

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO Y CONFIABILIDAD DE LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN FRENTE A SOBRETENSIONES DE ORIGEN ATMOSFÉRICO

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

ITALO OMAR GUERRERO HUAMAN

**PROMOCIÓN
2009-II**

**LIMA – PERÚ
2013**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO Y
CONFIABILIDAD DE LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA
TENSIÓN FRENTE A SOBRETENSIONES DE ORIGEN
ATMOSFÉRICO**

Agradezco a mis padres por
apoyarme incondicionalmente
durante toda mi carrera profesional

SUMARIO

En los últimos años la electrificación rural ha avanzado de manera considerable en el Perú, de ahí que se hace necesario un eficiente planeamiento de los sistemas de distribución en el presente trabajo se realiza un análisis para mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución debido a las fallas por sobretensiones de origen atmosférico analizando la influencia de la posición optima de los cables de guarda, las puestas a tierra y la influencia de utilizar los postes de manera para incrementar de manera significativa el aislamiento de las líneas de media tensión.

Se realiza un análisis de los índices de confiabilidad basado en normas nacionales e internacionales para comparar diferentes escenarios para los sistemas de distribución y poder apreciar las variaciones significativas debido a los elementos como aisladores, postes, puestas a tierra y a otros factores como la altitud sobre el nivel del mar, nivel isoceraunico y el grado de apantallamiento de acuerdo al recorrido de las redes.

Los cálculos se realizan mediante una hoja Excel validando los reportes obtenidos por el software de simulación de potencia Neplan para poder aplicarlos a sistemas de distribución más complejos

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION	
1.1 Objetivo Principal	2
1.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Importancia o Justificación del Informe	3
1.4 Método de Trabajo	3
1.5 Estructura del Informe	3
CAPITULO II	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
2.1 Descripción del problema	5
2.2 Alcance del estudio	5
2.3 Limitaciones del trabajo	6
CAPITULO III	
MARCO TEORICO CONCEPTUAL	
3.1 Antecedentes	7
3.1.1 Distribución de cargas eléctricas en las nubes	7
3.1.2 Estructura tripolar de la nube de tormenta	8
3.1.3 Clasificación de las descargas atmosféricas	9
3.1.4 Categorización de las descargas atmosféricas que involucran a la tierra	10
3.1.5 Proceso de descarga de una nube	11
3.1.6 Densidad de descargas	13
3.2 Bases teóricas	16
3.2.1 Comportamiento de líneas aéreas de media tensión frente al rayo	16
3.2.2 Importancia del nivel de aislamiento de la línea de distribución	20
3.2.3 Índice de fallas por kilometro de línea	27
3.3 Definición de términos	39

CAPITULO IV

METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

4.1	Alternativas de solución	39
4.2	Solución del problema	45
4.2.1	Confiabilidad del sistema en la situación actual	45
4.2.2	Confiabilidad del sistema con cables de guarda para un blindaje integral en las instalaciones existentes	49
4.2.3	Confiabilidad del sistema con cables de guarda para una nueva línea paralela a la existente	50
4.3	Alcances, presupuesto y tiempo de ejecución	57
4.3.1	Alcances del proyecto	57
4.3.2	Presupuesto de las obras	59
4.3.3	Plazo de ejecución	59

CAPITULO V

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5.1	Análisis estadístico de la confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución	60
5.1.1	Confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución basados en indicadores de calidad según norma IEEE Std 1366-1998	60
5.1.2	Confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución según norma técnica de calidad de los servicios eléctricos	61
5.2	Análisis teórico y nuevo esquema de la supervisión de la confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución	62
5.2.1	Problemática de la supervisión	63
5.2.2	Nuevo esquema de supervisión	63
5.2.3	Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos	64
5.3	Análisis de los dispositivos de interrupción y aplicaciones mediante software de Sistemas de Potencia – Neplan	66
5.3.1	Cálculos de Confiabilidad con Neplan	67
5.3.2	Resultados del cálculo de confiabilidad con Neplan	67
5.3.3	Análisis de confiabilidad para un pequeño sistema de distribución	68

5.3.4	Análisis de escenarios de confiabilidad para un pequeño sistema de distribución	70
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONE	74
	ANEXOS	76
	BIBLIOGRAFIA	122

PROLOGO

La finalidad del informe es proporcionar herramientas para mejorar el análisis de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución frente a sobretensiones de origen atmosférico debido a la gran expansión de las redes de distribución rural sin un adecuado planeamiento, además de presentar instrumentos para simplificar costos y tiempos en el análisis de sistemas de distribución extensos mediante la utilización de software de simulación de potencia como Neplan y unificar los cálculos de flujo de carga, corto circuito y confiabilidad además de realizar los diagramas en un sistema georeferenciado para un ahorro de tiempo en la revisión.

Como parte del análisis de la confiabilidad se han considerado solo fallas atribuibles a las sobretensiones de origen atmosférico. No considerando los cortes de servicio por mantenimiento u otras causas debido a que según los reportes de los índices de calidad obtenidos del OSINERGMIN la mayor causa de los cortes de servicio en el sector típico 5 se debe a fallas por descargas atmosféricas.

La importancia de las sobretensiones atmosféricas crece conforme disminuye el nivel de aislamiento del sistema, un rayo puede originar una sobretensión que termine provocando un fallo en la línea o que se propague por la red hasta provocar una avería en algún otro equipo. Para alcanzar un mejor aislamiento de la línea se puede aprovechar el aislamiento adicional que puede proporcionar la madera, además de realizar un análisis de la ubicación óptima de los cables de guarda para un blindaje adecuado mejorando la confiabilidad del sistema que son evaluados mediante índices de calidad nacionales e internacionales.

CAPITULO I

INTRODUCCION

La ampliación de la frontera eléctrica en el ámbito nacional se ha incrementado a gran escala en los últimos años permitiendo el acceso del suministro de electricidad a los pueblos del interior del país, como un medio para contribuir a su desarrollo económico-social, mitigar la pobreza, mejorar su calidad de vida y desincentivar la migración del campo a la ciudad.

En tal sentido el estado cuenta con el Plan Nacional de Electrificación con la finalidad de materializar la acción conjunta para el desarrollo rural donde se ha previsto ejecutar en el corto plazo, acciones conjuntas de los programas sociales contra la pobreza, a efectos de articular y complementar los esfuerzos y recursos del estado, orientados al mejoramiento del acceso de la población en situación de pobreza a los servicios básicos y a las oportunidades económicas y productivas de las áreas rurales del Perú.

El contar con el servicio eléctrico es un derecho sin embargo debe de cumplir con estándares de calidad mínimos, el informe presenta la metodología para analizar la confiabilidad de los sistemas eléctricos frente a sobretensiones de origen atmosférico además la aplicación de software para un análisis integrado

1.1 Objetivo Principal

Analizar la influencia que tiene las descargas atmosféricas sobre la confiabilidad y operación de los sistemas eléctricos de distribución asimismo realizar un análisis para optimizar las capacidades de los aislantes a las descargas tipo rayo aprovechando el aislamiento adicional que puede proporcionar la madera

1.2 Objetivos Específicos

Realizar un análisis de la influencia de las descargas atmosféricas sobre las redes de distribución y la importancia de nivel de aislamiento de la redes en la zonas de alto grado de nivel isoceraunico (zonas rurales).

Brindar la metodología para el análisis de la confiabilidad de los sistemas de distribución para un adecuado planeamiento y expansión de nuestras fronteras eléctricas, además de presentar herramientas que nos permita ahorrar costos y tiempos en el estudio de los sistemas de distribución

Presentar una comparación estadística de los índices de calidad para analizar la influencia de la ubicación óptima de los interruptores en un adecuado planeamiento de los sistemas de distribución además de observar y comparar la gran importancia de utilizar el aislamiento adicional de la madera frete a sobretensiones de origen atmosférico para mejorar la confiabilidad del sistema

1.3 Importancia o Justificación del Informe

Presentar un procedimiento práctico del estudio de la confiabilidad de los sistemas para salvaguardar la calidad del servicio eléctrico en las zonas de alto grado de nivel isoceraunico. Asimismo, presenta opciones para mejorar la calidad del servicio utilizando componentes de aislamientos adicionales que no incrementan de manera significativa los costos de las instalaciones.

Brindar a las empresas concesionarias una forma de controlar la calidad del servicio eléctrico y un adecuado planeamiento de la expansión de sus redes

Unificar los cálculos de flujo de carga y cortocircuito con los de confiabilidad del sistema mediante el software Neplan además de presentar los análisis en un sistema geográfico y georeferenciado ahorrando costos y tiempos en la revisión de los sistemas

1.4 Método de Trabajo

En el presente informe describe una metodología didáctica del análisis estadístico de la calidad de los sistemas eléctricos un procedimiento didáctico mediante el cual se busca brindar herramientas de análisis sencillos y accesibles. Este método implica realizar un diagnóstico de la calidad de los servicios, determinar los problemas, planear actividades para resolverlo, ejecutarlas y evaluarlas.

1.5 Estructura del Informe

El informe se ha dividido en capítulos de la siguiente manera:

Capítulo I: Se presenta la introducción del informe detallándose los objetivos, la importancia del informe además de una descripción del método de trabajo y el contenido de los capítulos que forman parte del presente informe.

Capítulo II: Se precisa la problemática de las redes de distribución frente a sobretensiones de origen atmosférico por tener bajo nivel de aislamiento afectando la calidad de los servicios brindados además de los alcances y las limitaciones del informe.

Capítulo III: Se describe el marco teórico, clasificación y análisis de la formación de las descargas atmosféricas, Comportamiento de las líneas de distribución frente a sobretensiones de origen atmosférico además de una definición de los términos utilizados.

Capítulo IV: Se describe las alternativas de solución y la metodología utilizada para la solución de los problemas aplicado al proyecto “Mejora del Suministro de Energía Eléctrica a la Ciudad de Cerro de Pasco”

Capítulo V: Se describe un análisis teórico y estadístico de los resultados de la confiabilidad de los sistemas de distribución frente a sobretensiones de origen atmosférico basados en indicadores de calidad según normas nacionales e internacionales. Se presenta un análisis de un pequeño sistema de distribución analizando los resultados en una hoja de cálculo y mediante programas de sistemas de potencia como Neplan para su aplicación a sistemas más complejos.

Finalmente se detalla las conclusiones, recomendaciones y la bibliografía que sirvieron como referencia para la elaboración del informe.

CAPITULO II

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 Descripción del problema

Las sobretensiones que se producen en los sistemas eléctricos en general son de tres tipos: por descarga atmosférica, por maniobra de interruptores y a la frecuencia del sistema. De estos tipos la más común y que produce los efectos más nocivos en la mayoría de las instalaciones es debida a las descargas de origen atmosférico.

Las líneas de distribución son las más afectadas debido a que la importancia de las sobretensiones atmosféricas crece conforme disminuye la tensión nominal de los componentes afectados. El valor de las sobretensiones que se pueden producir en un sistema de distribución originada por un rayo es tan elevado frente al valor nominal del sistema.

Un rayo puede originar una sobretensión que provoque una falla en la línea afectada o que se propague por la línea y pueda provocar una avería en otros equipos del sistema.

La electricidad es un servicio básico y necesario para todos, sin embargo debe cumplir con estándares de calidad de acuerdo a la zona donde se brinde, uno de estos indicadores es la confiabilidad del sistema que serán analizados con indicadores de calidad definida en la guía del Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE):

2.2 Alcance del estudio

En el presente trabajo se calcula de la índice de salidas por kilómetro de línea debido a sobretensiones atmosféricas en líneas aéreas de distribución con y sin apantallamiento, además se realiza un análisis de la influencia que resulta de utilizar el aislamiento adicional de la madera.

La confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución están sustentados en indicadores de calidad definida en la guía del Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE):

SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

SAIDI: System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

El análisis integral del sistema de distribución se realiza mediante software de sistemas de potencia –Neplan donde adicional a los cálculos de flujo de carga y cortocircuito geográficos se obtiene los índices de confiabilidad

2.3 Limitaciones del trabajo

Se analiza únicamente el comportamiento de las líneas de distribución frente a sobretensiones de origen atmosférico y no otros elementos del sistema de distribución.

Para mejorar la confiabilidad se realiza un análisis detallado de la utilización de cables de guarda y se recomienda otros elementos adicionales

CAPITULO III

MARCO TEORICO CONCEPTUAL

3.1 Antecedentes

El avance para descubrir y entender los secretos del asombroso fenómeno físico del rayo ha sido extraordinario.

Sin embargo, la complejidad y aleatoriedad del fenómeno y sus variaciones espaciales y temporales hace que estos extraordinarios avances no sean aún suficientes para explicar muchos de sus secretos como, por ejemplo, la diferencia hasta ahora encontradas en algunas de las magnitudes de sus parámetros en zona tropical respecto a zona templada.

Las primeras investigaciones científicas en la cultura occidental sobre el fenómeno del rayo, podrían ubicarse a principios del siglo XVIII con una publicación en Inglaterra sobre las descargas eléctricas atmosféricas en la que se planteaba que los relámpagos y los truenos podían estar relacionados con la luz y el sonido, por las características de la chispa o arco eléctrico. Siglos antes esta especulación ya había sido interpretada por la cultura Inca, mediante el dios Ilyapa [1].

3.1.1 Distribución de cargas eléctricas en las nubes

A mediados del siglo XVIII Franklin demostró que las nubes contenían electricidad mediante mediciones del signo de la carga entregada a las varillas en su experimento de la garita del centinela, cuando la nube se encontraba encima de la garita y pudo inferir que la parte baja de las nubes de tormenta estaban cargadas por lo general negativamente, pero algunas veces se encontraban en estado positivo.

Pasaron casi dos siglos para que esta ambigüedad provocara la controversia entre los investigadores ingleses Charles Thomson Rees Wilson y George Clarke Simpson sobre la estructura de la distribución de cargas en una nube de tormenta.

Con escasos conocimientos y equipos, el físico inglés C.T.R. Wilson fue el primero en efectuar mediciones de campo eléctrico y tras realizar observaciones de numerosas

tormentas .a cierta distancia, concluyó que la estructura básica de una nube de tormenta era la de un dipolo positivo. Simpson, por aquella misma época, midiendo la carga de la lluvia producida por nubes de tormenta llegó, sin embargo, a la conclusión opuesta: la región inferior de una nube de tormenta estaba cargada positivamente y la superior negativamente, formando así un dipolo negativo. Wilson y Simpson realizaron mediciones desde un solo punto, lo que no basta para inferir correctamente la distribución de cargas [1].

3.1.2 Estructura tripolar de la nube de tormenta

Transcurridas más de cuatro décadas de observaciones y mediciones desde la controversia Wilson - Simpson, investigadores como Malan y Schonland (1947) y Kasemir (1965) establecieron que la estructura básica de las nubes de tormentas no es bipolar, sino tripolar: hay una región de carga negativa N en el centro, con una región de carga positiva P encima de ella y una segunda región, menor, de carga positiva P debajo de aquella [1]; tal condición se muestra en la Fig. 3.1.

Esta estructura tripolar ayuda a comprender los resultados de Wilson y Simpson. El primero de ellos midió el campo eléctrico a una distancia considerable de la nube; el efecto de la pequeña región positiva p de la base de la nube quedaba anulado por la región negativa N principal. Por tanto, vio así la carga positiva superior P y una carga negativa N debajo de ella, es decir, un dipolo positivo.

Simpson, por su parte, midió debajo de la nube. Sus instrumentos detectaron la región positiva inferior p por encima mismo del investigador. Como la carga negativa central N, más arriba, apantallaba la región positiva superior P, Simpson concluyó que la carga negativa estaba en la parte alta y que la estructura de la nube era un dipolo negativo [1].

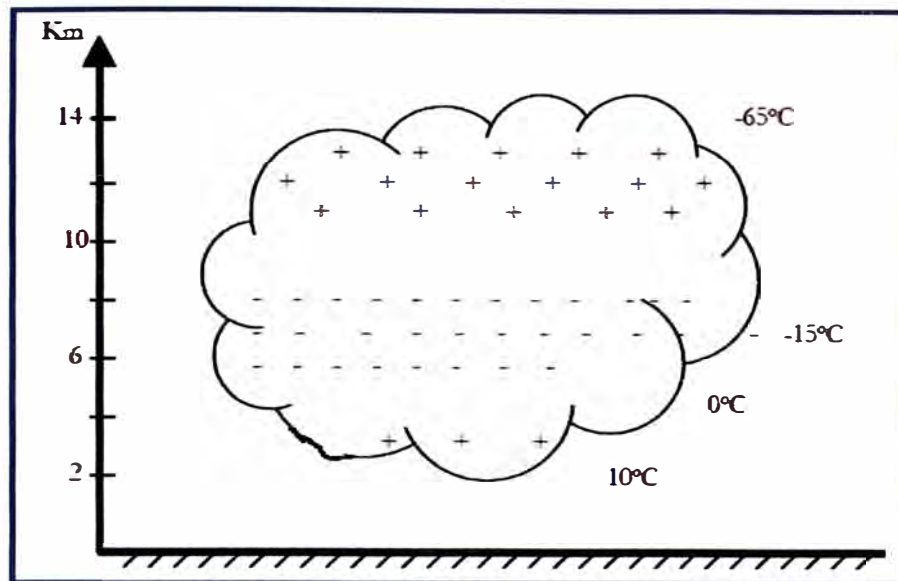


Fig. 3.1 Configuración tripolar de la nube de tormenta

La característica más notable de la capa principal, cargada negativamente, según la Fig. 3.1 está en su forma: su espesor vertical, aunque inferior a un kilómetro, puede extenderse horizontalmente varios kilómetros o más. Se halla a unos 6 kilómetros de altura, donde la temperatura se aproxima a -15° Celsius. Bajo las condiciones allí dominantes, las tres fases del agua – hielo, líquido y vapor – pueden coexistir. Los campos eléctricos más intensos de la nube de tormenta se encuentran en las fronteras superior e inferior de la capa principal de carga negativa [1].

3.1.3 Clasificación de las descargas atmosféricas

Las descargas atmosféricas o rayos pueden ser definidas como transferencia de cargas eléctricas que generan altas corrientes, transformando energía eléctrica en energía luminosa (relámpago) y energía audible (trueno) la Fig. 3.2 muestra los 5 tipos de rayos conocidos de acuerdo con la dirección de transferencia de carga

Dentro de la nube (a)

Entre nubes (b)

Entre nube e la ionosfera (c)

Entre nube y aire (d)

Entre nube y tierra o entre tierra y nube (e)

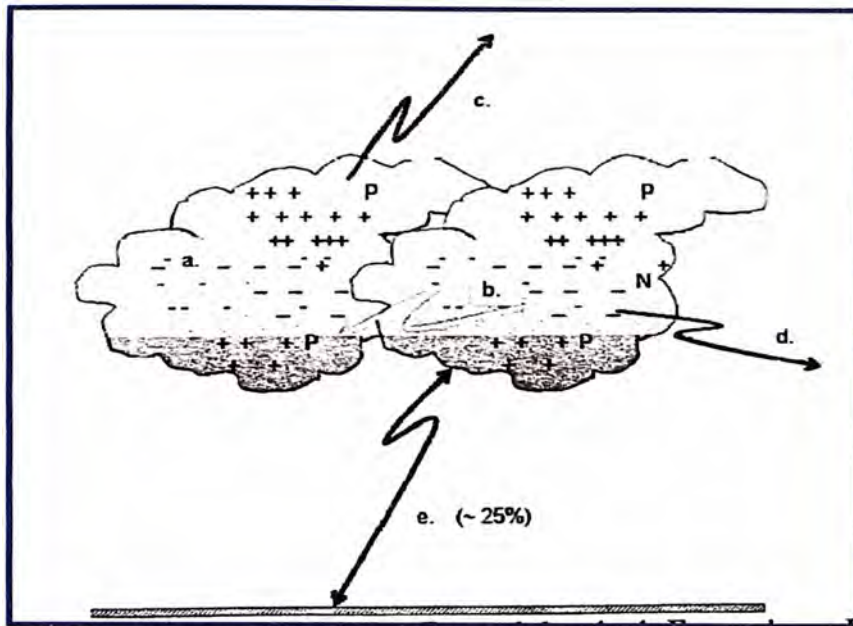


Fig. 3.2 Tipos de descargas eléctricas atmosféricas

La mayoría de las descargas eléctricas atmosféricas, probablemente el 75%, no involucran la tierra por tanto el otro 25% corresponde a descargas que incluyen la tierra

Aunque el tipo de descarga dentro de la nube es el más frecuente alrededor del 50%, las descargas nube – tierra o tierra – nube son las de mayor interés, ya que son las que causan daños a sistemas e instalaciones eléctricas además de lesiones a seres vivos [1].

3.1.4 Categorización de las descargas atmosféricas que involucran a la tierra

Las podemos clasificar en 4 categorías

- 1.- Descarga nube – tierra negativa (NTN)
- 2.- Descarga tierra – nube positiva (TNP)
- 3.- Descarga nube – tierra positiva (NTP)
- 4.- Descarga tierra – nube negativa (TNN)

Se han identificado cuatro tipos de rayo entre nube y tierra. Las descargas negativas forman el 90 % de las descargas que caen a tierra a lo largo de todo el planeta (categoría 1); menos del 10 % de las descargas son positivas (categoría 3). También existen descargas iniciadas desde tierra hasta la nube (categorías 2 y 4), sin embargo, estas descargas son relativamente raras y ocurren normalmente en zonas de gran altitud, desde los picos de las montañas o desde altas estructuras construidas por el hombre. Un aspecto adicional que se debe tener en cuenta es la distorsión que la presencia de objetos altos puede provocar en

los parámetros de un rayo respecto al que se originaría en terreno plano. En la Fig. 3.3 se pueden ver las diferencias entre las cuatro categorías comentadas.

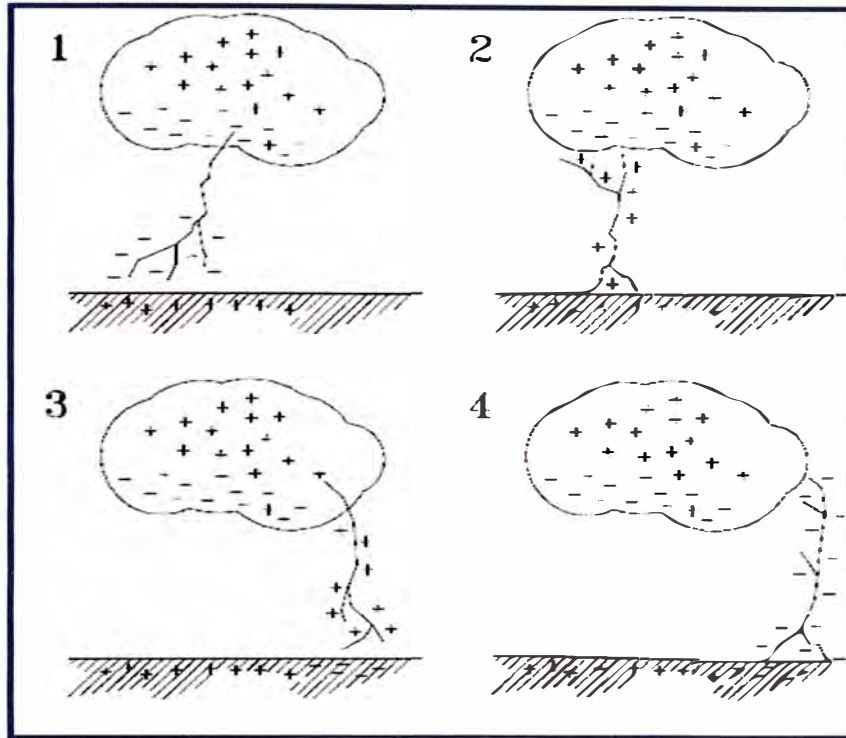


Fig. 3.3 Tipos de descargas a tierra

3.1.5 Proceso de descarga de una nube

Los rayos procedentes de una nube tienden a impactar en tierra dentro de un área circular de aproximadamente 10 km de diámetro, dentro de este área el impacto es casi aleatorio. Existe una probabilidad alrededor de un 20 % de que una segunda descarga caiga a 2, 3, o 4 km de la primera, y existe una probabilidad más pequeña de que una descarga caiga a unos 8 km o más de la primera. El valor medio de la distancia entre sucesivos puntos de impacto se encuentra en unos 3.5 km. El comportamiento de las descargas atmosféricas tiene un marcado carácter aleatorio, por lo que generalmente es necesario un elevado número de medidas para determinar con precisión su distribución [2].

La Fig. 3.4 describe el proceso completo de un rayo. En una primera fase el canal se propaga desde la nube hasta tierra en una serie de pasos discretos. El canal se ha iniciado en el interior de la nube a partir de un proceso preliminar de ruptura dieléctrica, aunque no existe en la actualidad un acuerdo sobre la forma exacta y localización de este proceso. El canal se propaga a una velocidad media de aproximadamente 2-105 m/s. La corriente

media del canal se encuentra entre 100 y 1000 A. Mientras la punta del canal se acerca a tierra, el campo eléctrico en objetos puntiagudos de tierra o en irregularidades de la superficie aumenta hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aire. En ese momento se inician descargas desde esos puntos hasta que contactan con el canal. Una vez el canal ha contactado con tierra, comienza a descargarse por medio de una onda ionizante que se propaga hacia la nube a lo largo del canal previamente ionizado. Este proceso se conoce como primera descarga de retorno. La velocidad de la corriente de retorno del rayo típicamente toma valores de $1/3$ a $1/2$ de la velocidad de la luz en el vacío, y decrece con la altura. El tiempo total transcurrido en la propagación de tierra a la nube es del orden de 70 ms. La primera descarga de retorno produce un pico de corriente del orden de 30 kA [2].

Cuando la descarga de retorno cesa, el proceso que envuelve al rayo, incluyendo varios procesos de descarga en el interior de la nube, podría finalizar. En este caso, este proceso es llamado rayo de un único impacto. Por otro lado, si la nube dispone todavía de carga adicional, otro canal continuo puede propagarse hacia abajo a lo largo del primer canal residual e iniciar otra descarga de retorno. Algunos de estos segundos canales actúan como los primeros porque no siguen el canal de retorno previo. Los segundos canales y las subsiguientes descargas de retorno normalmente no están ramificados. La Fig. 3.4 puede aclarar este concepto [2].

Los rayos de polaridad positiva (ver Fig. 3.3 categoría 3) tienen un considerable interés práctico porque tanto la corriente de pico como la carga total transferida pueden ser mucho más grandes que las de la mayoría de los rayos con polaridad negativa más comunes. La información archivada sobre elevados picos de corriente, en el rango de 200 a 300 kA, proviene de rayos positivos [2].

Los rayos positivos contienen normalmente una única descarga de retorno seguida de un periodo de corriente continua. La mayoría de rayos positivos a tierra ocurren durante las tormentas de invierno, aunque estas tormentas producen pocos rayos en general, y es relativamente raro que ocurran en tormentas de verano, no más de un 15 % de los rayos, aunque tormentas con carga predominantemente negativa acaban a menudo con descargas positivas. El porcentaje de descargas positivas en tormentas de verano aparentemente incrementa con un incremento de la latitud geográfica y con un incremento de la altura del terreno, es decir, cuanto más cerca está la carga de la nube de la tierra mayor probabilidad de que ocurran descargas positivas, aunque en la actualidad no se tiene suficientemente

conocimiento sobre descargas positivas como para decir que esto es siempre una condición necesaria [2].

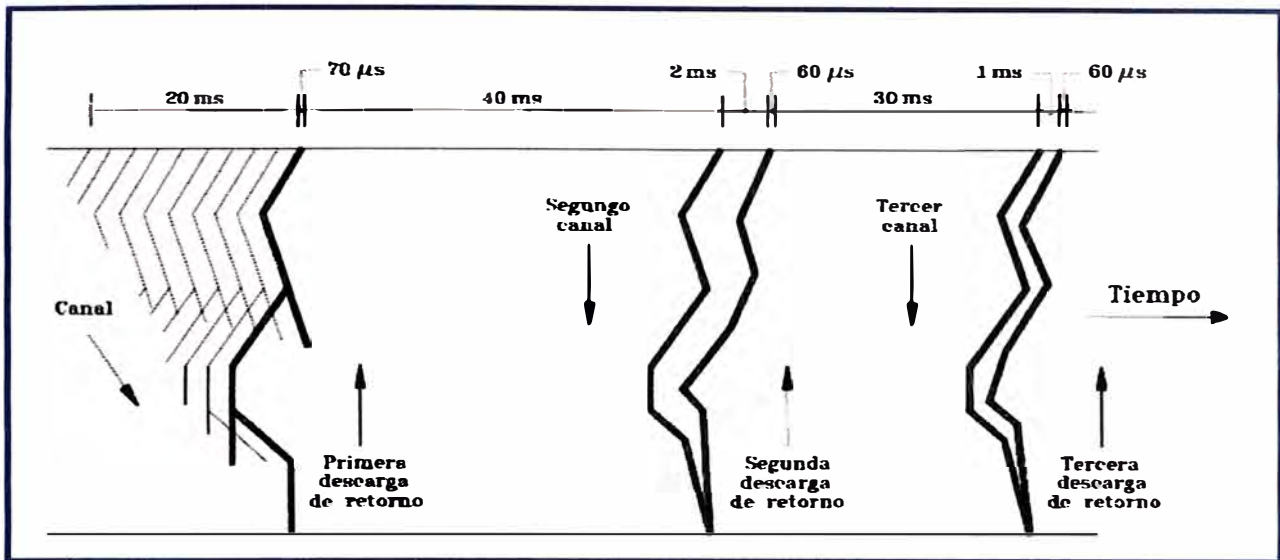


Fig. 3.4 Fase de un rayo

Los registros satelitales permiten estimar que al día pueden estar ocurriendo de 2000 a 5000 tormentas simultáneas con una índice promedio de 100 rayos/seg. A tierra, es decir siempre están ocurriendo descargas atmosféricas en diversos puntos de la tierra [3].

3.1.6 Densidad de descargas

La densidad de descargas a tierra por km² y año, N_g , es un parámetro importante en el cálculo de contorneamientos. Éste es un dato mal conocido y puede variar mucho en años consecutivos para una misma región. Las estadísticas mejor conocidas hacen referencia al número de días de tormenta al año, T_d , o al número de horas de tormenta al año, T_h , que se registran en un punto determinado [4]. Ambos valores son conocidos como nivel cerámico. El valor de N_g se puede aproximar a partir del nivel cerámico mediante cualquiera de las siguientes expresiones

$$N_g = 0,04 T_d^{1,25} \text{ (descargas /km}^2\text{/año)} \quad (3.1)$$

Donde

T_d = Número de días de tormentas por año (nivel cerámico)

Otra forma de estimar la densidad de descargas es a través de los registros de horas de tormentas, como sigue

$$N_g = 0,054 \text{ Th}^{1,1} (\text{descargas /km}^2/\text{año}) \quad (3.2)$$

El promedio estimado de la densidad de descargas puede obtenerse directamente de los datos de detección de rayos de la red o de contadores de descargas. Si se dispone de datos por suficientes años, se tiene la ventaja de poder identificar variaciones regionales.

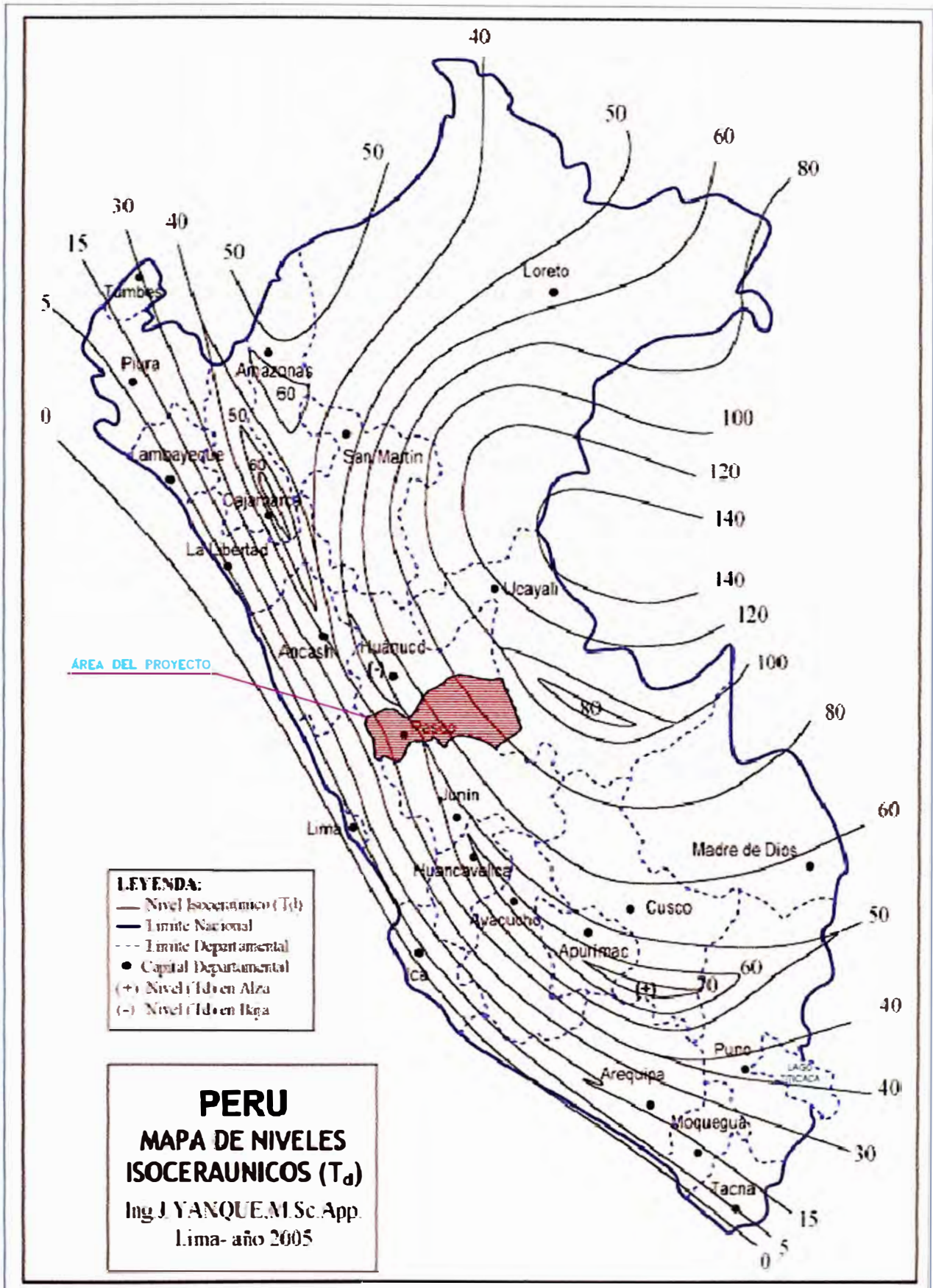


Fig. 3.5 Mapa de niveles isoceraunicos

3.2 Bases teóricas

3.2.1 Comportamiento de líneas aéreas de media tensión frente al rayo

a) Descargas inducidas

La experiencia y las observaciones muestran que muchas de las salidas relacionadas con las descargas tipo rayo de las líneas de bajo aislamiento son ocasionadas por rayos que chocan con tierra en las proximidades de la línea, muchas de estas tensiones inducidas son inferiores a 300 kV es por ello su importancia en las redes de distribución. Los rayos pueden ser colectados por objetos muy altos, de tal modo que la altura y la distancia de la línea de distribución a puntos de resguardo tales como árboles y edificios tendrá influencia en el comportamiento de la línea a las descargas tipo rayo [4]

Las sobretensiones generadas en líneas aéreas por inducciones electromagnéticas debido a la incidencia de descargas atmosféricas en las cercanías de éstas, constituyen una causa de falla de importancia a nivel de sistemas de media tensión. Cabe indicar que es más probable que una descarga incida cercana a una línea aérea a que impacte sobre ésta por lo tanto se han realizado durante los últimos años esfuerzos importantes con la finalidad de conocer y estimar la severidad de éste fenómeno en conductores aéreos, sobre todo aquellos que poseen relativos bajos niveles de aislamiento respecto a tierra

El número de descargas que inciden al plano de tierra, como descargas nube-tierra, viene definido directamente por el nivel ceraúnico de la zona de interés, se considera próxima según estimaciones hechas entre dos y tres kilómetros. En este caso, al incidir la descarga a tierra, esta produce una variación en los campos electromagnéticos próximos a la línea, produciendo tensiones transitorias rápidas inducidas en los conductores aéreos, de magnitudes considerables que de alcanzar los niveles de aislamiento del sistema, pueden producir fallas en estos.

