



Deterioro del blindaje y el aislamiento de una subestación de distribución 46/23kV en El Salvador

Deterioration of the shielding and insulation of a 46/23kV distribution substation in El Salvador

Fecha de recepción: 25 de septiembre de 2024
Fecha de aprobación: 3 de febrero de 2025



Jorge Alberto Palacios Hernández
Escuela de Ingeniería Eléctrica,
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Universidad de El Salvador
ph13003@ues.edu.sv

 <https://orcid.org/0009-0001-1580-4007>

Luis Antonio Sánchez Flores
Escuela de Ingeniería Eléctrica,
Facultad de Ingeniería y Arquitectura
Universidad de El Salvador
sf73002@ues.edu.sv

 <https://orcid.org/0009-0009-8603-831X>

Resumen

El desarrollo de este trabajo describe la necesidad de emitir un diagnóstico confiable sobre los niveles de deterioro de los elementos de protección y aislamiento de una subestación de distribución eléctrica, debido a las condiciones climáticas, sismos y tipo de terreno que afectan las subestaciones en el transcurso de su vida útil. Se plantea el envío de cartas a AES Del Sur, ETESAL y CEL para solicitar información sobre el diseño y las normas utilizadas en sus subestaciones con un largo tiempo de funcionamiento, así como cualquier estudio o información sobre la actualización de blindaje, mejora de puesta a tierra o aislamiento. Con la información proporcionada, se llevará a cabo el estudio correspondiente. Además, se describen los efectos del clima, los terremotos y el tipo de terreno en las instalaciones eléctricas, lo que conduce a la corrosión, daños superficiales y deterioro en el sistema de puesta a tierra, aumentando la inseguridad y los valores de tensión.

Palabras claves: blindaje, corrosión, energía eléctrica, subestación.

Abstract

The development of this work describes the need to issue a reliable diagnosis on the levels of deterioration of the protection and insulation elements of an electrical distribution substation, due to the climatic conditions, earthquakes and type of terrain that affect the substations in the course of its useful life. It is proposed to send letters to AES Del Sur, ETESAL and CEL to request information on the design and standards used in their substations with a long operating time, as well as any study or information on shielding upgrades, commissioning improvements, ground or insulation. With the information provided, the corresponding study will be carried out. In addition, the effects of climate, earthquakes and the type of terrain on Electrical Installations are described, which leads to corrosion, superficial damage and deterioration in the grounding system, increasing insecurity and voltage values.

Keywords: corrosion, electric energy, shielding, substation.

1. Introducción

El trabajo de evaluación del deterioro de elementos de protección y aislamiento en subestaciones eléctricas, surge como respuesta a la necesidad creciente de mantener la seguridad y funcionalidad de los sistemas eléctricos frente a la corrosión y otros daños. En este contexto, se plantea la importancia de obtener información detallada sobre el diseño y estado actual de subestaciones antiguas, con el fin de actualizar sus medidas de protección. Este trabajo resume los objetivos, alcances y resultados esperados de esta investigación, que busca proporcionar conclusiones confiables para mejorar la durabilidad y eficiencia de las subestaciones eléctricas y propiciar una confiabilidad al sistema.

2. Teoría de fenómenos causantes del deterioro

La corrosión es un proceso natural que puede afectar a diferentes materiales, especialmente a los metales, y que puede tener consecuencias nefastas en términos económicos y de seguridad. La corrosión atmosférica en elementos metálicos en equipos y componentes de líneas eléctricas en una subestación de distribución de energía es un tema importante a tomar en cuenta en la investigación. Esta puede afectar la vida útil de los componentes y equipos, lo que puede llevar a fallas e interrupciones en el suministro eléctrico. Además, puede ser causada por diferentes factores, como la exposición a la humedad, la contaminación y los cambios de temperatura. Es importante realizar un mantenimiento regular en las subestaciones eléctricas para identificar y prevenir la corrosión.

Para que un metal pueda experimentar corrosión es necesario cuatro condiciones básicas:

- 1.- Debe existir un ánodo y un cátodo
- 2.- Debe haber una diferencia de potencial entre el ánodo y el cátodo
- 3.- Debe haber una conexión metálica entre el ánodo y el cátodo
- 4.- El ánodo y el cátodo deben estar sumergidos en un medio electrolito

2.1 Tipos de corrosión relevantes para las subestaciones de distribución

En las subestaciones de distribución, se pueden encontrar varios tipos de corrosión que pueden afectar los componentes. A continuación, se describen algunos de ellos:

2.1.1. Corrosión atmosférica

Es causada por la exposición de los componentes metálicos a la atmósfera, especialmente en áreas con alta humedad, salinidad o presencia de contaminantes. La corrosión atmosférica puede manifestarse como oxidación superficial, formación de óxidos o corrosión generalizada.

2.1.2 Corrosión galvánica

Ocurre cuando dos metales diferentes están en contacto directo o mediante un medio conductor (como el agua) y se produce una reacción electroquímica. En las subestaciones de distribución, puede ocurrir cuando hay uniones entre metales diferentes, como el contacto entre aluminio y cobre.

2.1.3 Corrosión por picaduras

Se caracteriza por la formación de pequeñas cavidades o picaduras localizadas en la superficie del material. Puede ser causada por la presencia de agentes corrosivos concentrados, como contaminantes o productos químicos, en combinación con factores como la humedad o la falta de ventilación.

2.1.4 Corrosión por tensión

Ocurre en componentes sometidos a tensiones mecánicas, como cables o estructuras, y puede resultar en grietas o fisuras en el material. La corrosión por tensión puede ser causada por una combinación de esfuerzos mecánicos y factores corrosivos. Algunos ejemplos de corrosión por tensión son: agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruro, esto ocurre en aceros inoxidable austeníticos y aleaciones de níquel cuando se exponen a ambientes que contienen cloruros.

2.2 Factores que influyen en la corrosión

La corrosión es un proceso complejo que puede ser influenciado por diversos factores. A continuación, se mencionan algunos de los factores más significativos que influyen en la corrosión:

2.2.1 Ambiente

El ambiente en el que se encuentra el componente es un factor clave en la corrosión. La presencia de humedad, salinidad, contaminantes atmosféricos, gases corrosivos y agentes químicos puede acelerar el proceso de corrosión. Por ejemplo, las áreas costeras con alta salinidad suelen ser más propensas a la corrosión.

2.2.2 Áreas costeras con alta salinidad

Las áreas costeras con alta salinidad suelen ser más propensas a la corrosión debido a la presencia de cloruros en el ambiente. Los cloruros pueden penetrar en los materiales metálicos y acelerar el proceso de corrosión.

2.2.3 Ambientes húmedos

Los ambientes húmedos pueden aumentar la velocidad de corrosión debido a la presencia de agua, que puede actuar como un electrolito y permitir la transferencia de electrones entre los metales y los iones en el ambiente.

2.2.4 Contaminantes atmosféricos

Los contaminantes atmosféricos, como el dióxido de azufre y el dióxido de carbono, pueden reaccionar con los metales y acelerar el proceso de corrosión.

2.2.5 Gases corrosivos

Los gases corrosivos, como el sulfuro de hidrógeno y el cloro, pueden penetrar en los materiales metálicos y acelerar el proceso de corrosión.

3. Nivel sísmico en El Salvador

La importancia de considerar la sismicidad al diseñar una subestación eléctrica, especialmente en áreas con alta probabilidad de actividad sísmica, algunos equipos dentro de la subestación son propensos a sufrir daños como golpes y vibraciones en los cimientos, estructuras, anclajes de equipos, aisladores y los conductores pueden no serlo. Se considera que los niveles sísmicos del país son altos, por lo que se deben de considerar medidas de seguridad para proteger los equipos de la subestación. La norma internacional utilizada es el estándar IEEE C57-114 es una guía para transformadores de potencia y reactores que ofrece recomendaciones en cuanto a las consideraciones de diseño para la instalación de estos equipos en zonas de alta sismicidad. (Norma IEEE,1999).

4. Clima ambiental

Debido a la necesidad constante de la energía eléctrica, primordialmente en las zonas urbanas del país; es de mucha importancia tomar en cuenta las condiciones ambientales a las que se enfrentan las instalaciones eléctricas. Los cambios de temperatura y climáticos no son un factor controlable, especialmente en un país como El Salvador; por tanto, este es un factor que se debe tomarse en cuenta al momento de seleccionar la ubicación de la subestación. Según datos del SNET1 en su apartado de Clima en El Salvador, el país se divide tres zonas térmicas según la altura en metros sobre nivel del mar, esto de acuerdo con el promedio en temperatura ambiente a lo largo del año.

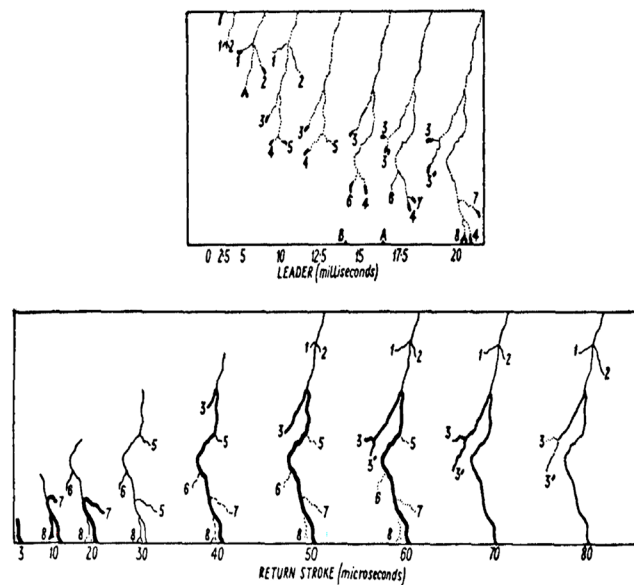
- De 0 a 800 metros: Promedio de temperatura disminuyendo con la altura de 27 a 22 ° C en las planicies costeras y de 28 a 22 °C en las planicies internas.
- De 800 a 1,200 metros: Promedio de temperatura disminuyendo con la altura de 22 a 20 C en las planicies altas y de 21 a 19 °C en las faldas de montañas.
- De 1,200 a 2,700 metros: De 20 a 16 °C en planicies altas y valles, de 21 a 19 en faldas de montañas y de 16 a 10 C en valles y hondonadas sobre 1 800 metros.

5. Descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas que se producen en nuestro ambiente ya sea el campo o ciudad, conocidas popularmente como «rayos» forman parte de un proceso atmosférico: una descarga electrostática causada por la separación de cargas eléctricas positivas y negativas que pueden formarse entre nube-tierra, entre nube a nube o viceversa.

La descarga atmosférica produce un pulso electromagnético que es acompañado por el relámpago (una emisión de luz causada por el paso de corriente eléctrica que ioniza las moléculas del aire), seguida por el sonido característico del trueno que se produce por la onda de choque de la corriente eléctrica que viaja a través de la atmósfera, calienta y expande rápidamente el aire. Estudios de campo muestran que estadísticamente el 80 % de estas descargas tienen un valor mayor a 20kA, y pueden llegar a alcanzar valores hasta de 200 kA. Generando potenciales a tierra de hasta 200 millones de voltios. La duración del evento es de aproximadamente 100us.

Figura 1. Componentes en el proceso de descarga de un rayo



Nota. ABB Electrical Transmission and Distribution Reference Book, 1997.

