

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

INFORME DE COMPETENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

MARTÍN FRANCISCO GRIJALVA SANTOS

**PROMOCIÓN
2008- I**

**LIMA – PERÚ
2014**

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE UNA
SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN**

Dedico este trabajo a Cristo,
mis padres, hermanos, esposa
y mi hija Natalia.

SUMARIO

Como parte de los criterios de diseño requeridos para una ampliación o una nueva subestación eléctrica se debe especificar la máxima tensión (sobretensión) que podría afectar a los equipos de la subestación, ya sean de carácter interno o externo, por tanto se deben seleccionar técnica y económicamente equipos con un nivel de aislamiento aceptable.

Las sobretensiones de origen interno y externo pueden dañar el aislamiento de los equipos, provocar la interrupción del servicio y por tanto pérdidas económicas. Conocer el origen de estas sobretensiones, estimar su magnitud, conocer sus características más importantes, además de conocer los diferentes tipos de aislamiento eléctrico frente a distintos tipos de sobretensiones son tareas fundamentales para seleccionar los aislamientos, los elementos de protección y las técnicas para reducir el valor de las sobretensiones.

La coordinación de aislamiento trata sobre los temas indicados y de cómo proceder para la selección del aislamiento teniendo en cuenta factores tales como: condiciones atmosféricas o el carácter probabilístico de los valores que pueden alcanzar las sobretensiones y el comportamiento de los aislamientos.

La solución de un proceso transitorio es dependiente de la frecuencia de las oscilaciones de la sobretensión en análisis. La solución a este problema se logra representando mediante modelos matemáticos los equipos que componen la subestación para un rango de frecuencias.

INDICE

PROLOGO	1
CAPÍTULO I	
MARCO TEORICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	
1.1 Generalidades	2
1.2 Sobretensiones	3
1.3 Niveles de aislamiento normalizado	5
CAPÍTULO II	
METODOLOGÍA PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	
2.1 Introducción	10
2.2 Metodología para la coordinación de aislamiento	10
2.3 Métodos de coordinación de aislamiento	13
2.4 Tensión representativa	14
2.4.1 Tensiones permanentes (a frecuencia industrial)	14
2.4.2 Sobretensiones temporales	14
2.4.3 Sobretensiones de frente lento	15
2.4.4 Sobretensiones de frente rápido	20
2.4.5 Sobretensiones de frente muy rápido	23
2.5 Tensión soportada de coordinación	24
2.6 Tensión soportada requerida	26
2.6.1 Corrección atmosférica	26
2.6.2 Factores de seguridad recomendados	27
2.7 Nivel de aislamiento de los equipos	28
CAPÍTULO III	
CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE PARARRAYOS	
3.1 Introducción	30
3.2 Características de los pararrayos de oxido de Zinc	31
3.2.1 Tensión nominal (Ur)	31
3.2.2 Tensión de operación continua (Uc)	32

3.2.3	Capacidad de sobretensión (TOVc)	32
3.2.4	Corriente nominal de descarga de un pararrayos	32
3.2.5	Clase de descarga de línea	33
3.2.6	Tensión residual (Ures)	34
3.2.7	Línea de fuga	34
3.3	Procedimiento de selección de pararrayos	34
3.3.1	criterio de elección de la tensión de funcionamiento continuo (Uc)	36
3.3.2	Criterio de elección de las sobretensiones temporales (TOVc)	36
3.3.3	Margen de protección a impulsos tipo rayo	37
3.3.4	Margen de protección a impulsos tipo maniobra	37

CAPÍTULO IV

COORDINACION DE AISLAMIENTO PARA LA SUBESTACIÓN OGOPAMPA

220 kV

4.1	Introducción	38
4.2	Objetivo	39
4.3	Características del sistema	39
4.4	Procedimiento de coordinación de aislamiento	39
4.4.1	Datos del sistema	39
4.4.2	Determinación de las tensiones representativas (Urp)	39
4.4.3	Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)	41
4.4.4	Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (Urw)	42

CAPÍTULO V

METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE ANÁLISIS TRANSITORIOS ELECTRICOS.

5.1	Introducción	46
5.2	Modelamiento transitorio de sistema de potencia	46
5.3	Criterios para seleccionar los componentes de una red	47
5.3.1	Simulación de sobretensiones de frente rápido	48

CONCLUSIONES

ANEXO A	Diagrama unifilar del sistema eléctrico proyectado	54
ANEXO B	Diagrama de distancias de seguridad Ogopampa 220 kV	55
ANEXO C	Determinación de los descargadores de sobretensión	56
ANEXO D	Resultados gráficos de la simulación	57

BIBLIOGRAFÍA

PROLOGO

El presente trabajo tiene como objetivo realizar la coordinación de aislamiento para una subestación en alta tensión, teniendo en cuenta el procedimiento planteado por la norma IEC 60071, donde se establecerán las diferentes sobretensiones que pueden suceder. Además se presentan los criterios y metodología para el modelamiento de sobretensiones del tipo frente rápido en una subestación.

Por tanto el presente informe de competencia está dividido en cinco partes fundamentales:

Capítulo 1, Se inicia este informe con una revisión de aspectos teóricos referentes a la coordinación de aislamiento en sistemas eléctricos de potencia, dando énfasis a las sobretensiones que ocasionan esfuerzos en los aislamientos del sistema eléctrico.

Capítulo 2, Se detalla el procedimiento para la coordinación de aislamiento planteado por la norma IEC 60071.

Capítulo 3, Se muestran los criterios para seleccionar pararrayos, donde se indican las características que deben poseer los pararrayos para limitar las sobretensiones.