Para poder estimar la índice de salida de un sistema en particular debido al fenómeno de inducción electromagnética, producto de la ocurrencia de una descarga atmosférica a tierra en el entorno, en primer lugar se debe establecer una metodología confiable destinada a estimar la magnitud y forma de onda de la sobretensión; esta es la tarea más complicada ya que todavía no se ha establecido una metodología definitiva que considere en su totalidad todos los fenómenos electromagnéticos espaciales que se producen desde la nube cargada, durante el proceso de descenso de la descarga y por último en el proceso de ecualización o

balance de cargas en la nube sin embargo, se han establecido que muchos de estos procesos tienen poca influencia en el fenómeno de la inducción y por lo tanto las expresiones han sido simplificadas. Otro aspecto va en función de la poca data experimental existente y de los errores de medición presentes.

b) Descargas directas

Una posibilidad es que la línea cuente con cable de guarda y el impacto se dé sobre este en ese caso la posibilidad de falla depende directamente de factores como la magnitud de la descarga y la resistencia de puesta a tierra de la línea en las estructuras próximas a la incidencia de la descarga [4].

Cuando las descargas impacte directamente sobre un conductor de fase en líneas de distribución con aislamientos en el orden de 100 – 200 kV en aproximadamente 100% ocasionan una ruptura de la rigidez dieléctrica del aislamiento y por lo tanto una falla. Por ejemplo, un rayo tan pequeño como de 10 kA podría producir una sobretensión de cerca de 2000 kV, la cual está excesivamente distante de los niveles de sobretensión de líneas que operan hasta 69 kV.

Los factores que influyen en las descargas tipo rayo en líneas aéreas son

- **Altura de la estructura**

Las descargas atmosféricas pueden tener un efecto muy significativo en la confiabilidad de una línea, especialmente si sus postes son más altos que el medio que la rodea. Muchos rayos son colectados por las estructuras más altas. La atracción de colección de rayos N , en campo abierto (sin árboles o edificios en la cercanía), es estimada de acuerdo a la ecuación de Eriksson [4]

$$N = N_g \frac{28h^{0.6} + b}{10} \quad (3.3)$$

Dónde:

h = Altura del poste (m)

b = Ancho de la estructura (m)

N_g = Densidad de descargas (rayos/km²/año)

N = Rayos/100km/año

Para la mayoría de las líneas de distribución el factor b , ancho de la estructura, es despreciable.

De la ecuación (3.3), si la altura del poste se aumenta un 20%, la descarga de rayos a la línea de distribución se incrementará en un 12%.

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

- **Protecciones por árboles y estructuras cercanas**

Árboles y edificios pueden jugar un papel preponderante en el comportamiento de las líneas de distribución a las descargas atmosféricas. Los árboles y los edificios pueden interceptar muchas descargas tipo rayo que de otra manera pudieran caer sobre la línea. El factor de protección S_f , se define como la porción por unidad de una línea de distribución protegida por objetos cercanos. El número de descargas a la línea es entonces

$$N_s = N(1 - S_f) \quad (3.4)$$

Un factor de protección de 0.0 significa que la línea de distribución está en campo abierto y que no dispone de objetos para protecciones en las cercanías, y un factor de 1.0 significa que la línea de distribución está completamente protegida contra descargas directas tipo rayo [4].

La Fig.3.6 muestra los medios para aproximarse a los factores de protección con objetos de varias alturas, para una línea de distribución de 10 metros de altura. Se asume que los objetos están en una línea uniforme y paralela a la línea de distribución. Se podría representar como una hilera de árboles o edificios paralela a la línea de distribución [4].

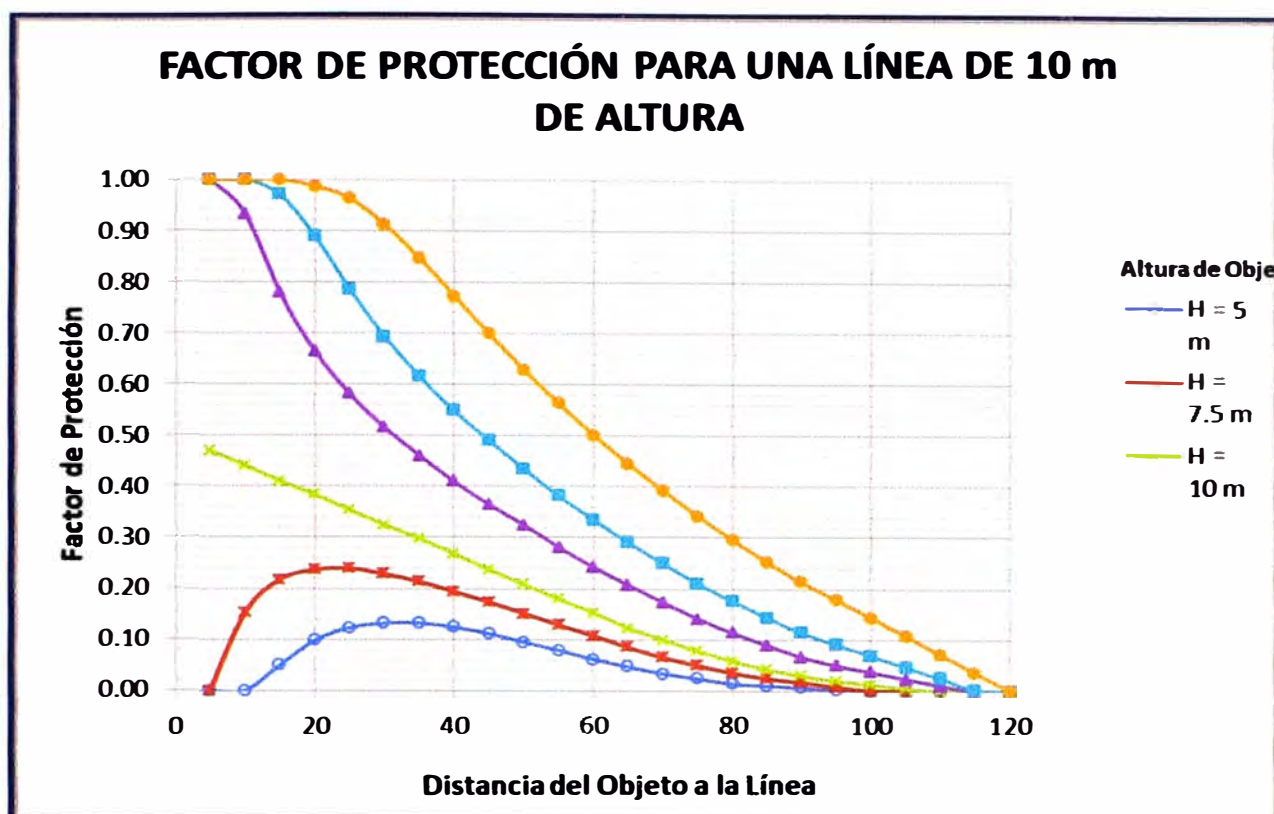


Fig. 3.6 Factores de protección por cercanía de objetos de diferentes alturas para una línea de distribución de 10 metros de altura

La Fig.3.6 puede utilizarse también para objetos que están ubicados en ambos lados de la línea de distribución si se suman los factores de protección para los lados derecho e izquierdo (si la suma de los factores de protección es mayor de uno, entonces el factor total de protección es igual a uno).

$$N_S = N \left(1 - (S_{f_{\text{izquierdo}}} + S_{f_{\text{derecho}}}) \right) \quad (3.5)$$

A menos que el aislamiento de la línea de distribución esté protegido con cable de guarda o con pararrayos, todas las descargas directas tipo rayo causarán flameo sin considerar el nivel de aislamiento, el espaciamiento entre conductores, o las puestas a tierra. Por lo tanto, para estimar el número de flameos debidos a descargas directas tipo rayo, usamos la ecuación (3.3) para una línea de distribución en campo abierto, o las ecuaciones (3.3) y (3.4) para una línea parcialmente protegida. Se asume que todos los flameos causarán fallas en los circuitos de distribución [4].

3.2.2 Importancia del nivel de aislamiento de la línea de distribución

Para las líneas de distribución por poseer bajo nivel de aislamiento las descargas directas en su gran mayoría producirán fallas si no cuentan con cables de guarda.

En el caso de los flameos por tensiones inducidas se pueden reducir en gran medida con el incremento del aislamiento con otros materiales como el aire y la madera.

Muchas de las construcciones aéreas utilizan más de un material aislante para protección contra las descargas atmosféricas. Los componentes más comunes utilizados en la construcción de líneas aéreas de distribución son porcelana, aire, madera, polímero y fibra de vidrio. Cada elemento tiene su propia capacidad de aislamiento. Cuando los materiales aislantes se utilizan en serie el nivel de aislamiento resultante no es la suma de los niveles asociados con los componentes individuales, sino que es algo menos que dicho valor [4].

Los siguientes factores afectan los niveles de flameo ante descargas tipo rayo de líneas de distribución y dificultan estimar el nivel de aislamiento total:

- Condiciones atmosféricas tales como densidad del aire, humedad, precipitación pluvial y contaminación atmosférica. Polaridad y velocidad de incremento de tensión.
- Polaridad y velocidad de incremento de tensión
- Factores físicos tales como forma del aislador, forma del herraje metálico, y configuración del aislador (montado verticalmente, horizontalmente o en ángulo).

Si existe madera en la trayectoria de descarga del rayo, el efecto del rayo sobre la capacidad de aislamiento puede ser muy variable dependiendo principalmente de la humedad en la superficie de la madera. La capacidad de aislamiento depende en un menor grado de las dimensiones físicas de la madera [4].

Los resultados según la guía IEEE std 1410 están dados en términos del voltaje de flameo de impulso crítico, CFO, de estas combinaciones

Este valor es un punto definible en el laboratorio. Si se asume que los datos de flameo presentan una distribución de Gauss, entonces cualquier probabilidad específica de no flameo puede calcularse a partir del voltaje de flameo de impulso crítico y de la desviación estándar.

a) Adición del nivel de aislamiento debido a la madera y otros materiales

Este método fue adoptado de un procedimiento similar utilizado anteriormente en el diseño de líneas de transmisión pero ha sido ampliado en su aplicación a múltiples componentes aislantes usados en la construcción de líneas de distribución. El método utiliza el voltaje de flameo de impulso crítico, CFO, del elemento aislante básico o primario y agrega a este valor los incrementos en CFO ofrecidos por los componentes adicionados, (teniendo siempre presente que la capacidad de aislamiento aditiva es siempre menor que la de un elemento simple adicionado). Voltaje de flameo de impulso crítico, CFO, de un aislamiento combinado.

Desde tiempos lejanos los Ingenieros Electricistas han estado construyendo líneas de distribución utilizando crucetas y postes de madera en serie con aisladores básicos para aumentar la resistencia al impulso tipo rayo del aislamiento de la línea de distribución. A comienzos de 1930, se presentaron una gran cantidad de documentos donde los aisladores fueron ensayados en combinación con madera. Apareció una pregunta acerca de cuanto voltaje de aislamiento ante descargas tipo rayo agregaba la madera al aislamiento primario (el aislador). Una respuesta parcial llegó después de investigaciones en muchos laboratorios, y los resultados fueron publicados en las décadas de 1940 y 1950. Un resumen general de los trabajos previos sobre voltaje de flameo de impulso crítico, CFO, fue presentado en el Reporte del Comité de IEEE de 1950 y en un nuevo reporte en 1956, sin embargo, estos resultados tenían aplicación principalmente en líneas de transmisión y no en la construcción de líneas de distribución. En las líneas aéreas de distribución, el aislamiento más débil está generalmente en una estructura del poste más que entre conductores a través del aire [4].

Más recientemente, las investigaciones sobre combinaciones de multi - dieléctricos utilizados en sistemas de energía eléctrica han continuado, estas investigaciones tienen que ver con líneas de distribución y de transmisión y los niveles de voltaje que soporta la madera cuando se somete a impulsos tipo rayo, tipo maniobra y frente de onda escarpado. Últimamente, han sido introducidos a las líneas de distribución aisladores poliméricos y crucetas de fibra de vidrio [4].

Determinación del CFO de estructuras con aislamiento en serie

Los estudios han indicado que un metro de madera o de fibra de vidrio agregan aproximadamente 330 – 500 kV a la resistencia al impulso del aislamiento total. Para longitudes superiores, la capacidad de aislamiento tipo rayo de la cruceta de madera o de fibra de vidrio y la combinación con el aislador están determinadas principalmente por la sola cruceta de madera o de fibra de vidrio. El aislamiento de voltaje alterno se obtiene para el aislador solo y la cruceta de madera o de fibra de vidrio se considera como aislamiento adicional para voltaje de descarga tipo rayo [4].

Cuando la trayectoria de descarga tipo rayo a tierra no incluye una cruceta de madera o de fibra de vidrio, pero envuelve dos o más tipos de aisladores en serie, el CFO de la combinación no se obtiene simplemente sumando los CFO individuales de los componentes. Los CFO de estos aislamientos combinados son controlados por un número de factores diferentes, cada uno de los cuales requiere un análisis individual. Hoy en día, existen muchas diferentes combinaciones y configuraciones utilizadas por las compañías operadoras.

El método del CFO – aditivo extendido puede usarse para estimar el CFO de una estructura de distribución:

- Determinando la contribución de cada componente individual del aislamiento al CFO total de la combinación.
- Estimando el CFO total de la combinación, conociendo el CFO de los componentes aislantes.

Esto puede hacerse utilizando tablas y curvas que muestren los datos experimentales disponibles y utilizando estos datos para relacionar el efecto de un material adicionado a otro. Este procedimiento considera válidos los datos característicos del CFO del aislamiento base y un grupo adicional de datos dados como el CFO adicionado por un componente específico.

En aquellas configuraciones en las cuales aparecen dos componentes, el CFO de la combinación es mucho más bajo que la suma de los CFO individuales. El aislador se considera como el aislamiento primario o aislamiento básico [4].

El voltaje de flameo de impulso crítico, CFO, obtenido por configuraciones consistentes de dos componentes se calcula como el CFO del componente básico más el CFO adicionado por el segundo componente.

El CFO total calculado para dos componentes es:

$$\text{CFOT} = \text{CFO aislador} + \text{CFOadic.2}^\circ\text{comp}$$

Dónde:

CFO aislador = CFO del componente primario

CFOadic.2°comp = CFO adicionado por el segundo componente

El CFO total calculado para tres o más componentes es:

$$\text{CFOT} = \text{CFO aise} + \text{CFOadic.2}^\circ\text{comp} + \text{CFOadic.3}^\circ\text{comp} + \text{CFOadic.n}^\circ\text{comp}$$

Dónde:

CFOadic.3°comp = CFO adicionado por el tercer componente

CFOadic.n°comp = CFO adicionado por el enésimo componente

Los valores de CFO individual y el adicionado de los componentes más utilizados en distribución están dados en las TABLA N° 3.1 al 3.3

TABLA N° 3.1 CFO del aislamiento primario (aislador)

Aisladores			kV
Tipo Espiga		ANSI 55-4	105
		ANSI 55-5	120
		ANSI 55-6	140
Porcelana tipo suspensión	1. 10.2 cm (4")		75
	2. 10.2 cm (4")		165
	3. 10.2 cm (4")		250
Aislamiento			kV/m
Aire			600
Poste de madera			330
Cruce de madera			360
Poste integral de fibra de vidrio			500

TABLA N° 3.2 CFO adicionado a segundos componentes (CFO ad. 2°comp)

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

TABLA N° 3.3 CFO adicionado a terceros componentes (CFO ad. 3°comp)

	kV/m
Poste de madera	65
Poste integral de fibra de vidrio	200

Los valores dados en las tablas se refieren a condiciones húmedas las cuales son recomendadas para estimar el valor de CFO. Para valores de CFO bajo condiciones secas suministradas por el fabricante o tomadas de pruebas de impulso de un laboratorio, multiplique el CFO por 0.8 para obtener un valor estimado del CFO en condiciones húmedas. El CFO en condición húmeda está típicamente entre 0.7 y 0.9 del CFO en condiciones secas [4].

Para componentes no dados en la TABLA 3.2 o en la TABLA 3.3, el CFO total puede ser estimado por reducciones para el segundo y tercer componente como:

$$\text{CFO}_{\text{adic.2}^\circ\text{comp}} = 0.45 \text{ CFO aislador}$$

$$\text{CFO}_{\text{adic.3}^\circ\text{comp}} = 0.20 \text{ CFO aislador}$$

El uso del método del CFO - aditivo extendido y las tablas dadas en esta guía darán respuesta generalmente dentro de un $\pm 20\%$ de error. Estimaciones más seguras se logran con los siguientes métodos:

Efectuar pruebas de impulso en el laboratorio de la estructura en estudio, bajo condiciones húmedas. Este método dará los resultados más seguros.

Efectuar pruebas de impulso bajo condiciones secas y multiplicar los valores obtenidos por 0.8 para estimar el CFO en condiciones húmedas.

a) Elementos importantes que influyen en el aislamiento total del sistema de distribución

Los equipos y el conjunto de accesorios metálicos de las estructuras de distribución pueden reducir drásticamente el CFO. Este punto débil de las estructuras puede aumentar en gran parte los flameos por tensiones inducidas. Los casos más importantes se describen a continuación.

- **Retenidas.** Las retenidas pueden ser un factor importante en la reducción del CFO de la estructura. Por ventaja mecánica, los cables tensores están conectados en la parte alta del poste, en general en la vecindad de los elementos aislantes principales. Puesto que los cables tensores proveen una trayectoria a tierra, su presencia generalmente reduce el CFO de la configuración. Los pequeños aisladores de porcelana tipo tensor que se utilizan proveen muy poco de extra-aislamiento, (generalmente menos de 30 kV de CFO).

Puede utilizarse entonces un aislador tensor de fibra de vidrio para ganar una considerable capacidad de aislamiento. Un aislador tensor de fibra de vidrio tiene un CFO de 250 kV aproximadamente.

- **Fusibles cortacircuitos.** El montaje de los fusibles cortacircuitos es un ejemplo primario de un equipo desprotegido que puede disminuir el CFO del poste. Para sistemas de la clase 15 kV, un fusible cortacircuitos puede tener un nivel básico de aislamiento, NBA (BIL), de 95 kV. Dependiendo de cómo esté montado el cortacircuitos, el puede reducir el CFO de toda la estructura hasta aproximadamente 95 kV, (aproximadamente porque el nivel básico de aislamiento, NBA (BIL), de cualquier sistema aislante es siempre menor que el CFO de dicho sistema).
- **En postes de madera,** el problema de los fusibles cortacircuitos puede ser mejorado colocando los cortacircuitos de tal manera que el brazo de montaje en el poste esté bien alejado de cualquier conductor conectado a tierra, (cables tensores, cables de guarda y cables de neutro). Esto también es válido para interruptores y otras piezas de equipo no protegidas por los pararrayos.

- **Altura del cable de neutro.** En cualquier línea dada, la altura del cable de neutro puede variar dependiendo del equipo conectado. En postes de madera, mientras más cerca está el cable de neutro de los cables de fase, menor el CFO.
- **Soportes y estructuras conductoras.** El uso de estructuras de concreto y de acero en líneas aéreas de distribución está en aumento, lo cual reduce enormemente el CFO, además, crucetas metálicas y conjuntos de accesorios metálicos se están utilizando en postes de madera. Si tales elementos metálicos están conectados a tierra, el efecto puede ser el mismo que el de tener una estructura metálica. En tales estructuras, el CFO total es suministrado por el aislador y por lo tanto, aisladores con mayor CFO deberán ser utilizados para compensar las pérdidas del aislamiento de la madera. Obviamente, se efectúan cambios dependiendo del comportamiento esperado a las descargas tipo rayo y otras consideraciones tales como diseño mecánico y económico. Pero es muy importante saber que dichos cambios existen. El diseñador deberá estar enterado de los efectos negativos que los elementos metálicos puedan tener en el comportamiento a las descargas tipo rayo y tratar de minimizar dichos efectos. En configuraciones con postes de madera y crucetas, pueden utilizarse brazos de madera o de fibra de vidrio para mantener buenos niveles de aislamiento.
- **Distancias explosivas (spark gaps) y unión de aislamientos.** La unión de aisladores se efectúa algunas veces para prevenir el daño causado por la descarga tipo rayo en los postes o crucetas de madera, o también se hace para prevenir la quema de la parte superior del poste de madera. Las distancias explosivas son utilizadas para prevenir el daño causado por las descargas tipo rayo en los materiales de madera, (este incluye los ensambles para protección de postes especificados por la REA). En algunas partes del mundo, las distancias explosivas (spark gaps) son utilizadas en lugar de los pararrayos para protección del equipo.

Las distancias explosivas y unión de aisladores reducirán enormemente el CFO de la estructura. De ser posible, distancias explosivas, unión de aisladores, y ensambles para protección de postes no deberían ser utilizados para prevenir daño de la madera. Las uniones locales de aislador – madera en la base del aislador son una mejor solución para evitar daños en la madera y quema de postes

Medidas preventivas para daños a la madera por descargas tipo rayo reducirán también la probabilidad de quemaduras en la parte superior de los postes. Quemaduras en la parte

superior de los postes son el resultado de arcos de corrientes de fuga en la superficie de separación metal - madera. Unión local, utilizando bandas o alambre enrollado, servirán de puente en aquellos puntos en los cuales la chispa está más propicia a iniciarse por los pobres contactos metal – madera. Esto es preferible a unir completamente los aisladores

3.2.3 Índice de fallas por kilometro de línea

Esta sección describe como se estima el número de flameos directos e inducidos para sistemas de distribución. Las descargas tipo rayo pueden causar flameos por

- Tensiones inducidas por descargas cercanas
- Descargas directas

a) Flameos por tensiones inducidas

Según la guía IEEE std 1410 la máxima tensión que puede ser inducida en una línea de energía en el punto más cercano al rayo puede estimarse por

$$V_{\max} = 38.8 \frac{I_0 h_a}{y} \quad (3.6)$$

Donde:

I_0 = es la corriente pico de la descarga

h_a = es la altura promedio de la línea sobre el nivel de tierra

y = es la distancia más corta entre la línea y la descarga tipo rayo

La ecuación (3.6) es utilizada para un conductor simple, infinitamente largo sobre una tierra perfectamente conductora. Un cable neutro a tierra o un cable protegido en la parte alta reducirá la tensión a través del aislamiento por un factor que depende de las puestas a tierra y de la proximidad del cable de tierra a las fases conductoras. Este factor varía típicamente entre 0.6 y 0.9.

La frecuencia de flameo por las tensiones inducidas puede aumentarse dramáticamente para los bajos niveles de aislamiento. La Fig.3.7 presenta la frecuencia de flameo como una función del voltaje de flameo de impulso crítico (CFO) de la línea. La Fig.3.7 muestra resultados para dos configuraciones de puestas a tierra. El circuito sin conexión a tierra no dispone de cable de neutro a tierra ni del cable protegido, tal como ocurre con el circuito de tres líneas sin puesta a tierra o el de cuatro líneas con una puesta a tierra. Los resultados

para un circuito con puestas a tierra son los de un circuito con un cable neutro a tierra o un cable protegido en la parte alta. El circuito con puestas a tierra presenta muy pocos flameos para un voltaje crítico de flameo debido a que el cable de puesta a tierra reduce el esfuerzo de la tensión a través del aislamiento. Disposiciones de los circuitos sin conexión a tierra o con una puesta a tierra, sin embargo, pueden presentar mayores tendencias a presentar voltajes de flameo fase a tierra más altos que una disposición de circuito equivalente con multipuestas a tierra, debido a la falta del cable de neutro a tierra. Los valores están normalizados para una densidad de descargas, DRT (GFD) de una descarga /km²/año y una altura de la línea de distribución de 10 m. Los resultados se pueden escalar linealmente con respecto a la longitud y el DRT (GFD) [4].

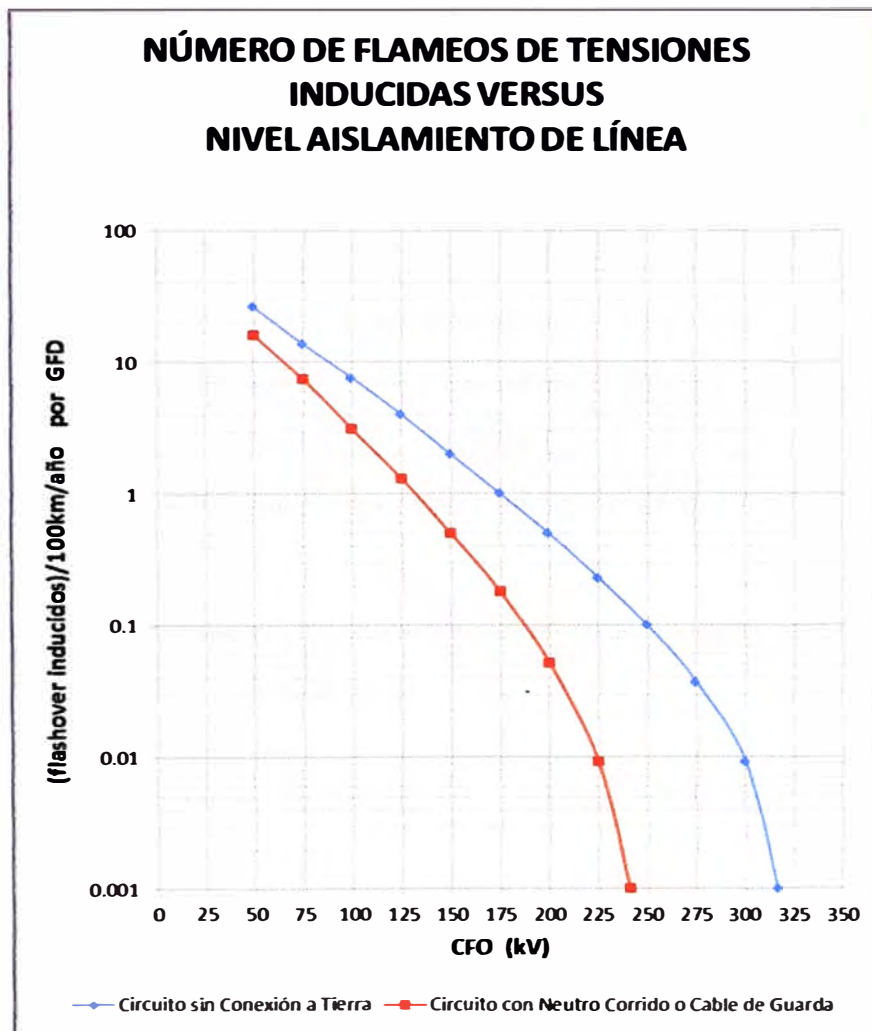


Fig. 3.7 Número de flameos de tensiones inducidas versus nivel de aislamiento de la línea de distribución, voltaje de flameo de impulso crítico, CFO en kV

Los resultados mostrados en la Fig.3.7 son para una línea de distribución en campo abierto sin edificios y sin árboles en la cercanía. El número de flameos inducidos depende de la presencia de objetos cercanos que puedan proteger la línea de descargas directas. Esto puede incrementar los flameos por voltajes inducidos debido a que ocurren muchas descargas en las áreas cercanas.

Como un punto de referencia, una línea de distribución en campo abierto con una altura de 10 metros y con una densidad de descargas a tierra, DRT de 1 descarga/km²/año tendrá aproximadamente 11 descargas /100 km/año debidas a descargas directas, utilizando la ecuación (3.3). En campo abierto, las tensiones inducidas serán un problema solamente para líneas con muy bajos niveles de aislamiento. Por ejemplo, el número de flameos por tensiones inducidas excederá el número de flameos por descargas directas para un circuito sin puestas a tierra solamente si el voltaje de flameo de impulso crítico (CFO) es inferior a 75 kV (Fig.3.7).

En áreas protegidas, los flameos generados por tensiones inducidas son los de mayor preocupación. Típicamente, una suposición que se utiliza para líneas de distribución es que si el voltaje de flameo de impulso crítico es mayor o igual a 300 kV los flameos por tensiones inducidas serán eliminados. Casi todas las mediciones de tensiones inducidas han sido inferiores a 300 kV, y la Fig.3.7 indica que una línea con voltaje de flameo de impulso crítico mayor de 300 kV tendrá muy pocos flameos generados por tensiones inducidas.

Otro factor a considerar es que la mayoría de las líneas de distribución tienen transformadores de distribución protegidos con pararrayos, los cuales proveen algún grado de reducción de los flameos por tensiones inducidas Sin embargo, esta reducción puede llegar a ser pequeña en centros rurales y suburbanos.

Los pararrayos pueden reducir enormemente los flameos debidos a voltajes inducidos por descargas tipo rayo en áreas cercanas.

Los pararrayos pueden ser aún más efectivos para reducir flameos inducidos si son utilizados para proteger postes con pobres niveles de aislamiento. Estos “mecanismos débiles” pueden incluir cortacircuitos, postes terminales de línea, o postes de cruce. Instalar pararrayos en estos postes puede ser mucho más efectivo en costos que mejorar el nivel de aislamiento [4].

b) Flameos por tensiones directas en líneas sin protección

Cuando las líneas no se encuentran protegidas con cables de guarda el número de descargas directas sobre los conductores de fase se estima utilizando la ecuación de Eriksson:

$$N = N_g \left(\frac{28 h^{0.6} + b}{10} \right) \quad (3.7)$$

Donde:

N : Descargas/100km/año

N_g : número de descargas/km²/año

h : altura del poste

b : ancho de la estructura

Este es el numero descargas directas para la línea desprotegida sin apantallamiento.

A estos valores se le debe aplicar un factor de apantallamiento de acuerdo a los objetos que pudieran proteger a la línea

$N_s = N (1 - S_f)$ descargas/100km/año

La Fig.3.7 puede ser usada para estimar el número de flameos inducidos para un diseño de cable de guarda Fig.3.7a. Para circuitos de distribución de tres fases, agregar el cable de guarda reducirá el número de flameos inducidos. Puesto que el cable de guarda está sólidamente puesto a tierra, eliminará los voltajes en los conductores de fase a través del acople capacitivo. Mientras más cercanos estén los conductores de fase del cable de guarda, mejor el acople y mucho más bajos serán los voltajes inducidos, esto puede reducir el CFO. Observe que adicionar un cable de guarda por debajo de los conductores de fase tendrá aproximadamente el mismo efecto que un cable de guarda por encima.

En un sistema de cuatro cables, con múltiples puestas a tierra, reemplazar el cable del neutro con un cable de guarda por encima, no reducirá el número de flameos inducidos. Sin embargo, teniendo ambos, un cable de guarda y un cable de neutro mejorará en algún grado su comportamiento [4].

c) **Flameos por tensiones directas en líneas con cable de guarda**

Los cables de guarda son conductores conectados a tierra y colocados sobre los conductores de fase para interceptar la mayor cantidad de descargas tipo rayo las cuales podrían caer directamente sobre las fases. La corriente de la descarga tipo rayo es desviada a tierra a través de una línea de tierra en el poste. Para que sea efectivo, el cable de guarda deberá tener su puesta a tierra en cada poste.

La corriente de la onda de descarga tipo rayo que fluye a través de la impedancia a tierra del poste causa un aumento de potencial que da como resultado una gran diferencia de potencial entre la línea de tierra y los conductores de fase. La diferencia de potencial puede generar un flameo inverso a través del aislamiento de la línea de tierra a uno de los conductores de fase.

El costo de incluir el cable de guarda en el diseño de una línea de distribución puede ser sustancial. Adicionar el costo del conductor, las varillas de tierra, y aislamiento adicional, las alturas del poste debe ser mayores para soportar el cable de guarda de tal manera que exista el adecuado ángulo de apantallamiento entre el cable de guarda y los conductores de fase más externos. La mayor altura de la estructura atraerá más descargas directas, y esto compensará ligeramente algunas de las reducciones en los flameos generados por el apantallamiento. A pesar del costo y las dificultades del diseño, los cables de guarda han sido utilizados por varias empresas de energía con gran éxito.

Los cables de guarda brindan una protección efectiva si son ubicados en una posición que logre apantallar a los conductores de fase, disponen del suficiente CFO entre la línea de tierra y los conductores de fase, cuenten con una resistencia de puesta a tierra baja.

• **Posición óptima del cable de guarda**

Para el análisis de la posición adecuada del cable de guarda se utiliza el modelo electrogeométrico de acuerdo con este modelo la distancia de impacto de un rayo (es decir, la distancia sobre la cual desciende el canal principal del rayo para tocar un objeto), es proporcional a la densidad de descarga del canal principal de descarga

Según opinión de diferentes autores o investigadores como:

$$d = 9,4 I_o^{2/3} \quad \text{ó} \quad d = 6,7 \cdot I_o^{0,8} \quad \text{ó} \quad d = 10 \cdot I_o^{0.65} \quad (\text{IEEE})$$

Donde:

d = distancia de perforación, en m (striking distance),

I_0 = corriente de rayo en kA.

El modelo electrogeométrico se desarrolla según la aplicación realizada con un asta vertical en el ejemplo de la Fig. 2.7

Sea un asta vertical de altura h y punto culminante H , las zonas que define en el espacio son:

- zona I, entre el suelo y la parábola p , lugar geométrico de los puntos equidistantes de H y del suelo: en el instante de cebado, cualquier trazador que se inicie dentro de esta zona se dirigirá al suelo por estar más cerca de él que de H .
- zona II, por encima de la parábola, en el instante de cebado, cualquier trazador que se inicie dentro de esta zona será captado por H , ya que la distancia a H es inferior a la distancia de cebado d .

Para una corriente de intensidad determinada I , a una distancia de cebado definida, la distancia al asta x , llamada rayo de captura, vale:

$$\text{Si } d > h \quad x = \sqrt{2 \cdot d \cdot h - h^2} \quad (3.8)$$

$$\text{Si } d < h \quad x = d \quad (3.9)$$

El radio de captura del asta es tanto mayor cuanto mayor es la intensidad de la descarga del rayo.

Para intensidades muy débiles, el radio de captura es inferior a la longitud del asta, que puede ser captador en toda su longitud, lo que puede verificarse experimentalmente.

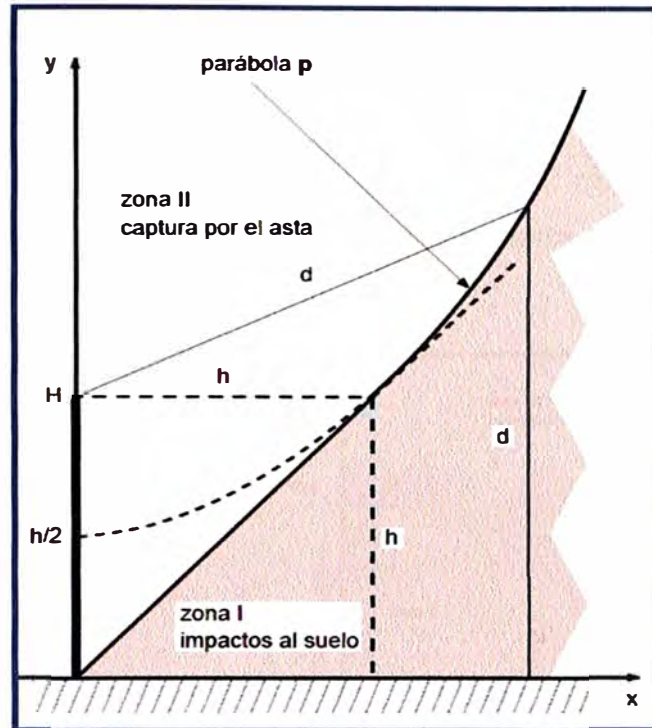


Fig. 3.7 modelo electrogeométrico para asta vertical

Los cables de guarda son los conductores paralelos a los cables de fase, situados encima de ellos creando una pantalla sobre los conductores de fase y van unidos a tierra. Constituyen una protección eficaz contra las descargas del rayo sobre las líneas aéreas: su misión es captar las descargas de rayo cuya intensidad es superior a la corriente crítica I_c .

$$I_c = \frac{2BIL}{Z_{co}} \quad (3.10)$$

Donde:

I_c = Corriente crítica (kA)

Z_{co} = Impedancia Característica de la Línea

Las nociones desarrolladas permiten determinar la posición óptima de los cables de guarda.

Sobre el esquema de la Fig.3.12, se presentan las diferentes zonas de descarga de una línea aérea:

- Zona I : descarga al suelo,
- Zona II : descarga de la fase sin contorno de aislador ($I < I_c$),
- Zona III: descarga sobre cable de guarda.

La protección de las fases por el cable de guarda se determina por el ángulo óptimo de

Protección θ_{opt}

Cuando $\theta \neq \theta_{opt}$, pueden producirse “defectos de pantalla”: caídas de rayo, de amplitud superior a la corriente crítica, pueden alcanzar los conductores de fase y provocar defectos.

