese nivel. Un explosor serie no es requerido para aislar el pararrayos de tierra o interrumpir el flujo de corriente (la cual no existe mientras el voltaje aplicado a 60 Hz esté por debajo del nivel del voltaje de conducción).

La diferencia principal entre el pararrayos de Carburo de Silicio y el MOV es que los bloques valvulares MOV son tan no lineales que ninguna o al menos una pequeña corriente de potencia es provocada a voltaje normal línea – tierra. El pararrayos MOV consecuentemente no requiere de explosores serie. El MOV sencillamente facilita la entrada o salida de conduccion. Una comparación de las características no lineales se muestran en la figura 13.9 dramáticamente ilustra el extremo no lineal del MOV.

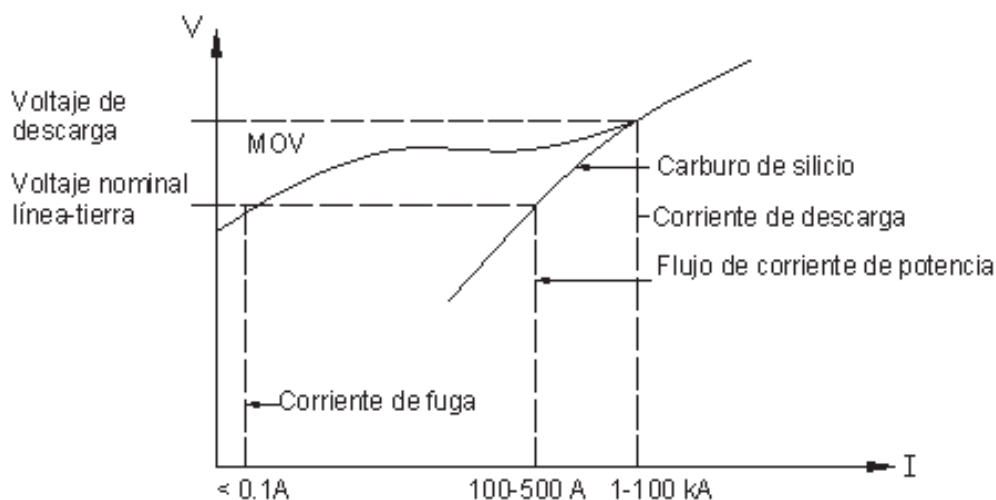


FIGURA 13.9. Comparación de las características no lineales del pararrayos MOV con las de los pararrayos de carburo de silicio.

13.4 CLASES DE PARARRAYOS

Existen tres clases de pararrayos: distribución, intermedio y estación. Para la mayoría, las principales diferencias de estos tipos de pararrayos es el tamaño del bloque. Un bloque más grande reduce el voltaje de descarga IR e incrementa bastante la capacidad de energía y su confiabilidad. Todas las 3 clases de pararrayos están disponibles para distribución como se muestra en la tabla 13.2.

TABLA 13.2. Voltajes nominales para las clases de pararrayos

	Voltajes nominales en kV
Distribución	1 - 3 - 6 - 9 - 10 - 12 - 15 - 18 - 21 - 25 - 27 - 30
Intermedios	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120
Estación	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30 - 36 - 39 - 48 - 60 - 72 - 90 - 96 - 108 - 120

Los pararrayos del tipo distribución son usados en los alimentadores mientras que el intermedio y el tipo estación son usadas en las subestaciones (SE).

13.5 SELECCIÓN DE PARARRAYOS

La selección de voltaje nominal de un pararrayos para un sistema de distribución esta basada en el voltaje línea – tierra del sistema y en la forma como esta aterrizado dicho sistema. La condición limitante para un pararrayos usualmente no tiene nada que ver con la magnitud de la descarga (de suicheo o de rayo) que puede ser contrastante con la selección de pararrayos para transmisión. En distribución, el voltaje nominal del pararrayos esta basada en el voltaje máximo línea – tierra de estado estable que el pararrayos puede ver. Esta condición limitante es normalmente causada cuando existe una falla línea a tierra en una de las otras fases.

De acuerdo con la norma ANSI C62.22, “Guía para la aplicación de pararrayos de oxido metálico para sistemas de corriente alterna”, la aplicación de pararrayos en sistemas de distribución requiere del conocimiento de:

1. El voltaje máximo de operación normal del sistema de potencia.
2. La magnitud y duración de los sobrevoltajes temporales TOV, durante condiciones anormales de operación. Esta información debe ser comparada con el MCOV nominal y la capacidad TOV del pararrayos.

13.5.1 MCOV: Voltaje máximo de operacion continua.

Este término suena bastante simple pero ha sido difícil de determinar para muchas empresas de energía. En un sistema de distribución donde el voltaje es siempre cambiante debido a la variación de las demandas de las cargas, y donde el voltaje en una parte del sistema puede ser diferente al de otras partes (por ejemplo cerca de la SE y al final del alimentador), es algunas veces imposible definir solo un MCOV.

El MCOV de un pararrayos sin embargo, se considera que es aproximadamente el 84% del voltaje nominal del pararrayos de ciclo de trabajo nominal como se muestra en la tabla 13.3.

TABLA 13.3. Pararrayos y su MCOV

Vnominal pararrayos	3	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30
MCOV	2.55	5.1	7.65	8.4	10.2	12.7	15.3	17	19.5	22	24.4

Lo que esto significa es que un pararrayos de ciclo pesado de 10 kV, típicamente usado para un sistema de 13.2 kV seria operado continuamente con un voltaje máximo continuo línea - tierra de 8.4 kV o menos.

La tabla 13.4 extractada de la norma ANSI C62.22, muestra los voltajes nominales comúnmente aplicados de pararrayos de oxido metálico para sistemas de distribución. Todos estos voltajes nominales de ciclo pesado son de distribución. y son los mismos valores nominales para pararrayos de carburo de silicio mas viejos excepto en el nivel 13.8 kV, típicamente, un sistema multiaterrizado de 4 hilos de 13.8 kV ha empleado pararrayos con explosores de 10 kV. Hoy, la mayoría de esas mismas compañías aun usan pararrayos MOV de 10 kV. Algunas compañías electrificadoras sin embargo, han reconocido que el pararrayos de 10 kV es muy marginal y debería posiblemente ser reemplazado por uno de 12 kV para estar en un lado más conservativo.

13.5.2 TOV: Sobrevoltaje temporal.

La cantidad de voltaje que aparecerá es una función del tipo de puesta a tierra del sistema. Por ejemplo, en un sistema Δ una falla línea – tierra causará una compensación total. Por ejemplo el voltaje línea – línea. La figura muestra esta condición. Por ejemplo, el voltaje línea - tierra llegará a ser el voltaje línea - línea. La figura 13.10 ilustra esta situación.

Como puede verse, cuando una fase tiene una falla a tierra no hay corriente puesto que el transformador está conectado en Δ . La fase A quedó puesta a tierra y los pararrayos conectados desde la fase B y la fase C a tierra, ahora hará que quede conectada la fase B a la fase A y la fase C a la fase A o sea, una conexión línea – tierra. Esto significa que el voltaje a través de esos pararrayos se incrementa a 1.73 pu.

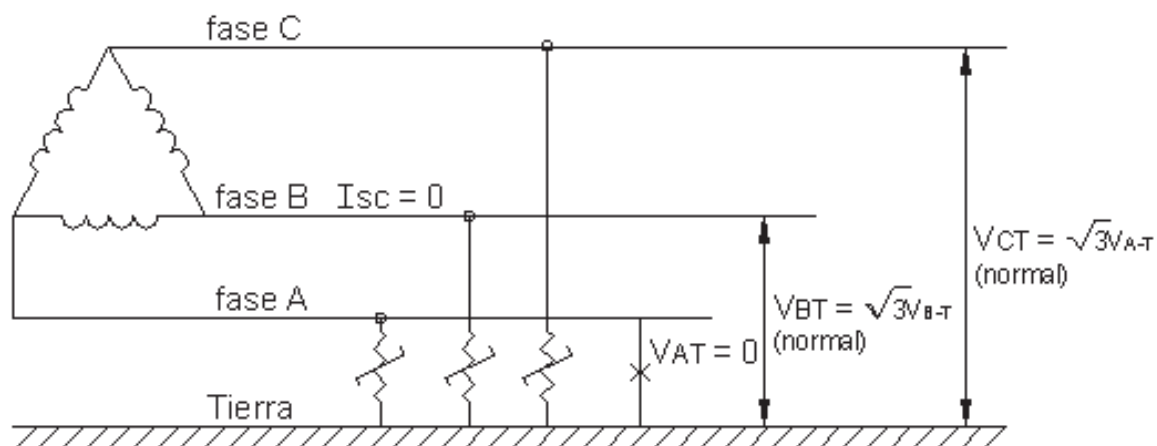


FIGURA 13.10. Fallo línea - tierra en un sistema delta.

TABLA 13.4. Voltajes nominales de pararrayos de oxido - metálico comunmente aplicados en sistemas de distribución *.

Voltaje del sistema kV rms		Voltajes nominales de pararrayos comunmente aplicados kV rms (MCOV) +++ Ciclo de trabajo nominal		
Voltaje nominal	Voltaje máximo rango B **	Multiterrizado 4 h Y y con neutro.	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de baja impedancia. *** +	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de alta impedancia.
4160 Y / 2400	4400 Y / 2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4160	4400			6 (5.1)
13200 Y / 7620	13970 Y / 8070	10 (8.4)	15 (12.7) ++	
13800 Y / 7970	14605 Y / 8430	12 (10.1)	15 (12.7) ++	
13800	14520			18 (15.3)
34500 Y / 19920	36510 Y / 21080	27 (22)	36 (29) ++	

* Los circuitos (Spacer Cable) no han sido incluidos. La experiencia ha sido insuficiente con la aplicación de pararrayos de oxido metálico en estos circuitos para incluirlos en esta tabla.

** Ver ANSI C84.1 - 1989.

*** La duración de la falla línea - tierra no excede en 30 min.

+ Los circuitos de baja impedancia típicamente son: 3 hilos uniterrizados en la fuente.
Los circuitos de alta impedancia son Δ o no aterrizados.

++ Estudios de casos individuales que muestran voltajes nominales más bajos que pueden ser usados.

+++ Para cada valor nominal de trabajo pesado el MCOV está también listado entre paréntesis.

Este es el voltaje que define el voltaje nominal del pararrayos si él es de Carburo de Silicio o MOV.

La mayoría de los sistemas de distribución están clasificados como sistemas de 4 hilos multiaterrizados. El cuarto hilo es por supuesto, el hilo neutro el cual es periódicamente aterrizado en poste. La figura 13.11 ilustra este tipo de sistema bajo una condición de falla simple línea – tierra.

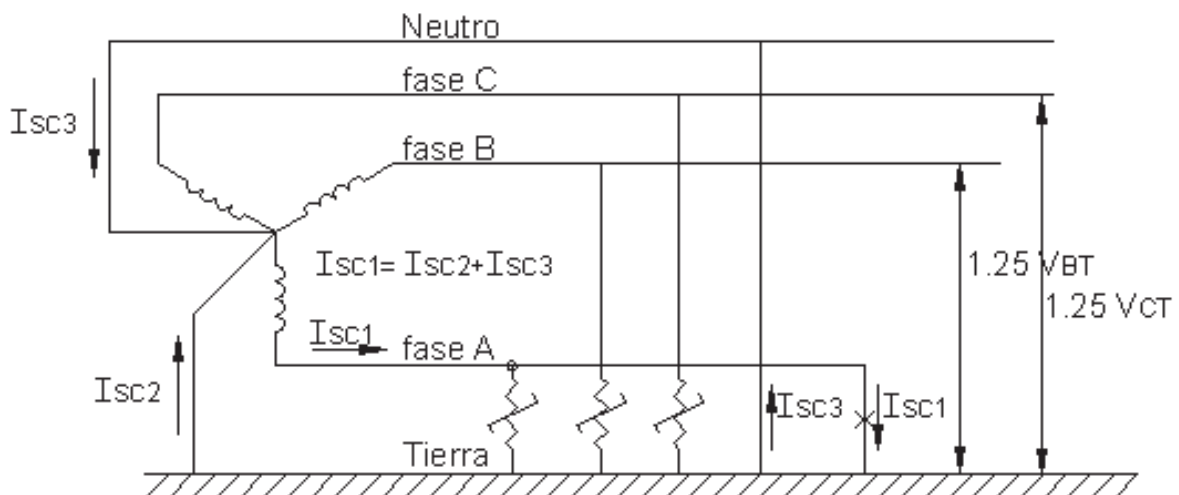


FIGURA 13.11. Falla línea - tierra en un sistema Y aterrizado.

Como puede verse, para este sistema sólidamente puesto a tierra, fluirá una corriente de falla considerable. Si el sistema de puesta a tierra fue perfecto no debe existir diferencia de potencial entre la tierra de la subestación y el punto de la falla. Si este fuera el caso, el voltaje en el punto de la falla debería permanecer a potencial cero y en los pararrayos conectados a las otras dos fases no debe haber cambio en el voltaje. La tierra, sin embargo, no es perfecta y alguna elevación va a ocurrir. Para este tipo de sistema, la elevación asociada con una falla simple línea tierra es considerada como de un 25%. En consecuencia, los pararrayos en las fases B y C varían aproximadamente 1.25 pu a través de sus terminales para esta condición.

Los voltajes nominales de pararrayos con descargadores seleccionados para un sistema con neutro multiaterrizado y con conductores desnudos es igual o mayor al voltaje nominal línea tierra multiplicado por el producto del factor de regulación (1.05) y el factor de elevación de voltaje 1.2.

$$V_{np} = V_{nL-T} \times 1,05 \times 1,20 \quad (13.5)$$

Esto es equivalente a 1.25 veces el voltaje nominal línea tierra del sistema.