Capítulo 4, se muestra una aplicación del procedimiento de coordinación de aislamiento para una nueva subestación eléctrica de potencia, la cual es parte de la ingeniería definitiva de un nuevo proyecto minero.

Capítulo 5, se presentan los criterios, metodología para realizar el modelamiento de sobretensiones de frente rápido en una subestación.

CAPÍTULO I

MARCO TEORICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

1.1 Generalidades

Al analizar circuitos eléctricos encontramos que estos contienen tres tipos de parámetros: Resistencia (R), Inductancia (L) y capacitancia (C). Estos parámetros están presentes en los circuitos en mayor o menor grado. En condiciones normales predomina un parámetro. En estado transitorio alguno de estos parámetros puede predominar por instantes.

Los parámetros L y C se caracterizan por almacenar energía, L en forma de campo magnético y C en forma de campo eléctrico del circuito, la resistencia R es el parámetro por el cual se disipa energía. Las energías almacenadas están en función de la corriente y tensión instantáneas.

En circuitos de corriente alterna y en condiciones de estado estacionario la energía almacenada en las inductancias y capacitancias están cíclicamente transferidas entre estas, conforme la corriente y la tensión aumentan, también hay un decaimiento con la frecuencia del suministro. Este proceso es afectado por las pérdidas, que están en función de la resistencia presente. Las pérdidas serán producidas por varios factores presentes en el sistema.

Cuando sucede un cambio repentino en un circuito, ocurre generalmente una redistribución de energía para encontrar nuevas condiciones estacionarias.

Es importante indicar que la redistribución de la energía no sucede instantáneamente por dos razones:

a. La energía magnética (E_i)

Para modificarse, requiere un cambio de corriente, pero el cambio de corriente en un inductor es opuesto por una fuerza electromotriz de magnitud $L \frac{di}{dt}$. Un cambio instantáneo de corriente por tanto haría requerir una tensión infinita para llegar a ello.

Dado que esto es irrealizable en la práctica, las corrientes en circuitos inductivos no cambian abruptamente y por tanto no puede haber cambio abrupto en la energía magnética

almacenada. Otra manera de indicar esto, es que el flujo magnético enlazante de un circuito no puede cambiar repentinamente.

b. La energía eléctrica (Ev)

Requiere un cambio en la tensión. La tensión a través de un capacitor está dado por la relación entre la carga y la capacitancia (Q/C). Para un cambio instantáneo de tensión una corriente infinita debe fluir. Esto no sucede, por tanto la tensión a través de un capacitor no puede cambiar abruptamente o no puede almacenarse la energía en un campo eléctrico asociado. La redistribución de energía sigue a un cambio en el circuito y toma un tiempo finito y el proceso en este intervalo es gobernado por el principio de conservación de la energía, que indica que la rapidez de suministro de energía es igual a la rapidez de almacenamiento más la rapidez de disipación de la energía.

1.2. Sobretensiones

Se denomina así a cualquier tensión entre un conductor de fase y tierra o entre conductores de fase cuyo valor pico exceda el correspondiente valor pico de la tensión más alta del equipo.

El cálculo de las sobretensiones a las que puede ser sometido cualquier equipo es importante en el diseño de redes eléctricas ya que estas sobretensiones servirán para elegir el aislamiento y las protecciones de los equipos. En la figura 1.1 tomada de la referencia [8], se muestra una relación entre sobretensiones, su tiempo de duración y su magnitud.

Clasificación y características de las sobretensiones

Una primera clasificación de las sobretensiones se basa en el origen, ya que la causa puede ser interna o externa. Las de origen externo, son provocadas por agentes externos al sistema tales como descarga de rayos. Las de origen interno son causadas en el propio sistema, y se dividen en sobretensiones temporales y de maniobra.

Las características principales con las que se presenta un proceso transitorio son la magnitud del pico de la tensión corriente, duración, rango de frecuencias en el proceso transitorio, si este es oscilatorio, o el tiempo al valor de pico si el proceso transitorio es unidireccional.

Conforme a esto, podemos distinguir las siguientes categorías de sobretensiones que aplican, tomadas de la referencia [1]:

a. Sobretensiones temporales

Son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos) y de frecuencia igual o cercana a los 60 Hz.

b. Sobretensiones de frente lento

son generalmente originadas por maniobras, tienen corta duración (pocos milisegundos) y se presentan con un rango de frecuencias entre 2 y 20 kHz.

c. Sobretensiones de frente rápido

Son causadas generalmente por descargas de rayos, son de duración muy corta y de amplitud muy superior a la tensión de cre ta nominal.

d. Sobretensiones de frente muy rápido

Se originan generalmente con fallas y maniobras en subestaciones de SF₆, su duración es de pocos microsegundos, y su frecuencia es generalmente superior a 1 MHz.

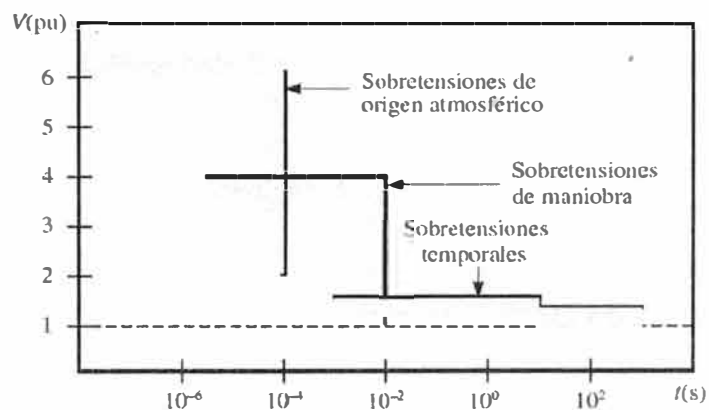


Fig. 1.1 Clasificación de sobretensiones. Fuente [8].

e. Formas de onda normalizadas

Para verificar en el laboratorio el comportamiento de los aislamientos frente a los diferentes tipos de sobretensiones, se han establecido formas de ondas normalizadas, que se definen en la referencia [1]. En la Tabla 1.1, se muestran los tipos y formas de sobretensiones, formas de onda normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada. Las tensiones y sobretensiones que esfuerzan a los aislamientos deben ser determinados en amplitud, forma y duración por medio de un análisis del sistema que incluye la selección y ubicación de dispositivos que previenen y limitan sobretensiones.