El número de defectos de pantalla es función de θ

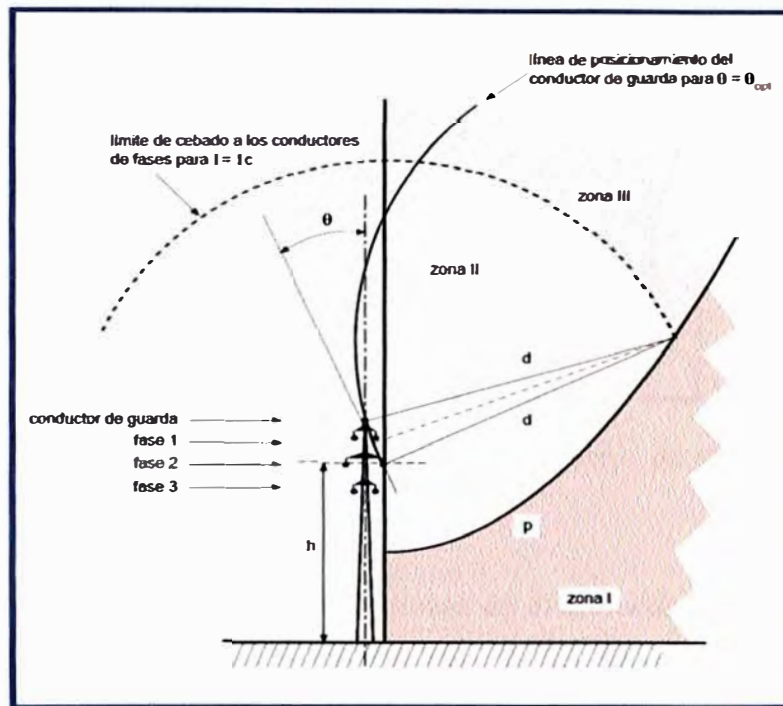


Fig. 3.8 Posición óptima de un cable de guarda

Según la guía IEEE std 1410 Para asegurar que todas las descargas tipo rayo terminen en el cable de guarda en lugar de que ocurra en los conductores de fase, un ángulo de apantallamiento de 45° o menos es recomendado. Esto es válido solamente para líneas que tengan menos de 15 m de altura con espaciamiento entre conductores por debajo de 2 m. Líneas más altas requieren ángulos de apantallamiento inferiores. de acuerdo al análisis con el método electrogeométrico [4]

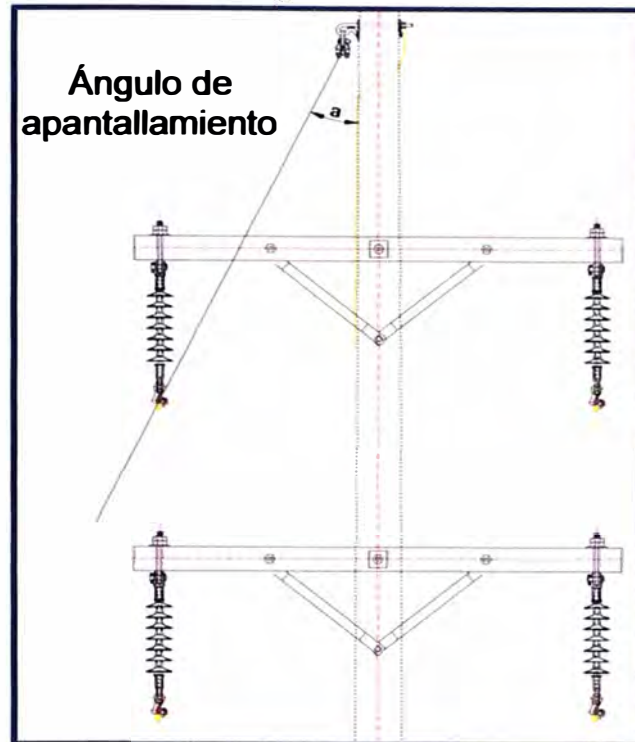


Fig. 3.9 Ángulo de apantallamiento del cable de guarda

- **Requerimientos de aislamiento**

La efectividad del cable de guarda en las líneas de distribución depende en gran parte del aislamiento disponible entre la línea de tierra y los conductores de fase. Si la línea de tierra está en contacto con el poste en toda su altura, es difícil proveer un adecuado aislamiento. En un poste de madera, generalmente es necesario aislar la línea de tierra del poste en la vecindad de los aisladores de fase y las crucetas. Esto puede lograrse utilizando varillas de fibra de vidrio, o parales montados horizontalmente en el poste para sostener el cable de guarda 30 – 60 cm alejado del poste. El CFO de la línea de tierra a la fase más cercana es el valor más limitante de varias trayectorias. Se debe tener precaución de aislar los cables tensores para obtener el necesario CFO.

Un CFO en exceso de 250 – 300 kV es necesario para tener una aplicación efectiva de cable de guarda. Utilizando separadores para la línea de tierra, no es difícil lograr el nivel de aislamiento en las líneas de distribución.

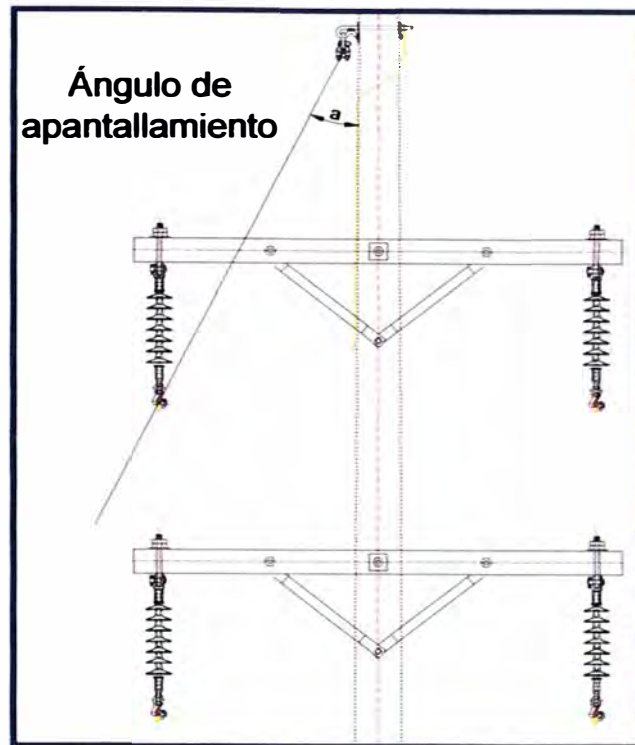


Fig. 3.10 Estructura en poste de madera de línea a 22,9 kV con cable de guarda

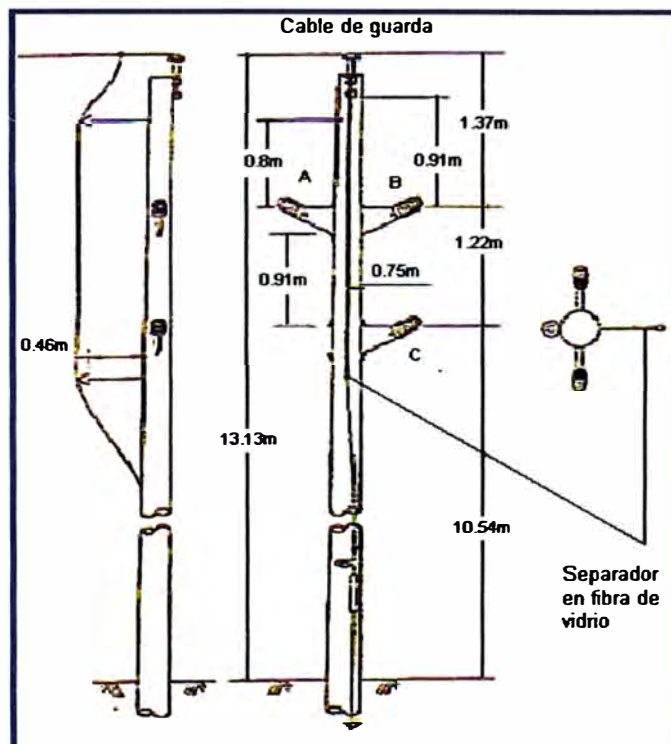


Fig. 3.11 Estructura en poste de madera de línea a 35 kV con cable de guarda

- **Efecto de las puestas a tierra y el nivel de aislamiento**

La efectividad del cable de guarda es altamente dependiente de las puestas a tierra. Para que el diseño de un cable de guarda sea efectivo, las resistencias a tierra deben ser menores a 10 Ohmios si el CFO es menor de 200 kV. Si se presta atención al nivel de aislamiento y el CFO es de 300 – 350 kV, una resistencia de puesta a tierra de 40 Ohmios generará un comportamiento similar.

El cable de guarda deberá tener su conexión a tierra en cada poste para resultados efectivos. La Fig.3.11 muestra el comportamiento ante descargas directas y el efecto de puestas a tierra con un ejemplo de una simulación en computador de un cable de guarda con CFO de 175 kV y de 350 kV [4].

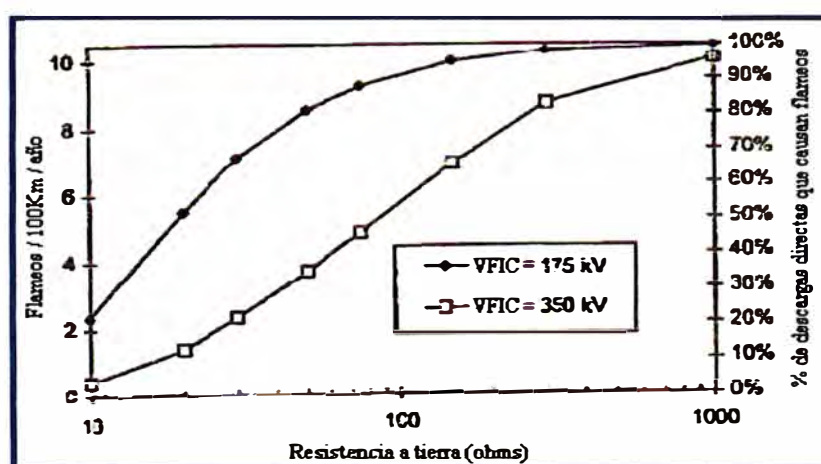


Fig. 3.11 Efecto de la resistencia de puesta a tierra sobre el comportamiento del diseño de cable de guarda (descargas directas)

Las líneas de distribución construidas debajo de estructuras de transmisión pueden ser muy susceptibles especialmente a flameos inversos. Estructuras de mayor altura y amplitud atraerán más descargas directas. Se debe tener cuidado de mantener altos niveles de aislamiento para evitar una razón de flameo innecesariamente alta.

- **Recomendaciones para mejorar la tasa de salidas por kilómetro de línea**

- **Protección con Cables de guarda y pararrayos.** Para eliminar efectivamente los flameos, deberán utilizarse pararrayos en cada poste y en cada fase conjuntamente con el cable de guarda. Los pararrayos protegerán el aislamiento contra flameos inversos. El cable de guarda desviarán la mayoría de la corriente a tierra, de tal manera que los pararrayos no estarán sometidos a una alta energía absorbida. Los pararrayos permiten

que el diseño del cable de guarda sea menos dependiente del nivel de aislamiento y de las puestas a tierra.

- **Protección con pararrayos** La protección contra las descargas directas es difícil debido a las altas corrientes de la onda de impulso, a lo empinado de la pendiente de incremento de tensión y al alto contenido de energía de las descargas tipo rayo. En teoría, los pararrayos pueden proteger eficazmente contra descargas directas, pero ellos deben ser utilizados en intervalos muy cortos (virtualmente cada poste). La Fig.3.12 muestra un estimativo para espaciamiento entre pararrayos con el fin de proteger contra descargas directas. El análisis en la Fig.3.12 se asume que el cable de neutro está puesto a tierra en cada poste. El alto número de flameos puede ser engañoso de acuerdo a la Fig.3.12, donde el cable de neutro no está conectado a tierra, excepto en los postes en los cuales los pararrayos están aplicados a todas las fases y el aislamiento neutro a tierra es alto.

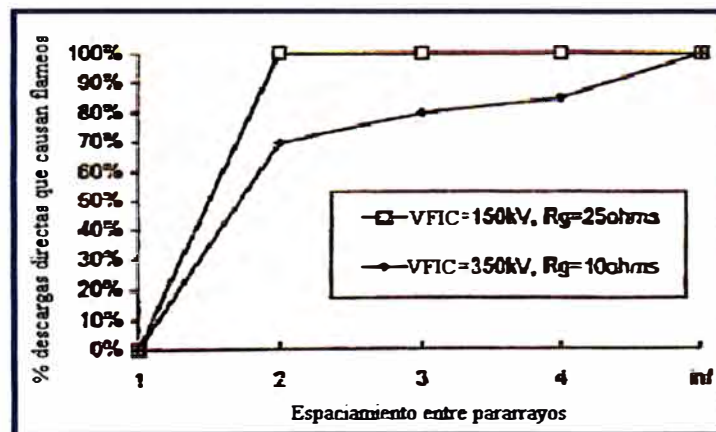


Fig. 3.12 Espaciamiento entre pararrayos para protección contra descargas directas

- **Protección de la fase superior con pararrayos** Si el conductor en la parte superior está situado de tal manera que interceptará todas las descargas tipo rayo, se deberán colocar pararrayos en la fase superior lo cual hace que actúe como un cable de guarda. En esta forma el pararrayos de la fase superior conducirá la onda de impulso a tierra. El circuito será protegido si la resistencia de puesta a tierra es lo suficientemente baja y si el aislamiento de las fases no protegidas es lo suficientemente alto. Como un cable de guarda, se debe tener mucho cuidado para mantener un alto nivel de aislamiento en las fases no protegidas. Las curvas para el cable de guarda, (ver Fig.3.11), pueden ser utilizadas para estimar la efectividad del diseño del pararrayos en la fase superior.

3.3 Definición de términos

- **Sistema de distribución:** La parte de un sistema eléctrico que suministra energía eléctrica a partir de puntos de transformación en el sistema de transmisión para el cliente.
- **Tiempo de interrupción:** el punto (medido en segundos o minutos u horas o días) desde el inicio de una interrupción de un cliente u otra instalación hasta que el servicio se ha restablecido a ese cliente. Una interrupción puede requerir seguimiento de la restauración para proporcionar un cálculo fiable de los índices. Es deseable registrar la duración de cada interrupción.
- **Dispositivo de interrupción:** un dispositivo capaz de ser cerrado de nuevo, cuyo propósito es interrumpir fallas y restablecer el servicio o desconectar cargas. Estos dispositivos pueden ser manuales, automáticos o por motor. Ejemplos pueden incluir interruptores de transmisión, interruptores, reconectores de línea de alimentación y los interruptores accionados por motor.
- **Interrupción:** La pérdida de servicio a uno o más clientes. Nota: Es el resultado de uno o más componentes cortos, dependiendo de la configuración del sistema.
- **Pérdida de servicio:** La pérdida de energía eléctrica, una pérdida de tensión, a uno o más clientes. Esto no incluye ninguno de los problemas de calidad de energía (caídas, subidas, impulsos o armónicos).
- **Periodo de referencia:** Un período de medición de los índices pueden ser de un año salvo que se indique lo contrario.
- **Interrupción programada** (sistemas de energía eléctrica): Una pérdida de energía eléctrica que se produce cuando un componente se acciona deliberadamente para sacar de servicio en un momento seleccionado, por lo general para los propósitos de la construcción, mantenimiento preventivo, o la reparación. Esto se deriva de aplicaciones de transmisión y distribución y no se aplica a la generación de interrupciones. La prueba clave para determinar si una interrupción debería ser clasificada como una interrupción forzada o programada es como sigue. Si es posible aplazar la interrupción cuando dicha suspensión es deseable, la interrupción es una interrupción programada, de lo contrario, la interrupción es una interrupción forzada. Retrasar una interrupción puede ser

deseable, por ejemplo, para evitar la sobrecarga de las instalaciones o la interrupción del servicio a los clientes.

- **Interrupción sostenida:** Cualquier interrupción no clasificada como un evento momentáneo. Cualquier interrupción más de 5 min.
- **Número total de clientes atendidos:** El número total de clientes atendidos en el último día de la información del período. Si se utiliza un total de nuestros clientes diferentes
- **Flameo inverso (descarga tipo rayo):** Un flameo del aislamiento resultante de una descarga tipo rayo a una parte de la red o de la instalación eléctrica que está normalmente a un potencial tierra.
- **Nivel básico de aislamiento al impulso, (BIL) (Tensión nominal de prueba de impulso):** Resistencia al aislamiento de impulso de referencia expresada en términos del valor cresta de la tensión soportada de una onda estándar completa de tensión de impulso.
- **Voltaje de flameo de impulso crítico, (CFO) (aisladores):** El valor cresta de la onda de impulso que, bajo condiciones especificadas, causa flameo a través del medio que lo rodea en el 50% de las aplicaciones.

Según (IEEE Std 1313.2-1999) $CFO = 0,9616 BIL$

- **Descarga directa:** Una descarga directa tipo rayo a cualquier parte de la red o instalación eléctrica.
- **Flameo (general):** Una descarga disruptiva a través del aire alrededor o sobre la superficie de un aislante sólido o líquido, entre partes de diferente potencial o polaridad, producido por la aplicación de un voltaje en el cual la trayectoria del arco llega a estar lo suficientemente ionizada para mantener un arco eléctrico.
- **Electrodo a tierra:** Un conductor o un grupo de conductores en contacto íntimo con tierra con el fin de suministrar una conexión a tierra.
- **Densidad de descargas tipo rayo a tierra, DRT (GFD) (Ng):** El número promedio de descargas tipo rayo por unidad de área por unidad de tiempo en una ubicación particular.

- **Aislador tensor:** Un elemento aislante, generalmente de forma elongada, con huecos o ranuras transversales, cuya finalidad es aislar dos secciones de una retenida o de proveer aislamiento entre la estructura y el artificio de sujeción y también de proveer protección en el caso de una falla de los cables. Los aisladores de porcelana tipo tensor o tipo retenida están diseñados para someter la porcelana a esfuerzos de compresión, mientras que los aisladores de madera equipados con los herrajes apropiados son utilizados generalmente en esfuerzos de tensión.
- **Cable tensor o de retenida:** Un cable retorcido utilizado para soportar una tensión semi - flexible entre un poste o estructura y la varilla de anclaje, o entre estructuras.
- **Descarga indirecta:** Una descarga tipo rayo que no golpea directamente ninguna parte de la red pero que induce en ella una sobretensión.
- **Tensión inducida (descargas tipo rayo):** El voltaje o la tensión inducida en una red o en una instalación eléctrica por una descarga indirecta.
- **Primera descarga tipo rayo:** Una descarga tipo rayo a tierra iniciada cuando la punta de un líder escalonado descendente choca con un líder ascendente desde tierra.
- **Subsiguiente descarga tipo rayo:** Una descarga tipo rayo que puede seguir una trayectoria ya establecida por una primera descarga.
- **Descarga tipo rayo:** La descarga completa tipo rayo compuesta normalmente de líderes desde una nube seguidos de una o más descargas de retorno.
- **Salida por descargas tipo rayo:** Una falla de energía que viene después de un flameo por descarga tipo rayo y que resulta en una falla en el sistema de corriente, y que requiere de la operación de un dispositivo de maniobra para aclarar la falla.
- **Desempeño de la línea a las descargas atmosféricas:** El funcionamiento de la línea expresado como el número anual de flameos por descargas tipo rayo, tomando como base una kilómetro de circuito o un kilómetro de línea
- **Ángulo de apantallamiento:** El ángulo entre la línea vertical a través del cable de guarda o línea de tierra en la parte superior y las fases conductoras que pasan por debajo de ella.
- **Cable de protección:** Cables de guarda colocados cerca de los conductores de fase con los siguientes fines:

- Proteger las fases conductoras de descargas directas tipo rayo.
- Reducir los voltajes inducidos de campos electromagnéticos externos.
- Disminuir la auto - impedancia de un sistema de cable de guarda.
- Aumentar la impedancia mutua del sistema de cable de guarda a los conductores de fase protegida.
- **Distancia explosiva (Spark gap):** Cualquier distancia corta entre dos conductores eléctricamente aislados o remotamente conectados eléctricamente uno a otro.
- **Pararrayos o supresor de ondas tipo rayo:** Un elemento protector para limitar los picos de voltaje sobre el equipo, desviándolos a picos de corriente y retornando el equipo a su estado original. El elemento puede repetir estas funciones como se estipula.

CAPITULO IV METODOLOGÍA PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA

La empresa de concesionaria de distribución de energía eléctrica ELECTROCENTRO S.A., en su afán de mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica a la ciudad de Cerro de Pasco, contrató la elaboración del diagnóstico del suministro de energía eléctrica en 22,9 kV a la mencionada ciudad

El presente capítulo tiene como objetivo precisar los lineamientos técnicos y la metodología utilizada para mejorar la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución con un análisis aplicado al proyecto: **“MEJORA DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A LA CIUDAD DE CERRO DE PASCO”** cuyo sistema tiene las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal del sistema : 22,9/ 13,2 kV
- Tensión de diseño : 22,9 / 13,2 kV
- Configuración : 2,65 km Trifásica Doble Terna
y 0,90 km Simple Terna
- Tensión máxima de servicio : 25 kV
- Tensión máxima del equipamiento : 36 kV
- Frecuencia nominal : 60 Hz
- Factor de potencia : 0,95 (atraso)
- Conexión del neutro en 22,9/13,2 kV : Rígidamente puesto a tierra en

Subestación Principal

4.1 Alternativas de solución

La ciudad de Cerro de Pasco es importante por el alto grado de explotación minera, las líneas eléctricas que suministran la energía eléctrica no cuentan con cable de guarda ,debido a que su infraestructura se emplaza a una altitud que varía entre los 4 300 y 4 400 m.s.n.m., son muy vulnerables a las descargas atmosféricas.

El relieve topográfico se caracteriza por ser ligeramente accidentado, con ondulaciones y quebradas poco pronunciadas. Por las condiciones geográficas de la zona el valor del Nivel Isocerámico es elevado, el cual se asume en base a fuentes de información confiables y las buenas prácticas de diseño normalmente utilizadas para el dimensionamiento de las instalaciones ante las descargas atmosféricas tipo rayo. En ese sentido, de acuerdo Mapa Isocerámico elaborado por la CIER y las experiencias de diseño de proyectos en condiciones geográficas y meteorológicas similares, se asume 60 días de tormenta al año.

Dada las condiciones dadas se plantean dos soluciones posibles al alto grado de fallas en las instalaciones mencionadas

a) Protección de las líneas existentes mediante la adecuación de sus instalaciones existentes

Las características constructivas de las instalaciones son las siguientes

- Estructuras con postes de CAC de 13/500 daN y crucetas y ménsulas de CAV de 2,0 y 0,60 m de longitud respectivamente.
- Conductor de Aleación de Aluminio tipo AAAC de 95 mm² en la línea de doble terna con los alimentadores 4905 y 4906, y AAAC de 35 para alimentador 4907.
- Aislador Poliméricos tipo Pin de 35 kV y 875 mm de línea de fuga .
- Aislador Polimérico tipo Suspensión de 170 kV BIL y 900 mm de línea de fuga.
- Retenidas equipadas con Cable de Acero S.M. de ½” de diámetro y bloque de concreto armado de 0,50x0,50x0,20 m.
- Puestas a tierra equipadas con contrapesos de cable de acero.
- Pararrayos de óxido metálico de 21 kV, 10 kA, Clase 2, 930 mm de línea de fuga.

Donde se propone instalar un cable de guarda sobre los postes de CAC existentes

b) Construcción de una nueva línea paralela a la ya existente

Se plantea la ejecución de una nueva línea con las siguientes características constructivas

- Poste de pino importado de 16,76 m
- Crucetas madera nacional de 2,40 m
- Aisladores poliméricos de suspensión, similar a los existentes.
- Puesta a tierra con electrodos y/o contrapesos
- Retenidas similar a las instaladas.
- Ruta paralela a la existente

4.2 Solución del problema

4.2.1 Confiabilidad del sistema en la situación actual

Los parámetros considerados para aplicación del modelo electro geométrico son los siguientes:

- Altitud = 4 500 m.s.n.m
- CFO Aislador = 200 kV (A 1 000 msnm)
- CFO Humedo = 160 kV (A 1 000 msnm)
- CFO Real Línea = 111,30 kV (corregido por altitud) = $(160/1,4375)$ kV
- Z_{co} = 500 Ω Impedancia Característica
- H_m = 11,97 Altura media del conductor más expuesto
- I_c = $2 \times BIL / Z_{co} = 0,463$ kA, I Crítica de sostenimiento al impulso
- D_c = $10 \times I_c^{0,65} = 6,06$ m Distancia mín. de disrupción del aislador.

En Fig. 3.1 se muestra las diferentes zonas de descarga de los rayos que se obtendrían mediante la aplicación del modelo electro geométrico en la instalación existente:



Fig. 4.1 Zona de descargas de los rayos situación actual

ZONA 1 Descarga sobre el conductor sin flameo del aislador

ZONA 2 Descarga sobre el conductor con flameo del aislador

ZONA 3 Descarga al suelo (fuente de sobretensiones inducidas)

a) Cálculo del densidad de descargas a tierra (N_g)

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

$$N_g = 0,04T_d^{1,25} \quad (4.1)$$

Donde:

N_g : número de descargas/km²/año

T_d : nivel ceraunico (días de tormentas por año)

Se ha considerado un nivel cerámico (número de tormentas/días/año) para la zona estimado en 60 días/año, tomado del mapa isocerámico de ISE-CIER, por lo tanto

$$N_g = 6.68 \text{ descargas/km}^2/\text{año}.$$

b) Número de descargas directas en línea (N)

Para estimar el número de descargas directas en la línea se usa la ecuación de Erikson:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right) \quad (4.2)$$

Donde:

N_g : número de descargas/km²/año

h : altura del poste

b : ancho de la estructura

Para el caso analizado, según los soportes propuestos, tenemos $h=11,7\text{m}$ y $b=2,0\text{m}$ y $N_g = 6.68 \text{ descargas/km}^2/\text{año}$,

Entonces:

$$N = 83,148 \text{ descargas/100km/año}$$

Este es el numero descargas directas para la línea desprotegida, razón por la cual se hace necesario instalar un sistema de blindaje adecuado (cable de guarda, puesta a tierra y aislamiento)

c) Flameos (flashovers) por tensiones directas

Como la línea se encuentra desprotegida y en campo abierto asumiremos un factor de protección de 0 ($S_f=0$) y todas las descargas directas producen flameo, el número estimado de flameos directos será:

$$N_s = N (1 - S_f)$$

$$N_s = 83,148 \text{ descargas/100km/año}$$

d) Flameos (flashovers) por tensiones inducidas

La magnitud de corriente de la descarga es un valor variable y se estima con cálculos probabilísticos, puede tomarse un rango de 20kA a 50kA, Según el estándar IEEE 1410, para un sistema sin cable de guarda y con un nivel de aislamiento de 139,13 kV nos brinda una probabilidad de 38,009 flameos (flashover)/100km/año por tensiones inducidas según se puede ver en la Fig. 4.2

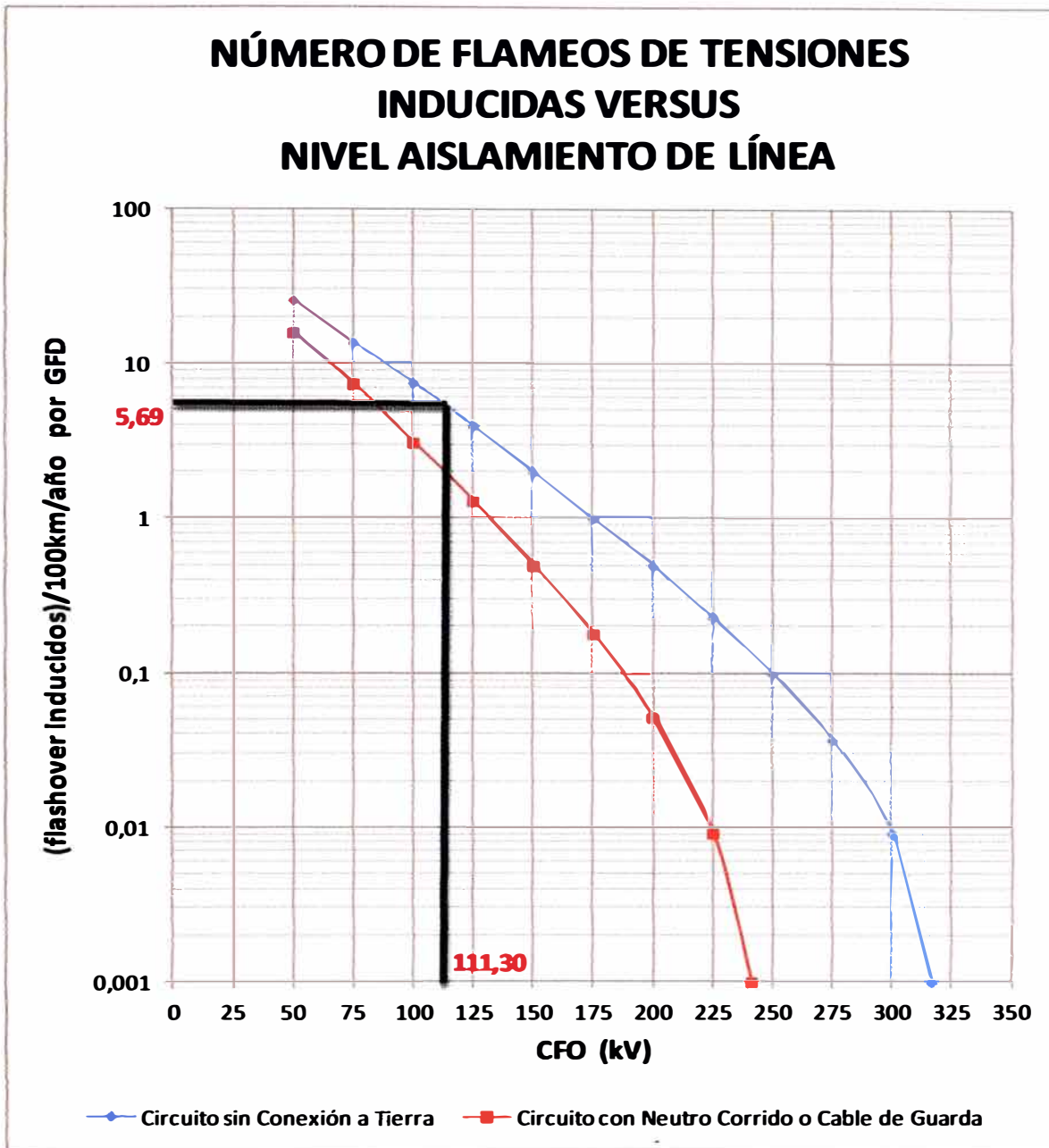


Fig. 4.2 Flameos inducidos

Flameos inducidos (campo abierto) = 5.69 (flashover inducidos)/100km/año por densidad de descarga

Flameos inducidos (campo abierto) = 38.009 (flashover inducidos)/100km/año

Flameos por descargas inducidas/3,55km/año = 1.35 (flashover inducidos)/año

e) Flameos (flashovers) totales

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

Total de fallas/100km/año = 121,157

Total de fallas/3,55km/año = 4,301

4.2.2 Confiabilidad del sistema con cables de guarda para un blindaje integral en las instalaciones existentes

La protección con cables de guarda será efectiva, siempre que el diseño y la construcción cumpla con los siguientes requisitos:

El aislamiento de la línea posea suficiente tensión crítica de flameo (CFO) entre la línea a tierra y los conductores de fase.

Se obtengan valores relativamente bajos de las resistencias de puesta a tierra.