5.1 Parámetros del rayo

5.1.1 Distancia de impacto

Hay muchos modelos del proceso de fijación de rayos y pueden producir valores diferentes, a menudo contradictorios, para el radio de protección de las terminales aéreas de rayos. La magnitud de la corriente de choque de retorno y la distancia de impacto (longitud del último líder escalonado) están interrelacionadas. Se han propuesto varias ecuaciones para determinar la distancia de ataque. Las principales son las siguientes:

$S = 2I + 30(1 - e^{-\frac{t}{6.8}})$	Darvineza (1975)
$S = 10I^{0.65}$	Love (1987;1993)
$S = 9.4I^{\frac{2}{3}}$	Whitehead (1974)
$S = 8I^{0.65}$	IEEE (1985)
$S = 3.3I^{0.78}$	Suzuki (1981)

Dónde:

S: es la distancia de impacto en metros.

I: es la corriente de choque de retorno en kA.

Las ecuaciones anteriores varían tanto como un factor de 2:1. Sin embargo, los investigadores de rayos tienden ahora a favorecer que la ecuación de la IEEE (1985) es más exacta. La ecuación también puede expresarse en términos de la distancia como sigue:

$$I = 0.041S^{1.54}$$

A partir de este punto, la corriente de choque de retorno se conocerá como «corriente de impacto».

5.1.2 Magnitud de la corriente de impacto

El valor medio de los impactos al cable de guarda, conductores, estructuras y mástiles se toma generalmente como de 31 kA y la probabilidad que una cierta corriente pico sea excedido en cualquier impacto viene dada por la ecuación:

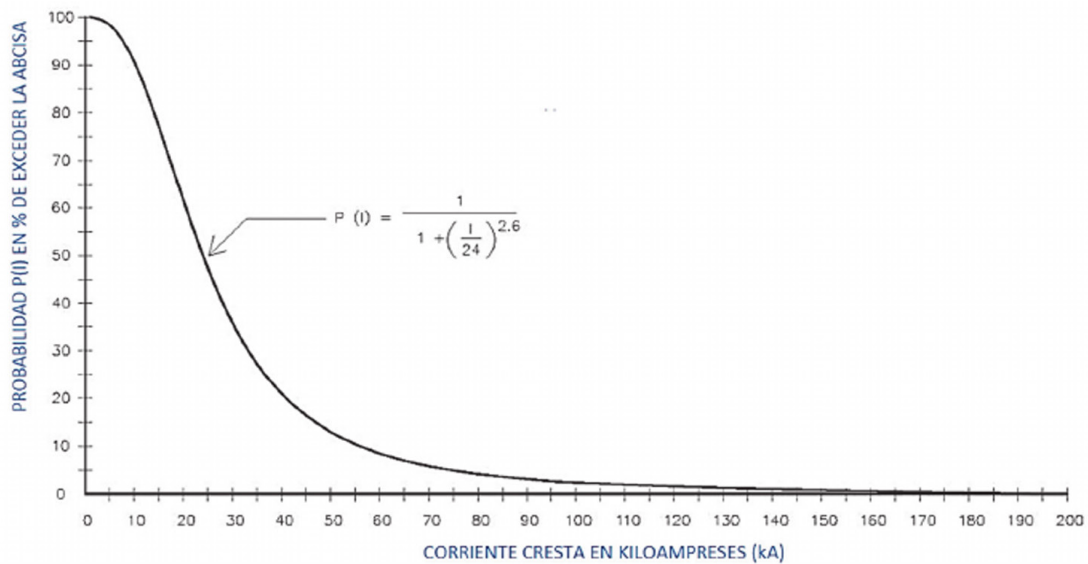
Donde:

$$P(I)L = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$

P(I): es la probabilidad que sea excedida la corriente de impacto máxima.

I: es la corriente de cresta especificada del impacto en kA.

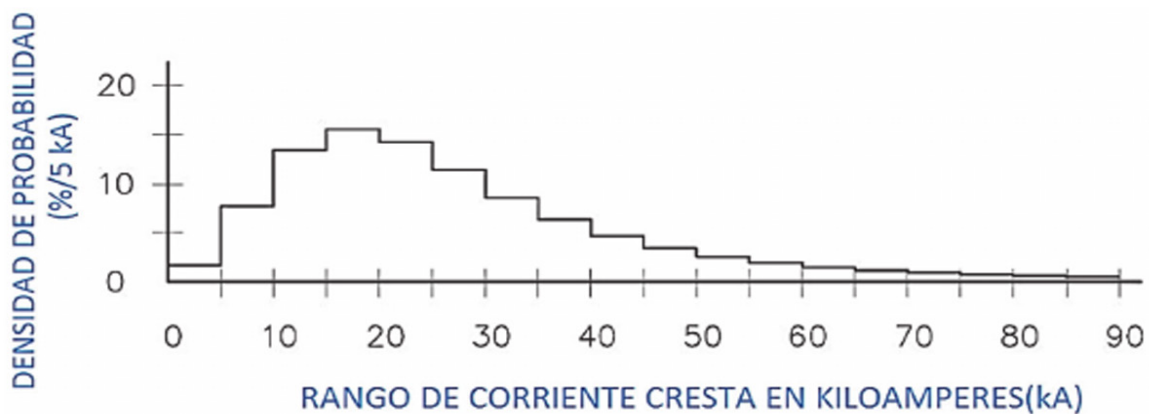
Figura 2. Probabilidad que la corriente de impacto supere la abscisa para descargas a tierra



Nota. Elaboración propia.

La figura 2 es un gráfico de la probabilidad que una corriente de choque se encuentre dentro de los rangos mostrados en la abscisa. La figura 3 es un gráfico de la densidad de probabilidad de las corrientes de impacto a tierra.

Figura 3. Rango de probabilidad de la corriente de impacto a tierra.



Nota. Elaboración propia.

5.1.3 Densidad de impactos a tierra (GFD)

La densidad de destellos a tierra (GFD) se define como el número promedio de descargas por unidad de área, por unidad de tiempo en un lugar determinado. Por lo general se supone que el GFD a tierra, una subestación o una línea de transmisión o distribución es aproximadamente proporcional al nivel isoceráunico en la localidad. Si se usan los días de tormenta como base, se sugiere utilizar cualquiera de las ecuaciones siguientes:

$$N_k = 0.12 T_d$$

Dónde:

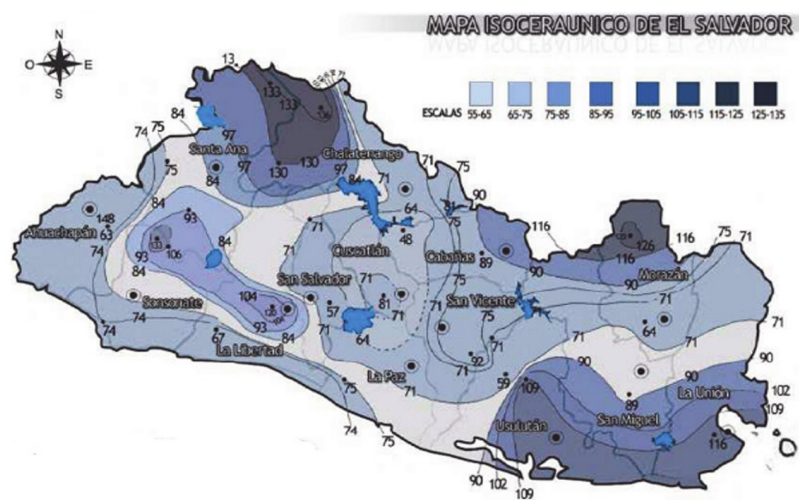
N_k : es el número de destellos a tierra por kilómetro cuadrado por año.

T_d : es el nivel medio anual ceráunico, días de tormenta.

5.1.4 Nivel Isoceráunico en El Salvador

En años recientes se llevaron a cabo estudios en diferentes zonas de nuestro país para determinar el número de tormentas eléctricas ocurridas en todo el año. Esto fue posible instalando sensores de detección de rayos y anotaciones visuales para tomar un valor del sitio. El mapa Isoceráunico muestra el número promedio de días tormentas eléctricas en un año. Es utilizado como indicativo de la cantidad de actividad eléctrica, de ahí la importancia de entender las causas y características del rayo. El nivel de riesgo de descargas de rayos está representado en el mapa por líneas de diferentes valores (líneas isoceraúnicas), estas líneas determinan geográficamente las zonas de mayor o menor riesgo de actividad de rayos. Cada línea isoceraúnica tiene un valor, que es el resultado de la aparición de días de tormentas por kilómetro cuadrado por año, donde al menos aparece un solo rayo.

Figura 4. Mapa Isoceráunico de El Salvador



Nota. Moraga y Lemus, 1997.

6. Diseño del blindaje de la subestación según la Norma IEEE std 998

6.1 Métodos empíricos para el diseño de protección

Históricamente, se han empleado dos métodos de diseño clásicos para proteger subestaciones eléctricas del impacto directo de rayos:

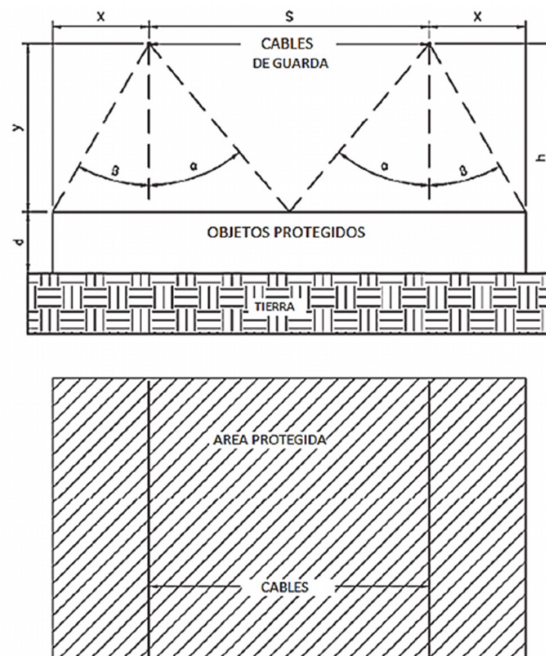
1. Ángulos fijos
2. Curvas empíricas

Los dos métodos anteriores generalmente han proporcionado una protección aceptable, a continuación, se describe en qué consisten.

Ángulos fijos

El método de diseño por ángulos fijo utiliza dos ángulos verticales para determinar el número, la posición y la altura de los cables de blindaje o mástiles. La figura 5 ilustra el método para blindar cables, y la figura 6 ilustra el método para blindar mástiles. Los ángulos utilizados están determinados por el grado de exposición al rayo, la importancia de la subestación protegida y el área física ocupada por la subestación. El valor del ángulo alfa que se usa comúnmente es 45° , y 30° cuando la altura del mástil es mayor. Ambos 30° y 45° son ampliamente utilizados para el ángulo beta, basado en la norma IEEE 998-1996.