Este análisis determina una tensión y sobretensión representativas teniendo en cuenta las características del aislamiento con respecto a las diferentes tensiones y sobretensiones en el sistema.

f. Sobretensiones representativas

Son aquellas que establecen una relación entre las sobretensiones reales y las formas de onda normalizadas. Se asume que estas sobretensiones producen el mismo efecto sobre el aislamiento que las sobretensiones de una determinada clase que aparecen en servicio,

tienen la forma de onda normalizada de la clase correspondiente y pueden ser definidas por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de valores.

Tabla N° 1.1 Clases y formas de sobretensiones, formas de tensiones normalizadas y pruebas normalizadas de soportabilidad de tensión. Fuente [1].

TIPO	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de onda de tensiones y sobretensiones					
Gamas de formas de onda de tensiones y sobretensiones	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3.600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0.02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_p \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$T_f \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizada					*)
	$f = 50 \text{ Hz o } 60 \text{ Hz}$ T_1 *)	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2.500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	
Ensayo de tensión soportada normalizada	*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo	*)

*) A especificar por el comité de producto competente.

1.3. Niveles de aislamiento normalizado

La rigidez dieléctrica de un aislamiento se puede describir mediante el nivel de aislamiento normalizado, que representa un conjunto de tensiones de soportabilidad normalizada asociado a la tensión más elevada en condiciones permanentes (U_m) a la que será sometido un equipo eléctrico:

La referencia [1] recomienda niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas de los sistemas eléctricos, en dos tipos de rangos de sobretensiones, rangos I y II, los cuales se muestran en las tablas 1.2 y 1.3.

Para las tensiones de la gama I ($1\text{kV} < U_m < 245 \text{ kV}$) se definen tensiones de sostenimiento a impulsos tipo rayo y tensiones de sostenimiento a frecuencia industrial. La tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial se mide en kV eficaces y la tensión soportada normalizada a impulsos tipo rayo se mide en kV pico, como se indica en la tabla 1.2.

Se debe tener en cuenta que para aislamientos fase fase, la tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial y la tensión de impulso de soportabilidad tipo rayo son iguales a las tensiones de soportabilidad fase tierra. Podemos indicar que estos tipos

de sobretensión son los representativos para el rango I, que implican tensiones máximas de los equipos menores a 245 kV.

Tabla N° 1.2 Niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas del rango I ($1\text{kV} < U_m < 245\text{ kV}$). Fuente [1].

Mayor tensión de los equipos (U_m) kV (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo kV (valor pico)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
100	(150) 185	(380) 450
123	(185) 230	(450) 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (325) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050

A las tensiones de la gama II ($U_m > 245\text{ kV}$) se asocian la tensión soportada normalizada a impulsos tipo maniobra y la tensión soportada normalizada a impulsos tipo rayo, ambas medidas en kV pico, como se aprecia en la tabla 1.3. Los niveles de aislamiento normalizado que se muestran en las tablas 1.2 y 1.3 son resultado de la experiencia que tienen en cuenta dispositivos y métodos de limitación de sobretensiones.

La selección de un nivel particular de aislamiento estandarizado debe basarse en un procedimiento de coordinación de aislamiento donde se tienen en cuenta las sobretensiones originadas en diferentes rangos de frecuencia.

Tabla N° 1.3. Niveles de aislamiento normalizados para tensiones asignadas del rango II ($U_m > 245\text{kV}$). Fuente [3].

Mayor tensión de los equipos (U_m) kV (valor eficaz)	Tensión de soportabilidad normalizada tipo maniobra			Tensión de soportabilidad normalizado tipo rayo kV (valor pico)
	Aislamiento longitudinal kV (valor pico)	Fase tierra kV (valor pico)	Fase fase (relación fase tierra valor pico)	
300	750	750	1,5	850 950
	750	850	1,5	950 1050
362	850	850	1,5	950 1050
	850	950	1,5	1050 1175
420	850	950	1,6	1050 1175
	950	950	1,5	1175 1300
	950	1050	1,5	1300 1425
550	950	950	1,7	1175 1300
	950	1050	1,6	1300 1425
	950 1050	1175	1,7	1425 1550
800	1175	1300	1,7	1675 1800
	1175	1425	1,7	1800 1950
	1175 1300	1550	1,6	1950 2100

Las distancias en aire aplicables en servicio se determinan de acuerdo a lo indicado en la referencia [2], para el rango I para las distancias fase fase y fase tierra se determinan de la tabla 1.4.

Tabla N° 1.4 Correlación entre sobretensiones de soportabilidad al impulso Atmosférico y distancias mínimas en aire ($U_m < 300$ kV). Fuente [2].