Para un pararrayos tipo MOV este voltaje es comparado con el TOV nominal del MOV. Puesto que el pararrayos MOV es más sensible a tierras pobres, a la regulación mala y a la reducida saturación algunas veces encontradas en los nuevos transformadores, se recomienda generalmente un factor de 1.35 para MOV'S.

RESUMEN DE ESTAS Y OTRAS RECOMENDACIONES

Para sistemas multiterrizados en Y, conductores desnudos.

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos explosores} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,25 \quad (13.6)$$

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos MOV} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,35 \quad (13.7)$$

Para sistemas en Δ, pararrayos con explosores o MOV

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,73 \quad (13.8)$$

Para sistemas SPACER CABLE (Cables agrupados)

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1,5 \quad (13.9)$$

Para sistemas Y uniterrizados

$$\text{Voltaje nominal del pararrayos} = V_{\text{nominal L-T}} \times 1.4 \quad (13.10)$$

La dificultad ahora es determinar la duración del TOV. Si se asume que la duración máxima de la falla es 300 s, luego el sobrevoltaje máximo temporal del sistema es 1.025 pu del ciclo de trabajo nominal o 1.3 pu del MCOV puesto que el ciclo de trabajo nominal es aproximadamente 19% mas alto que el MCOV.

Un ejemplo de cálculos para determinar el voltaje nominal del pararrayos es mostrado en la tabla 13.5.

13.5.3 Selección.

Como se ha observado, los voltajes nominales de pararrayos para sistemas de 4 hilos multiterrizados tienden a ser determinados por el MCOV, mientras los sistemas menos efectivamente aterrizados tienden a determinarse usando el TOV. Un resumen de los voltajes nominales recomendados para pararrayos en sistemas de varios voltajes y prácticas de aterrizajes y duraciones de falla < 300 s, son mostrados en la tabla 13.6.

13.5.4 Consideraciones en las aplicaciones de MOVs

La selección de un pararrayos MOV esta previamente basada en el MCOV que es aplicado al pararrayos en servicio (línea tierra). Para pararrayos en sistemas eléctricamente puestos a tierra, este es normalmente el máximo voltaje línea – tierra, (por ejemplo un sistema a 13.8 kV, el voltaje máximo de estado estable línea – tierra es calculado como $\frac{1,05 \times 13,8}{\sqrt{3}} = 8,37 \text{ kV}$.

TABLA 13.5. Ejemplos de cálculos para encontrar voltajes nominales de pararrayos.

Voltaje del sistema kV	Sistema de puesta a tierra	Factor de multiplicación	$V_{\text{máx L - T}}$ kV	MCOV mínimo requerido *	Ciclo nominal de trabajo de pararrayos	MCOV real del pararrayos
13.2	Multiterrizado	1.35	10.3	7.9	10	8.4
13.8	Multiterrizado	1.35	10.76	8.3	10	8.4
34.5	Multiterrizado	1.35	26.9	26.7	27	22
34.5	Δ	1.82	36.25	27.9	36	29
34.5	Spacer	15	29.9	23	30	24
34.5	Uniterrizado	1.4	27.8	21.4	27	22

TABLA 13.6. Voltaje nominal de pararrayos (ciclo de trabajo)*

Voltaje del sistema	4 hilos multiterrizado	Δ	Uniterrizado	Spacer
13.2	10	15	10	12
13.8	12	15	12	12
34.5	27	36	27	30

* Voltaje nominal basado en duraciones de falla menores de 300 segundos.

Para un sistema no aterrizado mediante impedancia, el MCOV debería ser al menos el 90% del voltaje máximo fase – fase.

Otras consideraciones en la aplicación de MOV son las condiciones temporales en el sistema de distribución que elevan el voltaje tales como una falla línea – tierra. El MOV tiene curvas de sobrevoltaje temporal, las cuales deben ser consideradas para las siguientes condiciones.

13.5.4.1 Regulación de voltaje.

Las normas de voltaje establecen un límite no mayor que el 5% sobre el nominal. Estas normas sin embargo, no limitan la fluctuación de voltaje hacia afuera del alimentador. Por ejemplo, un estudio de la EPRI mostró que el voltaje de la subestación puede ser tan alto como 17% sobre el nominal (el promedio fue del 7%) con el voltaje promedio de la subestación, los voltajes fuera en el alimentador son generalmente no mayores al 5% sobre el nominal.

Se sospecha que la operación de capacitores durante baja carga del sistema o que ajustes inapropiados de los reguladores de voltaje están resultando en voltajes del sistema 10% arriba del nominal o aun mas altos sin el conocimiento de la empresa de energía. La principal preocupación considerando estos cuasi sobrevoltajes de estado estable es que la estabilidad a largo plazo de los elementos valvulares de óxido metálico esta normalmente demostrada.

13.5.4.2 Ferroresonancia.

Niveles de voltaje más altos, líneas largas y cables subterráneos son susceptibles cuando ocurre la ferroresonancia, no siempre resulta en falla de un componente. Esto es debido en parte al hecho de que los sobrevoltajes pueden ser bastante bajos y la condición no puede durar más de unos pocos segundos. Por ejemplo, al cerrar o abrir un suiche. La mayoría de los sobrevoltajes de ferroresonancia están en el rango de 1.5 a 2.0 pu.

Y como se anotó antes, la descarga disruptiva de frecuencia del potencia del pararrayos del Carburo de Silicio con explosores es usualmente de 2 a 2.4 pu. El efecto de la ferroresonancia puede luego ser ignorado en muchos casos, puesto que el voltaje de descarga disruptiva del pararrayos es raramente excedido. De otro lado como el pararrayos de Oxido Metálico no tiene explosores y conducen corriente en función del voltaje aplicado, hará un esfuerzo no exitoso para reducir los sobrevoltajes de ferroresonancia.

La corriente conducida por un pararrayos de distribución de oxido metálico a 2 pu puede ser superior a unos pocos cientos de amperios; dependiendo de la impedancia del sistema y el pararrayos puede fallar a menos que sean tomados para limitar la posible duración de los sobrevoltajes.

13.5.4.3 Cogeneración.

Los sobrevoltajes pueden ocurrir en muchos circuitos principalmente a causa de problemas asociados con aplicación y operación de relés. Por ejemplo, los cogeneradores están con frecuencia interconectados al sistema de distribución primario por medio de un transformador conectado en Δ . Esta conexión utiliza solamente 3 hilos de un sistema estándar de 4 hilos. Durante una falla a tierra del alimentador, el interruptor del alimentador abrirá para separar la sección fallada del sistema pero a causa de la conexión Δ , la protección de sobrecorriente del cogenerador no operará. Después de algún retraso el relé de baja frecuencia y de bajo voltaje del cogenerador operará para desconectarlo de la sección fallada. Durante el periodo del tiempo entre la operación del interruptor del alimentador y la separación del cogenerador, la sección de 4 hilos fallada opera a medida que el sistema de 3 hilos y los voltajes línea tierra en las fases no falladas pueden alcanzar 1.73 pu.

Este sobrevoltaje puede no tener efecto en pararrayos con explosores pero el pararrayos de óxido metálico en este alimentador conducirá corriente durante el sobrevoltaje. Si el voltaje es alto, el pararrayos de óxido metálico fallará a menos que la duración del sobrevoltaje sea corta.

13.5.4.4 Fallas línea - tierra.

La selección del voltaje nominal del pararrayos de distribución de carburo de silicio esta basado en la experiencia y en los valores calculados de sobrevoltaje en las fases no falladas de un circuito 3 ϕ durante una falla a tierra de una fase.

La regla de aplicación más comúnmente usada para sistemas de 4 hilos con neutro multiaterrizado es que el voltaje nominal del pararrayos sea $\geq V_{LN \text{ nominal}} \times 1,05 \times 1,2$ la cual es la máxima elevación de voltaje en las fases no falladas de un circuito cargado.

Esto es equivalente a $1,25 V_{LN \text{ nominal}}$ del sistema .

Esta regla es muy conservativa para pararrayos de carburo de silicio, ya que el voltaje máximo calculado es igual al voltaje nominal del pararrayos y la descarga disruptiva del pararrayos esta excediendo el voltaje nominal; por lo tanto, otro transitorio debe ser sobreimpuesto para causar descarga disruptiva durante el corto tiempo que el voltaje exista. Además, los pararrayos de carburo de silicio tolerarán al menos unas pocas operaciones a sobrevoltajes tan altos como $1,2 \times 1,5 \times V_{LN \text{ nominal}}$.

Por estas razones, la regla de aplicación dada ha sido satisfactoria para pararrayos de carburo de silicio aun para muchos sistemas de distribución que no son efectivamente puestos a tierra. Fallos de algunos pararrayos de óxido metálico están siendo experimentados con fallas parecidas a los sobrevoltajes que exceden la capacidad temporal de sobrevoltaje. Es necesario tener en cuenta factores tales como el calibre del conductor de tierra, el espaciamiento de las varillas de tierra, la resistencia de las fallas, la resistividad de tierra y la impedancia del sistema. Algunas compañías están usando un factor de 1.35 en lugar del 1.25 para acomodarse a esto.

13.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

13.6.1 Márgenes para equipo de redes aéreas

Es importante notar que la aplicación de los pararrayos para transmisión y distribución es diferente. En transmisión, la descarga atmosférica es de interés secundario en la aplicación de pararrayos. El interés principal es la sobretension por suicheo.

En un circuito de distribución, sin embargo, el relativo bajo voltaje y las líneas cortas tienden a hacer que las sobretensiones por suicheo sean mínimas y consecuentemente, la descarga atmosférica es de importancia primaria. Las tablas 13.7 y 13.8 muestran las características típicas de los pararrayos de distribución.

TABLA 13.7. Características de los pararrayos de distribución de carburo de silicio.

Voltaje nominal pararrayos kVrms	Descarga disruptiva máx fuente de onda kV típico		Voltaje máximo de descarga kV pico con impulso de corriente indicado de 8x20 μ s		
	Con desconector	Explosores externos	500 A	10.000 A	20.000 A
3	14.5	31	11	12	13.5
6	28	51	22	24	27
9	39	64	33	36	40
10	43	64	33	36	40
12	54	77	44	48	54
15	63	91	50	54	61
18	75	105	61	66	74
21	89		72	78	88
27	98		87	96	107

TABLA 13.8. Características de los pararrayos de distribución tipo MOV (trabajo pesado)

Voltaje nominal	MCOV	nivel de protección de fuente de onda *	Voltaje máximo de descarga onda de corriente de 8x20 μ s		
kV rms	kV rms	kV pico	5 kA	10 kA	20 kA
3	2.55	10.7	9.2	10.0	11.3
6	5.10	21.4	18.4	20.0	22.5
9	7.65	32.1	27.5	30.0	33.8
10	8.40	35.3	30.3	33.0	37.2
12	10.2	42.8	36.7	40.0	45.0
15	12.7	53.5	49.5	50.0	56.3
18	15.3	64.2	55.1	60.0	67.6
21	17.0	74.9	64.3	70.0	78.8
24	19.5	84.3	72.3	78.8	88.7
27	22.0	95.2	81.7	89.0	100.2
30	24.4	105.9	90.9	99.0	111.5
36	30.4	124.8	107.0	116.6	131.3

* basado en un impulso de corriente que resulta en voltaje de descarga que alcanza la cresta en 0.5 μ s

Como puede verse, las características de protección son mostradas para el frente de onda de la descarga disruptiva y para las descargas IR, pero no para ondas de impulso de conmutación (como se muestra para pararrayos de transmisión más grandes).

Las dos características de protección normalmente usadas para coordinación de aislamiento son:

13.6.1.1 Frente de onda de la descarga disruptiva.

Esto es lo primero que le ocurre al pararrayos con explosores (carburo de silicio), la descarga disruptiva. Es comparada con las características de aislamiento del equipo de frente de onda rápido tales como el nivel de aislamiento para ondas cortadas del transformador. Un pararrayos MOV no tiene explosores pero tiene una descarga disruptiva equivalente como se muestra en la tabla 13.8.

Descarga IR a 10 kA

Después de la descarga disruptiva del pararrayos sobre el explosor, la corriente del rayo descarga a través del bloque. Las normas recomiendan que el nivel de descarga de 10 kA sea usado para propósitos de coordinación. Muchas empresas de energía, sin embargo, usan un nivel de descarga de 20 kA para ganar algún margen adicional (las características de descarga alrededor del MOV son muy similares tal que el margen de cálculo es virtualmente idéntico).

Los equipos de distribución están normalmente definidos para 15 kV, 25 kV, etc. Las empresas de energía usan equipos que operan en la clase 15 kV. Un transformador de distribución clase 15 kV esta definido por las siguientes características de aislamiento.

- 60 Hz, tensión resistente a 1 minuto = 36 kV
- onda cortada (de corto tiempo) = 110 kV a 1.87 μ s.
- BIL = 95 kV.

Se resumen estas características en la figura 13.12.