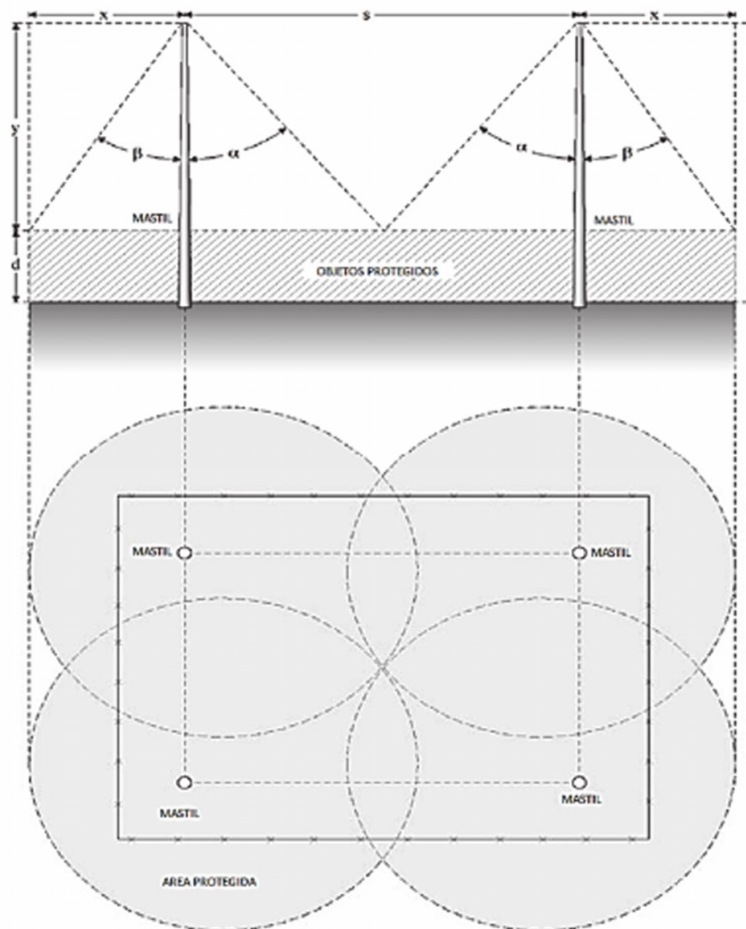
Figura 5. Ángulos fijos para blindar cables



Nota. IEEE 998-1996.

Para blindaje con mastiles se sugiere utilizar un ángulo de protección de 40° a 45° para alturas de hasta 15 m (49 pies), 30° para alturas entre 15 y 25 m (49 a 82 pies) y menos de 20° para alturas de hasta 50 m (164 pie). En estas recomendaciones se asumió una tasa de falla de 0.1 a 0.2 fallas de blindaje/100 km/año.

Figura 6. Ángulos fijos para 4 mástiles de protección

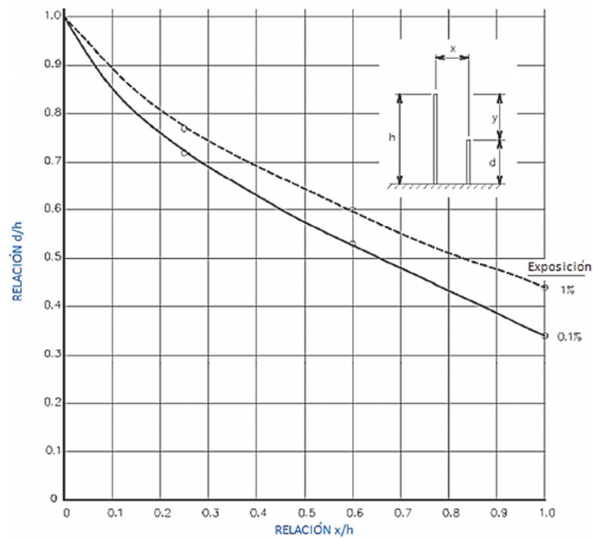


Nota. IEEE 998-1996.

Curvas Empíricas

El uso de curvas empíricas tiene su origen en un artículo publicado en 1941 por Wagner, McCann y MacLane. Se realizaron pruebas de laboratorio en modelos a escala empleando un impulso positivo de $1.5 \times 40 \mu\text{s}$ para iniciar una descarga desde una varilla (que representa la nube cargada) a un plano de tierra o a un cable de protección horizontal y un conductor ubicado cerca del electrodo. Las curvas se desarrollaron para blindaje con tasas de falla de 0.1 %, 1.0 %, 5.0 %, 10 % y 15 %. En el diseño se utiliza comúnmente una tasa de fallas del 0.1 %.

Figura 7. Curva de protección de un objeto de altura «d» por un mástil

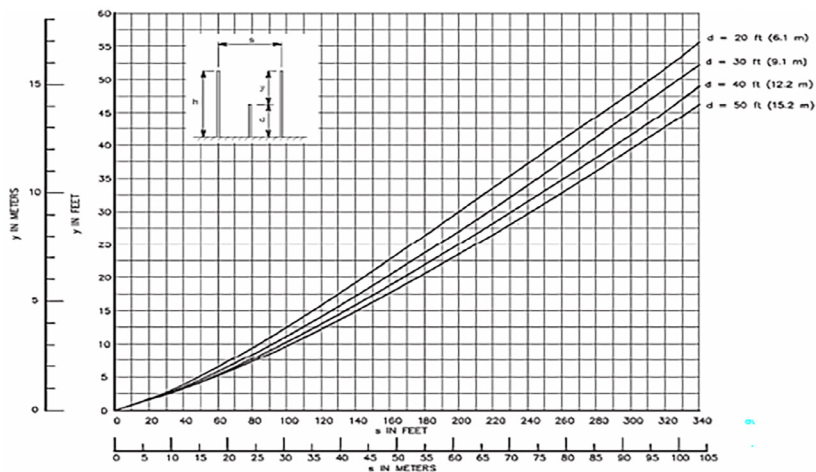


Nota. IEEE 998-1996.

Para cada valor seleccionado de d , se puede calcular un valor de h para cada valor discreto de x/h como $h=d/(d/h)$. Ahora, para estos valores discretos de h para una d seleccionada, los valores de la separación horizontal, $x(s)$, se pueden calcular a partir de $x = x/h \times h$ ($s = s/h \times h$). La diferencia entre la altura del objeto protegido, d , y la altura del mástil o cable de protección, h , se puede calcular como $y = h - d$.

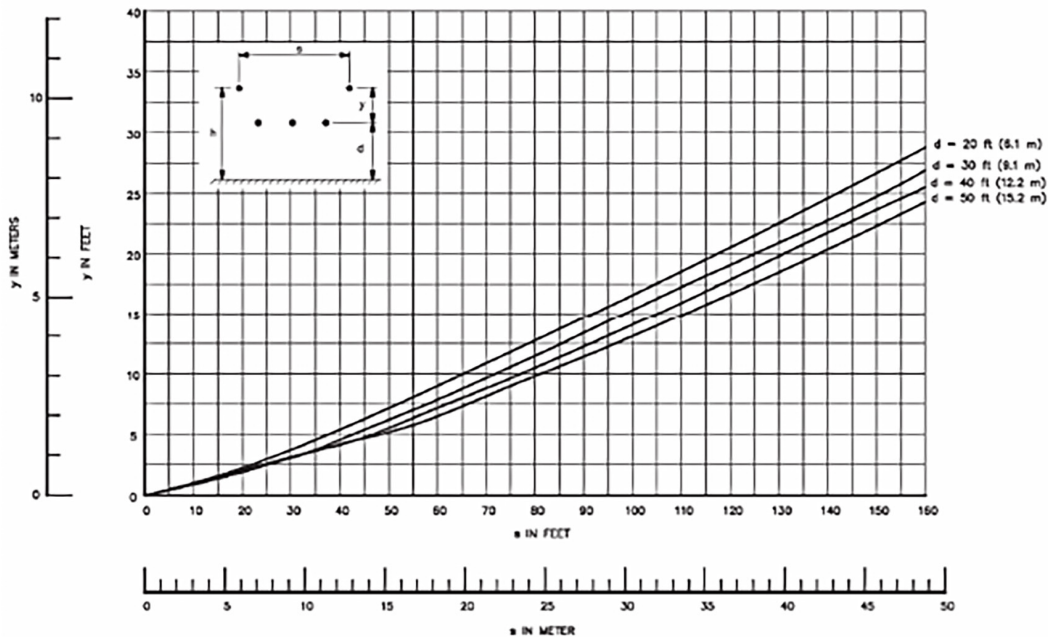
Estos valores de y se pueden trazar como una curva continua $f(x,y)$ para un valor constante d como se muestra en figura 7.

Figura 8. Dos mástiles que protegen un sólo objeto, sin superposición: exposición al 0.1 %. Altura del mástil sobre el objeto protegido, y , en función de la separación horizontal s , y altura del objeto protegido d



Nota. IEEE 998-1996.

Figura 9. Dos cables de guarda que protegen los conductores horizontales: 0,1 % de exposición. Altura de los alambres de protección por encima de los conductores y en función de la separación



Nota. IEEE 998-1996.

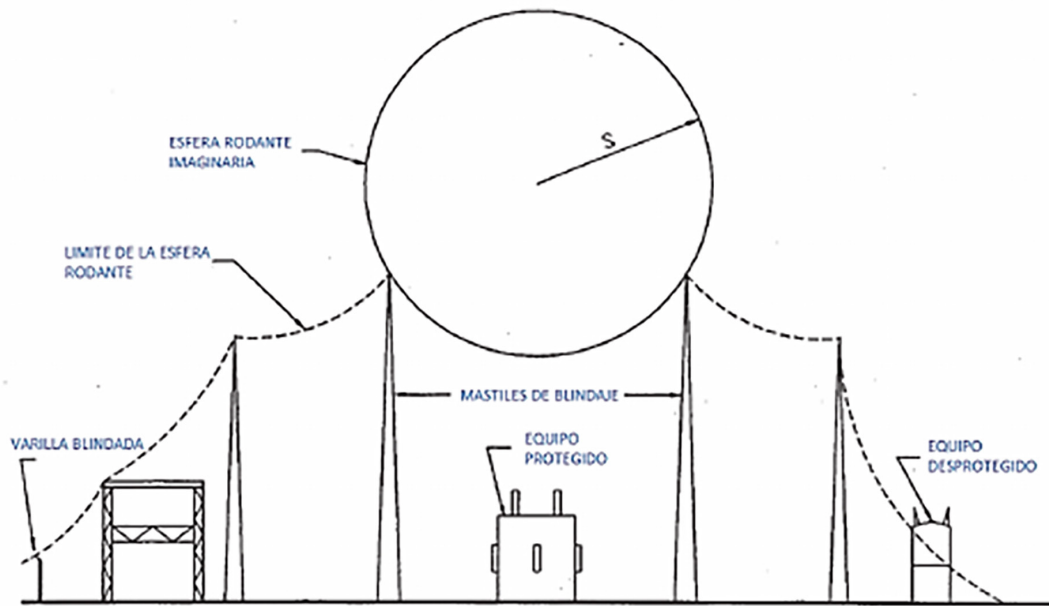
7. El Modelo Electrogeométrico (EGM)

Los sistemas de blindaje desarrollados utilizando métodos clásicos (ángulos fijos y curvas empíricas) para determinar el blindaje necesario para la protección directa de las subestaciones, han proporcionado históricamente un grado de protección adecuado. Sin embargo, como los niveles de tensión (y por lo tanto la estructura y las alturas de los conductores) han aumentado con los años, los métodos clásicos de diseño de blindaje han demostrado ser menos adecuados. Esto llevó al desarrollo del modelo electro geométrico.

7.1 Aplicación del EGM por el Método de la Esfera Rodante

El uso del método de la esfera rodante implica rodar una esfera imaginaria de radio S sobre la superficie de una subestación. La esfera rueda hacia arriba y hacia abajo (y está soportada por) mástiles de relámpago, alambres de blindaje, vallas de subestación y otros objetos metálicos conectados a tierra que pueden proporcionar protección contra rayos. Se dice que una pieza de equipo está protegida de un golpe directo si permanece por debajo de la superficie curvada de la esfera en virtud de que la esfera está elevada por alambres de blindaje u otros dispositivos. El equipo que toca la esfera o penetra en su superficie no está protegido. El concepto básico se ilustra en la figura 10.

Figura 10. Principio de la esfera rodante



Nota. Elaboración propia.

8. Coordinación de aislamiento

8.1 Definición

De acuerdo con la Norma Internacional IEC 6007-1 se define de la siguiente manera: coordinación de aislamiento, selección de rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. La «rigidez dieléctrica» de los materiales se considera aquí en el sentido de nivel de aislamiento asignado o de nivel de aislamiento normalizado.