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo (kV)	Distancia mínima (mm)	
	Fase - Fase	Fase - Tierra
200	380	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

A continuación se resumen las características de los aislamientos eléctricos:

a. Distribución estadística de sobretensiones

Las sobretensiones que se originan en una red eléctrica tienen carácter estadístico. Las sobretensiones originadas por maniobra y las causadas por rayo son descritas por una distribución estadística. El cálculo de la distribución estadística de un tipo de sobretensión tiene carácter probabilístico que se describe mediante:

- Selección de una distribución estadística para todas las variables y parámetros de carácter aleatorio.
- Desarrollo de un modelo matemático para el sistema en estudio, teniendo en cuenta el tipo de sobretensión a calcular.
- Aplicación de un procedimiento de cálculo estadístico o probabilístico.

b. Características del aislamiento

De la referencia [8] citamos que el aislamiento de los equipos eléctricos se puede clasificar en dos categorías: autorregenerables y no autorregenerables. El aislamiento autorregenerable recupera sus propiedades cuando desaparecen las causas que lo han provocado. El aislamiento no autorregenerable puede quedar total o parcialmente dañado luego de una descarga disruptiva. Los aislamientos líquidos y gaseosos son autorregenerables mientras que los aislamientos sólidos son no autorregenerables.

Una segunda clasificación del aislamiento distingue entre aislamiento externo e interno. Un aislamiento externo es la distancia a través del aire o de una superficie exterior en contacto con el aire sometido a sollicitaciones dieléctricas y ambientales (humedad y contaminación). Un aislamiento interno es la parte interna del aislamiento de un equipo eléctrico que está protegido de las sollicitaciones ambientales mediante una o varias envolventes.

c. Comportamiento del aislamiento eléctrico

En la referencia [8] se menciona que la propiedad más importante de un aislamiento sólido, líquido o gaseoso es su rigidez dieléctrica. Esta propiedad del aislamiento depende de factores ambientales, la forma de onda de la tensión aplicada, polaridad, polución, etc.

La descarga disruptiva en un aislamiento es un fenómeno estadístico, cuya probabilidad aumenta conforme mayor sea la tensión aplicada. Según la referencia [1], para aislamientos regenerables la tensión soportada tiene una probabilidad del 90% y los aislamientos no regenerables tiene una probabilidad de 100% de soportabilidad.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

2.1. Introducción

La elección de las características que deben reunir los aislamientos de los equipos e instalaciones de alta tensión requiere conocer los esfuerzos dieléctricos a los que serán sometidos en condiciones de servicio como en situaciones de fallas.

La metodología de la coordinación de aislamiento debe tener en cuenta la influencia en la soportabilidad del aislamiento de los siguientes factores:

- Polaridad de la sobretensión.
- Forma de onda de la sobretensión
- Naturaleza del aislamiento.
- Condiciones atmosféricas en el aislamiento externo.
- Estado físico.

La metodología a desarrollarse para la coordinación de aislamiento se basa en la referencia [2]. Esta se define como una guía de aplicación para la selección de los niveles de aislamiento. Su propósito es brindar recomendaciones para la determinación de la tensión soportada asignada, y justificar la asociación de estos valores asignados con los valores normalizados de las tensiones más elevadas para el material.

Esta guía tiene los siguientes criterios de aplicación:

- No considera los requisitos para la seguridad de las personas.
- Se aplica a los sistemas trifásicos con tensión asignada superior a 1 kV.
- Se aplica al aislamiento fase – tierra, entre fases y longitudinal.

2.2. Metodología de la coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracterizan el aislamiento de los equipos existentes en una instalación eléctrica junto con la determinación de las distancias en el aire. La metodología de la coordinación de aislamiento, cuyo esquema se indica en la figura 2.1, consiste en

determinar, a partir de las sobretensiones representativas del sistema, las tensiones soportadas de coordinación y especificada de los equipos que, a su vez, permitirán seleccionar el nivel de aislamiento normalizado de los mismos. Una vez obtenido esto será posible dimensionar las distancias en el aire. Los criterios empleados para la selección de las tensiones soportadas tienen como finalidad la reducción del riesgo de falla de los aislamientos de la instalación. Por ello se debe determinar la causa y magnitud de las sobretensiones que pueden originarse.