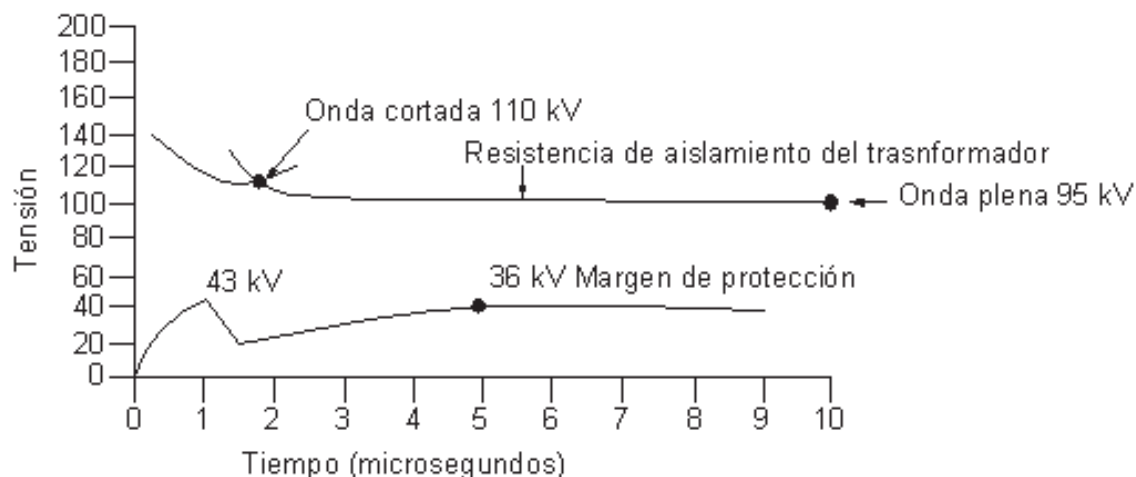


FIGURA 13.12. Características de aislamiento del transformador y coordinación de aislamiento.

Asumiendo un sistema de 12470 V multiaterrizado (7200 V línea tierra) se puede seleccionar el voltaje nominal del pararrayos basado en las reglas ya indicadas; pararrayos de 9 kV de carburo de silicio o MOV.

De las tablas 13.7 y 13.8 se puede ver que el pararrayos de carburo de silicio de 9 kV tiene una tensión disruptiva de 39 kV y una descarga IR a 10 kA de 36 kV, lo cual se dibuja como la curva inferior de la figura 13.2.

Las normas recomiendan márgenes del 20 % calculados por la formula:

$$\text{Margen} = \frac{\text{Aislamiento resistente} - \text{Nivel de protección}}{\text{Nivel de protección}} \times 100 \quad (13.11)$$

Dos márgenes son calculados, uno para la onda cortada y otro para la onda plena (BIL) de un transformador. Estos cálculos son:

$$\% \text{ Margen} = \frac{110 - 39}{39} \times 100 = 182 \% \text{ (onda cortada)}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{95 - 36}{36} \times 100 = 164 \% \text{ (BIL)}$$

Como puede verse, estos márgenes (182% y 164%) son mucho mayores al recomendado del 20% y como consecuencia muestran buena protección práctica. Si se fuera a usar un pararrayos MOV simplemente se puede usar la tensión disruptiva equivalente o comparar solamente la descarga IR y el BIL puesto que este es el margen más bajo. Las márgenes serían similares.

13.6.2 Márgenes para equipo subterráneo.

Si el sistema es subterráneo, lo que preocupa ahora es el fenómeno de las ondas viajeras y en consecuencia la duplicación de los impulsos de voltaje en un punto abierto. Por ejemplo, se muestra en la figura 13.13 el diseño de un sistema residencial subterráneo típico.

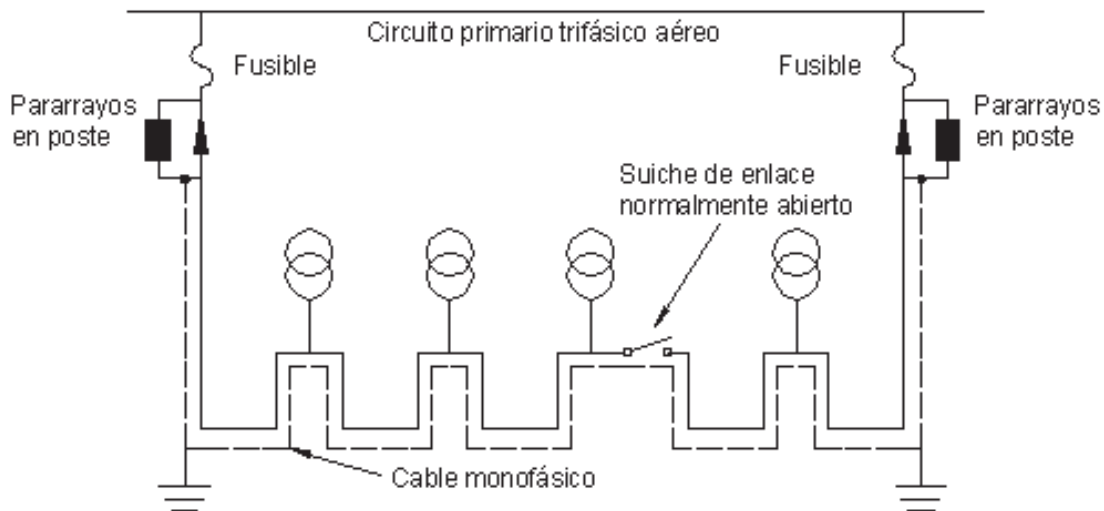


FIGURA 13.13. Lateral subterráneo.

Una descarga que entra al cable viajará hasta el punto abierto donde el voltaje se duplicará como se muestra en la figura 13.14 y comienza su camino de regreso.

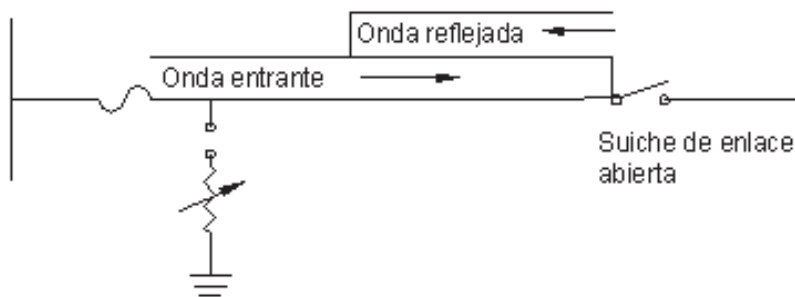


FIGURA 13.14. Voltaje de descarga reflejado en el punto abierto.

La onda reflejada más la onda de entrada impone aproximadamente 2 veces el voltaje normal sobre todo el cable y sobre todo el equipo conectado a él. Por ejemplo, si se tiene un pararrayos con un nivel de descarga de 36 kV (considerando solo el margen de BIL), se puede ahora esperar que se vean 72 kV impuestos alrededor del aislamiento de este equipo. El nuevo margen se calcularía como sigue:

$$\% \text{ Margen} = \frac{95 - 72}{72} \times 100 = 32 \%$$

Como el % margen es mayor que el recomendado (20%) no se anticipará ningún problema. Sin embargo, es bien conocido para muchas empresas de energía que fallas de impulso a este voltaje ocurren. Márgenes similares pueden calcularse para otras clases de voltajes y se muestran en la tabla 13.9.

TABLA 13.9. Cálculo de márgenes para otros voltajes

Voltaje sistema de distribución	BIL	Voltaje nominal pararrayos	IR a 10 kA	% Margén aéreo	% Margén subterráneo
12470	95	9	36	164	32
24940	125	18	66	89	-5
34500	150	27	96	58	-22

Como puede verse, los sistemas subterráneos que solamente pueden ser protegidos usando un pararrayos estándar de clase distribución son de 15 kV o menos. A 34.5 kV y 25 kV los márgenes son realmente negativos. Las recomendaciones generales a niveles de alto voltaje son:

- Usar un pararrayos en poste elevado (clase intermedio o estación).
- Colocar un pararrayos en el puesto abierto.

El uso del pararrayos clase intermedia en el poste puede crear ligeramente más margen pero usualmente no es suficiente para mantener el nivel recomendado del 20%. Los pararrayos del punto de enlace abierto no previenen totalmente que se duplique la tensión pero son aun muy efectivos para incrementar el margen.

En sistemas subterráneos de 25 kV, muchas empresas de energía aun usan protección solamente en el poste pero colocan un pararrayos tipo intermedio (IR=55 kV) que proporciona un margen de aproximadamente 14% y aparentemente lo considera suficientemente ajustado. En los sistemas de 34.5 kV muchas empresas de energía están ahora colocando una protección en el punto de enlace abierto y asumen que a pesar de la característica del pararrayos o tipo de instalación hay mucho margen ya que no hay duplicación de tensión.

13.6.3 Factores que afectan los márgenes.

Ningún voltaje de disrupcion de pararrayos ni el BIL de los equipos son constantes. Se revisarán ahora algunos aspectos que reducen los márgenes.

13.6.3.1 Rata de elevación / características de los pararrayos.

La descarga IR de un pararrayos se encuentra usando la onda de impulso estándar de 8x20 μ s. Esta onda ha sido usada por muchos años y ha sido considerada como representativa para descargas atmosféricas, los datos experimentales han indicado que los tiempos del frente de onda reales son mucho más rápidos. Los tiempos de frente de onda de 2 μ s o menos no son inusuales.

Un tiempo de cresta de $1\text{ }\mu\text{s}$ ocurriría el 17% de las veces. Si una onda con este tiempo de elevación incide en un pararrayos, la descarga disruptiva y la IR del pararrayos cambiará los valores publicados para una onda estándar de $8 \times 20\text{ }\mu\text{s}$.

Se ha llegado a concluir que la característica IR de un pararrayos de carburo de silicio se incrementa aproximadamente el 30% y para un MOV el 10%. Esta es una de las principales desventajas del MOV con respecto al de Carburo de Silicio.

13.6.3.2 Longitud del conductor.

Se refiere a la longitud del cable desde el conductor fase de la línea hasta el terminal superior del pararrayos y la pantalla metálica del cable subterráneo. Estos conductores producen una caída de voltaje debido a la tasa de elevación de la corriente que pasa a través de su inductancia y sumada a la caída IR a través del pararrayos a fin de establecer la magnitud total del voltaje de descarga impuesto en el sistema.

Se ha establecido ultimamente los años que la caída es de aproximadamente 2 kV por pie basado en la inductancia del conductor de $0.4\text{ }\mu\text{H}$ por pie a 40 kA y a una rata promedio de elevación de 5 kA por μs .

Hace algún tiempo se realizaron pruebas usando conductores de prueba de 7.5 pies y una corriente de solo 9.5 kA pico y con una onda de $2.6 \times 8\text{ }\mu\text{s}$ mostrando que el voltaje que aparece alrededor del conductor es de 24.6 kV o sea 3.28 kV por pie. No siempre se entiende que la rata inicial de elevación de corriente es usualmente mucho más rápida que la rata promedio. Aun asumiendo que el frente de onda es senoidal la rata inicial de elevación llegó a ser 1.57 (corriente de cresta/tiempo de cresta).

La figura 13.15 muestra el voltaje del pararrayos por pie del conductor para varias corrientes y tiempos de cresta, asumiendo una corriente senoidal y una inductancia del conductor de $0.4\text{ }\mu\text{H/pie}$.

Mientras las normas ANSI no señalan que voltaje de descarga del pararrayos seria considerado como el total del IR del pararrayos y el voltaje del conductor, es raro cuando los márgenes calculados para protección subterránea incluyen esto. También la norma C62.2-1981 sugiere que el voltaje aceptable por pie del conductor es de 1.6 kV/pie, el cual puede ser considerado bajo.

13.6.3.3 Deterioro del BIL.

El deterioro del BIL en transformadores y cables ha recibido considerable atención en años recientes principalmente debido a ratas de fallas mucho más altas que las esperadas. Hace más de 2 décadas se estudio el efecto del envejecimiento y carga en el BIL de un transformador de distribución. Las unidades probadas de muchos fabricantes era de 25 kVA con BIL de 95 kV pico, a 65°C de elevación de temperatura del sistema de aislamiento.

Algunas de las conclusiones de este estudio son las siguientes:

- Casi el 50% de las unidades envejecidas fallaron por debajo del nivel de 95 kV.
- El envejecimiento y el BIL inicial a carga reducida a un 64% en promedio.

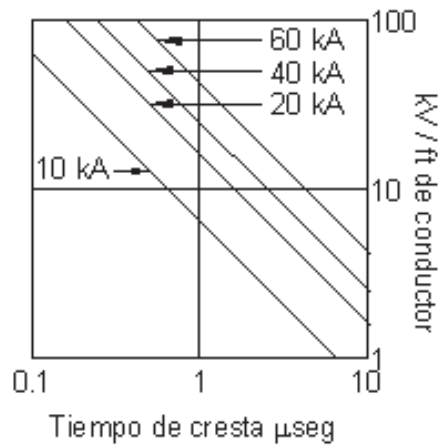


FIGURA 13.15. Voltaje vs Longitud de conductor.

13.6.3.4 Reflexiones.

Las reflexiones en el punto abierto pueden reducirse usando pararrayos en el enlace abierto pero no son eliminadas. Los estudios indican que el voltaje máximo que puede ser visto en un cable subterráneo usando pararrayos de carburo de silicio en el poste inicial y protección en el enlace abierto es igual a la descarga $IR + 1/2$ (tensión de disrupcion).

Como la tensión disruptiva (S.O) es aproximadamente igual a IR a 10 kA, el voltaje máximo es aproximadamente el 150% de IR . La idea inicial fue que los MOVs sin tensión de disrupcion eliminaría este problema. Este no es el caso. Estudios realizados con MOVs en el punto abierto indican que las reflexiones con picos de aproximadamente 130% de IR son típicos.

13.6.3.5 Otros.

Existen muchas otras áreas que también contribuyen a la incertidumbre del nivel de protección. Por ejemplo, mientras la mayoría de las empresas de energía calculan los márgenes basados en una corriente de descarga de 10 kA y las más conservativas con una corriente de descarga de 20 kA, hay ciertamente una evidencia considerable para sugerir que las corrientes de descarga pueden ser considerablemente más altas. También, el efecto de la polaridad de voltaje del sistema, la efectividad del sistema de puesta a tierra, derivaciones múltiples, etc., pueden todos tener un mayor efecto en los márgenes de protección.