8.2 Niveles de aislamiento estándar

Los niveles nominales de aislamiento de los equipos se seleccionan de listas de tensiones soportadas de aislamiento estándar definidos en la norma IEEE1313.1. Los niveles seleccionados serán aquellos que proporcionen los márgenes de seguridad por encima de las tensiones de sobretensión del sistema.

Las tensiones máximas estándar del sistema se dividen en las dos clases siguientes:

- Clase I: media tensión (1 -72.5 kV) y alta tensión (72.5-242 kV)
- Clase II: voltajes extra altos y ultra altos: > 242 kV

8.3 Distancias mínimas de operación

Una vez que se conocen los niveles de aislamiento, se pueden establecer distancias eléctricas. Las separaciones eléctricas operativas asociadas se determinan por alineación con las distancias de alcance asociadas con las clasificaciones BIL o BSL del aislador, según norma IEEE 1313.2-1999.

Tabla 1. Distancias típicas en equipos de patio

Equipos (entre equipo y equipo)	Distancia típica [m]				
	72.5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5 – 5,5	7,0 – 8,0	9,0 – 10,0
Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,0	7,5	8,0 – 9,5	12 - 14	14- 16
Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5 – 4,5	6,5	8,5
Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10 - 12	12 - 14
Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0 – 8,0	9,0 – 10,0
Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
Interruptor y seccionador pantógrafo	-	3,0	5,0	10,0	13,0
Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación	-	7,0	7,5 – 9,0	11 - 13	13 – 15
Seccionador pantógrafo y seccionador	-	3,5	4,5	7,0	9,0
Entre transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	4,0 – 5,0	6,0
Pararrayos y transformadores de instrumentación	1,5	2,0	3,0	5,0	7,0

Nota. ANSI C84.1-2006.

Tabla 2. Distancias mínimas recomendadas para subestaciones aisladas en aire en condiciones de impulso de rayo

Voltaje máximo del sistema fase a fase (kV,rms)	BIL (kV, crest)	Distancia mínima Fase a tierra		Distancia mínima Fase a fase	
		mm	(in)	mm	(in)
1.2	30	57	(2.3)	63	(2.5)
	45	86	(3.3)	92	(3.6)
5	60	115	(4.5)	125	(5)
	75	145	(5.6)	155	(6.2)
15	95	180	(7)	200	(8)
	110	210	(8)	230	(9)
26.2	150	285	(11)	315	(12)
36.2	200	380	(15)	420	(16)
48.3	250	475	(19)	525	(21)
72.5	250	475	(19)	525	(21)
	350	665	(26)	730	(29)
121	350	665	(26)	730	(29)
	450	855	(34)	940	(37)
	550	1045	(41)	1150	(45)
145	350	665	(26)	730	(29)
	450	855	(34)	940	(37)
	550	1045	(41)	1150	(45)
	650	1235	(49)	1360	(54)
169	550	1045	(41)	1150	(45)
	650	1235	(49)	1360	(54)
	750	13250	(56)	1570	(62)
242	650	1235	(49)	1360	(54)
	750	1425	(56)	1570	(62)
	825	1570	(62)	1725	(68)
	900	1710	(67)	1880	(74)
	975	1855	(73)	2040	(80)
	1050	2000	(79)	2200	(86)

Nota. IEEE 1313.2-1999.

9. Coordinación de aislamiento Norma IEC 6007-1

9.1 Origen y clasificación de las sobretensiones

En la Norma IEC 60071-1 (2006) las sobretensiones están clasificadas por algunos parámetros, tales como la duración de la tensión a frecuencia industrial o la forma de una sobretensión, en función de su efecto sobre el aislamiento o sobre el dispositivo de protección. Las sobretensiones pueden tener varios orígenes.

- **Sobretensiones temporales:** pueden ser originadas por fallas, maniobras tales como pérdidas de carga, condiciones de resonancia, condiciones no lineales (ferroresonancia), o por una combinación de estas.
- **Sobretensiones de frente lento:** pueden ser originadas por fallas, maniobras o descargas directas de rayo sobre los conductores de líneas aéreas.
- **Sobretensiones de frente rápido:** originadas por maniobras, descargas de rayo o fallas.

Tabla 3. Clases y formas de sobretensiones, formas de tensión estándar y pruebas de tensión soportada estándar

Clase	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continúa	Temporal	Frente - lento	Frente - rápido	Frente - muy rápido
Forma de onda de Tensión					
Frecuencia y periodo	$f = 50 \text{ Hz}$ or 60 Hz $T_1 \geq 3 \text{ 600s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3 \text{ 600 s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5 \text{ 000 } \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_1 \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Forma estándar del voltage					a
Pruebas de tensión soportada	a	Pruebas de corta duración a frecuencia industrial	Prueba de impulso de maniobra	Prueba de impulso tipo rayo	a

^a A especificar por el fabricante del equipo.

Nota. IEC 60071-1 (2006).

Los diferentes tipos de sobretensión pueden encontrarse en las dos gamas de tensión I y II (IEC 60071-1). Las características de las sobretensiones (valores de cresta y forma), se obtienen a través de detallados estudios y empleando modelos adecuados para representar la red y las características de los dispositivos de limitación de la sobretensión. En el análisis de sistemas de energía, en muchos países se han utilizado herramientas de simulación digital, tales como la herramienta de simulación de transitorios electromagnéticos.

Tabla 4. Niveles de aislamiento estándar para rango I ($1kV < U_m \leq 245kV$)

Highest voltage for equipment (U_m) kV (r.m.s. value)	Standard rated short – duration Power – frequency withstand voltage kV (r.m.s value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5 ^a	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52 ^a	95	250
72,5	140	325
100 ^b	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170 ^a	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050
NOTE: If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase -to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand voltage test are needed.		
^a These U_m are non preferred values in IEC 60038 and thus no most frequently combinations standardized in apparatus standards are given.		
^b This U_m value is not mentioned in IEC 60038 but it has been introduced in range I in some apparatus standards.		

Nota. IEC 60071-1, 2006.

10. Resultados de la investigación

10.1 Caso de estudio: Subestación Santo Tomás 12.5MVA 46/23 kV

Figura 11. Subestación de Distribución San Marcos: capacidad 40MVA - 46/23 kV



Nota. Foto tomada en octubre 2023.

Figura 12. Ubicación del sitio de la subestación

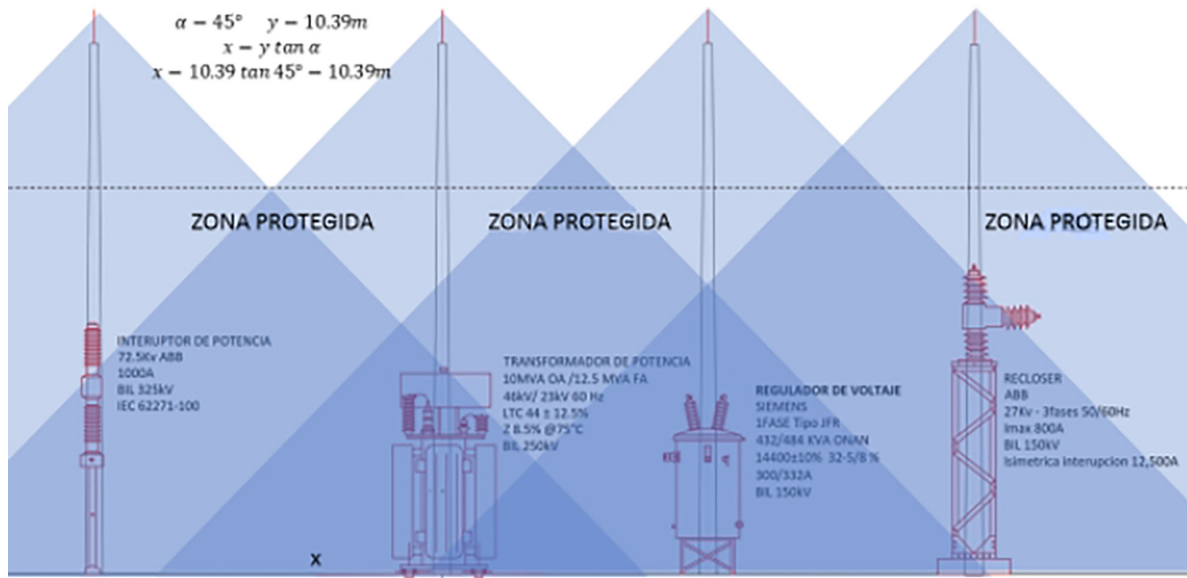


Nota. Obtenida por Google Maps online.

10.2 Evaluación del blindaje

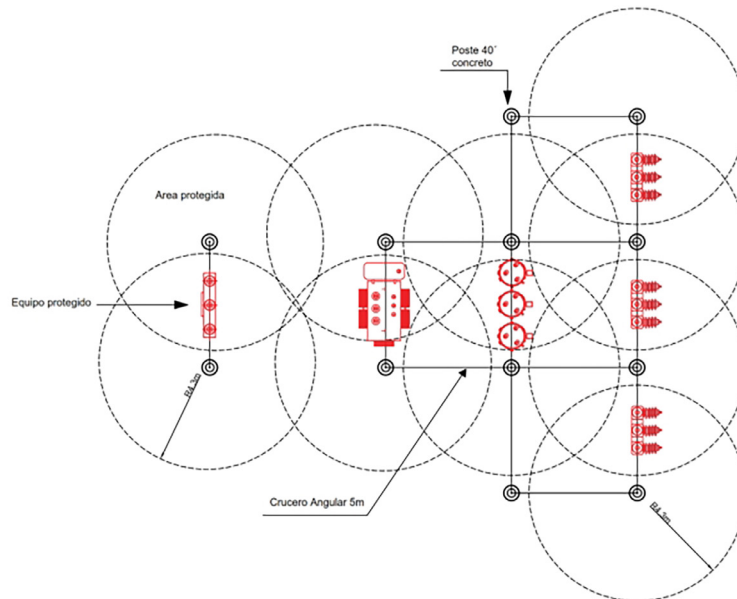
10.2.1 Método de ángulos fijos

Figura 13. Blindaje de la subestación con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$



Nota. Elaboración propia.

Figura 14. Vista de planta del blindaje con ángulo fijo $\alpha=45^\circ$



Nota. Elaboración propia.

10.2.2 Blindaje mediante el método de la esfera rodante

En la Tabla 5 se muestran los datos generales de la subestación para realizar el diseño de blindaje utilizando el modelo electrogeométrico de la esfera rodante.

Tabla 5. Datos de subestación San Marcos

Capacidad	12.5 MVA
Tensión nominal del Sistema (Primario)	46 kV
BIL	250 Kv
Altura del bus de 46kv, A	5.7m
Altura del conductor, h	4.6 m
Radio metálico del conductor, r	0.04 m

Nota. *Elaboración propia.*

Con los datos de la tabla anterior se procede a calcular lo siguiente:

$$R_c \ln\left(\frac{2xh}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_o} = 0$$

- Radio corona para un conductor por fase:

$$E_o = 1500 \text{ kV/m} \quad V_c = \text{BIL}$$

$$R_c \ln\left(\frac{2x4.6}{R_c}\right) - \frac{250}{1500} = 0$$

Resolviendo la ecuación anterior en Matlab

$$R_c = 0.0289 \text{ m}$$

- Impedancia de sobretensión

$$Z_s = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2xh}{R_c}\right) \times \ln\left(\frac{2xh}{r}\right)}$$

$$Z_s = 60 \times \sqrt{\ln\left(\frac{2x4.6}{R_c}\right) \times \ln\left(\frac{2x4.6}{r}\right)}$$

$$Z_s = 335.89 \Omega$$

- Corriente crítica de flameo:

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s}$$

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s} = \frac{250 \times 10^3 \times 2.2}{320.7} = 1.64 \text{ kA}$$

Distancia de descarga crítica S_c (radio de la esfera).