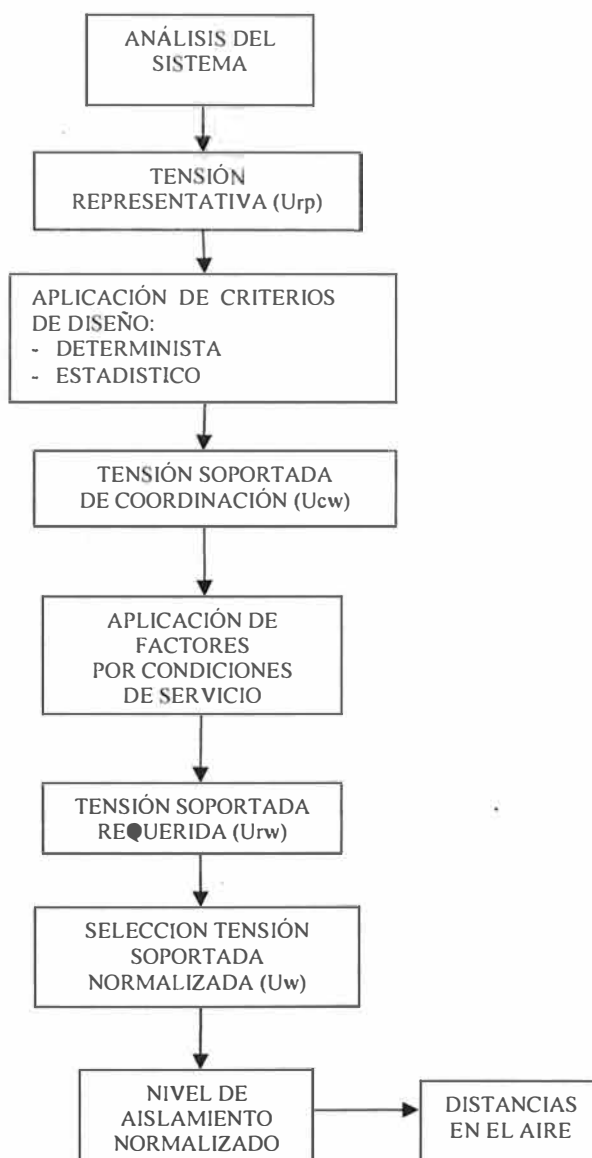


Fig. 2.1 Metodología de la coordinación de aislamiento. Fuente [8].

a. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

Las sobretensiones representativas se definen como aquellas que producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones que tienen lugar durante el servicio de la instalación. Las tensiones y las sobretensiones que ha de soportar el

aislamiento deben determinarse en amplitud, forma y duración mediante un análisis que incluya la elección y la localización de los dispositivos de limitación de las sobretensiones.

b. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})

La tensión soportada de coordinación se define, para cada categoría de tensión, como el valor de la tensión soportada por el aislamiento en condiciones de servicio que cumple con los criterios de comportamiento.

Estos criterios se expresan en términos de una tasa de falla aceptable (numero de fallas por año, números de años entre defectos, riesgo de fallo, etc.) de la configuración del aislamiento.

c. Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw})

Se define como la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que se cumplirá con los criterios de comportamiento cuando se someta a las sobretensiones en las condiciones reales de servicio y durante todo el tiempo de funcionamiento.

En la práctica se asume un factor global (k_s) para el aislamiento interno deducido de la experiencia. Para el aislamiento externo debe aplicarse un factor adicional (k_a) que tiene en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales normalizadas de referencia y las esperadas en funcionamiento.

d. Elección del nivel de aislamiento asignado

La tensión soportada normalizada se define como el valor de la tensión aplicada en un ensayo de tensión soportada normalizada.

La elección del nivel de aislamiento asignado consiste en seleccionar el conjunto de tensiones soportadas normalizadas (U_w) del aislamiento más económico, suficiente para demostrar que se satisfacen todas las tensiones soportadas especificadas.

Las tensiones normalizadas más elevadas para el material se dividen en:

- Gama I: desde 1 kV hasta 245 kV. Esta gama cubre a la vez redes de transmisión y de distribución.
- Gama II: desde 245 kV. Esta gama cubre principalmente redes de transmisión.

e. Elección de los niveles de aislamiento normalizado

Se define el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a la tensión más elevada para el material (U_m).

Son suficientes dos tensiones soportadas normalizadas para definir el nivel de aislamiento normalizado del material:

- Para los materiales de la gama I son suficientes la tensión soportada normalizada para el impulso tipo rayo y la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial.
- Para los materiales de la gama II son suficientes la tensión soportada normalizada para impulso tipo maniobra y la tensión soportada normalizada para impulso tipo rayo.

f. Elección de los niveles de aislamiento normalizado

Las distancias en el aire, entre los conductores en tensión y elementos metálicos puestos a tierra o entre conductores de distintas fases, se determinan de forma que sus tensiones de cebado a impulsos de maniobra y tipo rayo en condiciones atmosféricas normalizadas sean iguales o mayores que las tensiones normalizadas soportadas por los equipos de la subestación.

2.3. Métodos de coordinación de aislamiento

a. Método determinista o convencional

Se aplica cuando no es posible evaluar de forma estadística la tasa de fallas de los equipos que puede esperarse en condiciones de servicio. Con este método los aislamientos se seleccionan de manera que tengan una tensión soportada superior a la mayor sobretensión representativa que pueda aparecer en los equipos.

Los aislamientos no autoregenerables se caracterizan por que su tensión de coordinación será resultado de multiplicar la tensión representativa por el factor de coordinación K_c , con ello se tienen en cuenta la incertidumbre en la determinación de las sobretensiones representativas y las soportadas por el aislamiento. Los aislamientos autoregenerables se caracterizan por que su tensión de coordinación, también requiere de un factor K_c que tendrá en cuenta la diferencia entre esta tensión y la prevista en el diseño que podría soportar el aislamiento.

b. Método estadístico

Este método se aplica cuando se conoce la distribución de sobretensiones en el sistema y la distribución de tensiones soportada en los materiales.

El método se basa en el riesgo de falla de los equipos y su aplicación permite estimar la frecuencia de fallas como una función de factores de diseño seleccionados para cada elemento, dependiendo de su tipo y situación en el sistema. El cálculo de la distribución estadística de una sobretensión requiere de un método probabilístico que depende de la selección de parámetros de tipo aleatorio, el desarrollo de un modelo matemático dependiendo del tipo de sobretensión y la aplicación de un procedimiento estadístico.

2.4. Tensión representativa

2.4.1. Tensiones permanentes (a frecuencia industrial)

En condiciones normales de operación, la tensión a frecuencia industrial puede ser susceptible de variar algo en magnitud y diferir de un punto a otro del sistema. Para propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, se emplea la tensión más alta del sistema (Us).