13.6.4 Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes.

El uso actual de un margen de protección del 20 % no direcciona adecuadamente todos los factores discutidos. Como la descarga atmosférica es una variable, así también lo son los grados de protección dados a los equipos de la empresa de energía. Es posible y necesario, sin embargo, direccionar los aspectos como las características de variación del pararrayos, longitud del conductor, deterioro del BIL, reflexiones, magnitudes, etc, y definir si estos factores pueden todos razonablemente ser tenidos en cuenta dentro de ese 20%. Mientras que las guías mencionan muchos de los ítems discutidos, ellos no son claros así como los métodos de cuantificación de sus efectos.

La tabla 13.10 es un intento por colocar valores a varios grados de importancia. Por ejemplo, un sistema de 13.2 kV localizado en un área de bajo nivel isocerámico y con una rata de fallas históricamente baja puede acomodarse en la categoría de importancia pequeña. Un sistema de 34.5 kV en un área de alto nivel isocerámico y que experimenta una rata de fallas alta, puede acomodarse en la categoría de importancia extrema.

TABLA 13.10. Cambio en las características del BIL del pararrayos.

Categoría de importancia	Cambio en las características del pararrayos rata de elevación	Caída de voltaje del conductor kV	Deterioro del BIL	Coefficiente de reflexión del pararrayos del enlace abierto MOV
Pequeña	5%	3.2	-10%	1.3
Moderada	10%	8	-20%	1.3
Externa	15%	24 *	-30%	1.3

* 6 pies a 4 kV / pie = 24 kV.

EJEMPLO

Supóngase que se desea proteger un sistema subterráneo de 34.5 kV de 4 hilos multiaterrizado usando pararrayos MOV clase distribución de 27 kV en el poste inicial y en el punto de enlace abierto. La figura 13.16 ilustra el sistema. Algunos parámetros estándar usados en el cálculo del margen de protección son los siguientes:

BIL = 150 kV

IR a 20 kA = 100 kV

Caída de voltaje en el conductor = 6,4 kV (4 ft de cond a 1.6 kV/ ft)

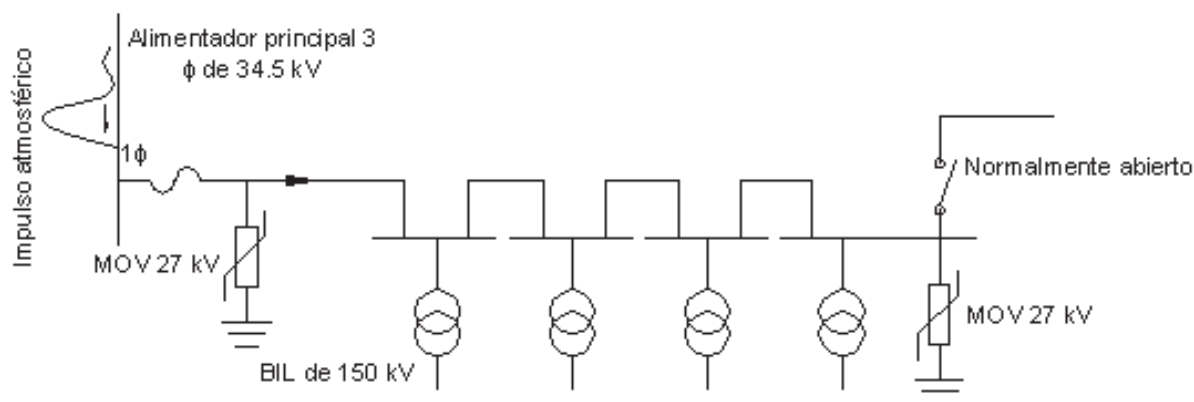


FIGURA 13.16. Derivación lateral subterráneo de 34.5 kV.

El método de cálculo del margen más común se considera asumiendo que el pararrayos del enlace abierto previene el doblaje y la caída de voltaje en el conductor es mínima. El calculo será el siguiente:

$$\% \text{ Margen} = \frac{\text{BIL} - \text{IR}}{\text{IR}} = 100\% = \frac{150 - 100}{100} \times 100 = 50 \%$$

Este margen es por supuesto casi el doble del valor de la guía y puede interpretarse como que proporciona un muy buen nivel de protección.

La guía ANSI sugiere que la caída de tensión a considerar en los conductores hace parte de la descarga IR. Si esto se da, el nuevo margen puede calcularse como sigue:

$$\% \text{ Margen} = \frac{150 - (100 + 64)}{100 + 64} \times 100 = 41 \%$$

Así, como puede verse, los métodos comúnmente usados producen un margen que parecen proporcionar márgenes muy adecuados de protección.

Si, sin embargo, se consideran los ítems ilustrados en la tabla 13.10, se puede ver porque los márgenes asumidos pueden ser también optimistas si se aplican los factores de los 3 niveles de importancia, se calculan los siguientes márgenes.

- Importancia pequeña

$$\text{BIL nuevo} = 150 \times 0,9 = 135 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(100 \times 1,05 + 3,2) = 141 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{135 - 141}{141} \times 100 = -4 \%$$

- Importancia moderada

$$BIL \text{ nuevo} = 150 \times 0,8 = 120 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(100 \times 1,10 + 8) = 153 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{120 - 153}{153} \times 100 = -22 \%$$

- Importancia extrema

$$BIL \text{ nuevo} = 150 \times 0,7 = 105 \text{ kV}$$

$$IR \text{ nuevo} = 1,3(109 \times 1,15 + 24) = 181 \text{ kV}$$

$$\% \text{ Margen} = \frac{105 - 181}{181} \times 100 = -42 \%$$

13.6.5 Efecto de las ondas viajeras.

La sección previa trata las condiciones que son ampliamente discutidas y generalmente aceptadas como condiciones en una completa evaluación de la coordinación de aislamiento. Existen otros ítems que resultan del hecho de que la descarga atmosférica es una onda viajera completa, que un buen ingeniero de protecciones debe entender que puede explicar la causa de algunas fallas donde se pensaba que la protección era la adecuada.

La figura 13.17 muestra un sistema de 12.47 kV con una derivación lateral subterránea de 400 m.

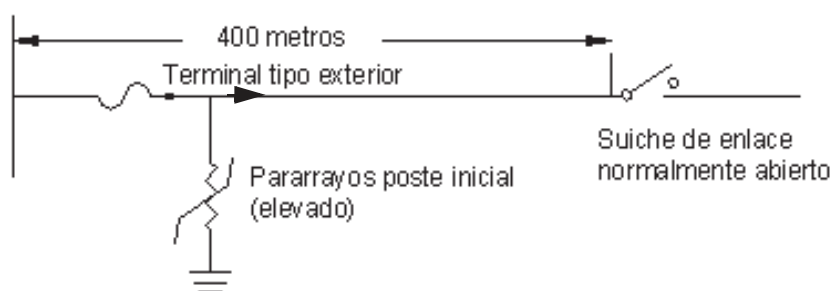


FIGURA 13.17. Derivación lateral subterránea de 12.47 kV.

Como se mostró previamente, la protección de sobrevoltaje de este sistema es normalmente considerada como adecuada por la mayoría de las empresas de energía con el uso de un pararrayos en un poste elevado.

Estos pararrayos tienen mejores características que los pararrayos tipo distribución y como tal dan mayores márgenes, esto por supuesto, tiende a soportar el argumento de que es necesario un pararrayos.

Las condiciones del sistema, las formas de onda de la descarga atmosféricas, y el hecho de que la descarga es una onda viajera complica cualquier análisis, agregando a esto el hecho de que el pararrayos no es perfecto pues pocos sistemas subterráneos tienen adecuada protección.

Los siguientes son algunos ejemplos de fenómenos de ondas viajeras que disminuyen el margen de protección. Para todos los ejemplos una onda de impulso de $1 \times 20 \mu s$ es usada en la simulación puesto que es mucho más representativa de la descarga real que la onda estándar de $8 \times 20 \mu s$. El pararrayos del poste elevado tiene un voltaje de descarga IR de 30 kV para una corriente de descarga de 10 kA.

13.7 ONDAS VIAJERAS

13.7.1 Duplicación de voltaje.

La figura 13.18 muestra el voltaje de descarga de un pararrayos de 9 kV tipo poste. La descarga IR es igual a 30 kV aproximadamente y a descarga dc. Esta forma de onda se propaga a lo largo de los 400 m del cable y es reflejado en el punto de enlace abierto causando una duplicación de voltaje a 60 kV como se puede observar en la misma figura.

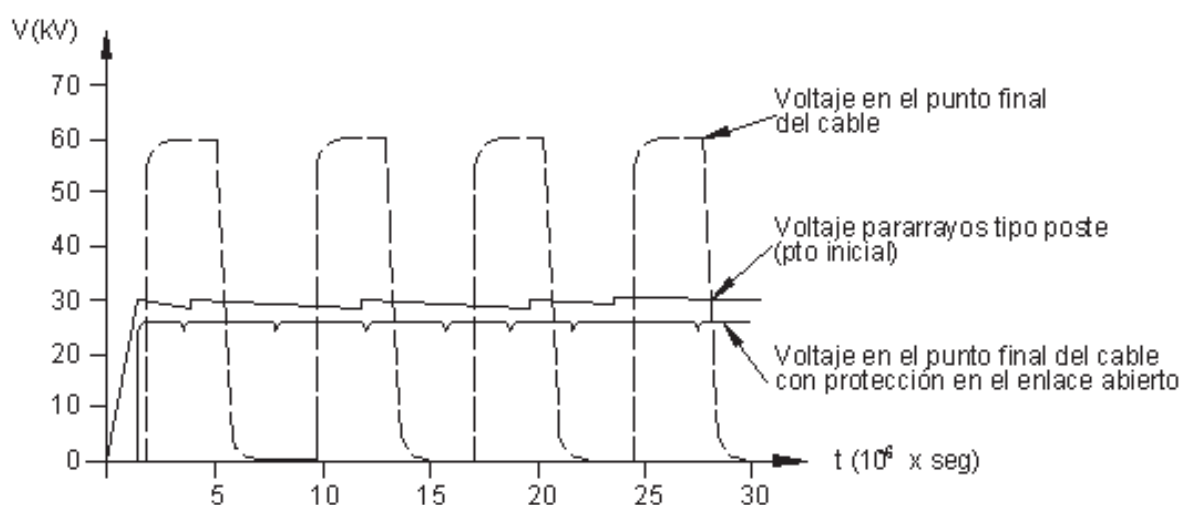


FIGURA 13.18. Voltajes de descarga en el punto inicial y en el punto final del cable con pararrayos tipo poste en el inicio.

Esta duplicación del voltaje de descarga permitirá un margen de aproximadamente el 58% si algunas de las consideraciones como el deterioro del BIL, la longitud del conductor del pararrayos, etc, son ignoradas.

La adición de un pararrayos en el enlace abierto a este sistema previene que se duplique el voltaje en el enlace abierto como puede verse en la figura 13.18. Mientras que esta forma de protección es muy efectiva en el punto abierto no previene todas las reflexiones. La figura 13.19 muestra el voltaje en el punto medio del cable para esta condición. Como puede verse, las ondas positivas son reflejadas hacia atrás, las cuales se suman al voltaje de entrada y producen un voltaje máximo de 40 kV aproximadamente o sea un margen del 137%.

13.7.2 Carga negativa atrapada.

Si una descarga positiva impacta una línea de distribución en el tiempo preciso, el voltaje del sistema es a un pico negativo de $(12.47\sqrt{3}) \times \sqrt{2} = 10.18 \text{ kV}$, el pararrayos no entra en conducción completa hasta que el impulso de voltaje ha compensado para el voltaje negativo del sistema de 10 kV y el voltaje normal de descarga de 30 kV. El impulso equivalente produce una onda viajera de 40 kV en el poste inicial como se muestra en la figura 13.19.

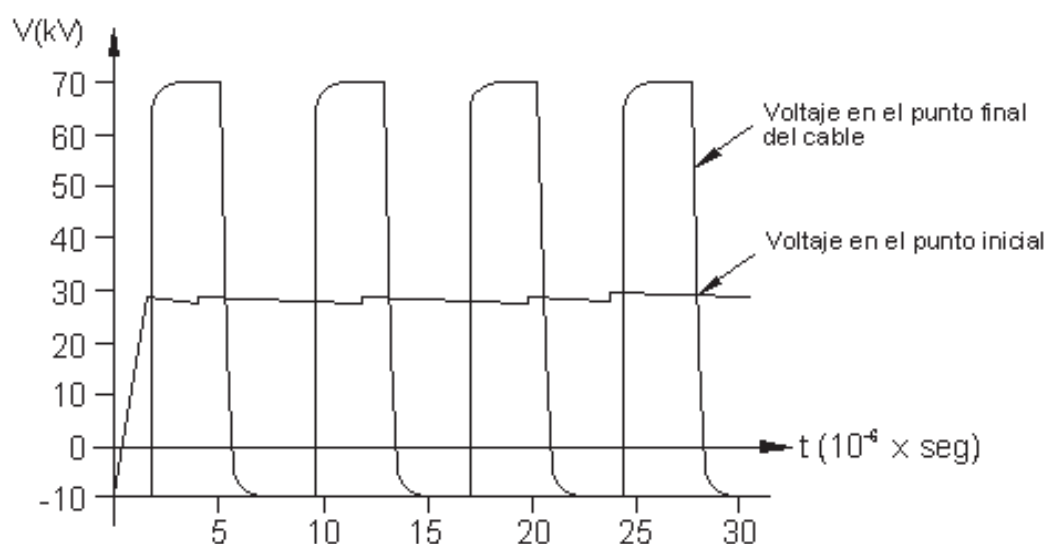


FIGURA 13.19. Voltajes en el punto inicial y en el punto medio.