Adecuada posición del cable guarda

Debido a que las líneas ya se encuentran construidas en único factor posible de modificar es la posición óptima del cable de guarda de acuerdo al modelo electrogeométrico como se muestra en la Fig.4.3

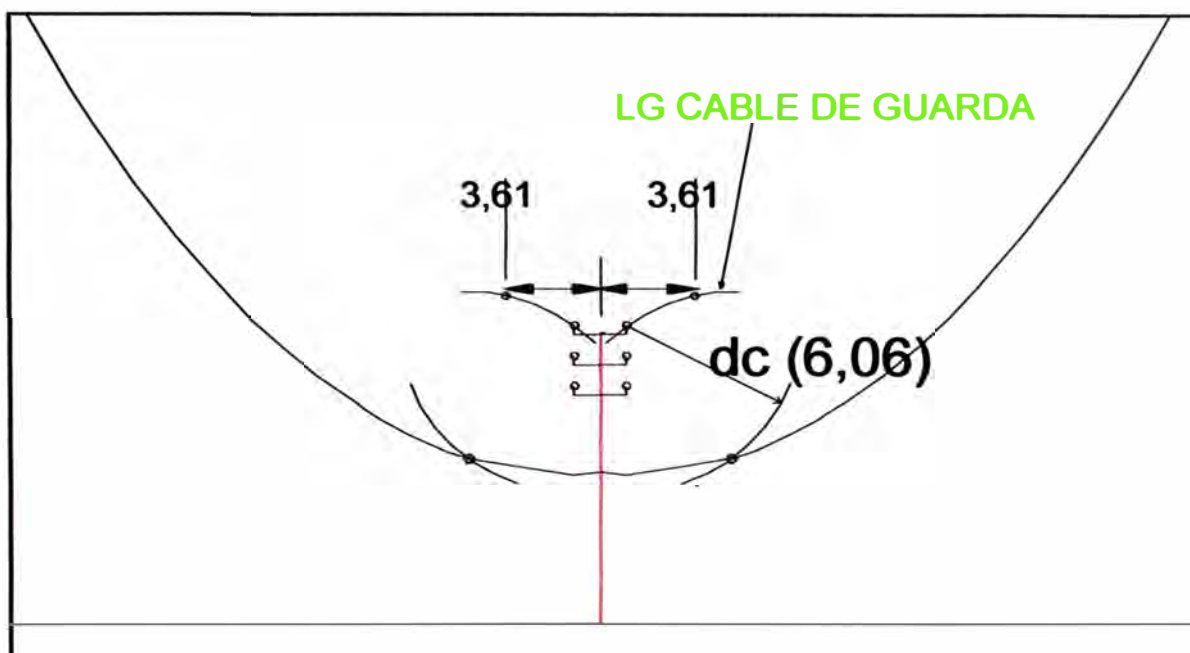


Fig. 4.3 Posición óptima del cable de guarda para la instalación existente

Por lo tanto debido a los reducidos espacios de las estructuras existentes, los reducidos niveles de sostenimiento de las líneas, los elevados niveles de resistividad del terreno y la imposibilidad de evitar el deterioro de las estructuras existentes para la instalación de un cable de guarda, es recomendable la instalación de nuevos alimentadores 22,9 kV

4.2.3 Confiabilidad del sistema con cables de guarda para una nueva línea paralela a la existente

Se proponen nuevos alimentadores 22,9 kV equipados con cable de guarda, con aisladores poliméricos de suspensión similares a los instalados y en estructuras de madera a fin de mejorar su confiabilidad mediante el aprovechamiento del aislamiento de la madera, tal como recomienda la Norma IEEE Std. 1410: “Guía para mejorar el comportamiento bajo descargas tipo rayo de las líneas aéreas de distribución”. El diseño propuesto es el que se muestra en la Fig. 4.4:

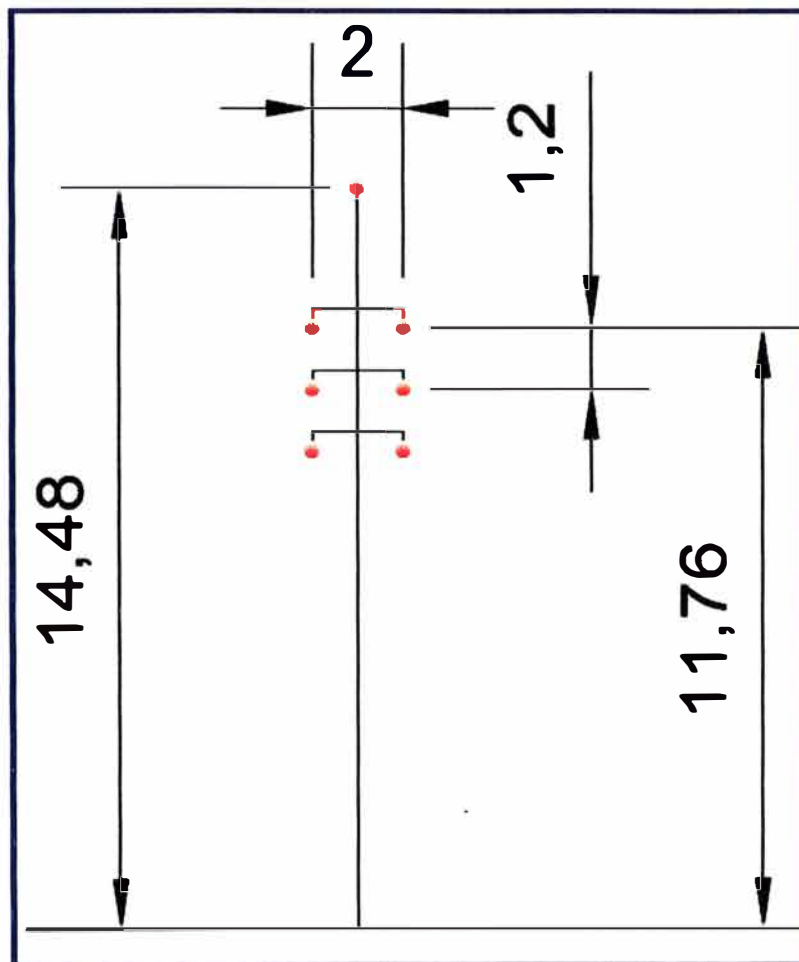


Fig. 4.4 Diseño de línea nueva con cable de guarda

La aplicación del modelo electrogeométrico en la nueva estructura propuesta muestra las diferentes zonas de descarga de los rayos que se muestra en la Fig. 4.5:

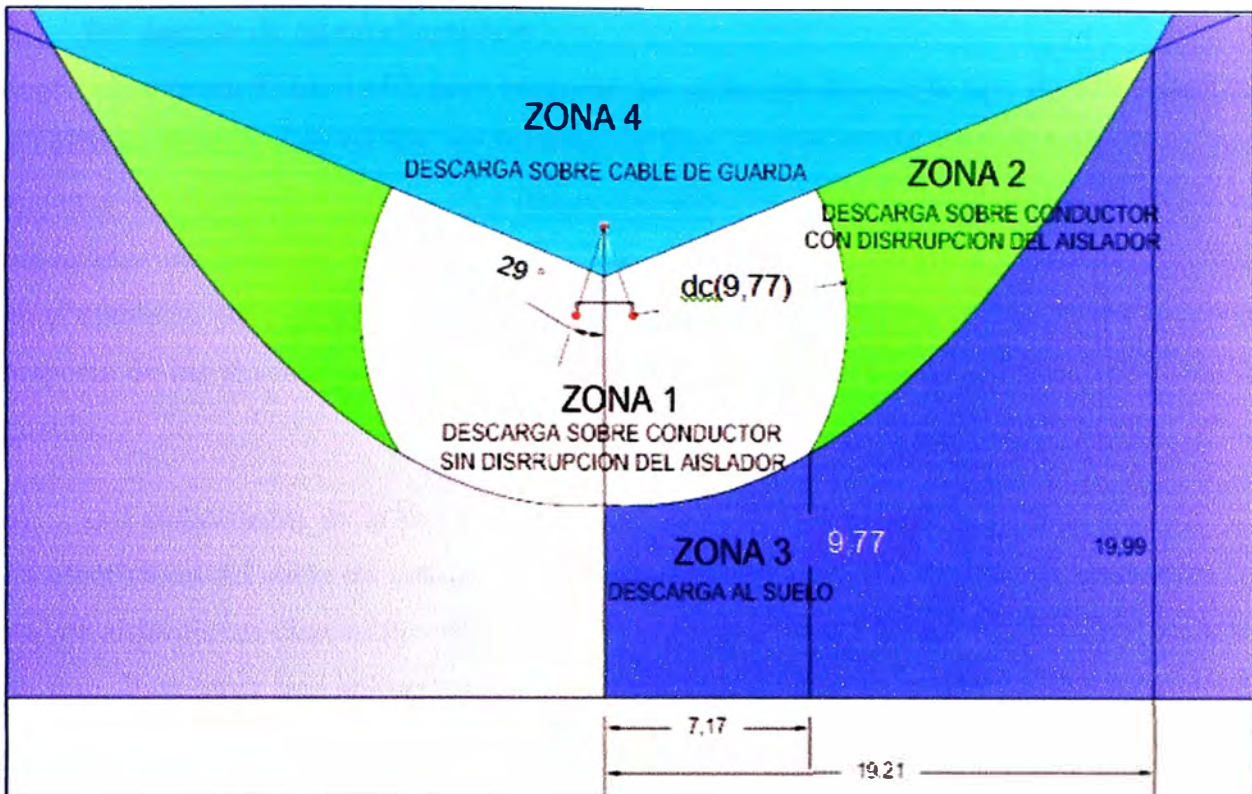


Fig. 4.5 Zona de descargas de los rayos situación propuesta

ZONA 1 Descarga sobre el conductor sin flameo del aislador

ZONA 2 Descarga sobre el conductor con flameo del aislador

ZONA 3 Descarga al suelo (fuente de sobretensiones inducidas)

ZONA 4 Descarga sobre el cable de guarda

Los parámetros considerados para aplicación del modelo electro geométrico son los siguientes:

Altitud	=	4 500 m.s.n.m
CFO Aislador Seco	=	250 kV (Aislador Suspensión 36 kV)
CFO Húmedo	=	200 kV (80%)
CFO Adici. Madera	=	134 kV (Húmedo)
CFO Línea	=	334 kV (A 1 000 msnm)
CFO Real Línea	=	232 kV (corregido por altitud) = $(334/1,4375)$ kV
Zco	=	500 Ω Impedancia Característica
Hm	=	11,97 Altura media del conductor más expuesto
Ic	=	$2 \times \text{BIL} / Z_{co} = 0,97$ kA, I Crítica de sostenimiento al impulso
Dc	=	$10 \times I_c^{0,65} = 9,77$ m Distancia mín. de disrupción del aislador.

a) Del ángulo de apantallamiento

Según el estándar IEEE 1410, para asegurar que todas las descargas tipo rayo terminen en el cable de guarda y no en los conductores de fase, el ángulo de apantallamiento no será mayor a 45°. Lo cual es válido para líneas con soportes menores a 15 metros de alto y un espaciamiento entre conductores menor a 2 m, similares a la estructura propuesta, pero que no obstante su geometría permite un mejor ángulo de apantallamiento de 29° por lo que la mayoría de las descargas a la línea de media tensión se asume que caerán en el cable de guarda.

b) Del aislamiento de la línea

La efectividad del cable de guarda en las líneas de media tensión depende en gran parte del mayor aislamiento disponible entre la bajada a tierra del cable de guarda y los conductores de fase. Para tener una aplicación efectiva del cable de guarda, el IEEE 1410 recomienda adicionar 250 a 300 kV a la tensión crítica disruptiva (CFO) típica de una línea de media tensión, mediante el aprovechamiento del aislamiento de la madera utilizada en las crucetas y postes, así como la utilización de separadores de la bajada de puesta tierra del cable de guarda a fin de aislar la bajada a tierra del poste en las proximidades de los aisladores y las crucetas, separadores cuya implementación no ha sido considerado en el presente análisis.

Considerando las recomendaciones de la mencionada norma para el cálculo del CFO adicional de los conductores de fase y tierra, se tiene el siguiente procedimiento de cálculo para cada uno de los componentes existentes entre la bajada a tierra y el conductor de fase:

• Primer Componente	CFO1
Aislador de Suspensión	200 kV
• Segundo Componente	CFO2
0,55 m cruceta de madera después de aislador	
• Tercer Componente	CFO3
0,70 m Riostra de madera	65 kV/m

Considerando las longitudes de la estructura se tiene el CFO total de la línea:

$$CFOT = CFO1 + CFO2*(Long. de CFO2) + CFO3*(Long. de CFO3)$$

$$CFOT = 200 \text{ kV} + 160 \text{ kV/m}*(0,55 \text{ m}) + 65 \text{ kV/m}*(0,70 \text{ m})$$

De donde:

CFOT = 334 kV (a 1 000 m.s.n.m.)

CFOT = 232 kV (corregido por altitud)

Similarmente se calcula el CFO de las otras estructuras, las cuales se resumen en la tabla 4.1 y las láminas de todas las estructuras propuestas se muestran en los ANEXO A:

TABLA N° 4.1 Calculo de la Tensión Crítica Disruptiva al Impulso Tipo Rayo - CFO

Estructura	Trayectoria		TRAYECTORIA DEL FLAMEO	kVp/m	CFO kVp	CFO Total kVp	CFO Total kVp corregido
	De	A					
GST-1	Conductor de puesta a tierra del poste	A,B,C	1 Aislador Suspensión 36 kV		200,0	333,5	232,0
			2 0,55 m de cruceta	150	88,0		
			3 0,70 m de riostra	65	45,5		
GST-3	Conductor de pat de poste	A,B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	A	B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
			2 Aislador Suspensión 110 kV		154,8		
GSH	Conductor de pat de poste	A,B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	Conductor de pat de poste	A,B,C	1 Aislador Line Post 110 kV		384,0	384,0	267,1
	A	B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
2 Aislador Suspensión 110 kV				154,8			
GST-5	Conductor de pat del poste	A,B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	Conductor de pat del poste	A,B,C	1 0,60m de Aire	600	360,0	360,0	250,4
	A	B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
2 Aislador Suspensión 110 kV				154,8			
GST-6	Conductor de puesta a tierra del poste	B	1 Aislador Suspensión 110 kV		300,0	345,0	240,0
	2 0,5 m de poste de madera			45,0			
	Conductor de puesta a tierra del poste	A,C	1 Aislador Suspensión 36 kV		200,0	333,5	232,0
		2 0,55 m de cruceta	160	88,0			
		3 0,70 m de riostra	65	45,5			
GST-7	Conductor de pat del poste	A,B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	A	B,C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
			2 Aislador Suspensión 110 kV		154,8		
GDT-1A	Conductor de puesta a tierra del poste	A,B,C, A', B', C	1 Aislador Suspensión 36 kV		200,0	333,5	232,0
			2 0,55 m de cruceta	160	88,0		
			3 0,70 m de riostra	65	45,5		
GDT-1B	Conductor de puesta a tierra del poste	A,B,C, A', B', C	1 Aislador Suspensión 36 kV		200,0	333,5	232,0
			2 0,55 m de cruceta	160	88,0		
			3 0,70 m de riostra	65	45,5		
GDT-2	Conductor de pat del poste	A,B,C, A', B', C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	A, A'	B,C,B',C'	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
			2 Aislador Suspensión 110 kV		154,8		
GDT-3	Conductor de pat del poste	A,B,C, A', B', C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	Conductor de pat del poste	A,B,C, A', B', C'	1 Aislador Line Post 110 kV		384,0	384,0	267,1
	A, A'	B,C,B',C'	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
2 Aislador Suspensión 110 kV				154,8			
GDT-4	Conductor de pat del poste	A,B,C, A', B', C	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	Conductor de pat del poste	A,B,C, A', B', C'	1 0,60m de Aire	600	360,0	360,0	250,4
	A, A'	B,C,B',C'	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
2 Aislador Suspensión 110 kV				154,8			
GDT-5	Conductor de puesta a tierra del poste	A,B,C, A', B', C'	1 Aislador Suspensión 36 kV		200,0	333,5	232,0
			2 0,55 m de cruceta	160	88,0		
			3 0,70 m de riostra	65	45,5		
GDT-6	Conductor de pat del poste	A,B,C, A', B', C'	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	344,0	239,3
	A, A'	B,C,B',C'	1 Aislador Suspensión 110 kV		344,0	498,8	347,0
			2 Aislador Suspensión 110 kV		154,8		

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

$$N_g = 0,04 T_d^{1,25} \quad (4.3)$$

Donde:

N_g : número de descargas/km²/año

T_d : nivel ceraunico (días de tormentas por año). $T_d = 60$.

De donde:

$N_g = 6,68$ descargas/km²/año.

Número de descargas directas en el cable de guarda (N)

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0,6} + b}{10} \right) \quad (4.4)$$

Donde:

N_g : número de descargas/km²/año

H : altura del cable de guarda en el poste en m (14,5 m)

B : ancho de la estructura en m (2,10 m)

De donde:

$N=94,39$ descargas/100km/año

d) Flameos (flashovers) por tensiones directas

Además del aislamiento, la efectividad del cable de guarda en las líneas de media tensión también depende de las puestas a tierra, las cuales deberán ser instaladas en cada uno de los postes.

La Fig. 4.7 muestra el comportamiento del cable de guarda ante descargas directas para distintos valores de CFO y de resistencias de puesta a tierra de cada estructura:

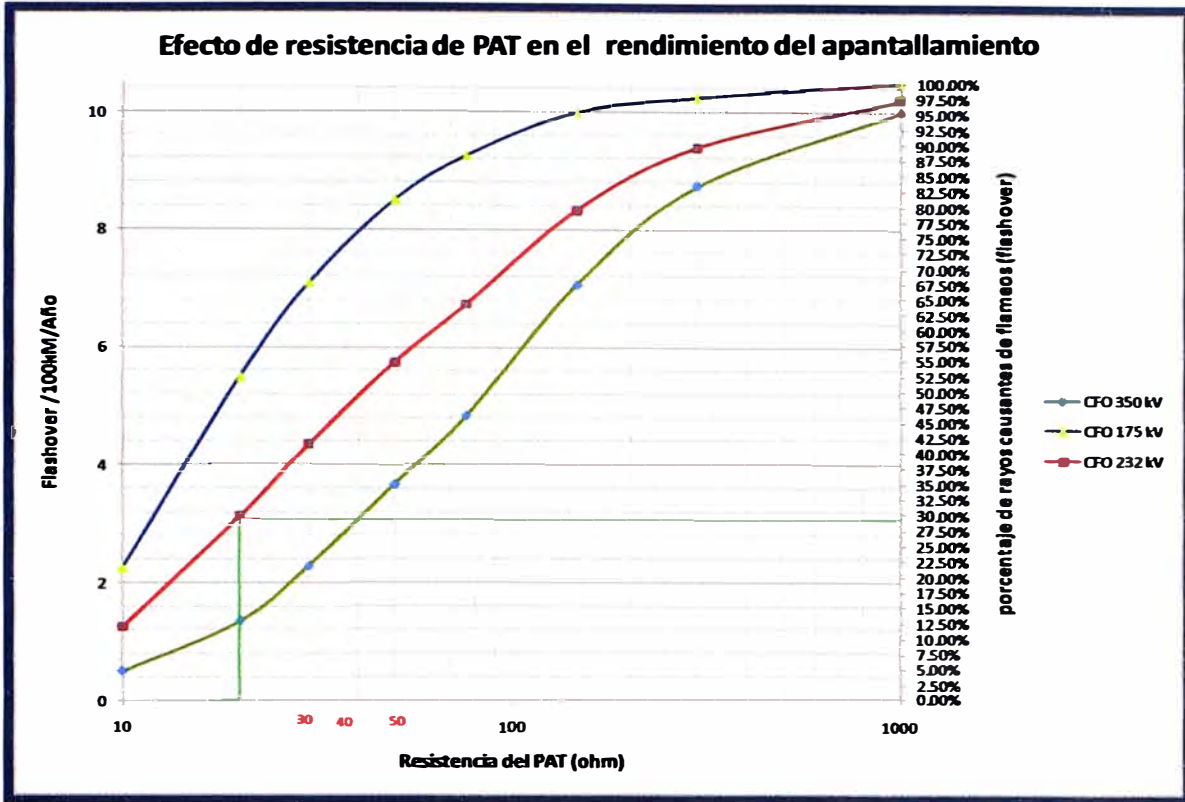


Fig. 4.7 Comportamiento del cable de guarda ante descargas directas

De donde se tiene los siguientes porcentajes de descargas directas en el cable de guarda que producirán flameos en la línea, para distintos valores de resistencia de puesta a tierra como se muestra en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2 Porcentajes de descargas que producirán flameos

Rpat (Ohm)	% descargas directas que producen flameo	Número de descargas directas/100km/año en cable guarda	Flameos/por descargas directas/100km/año
20	29,8%	94,39	28,13
30	41,3 %	94,39	38,98
40	48,8 %	94,39	46,06
50	54,9 %	94,39	51,82

Asumiendo que todos los flameos causan fallas, la Tabla 4.3 muestra el número de salidas para 3,55 km de alimentadores en 22,9 kV con cable de guarda:

Tabla 4.3 Número de salidas para la línea de 3,55 km

Rpat(Ohm)	% descargas directas que producen flameo	Número de descargas directas/3,55km/año en cable guarda	Flameos por descargas directas/3,55km/año
20	29,8%	3,35	1,00
30	41,3 %	3,35	1,38
40	48,8 %	3,35	1,63
50	54,9 %	3,35	1,84

e) Flameos (flashovers) por tensiones inducidas

Con un CFO próximo a los 250 kV, la estructura es inmune a los flameos por tensiones inducidas, como se deduce de la Fig. 4.8 que muestra el número de flameos por cada 100 km de línea al año versus el nivel de aislamiento de las líneas de media tensión expresada por su tensión crítica de flameo (CFO)

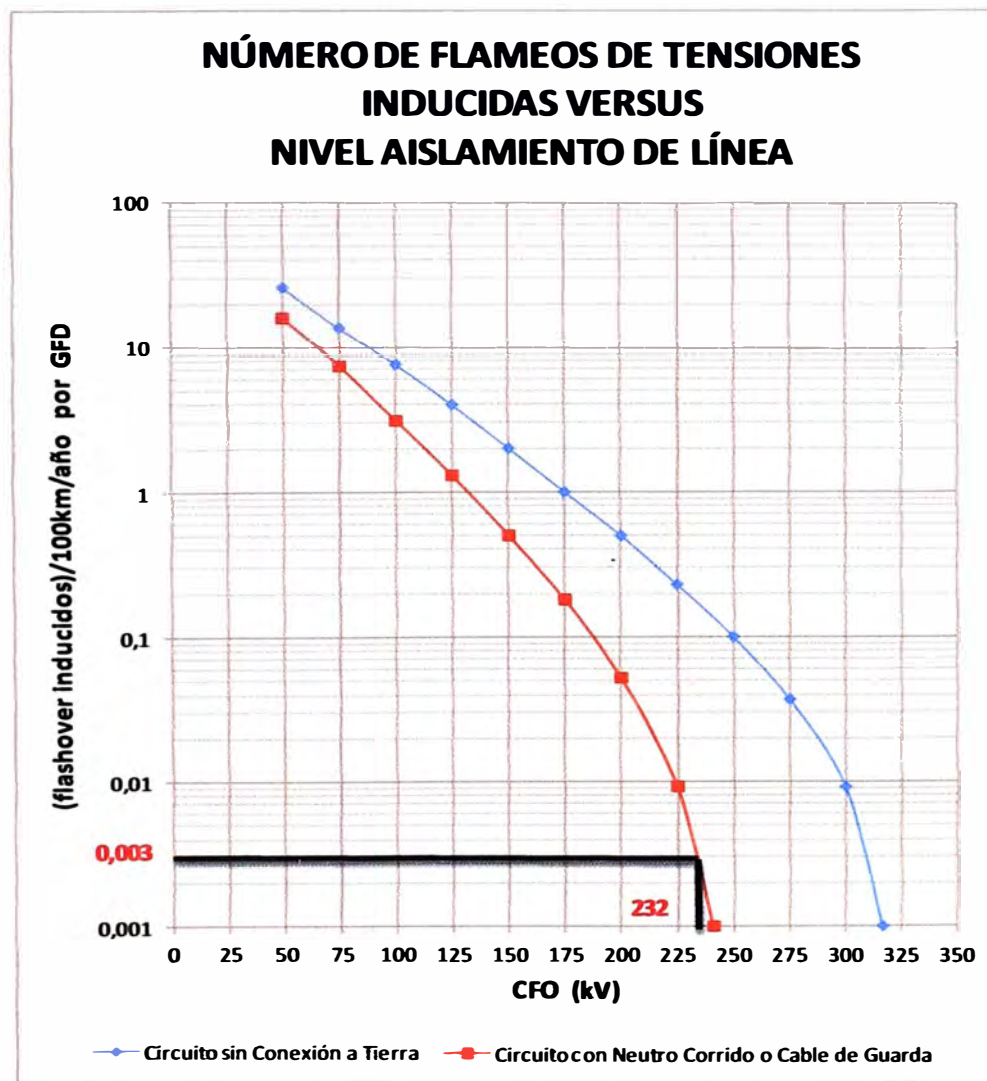


Fig. 4.8 Número de flameos de tensiones inducidas

En resumen, el número promedio de salidas por descargas atmosféricas tipo rayo para la propuesta de 3,55 km de alimentadores en 22,9 kV con cable de guarda será igual a 1,0 salidas al año. Todas debidas a descargas directas sobre las líneas, lo cual representa el 20% de lo existente.

- Flameos inducidos (campo abierto) 0.003 (flashover inducidos)/100km/año por densidad de descarga
- Flameos inducidos (campo abierto) = 0.02004 (flashover inducidos)/100km/año
- Flameos por descargas inducidas/3,55km/año = 0.0007 (flashover inducidos)/año

f) Flameos (flashovers) totales

Por las condiciones geológicas del terreno, será difícil conseguir valores de resistencias de puestas a tierra menores a 20 Ohm, por lo que para el presente análisis se considera una resistencia de 20 Ohm por lo que se tendrá:

- Total de fallas/100km/año = flashover directos + flashover inducidos
- Total de fallas/100km/año = 28,15
- Total de fallas/3,55km/año = 1,0 salidas de servicio al año

Dependiendo de los costos adicionales de construcción respecto a los costos de interrupción de suministro, es posible mejorar este número de salidas mediante la implementación de medidas como las que se indican a continuación:

- Reducción de valores de resistencia de puestas a tierra.
- Implementación de aisladores line post o brazos de fibra de vidrio para alejar el conductor de bajada de puesta tierra de las crucetas y aisladores.
- Implementación de pararrayos de distribución en cada poste y en cada fase para proteger el aislamiento contra los flameos inversos por actuación del cable de guarda.

4.3 Alcances, presupuesto y tiempo de ejecución

4.3.1 Alcances del proyecto

Los siguientes trabajos son requeridos para la ejecución y puesta en marcha del proyecto:

- Suministro, montaje y puesta en marcha de las líneas primarias proyectadas.

- Estudio definitivo del proyecto, replanteo e ingeniería constructiva de obra
- Estudios arqueológicos y ambientales del proyecto.

a) De los suministros y labores de montaje y puesta en marcha de la infraestructura proyectada

Los suministros y labores de montaje y puesta en marcha de la infraestructura proyectada deberán cumplir con las prescripciones de las especificaciones técnicas.

b) Del estudio definitivo, ingeniería constructiva de obra y labores de monitoreo

Dado el nivel de estudios del presente expediente, el contratista elaborará los estudios definitivos del proyecto y la ingeniería de detalle para su ejecución (incluido el replanteo de obra), para cuya implementación se deberá considerar lo siguiente (sin limitarse a lo indicado):

- Cumplimiento de las prescripciones de la normatividad técnica vigente.
- En lo pertinente, se aplicará el Código Nacional de Electricidad Suministro u otras normas internacionales de reconocida aplicación.
- Procurar tramos rectos de línea con la mayor longitud posible a efecto de disminuir los costos al reducir el número de estructuras de ángulo.
- Se mantendrá fuera de la servidumbre de las carreteras.
- Evitar el recorrido por zonas geológicamente inestables o terrenos con pendiente pronunciada en los que sean frecuentes las caídas de piedras y deslizamientos del terreno (huaicos).
- Evitar el recorrido por lugares arqueológicos de valor histórico o cultural.
- Diseño de las puestas a tierra de todas las estructuras mediante la estratificación del terreno y el empleo de aditivos para el mejoramiento conductivo de terreno.
- Desarrollo del Estudio de Coordinación Aislamiento y La determinación del nivel de confiabilidad de las instalaciones.

c) De los Aspectos Arqueológicos y Ambientales

A efectos de velar con la conservación del patrimonio arqueológico y los aspectos ambientales, la empresa consultora responsable de los estudios definitivos efectuará todos

los trabajos para la obtención del CIRA y la formulación y aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, así como sus respectivos monitoreos.

4.3.2 Presupuesto de las obras

El valor referencial para ejecución y puesta en marcha de la infraestructura eléctrica proyectada asciende a US\$ 342 807 incluido el IGV, cuyo detalle se muestra en la Tabla 4.4:

Tabla 4.4 Detalle del presupuesto

Ítem	Descripción	Total US\$
A	Suministros de materiales	143 511,05
B	Montaje electromecánico	88 336,52
C	Transporte de equipo y materiales 10%	14 351,11
D	Costo directo (C.D.)	246 198,68
E	Gastos generales 8%	19 695,89
F	Utilidades 10%	24 619,87
G	Sub-total sin I.G.V.	290 514,44
H	I.G.V. 18%	52 292,60
	Costo Total (S/.)	342 807,04

4.3.3 Plazo de ejecución

El tiempo estimado para la ejecución y puesta en marcha del proyecto es de 90 días calendario.

CAPITULO V ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

5.1 Análisis estadístico de la confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución

5.1.1 Confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución basados en indicadores de calidad según norma IEEE Std 1366-1998

Los índices de la norma IEEE Std 1366-1998 (ANEXO B) están destinados para ser aplicados a los sistemas de distribución.

Incluye índices que son útiles en la actualidad, así como los que pueden ser utilizados en el futuro. El fin es identificar los factores que afectan los índices de confiabilidad, y ayudar a las prácticas de información coherentes entre los servicios de distribución. En segundo lugar, es proporcionar herramientas para realizar comparaciones internas como las externas.

Se debe considerar que no todas las variables utilizadas para calcular los índices se podrán incluir en la actualidad. Sin embargo, como los sistemas de distribución se vuelven más sofisticados, el cálculo de los índices se volverá más amplio y se podrá calcular todos ellos. Los índices utilizados en los sistemas peruanos son:

- **SAIFI**

Índice de frecuencia media de interrupción del sistema (las interrupciones constantes). Este índice está diseñado para dar información sobre la frecuencia media de interrupción por cliente sostenido sobre un área predefinida [5]. En otras palabras, la definición es:

$$SAIFI = \frac{\text{Numero total de interrupciones del cliente}}{\text{Numero total de clientes atendidos}} \quad (5.1)$$

Para calcular el índice, se utiliza la siguiente ecuación:

$$SAIFI = \frac{\sum U_i}{N} \quad (5.2)$$

- **SAIDI**

Índice de duración media de interrupción del sistema. Este índice se conoce comúnmente como minutos u horas de interrupción al cliente, y está diseñada para proporcionar información sobre el tiempo promedio que los clientes se interrumpen [5]. En otras palabras, la definición es:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duraciones de Interrupción al cliente}}{\text{Número total de clientes atendidos}} \quad (5.3)$$

Para calcular el índice, se utiliza la siguiente ecuación:

$$SAIFI = \frac{\sum tU_i}{N} \quad (5.4)$$

Los factores básicos necesarios para calcular los índices son:

I Un evento de interrupción

t Tiempo de restauración para cada evento de interrupción

U_i Número de clientes interrumpidos por cada incidente durante el período de presentación de informes.

N número total de clientes atendidos del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo.

n = Número de interrupciones del periodo

5.1.2 Confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución según técnica de calidad de los servicios eléctricos

Según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos la confiabilidad del servicio eléctrico se evalúa utilizando los siguientes dos indicadores que se calculan para periodos de control de un semestre [6].

- **Número total de interrupciones por cliente por semestre (N)**

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre:

N = Número de Interrupciones;(expresada en: interrupciones/semestre).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador, se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

- **Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D)**

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un período de control de un semestre:

$$D = \sum (K_i \cdot d_i); \text{ (expresada en: horas)}$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción i .

K_i : Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$

Interrupciones programadas* por mantenimiento : $K_i = 0.50$

Otras: $K_i = 1.00$

El término "Interrupciones programadas" se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes; o, mantenimiento de redes, ambas programadas oportunamente, sustentadas ante la autoridad y notificadas a los clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos.

Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo (Δ):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia

5.2 Análisis teórico y nuevo esquema de la supervisión de la confiabilidad de sistemas eléctricos de distribución

5.2.1 Problemática de la supervisión

La supervisión se centraba en la aplicación de la NTCSE, es decir se verificaba el cumplimiento de la NTCSE. Además, se supervisaba de forma puntual las zonas donde existían reclamos por parte de usuarios o autoridades asociados al nivel de interrupciones.

Esta supervisión presentaba tres importantes restricciones que impedían el cumplimiento del objetivo principal de OSINEGRMIN [7], el cual es propiciar la reducción de los niveles de interrupciones:

- Indicadores de interrupciones no adecuados para la evaluación de la performance de las empresas.
- Asimetría de la Información.
- Carencia de señales económicas para motivar inversiones.

5.2.2 Nuevo esquema de supervisión

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en el ejercicio de su función normativa, previsto en el artículo 25° de su Reglamento General, Decreto Supremo N° 054-2004-PCM, aprobó el "Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos" con la Resolución 074-2004-OS/CD el 13 de abril del 2004, para la entrega de información adicional a lo reportado por la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos por parte de las empresas concesionarias de distribución.

Con esto se plantea superar los problemas fundamentales de la supervisión:

- Indicadores de interrupciones no adecuados para la evaluación de la performance de las empresas.
- Asimetría de la información.
- Carencia de señales económicas para motivar inversiones

Se incluyeron indicadores de interrupciones adecuados para la evolución de la performance de las empresas.

Según el procedimiento N° 074-2004-OS/CD se establecen indicadores respecto a los índices de continuidad y la cuantificación de la habilidad de los sistemas eléctricos de potencia, con la misma terminología definida en la norma IEEE Std 1366-1 998, como sigue:

- SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, o Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

- SAIDI: System Average Interruption Duration Index, o Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado.

Cabe precisar que estos indicadores permiten evaluar la gestión de las empresas e identificar los componentes interrumpidos de los sistemas eléctricos pudiendo discriminar las que corresponden por su origen (sistemas de distribución, transmisión o generación), por su naturaleza (programa o no programada), responsabilidad (propia o de terceros) entre otros aspectos [7].

Esta información es entregada por las empresas y validada en línea, vía un sistema extranet, lo cual permite que todos los involucrados en la supervisión (tanto en oficinas como en campo) puedan utilizar la información consolidada para los fines de la supervisión

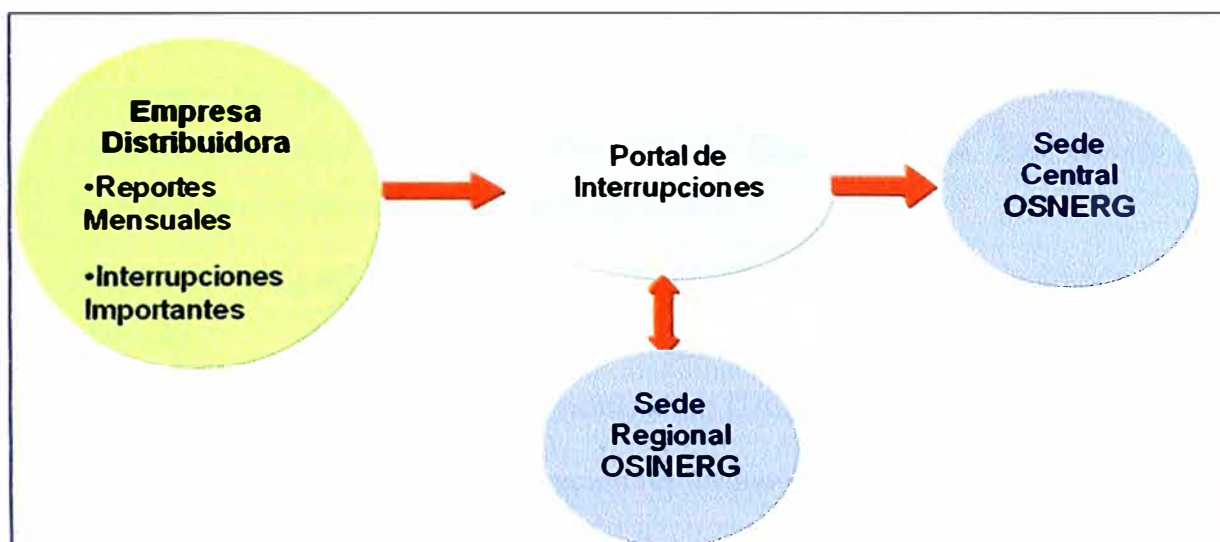


Fig.5.1Esquema de la supervisión

5.2.3 Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos

Las empresas concesionarias de distribución y empresas municipales que prestan el servicio público de electricidad al amparo de la Ley de Concesiones Eléctricas. Deben comunicar a OSINERGMIN los eventos que afectan la operación de los sistemas eléctricos, las interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad cuya duración sea igual o mayor a 3 minutos; asimismo deberán informar el código de las instalaciones eléctricas involucradas y las causas de dichas interrupciones.

Igualmente las empresas concesionarias deberán informar en forma periódica, de acuerdo a lo establecido procedimiento N° 074-2004-OS/CD, los principales indicadores de continuidad del suministro del servicio público de electricidad.

Los plazos de entrega de la información y el procedimiento para fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones son.

- **Comunicación de interrupciones importantes**

Se define como interrupciones importantes a aquellas interrupciones del suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del Sistema Eléctrico; en este último caso, sólo se considerarán interrupciones importantes a aquellas que afecten más de 5000 usuarios.

Toda interrupción importante debe ser reportada a OSINERGMIN dentro de las siguientes 12 horas de ocurrido el hecho mediante los medios electrónicos de transferencia que la Gerencia de Fiscalización Eléctrica defina. Este reporte deberá contener como mínimo la siguiente información;

Zona o área geográfica donde los usuarios del servicio público de electricidad han sido afectados.

Sistema eléctrico (de acuerdo a la codificación GART).

Fecha y hora de inicio de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).

Fecha y hora de término de la interrupción (el formato a usar será dd/mm/aaaa 00:00).

Motivo de la interrupción (programado, rechazo de carga o falla).

Señalar posible causa que ocasionó la interrupción (descarga atmosférica, hurto de instalación, etc.).

Número de usuarios afectados (estimado).

Demanda afectada (kw) (valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho).

Instalación causante de la interrupción (Generación, transmisión o distribución).

Código de la instalación causante de la interrupción.

Pertenencia de las instalaciones causantes (propias o ajenas).

En el caso que el vencimiento del plazo mencionado coincida con días no laborables, el reporte deberá ser emitido dentro del día hábil siguiente al evento.

- **Reporte de interrupciones de generación, transmisión y distribución en media tensión**

La concesionaria reportará a OSINERGMIN mensualmente por cada sistema eléctrico y por toda la concesionaria las interrupciones de generación, transmisión y distribución de media tensión que afecten la operación de los sistemas eléctricos.

Los formatos a utilizar se presentan en el ANEXO C. Dicha información será entregada en formato Excel en un plazo de 20 días posteriores a la finalización de cada mes.

5.3 Análisis de los dispositivos de interrupción y aplicaciones mediante software de Sistemas de Potencia – Neplan

Los dispositivos de interrupción son capaces de ser cerrados o aperturados cuyo propósito es interrumpir fallas, restablecer el servicio o desconectar cargas. Estos dispositivos pueden ser manuales, automáticos o por motor.

Los índices de confiabilidad pueden ser reducidos hasta más de un 50% de acuerdo a su ubicación para poder aislar las zonas de las fallas además de ello también se puede apreciar la gran influencia que tiene la utilización de los postes de manera.

Los cálculos son realizados y analizados para un pequeños sistema de distribución mediante una hoja de cálculo Excel para diferentes escenarios y replicados mediante el software de sistemas de potencia Neplan obteniendo los mismos resultados con la ventaja que el software puede ser utilizado para sistemas de distribución más complejos y unificar los cálculos de flujos de carga, corrientes de cortocircuito y confiabilidad en un diagrama geográfico y georeferenciado donde se puede definir zonas de acuerdo los metros sobre el nivel del mar

5.3.1 Cálculos de Confiabilidad con Neplan

Los sistemas se deben modelar en detalle para propósitos del cálculo de Confiabilidad. Por ejemplo, la ubicación de los interruptores y las duraciones del suicheo manual y remoto juegan una parte importante durante las contingencias. Basados en el modelo de flujo de carga, un sistema requiere datos de entrada adicionales para el análisis de Confiabilidad [8].

Un estudio de Confiabilidad puede incluir típicamente los siguientes pasos:

- Modelar el sistema de estudio para cálculos de flujo de carga.
- Definir ubicación de los interruptores (incluyendo duración de operaciones de suicheo).
- Entrada y asignación de datos de Confiabilidad
- Características de entrada de carga y generación asignar características a los elementos de carga y generación
- Posiblemente definir grupos de fallas
- Ajustar los parámetros de cálculo
- Ejecutar el cálculo
- Visualizar los resultados en el diagrama de red, por medio de tablas y gráficos
- Posiblemente hacer evaluaciones adicionales
- Posiblemente repetir el análisis de diferentes casos de estudio.