2.4.2. Sobretensiones temporales

Estas se caracterizan por su amplitud, su forma de tensión y su duración. Todos los parámetros dependen del origen de las sobretensiones. Las amplitudes y las formas de onda pueden variar durante la existencia de la sobretensión. Para propósitos de coordinación de aislamiento, se considera que la sobretensión temporal representativa tiene la forma de onda de la tensión de corta duración normalizada a frecuencia industrial (1 minuto). La amplitud se define por un valor (el máximo previsto). Para elegir la amplitud de la sobretensión temporal representativa se deberá tener en cuenta:

- La amplitud y duración de la actual sobretensión en servicio.
- La amplitud y duración de la característica de soportabilidad a frecuencia industrial del aislamiento considerado.

Se deben considerar las sobretensiones temporales que tienen como origen:

a. Fallas a tierra

Una falla monofásica a tierra origina sobretensiones fase tierra en las fases sanas, este tipo de falla es la que produce mayor sobretensión. La amplitud de las sobretensiones dependen del tipo de aterrizamiento del neutro del sistema. Se representan mediante un factor de falla a tierra (k) el cual se determina en función de las impedancias de secuencia positiva (Z_1) y de secuencia cero (Z_0) teniendo en cuenta la resistencia de falla. Los factores de falla a tierra se calculan para la ubicación de la falla en el sistema.

En la tabla 3.4 se muestran valores típicos del factor k , en función del tipo de conexión del neutro del sistema.

b. Pérdida de carga

La desconexión brusca de cargas importantes puede ser consecuencia de disparos de interruptores y con ello provocar sobretensiones. Las sobretensiones temporales fase tierra o longitudinales debidas a las pérdidas de carga desconectada, de la configuración de la red después de la desconexión y de las características de las fuentes de energía (potencia de cortocircuito, velocidad y regulación de generadores, etc).

$$\text{La tensión de referencia (1 p.u.)} = U_{sx} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (2.1)$$

Con esta referencia podemos indicar:

- En sistemas de extensión moderada, la pérdida total de carga puede producir sobretensiones fase tierra con una amplitud normalmente inferior a 1,2 p.u. la duración de la sobretensión depende del equipo de control de la tensión y puede llevar varios minutos.
- En grandes sistemas, luego de una pérdida total de carga puede producir sobretensiones fase tierra pueden alcanzar 1,5 p.u o mayores cuando ocurren los efectos ferranti o de resonancia. u duración puede ser de algunos segundos.
- Si solo hay cargas estáticas en la parte desconectada, la sobretensión temporal longitudinal es normalmente igual a la sobretensión entre fase tier a. En sistemas con motores o generadores en la parte desconectada, una separación de redes puede producir una sobretensión longitudinal temporal compuesta por dos sobretensiones fase tierra en oposición de fase, cuya amplitud máxima es normalmente inferior a 2,5 p.u (se pueden obtener valores mayores, en casos excepcionales, en los sistemas muy grandes de alta tensión).

c. Resonancia y ferroresonancia

Se producen sobretensiones temporales por estas causas cuando se conectan o hay perdidas de carga en circuitos que incorporan elementos de gran capacidad (líneas, cables, líneas compensadas en serie) y elementos inductivos (transformadores, bobinas de reactancia shunt) que presentan magnetización no lineal. Las sobretensiones temporales provocadas por resonancia pueden alcanzar magnitudes muy altas.

d. Sobretensiones longitudinales durante la sincronización

Las sobretensiones temporales longitudinales representativas se deducen de la sobretensión prevista en servicio que tiene una amplitud igual al doble de la tensión de servicio fase tierra y una duración que va desde varios segundos a algunos minutos. Cuando las operaciones de sincronización son frecuentes, se debe considerar la probabilidad de que ocurra una falla a tierra y como consecuencia una sobretensión.

2.4.3. Sobretensiones de frente lento

Estas sobretensiones tienen duraciones del frente de algunas decenas a algunos miles de microsegundos y duraciones de la cola del mismo orden de magnitud, y son de naturaleza oscilatoria. Usualmente se producen por maniobra de interruptores y descargas de rayos distantes a los conductores de líneas aéreas. La tensión representativa se caracteriza por

una forma de onda de tensión y una amplitud que puede ser una sobretensión máxima prevista o una distribución de probabilidad de amplitudes de sobretensión.

En la referencia [2] se indica que la distribución de probabilidad de las sobretensiones sin actuación del pararrayo se caracteriza por su valor al 2%, su desviación típica y su valor de truncamiento. La distribución de probabilidad puede ser aproximada por una distribución de gauss entre el valor 50% y el valor de truncamiento, por encima del cual se supone que no existen valores.

Las maniobras que se detallan en la referencia [2], causantes de este tipo de sobretensiones en los sistemas de potencia son:

a. Sobretensiones debidas a la conexión y recierre de líneas

Una maniobra de este tipo produce sobretensiones de maniobra en las tres fases de la línea. Por tanto, cada maniobra produce tres sobretensiones fase tierra y las correspondientes tres sobretensiones fase fase.

Las amplitudes de las sobretensiones debidas a la conexión de la línea dependen de varios factores, incluyendo el tipo de interruptor automático (con resistencia de pre inserción o sin ella), naturaleza del sistema de alimentación (simple o mallado) y potencia de cortocircuito de las barras a partir de las cuales la línea es conectada, la naturaleza del medio de compensación utilizado y la longitud de la línea de conexión, situación de los equipos al final de la línea (abierta, transformador, pararrayos, etc.).

Los recierres trifásicos pueden generar elevadas sobretensiones de frente lento debido a cargas atrapadas en la línea reenganchada. Al mismo tiempo que el reenganche, la amplitud de la sobretensión remanente sobre la línea (debido a la carga atrapada) puede ser tan alta como el valor de cresta de la sobretensión temporal. La descarga de esta carga atrapada depende de los equipos restantes conectados a la línea, de la conductividad superficial de los aisladores, o de las condiciones de efecto corona sobre los conductores, y del instante de reenganche.