Para mástil pararrayo se tiene $k=1.2$

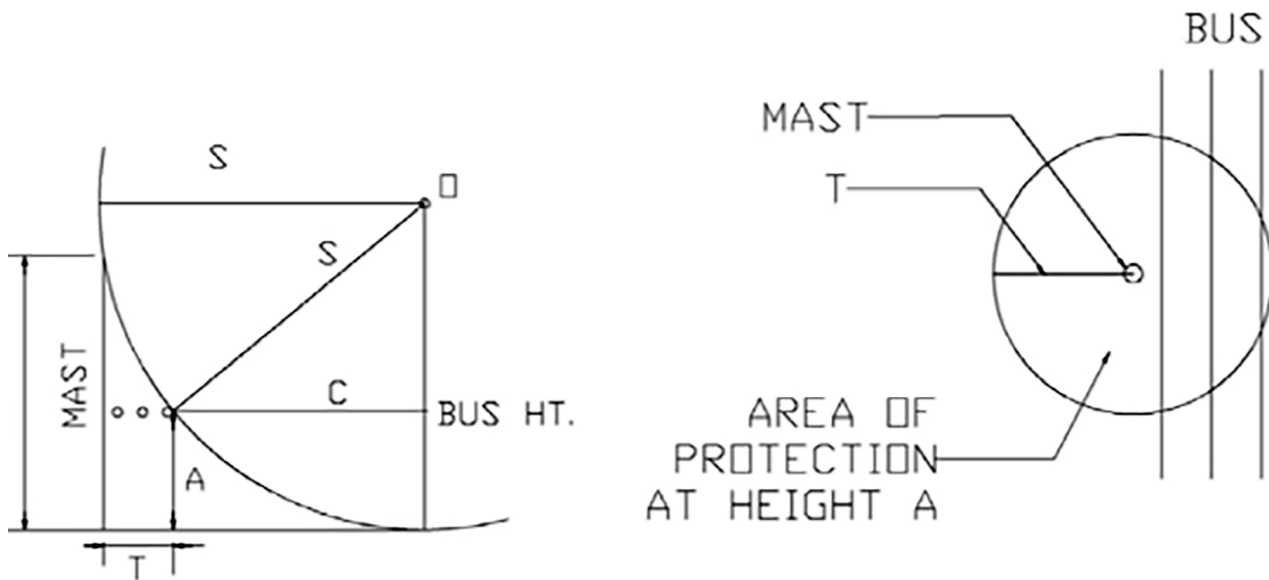
$$S_c = 8kl_c^{0.65}$$

$$S_c = 8 \times 1.2 \times (2.4 \times 10^3)^{0.65}$$

$$x = \frac{x}{h} \times h \quad (s = \frac{s}{h} \times h)$$

$$S_c = 13.23 \text{ m}$$

Separación máxima entre el mástil y el bus protegido



Altura del bus de 46kv, A

$$A = 4.6 \text{ m}$$

$$C = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$C = 10.03 \text{ m} \quad C = S - T$$

Además,

$$T = S - C$$

$$T = 3.2m$$

Distancia máxima entre dos mástiles para descarga lateral

$$W = \sqrt{S^2 - (S-A)^2} = C$$

$$W = 13.03m$$

$$Y = 1m$$

$$Z = W - Y$$

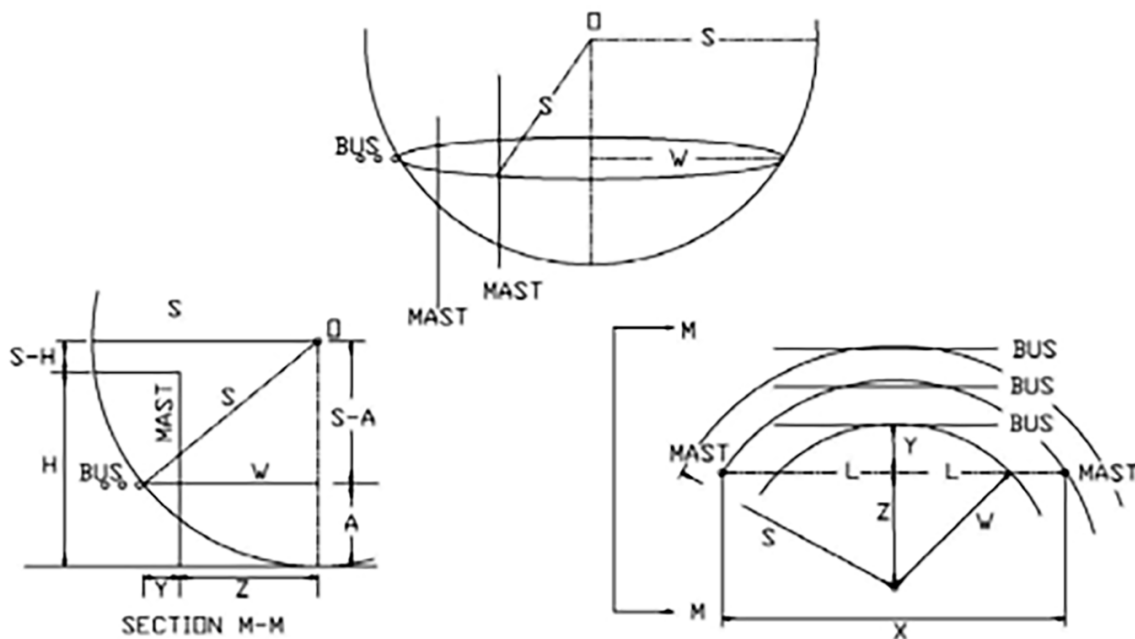
$$Z = 9.03m$$

$$L = \sqrt{S^2 - Z^2}$$

$$L = 9.67m$$

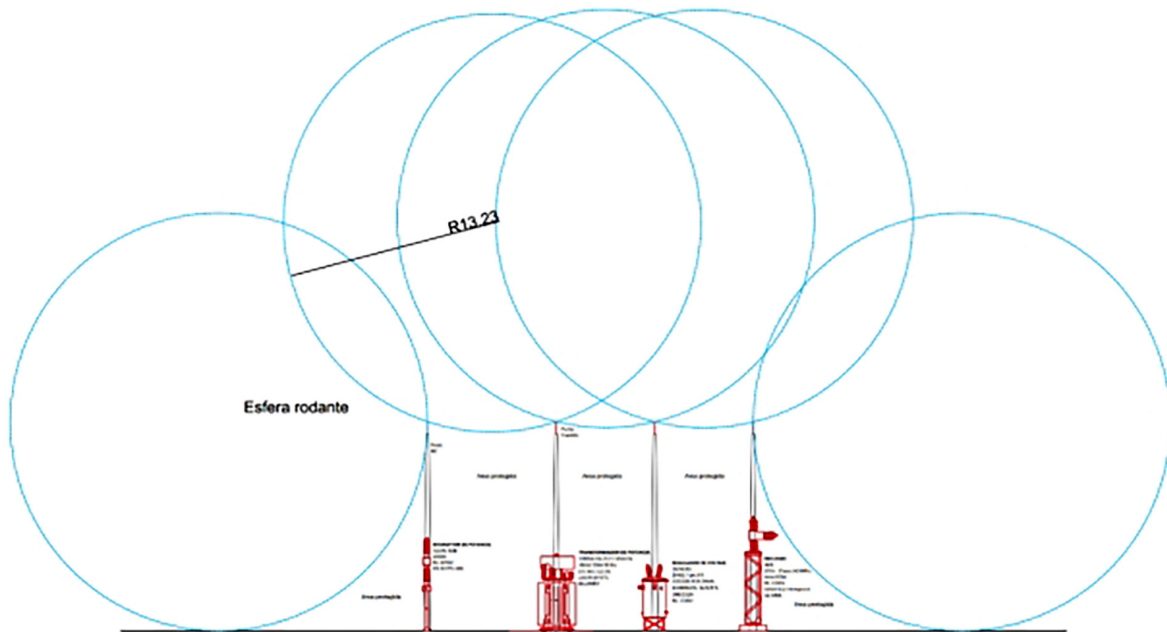
$$X = 2L$$

$$X = 19.34m$$



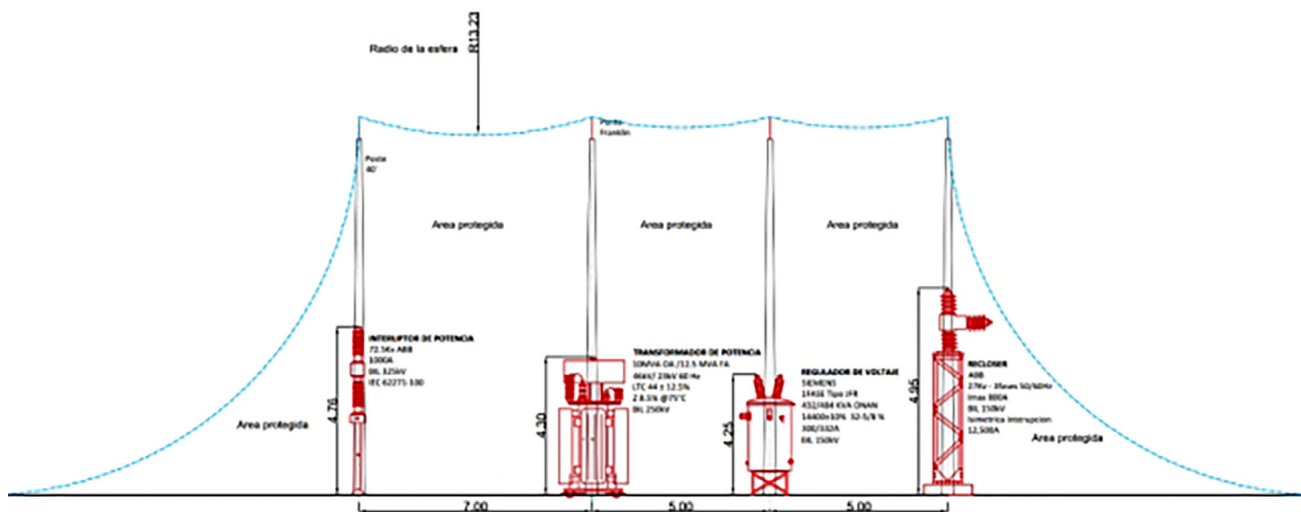
Resultados gráficos:

Figura 15. Blindaje mediante el EGM por esfera rodante Sc, sección A-A



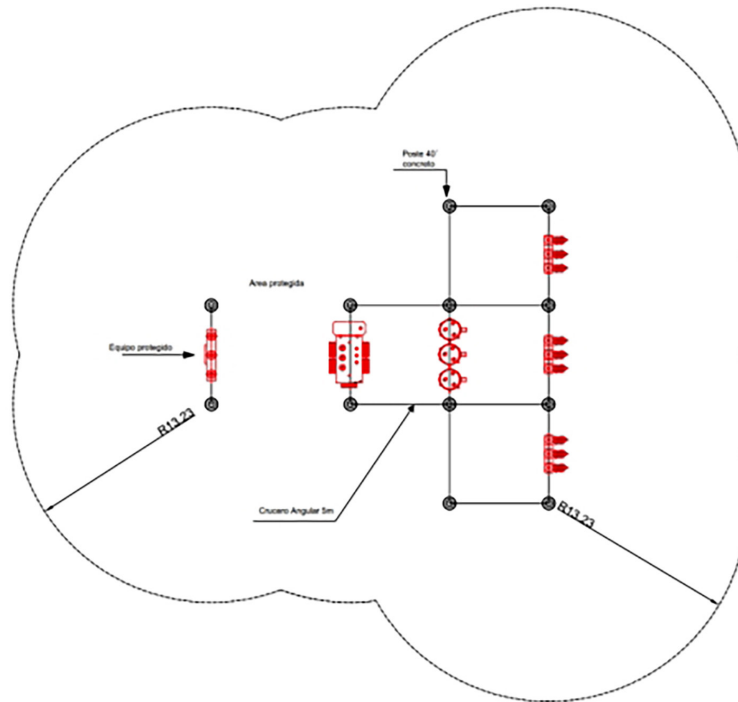
Nota. Elaboración propia.