Este voltaje se reflejará en el punto de enlace abierto a aproximadamente 70kV y reduce efectivamente el margen a aproximadamente el 35% mientras se argumentó que este margen es considerablemente más grande que el recomendado del 20%, debería resaltarse que si algunas de las consideraciones previas son incluidas, el margen del 20% no será logrado.

13.7.3 Cuadruplicación del voltaje.

Una serie de investigaciones sobre descargas atmosféricas han advertido que mientras la mayoría de los impactos son monopoles, algunos son bipolares como se muestra en la figura 13.20.

El artículo de Phil Barker denominado “Voltage Quadrupling on UD Cable” fue el primero en señalar que si el aumento de ocurrencia de la onda bipolar y la longitud del cable fueran correctos, la cuadruplicación del voltaje puede ocurrir.

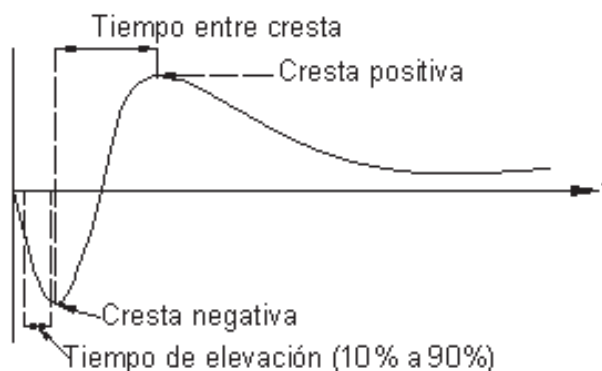


FIGURA 13.20. Descarga bipolar.

La onda de la figura 13.20 fue simulada y descargada por un pararrayos tipo poste inicial. La figura 13.21 ilustra las características de descarga del pararrayos mostrando el efecto dramático de la no linealidad que el pararrayos tiene sobre la forma de onda viajera entrando al cable. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, es reflejada como una algo más compleja resultando en un voltaje línea neutro de aproximadamente 120 kV (ver figura 13.21) el cual es 25% más grande que el BIL del sistema.

13.7.4 Lateral derivado.

Un lateral derivado es difícil de calcular puesto que el modelo de onda viajera es mucho más complejo. Para este ejemplo, 2 derivaciones fueron agregadas a los 200 m de cable, una de 400 m y la otra de 800 m de longitud, como se muestra en la figura 13.22.

Bajo circunstancias normales, el voltaje del pararrayos (del poste inicial) de 30 kV, sería doblado a 60 kV en el punto abierto. A causa de la interacción más compleja de los 2 puntos abiertos, el voltaje al final de la rama más larga de 800 m alcanzó aproximadamente 80 kV (ver figura 12.23 el cual da un margen menor que el recomendado del 20%).

Los voltajes en el punto de derivación fueron casi de 50 kV mientras que los voltajes al final de la rama más corta fueron tan altos como 60 kV (ver figura 13.23). En tanto que es difícil pronosticar el sobrevoltaje máximo visto en cualquier sistema derivado, se puede asegurar que la filosofía de duplicación típica no debe ser aplicada.

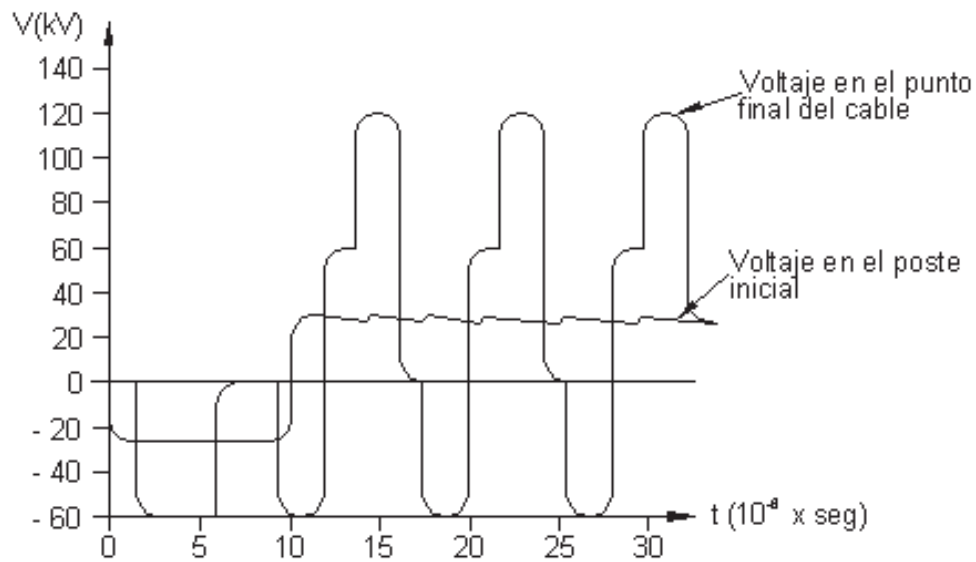


FIGURA 13.21. Cuadruplicación del voltaje en el punto final del cable.

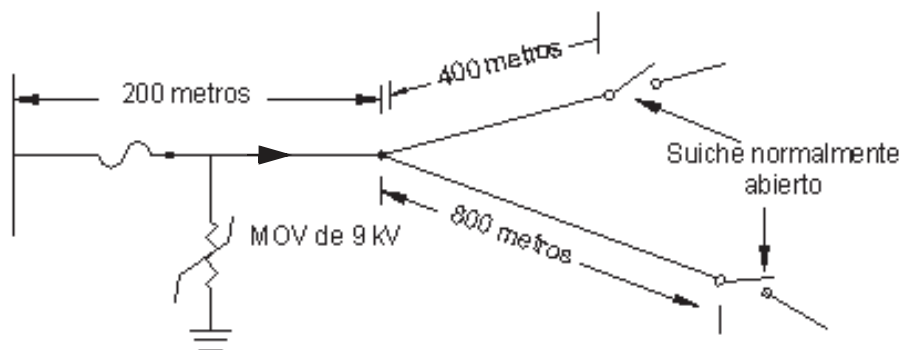


FIGURA 13.22. Lateral derivado.

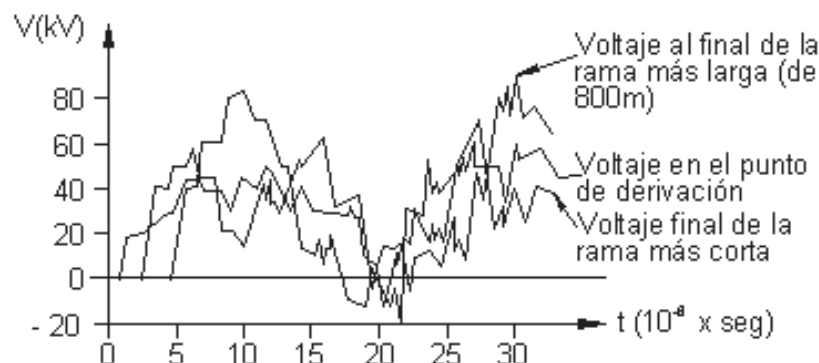


FIGURA 13.23. Voltajes al final de las derivaciones y en el punto de derivación.

13.7.5 Efecto de la longitud del lateral.

Por simplicidad una onda viajera en un cable subterráneo es mostrada como una onda cuadrada o en efecto, una onda que tiene una infinita “*rata de elevación*”. Cuando esta onda alcanza el punto abierto, inmediatamente se duplica. El pararrayos del poste inicial no tiene efecto sobre la prevención de esta duplicación como fue mostrado previamente. Mientras que esta técnica simplifica la explicación de la duplicación de voltaje, ella no cuenta la historia completa si la longitud del cable es relativamente corta.

El frente de la onda en realidad se mira más como una función rampa, toma tiempo para alcanzar su valor máximo. Por ejemplo, la onda estándar $8 \times 20 \mu s$ que se muestra en la figura 13.24, toma $8 \mu s$ para alcanzar la cresta, mientras esto puede verse como una onda de muy corto tiempo en realidad desde el punto de vista de una onda viajera es una muy larga. Si se asume que la velocidad de la onda viajera es de aproximadamente 50 pies por μs luego la onda puede estar alcanzando la cresta en aproximadamente 4000 pies. Para cables menores de 2000 pies la longitud, la onda reflejada ya ha retornado antes de que la cresta de la corriente sea descargada en el poste inicial.

El coeficiente de reflexión de la onda de impulso en el punto abierto es positivo puesto que el punto abierto representa una impedancia infinita para la onda. De otro lado, el coeficiente de la onda de impulso en el poste inicial es negativa puesto que el pararrayos en el poste inicial tiene una impedancia más baja que la impedancia que el cable ofrece al impulso. Este coeficiente negativo significa que las ondas reflejadas serán de polaridad opuesta (es decir, las ondas reflejadas positivas llegan a ser ondas reflejadas negativas y viceversa).

La figura 13.25 ilustra la interacción de ondas viajando sobre líneas cortas. Como puede verse, las ondas incidentes entran en el cable. En este punto es pequeña si la operación de cualquier pararrayos se esta llevando a cabo puesto que el nivel de corriente y consecuentemente el nivel de voltaje son aun muy bajos.

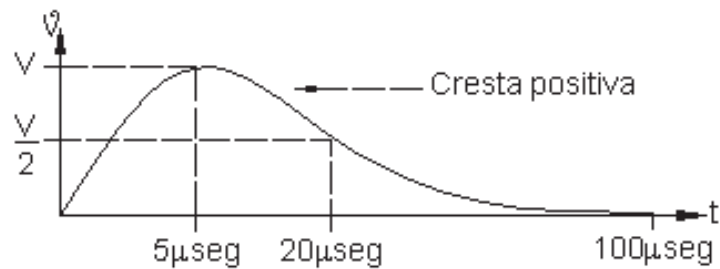


FIGURA 13.24. Onda normalizada de 8 x 20 μ seg.

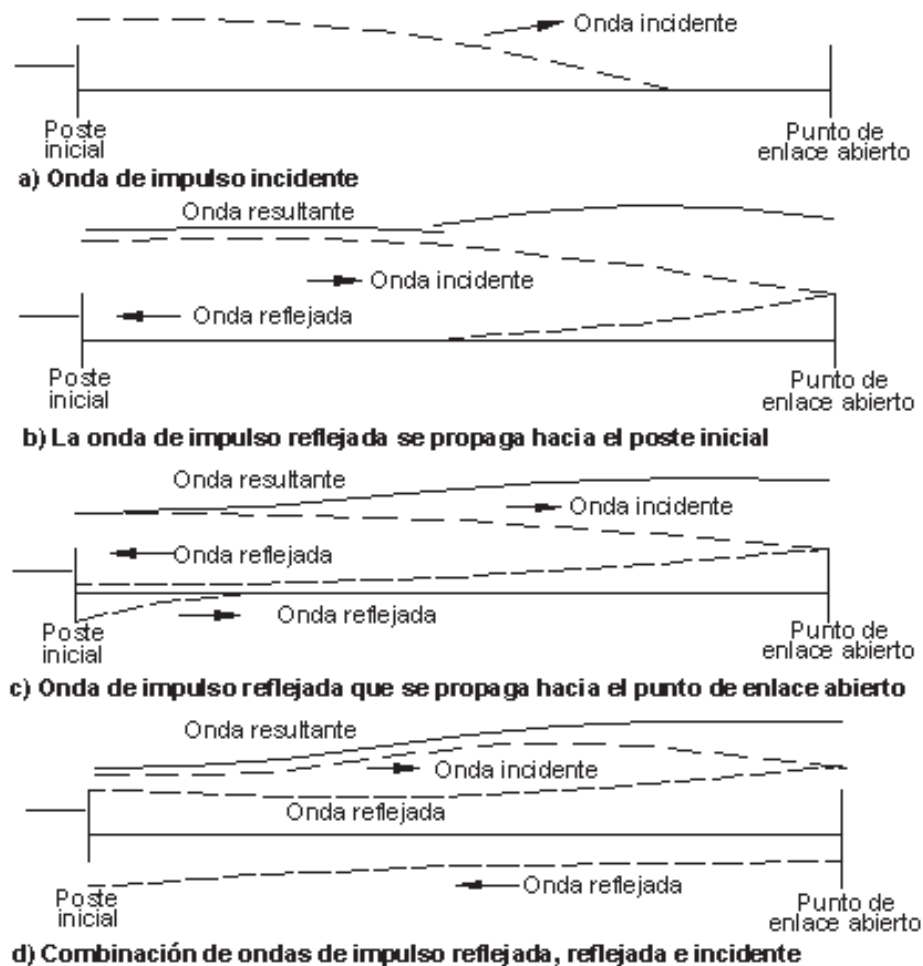


FIGURA 13.25. Descripción gráfica de la cancelación de la reflexión en una línea corta.

La onda incidente es reflejada y se suma a la onda entrante como se muestra en la figura 13.25 (debe notarse que la onda entrante es aun baja en magnitud).

La onda reflejada es ahora rereflejada debido al coeficiente negativo del pararrayos y en efecto más bajos los voltajes en el cable puesto que él es negativo como se muestra en la figura 13.25. El proceso continua a medida que la onda incidente se incrementa en magnitud. El efecto neto sin embargo, es que mientras el voltaje en realidad se incrementa por encima del nivel de descarga del pararrayos, el no es el doble.