5.3.2 Resultados del cálculo de confiabilidad con Neplan

Basados en los datos característicos de confiabilidad (los cuales describen el comportamiento de la falla en los elementos), y bajo el conocimiento de la red, el sistema de protecciones y los posibles tiempos de desconexión – conexión después de una falla, se calculan los índices de confiabilidad para los consumidores. Estos índices de los resultados del cálculo de confiabilidad, que se muestran en la siguiente tabla, cuantifican la confiabilidad del suministro según diferentes aspectos. Asimismo, en el ANEXO D se presenta el manual del software Neplan:

Tabla 5.1 Reporte de índices de calidad – Neplan

Índice	Unidad	Descripción
Frecuencia de interrupción	1/año	Frecuencia esperada de la interrupción del suministro por año
Probabilidad de interrupción	min/año, hrs/año	Probabilidad esperada de la interrupción en minutos u horas por año
Tiempo medio de interrupción	min, hrs	Duración promedio de las interrupciones de los clientes
Potencia no suministradas	kW/año, MW/año	Producto de la potencia interrumpida y su frecuencia de interrupción
Energía no suministrada	kWh/año, MWh/año	Producto de la potencia interrumpida y probabilidad de interrupción
Costos de interrupción	\$/año	Costos por año originados por la interrupción de suministro

5.3.3 Análisis de confiabilidad para un pequeño sistema de distribución

Los cálculos son realizados en diferentes escenarios para un sistema 3 ϕ para el sistema mostrado en la Fig.5.2 con los datos consignados en la Tabla 5.2, 5.3 y 5.4

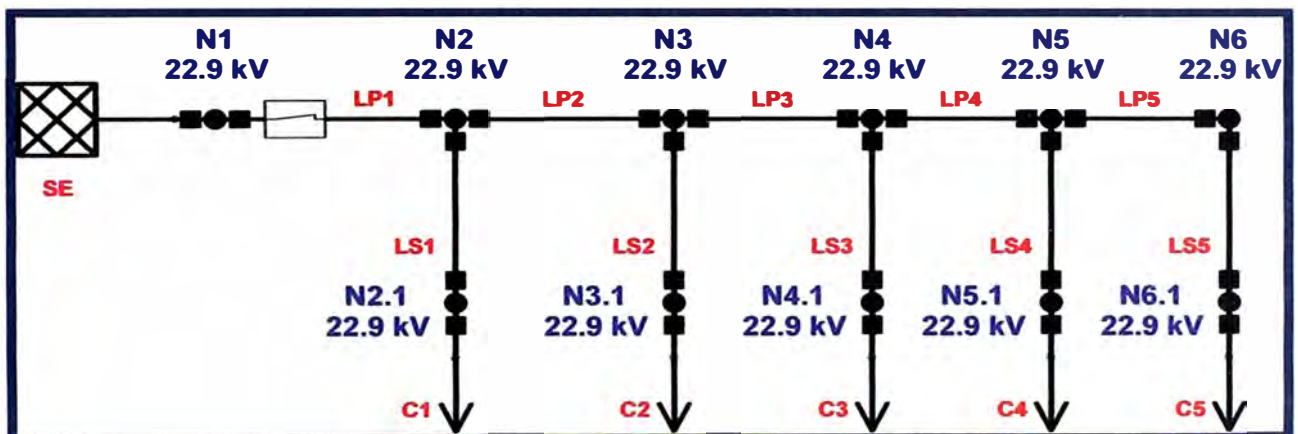


Fig.5.2 Pequeño sistema de distribución

Tabla 5.2 Parámetro de confiabilidad para el sistema (LP)

Componente	Longitud	Tasa	l	r
	km	f/km año	f/año	horas
Sección				
LP1	2	0.3051	0.6102	4
LP2	1	0.3051	0.3051	4
LP3	3	0.3051	0.9153	4
LP4	2	0.3051	0.6102	4
LP5	2	0.3051	0.6102	4

Tabla 5.3 Parámetro de confiabilidad para el sistema (LS)

Componente	Longitud	Tasa	l	r
	km	f/km año	f/año	horas
Derivaciones				
LS1	1	0.3051	0.3051	2
LS2	3	0.3051	0.9153	2
LS3	2	0.3051	0.6102	2
LS4	1	0.3051	0.3051	2
LS5	2	0.3051	0.6102	2

Tabla 5.4 Clientes y Carga

Punto de carga	Número de clientes	Carga promedio
		conectada (kW)
C1	1000	5000
C2	800	4000
C3	700	3000
C4	500	2000
C5	400	1000

En la Fig.5.3 se muestra la simulación en el software Neplan y en la tabla los resultados de los índices de calidad reportados para el escenario con postes de madera, aisladores poliméricos e interruptores en las derivaciones, en el ANEXO E se presenta el procedimiento de cálculo mediante Excel

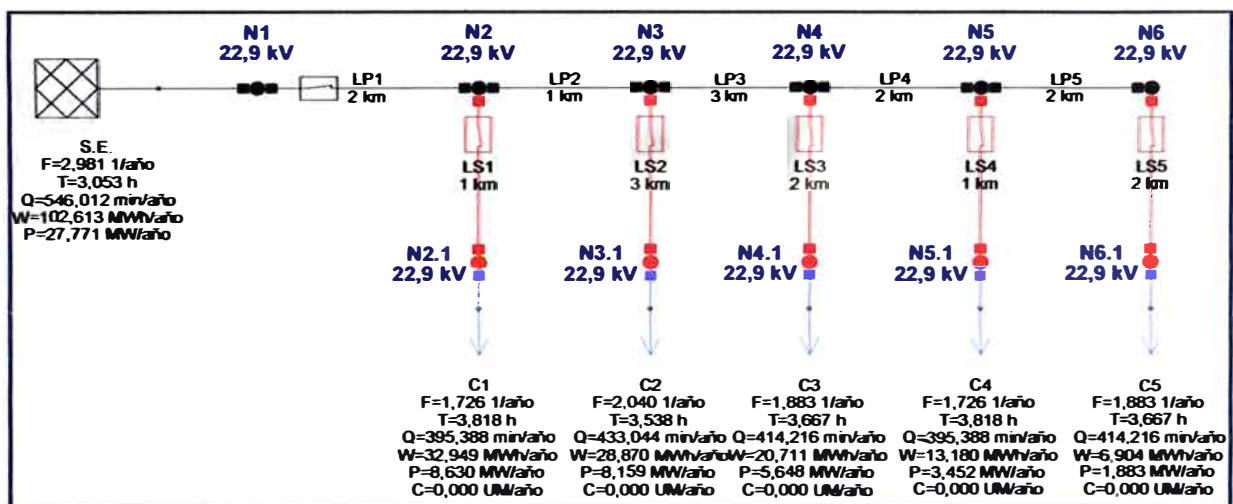


Fig.5.3 Simulación de confiabilidad

Tabla 5.4 Reporte de simulación - Neplan

Índice	Unidad	Valor	Descripción
N	-	3400	Número total de clientes atendidos.
SAIFI	1/año	1,85	Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema
SAIDI	min/año	410,34	Índice de duración de interrupciones promedio del sistema
CAIDI	h	3696	Índice de duración de interrupciones promedio por cliente
ASAI	%	99922	Índice de disponibilidad de servicio promedio
F	1/año	2981	Frecuencia de interrupción de la carga total del sistema
T	h	3053	Duración media de interrupción de la carga total del sistema
Q	min/año	546012	No disponibilidad de la carga total del sistema
P	MW/año	27771	Potencia de carga interrumpida total
W	MWh/año	102613	Energía de carga total no suministrada
C	UM/año	0	Costos totales de interrupción de carga

5.3.4 Análisis de escenarios de confiabilidad para un pequeño sistema de distribución

Tabla 5.5 Resumen de indicadores de calidad para diferentes situaciones para un sistema 3 ϕ con cable de guarda

POSTES	PROTECCION	AISLADOR	INDICADORES											
			SAIFI			SAIDI			P			W		
			Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (1/año)			Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (horas/año)			Potencia de carga interrumpida total (MW/año)			Energía de carga total no suministrada (MWh/año)		
			DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL
POSTES DE CONCRETO	SIN FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI 56-3	5.7967	0.8385	6.6352	17.6953	2.5596	20.2549	86.9510	12.5776	99.5286	265.43	38.3947	303.8241
		ANSI 56-4	5.4684	0.3885	5.8570	16.6931	1.1860	17.8792	82.0266	5.8280	87.8546	250.3970	17.7907	268.1877
		Polimérico	5.1401	0.1602	5.3004	15.6910	0.4891	16.1801	77.1022	2.4035	79.5057	235.3646	7.3370	242.7016
	CON FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI 56-3	3.5983	0.5205	4.1188	13.2984	1.9236	15.2220	53.9888	7.8095	61.7983	199.5297	28.8622	228.3919
		ANSI 56-4	3.3945	0.2412	3.6357	12.5452	0.8913	13.4366	50.9312	3.6187	54.5498	188.2295	13.3737	201.6032
		Polimérico	3.1907	0.0995	3.2902	11.7921	0.3676	12.1597	47.8736	1.4924	49.3659	176.9292	5.5154	182.4446
RECIOSER Y CON FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI 56-3	1.7991	0.2802	2.0594	6.6492	0.9618	7.6110	26.9944	3.9048	30.8992	99.7649	14.4311	114.1960	
	ANSI 56-4	1.6972	0.1206	1.8178	6.2726	0.4457	6.7183	25.4656	1.8093	27.2749	94.1147	6.6868	100.8016	
	Polimérico	1.5954	0.0497	1.6451	5.8961	0.1838	6.0798	23.9368	0.7462	24.6830	88.4646	2.7577	91.2223	
POSTES DE MADERA	SIN FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI 56-3	3.6382	0.0000	3.6382	11.1061	0.0000	11.1061	54.5730	0.0000	54.5730	166.5913	0.0000	166.5913
		ANSI 56-4	3.3099	0.0000	3.3099	10.1039	0.0000	10.1039	49.6486	0.0000	49.6486	151.5588	0.0000	151.5588
		Polimérico	2.9816	0.0000	2.9816	9.1018	0.0000	9.1018	44.7242	0.0000	44.7242	136.5264	0.0000	136.5264
	CON FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI 56-3	2.2584	0.0000	2.2584	8.3465	0.0000	8.3465	33.8850	0.0000	33.8850	125.2307	0.0000	125.2307
		ANSI 56-4	2.0546	0.0000	2.0546	7.5933	0.0000	7.5933	30.8273	0.0000	30.8273	113.9304	0.0000	113.9304
		Polimérico	1.8508	0.0000	1.8508	6.8402	0.0000	6.8402	27.7697	0.0000	27.7697	102.6302	0.0000	102.6302
RECIOSER Y CON FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI 56-3	1.1292	0.0000	1.1292	4.1732	0.0000	4.1732	16.9425	0.0000	16.9425	62.6153	0.0000	62.6153	
	ANSI 56-4	1.0273	0.0000	1.0273	3.7967	0.0000	3.7967	15.4137	0.0000	15.4137	56.9652	0.0000	56.9652	
	Polimérico	0.9254	0.0000	0.9254	3.4201	0.0000	3.4201	13.8849	0.0000	13.8849	51.3151	0.0000	51.3151	

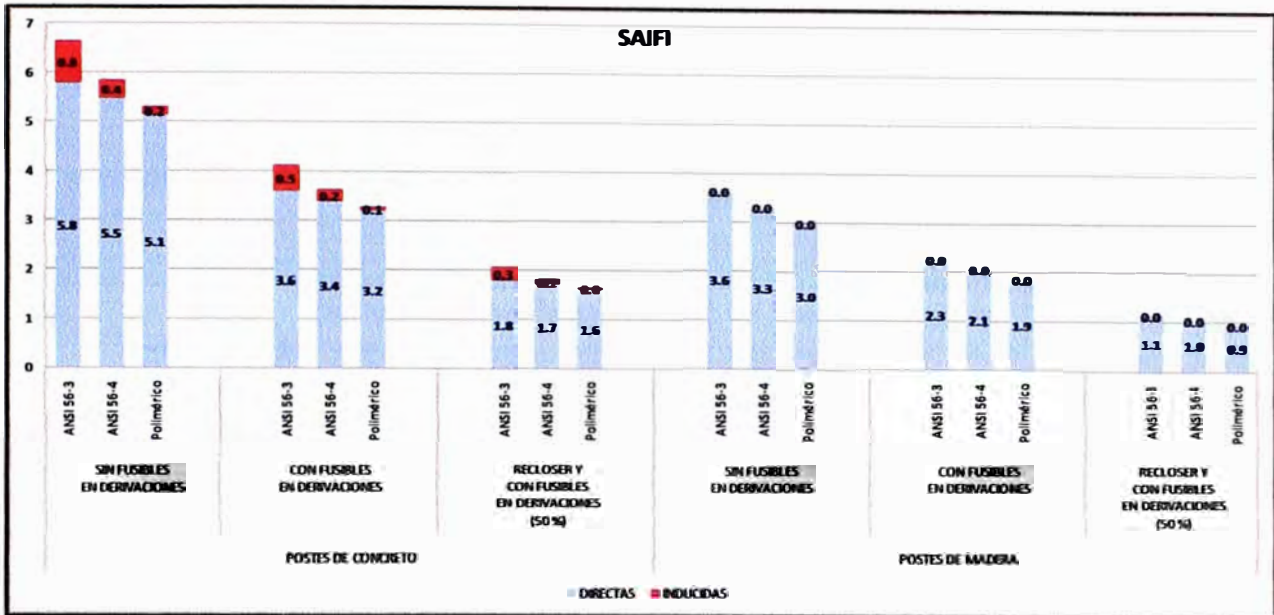


Fig.5.3 Comparación de indicadores SAIFI para un sistema 3 ϕ con cable de guarda

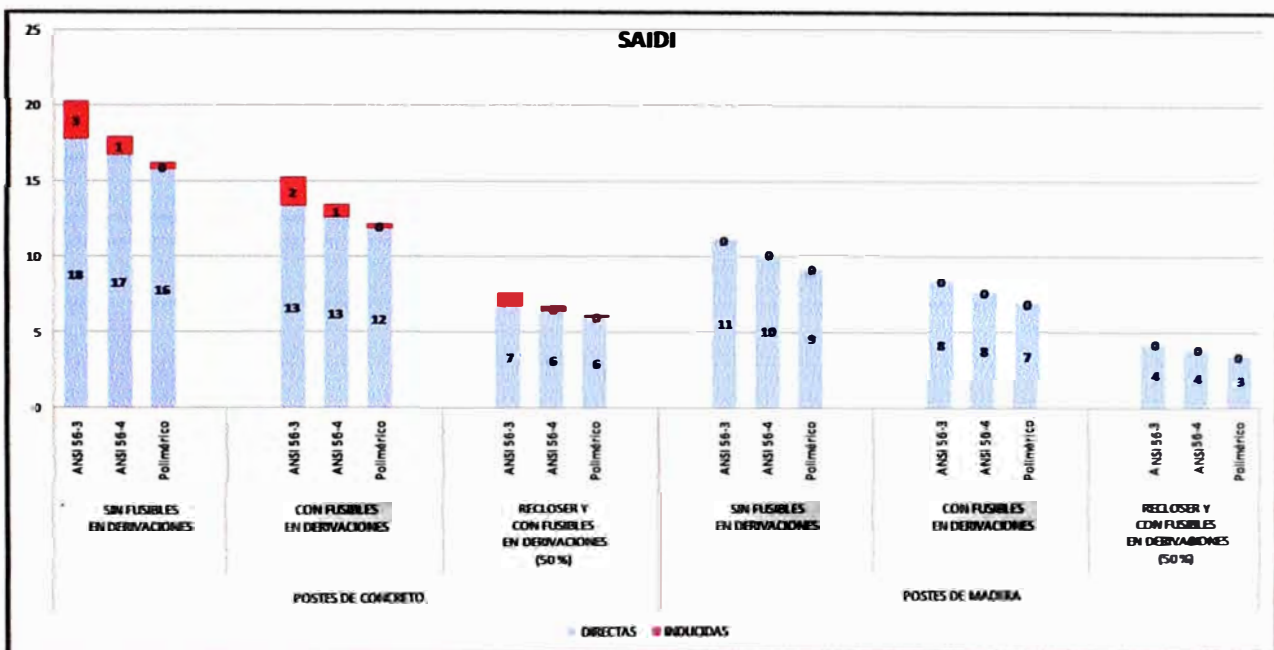


Fig.5.4 Comparación de indicadores SAIDI para un sistema 3 ϕ con cable de guarda

Tabla 5.6 Resumen de indicadores de calidad para diferentes situaciones para un sistema 3φ sin cable de guarda

POSTES	PROTECTOR	AISLADOR	INDICADORES												
			SAIFI			SAIDI			P			W			
			Índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema (1/año)			Índice de duración de interrupciones promedio del sistema (horas/año)			Potencia de carga interrumpida total (MW/año)			Energía de carga total no suministrada (MWh/año)			
			DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	DIRECTAS	INDUCIDAS	TOTAL	
POSTES DE CONCRETO	SIN FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI S6-3	6,2565	3,3800	9,6365	19,0987	10,3180	29,4167	93,8471	50,7006	144,5477	286,48	154,7703	441,2509	
		ANSI S6-4	6,2565	2,0057	8,2622	19,0987	6,1226	25,2213	93,8471	30,0854	123,9325	286,4806	91,8395	378,3201	
		Polimérico	6,2565	1,1902	7,4466	19,0987	3,6331	22,7318	93,8471	17,8524	111,6995	286,4806	54,4969	340,9775	
	FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI S6-3	3,8837	2,0981	5,9818	14,3531	7,7542	22,1073	58,2707	31,4805	89,7512	215,3544	116,3446	331,6989	
		ANSI S6-4	3,8837	1,2450	5,1287	14,3531	4,6013	18,9544	58,2707	18,6803	76,9510	215,3544	69,0880	284,3924	
		Polimérico	3,8837	0,7388	4,6224	14,3531	2,7304	17,0835	58,2707	11,0848	69,3554	215,3544	40,9666	256,3210	
	RECLOSER Y FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI S6-3	1,9418	1,0491	2,9909	7,1765	3,8771	11,0536	29,1353	15,7403	44,8756	107,6772	58,1723	165,8495	
		ANSI S6-4	1,9418	0,6225	2,5643	7,1765	2,3006	9,4772	29,1353	9,3402	38,4755	107,6772	34,5190	142,1962	
		Polimérico	1,9418	0,3694	2,3112	7,1765	1,3652	8,5417	29,1353	5,5424	34,6777	107,6772	20,4833	128,1605	
	POSTES DE MADERA	SIN FUSIBLES EN DERIVACIONES	ANSI S6-3	6,2565	0,0292	6,3217	19,0987	0,1991	19,2978	93,8471	0,9782	94,8253	286,4806	2,9862	289,4668
			ANSI S6-4	6,2565	0,0231	6,2796	19,0987	0,0705	19,1692	93,8471	0,3466	94,1937	286,4806	1,0580	287,5386
			Polimérico	6,2565	0,0032	6,2596	19,0987	0,0097	19,1084	93,8471	0,0476	93,8947	286,4806	0,1453	286,6259
FUSIBLES EN DERIVACIONES		ANSI S6-3	3,8837	0,0405	3,9241	14,3531	0,1496	14,5027	58,2707	0,6074	58,8780	215,3544	2,2448	217,5992	
		ANSI S6-4	3,8837	0,0143	3,8980	14,3531	0,0530	14,4061	58,2707	0,2152	58,4859	215,3544	0,7953	216,1497	
		Polimérico	3,8837	0,0020	3,8856	14,3531	0,0073	14,3604	58,2707	0,0295	58,3002	215,3544	0,1082	215,4626	
RECLOSER Y FUSIBLES EN DERIVACIONES (50%)		ANSI S6-3	1,9418	0,0002	1,9621	7,1765	0,0748	7,2513	29,1353	0,3037	29,4390	107,6772	1,1224	108,7996	
		ANSI S6-4	1,9418	0,0072	1,9490	7,1765	0,0265	7,2030	29,1353	0,1076	29,2429	107,6772	0,3977	108,0749	
		Polimérico	1,9418	0,0010	1,9428	7,1765	0,0036	7,1802	29,1353	0,0148	29,1501	107,6772	0,0546	107,7318	

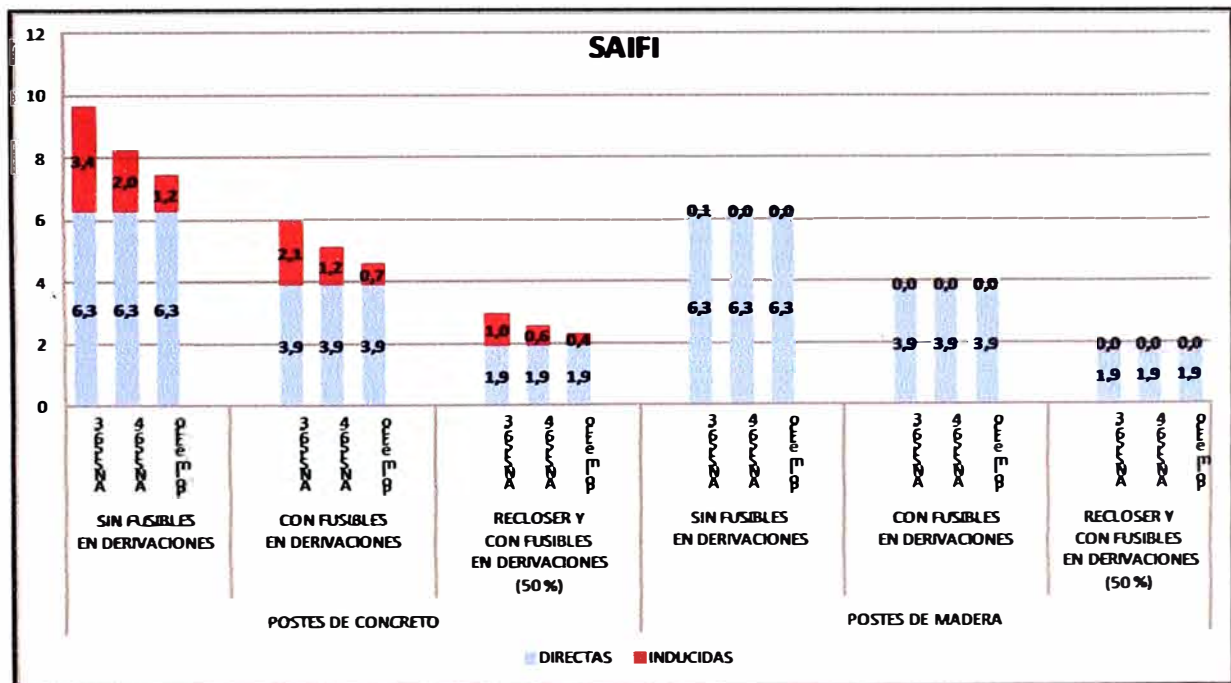


Fig.5.5 Comparación de indicadores SAIFI para un sistema 3φ sin cable de guarda

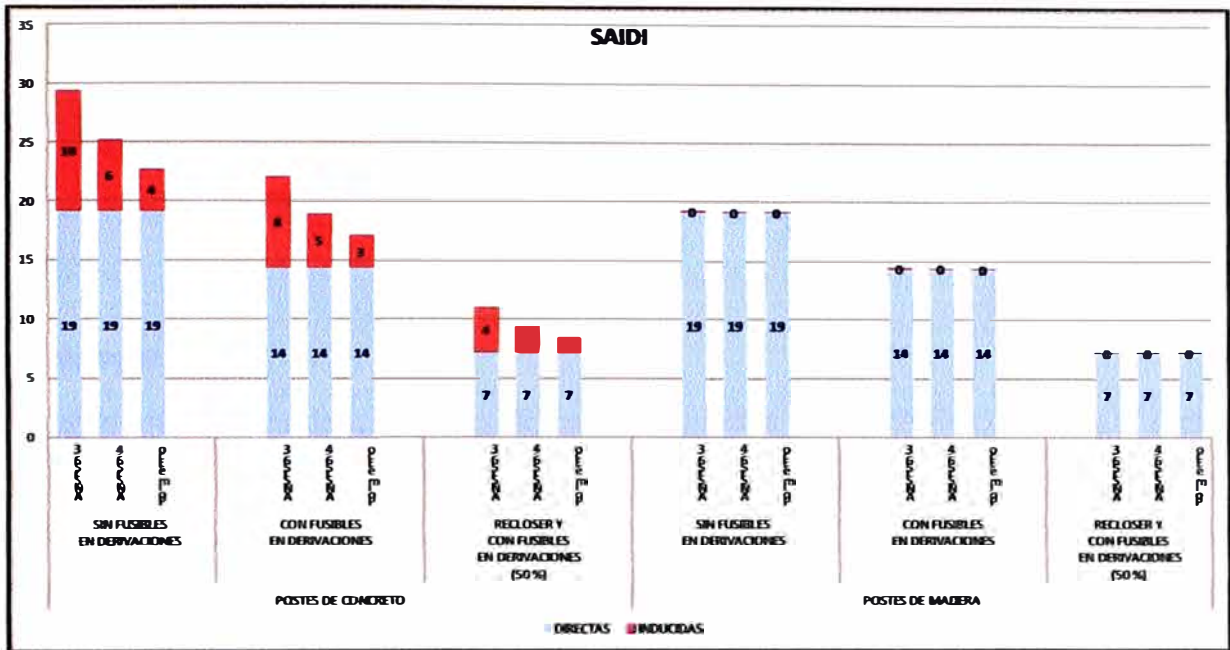


Fig.5.6 Comparación de indicadores SAIDI para un sistema 3φ sin cable de guarda

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Según los reportes de los índices de calidad emitidos por OSINERGMIN en el sector típico 5 las fallas más influyentes son debido a las sobretensiones de origen atmosférico como se puede apreciar en el ANEXO F, es por ello que en los sistemas eléctricos rurales es muy importante tener en consideración el análisis de incrementar el aislamiento total del sistema para mejorar en gran medida la confiabilidad de la red
2. Para un buen planeamiento de expansión de las redes de distribución es necesario tener en consideración la ubicación idónea de los interruptores, como se puede apreciar en el análisis de los índices de calidad son mejorados hasta en más del 50%
3. La utilización adecuada de los postes de madera incrementa significativamente el nivel de aislamiento de los sistemas de distribución y por ende mejora la confiabilidad de los sistemas de distribución, además de ser importantes para el correcto blindaje de los cables de guarda
4. Es importante contar con índices de calidad integrales para realizar comparaciones y fiscalizaciones de los diferentes sistemas eléctricos de distribución agrupándolos de acuerdo a características similares, (sector típico), proyectándose a una evolución de la confiabilidad
5. Desde hace algún tiempo se ha contado con herramientas de análisis de redes que permiten calcular flujos de carga y corrientes de cortocircuito. El Software Neplan nos permite modelar adicionalmente a lo mencionado los efectos de la ocurrencia de fallas y de las medidas que se toman para restaurar el suministro de energía, cuantificar las interrupciones, además de realizar un análisis a gran escala y en un sistema geográfico
6. El uso de los estudios de Confiabilidad facilita la determinación de puntos estructurales débiles en el planeamiento de la red, permite una comparación

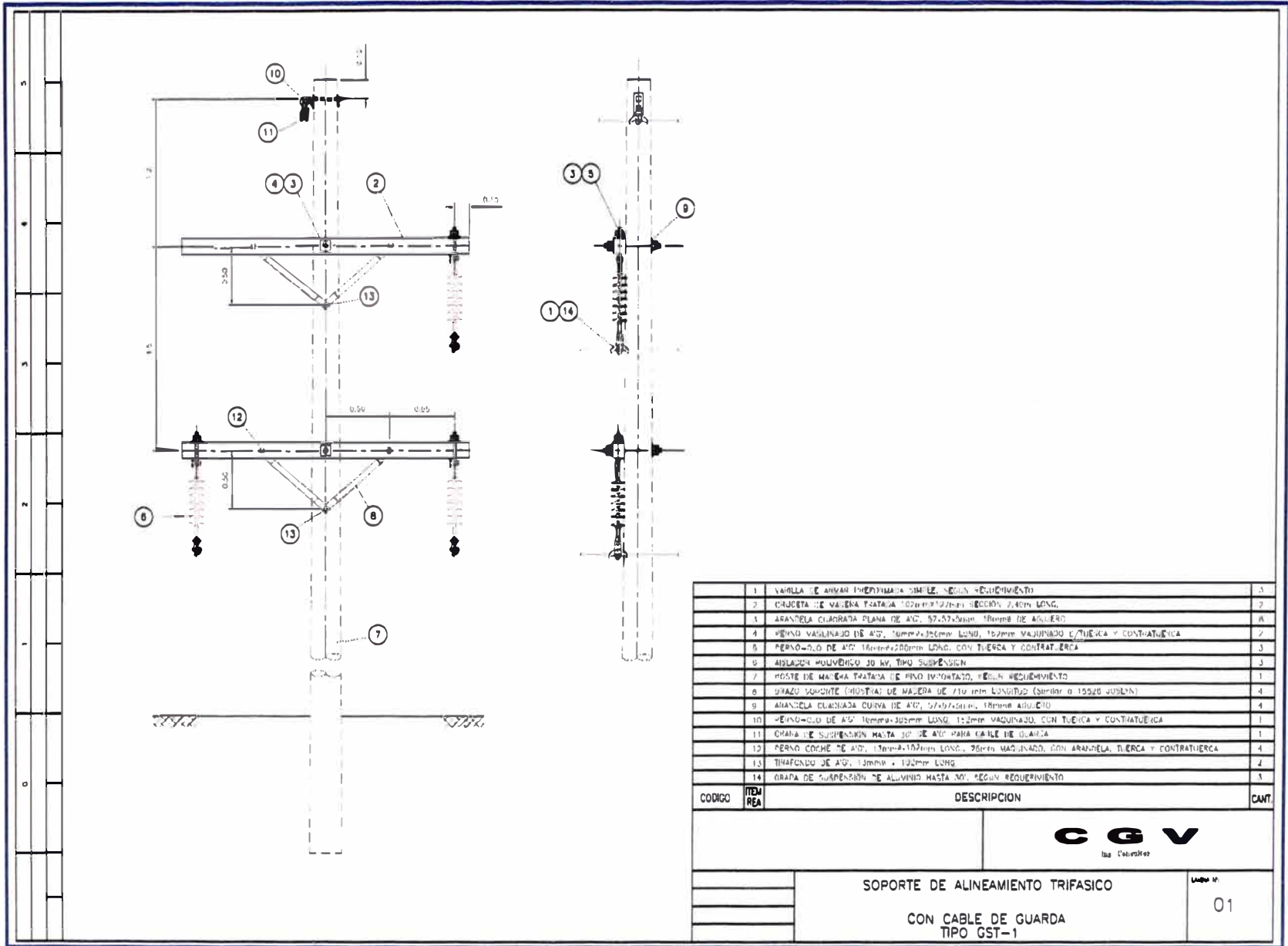
cuantitativa de los beneficios que tienen las diferentes medidas de expansión de la red en cuanto a la confiabilidad del suministro.

Recomendaciones

1. Se recomienda en zonas de alto grado de nivel isoceraunico evaluar la utilización de postes de madera para incrementar el nivel de aislamiento de la línea para mejorar su comportamiento frente a sobretensiones de origen atmosférico
2. Para una adecuada expansión de las fronteras eléctricas se recomienda realizar un adecuado planeamiento de la calidad de los servicios a brindar mediante el análisis con software que permitan agilizar y optimizar costos y tiempos en los análisis.
3. Realizar un análisis integral de la posición optima para mejorar la confiabilidad de los sistemas de distribución
4. Realizar evaluaciones ex post de los proyectos ejecutados para evaluar el correcto funcionamiento de las instalaciones planificadas en las etapas de los estudios además de corregir deficiencias que pueden estar ocurriendo.