Figura 16. Zonas de protección obtenidas al hacer rodar la esfera, sección A-A



Nota. Elaboración propia.

Figura 17. Vista de planta de la zona de protección



Nota. Elaboración propia.

10.2.3 Mejoras en el blindaje: mástil y cable de guarda

Mástil y cable de guarda

La protección contra rayos se basó en un ángulo fijo de 45 grados. La subestación se protegió con mástiles en cada poste (40 pies) en su punto más alto. Si el usuario quisiera aumentar el área de protección dentro de la subestación deberá aumentar la altura, reducir el ángulo de protección y agregar más mástiles. Existe otra forma para no agregar mástiles pararrayos adicionales, agregar cables de protección (cables de guarda) y reubicando el mástil para maximizar la protección del blindaje.

El procedimiento para diseñar un sistema de cable blindado (IEEE998,1996) sigue una rutina similar a mástil pararrayos. Para alambres paralelos, sólo se requieren dos cálculos: la distancia horizontal C, para evitar golpes laterales y la distancia X, la separación máxima para evitar golpes verticales.

Cálculos de blindaje con cable de guarda

Con los datos de la tabla anterior número 5 se procede a calcular lo siguiente:

Impedancia de sobretensión (del ejercicio anterior)

$$Z_s = 335.89 \Omega$$

- Corriente crítica de flameo:

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s}$$

$$I_c = \frac{BIL \times 2.2}{Z_s} = \frac{250 \times 10^3 \times 2.2}{320.7} = 1.64 \text{ kA}$$

- Distancia de descarga crítica S_c (radio de la esfera).

Para cable blindado se tiene $k=1.0$

$$S_c = 8kl_c^{0.65}$$

$$S_c = 8 \times 1.0 \times (2.4 \times 10^3)^{0.65}$$

$$S_c = 11.02 \text{ m}$$

- Separación máxima entre el cable y el bus protegido

Altura del bus de 46kV, altura del cable $H=10.39\text{m}$

$$A = 4.6\text{m} \quad H = 10.39\text{m}$$

$$R = \sqrt{S^2 - (H - A)^2}$$

$$R = 9.38\text{m}$$

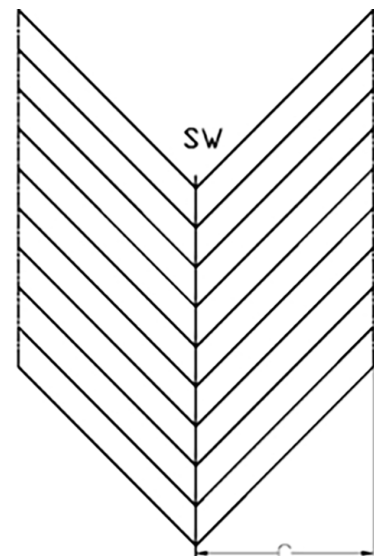
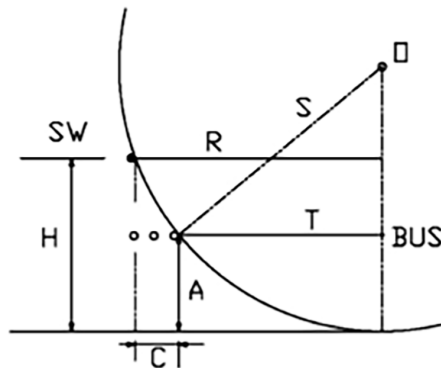
$$T = \sqrt{S^2 - (S - A)^2}$$

$$T = 8.96\text{m}$$

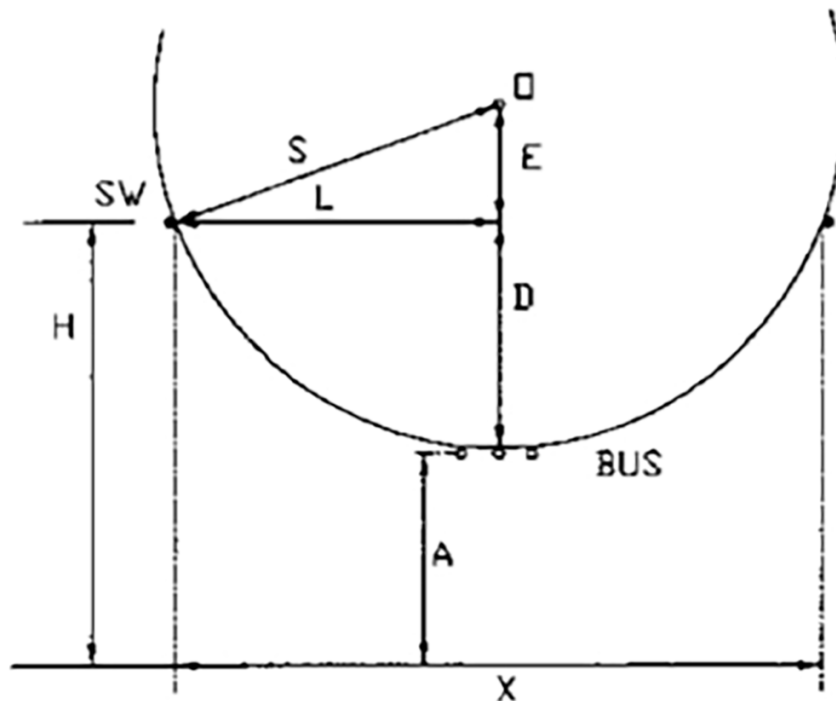
$$C = R - T$$

Además,

$$C = 0.42\text{m}$$



Estos valores son la separación máxima de los cables blindados para la protección del bus en la altura A.



Distancia máxima entre dos cables para recorrido vertical (D debe ser menor o igual que $H - A$ para protección en altura A).

$$D = H - A$$

$$D = 5.79m$$

$$E = S - E$$

$$E = 5.23m$$

$$L = \sqrt{S^2 - E^2}$$

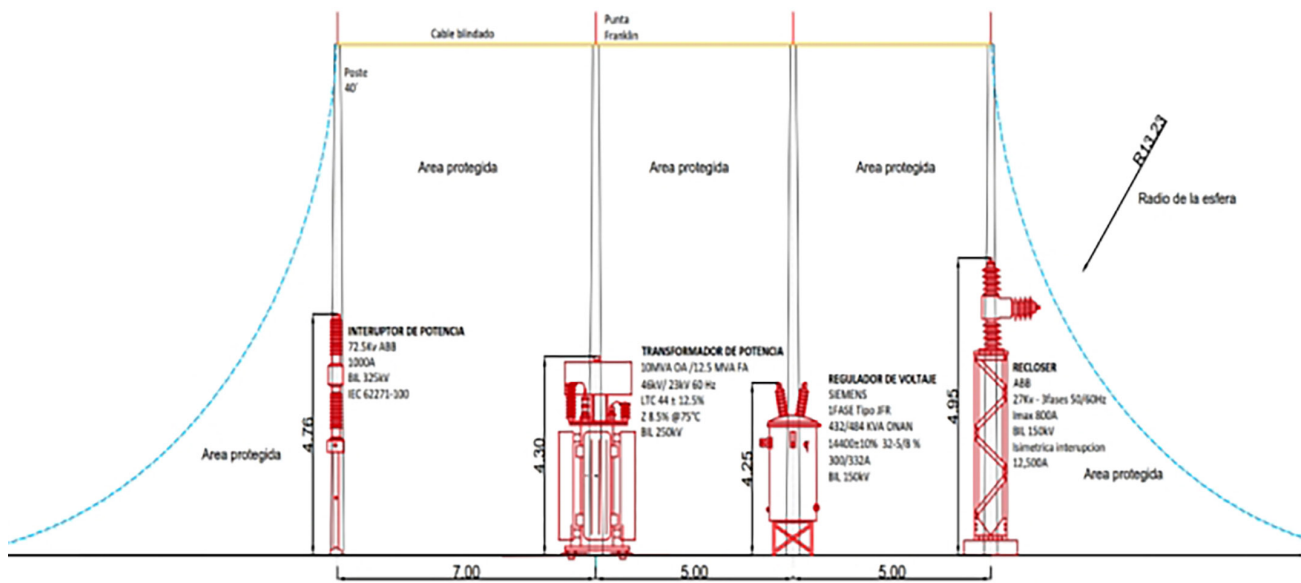
$$L = 9.70m$$

$$X = 2L$$

$$X = 19.40m$$

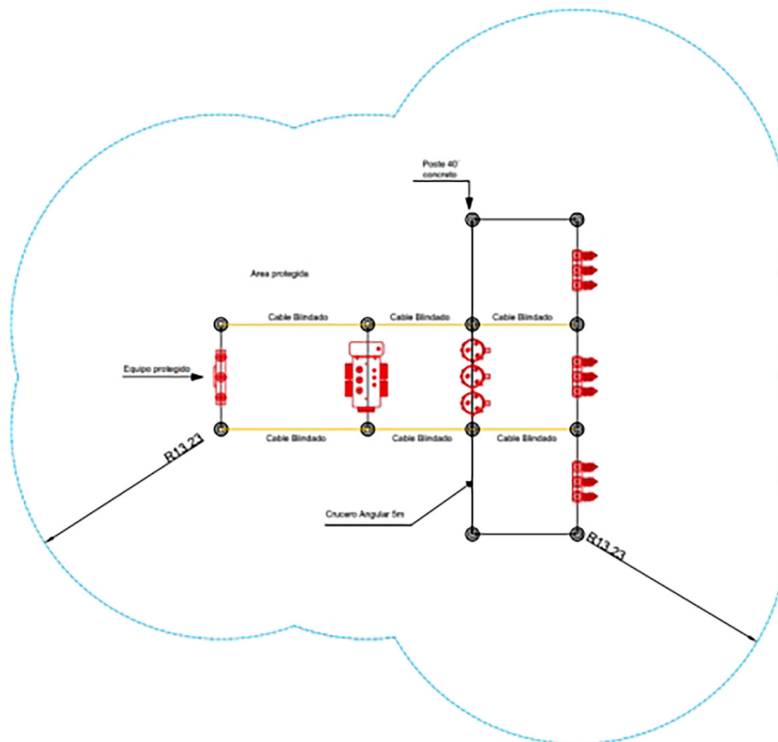
Estos valores son la separación máxima de los cables blindados para la protección del bus en la altura A.

Figura 18. Blindaje mejorado con mástil y cable blindado, sección A-A



Nota. Elaboración propia.