Mientras que algunos ingenieros sostienen que debido al fenómeno antes descrito, los cables cortos no necesitan protección en un punto de enlace abierto, esto no puede ser completamente correcto. La onda de $8 \times 20 \mu\text{s}$ no es realmente representativa de la descarga atmosférica. La descarga atmosférica tiene tasas de elevación mucho más altas y puede esperarse que alcancen la cresta en $1 \mu\text{s}$ o aun menos. Mientras que un cable de 2000 pies o menos puede ver algún beneficio con una onda de $8 \times 20 \mu\text{s}$ y ser clasificada como una línea corta, en el mismo cable el efecto de duplicación plena de una onda de $1 \times 20 \mu\text{s}$ puede ser clasificada como una línea larga.

Simultáneamente se ha mostrado que el cable que tenga 200 pies o menos (para una onda de $1 \times 20 \mu\text{s}$) podría comenzar a ver algún beneficio atribuido a una línea corta.

13.7.6 Resumen de las recomendaciones.

Como se ha demostrado, los factores y consideraciones que afectan los márgenes de protección para redes subterráneas son los siguientes:

- Efecto del potencial de elevación de tierra.
- Rata de elevación de corriente.
- Longitud del conductor del pararrayos.
- Deterioro del BIL debido al envejecimiento.
- Reflexiones (con y sin protección en el punto de enlace abierto).
- Cambios en la descarga IR debido al envejecimiento.
- Formas de onda bipolares.
- Laterales derivados.
- Carga negativa atrapada.

En tanto que no es posible elaborar estos ítems para tener en cuenta todas las situaciones, James J. Burke después de muchos años de análisis opina que las reglas generales mostradas en la tabla 13.11, para ambas configuraciones (línea radial sin laterales y con laterales derivados) deberían seguirse para una protección adecuada de redes subterráneas.

TABLA 13.11. Localización recomendada de pararrayos.

Voltaje	Configuración del alimentador	Localización de pararrayos
15 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto
25 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto
35 kV	Radial sin derivaciones	Poste inicial Punto de enlace abierto Punto medio
15 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
25 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación
35 kV	Radial con derivaciones laterales	Poste inicial Punto de derivación Todos los enlaces abiertos

13.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS

13.8.1 Aislamiento de línea.

El aislamiento principal para líneas de distribución aéreas es el aire y en las estructuras se usan los dieléctricos sólidos. Si se rompe un dieléctrico (salto de arco) y el arco es desenergizado con un dieléctrico autorecuperable como el aire, el aislamiento se restaura y la línea puede ser reenergizada sin reparación del aislamiento. Con dieléctricos sólidos algunas fallas ocurren y el aislamiento debe ser reparado o reemplazado antes de reenergizar la línea.

Las líneas deben soportarse en las estructuras que tienen aislamiento más débil que el aire. Para maximizar la fortaleza del aislamiento, se usan aisladores de porcelana y de polímeros en conjunto con postes de madera.

El nivel de tensión al cual ocurre la descarga disruptiva en las estructuras de distribución es una función del nivel básico de aislamiento (BIL) de las estructuras. Una descarga directa en la línea de distribución que impacte a no más de 200 pies de una estructura, el arco (disruptivo) ocurrirá en la estructura más cercana al impacto. El arco en varias estructuras a ambos lados del impacto también es común que ocurra.

Mientras que el BIL preciso para las estructuras es obtenido probando las estructuras con un generador de impulsos, la estimación del BIL puede ser hecho. Para líneas de distribución, los valores de arco en seco para impulso son usados y sumados directamente al valor del impulso disruptivo para la madera. El BIL para la madera varía con el tipo de madera pero generalmente se puede asumir de 100 kV por pie en seco. El valor en húmedo es de aproximadamente 75 kV por pie. Para una estructura con aislador de 100 kV de BIL y un espaciamiento de 3 pies en madera, el BIL sería aproximadamente de 325 kV. El interés principal cuando se

diseñan estructuras, es alcanzar un BIL de 300 kV o más para asegurar que solamente los impactos directos a la línea causarán la descarga disruptiva.

Una estructura estándar para 13.2/7.62 kV tiene un BIL de aproximadamente 300 kV. Esta estructura utiliza una cruceta de madera de 8 pies con tirantas (pieamigos) de madera, estas tirantas de madera son importantes para alcanzar el BIL de 300 kV (nótese que si se usan tirantas metálicas, parte del aislamiento de la madera es cortocircuitada resultando un BIL mucho mas bajo).

La meta en el diseño de las estructuras de distribución es la de igualar o de exceder el BIL para esta estructura. En muchas áreas se utilizan estructuras con aisladores tipo poste (sin crucetas) de 20 kV y alcanzar un BIL de aproximadamente 150 kV.

13.8.2 Tipos de protección contra descargas atmosféricas.

13.8.2.1 Sin protección.

Las líneas de distribución de este tipo tendrán equipo como transformadores, bancos de capacitores, reclosers y reguladores localizados a lo largo de la línea. Este equipo usualmente será protegido por pararrayos, los cuales protegerán el equipo adecuadamente pero tendrán solo un modesto efecto en la rata de descargas disruptivas de la línea misma. El grado de protección sería proporcional a la cantidad de equipo y al numero de pararrayos.

13.8.2.2 Cable guarda (apantallamiento).

Este tipo de protección es muy usado en las líneas de transmisión. En líneas de distribución es usado ocasionalmente (áreas rurales). Puede servir de neutro si la red es aérea y el aterrizaje se hace a lo largo de la línea. Cuando es instalado adecuadamente, el cable de guarda aéreo interceptara casi todas las descargas atmosféricas que caen en la línea. Esto es efectivo solamente cuando las impedancias de tierra de pies de postes pueden ser mantenidas en un valor bajo.

Ocasionalmente, un impacto terminará en un conductor de fase a causa de una falla del apantallamiento. Las fallas de apantallamiento son una función de la altura medida desde tierra y del ángulo de apantallamiento. Para conductores elevados en sistemas de distribución, las fallas de apantallamiento no se espera que sean un problema si se proporciona un ángulo de apantallamiento menor que 40° o 50°. El ángulo de apantallamiento es el ángulo (medido desde la vertical) desde el cable guarda hasta el conductor de fase.

Básicamente, a medida que el voltaje de impulso entre dos conductores (cable guarda y el conductor de fase más cercano) entra en el rango de rompimiento, pequeñas corrientes de predescarga erupcionan entre los dos conductores. La corriente total alcanza miles de amperios si los conductores son de suficiente longitud y causan un retraso pronunciado en el rompimiento por la reducción del voltaje en la misma forma como un pararrayos limita el voltaje al aparecer una corriente alta. El rompimiento puede aun llevarse a cabo, pero a causa de la reducción en el voltaje por las corrientes de predescarga, este rompimiento puede ocurrir a 5 μ s o más (el valor clásico es de 1 a 2 μ s).

En el tiempo medio a causa de este retraso en el rompimiento, las reflexiones tienen oportunidad de llegar desde los postes puestos a tierra más cercanos y reducir el voltaje entre conductores. Una reducción suficiente en el voltaje dentro del tiempo de rompimiento prevendrá una descarga disruptiva (arco) en el punto impactado.

13.8.2.3 Pararrayos en la fase superior.

Este tipo de protección no es considerada como efectiva aunque es muy común. La combinación de pararrayos en la fase superior actúa como cable de guarda en el cual la resistencia de puesta a tierra de pie de torre es aumentada por la resistencia del pararrayos. En la figura 13.26 se muestra una línea simplificada que tiene dos conductores aislados. Uno de los conductores (la fase superior esta protegida por un pararrayos).

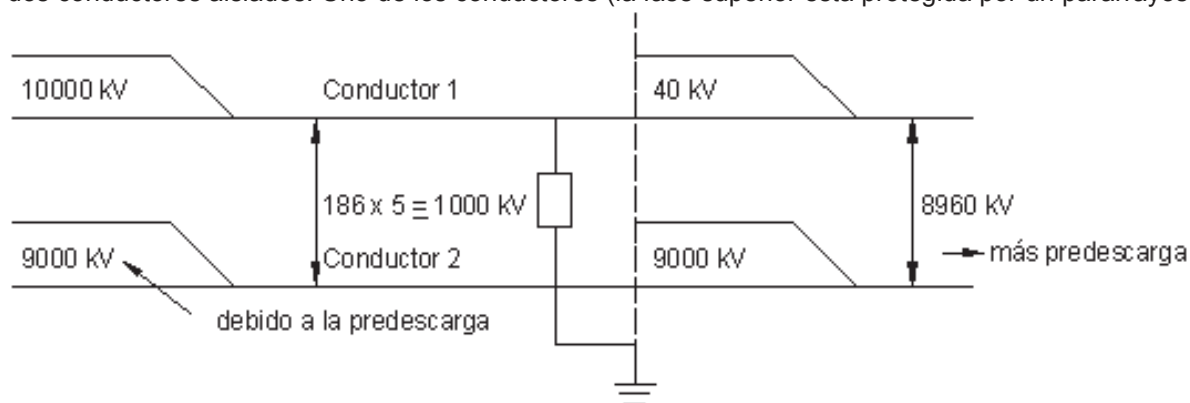


FIGURA 13.26. Sistema de 13.2 kV (pararrayos en la fase superior).

Ahora se asume que una descarga atmosférica impacta la línea. Este impacto causará un voltaje de la misma polaridad en las líneas adyacentes debido a las corrientes de predescarga. El voltaje de predescarga es 186 kV por pie; así, para un espaciamiento de 5 pies se tendría una diferencia aproximada de 1000 kV entre estas 2 líneas. Para este ejemplo, puede asumirse que el voltaje del conductor 2 es de 9000 kV ($10000 - 1000$) kV. Puesto que la diferencia de voltaje efectivo entre las líneas se ha reducido ahora a 1000 kV debido a la predescarga, existe menos posibilidad de flameo en la línea.

Cuando los 2 impulsos llegan al poste donde la fase superior esta protegida, el pararrayos descargará y reducirá el voltaje de la fase superior a aproximadamente 40 kV para un sistema de 13.2 kV. El voltaje de la fase inferior es aun de 9000 kV así que la diferencia de potencial es ahora de $9000 - 40$ o sea 8960 kV, haciendo que la probabilidad de descarga disruptiva sea mayor. Esta situación cambiará con el tiempo a causa de que la predescarga tendrá lugar de nuevo hasta el punto de ubicación del próximo pararrayos donde el proceso se repite por si mismo a un nivel de energía mas bajo.

13.8.2.4 Pararrayos en las dos fases.

La figura 13.27 muestra la misma situación con pararrayos en los dos conductores. Aquí se puede ver fácilmente que cuando los impulsos llegan al poste, ambos pararrayos descargarán y los voltajes transmitidos hacia el próximo poste serán muy bajos. Esta situación reduce enormemente la probabilidad de arco (disruptivo).

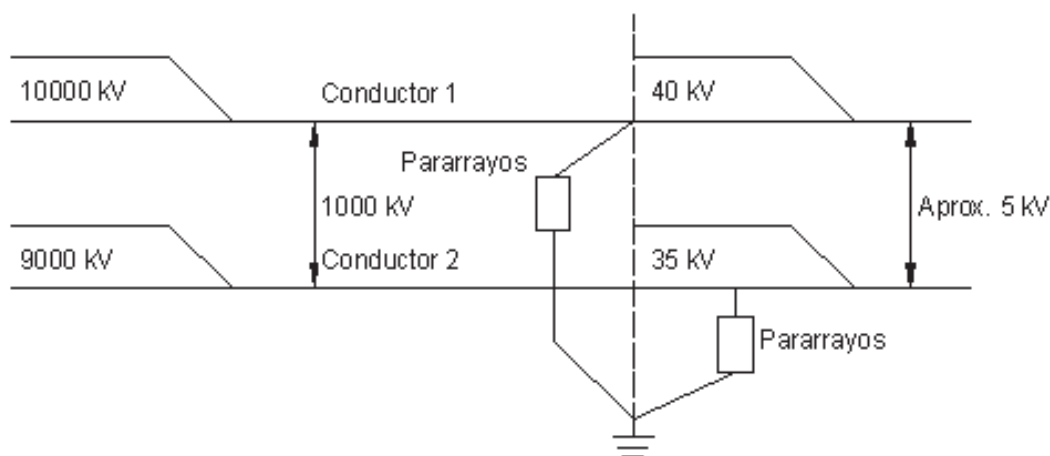


FIGURA 13.27. Sistema de 13.2 kV (pararrayos en las 2 fases).

13.8.2.5 Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico)

Las corrientes de predescarga tienen el efecto de reducir la probabilidad de arco en el tramo (entre dos postes contiguos) y de incrementar el esfuerzo de voltaje en los postes con puestas a tierra para los cables de guarda aéreos. Además, se nota que el voltaje en esos postes aparece alrededor del aislamiento de los conductores no involucrados en el impacto. Los pararrayos en todas las fases eliminarían los flameos en los postes que tienen pararrayos, resultando en una reducción significativa en el número total de flameos.

Con pararrayos instalados en todas las fases, sus conexiones de puesta a tierra serían enlazados juntos cerca de la parte superior del poste y a una conexión de tierra común en el pie de los postes. Las ondas de voltaje viajeras serían similares a aquellas vistas en la figura 13.27 (pararrayos en las dos fases). Los pararrayos en todas las fases deben localizarse en el mismo poste para asegurar que las ondas de voltaje se eleven y caigan simultáneamente, minimizando así los esfuerzos de tensión entre conductores.

Es interesante notar que este esquema es inmune a los efectos de las resistencias de pie de poste pobres puesto que en la línea completa se elevará y se caerá el voltaje simultáneamente, y el voltaje del pararrayos que está entre cada conductor y la cima del poste (aproximadamente de 40 kV) será relativamente constante. Esto es a menos que el cable de guarda (apantallamiento) con una alta resistencia de pie de poste pueda causar que este cable guarda tenga un voltaje más alto que el conductor de fase y pueda ocurrir un flameo inverso.