ANEXOS

ANEXO A Estructuras del Proyecto "Mejora del Suministro de Energía Eléctrica a la ciudad de Cerro de Pasco"



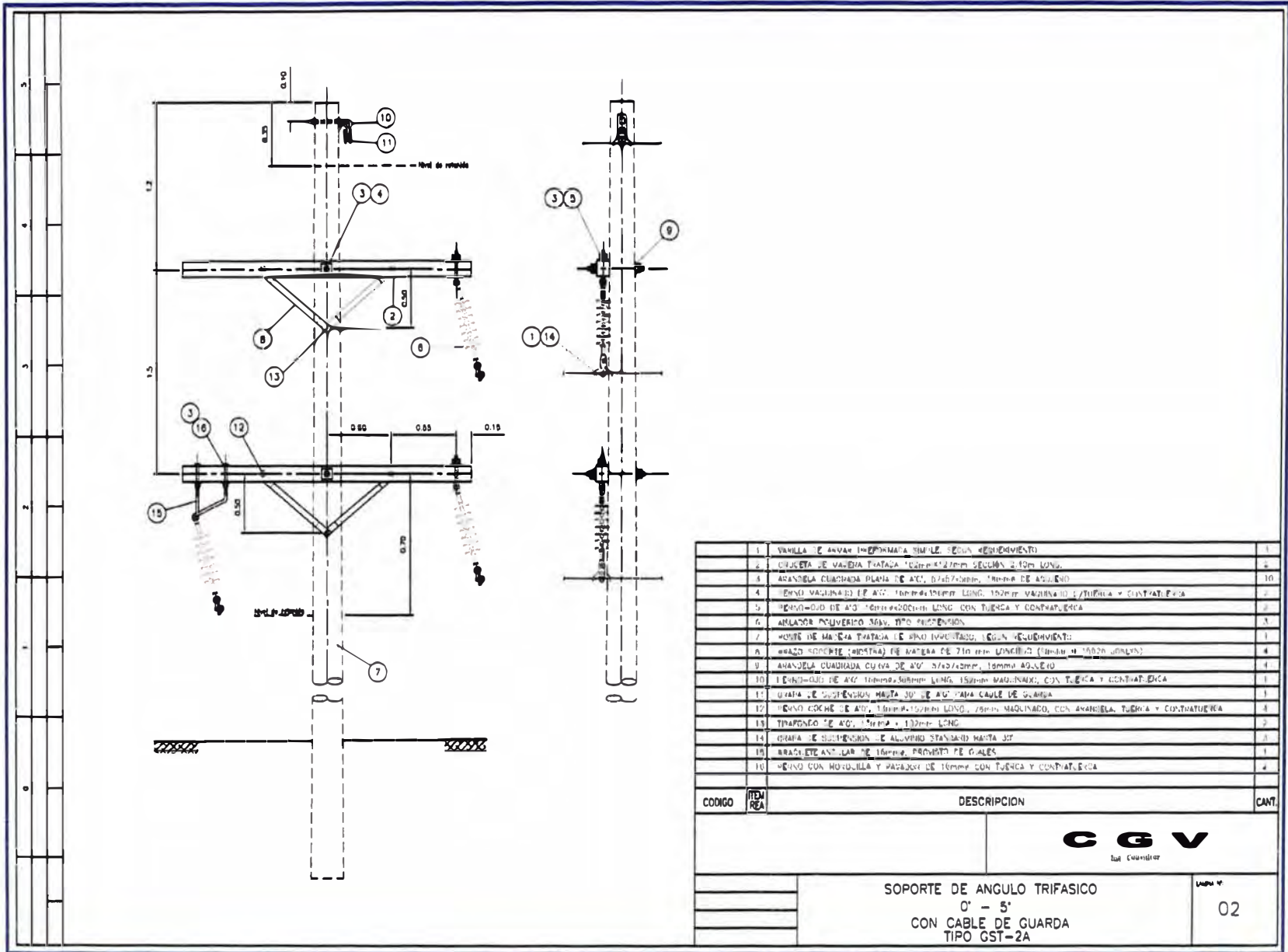
CGV
Las Cables

SOPORTE DE ALINEAMIENTO TRIFASICO

Laminas

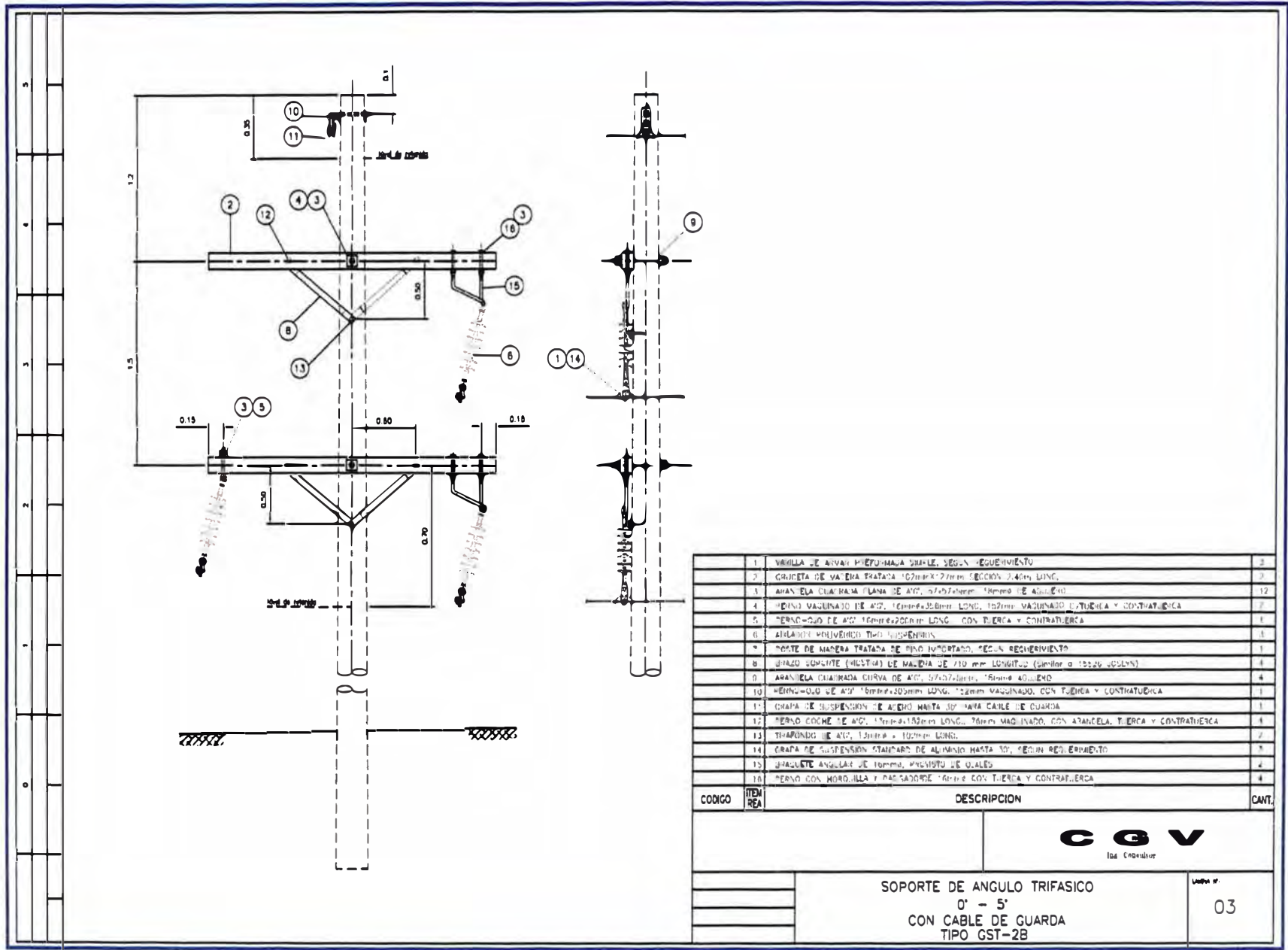
CON CABLE DE GUARDA
TIPO GST-1

01



1	VARILLA DE ANCHAS INFORMADA SIMILAR SEGUN REQUERIMIENTO	1
2	BUJETA DE VARETA TRATADA CON PINTURA DE PROTECCION SEGUN REQUERIMIENTO	4
3	ARANDELA CUADRADA PLANA DE AC. 12x12x3mm. 10mm DE ALTO	10
4	PERNO MAGNANCO DE AC. 10mmx10mm LONG. 150mm MAGNANCO, CON TUBERIA Y CONTRATUBERIA	2
5	PERNO COCHE DE AC. 10mmx200mm LONG. CON TUERCA Y CONTRATUBERIA	2
6	ANILLO POLIMERICO 30x30 30° PROTECCION	3
7	MUESTRA DE MATERIA TRATADA DE ACERO INOXIDABLE, SEGUN REQUERIMIENTO	1
8	BRASO ROZANTE (DISTRIB.) DE MATERIA DE 210mm LONGITUD (DISTRIB. 10000mm)	4
9	ARANDELA CUADRADA CUYA DE AC. 12x12x3mm. 10mm DE ALTO	4
10	PERNO COCHE DE AC. 10mmx10mm LONG. 150mm MAGNANCO, CON TUBERIA Y CONTRATUBERIA	1
11	GRAPA DE SUSPENSION MANTA DE AC. PARA CABLE DE GUARDA	1
12	PERNO COCHE DE AC. 10mmx10mm LONG. 150mm MAGNANCO, CON ARANDELA, TUERCA Y CONTRATUBERIA	2
13	TRAPUNEO DE AC. 10mmx10mm LONG.	2
14	GRAPA DE SUSPENSION DE ALUMBRADO STANDARD MANTA 30°	2
15	BRASILETE ANCLAR DE 10mm. PREVISTO DE CAJAS	4
16	PERNO CON ROTULERA Y PARAJERO DE 10mm CON TUERCA Y CONTRATUBERIA	2

CODIGO	ITEM REA	DESCRIPCION	CANT.
CGV Ind. Cuernavaca			
SOPORTE DE ANGULO TRIFASICO 0° - 5° CON CABLE DE GUARDA TIPO GST-2A			02

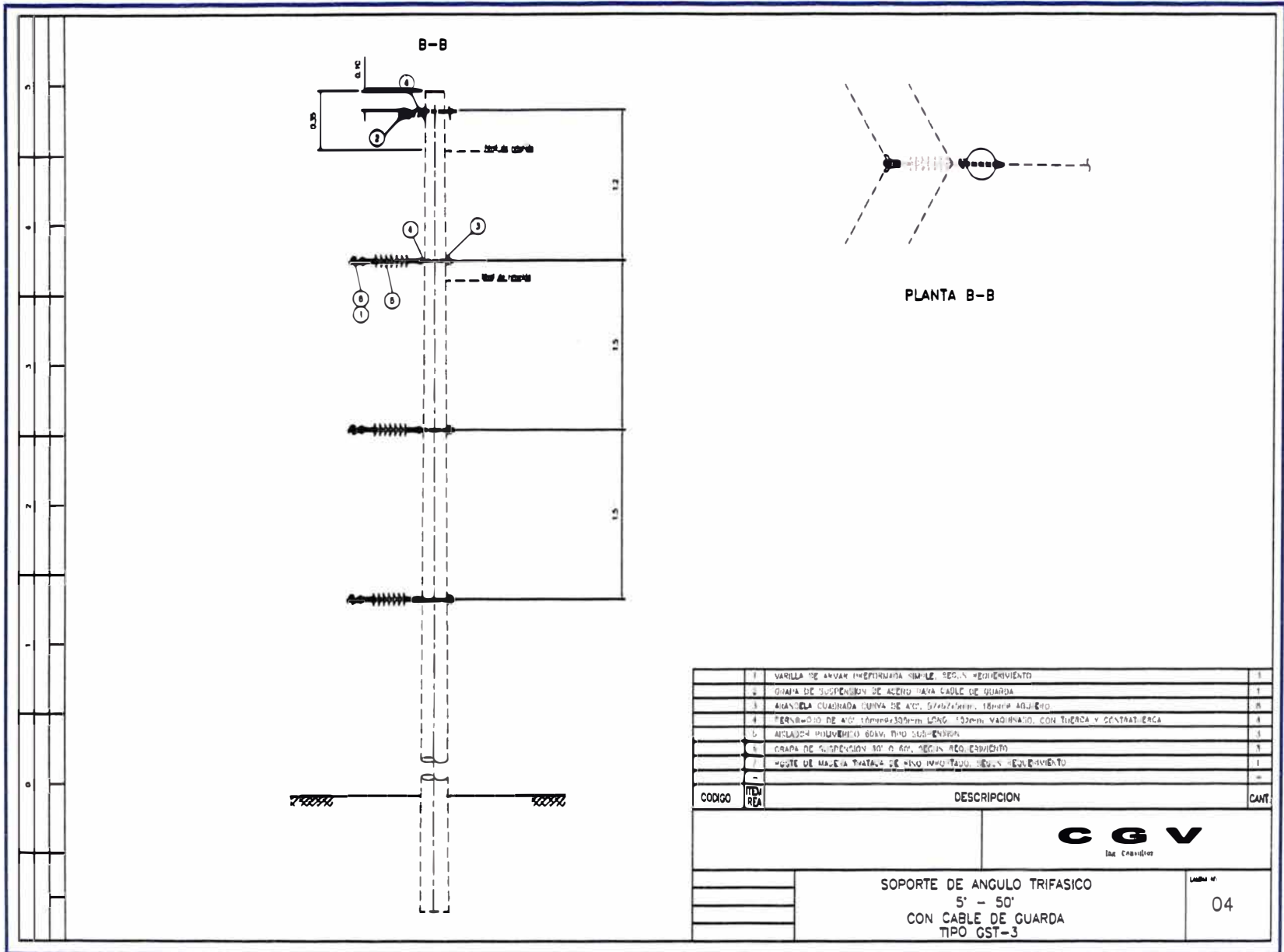


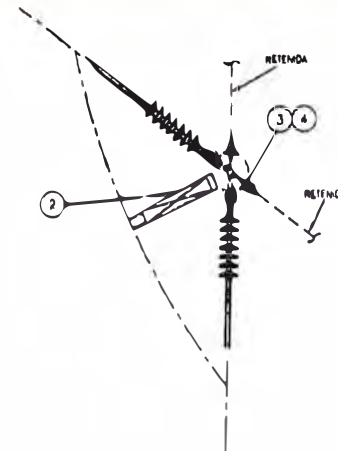
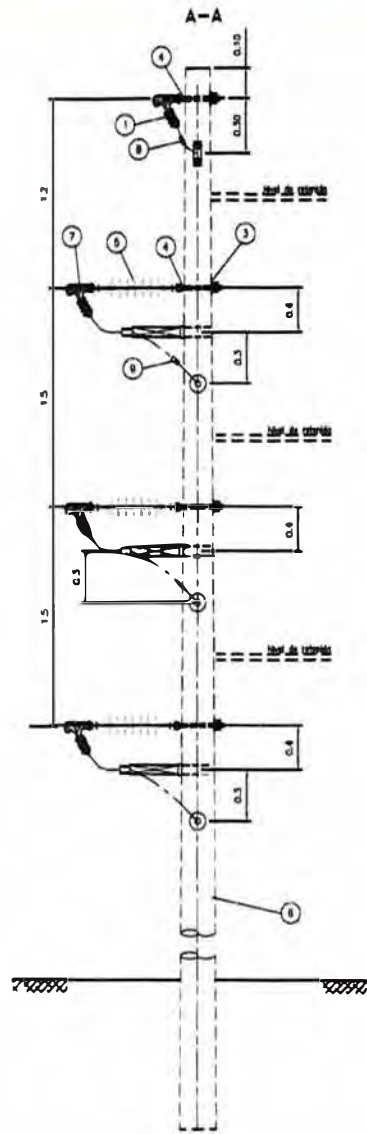
1	VIRILLA DE ARRABAL PUEFUMADA SIMPLE, SEGUN REQUERIMIENTO	3	
2	GRUJETA DE VAINA TRATADA 102mm x 12mm SECCION 2.40m LONG.	2	
3	ARANIELA CUADRADA PLANA DE AC. 57x57mm. TIPO DE ANILLO	12	
4	PERNO VAGINADO DE AC. 10mm x 30mm LONG. 102mm VAGINADO LATERAL Y CONTRALATERA	2	
5	PERNO-COQUE DE AC. 10mm x 20mm LONG. CON TUERCA Y CONTRATUERCA	1	
6	ATLADOR POLIVINICO TIPO SUSPENSION	1	
7	POSTE DE MADERA TRATADA DE PINO IMPORTADO, SEGUN REQUERIMIENTO	1	
8	GRUZO CONJUNTO (MUESTRA) DE MADERA DE 710 mm LONGITUD (SIMILAR A 10226 0000)	1	
9	ARANIELA CUADRADA CURVA DE AC. 57x57mm. TIPO DE ANILLO	4	
10	PERNO-COQUE DE AC. 10mm x 20mm LONG. 12mm VAGINADO, CON TUERCA Y CONTRATUERCA	1	
11	GRAPA DE SUSPENSION DE ACERO HASTA 30 PARA CABLE DE GUARDA	1	
12	PERNO COQUE DE AC. 10mm x 10mm LONG. TIPO VAGINADO, CON ARANIELA, TUERCA Y CONTRATUERCA	1	
13	TRABONDO DE AC. 12mm x 10mm LONG.	2	
14	GRAPA DE SUSPENSION STANDARD DE ALUMINIO HASTA 30, SEGUN REQUERIMIENTO	3	
15	GRULETE ANGULAR DE 10mm, PREVISTO DE CABLE	4	
16	PERNO CON MORDIDILLA Y PASADORO TIPO DE AC. CON TUERCA Y CONTRATUERCA	1	
CODIGO	ITEM REA	DESCRIPCION	CANT.



SOPORTE DE ANGULO TRIFASICO
 0' - 5'
 CON CABLE DE GUARDA
 TIPO GST-2B

LAMINA N.
 03





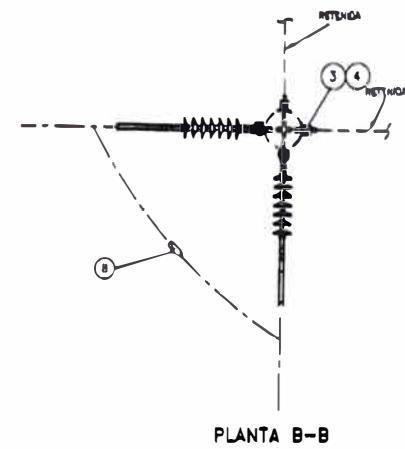
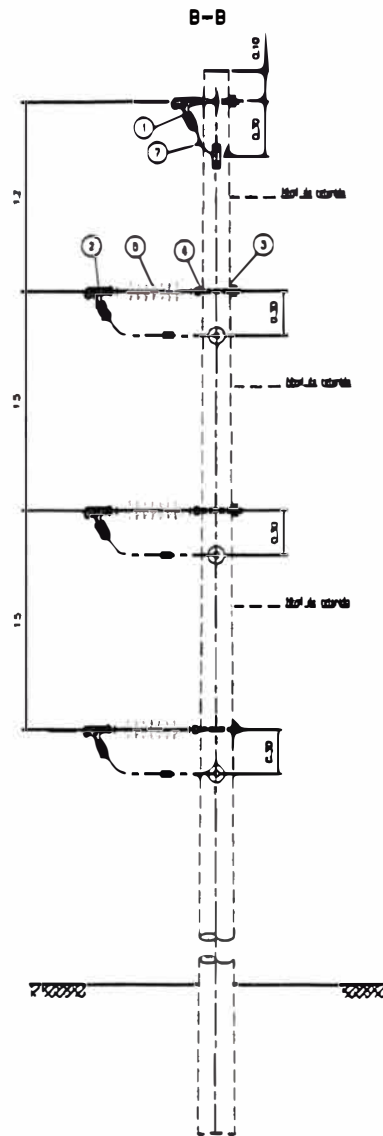
PLANTA A-A

1	GRAPA DE ANCLAJE DE ACERO PARA CABLE DE GUARDA	4	
2	ATILACION POLIVÉRICO LINE POST HORIZONTAL Y ACCESORIOS DE SUJECIÓN, SEGUN REQUERIMIENTO	3	
3	ANILLO CUALQUIERA TIPO DE AC. 3/8" x 1/2", 2" DE DIAM. 1/2" DE ANCH. 2" DE ALTO	10	
4	PERFORADO DE AC. 1" x 1/2" x 1/2" LONG. 10" x 10" x 1/2" VARIADO, CON TUBERIA + CONTINUIDAD	6	
5	APILADO POLIVÉRICO CGV, TPO SUSPENSIÓN	1	
6	POSTE DE MADERA TRATADA DE PINTA INHIBIDA, SEGUN REQUERIMIENTO	1	
7	GRAPA DE ANCLAJE DE ALUMINIO PARA CONEXIÓN, SEGUN REQUERIMIENTO	6	
8	CONECTOR DOBLE VÍA DE ACERO	1	
9	GRAPA DOBLE VÍA DE ALUMINIO, SEGUN REQUERIMIENTO	3	
CODIGO	ITEM	DESCRIPCION	CANT.
REA			

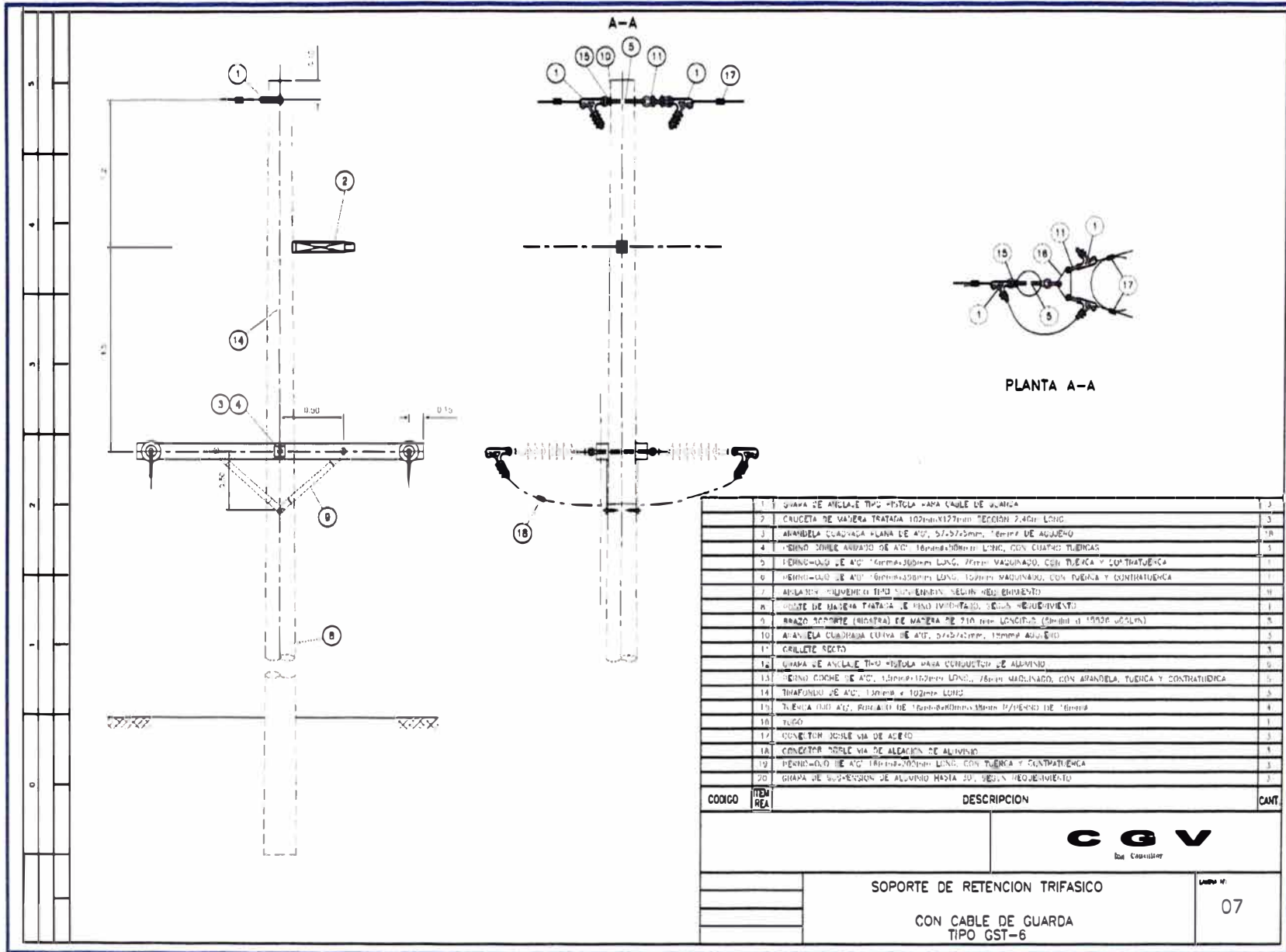
CGV
Iba Construcción

SOPORTE DE RETENCION TRIFASICO
50' - 80'
CON CABLE DE GUARDA
TIPO GST-4

LAJUN N.
05



1	GRAPA DE ANCLAJE DE ACERO PARA CABLE DE GUARDA	2	
2	GRAPA DE ANCLAJE DE ALUMINIO PARA CONDUCTOR, SEGUN REQUERIMIENTO	6	
3	PLANCHETA CUADRADA CURVA DE AG. 37.5º/45º, 100mm AGUJERO	18	
4	PERNO DE AC. 10mm x 100mm LONG. 152mm VAGUINADO, CON TIERRA Y CONTRA-ESPA	8	
5	ANILLO DE ALUMINIO TIPO 3000000	8	
6	POSTE DE MADERA TRATADA DE PINO IMPREGNADO, SEGUN REQUERIMIENTO	1	
7	CABLE DE ALUM. 30mm ² VÍA DE ALERIO	1	
8	GRAPA SOBRE VÍA, SEGUN REQUERIMIENTO	3	
CODIGO	ITEM	DESCRIPCION	CANT
	REA		
CGV Isla Constructor			
SOPORTE DE RETENCION TRIFASICO 90° CON CABLE DE GUARDA TIPO GST-5			LINDA N°: 06



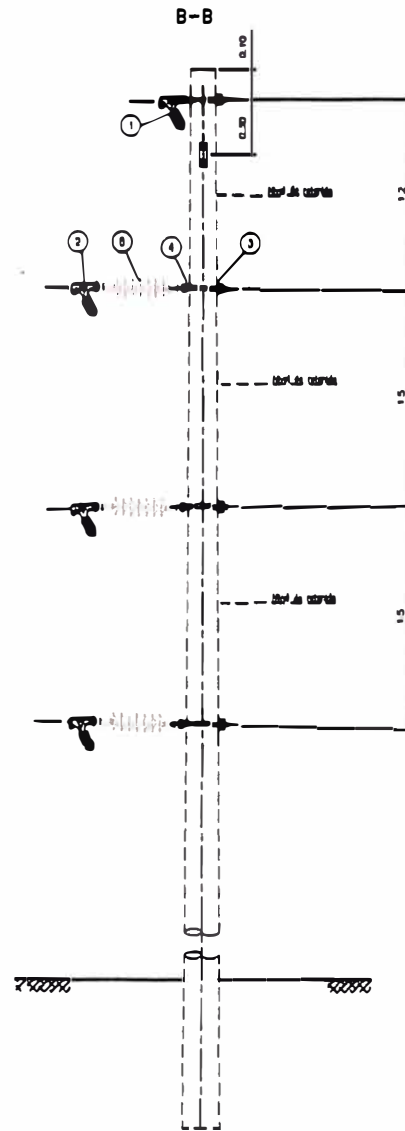
PLANTA A-A

1	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA PARA CABLE DE GUARDA	3	
2	CRUCETA DE MADERA TRATADA 102mmx127mm REGION 240mm LONG.	3	
3	ARANDELA CUADRADA PLANA DE ACO. 57x57x3mm. 16mm DE AGUERO	18	
4	PERNO DOBLE ANILLO DE ACO. 16mmx30mm LONG. CON CUATRO TUECAS	5	
5	PERNO-ALOJE DE ACO. 16mmx30mm LONG. 7mm MAGUADO, CON TUECA Y CONTRATUECA	1	
6	PERNO-ALOJE DE ACO. 16mmx30mm LONG. 10mm MAGUADO, CON TUECA Y CONTRATUECA	1	
7	APLANTEO INCLINADO TIPO SUD-ENDEIN SEGUN REQUERIMIENTO	11	
8	POSTE DE MADERA TRATADA DE 110mm DIAMETRO SEGUN REQUERIMIENTO	1	
9	BRAZO SOPORTE (DISTRIZ) DE MADERA DE 710mm LONGITUD (50mm x 100mm U.S.S.L.N)	3	
10	ARANDELA CUADRADA LUNA DE ACO. 57x57x3mm. 16mm AGUERO	3	
11	GRILLETE RECTO	3	
12	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA PARA CONDUCCION DE ALUMINO	6	
13	PERNO COCHE DE ACO. 16mmx102mm LONG. 76mm MAGUADO, CON ARANDELA TUECA Y CONTRATUECA	5	
14	TRAFUNDO DE ACO. 13mm x 102mm LONG.	3	
15	TUECA (NO ACO.) ROLADA DE 16mmx30mmx10mm D/PERNO DE 16mm	4	
16	TUDO	1	
17	CONECTOR DOBLE VIA DE ALUMINO	3	
18	CONECTOR DOBLE VIA DE ALEACION DE ALUMINO	3	
19	PERNO-ALOJE DE ACO. 16mmx30mm LONG. CON TUECA Y CONTRATUECA	3	
20	GRAPA DE SUSPENSION DE ALUMINO HASTA 20, SEGUN REQUERIMIENTO	3	
CODIGO	ITEM REA	DESCRIPCION	CANT.

CGV
 Dos Capas

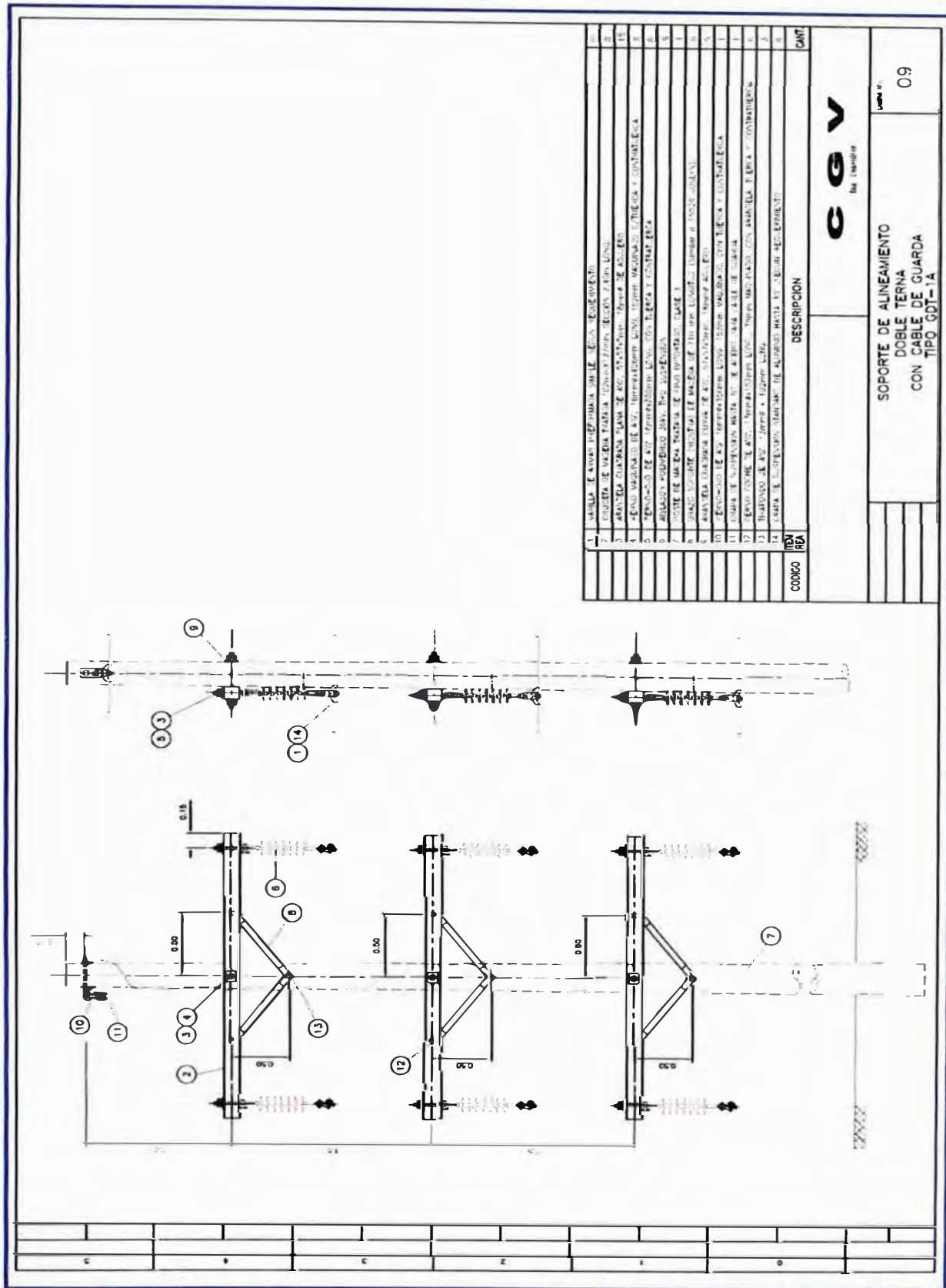
SOPORTE DE RETENCION TRIFASICO
 CON CABLE DE GUARDA
 TIPO GST-6

UNIDAD N°
 07



PLANTA B-B

1	GRAPA DE ANCLAJE DE ACERO PARA CABLE DE GUARDA	1	
2	GRAPA DE ANCLAJE DE ALUMINIO PARA CONECTOR, SEGUN NORMA IEC	3	
3	ANCLAJE CUADRADA CURVA DE ALO. 57x57x10mm, 10mm ANCHURA	6	
4	RESOLVEDOR DE ALO. TENSORES DE ALO. TIPO: TUBO, MAGUADO, CON TUERCA Y CONTRATUERCA	4	
5	ANCLAJE POLIMERICO TIPO SUSPENSIÓN	3	
6	PORTE DE MADERA TRATADA DE PUNO IMPERMEABLE, SEGUN REQUISITO	1	
CODIGO	ITEM REA	DESCRIPCION	CANT.
		CGV Esa Conector	
SOPORTE TERMINAL TRIFASICO CON CABLE DE GUARDA TIPO GST-7			08

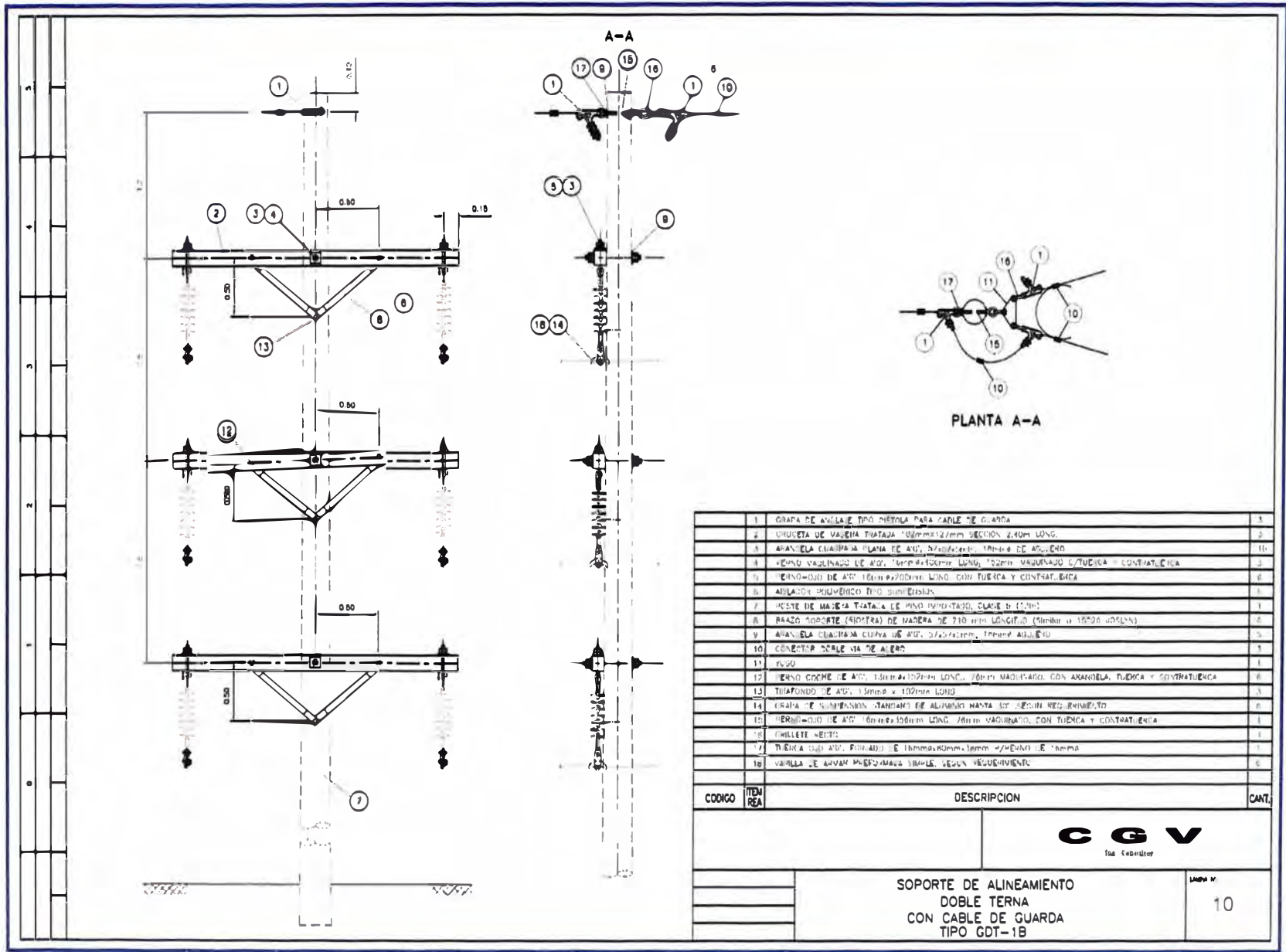


ITEM	DESCRIPCION	CANT
1	BARILLA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
2	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
3	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
4	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
5	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
6	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
7	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
8	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
9	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
10	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
11	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
12	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
13	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1
14	TRUSSERA DE ALUMINIO PERFORADA 30x125 L. ECUA. EMBUDADO	1