Figura 19. Vista de planta de la zona de protección

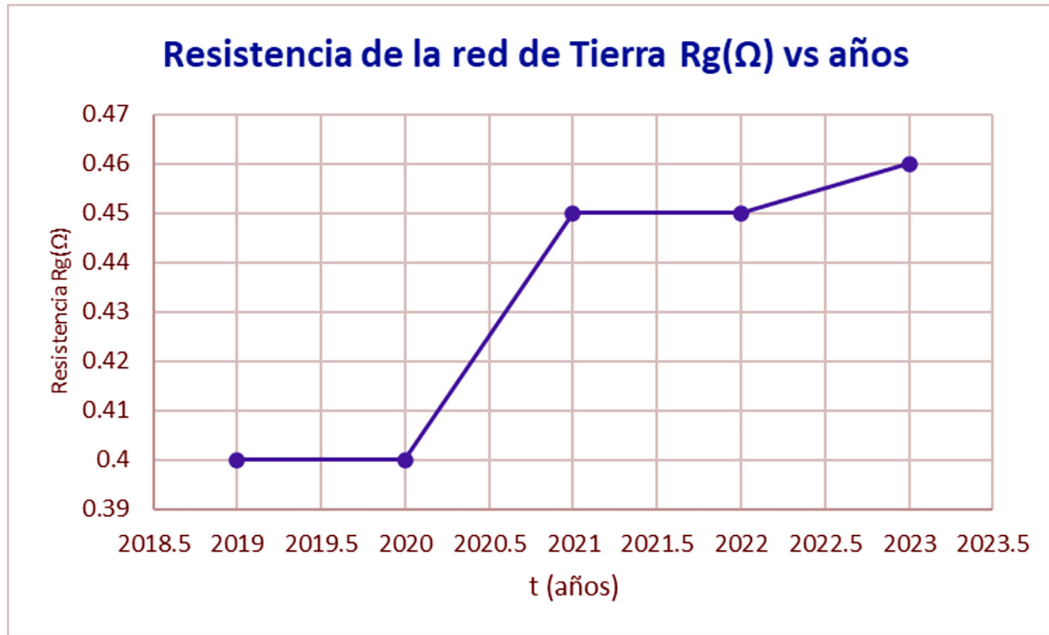


Nota. Elaboración propia.

Se observa que el cable blindado tendrá cierta flexión que depende de la tensión del cable. Considerando que este es un método aproximado, se ignora la flecha para la zona de protección de la figura.

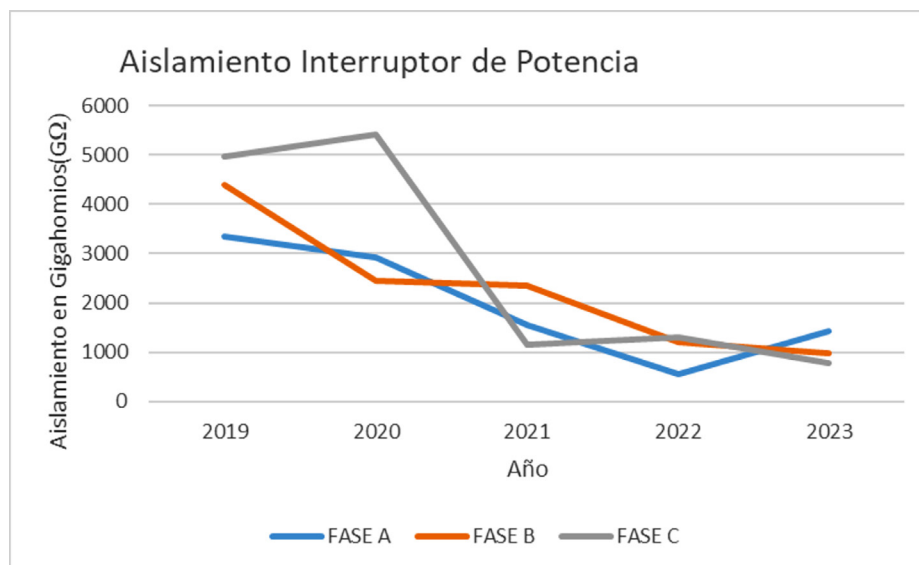
10.3 Pruebas de aislamiento en elementos de la subestación

Figura 20. Resistencia de la Red de tierra R_g en ohmios



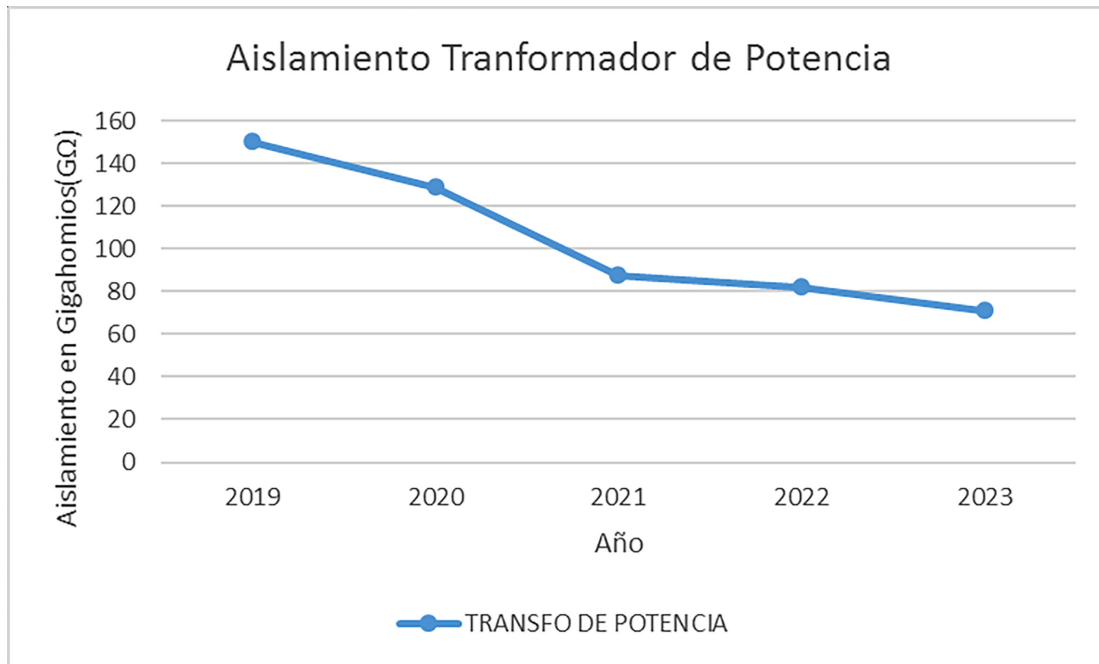
Nota. Elaboración propia.

Figura 21. Valores de aislamiento de Interruptor de Potencia en Giga ohmio($G\Omega$)s



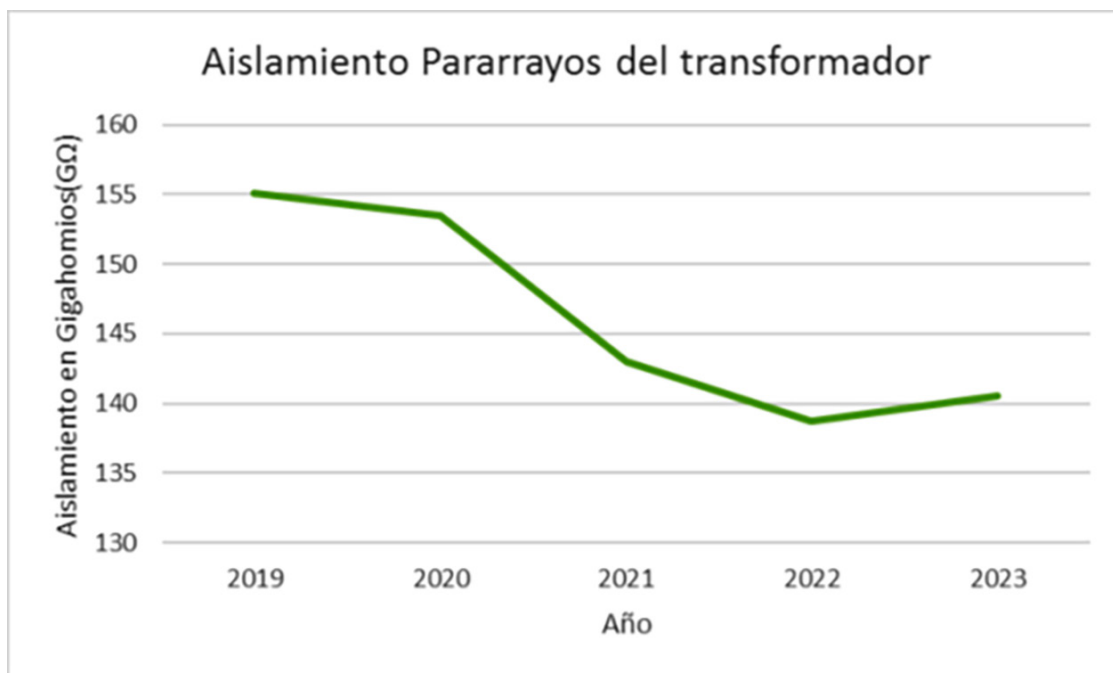
Nota. Elaboración propia.

Figura 22. Valores de aislamiento de Transformador de Potencia en Giga ohmio($G\Omega$)s



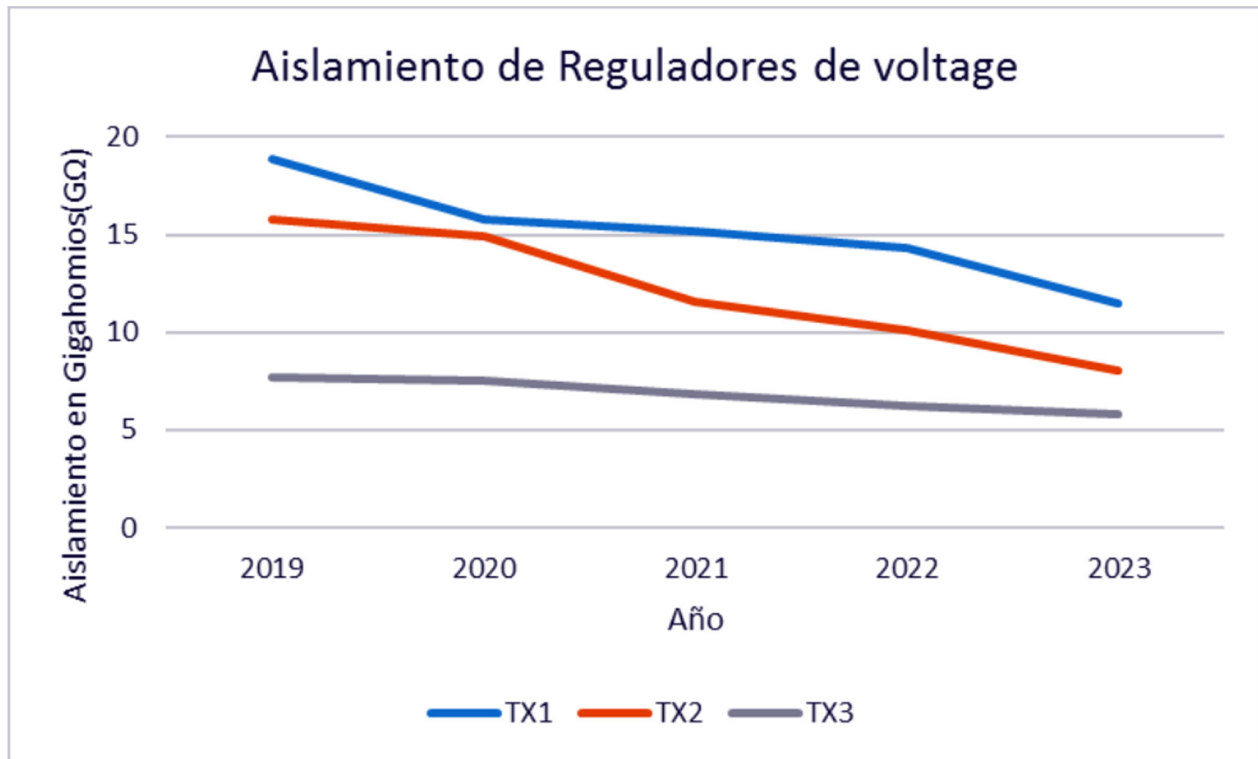
Nota. Elaboración propia.