13.8.3 Comparación de los esquemas de protección de línea

Hoy es posible evaluar el comportamiento de diseños específicos de línea usando simulaciones en computador que pueden evaluar el efecto de los cables de guarda, pararrayos en cada fase, espaciamento, rata de elevación de la corriente, sistema de puesta a tierra, ubicación del neutro y otros parámetros importantes.

La tabla 13.12 muestra una comparación de algunos de estos parámetros para un sistema de 13.2 kV. Como puede verse, el mejor esquema de protección es el que emplea pararrayos en las 3 fases y el peor es el que tiene un solo pararrayos en la fase superior. El efecto del BIL de la línea también ha sido evaluado y se ilustra que para una protección muy efectiva, un BIL de 300 kV o mayor sin reparar en el esquema utilizado.

TABLA 13.12. Comparación de los diferentes parametros de proteccion de una línea de distribución.

Parámetros de proteccion de la línea de distribución	% de impactos de rayo que causan flameo					
	Espaciamiento de las puestas a tierra, f t					
	200	400	600	800	1000	1200
Pararrayos en la fase superior BIL = 300 kV	45	61	68	76	80	84
Cable de guarda aéreo con neutro por debajo BIL = 300 kV	28	45	57	68	74	78
Cable de guarda aéreo BIL = 300 kV	26	44	56	67	68	70
Pararrayos en todas las fases BIL = 100 kV	10	34	48	61	63	66
Pararrayos en todas las fases BIL = 300 kV		1	2	3	4	7

Los tipos de construcción usados y llamados: horizontal, triangular y vertical (o poste), tienen una probabilidad de flameo que es una función del BIL de la línea. La tabla 13.13 ilustra la probabilidad de flameo como una función del BIL de la línea y el espaciamiento de las puestas a tierra (o pararrayos aterrizados), con todas las fases y resistencias de pie de poste de 10 a 100 Ω .

13.9 DESCARGAS INDUCIDAS

Existe una considerable cantidad de evidencias que sugieren que muchos de los flameos que ocurren en una línea de distribución aérea puede ser el resultado de una descarga inducida (que impacta cerca de la línea pero que no directamente). Los voltajes causados por estas descargas son considerablemente más bajos que los causados por descargas directas (usualmente menores, haciendo que es espaciamiento entre pararrayos sea menos crítico).

La protección para flameos debidos a descargas inducidas puede en algunos casos, llegar a ser más efectiva incrementando simplemente el BIL de la línea. Esto se da aumentando los valores nominales de los aisladores, cambiando la posición del neutro, incrementando el espaciamiento de las fases, etc.

El espaciamiento de los pararrayos cada cuarto de milla puede ser muy efectiva para descargas inducidas.

TABLA 13.13. Probabilidad de impactos que causan flameos (en porcentaje) para diferentes tipos de construcción y niveles de aislamiento.

Tipo de construcción	BIL kV	Espaciamiento de puestas a tierra de pararrayos en pies					
		200	400	600	800	1000	1200
Horizontal  	100	38	65	74	82	84	87
	200	17	44	57	68	72	78
	300	3	12	22	32	38	44
	500	0	0	0	0	2	4
Triangular   	100	8	34	48	60	64	68
	200	0	4	14	25	28	32
	300	0	0	0	1	3	4
Vertical en poste    	100	35	58	68	76	80	84
	200	10	26	41	52	59	67
	300	1	5	10	15	20	26
	500	0	0	0	0	1	2

13.10 METODOLOGÍA PARA CALCULAR EL DESEMPEÑO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN ANTE LA INCIDENCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Una amplia variedad de parámetros tales como BIL, configuraciones, apantallamiento, resistencias de pies de poste, esquemas de protección, calidad del equipo y conexiones son usadas en las líneas de distribución de potencia eléctrica. Debido a esa cantidad de variables, solamente estimativos aproximados del comportamiento antes descargas atmosféricas de esas líneas han sido posibles con el estado del arte actual. Se describe ahora un método que puede usarse para realizar ese estimativo. Debe realizarse mucho trabajo de laboratorio y de campo para cuantificar el problema. Sin embargo, este método debe ser suficiente para realizar estimativos comparativos.

13.10.1 Preliminares.

Los impactos de las descargas atmosféricas en o cerca de las líneas de distribución son responsables de una gran cantidad de daños del sistema eléctrico e interrupciones al usuario. Aunque la física de las descargas atmosféricas no es completamente entendida, la descarga atmosférica esta generalmente asociada con las siguientes condiciones meteorológicas.

- Tormentas causadas por la convección de calor local que ocurre con más frecuencia durante los meses de verano.
- Sistemas frontales, que ocurren con más frecuencia en invierno.
- Movimiento de aire sobre las laderas de las montañas.

El aislamiento eléctrico en la mayoría de sistemas de distribución no es homogéneo. La reducción en el uso de crucetas de madera en la construcción de redes y la introducción de nuevos materiales de construcción y de nuevas configuraciones han resultado en una marcada disminución de los niveles de aislamiento.

Las ratas de salidas altas por descargas atmosféricas ocurren al tiempo que los consumidores están demandando calidad de servicio.

Los circuitos de distribución en Y multiterrizados consisten de derivados de línea trifásicas, a 2 fases y monofásicas de variada longitud. El BIL de esos segmentos puede variar ampliamente de estructura a estructura en un segmento de línea dado. Además, las líneas de distribución son circuitos eléctricos complejos que no se prestan fácilmente para el modelamiento y análisis para la determinación del BIL. Por lo tanto, los métodos recomendados aquí son matemáticamente simples y proporcionan solamente aproximaciones indicadas para el diseño de las líneas de distribución más comunes.

Como el BIL puede variar de estructura a estructura en una línea de distribución dada, el BIL de un segmento particular de línea se asume que es el BIL de la estructura con el BIL más bajo de ese segmento.

Las características eléctricas de la descarga y la respuesta eléctrica de una línea cuando esta sujeta a voltajes inducidos causados por descargas indirectas que luego es usada para predecir si el flameo ocurrirá. El diseño de la protección contra descargas de líneas de distribución requiere que los siguientes asuntos sean direccionados.

- El número de descargas directas que ocurrirán en la línea.
- El número de descargas indirectas que ocurrirán en la línea.
- El comportamiento deseado de la línea ante descargas.

13.10.2 Descargas directas en las líneas.

El número de impactos de descargas a tierra es una función de la incidencia en una región dada (densidad de rayos a tierra N_g) o el número de descargas a tierra por unidad de área por año.

De año a año N_g puede variar de 2 a 1 para una región geográfica dada. Por muchos años, los observadores del estado del tiempo han registrado la actividad de descargas, contabilizando el número promedio de días tormentosos al año en los cuales se escuchan las descargas y construyendo los mapas de niveles isoceráunicos.

Las correlaciones para conocer las densidades de descargas a tierra para regiones específicas, fueron usadas para calcular N_g del número de tormentas para líneas no apantalladas por estar cerca de objetos altos,

el número de impactos a la línea (N) por año puede calcularse de la siguiente expresión.

$$N = Ng(b + 28H^{0.6}) \times 10^{-1} \text{ por 100 km de línea} \quad (13.12)$$

donde:

- Ng = Densidad de descargas a tierra.
 b = Distancia horizontal entre los conductores externos en m.
 H = Altura de la línea por encima del suelo en metros.

Para longitudes de postes usados en sistemas de distribución (35, 40, 45 y 50 pies), la relación aproximada entre Ng y las descargas directas a la línea no apantallada por otras estructuras pueden ser calculadas y se muestran en la tabla 13.14 y en la figura 13.28, y pueden ser usadas como sigue:

Para una línea no apantalla de una altura dada, el mapa de niveles isoceraúnicos puede ser usado para determinar Ng para la región en la cual la línea es construida y luego para determinar el primero de los impactos directos a la línea por km o por milla de la figura 13.28.

TABLA 13.14. Cálculos de impactos de descargas sobre líneas de distribución.

Longitud poste pies	Longitud enterramiento pies	longitud entre conductor y cima del poste ϕ 8", pies	Altura de la línea desde tierra pies	Altura de la línea desde tierra m	$(b + 28H^{0.6}) \times 10^{-1}$		Impactos de descargas a la línea por año por 100 km de línea Ng (impactos por km^2)							
					con cruceta	sin cruceta	con cruceta				sin cruceta			
							5	10	15	20	5	10	15	20
35	6.0	0.66	29.66	9.04	10.721	10.50	53.6	107.2	168.8	214.4	52.5	105.0	157.5	210.4
40	6.0	0.66	34.66	10.56	11.746	11.52	58.7	117.5	176.2	234.9	57.6	115.2	172.8	230.9
45	6.5	0.66	39.16	11.94	12.627	12.40	63.1	126.3	189.4	252.5	62	124.0	186.0	248.0
50	7.0	0.66	46.66	13.31	13.462	13.23	67.3	134.6	201.9	269.2	66.2	138.3	198.5	264.6

Para determinar los impactos a la línea apantallada por objetos cercanos, todos los objetos ubicados dentro de una distancia de 4 veces la altura de la línea a ambos lados de la línea deben ser considerados. Cualquier objeto tales como arboles o edificios cuya altura es mayor o igual a la altura de la línea reducirá la incidencia de impactos directos en la línea (ver figura 13.29).

En áreas urbanas, las edificaciones son con frecuencia más altas que la línea y apantallan efectivamente a las líneas. En áreas suburbanas los arboles apantallan más frecuentemente a las redes de distribución. Para diseños prácticos de líneas, el área donde se va a construir la línea debe estudiarse para determinar la porción de línea que será apantallada por otras estructuras.

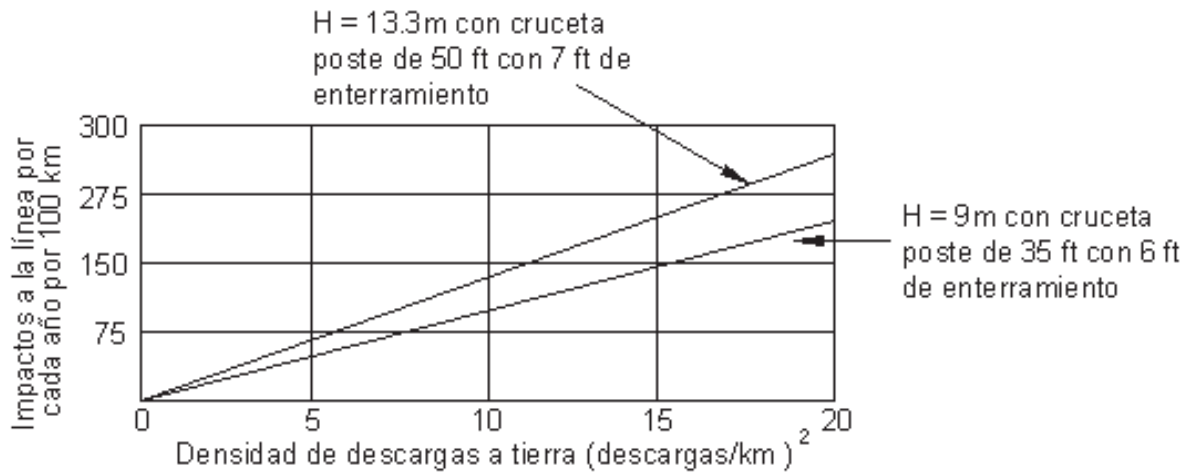


FIGURA 13.28. Impactos a la línea vs densidad de descargas a tierra.

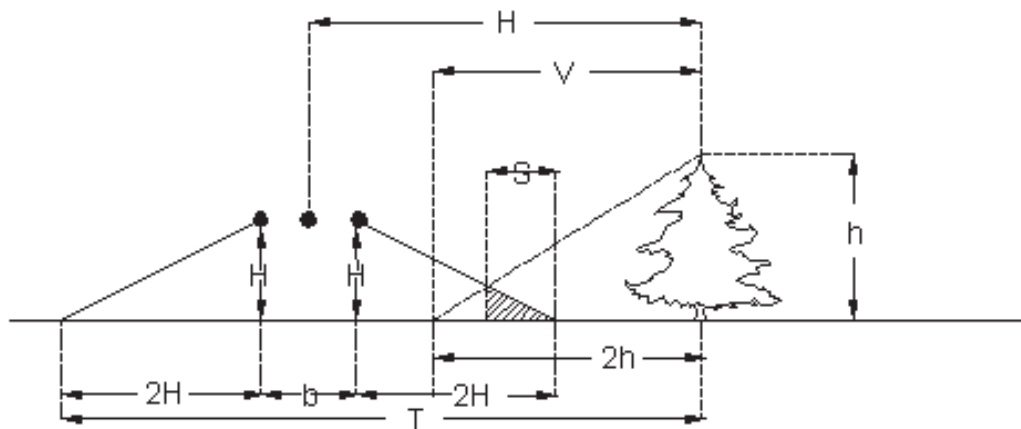


FIGURA 13.29. El ancho de apantallamiento S creado por un árbol cercano a línea de distribución.

A causa de la variedad de alturas y formas de los objetos apantalladores, no es posible definir el grado de apantallamiento con alguna exactitud. Tampoco hay consensos cuantitativos de los mecanismos de apantallamiento involucrados. Lo mejor que se puede dar hoy es aplicar la regla simple de que el ancho (a lado y lado de la línea) del área protegida o apantallada en la superficie de la tierra es aproximadamente 2 veces la altura del objeto apantallador. En el caso de la figura 13.29, el ancho sería $2H$. Adoptando esta regla para el caso donde el ancho b de la figura 13.29 es mucho menor que la altura de la línea H , se pueden construir un conjunto de curvas de apantallamiento (ver figura 13.30).