CGV
Ingeniería

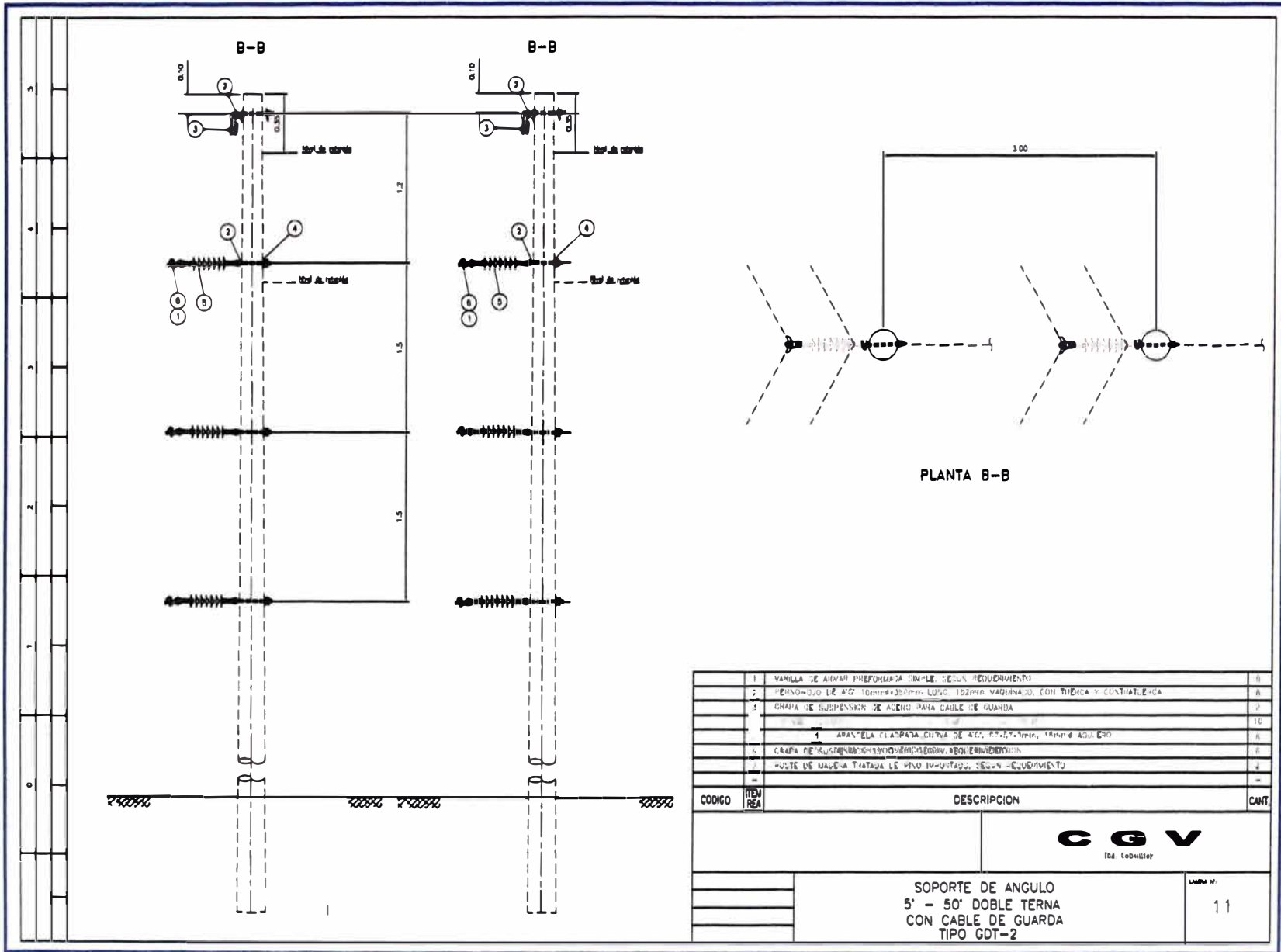
SOORTE DE ALINEAMIENTO
DOBLE TERNA
CON CABLE DE GUARDA
TIPO GDT-1A

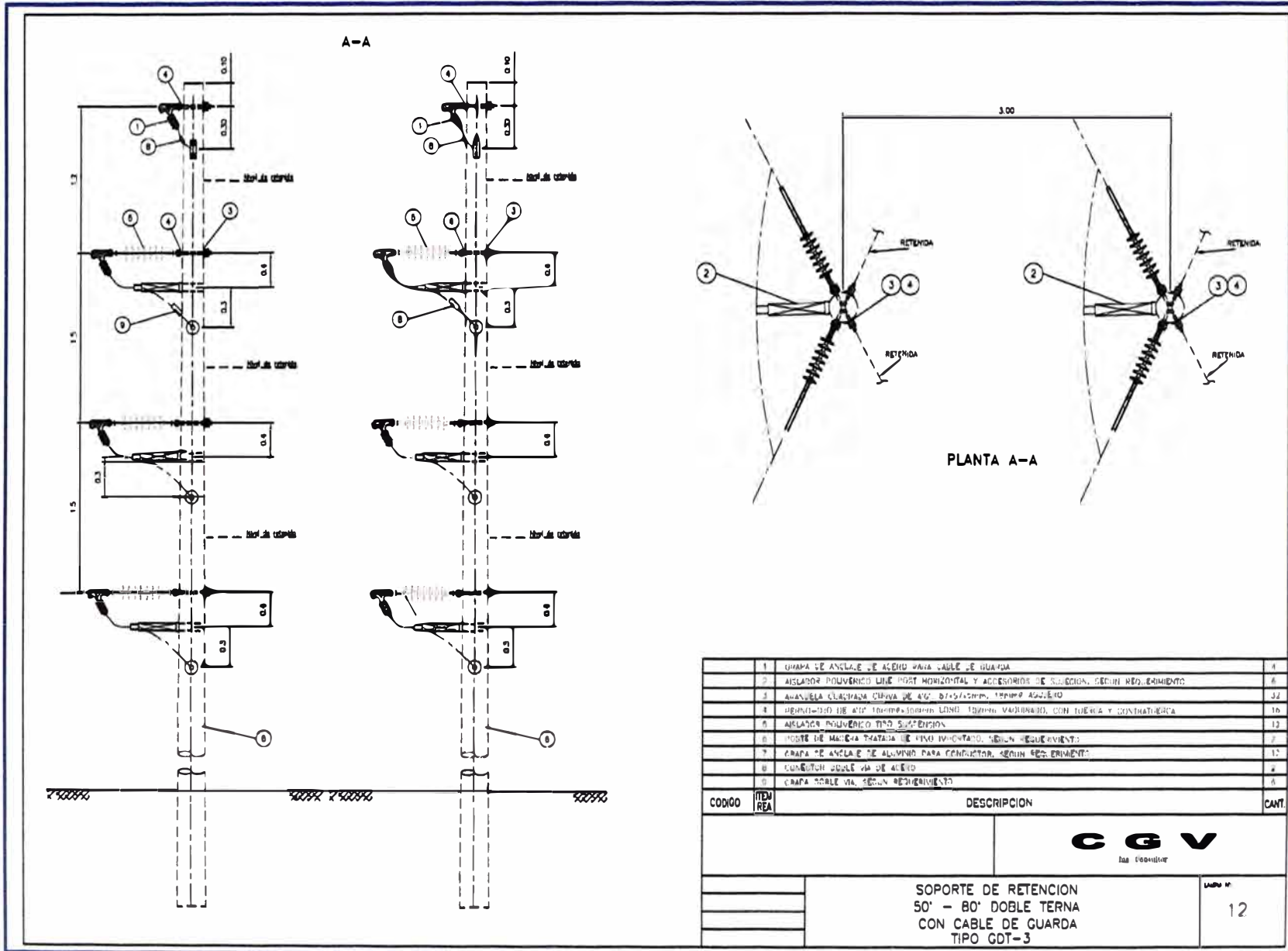
09



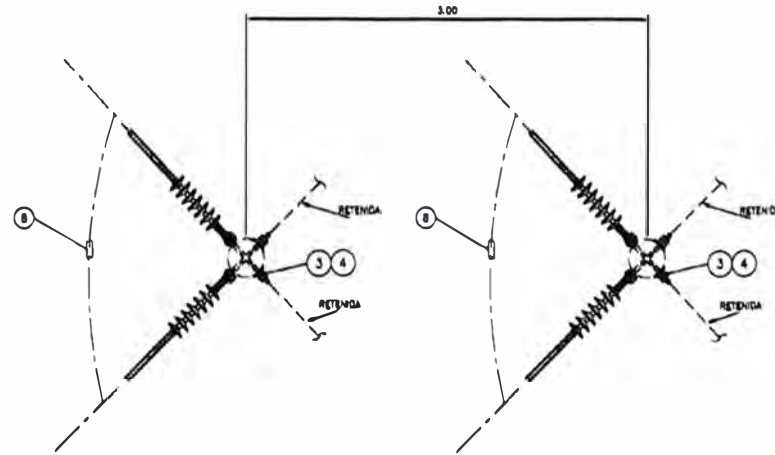
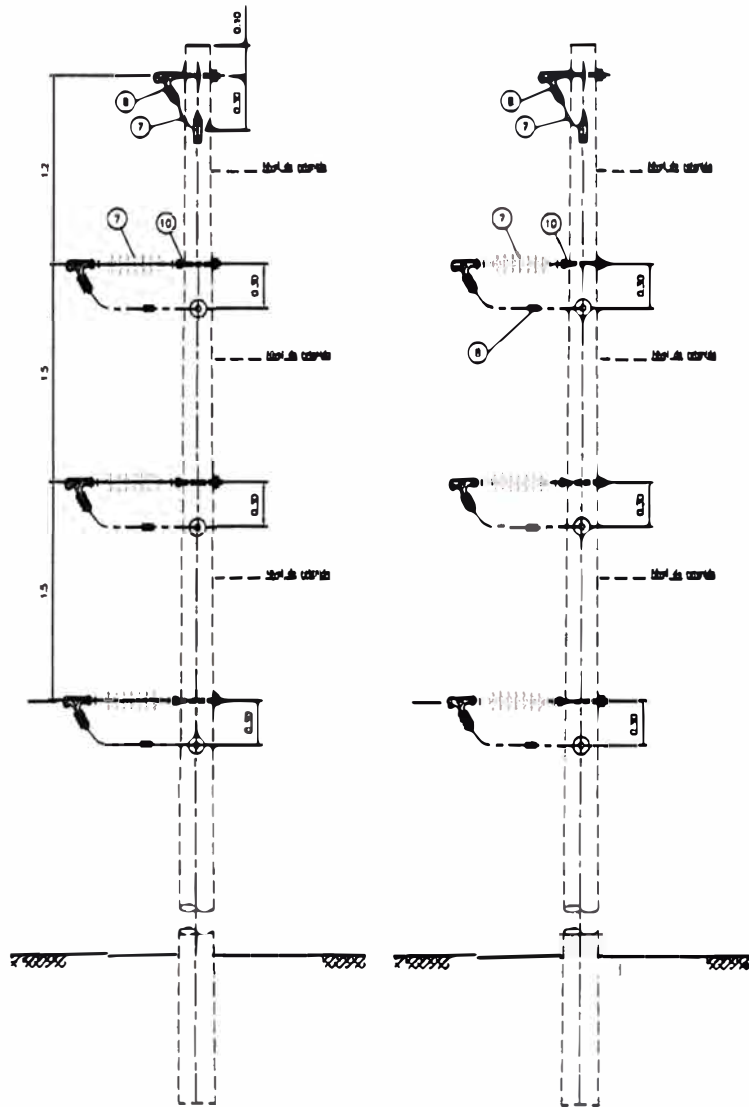
1	GRAPA DE ANILLO TIPO PIETOLA PARA CABLE DE GUARDA	3
2	CRUCETA DE MADERA TRATADA 150mmx12mm SECCION 2,40m LONG.	2
3	ARANGELA CUADRAPIA PLANA DE ACI. 3/4x1/2x1/2 19mm Ø DE ACUERDO	16
4	PERNO VAGUINADO DE ACI. 10mmx150mm LONG. 102mm VAGUINADO C/TUERCA Y CONTRATUERCA	3
5	PERNO-COQUE DE ACI. 16mmx200mm LONG. CON TUERCA Y CONTRATUERCA	6
6	ABRILADOR POLIMERICO TIPO SUPERLON	1
7	POSTE DE MADERA TRATADA DE PISO IMPROTAGO CLASE D (120)	1
8	BRAZO SOPORTE (SOPORTA) DE MADERA DE 710 mm LONGITUD (SOPORTA 1100mm HOSON)	6
9	ARANGELA CUADRAPIA CUÑA DE ACI. 3/4x1/2x1/2 19mm Ø ACUERDO	3
10	CONECTOR SCALP VIA DE ALERO	3
11	YUGO	1
12	PERNO COQUE DE ACI. 16mmx102mm LONG. 70mm VAGUINADO CON ARANGELA, TUERCA Y CONTRATUERCA	6
13	TRIFONDO DE ACI. 15mmx110mmx102mm LONG.	3
14	GRAPA DE SUSPENSION (SANTANDI) DE ALUMINIO HASTA 3T. SEGUN REG. ENVIADO	6
15	PERNO-COQUE DE ACI. 16mmx102mm LONG. 70mm VAGUINADO CON TUERCA Y CONTRATUERCA	1
16	EMILLETE RECTO	1
17	TUERCA C/DO ACI. 16mmx10mmx16mm Ø=16mm DE TEMA	1
18	VARILLA DE ALUM. MUESTRAS SIMPLE, SEGUN REQUERIMIENTO	6

CODIGO	ITEM REA	DESCRIPCION	CANT.
CGV Soc. Constructor			
SOPORTE DE ALINEAMIENTO DOBLE TERNA CON CABLE DE GUARDA TIPO GDT-1B			LADO N. 10





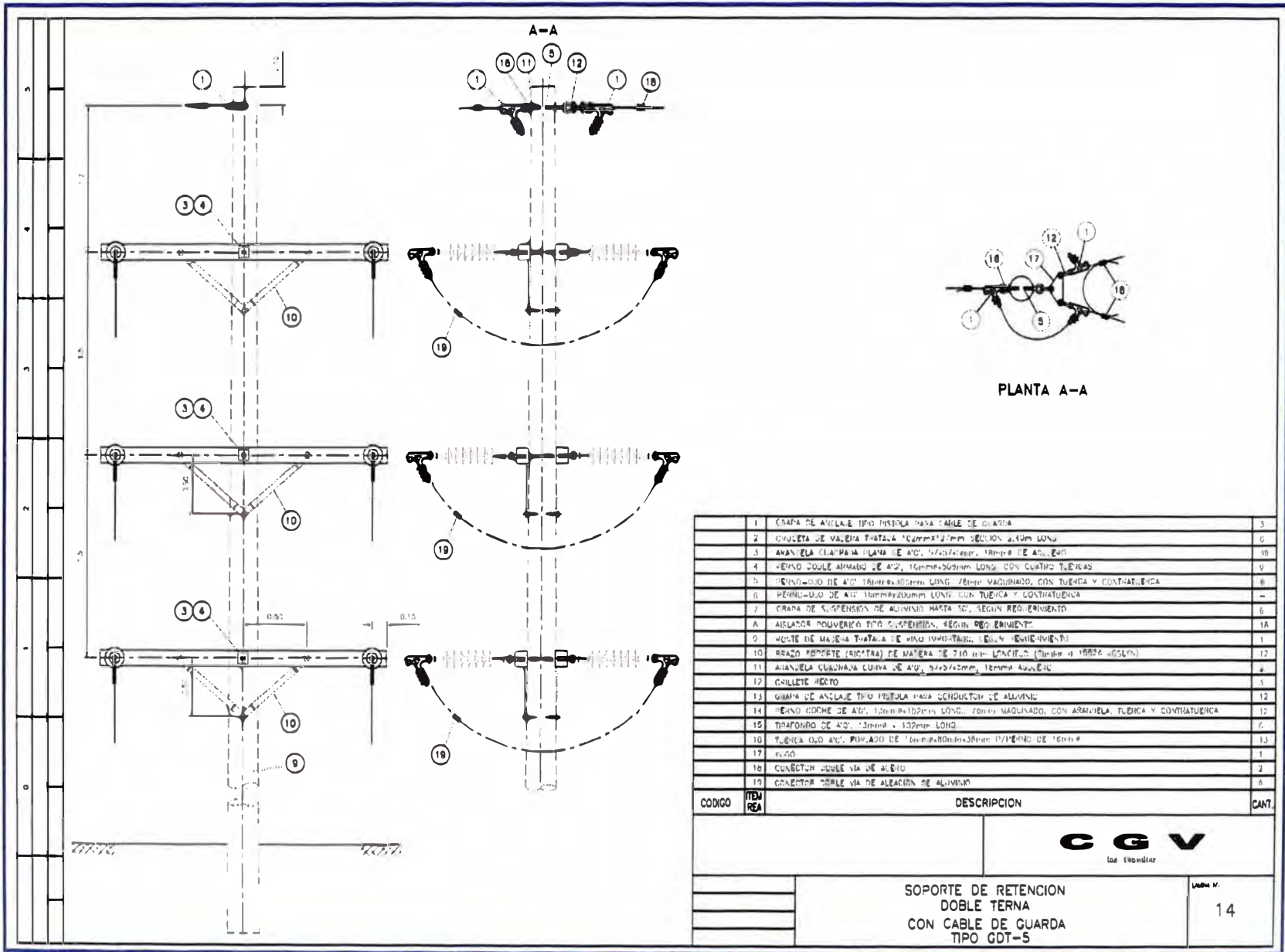
B-B



PLANTA B-B

1	GRAPA DE ANCLAJE DE ACERO PARA CABLE DE GUARDA	4
2	GRAPA DE ANCLAJE DE ALUMINIO PARA CONDUCTOR, SEGUN REQUERIMIENTO	12
3	ARMADURA CUADRADA CUBIERTA DE A.C. 12x12x1.2mm, 18mm ANCHURA	32
4	PERNO-RODILLO DE A.C. 12mmx12mmx10mm LONG. 153mm VARNICADO, CON TIJERA Y CONTRATIJERA	16
5	ARMADURA HORIZONTAL T.M.S. SUSPENDIDA	12
6	POSTE DE MADERA TRATADA DE PINO IMPORTADO, SEGUN REQUERIMIENTO	2
7	CONECTOR SECCLE VIA DE ALERIO	4
8	GRAPA CABLE VIA, SEGUN REQUERIMIENTO	8

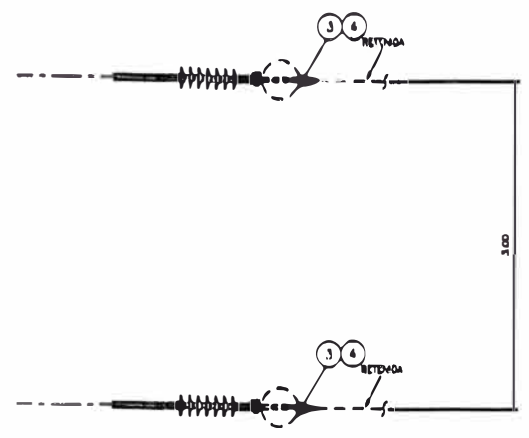
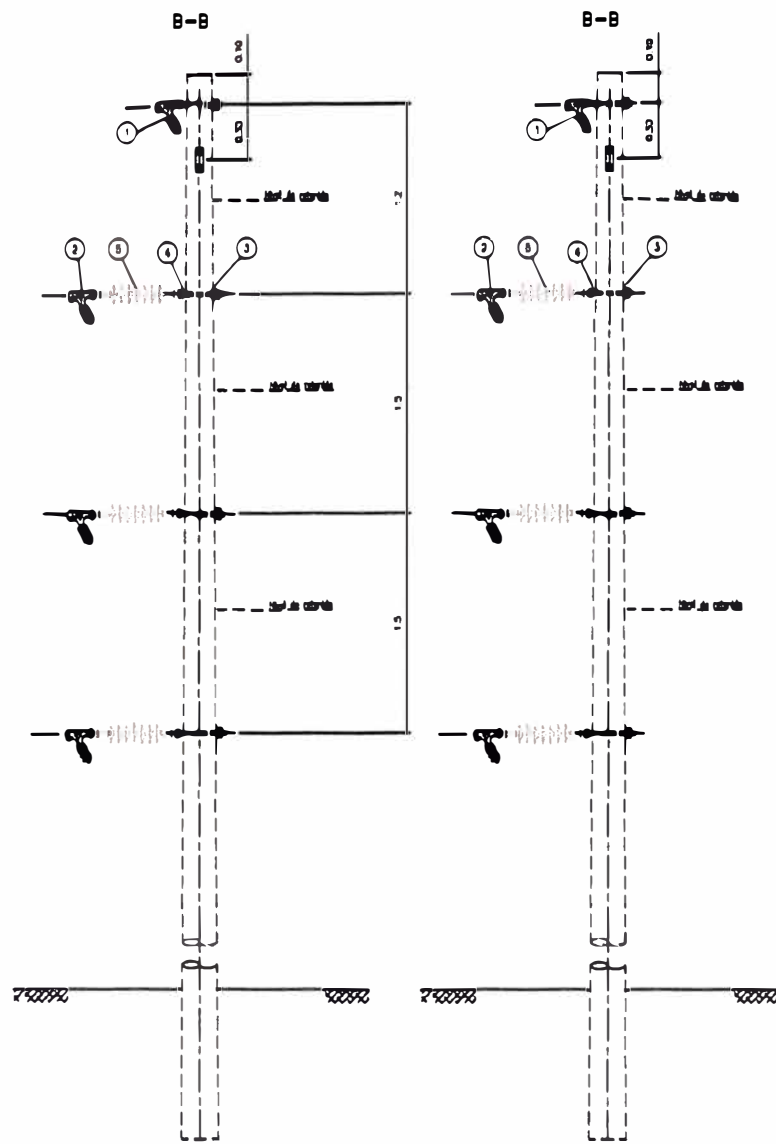
CODIGO	ITEM REA	DESCRIPCION	CANT.
		CGV <small>Las Cañaditas</small>	
SOPORTE DE RETENCION 90° DOBLE TERNA CON CABLE DE GUARDA TIPO GDT-4			LAMINA N° 13



PLANTA A-A

1	CRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA PARA CABLE DE GUARDA	3
2	CHUQUETA DE MADERA TRATADA 100mmx120mm SECCION 2,10m LONG	6
3	AVANALA CUADRADA PLANA DE ACI. 150x150mm. 18mm DE ALTEUR	10
4	PERNO DOBLE ARMADO DE ACI. 16mmx150mm LONG. CON CUATRO TUERCAS	9
5	PERNO DOBLE DE ACI. 16mmx150mm LONG. 78mm VAGUINADO, CON TUERCA Y CONTRATUERCA	8
6	PERNO DOBLE DE ACI. 16mmx150mm LONG. CON TUERCA Y CONTRATUERCA	-
7	CRAPA DE SUSPENSION DE ALUMINIO HASTA 500, SEGUN REQUERIMIENTO	6
8	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION, SEGUN REQUERIMIENTO	18
9	POSTE DE MADERA TRATADA DE VINO TROPICAL, SEGUN REQUERIMIENTO	1
10	BRAZO FUERTE (RECTA) DE MADERA DE 710 mm LARGITUD (Tamaño 4 19826 40530)	12
11	AVANALA CUADRADA CURVA DE ACI. 150x150mm. 18mm ALTEUR	6
12	CHUQUETA RECTA	1
13	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA PARA CONDUCTOR DE ALUMINIO	12
14	PERNO DOBLE DE ACI. 16mmx150mm LONG. 78mm VAGUINADO, CON AVANALA, TUERCA Y CONTRATUERCA	12
15	TRAFONDO DE ACI. 13mm x 132mm LONG	6
16	TUERCA D.O. ACI. FORJADO DE 16mmx18mmx38mm 17/160 DE 16mm	13
17	PERNO	1
18	CONECTOR DOBLE VIA DE ALUMINIO	2
19	CONECTOR DOBLE VIA DE ALERACION DE ALUMINIO	6

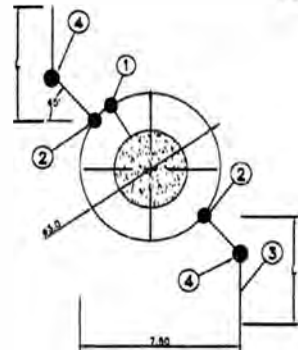
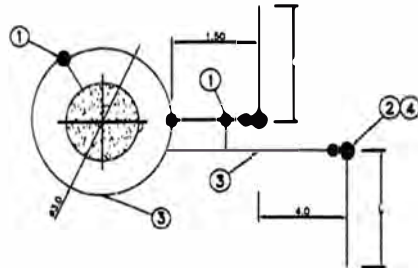
CODIGO	TEM REA	DESCRIPCION	CANT.
		CGV Los Legendiar	
SOPORTE DE RETENCION DOBLE TERNA CON CABLE DE GUARDA TIPO GDT-5			Laminas 14



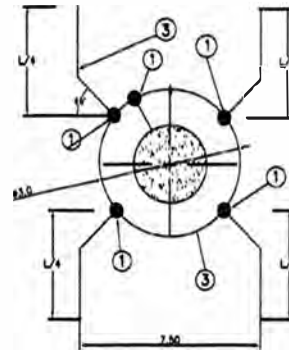
PLANTA B-B

1	GRAPA DE ANCLAJE DE ACERO PARA CABLE DE CARGA	2	
2	GRAPA DE ANCLAJE DE ALUMINIO PARA CONDUCTOR, SEGUN REQUERIMIENTO	6	
3	ANILLO GUARDIAAM (TIPOA IN. ETC. SEGUN REQUERIMIENTO)	16	
4	TERRENTOS DE AC. TRIMERIZADOS LONG. TORNILLOS VAGINADOS CON TUBERIA Y CONTRATUBERIA	6	
5	ABLAJOS MOVIBLES TIPO BUSHING	6	
6	POSTE DE MADERA TRATADA DE PINO IMPARTADO, SEGUN REQUERIMIENTO	2	
7	CONECTOR DOBLE VIA DE ALUMINIO	-	
8	GRAPA DOBLE VIA, SEGUN REQUERIMIENTO	-	
CODIGO	ITEM	DESCRIPCION	CANT.
		CGV los constructores	
		SOPORTE TERMINAL DOBLE TERNA CON CABLE DE GUARDA TIPO GDT-6	15

TIPO B: DOS JABALINAS + CONTRAPESO LONGITUDINAL



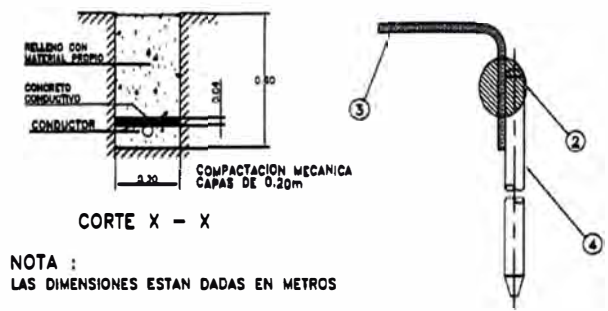
TIPO C: CONTRAPESOS DE CUATRO BRAZOS RADIALES



RESISTENCIA (ohm-m)	TIPO C			
	ZONA 1		ZONA 2	
	L/4 (m)	H.I.T. (ohm)	L/4 (m)	H.I.T. (ohm)
200	5.5	19.2	3.5	28.1
300	6.0	18.9	3.5	28.8
400	7.0	18.0	3.5	29.3
500	8.0	19.1	4.0	28.7
600	10.0	19.8	4.0	29.0
700	12.0	19.5	4.5	29.2
800	15.0	19.7	4.0	29.0
900	16.0	19.8	4.0	29.0
1000	14.0	19.7	4.5	29.3
2000	24.0	19.5	4.8	29.2
3000	34.0	20.0	5.0	29.5
4000	44.0	19.8	5.5	29.4
5000	54.0	19.6	6.0	29.7
6000	64.0	19.9	6.0	29.5
8000	84.0	19.8	7.0	29.5
10000	100.0	19.8	7.0	29.5

RESISTENCIA (ohm-m)	TIPO B						ZONA 1 (ohm)	ZONA 2 (ohm)
	CONTRAPESO LONGITUDINAL			TIPO C				
	ZONA 1	ZONA 2		ZONA 1	ZONA 2			
RESISTENCIA (ohm-m)	L (m)	L Total (m)	L Varilla (m)	L Varilla (m)	L Varilla (m)	ZONA 1 (ohm)	ZONA 2 (ohm)	
150	2.0	4.0	4.0	4.0	2	10.0	17.0	
200	2.5	5.0	5.0	5.0	2	10.0	16.9	
250	3.0	6.0	6.0	6.0	2	10.0	16.8	
300	3.5	7.0	7.0	7.0	2	10.0	16.8	
350	4.0	8.0	8.0	8.0	2	10.0	16.8	
400	4.5	9.0	9.0	9.0	2	10.0	16.8	
450	5.0	10.0	10.0	10.0	2	10.0	16.8	
500	5.5	11.0	11.0	11.0	2	10.0	16.8	
600	6.5	13.0	13.0	13.0	2	10.0	16.8	
700	7.5	15.0	15.0	15.0	2	10.0	16.8	
800	8.5	17.0	17.0	17.0	2	10.0	16.8	
900	9.5	19.0	19.0	19.0	2	10.0	16.8	
1000	10.5	21.0	21.0	21.0	2	10.0	16.8	
1200	12.5	25.0	25.0	25.0	2	10.0	16.8	
1500	15.5	31.0	31.0	31.0	2	10.0	16.8	
2000	21.0	42.0	42.0	42.0	2	10.0	16.8	
3000	31.0	57.0	57.0	57.0	2	10.0	16.8	
4000	41.0	72.0	72.0	72.0	2	10.0	16.8	
5000	51.0	87.0	87.0	87.0	2	10.0	16.8	
6000	61.0	102.0	102.0	102.0	2	10.0	16.8	
7000	71.0	117.0	117.0	117.0	2	10.0	16.8	
8000	81.0	132.0	132.0	132.0	2	10.0	16.8	
9000	91.0	147.0	147.0	147.0	2	10.0	16.8	
10000	101.0	162.0	162.0	162.0	2	10.0	16.8	


NOTA:
(*) Valores asumidos para Expediente Técnico



NOTA :
LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN METROS

APLICACIONES DE LA PUESTA A TIERRA		
ZONA	DESCRIPCION	RESISTENCIA MARINA (Ohm)
1	ZONAS TRANSITABLES - ZONAS URBANAS Y RURALES - ZONAS PARALELAS A CARRETERAS (DISTANCIA MENOR A 20m.) - TODA ZONA DONDE ES FRECUENTE EL TRANSITO DE PERSONAS.	20
	ZONAS POCOS TRANSITABLES - ZONAS DE CULTIVO - ZONAS PARALELAS A CARRETERAS (DISTANCIA MAYOR A 20m.) - TODA ZONA DONDE EL TRANSITO DE PERSONAS ES POCO FRECUENTE.	30

N°	DESCRIPCION	TIPO	
		B	C
1	SOLDADURA EXOTERMICA PARA CONDUCTOR COPPERWELD EN 1"	1	-
2	SOLDADURA EXOTERMICA PARA CONDUCTOR COPPERWELD-ELECTRICO	2	-
3	CONDUCTOR COPPERWELD N° 2 AWG	SEGUN REQUERIMIENTO	
4	VARILLA COPPERWELD 5/8" x 2.4m	2	-



Ing. Consultores

DETALLE DE PUESTA A TIERRA

LABOR N° 16

**ANEXO B Norma IEEE Std 1366-1 998 Trial-Use Guide for Electric Power Distribution
Reliability Indices (IEEE)**

IEEE Std 1366-1998

IEEE Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices

Sponsor

**Transmission and Distribution Subcommittee
of the
IEEE Power Engineering Society**

Approved 10 December 1998

IEEE-SA Standards Board

Abstract: Useful distribution reliability indices, and factors that affect their calculation, are identified. This guide includes indices that are useful today as well as ones that may be useful in the future. The indices are intended to apply to distribution systems, substations, circuits, and defined regions.

Keywords: circuits, distribution reliability indices, distribution systems, electric power, reliability indices

The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
345 East 47th Street, New York, NY 10017-2394, USA

Copyright © 1999 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
All rights reserved. Published 16 April 1999. Printed in the United States of America.

Print: ISBN 0-7381-1547-9 SH94712
PDF: ISBN 0-7381-1548-7 SS94712

No part of this publication may be reproduced in any form, in an electronic retrieval system or otherwise, without the prior written permission of the publisher.

IEEE Standards documents are developed within the IEEE Societies and the Standards Coordinating Committees of the IEEE Standards Association (IEEE-SA) Standards Board. Members of the committees serve voluntarily and without compensation. They are not necessarily members of the Institute. The standards developed within IEEE represent a consensus of the broad expertise on the subject within the Institute as well as those activities outside of IEEE that have expressed an interest in participating in the development of the standard.

Use of an IEEE Standard is wholly voluntary. The existence of an IEEE Standard does not imply that there are no other ways to produce, test, measure, purchase, market, or provide other goods and services related to the scope of the IEEE Standard. Furthermore, the viewpoint expressed at the time a standard is approved and issued is subject to change brought about through developments in the state of the art and comments received from users of the standard. Every IEEE Standard is subjected to review at least every five years for revision or reaffirmation. When a document is more than five years old and has not been reaffirmed, it is reasonable to conclude that its contents, although still of some value, do not wholly reflect the present state of the art. Users are cautioned to check to determine that they have the latest edition of any IEEE Standard.

Comments for revision of IEEE Standards are welcome from any interested party, regardless of membership affiliation with IEEE. Suggestions for changes in documents should be in the form of a proposed change of text, together with appropriate supporting comments.

Interpretations: Occasionally questions may arise regarding the meaning of portions of standards as they relate to specific applications. When the need for interpretations is brought to the attention of IEEE, the Institute will initiate action to prepare appropriate responses. Since IEEE Standards represent a consensus of all concerned interests, it is important to ensure that any interpretation has also received the concurrence of a balance of interests. For this reason, IEEE and the members of its societies and Standards Coordinating Committees are not able to provide an instant response to interpretation requests except in those cases where the matter has previously received formal consideration.

Comments on standards and requests for interpretations should be addressed to:

Secretary, IEEE-SA Standards Board
445 Hoes Lane
P.O. Box 1331
Piscataway, NJ 08855-1331
USA

Note: Attention is called to the possibility that implementation of this standard may require use of subject matter covered by patent rights. By publication of this standard, no position is taken with respect to the existence or validity of any patent rights in connection therewith. The IEEE shall not be responsible for identifying patents for which a license may be required by an IEEE standard or for conducting inquiries into the legal validity or scope of those patents that are brought to its attention.

Authorization to photocopy portions of any individual standard for internal or personal use is granted by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., provided that the appropriate fee is paid to Copyright Clearance Center. To arrange for payment of licensing fee, please contact Copyright Clearance Center, Customer Service, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA; (978) 750-8400. Permission to photocopy portions of any individual standard for educational classroom use can also be obtained through the Copyright Clearance Center.

Contents

1.	Overview	1
	1.1 Scope.....	1
	1.2 Purpose.....	1
2.	References.....	1
3.	Definitions.....	2
4.	Reliability indices	3
	4.1 Basic factors.....	3
	4.2 Sustained interruption indices	4
	4.3 Other indices (momentary)	7
5.	Application of the indices	8
	5.1 Example one.....	8
	5.2 Calculation of the indices.....	8
	5.3 Example two	11
6.	Factors that affect the calculation of reliability indices	11
	6.1 Rationale behind choosing the indices.....	11
	6.2 Calculation of subsets of reliability data for analysis purposes	11
7.	Bibliography	12
	Annex A (normative) Survey of reliability index usage	13

3. Definitions

Definitions are given here to aid the user in understanding the factors that affect index calculation. Many of these definitions were taken directly from IEEE Std 100-1996.² If there is a conflict between the definitions in this guide and IEEE Std 100-1996, the definitions in this guide take precedence. Others are given because they have a new interpretation within this guide or have not been defined before.

3.1 connected load: The connected transformer kVA, peak load, or metered demand (to be clearly specified when reporting) on the circuit or portion of circuit that is interrupted. When reporting, the report should state whether it is based on an annual peak or on a reporting period peak.

3.2 customer count: The number of customers or number of meters. The number of customers is the preferred item to count if the counting system is not already in place.

3.3 distribution system: That portion of an electric system that delivers electric energy from transformation points on the transmission system to the customer. *Note:* The distribution system is generally considered to be anything from the distribution substation fence to the customer meter. Often the initial overcurrent protection and voltage regulator are within the substation fence.

3.4 duration interruption: The period (measured in seconds, or minutes, or hours, or days) from the initiation of an interruption to a customer or other facility until service has been restored to that customer or facility. An interruption may require step-restoration tracking to provide reliable index calculation. It may be desirable to record the duration of each interruption.

3.5 forced interruption: An interruption caused by a forced outage.

3.6 interrupting device: A device capable of being reclosed whose purpose is to interrupt faults and restore service or disconnect loads. These devices can be manual, automatic, or motor-operated. Examples may include transmission breakers, feeder breakers, line reclosers, and motor-operated switches.

3.7 interrupting device event: The operation associated with the interrupting device for cases where a reclosing device operates but does not lockout and where a switch is opened only temporarily.

3.8 interrupting device operation: The operation associated with a reclosing device for cases where the switch opens and closes once but does not lockout.

3.9 interruption: The loss of service to one or more customers. *Note:* It is the result of one or more component outages, depending on system configuration. *See:* outage.

3.10 interruptions caused by events outside of distribution: For most utilities, this type of interruption is a small percentage of the total interruptions. It will be defined here to account for the cases where outside influences are a major occurrence. Three categories that may be helpful to monitor are: transmission, generation, and substations.

3.11 lockout: The final operation of a recloser or circuit breaker in an attempt to clear a persistent fault. The overcurrent protective device locks open their contacts under these conditions.

3.12 loss of service: The loss of electrical power, a complete loss of voltage, to one or more customers or meters. This does not include any of the power quality issues (sags, swells, impulses, or harmonics).

²Information on references can be found in Clause 2.

3.13 major event: A catastrophic event that exceeds design limits of the electric power system and that is characterized by the following (as defined by the utility):

- a) Extensive damage to the electric power system;
- b) More than a specified percentage of customers simultaneously out of service;
- c) Service restoration times longer than specified.

Some examples are extreme weather, such as a one in five year event, or earthquakes.

3.14 momentary event interruption: An interruption of duration limited to the period required to restore service by an interrupting device. *Note:* Such switching operations must be completed in a specified time not to exceed 5 min. This definition includes all reclosing operations that occur within 5 min of the first interruption. For example, if a recloser or breaker operates two, three, or four times and then holds, the event shall be considered one momentary interruption event.

3.15 momentary interruption: Single operation of an interrupting device that results in a voltage zero. For example, two breaker or recloser operations equals two momentary interruptions.

3.16 outage (electric power systems): The state of a component when it is not available to perform its intended function due to some event directly associated with that component. *Notes:* 1. An outage may or may not cause an interruption of service to customers, depending on system configuration. 2. This definition derives from transmission and distribution applications and does not apply to generation outages.

3.17 reporting period: A period assumed to be one year unless otherwise stated.

3.18 scheduled interruption (electric power systems): A loss of electric power that results when a component is deliberately taken out of service at a selected time, usually for the purposes of construction, preventative maintenance, or repair. *Notes:* 1. This derives from transmission and distribution applications and does not apply to generation interruptions. 2. The key test to determine if an interruption should be classified as a forced or scheduled interruption is as follows. If it is possible to defer the interruption when such deferral is desirable, the interruption is a scheduled interruption; otherwise, the interruption is a forced interruption. Deferring an interruption may be desirable, for example, to prevent overload of facilities or interruption of service to customers.

3.19 step restoration: The restoration of service to blocks of customers in an area until the entire area or feeder is restored.

3.20 sustained interruption: Any interruption not classified as a momentary event. Any interruption longer than 5 min.

3.21 total number of customers served: The total number of customers served on the last day of the reporting period. If a different customer total is used, it must be clearly defined within the report.