Figura 23. Valores de aislamiento de Pararrayos del Transformador en Giga ohmio($G\Omega$)s



Nota. Elaboración propia.

Figura 24. Valores de aislamiento de Reguladores en Giga ohmio($G\Omega$)s



Nota. Elaboración propia.

10.4 Coordinación de aislamiento a Subestación 46kV

Para el propósito de este ejemplo, se consideran los siguientes datos de base:

- La tensión más elevada de la red es $U_s = 52$ kV
- El nivel de contaminación es medio
- La altura sobre el nivel del mar es $H = 1000$ m

La tabla 6 resume los valores $U_{rw}(s)$ de las tensiones soportadas mínimas especificadas obtenidas por los estudios de red (resultados de la etapa 3). Estos valores son los valores mínimos para aplicar en las pruebas para verificar la tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración a impulso tipo maniobra y a impulso tipo rayo. En la gama I, la tensión soportada especificada a impulso tipo maniobra está normalmente cubierta, ya sea por la prueba normalizada de corta duración de frecuencia industrial, o bien por la prueba normalizada a impulso tipo rayo. En la tabla, los valores obtenidos después de esta conversión están indicados como $U_{rw}(c)$ (resultados de la etapa 4). En este ejemplo, los valores se consideran convertidos para una prueba a impulsos tipo rayo mientras que los valores convertidos para una prueba de corta duración a frecuencia industrial no son considerados.

Tabla 6. Resumen de las tensiones soportadas especificadas mínimas

Valores de U_{rw} kV	Aislamiento externo					Aislamiento interno	
	Equipos en entrada de línea		Otros equipos				
	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	$U_{rw}(s)$	$U_{rw}(c)$	
Corta duración a frecuencia industrial (valor eficaz)	fase-tierra	46	96.25	46	65.55	45	51.9
	fase-fase	74	138.31	74	98.64	72	95
Impulso tipo maniobra (valor de pico)	fase-tierra	155.67		107	–	103.8	–
	fase-fase	223.94	–	161	–	190	–
Impulso tipo rayo (valor de pico)	fase-tierra	185.43	202.37	185.43	139.1	153.11	114.18
	fase-fase	185.43	240.71	185.43	171.93	153.11	209

Nota. Los números se han obtenido a partir de la primera parte, sin maniobra de condensadores a la estación alejada (subestación 2).

Nota. Elaboración propia.

Tabla 7. Selección de las tensiones soportadas normalizadas

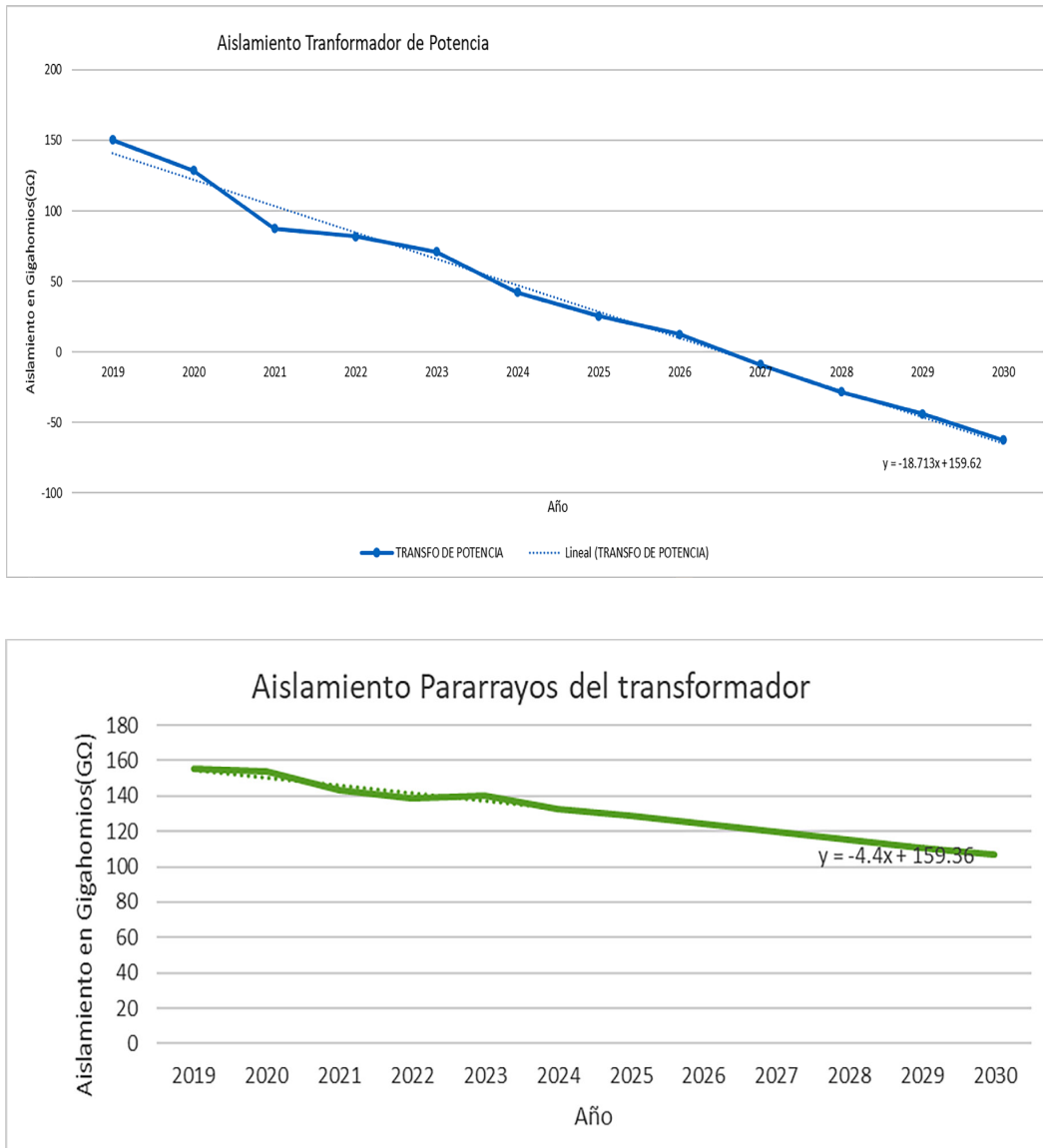
Etapa 5	Corta duración a frecuencia industrial	Impulso tipo rayo (BIL)
		95kV

Nota. Elaboración propia.

10.5 Proyecciones del aislamiento

A medida que se sobrecargue los equipos activos debido a las condiciones del sistema estos pierden sus propiedades aislantes internas y externas. En el caso del transformador se debe monitorear estos valores de aislamiento óhmicos, ya que valores demasiado bajo pueden producir arqueo en los bobinados y dañar permanentemente el equipo. A continuación, se muestra la proyección de aislamiento del transformador de potencia y los pararrayos utilizando regresión lineal.

Figura 25. Proyección de aislamiento del Transformador de Potencia y los pararrayos utilizando regresión lineal



Nota. Elaboración propia.

11. Conclusiones

- La norma IEEE std 998 se utiliza para realizar un diagnóstico del sistema en cuanto a blindaje de una subestación de potencia y la norma IEEE std 1313.2 contiene el aislamiento de los elementos de protección y nivel básico de aislamiento de impulso de rayo (BIL). En ellas se encuentra diferentes métodos y procedimientos que deben seguirse correspondiente al nivel de tensión del sistema de energía. En nuestro país sólo se toman en cuenta el sistema de distribución (4.16-23kV), subtransmisión (34.5-46kV) y transmisión (115, 230kV).

- El estudio de coordinación de aislamiento muestra que los valores de rigidez dieléctrica de los materiales se encuentran dentro del nivel de aislamiento normalizado y los valores de las tensiones que pueden aparecer en la red, 95kV a corta duración a frecuencia industrial y un nivel al impulso tipo rayo de 250kV a la cual estos materiales están destinados es óptima teniendo en cuenta las condiciones ambientales.
- La corrosión de componentes de una subestación de distribución es un problema común en la industria eléctrica. La corrosión atmosférica en elementos metálicos y no metálicos de equipos y componentes de líneas y en una subestación de distribución de energía es un tema importante en la investigación.
- La consideración de la sismicidad en el diseño de subestaciones eléctricas es vital para garantizar su funcionamiento óptimo y la protección de los equipos ante posibles eventos sísmicos.

12. Recomendaciones

- ▶ Los niveles sísmicos del país son altos, por lo tanto, se deben tomar en cuenta condiciones de carga generalmente en sentido horizontal. El tipo de suelo tiene gran influencia en la gravedad local real de un terremoto y el daño que puede provocar. En cuanto a la parte técnica los esfuerzos sísmicos suelen definirse con el valor máximo de aceleración horizontal la norma IEEE 693 especifica $2,5$ y $\frac{5m}{s^2}$ que corresponde a 0.25 y 0.5 g para proteger los transformadores y equipos que conforman la subestación. Por lo tanto, existe un software STAAD.PRO que se utiliza para hacer análisis a cualquier estructura expuesta a cargas estáticas. Esto contribuirá a una mayor confiabilidad en la subestación eléctrica.
- ▶ Crear una base de datos para los componentes: transformadores de potencia, interruptores de potencia, transformadores de potencial capacitivo, seccionador de potencia y otros. En dicha base de datos se debe llevar un historial de cada componente, ficha técnica para poder cuantificar costos anuales.
- ▶ La prueba de ultrasonido, es una herramienta importante pues nos ayuda anticipar una falla para ello se recomienda emplear un software que permita comparar los espectros de patrones ultrasónicos de fallas características, (como en el caso del efecto corona, tracking o arco eléctrico), con los espectros de los ultrasonidos detectados con equipos especializados, (preferiblemente de alta sensibilidad) de este modo se evitan las ambigüedades en el diagnóstico causadas por un exceso de confianza en los sonidos percibidos; existen ultrasonidos que pueden confundir al oído humano, pero no a los analizadores de espectros ultrasónicos. Una de las ventajas es una técnica no invasiva no daña los equipos. Además, se integra con otras técnicas de mantenimiento predictivo como la termografía, detecta fallas reversibles que se encuentran en su etapa inicial, aunque sean muy pequeñas.

Agradecimiento a los revisores

La Revista «La Universidad» agradece a los siguientes revisores por su evaluación y sugerencias en este artículo:

MSc. Melvin Adalberto Cruz
Universidad de El Salvador
melvin.cruz@ues.edu.sv

Ingeniero Roberto David López Chila
Universidad Politécnica Salesiana
rlopezch@ups.edu.ec

Sus aportes fueron fundamentales para mejorar la calidad y rigor de esta investigación.

Referencias bibliográficas

- Castaño, R., Samuel, J., Antonio, C. P. E., y Tierra, S. D. P. A. (2010). *Sistema de puesta a tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*.
- Dirección General de Ordenamiento Forestal, Cuencas y Riego. (2012). *Clasificación de suelos por división política de El Salvador* [Archivo PDF].
- Hileman, A. R. (1999). *Guía para el blindaje directo contra rayos de subestaciones (IEEE Std 998-2012)*. Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE).
- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE). (1999). *Guía para la aplicación de la coordinación de aislamiento (IEEE Std 1313.2-1999)*.
- Moraga, H. A., & Lemus, J. R. (1997). *Elaboración de un mapa de niveles isocerámicos de El Salvador*. Escuela de Ingeniería Eléctrica.