En sistemas normales el reenganche monofásico no genera sobretensiones más altas que las debidas a la conexión. Para líneas con significativo efecto ferranti o de resonancia, el recierre monofásico puede dar como resultado sobretensiones más altas que las debidas a la conexión trifásica.

La distribución de probabilidad correcta de las amplitudes de las sobretensiones puede ser obtenida solamente mediante simulación numérica de las maniobras, empleando programas computarizados, etc.

De manera práctica la evaluación estadística de las sobretensiones puede llevarse a cabo mediante dos métodos:

Método de cresta por fase, con este método se obtiene la función de densidad de probabilidad de la sobretensiones fase tierra para una sola fase, y se asume que es la misma para las tres fases. Cada maniobra contribuye con tres valores de cresta a la distribución de probabilidad de las sobretensiones representativas.

Método de cresta por caso, con este método la función de densidad de probabilidad se calcula teniendo en cuenta solo la fase que en cada maniobra da lugar a la sobretensión fase tierra mayor. Cada maniobra contribuye con un valor a la distribución de probabilidad de la sobretensión representativa.

b. Sobretensiones fase tierra

La figura 2.2 muestra el rango de sobretensiones 2% (en porcentaje de 1 p.u) que pueden esperarse entre fase y tierra, sin limitación proveniente de pararrayos. La figura se debe utilizar como una indicación para determinar si sobre una configuración dada, las sobretensiones son suficientemente elevadas.

El rango de valores que se indica muestra hasta que nivel se pueden limitar estas sobretensiones.

Los parámetros representativos de la función de densidad de probabilidad de las sobretensiones fase tierra pueden obtenerse, en función del método de cálculo de la sobretensión representativa 2% como se muestra:

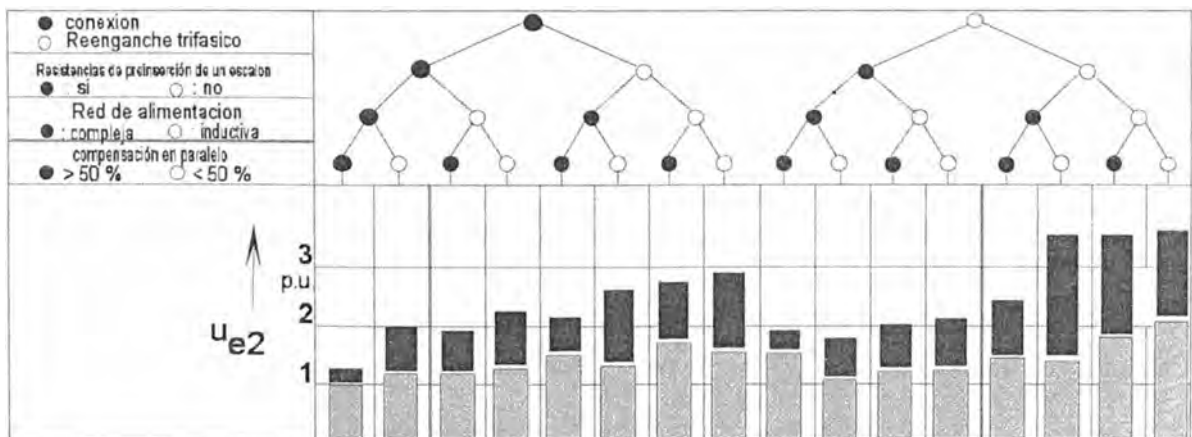


Fig. 2.2. Rango de sobretensiones de frente lento 2% en el extremo de recepción debido a la energización y recierre de la línea. Fuente [2].

Método fase cresta:

Valor 2%	U_{e2}	
Desviación típica	$Se = 0.25 (U_{e2}-1)$	(2.2)

Valor de truncamiento	$U_{et} = 1.25 \times U_{e2} - 0.25$	(2.3)
-----------------------	--------------------------------------	-------

$$\text{Si } U_{et} = U_{e50} + 2 \times Se, \text{ entonces } U_{et} = U_{e50} + 3 \times Se \quad (2.4)$$

Método caso cresta:

Valor 2%	U_{e2}	
Desviación típica	$Se = 0.17 (U_{e2}-1)$	(2.5)

Valor de truncamiento	$U_{et} = 1.13 \times U_{e2} - 0.13$	(2.6)
-----------------------	--------------------------------------	-------

Si $U_{et} = U_{e50} + 2 \times Se$, entonces $U_{et} = U_{e50} + 3 \times Se$	(2.7)
---	-------

c. Sobretensiones entre fases

El valor de sobretensión entre fases 2% puede determinarse a partir de las sobretensiones fase tierra. La figura 2.3 muestra la relación 2% de sobretensiones entre fases y fase tierra. El límite superior se aplica a sobretensiones de recierre trifásico rápido, el límite inferior se aplica a sobretensiones de conexión trifásica.