4. Reliability indices

4.1 Basic factors

The following basic factors specify the data needed to calculate the indices:

r_i	An interruption event;
E	Restoration time for each interruption event;
T	Event;
ID_i	Total;
	Number of interrupting device operations;

ID_E	Interrupting device events during reporting period;
N_i	Number of interrupted customers for each interruption event during reporting period;
N_T	Total number of customers served for the area being indexed;
L_i	Connected kVA load interrupted for each interruption event;
L_T	Total connected kVA load served;
$CN_{(k>n)}$	Total number of customers who have experienced more than n sustained interruptions during the reporting period;
CN	Total number of customers who have experienced a sustained interruption during the reporting period;
$CNT_{(k>n)}$	Total number of customers who have experienced more than n sustained interruptions and momentary interruption events during the reporting period;
k	Number of interruptions experienced by an individual customer in the reporting period.

4.2 Sustained Interruption Indices

4.2.1 SAIFI

System average interruption frequency index (sustained interruptions). This index is designed to give information about the average frequency of sustained interruptions per customer over a predefined area. In words, the definition is:

$$SAIFI = \frac{\text{Total number of customer interruptions}}{\text{Total number of customers served}} \quad (1)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2)$$

4.2.2 SAIDI

System average interruption duration index. This index is commonly referred to as customer minutes of interruption or customer hours, and is designed to provide information about the average time the customers are interrupted. In words, the definition is:

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Customer interruption durations}}{\text{Total number of customers served}} \quad (3)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (4)$$

4.2.3 CAIDI

Customer average interruption duration index. CAIDI represents the average time required to restore service to the average customer per sustained interruption. In words, the definition is:

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Customer interruption durations}}{\text{Total number of customer interruptions}} \quad (5)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6)$$

4.2.4 CTAIDI

Customer total average interruption duration index. For customers who actually experienced an interruption, this index represents the total average time in the reporting period they were without power. This index is a hybrid of CAIDI and is calculated the same except that customers with multiple interruptions are counted only once. In words, the definition is:

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Customer interruption durations (Duration)}}{\text{Total number of customers interrupted}} \quad (7)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} \quad (8)$$

NOTE—In tallying total number of customers interrupted, each individual customer should only be counted once regardless of the number of times interrupted during the reporting period. This applies to CTAIDI and CAIFI.

4.2.5 CAIFI

Customer average interruption frequency index. This index gives the average frequency of sustained interruptions for those customers experiencing sustained interruptions. The customer is counted once regardless of the number of times interrupted for this calculation. In words, the definition is:

$$CAIFI = \frac{\text{Total number of customer interruptions}}{\text{Total number of customers interrupted}} \quad (9)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (10)$$

4.2.6 ASAI

Average service availability index. This index represents the fraction of time (often in percentage) that a customer has power provided during one year or the defined reporting period. In words, the definition is:

$$ASAI = \frac{\text{Customer hours service availability}}{\text{Customer hours service demand}} \quad (11)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$ASAI = \frac{N_T \times (\text{No. of hours/year}) - \sum r_i N_i}{N_T \times (\text{No. of hours/year})} \quad (12)$$

There are 8760 hours in a regular year, 8784 in a leap year.

4.2.7 ASIFI

Average system interruption frequency index. This index was specifically designed to calculate reliability based on load rather than number of customers. It is an important index for areas that serve predominantly industrial/commercial customers. It is also used by utilities that do not have elaborate customer tracking systems. Similar to SAIFI, it gives information on the system average frequency of interruption. In words, the definition is:

$$\text{ASIFI} = \frac{\text{Connected kVA interrupted}}{\text{Total connected kVA served}} (\text{Average no. of interruptions}) \quad (13)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$\text{ASIFI} = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (14)$$

4.2.8 ASIDI

Average system interruption duration index. This index was designed with the same philosophy as ASIFI, but it provides information on system average duration of interruptions. In words, the definition is:

$$\text{ASIDI} = \frac{\text{Connected kVA duration interrupted}}{\text{Total connected kVA served}} \quad (15)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$\text{ASIDI} = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (16)$$

4.2.9 CEMI_n

Customers experiencing multiple interruptions. This index is designed to track the number n of sustained interruptions to a specific customer. Its purpose is to help identify customer trouble that cannot be seen by using averages. In words, the definition is:

$$\text{CEMI}_n = \frac{\text{Total number of customers that experienced more than } n \text{ sustained interruptions}}{\text{Total number of customers served}} \quad (17)$$

To calculate the index, use the following equation:

$$\text{CEMI}_n = \frac{CN_{k>n}}{N_T} \quad (18)$$

ANEXO C Reporte de interrupciones de generación, transmisión y distribución en media
tensión

Formato 01

Código de la empresa / sistema eléctrico

Año / Mes

Información requerida:

Código Interrupción

(Debe ser el mismo que se registra en aplicación del numeral 6 del presente procedimiento y también debe ser el mismo al que se le asigna en aplicación de la NTCSE)

Código de la instalación causante de la interrupción

De acuerdo a lo establecido en el numeral 5 del presente procedimiento

Fecha y Hora Inicio Interrupción

dd/mm/aaaa

Fecha y Hora Fin de Interrupción

dd/mm/aaaa (cuando se reponen a todos los afectados)

Número de usuarios afectados (Estimado)

Demanda afectada kV (Estimado)

(Valor estimado de la demanda interrumpida al momento de ocurrido el hecho) .

Naturaleza de la interrupción

- . Programada
- . No Programada
- . Rechazo de carga
- . Fenómenos Naturales

Actividad a la que pertenece la instalación causante de la

Interrupción

Distribución

Transmisión

Generación

Propiedad de la instalación causante de la interrupción

Propias

Terceros

Código causa de interrupción

(Será alcanzada por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica)

Se solicitó Fuerza Mayor

Si

No

Tipo de protección que actuó

Interruptor

Cut-out

Seccionador

Rele distancia

Otros

Código Componente donde se encuentra la protección que actuó

Formato 02

Código de la empresa y sistema eléctrico

Año/Mes

Información mensual requerida de indicadores SAIFI y SAIDI según se indica:

- Interrupciones Programadas
- Interrupciones No Programadas
- Interrupciones por Rechazo de Carga
- Interrupciones atribuibles a instalaciones de Distribución
- Interrupciones atribuibles a instalaciones de Transmisión
- Interrupciones atribuibles a instalaciones de Generación
- Interrupciones debido a causas propias
- Interrupciones debido a causas externas
- Interrupciones debido a causas climáticas
- Interrupciones donde se solicitó fuerza mayor

Nota: La concesionaria reportará los indicadores SAIDI (Duración Media de Interrupción Usuario) y SAIFI (Frecuencia Media de interrupción por Usuario) por cada sistema eléctrico y toda la concesión aplicando las siguientes formulas:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

t_i = Duración de cada interrupción

u_i = Numero de usuarios afectados en cada interrupción

n = Numero de interrupciones del periodo

N = Numero de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo,
según corresponda

ANEXO D Manual confiabilidad – Neplan

Datos de confiabilidad de los componentes

El cálculo de confiabilidad distingue datos e índices (resultados) característicos de confiabilidad. Los datos de confiabilidad de los componentes comprenden una parte crucial de los datos de entrada para el cálculo de confiabilidad probabilístico. Estos datos de interrupción o salida del suministro describen la frecuencia y la duración media de las fallas en los componentes. El modelo de interrupción o salida utilizado en Neplan se muestra en la siguiente tabla.

Falla	Descripción	Datos
Fallas independientes de uno o más elementos (dado traslape estocástico)	Ocurrencia repentina de cortocircuitos en los componentes durante la operación normal.	Diferenciada en interrupciones o salidas de corta y larga duración: Frecuencia de la falla estocástica Duración, es decir, se puede obtener el tiempo mínimo hasta la restauración del suministro de potencia
Desconexiones/manuales forzadas	Daño/incidente sin cortocircuito y sin disparo de protección; se requiere desconexión inmediata/retardada debido a peligro personal o con fines de reparación	Separado en desconexiones inmediatas y retardadas: Frecuencia, duración de reparación
Falla en Modo Común	Fallas en varios elementos debido a una causa común (P.E. en líneas múltiples)	Frecuencia Duración, es decir, se puede obtener el tiempo mínimo hasta la restauración del suministro de potencia En líneas y cables, la longitud en Modo Común
Clarificación de falla a tierra en sistemas aislados/compensados	Desconexión de una falla sostenida línea a tierra (sistemas aislados / compensados) con el fin de reparar el componente en falla	Frecuencia Duración de reparación

Falla del sistema de protección	Pérdida de selectividad debido a dispositivos de protección en falla. Se activan las protecciones de respaldo. Esto normalmente conduce a áreas extensas de la red afectadas por las fallas.	Probabilidad condicional de dispositivos de protección en falla.
Función de sobre – protección	Operación no deseada del sistema de protección en respuesta a los problemas de la red o disparos espontáneos.	Probabilidad condicional de los dispositivos de protección en falla. Probabilidad condicional de la sobre función por excitación.
Traslape de fallas estocásticas simples	<p>Fallas múltiples independientes</p> <p>Falla independiente simple + desconexión manual</p> <p>Falla independiente simple + falla en modo común</p> <p>Falla independiente simple + falla línea a tierra</p> <p>Desconexiones manuales múltiples</p> <p>Desconexión manual + falla en modo común</p> <p>Desconexión manual + falla línea a tierra</p> <p>Fallas múltiples en modo común</p> <p>Fallas múltiples en modo común+ falla línea a tierra</p>	Datos de las fallas simples
Fallas múltiples a tierra (sistemas aislados compensados)	<p>Falla primaria a tierra: sostenida</p> <p>Falla secundaria a tierra: disparo de la protección</p>	<p>Falla primaria: frecuencia, duración</p> <p>Falla secundaria a tierra: Probabilidad condicional de falla a tierra adicional, duración de reparación</p>

<p>Traslape (coincidencia) de la desconexión planeada de un elemento (p.e. durante el mantenimiento), con falla estocástica en un segundo elemento (elemento de reserva)</p>	<p>Combinaciones posibles: Interrupción planeada + - Falla independiente simple - Desconexión manual - Falla en modo común - Falla línea a tierra</p>	<p>Frecuencia</p> <p>Duración, es decir, se puede obtener el tiempo mínimo hasta la restauración del suministro de potencia</p> <p>Menor tiempo posible para interrumpir el mantenimiento en caso de emergencia (cuando los componentes en mantenimiento necesitan ser re-energizados)</p>
<p>Apertura no intencional del suiche</p>	<p>Disparo falso sin una falla clara, error humano (operación de suicheo errónea)</p>	<p>Frecuencia</p>

Fallas y Datos

Los datos característicos de los elementos de red, los cuales se derivan de las estadísticas de falla para estos tipos de falla, pueden tomar la forma de frecuencias de falla, duraciones de salidas o interrupciones, o probabilidades (condicionales). En Alemania, los datos característicos de los componentes en redes de alto voltaje se obtienen para todas las empresas y se diferencian en tipos de falla a través de las interrupciones estadísticas VDN.

Para los equipos en redes de medio voltaje, las estadísticas VDN sólo dan el panorama global del evento de interrupción, por lo tanto, la división en tipos de fallas se debe llevar a cabo utilizando métodos estadísticos adicionales o con base en suposiciones plausibles.

Si la red de un operador dispone de longitudes de circuito suficientes para garantizar que se calculen valores estadísticamente confiables propios para esa red, se le debe dar preferencia a estos valores específicos sobre los valores estándar, en las desviaciones justificadas. Tales estadísticas internas en los equipos estarán disponibles más a menudo en el rango de medio voltaje.

Resultados del cálculo de confiabilidad

Basados en los datos característicos de confiabilidad (los cuales describen el comportamiento de la falla en los elementos), y bajo el conocimiento de la red, el sistema de protecciones y los posibles tiempos de desconexión – conexión después de una falla, se calculan los índices de confiabilidad para los consumidores. Estos índices de los resultados del cálculo de confiabilidad, que se muestran en la siguiente tabla, cuantifican la confiabilidad del suministro según diferentes aspectos:

Índice	Unidad	Descripción
Frecuencia de Interrupción	1/año	Frecuencia esperada de la interrupción del suministro por año
Probabilidad de Interrupción	min/año, hrs/año	Probabilidad esperada de la interrupción en minutos u horas por año
Tiempo medio de interrupción	min, hrs	Duración promedio de las interrupciones de los clientes
Potencia no suministradas	kW/año, MW/año	Producto de la potencia interrumpida y su frecuencia de interrupción
Energía no suministrada	kWh/año, MWh/año	Producto de la potencia interrumpida y probabilidad de interrupción
Costos de interrupción	\$/año	Costos por año originados por la interrupción de suministro

Índices de confiabilidad

Edición de datos de entrada de confiabilidad

Tipos de datos de confiabilidad

La caja de diálogo tipos de datos de confiabilidad presenta todos los tipos de datos de confiabilidad existentes en el proyecto actual. Se puede abrir de varias maneras:

- Seleccionar la opción del menú análisis – confiabilidad – tipos de datos de confiabilidad
- Hacer click en los botones de la pestaña confiabilidad de las cajas de diálogo de los elementos para seleccionar y asignar un tipo de datos de confiabilidad.
- Hacer click en el botón lista en la pestaña tipos de datos de la caja de diálogo parámetros de cálculo.

Existen cinco tipos diferentes de datos de confiabilidad:

- Componentes generales (p.e. asignados a nodos, transformadores, alimentadores de Red)
- Línea (asignados a líneas aéreas y cables)
- Suiche (asignados a interruptores y Suiches de desconexión)
- Unidad de generación (asignados a generadores sincrónicos y asincrónicos)
- Carga (asignados a elementos de carga)

Mostrar tipos	Selecciona la clase de tipos de datos a desplegar.
Nombre	Nombres de los tipos de datos
Tipo	Clase de tipos de datos
Datos	Presenta los datos del tipo de datos seleccionado
Eliminar	Elimina el tipo de dato seleccionado

Importar Tipo de Datos de Archivo de librerías

Tipo a importar	Selecciona la clase de tipo de datos a importar
Importar	Abre el diálogo de librerías con el fin de seleccionar el archivo de librería y el tipo de datos a importar

Nuevo Tipo de Datos

Nombre	Nombre del tipo de datos a crear
Crear	Se crea un nuevo tipo de datos. La selección de tipos determina la clase de tipo de datos a crear.

Tipo de Datos de Confiabilidad – Línea

Este tipo de datos se asigna solamente a líneas aéreas y cables. Además de los datos normales de confiabilidad, contiene datos especiales que dependen de la longitud.

Los elementos con este tipo de datos asignado tienen los siguientes tipos de datos individuales de confiabilidad:

Datos de Tipo (Línea)

Tipo ideal	El tipo es ideal, es decir, sin interrupciones
Interrupción estocástica independiente, corta	Interrupciones estocásticas cortas: frecuencia absoluta, frecuencia relativa, duración de la interrupción
Interrupción estocástica independiente, larga	Interrupciones estocásticas largas: frecuencia absoluta, frecuencia relativa, duración de la interrupción
Interrupción planeada, corta	Operaciones cortas de mantenimiento: frecuencia, duración absoluta, duración relativa
Interrupción de Mantenimiento, corta	Duración hasta la vuelta al servicio prematura: Hora más temprano posible de la interrupción por mantenimiento

Interrupción planeada, larga	Operaciones largas de mantenimiento: frecuencia, duración absoluta, duración relativa
Interrupción de Mantenimiento, larga	Duración hasta la vuelta al servicio prematura: Hora más temprano posible de la interrupción por mantenimiento
Desconexión manual, retardada	Desconexión forzada manual debido a un daño/incidente sin disparo de protección, sin peligro inmediato para las personas, por lo tanto es posible desconexión retardada
Desconexión manual, rápida	Desconexión forzada manual debido a un daño/incidente sin disparo de protección, peligro inmediato para las personas, se requiere desconexión rápida (inmediata)
Falla múltiple a tierra	Falla primaria fase a tierra: frecuencia absoluta y relativa, duración Falla adicional fase a tierra: probabilidad condicional absoluta y relativa

Datos de Red para Cálculo de Confiabilidad

Topología de la red entera	Se listan los elementos utilizados por el cálculo de confiabilidad. Se muestran los enlaces de topología. Se marcan especialmente los Suiches de desconexión artificiales.
Tipos de datos de confiabilidad utilizados	Los elementos se listan con sus tipos de datos de confiabilidad utilizados durante el cálculo de Confiabilidad. Los elementos ideales tienen una entrada vacía.

ANEXO E Modelo de cálculo de índices de confiabilidad

Con fusibles en la Subestacion y Derivaciones para un sistema trifasico con cable de guard:

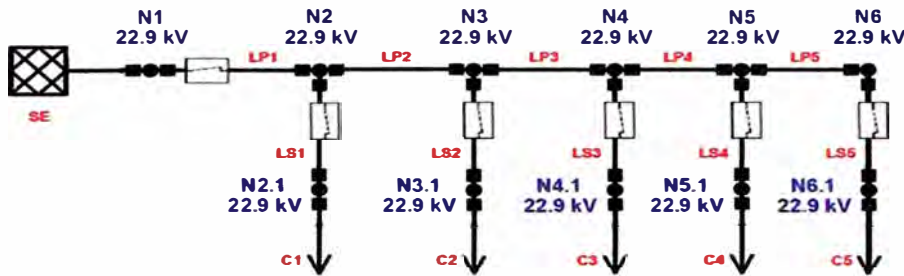


Figura 1 Red típica de distribución radial

Tabla 1 Parametros de confiabilidad para el sistema de la figura 1

Componente	Longitud km	Tasa f/km año	λ f/año	r horas
Seccion				
LP1	2	0.1569	0.3139	4
LP2	1	0.1569	0.1569	4
LP3	3	0.1569	0.4708	4
LP4	2	0.1569	0.3139	4
LP5	2	0.1569	0.3139	4
Derivaciones				
LS1	1	0.1569	0.1569	2
LS2	3	0.1569	0.4708	2
LS3	2	0.1569	0.3139	2
LS4	1	0.1569	0.1569	2
LS5	2	0.1569	0.3139	2

Tabla 2 Clientes y carga conectada al sistema de la figura 1

Punto de carga	Numero de cliente	Carga Promedio conectada (kW)
C1	1000	5000
C2	800	4000
C3	700	3000
C4	500	2000
C5	400	1000

Tabla 3 Índices de confiabilidad para el sistema de la figura 1

Componente fallado	CARGA C1			CARGA C2			CARGA C3			CARGA C4			CARGA C5		
	λ f/año	r (horas)	U horas/año	λ f/año	r (horas)	U (horas/año)	λ f/año	r (horas)	U horas/año	λ f/año	r (horas)	U horas/año	λ f/año	r (horas)	U horas/año
Seccion															
LP1	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3
LP2	0.1569	4	0.6	0.1569	4	0.6	0.1569	4	0.6	0.1569	4	0.6	0.1569	4	0.6
LP3	0.4708	4	1.9	0.4708	4	1.9	0.4708	4	1.9	0.4708	4	1.9	0.4708	4	1.9
LP4	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3
LP5	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3	0.3139	4	1.3
Distribuidor															
LS1	0.1569	2	0.3	0.4708	2	0.9	0.3139	2	0.6	0.1569	2	0.3	0.3139	2	0.6
LS2															
LS3															
LS4															
LS5															
Indice total	1.7262	3.82	6.6	2.0400	3.54	7.2	1.8831	3.67	6.9	1.7262	3.82	6.6	1.8831	3.67	6.9

$$\text{Donde } \lambda_{\text{total}} = \sum \lambda_i \quad U_{\text{total}} = \sum U_i \quad r_{\text{total}} = \frac{\sum U_i}{\sum \lambda_i}$$

Punto de carga	Numero de cliente	Carga p. conectada	λ f/año	r (horas)	$= \sum \lambda_i \cdot N_i$	$U_i = \lambda_i \times r_i$	$\sum U_i \times N_i$	$\sum L_{a(i)} U_i$
C1	1000	5000	1.7262	3.82	1726	7	6591	32955
C2	800	4000	2.0400	3.54	1632	7	5775	28875
C3	700	3000	1.8831	3.67	1318	7	4833	20714
C4	500	2000	1.7262	3.82	863	7	3295	13182
C5	400	1000	1.8831	3.67	753	7	2762	6905
Total	3400	15000			6293		23257	102630

SAIFI= 6293 / 3400= 1.85 interrupciones/cliente año
SAIDI= 23257 / 3400= 6.84 horas/cliente año

ANEXO F Procedimiento para la supervisión de la operación de los sistemas eléctricos
OSINERGMIN

2011



Procedimiento para la Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos


IX Curso Extensión Universitaria 2011

Expositor:
Alfredo Méndez Vila

Tolerancias o valores límites

Sectores	año 2008		año 2009		año 2010		año 2011	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12
4	16	32	15	29	13	27	12	24
5	20	50	19	47	17	43	16	40
Especial	12	27	12	27	12	27	12	27

Escala de Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica - Anexo 13 (Res. N° 590-2007-OS/CD).



Sanción por Incumplimiento de las Tolerancias
(Anexo 13 Multas y Sanciones de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica – Res 590-2007-OS/CD)

$$\text{Multa Sistema}_i = (\text{Max}(D_{\text{SAIFI}}, D_{\text{SAIDI}})) \times (\text{CU}) \times \text{MD}$$

Desviación porcentual del SAIFI o SAIDI alcanzado respecto al esperado. Se escoge el mayor.

Costo reconocido en la tarifa por concepto de equipamiento de protección; y por la operación y el mantenimiento de las redes de MT. (Costo por MW)

Máxima demanda anual reportada por la empresa (MW)



Calidad del Suministro - RURAL

Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural (NTCSER)

- Considera solo las interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER.
- Las interrupciones por fallas en las instalaciones de generación y/o transmisión del SEIN, no son consideradas en el cálculo de los indicadores.
- El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.”



Indicadores de calidad suministro NTCSE-Rural

Número de Interrupciones por Cliente . NIC (veces)

$$NIC = \sum (C_i) / C_T$$

Donde:

C_i : Cantidad de Clientes afectados por la interrupción (i).

C_T : Cantidad Total de Clientes en el SER.

Duración de Interrupciones por Cliente - DIC (en: horas)

$$DIC = \sum (C_i \times d_i \times k_i) / C_T$$

Donde:

d_i : Es la duración individual de la interrupción (i).

k_i : Factores de ponderación de la duración de las interrupciones:

- Programadas por expansión o reforzamiento : $k_i = 0.25$
- Programadas por mantenimiento : $k_i = 0.50$
- Otras : $k_i = 1.00$

Duración .

$k_i = 0$; si la duración real es menor a la programada,

$k_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada



RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LA SUPERVISIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICAS



Ámbito de la Supervisión

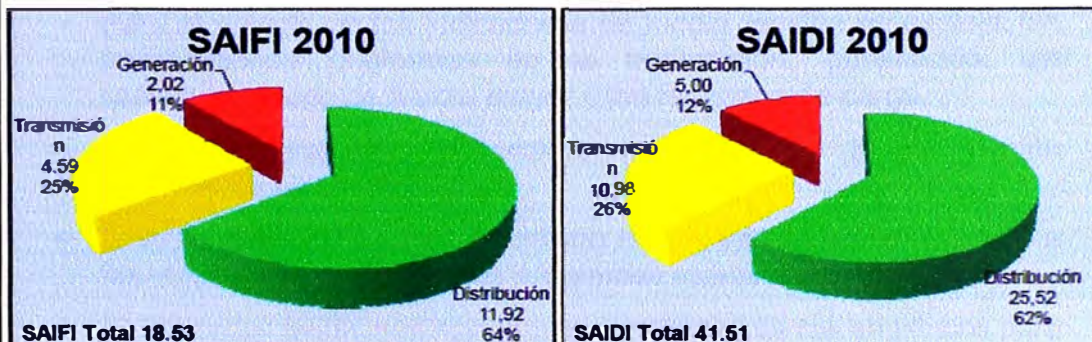
Empresas Supervisadas

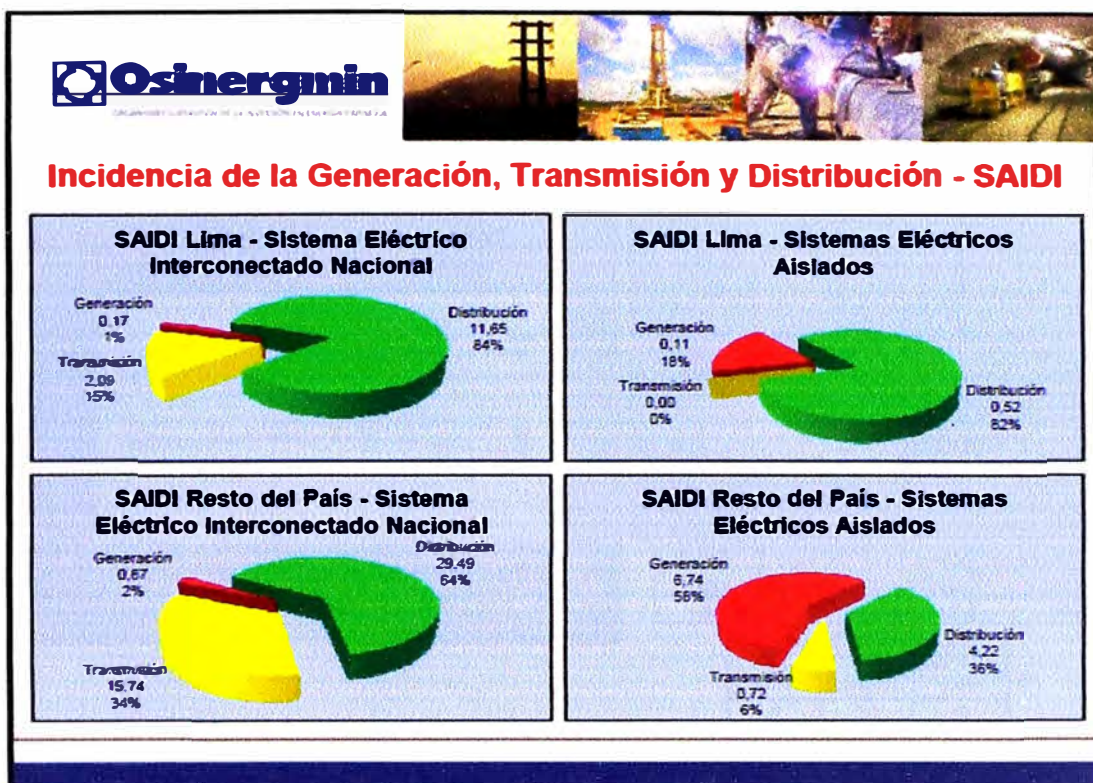
Item	Distribuidora	Número de Usuarios
1	EDELMOR	1,098,286
2	LUZ DEL SUR	854,559
3	HIDRANDINA	556,557
4	ELECTRO CENTRO	527,507
5	ENOSA	334,299
6	ELECTRO SUR ESTE	322,609
7	ELECTRO NORTE	318,556
8	SEAL	307,835
9	ELECTRO PUNO	263,149
10	ELECTRO SUR MEDIO	177,037
11	ELECTRO ORIENTE	168,187
12	ELECTRO SUR	123,995
13	ELECTRO UCAVALI	55,483
14	EDECAÑETE	29,912
Total general		5,137,971

Tipo de Sistema	Sector Típico	Sistemas por Sector	Número de Suministros	Incidencia %
Sistemas Aislados	2	10	116,891	2%
	3	7	23,173	0.5%
	4	21	102,200	2%
	5	9	19,037	0.4%
Total Aislados		47	261,301	5%
SEIN	1	2	1,850,546	36%
	2	30	1,595,153	31%
	3	30	443,250	9%
	4	51	522,633	10%
	5	35	465,088	9%
Total SEIN		148	4,876,670	95%
Total General		195	5,137,971	100%



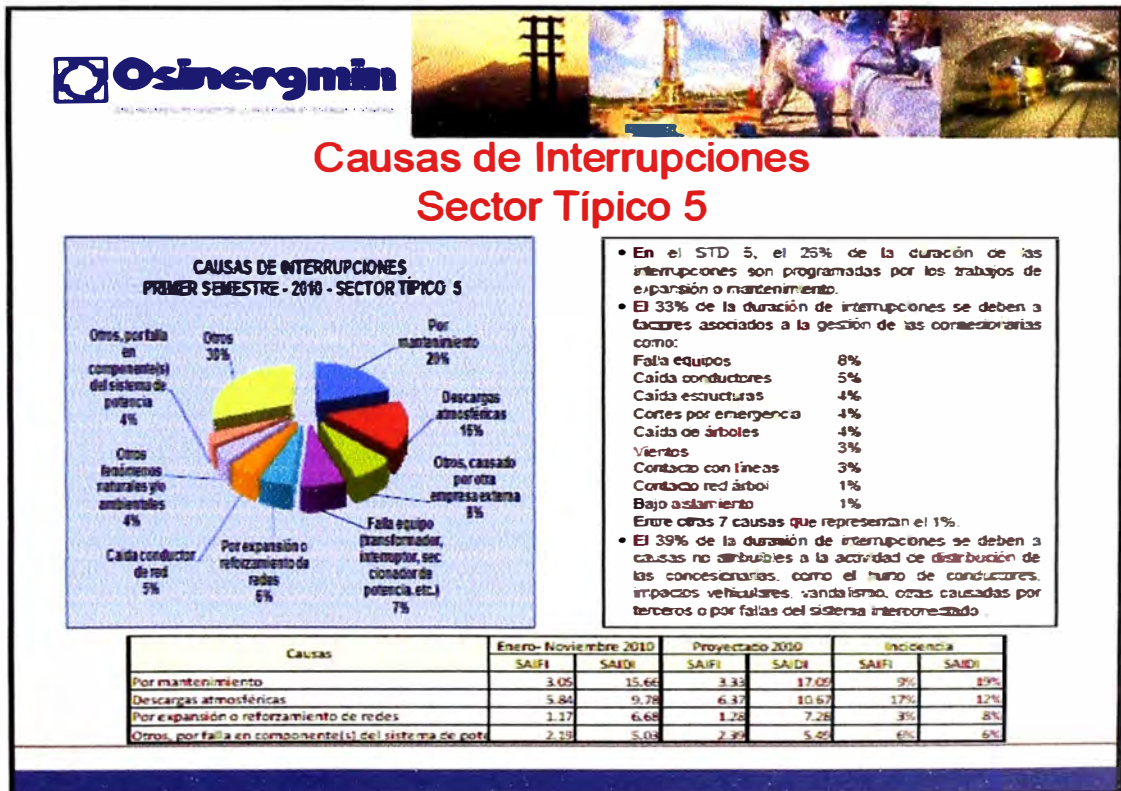
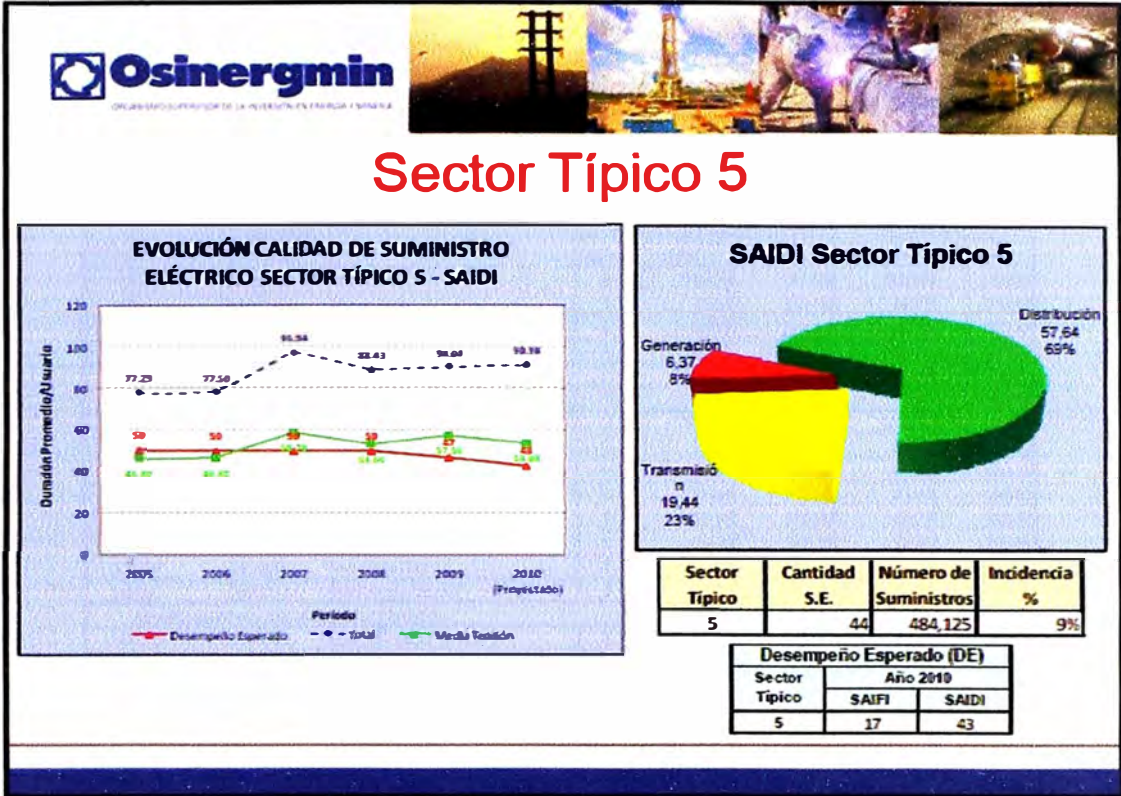
Indicadores SAIDI Y SAIFI anual a nivel nacional






Consideraciones de Cálculo y selección del indicador para evaluar la Operación

- Para el cálculo de los indicadores de media tensión se excluye las interrupciones originadas en la transmisión, generación, las calificadas como de fuerza mayor y los rechazos de carga.
- Los indicadores son proyectados al 2010 con la información reportada a noviembre 2010.
- El indicador SAIFI refleja el estado de las instalaciones. Permite a las empresas establecer sus programas mantenimiento.
- El Indicador SAIDI nos muestra la efectividad de las empresas para la atención de las interrupciones imprevistas. Muestra la duración ó demora en la atención de las interrupciones.





Sistemas Eléctricos sobre El Promedio Sector Típico 5

Item	Empresa	Cod. Sist. Eléc.	Sistema Eléctrico	Sector Típico	Enero- Noviembre 2010		Proyectado 2010	
					SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	ELC	SE0080	Pozuzo	5	257.55	761.90	280.96	831.17
2	ELN	SE0229	Tabaconas	5	12.85	324.79	14.02	354.32
3	ELNM	SE1118	Porcón-La Pajuela	5	22.46	321.44	24.50	350.66
4	ELSE	SE3242	Chumbivilcas	5	100.06	295.90	109.15	322.80
5	ELN	SE0226	Chachapoyas Rural	5	46.21	264.26	50.41	288.31
6	SEAL	SE0147	Cotahuasi	5	64.87	169.57	70.77	184.98
7	ELC	SE0075	Huancavelica Rural	5	104.15	165.33	113.62	180.36
8	ELC	SE0164	Tarma Rural	5	61.88	155.93	67.51	170.11
9	ELSM	SE0051	Huaytará-Chocorvos	5	36.21	153.38	39.51	167.32
10	ELSE	SE0243	La Convención Rural	5	72.03	142.03	78.58	154.95
11	ELSE	SE1242	Combapata	5	61.15	130.65	66.71	142.53
12	EDLN	SE0014	Hoyos-Acos	5	15.60	127.73	17.02	139.34
13	ELSE	SE0241	Abancay Rural	5	35.17	115.05	38.37	125.51
14	ELC	SE0162	Huánuco Rural 2	5	29.22	110.31	31.88	120.34
Resultado Promedio del Sector Típico 5					34.69	104.42	37.84	113.92
15	ELSE	SE4242	Sicuaní Rural	5	38.09	99.02	41.55	108.02
16	ELSE	SE0041	Valle Sagrado 2	5	24.10	98.37	26.29	107.31
17	ELNM	SE0127	Pomabamba	5	18.90	92.45	20.62	100.85
18	ELC	SE0078	Tablachaca	5	16.67	86.13	18.19	93.96
19	ELSM	SE0247	Puquio Rural	5	37.85	81.06	41.29	88.43
20	ELS	SE0115	Tomasini	5	47.33	77.42	51.63	84.46

BIBLIOGRAFIA

- [1] Horacio Torres Sánchez -Protección contra rayos.
- [2] Francisco González Molina - Tesis Doctoral “Evaluación Estadística del Comportamiento de Líneas Aéreas de Distribución Frente a Sobretensiones de Origen Externo”
- [3] Justo Yanque Montufar “Descargas Atmosféricas y Protección”.
- [4] Norma IEEE std 1410 IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines
- [5] Norma IEEE Std 1366-1 998 Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices (IEEE):
- [6] Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
- [7] Procedimiento N° 074-2004-OS/CD Procedimiento para la Supervisión de la Operación de Los Sistemas Eléctricos
- [8] Manual Software Neplan