El factor de apantallamiento variable S_f es la porción por unidad de la línea apantallada por un objeto

cercano. El número de impactos a la línea es luego

$$N_s = N(1 - S_f) \quad (13.13)$$

donde:

N_s = Número ajustado de impactos a la línea por 100 km por año.

N = Impactos calculados por la ecuación 13.12.

Para líneas de distribución en áreas urbanas cerca de árboles y casas, S_f puede estar entre 0.3 a 0.5. Para líneas construidas con cables de guarda aéreos, S_f será aproximadamente de 1.0; sin embargo, una tensión de flameo inversa debe ser considerada.

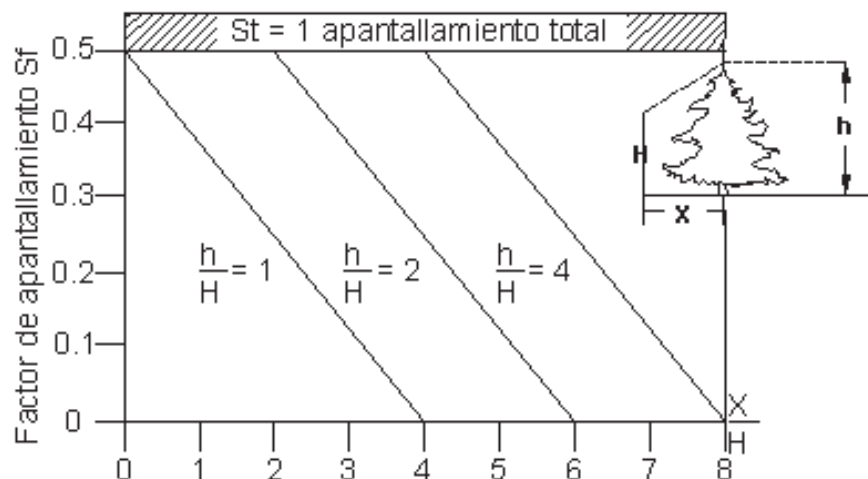


FIGURA 13.30. Curvas aproximadas para factor de apantallamiento S_f vs Altura de línea y distancias de apantallamiento.

13.10.3 Descargas indirectas (o inducidas).

El voltaje pico inducido en una línea de distribución debido a descargas que caen cerca de ella es una función de los siguientes parámetros:

- El pico y el tiempo de pico (cresta) de la corriente de descarga de retorno.
- La velocidad de la descarga de retorno.
- La altura de la línea.
- La distancia perpendicular del punto de descarga hasta la línea.

La magnitud de estos voltajes inducidos ocasionalmente será más grande que el BIL de la línea de distribución y el flameo puede ocurrir, particularmente en sitios remotos de los pararrayos.

Cuando la descarga de paso escalonado desciende hacia la línea, este alcanza un punto conocido como “punto de disrupción”. En este punto se iniciará o una unión con la línea o una unión con la tierra, dependiendo de la distancia crítica conocida como “distancia disruptiva”.

Si en el punto de disrupción, el escalón tipo está más ajustado a tierra que el conductor, el líder del rayo impactará la tierra. Si el líder tipo está más ajustado al conductor, la línea será golpeada directamente. Una distancia perpendicular de la descarga a la línea, induce un voltaje más bajo a ella. Por lo tanto, la distancia de disrupción es un parámetro necesario para la estimación de la rata de salidas de una línea de distribución. Muchas ecuaciones empíricas para la distancia de disrupción han sido sugeridas, una de ellas fue presentada por el grupo de trabajo de la IEEE y es la siguiente

$$r_s = 8 \times (\text{kA})^{0,65} \text{ m} \quad (13.14)$$

En este análisis, la descarga de retorno fue variada de 1 kA a 200 kA y el tiempo a la cresta de 0.5 μs a 10 μs . La distancia perpendicular de la descarga fue luego calculada para cada corriente y r_s . Comenzando con esta distancia, el voltaje inducido en la línea fue calculado para la corriente y el tiempo de cresta dados. Si el voltaje inducido excede el BIL de la línea, el punto de disrupción (o de impacto) de la línea es retrocedido en pasos hasta que el voltaje inducido sea inferior al BIL.

Un análisis estadístico lognormal bivariado fue realizado a cada tiempo de cresta dado. Este análisis fue usado para estimar la probabilidad de ocurrencia de esa combinación. La rata de salida por voltajes inducidos de una línea aérea de 10 metros de alta para un N_g de 10 es mostrada en la figura 13.31 ya que la rata de salida para cualquier otra altura y N_g pueden ser calculados de la figura 13.31 pues la rata de salidas es directamente proporcional a la altura de la línea y a N_g . El análisis anterior asume que cada flameo resultará en una salida. A causa de la compleja geometría asociada con las líneas de distribución, los valores reales de flameo pueden diferir significativamente de los cálculos.

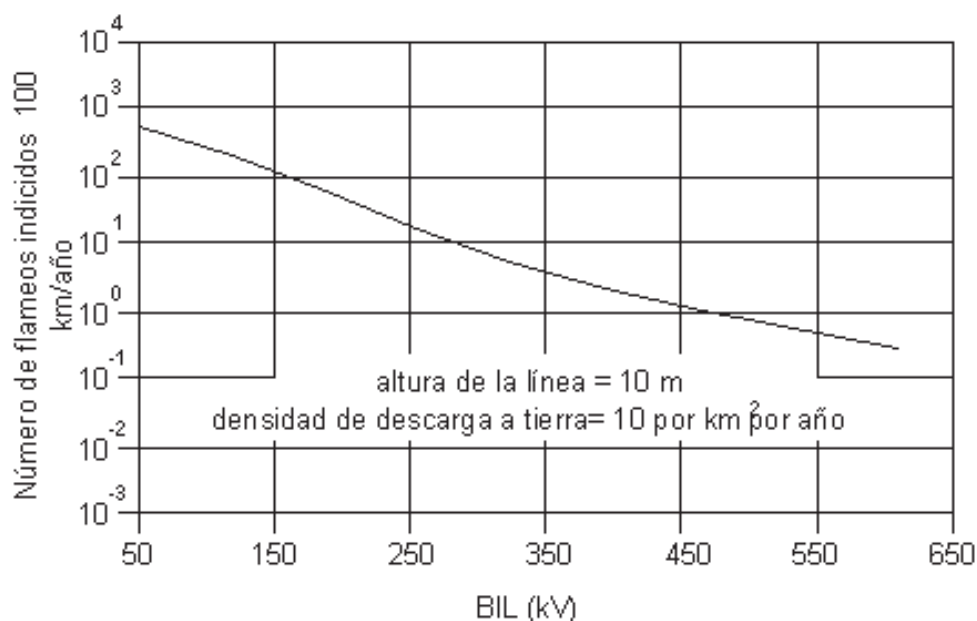


FIGURA 13.31. Rata de flameos de voltaje inducidos de líneas de distribución aéreas vs BIL.

Se hicieron las siguientes suposiciones durante el análisis anterior:

- La distancia de disrupción r_s dada en la ecuación 13.14 es un estimativo conservativo.
- Las descargas directas a las estructuras cercanas a la línea pueden causar flameo de la línea.
- Una línea con conductor simple se extiende sobre una tierra perfecta (por ejemplo conductividad de tierra infinita).
- Una línea con multiconductor que se extiende sobre una tierra imperfecta generará ondas de velocidad múltiple, sus efectos no son conocidos. Más aun, investigaciones recientes han mostrado que una conductividad de tierra infinita puede producir campos electromagnéticos a lo largo de la línea. Este efecto puede modificar la tasa de salidas de una línea dada.
- El presente análisis fue ejecutado para líneas sin conductores de tierra (cables de guarda) o neutros. Los cables de guarda, los neutros o ambos pueden reducir la tasa de salidas dependiendo de la geometría y de los intervalos de puesta a tierra.
- El modelo de voltaje inducido de Chowdhuri (autor del artículo titulado "Analysis of Lightning Induced Voltages on Overhead Lines" publicado en IEEE/PES 1988), es razonablemente representativo del proceso de inducción de voltajes. No existe un acuerdo universal sobre si este modelo es el mejor y ciertamente sufrirá modificaciones a medida que más datos lleguen a estar disponibles, pero sería suficiente para cálculos aproximados.

13.10.4 Flameos producidos por descargas indirectas.

Como se deduce del numeral 13.1.3, el 28% de las corrientes de descarga exceden los 50 kA pico, teniendo en cuenta que la distribución arranca a una corriente aproximada de 2.5 kA. La magnitud de corriente pico de la descarga de retorno excede los 2.5 kA para el 99.9% de los impactos directos en las líneas de distribución. Las impedancias características típicas de las líneas de distribución están entre 300 Ω y 500 Ω .

Para un impacto de rayo en la mitad de un vano en donde la corriente se divide en dos mitades una en cada dirección, el voltaje pico asociado con la onda de descarga viajera está entre 37.5 y 625 kV. Como el BIL de la mayoría de las líneas de distribución está entre 100 kV y 500 kV, un impacto directo a una línea de distribución no protegida puede esperarse que cause flameo.

En una línea real en servicio, con frecuencia ocurren múltiples descargas sobre estructuras no protegidas adyacentes al punto de impacto. Una de esas descargas resultará en una trayectoria de arco a través de la cual puede fluir una corriente de 60 Hz. Esta trayectoria de arco es de baja impedancia y las corrientes de 60 Hz que circulan durante un flameo puede esperarse que se ajusten a los valores calculados asumiendo una impedancia de falla cero. Tales arcos generalmente no se autoextinguirán y la falla debe ser despegada antes de que el nivel de aislamiento de la línea puede ser restituido.

13.10.5 Cálculo de las tasas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución.

La tasa de salidas de un sistema de distribución y causada por descargas es la suma de las siguientes 3 circunstancias.

- Flameos por descargas directas.
- Flameos por descargas indirectas.

- Fallas en los equipos de protección.

El siguiente procedimiento puede proporcionar un estimativo para los primeros dos tipos. Los usuarios pueden luego aplicar su propia experiencia para estimar las fallas esperadas del pararrayos y otros equipos de protección de sistemas de distribución.

Paso 1: Estimar N_g en la vecindad de la línea.

N_g es la densidad de descargas a tierra en número de rayos por km^2 por año, puede estimarse del mapa de densidad de descargas (mapa de curvas de niveles isocerámicos) interpolando entre contornos de curvas. Si los datos de conteo de descargas atmosféricas del área están disponibles para muchos años, estos datos son preferibles a los datos del mapa de densidad de descargas

Paso 2: Estimar el número promedio de impactos de rayos sobre una línea no apantallada.

El número promedio de impactos por año N_s , sobre una línea de distribución no apantallada puede aproximarse usando la ecuación 13.12 una vez que el valor de N_g ha sido establecido. La tabla 13.14 y la figura 28 son útiles en esta evaluación.

Paso 3: Ajustar los impactos promedio para tener en cuenta los efectos de árboles y otros objetos cercanos.

Los árboles cercanos, los objetos altos y aun otras líneas pueden reducir sustancialmente el número de impactos a la línea de distribución. Las figuras 13.29 y 13.30 son de gran ayuda para hacer un buen juicio subjetivo. Estimar el factor de apantallamiento promedio S_f (ecuación 13.13 y figura 13.30) para llegar al mejor estimativo de N_s .

Paso 4: Calcular el número de flameos N_s causado por impactos directos

Como una primera aproximación, todos los impactos directos a una línea de distribución típica puede asumirse que causan un flameo. Aquí el número de flameos por descargas directas es simplemente N_s , como se estableció en el paso 3.

Paso 5: Calcular el número de flameos N_i causados por descargas indirectas.

Entrar a la abscisa de la figura 13.31 con el BIL de la línea de distribución y encontrar el número N_f de descargas inducidas por 100 km por año en la ordenada. Este número corresponde a un N_g de 100 por km^2 por año y una línea de 10 m de altura (sobre el suelo). Escalar el número de descargas inducidas, N_f , por la altura real de la línea y la densidad real de descargas a tierra, por ejemplo si la altura de la línea es de 14 metros y el N_g es 12 (del mapa de niveles isocerámicos), luego el número real de descargas inducidas será.

$$N_i = N_f \frac{14}{10} \times \frac{12}{100} = 1,68 N_f \quad (13.15)$$

Paso 6: Estimar la rata de salidas N_p causadas por defectos de los equipos.

El equipo de protección agregado a la línea (o equipo sobre la línea) para prevenir flameo por descargas

atmosféricas tiene una rata de fallas asociadas con el equipo de protección N_p . Por ejemplo, si son usados pararrayos para proteger la línea o el equipo sobre la línea, la rata de fallas de los pararrayos de una instalación eléctrica específica sería tomado en cuenta cuando se vaya a determinar la rata de salidas para la línea. Cuando se calculan las fallas de los pararrayos, se incluyen solo aquellas fallas que resultan en salidas de la línea. Como el diseño común de pararrayos que hoy se usan incluyen un conductor de tierra desconectable, solo un pequeño porcentaje del total de fallas del pararrayos puede decirse que causan salida de la línea. Estimar la rata de fallas, N_p , sobre una base de 100 km/año.

Paso 7: Estimar la rata de salidas promedio N_c

Para una línea de distribución esta dada por la siguiente expresión:

$$NI = N_s + N_i + N_p \quad (13.16)$$

donde:

N_s = rata de flameos por descargas directas (paso 4)

N_i = rata de flameos por descargas indirectas (paso 5)

N_p = rata de flameos por falla en equipos de protección (paso 6)

Se calcula esta rata promedio por 100 km por año.

Paso 8: Ajustar la rata de salidas para la longitud de línea real.

Ajustar la rata de salidas promedio NI del paso 7 en proporción a la longitud real de la línea en vez de los 100 km.