Los parámetros de la distribución de probabilidad de sobretensión fase fase pueden estimarse de la siguiente manera:

Método fase cresta:

Valor 2%	U_{p2}	
Desviación típica	$Sp = 0.25 (U_{p2}-1.73)$	(2.8)

Valor de truncamiento	$U_{pt} = 1.25 \times U_{p2} - 0.43$	(2.9)
-----------------------	--------------------------------------	-------

Método caso cresta:

Valor 2%	U_{p2}	
Desviación típica	$Sp = 0.17 (U_{p2}-1.73)$	(2.10)

Valor de truncamiento	$U_{pt} = 1.14 \times U_{p2} - 0.24$	(2.11)
-----------------------	--------------------------------------	--------

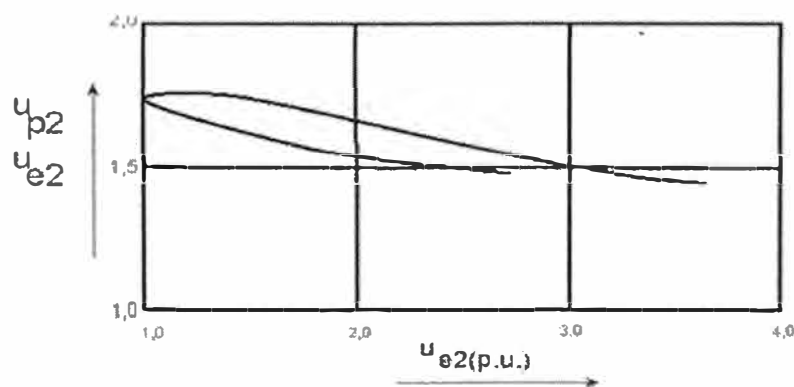


Fig. 2.3. Relación entre los valores 2% de sobretensiones de frente lento entre fases y fase tierra. Fuente [2].

Para todos los tipos de aislamiento de la gama II, excepto para las distancias en el aire, la sobretensión representativa entre fases es igual al valor de cresta de la sobretensión entre fases. Para distancias en el aire en la gama II de sobretensiones y principalmente para

sistemas mayores o iguales de 500 kV, las sobretensiones representativas entre fases pueden ser determinadas a partir de los valores de cresta de sobretensiones de fase tierra y entre fases.

d. Sobretensiones longitudinales

Estas sobretensiones se producen entre terminales durante la conexión o recierre, se componen de la tensión de servicio permanente en un terminal y la sobretensión de maniobra en el otro.

Para la componente de sobretensión de frente lento, se aplican los mismos principios que para el aislamiento fase tierra.

e. Sobretensiones máximas previstas

Si no se emplea protección por pararrayos, la sobretensión máxima de conexión o reenganche prevista es:

- Para la sobretensión fase tierra, el valor de truncamiento U_{et} .
- Para la sobretensión entre fases, el valor de truncamiento U_{pt} o para el aislamiento externo en la gama II y sistemas de más de 500 kV, ambos subdivididos en dos componentes iguales con polaridades opuestas.
- Para las sobretensiones longitudinales, el valor de truncamiento U_{et} de la sobretensión fase tierra debida a la conexión en un terminal y el valor de cresta de la tensión de servicio permanente, de polaridad opuesta en el otro terminal.

f. Eliminación de sobretensiones debidas a fallas

Las sobretensiones de frente lento se generan al inicio de la falla y durante su eliminación, a consecuencia de la variación de tensión entre la tensión de servicio a la sobretensión temporal.

Estas se suceden en las fases sanas y por el retorno desde un valor próximo a cero a la tensión de servicio de la fase en condiciones de falla.

Ambas causas producen solo sobretensiones fase tierra. Las sobretensiones entre fases pueden ser despreciadas. Analíticamente se pueden estimar las magnitudes de estas sobretensiones y de manera conservadora los valores máximos para la sobretensión representativa U_{et} :

$$\text{Inicio de falla: } U_{et} = (2k - 1) \times U_{sx} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (2.12)$$

$$\text{Eliminación de la falla: } U_{et} = 2 \times U_{sx} \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \quad (2.13)$$

K representa un factor de falla a tierra.

g. Protección con pararrayos contra sobretensiones de frente lento

Como regla general se asume que los pararrayos de óxidos metálicos limitan las amplitudes de las sobretensiones fase tierra (kV pico) a aproximadamente el doble de la tensión nominal del pararrayos (kV en valor eficaz). La sobretensión máxima representativa en presencia de pararrayos se elige de la siguiente forma:

- Fase tierra, será igual al nivel de protección del pararrayos (Ups), en caso de actuar el pararrayos.
- Fase fase, será el menor de dos veces el nivel de protección del pararrayos y el de truncamiento de la función de distribución de probabilidad de sobretensiones fase fase en ausencia de pararrayos.

2.4.4. Sobretensiones de frente rápido

a. Sobretensiones tipo rayo

Para efectos de coordinación de aislamiento se determinan las sobretensiones que pueden presentarse en la subestación causadas por descargas atmosféricas en las líneas a las que se conecta.

Las sobretensiones ocasionadas por rayos son ocasionadas por descargas directas en los conductores de fase de las líneas, por flameo inversos en sus apoyos o están inducidas por descargas de rayo cercanas. Las ondas de rayo inducidas generalmente producen sobretensiones inferiores a 400 kV en la línea aérea por lo que se consideran de importancia en sistemas de gama I.

b. Sobretensiones debidas a maniobras y defectos

Las sobretensiones de maniobras de frente rápido ocurren cuando los equipos se encuentran conectados o desconectados de la red por medio de conexiones cortas, dentro de subestaciones. Las sobretensiones de frente rápido pueden también ocurrir cuando el aislamiento externo se ceba.

En tales sucesos se pueden producir esfuerzos severos en los aislamientos internos próximos tales como arrollamientos. En general estas sobretensiones son del tipo oscilatorio, para propósitos de coordinación de aislamiento, la forma de sobretensión representativa puede considerarse que corresponde a impulso de rayo normalizado (1,2/50 us).

Se caracterizan las sobretensiones representativas como:

- Maniobra de interruptor automático sin recibidos: 2 p.u
- Maniobra de interruptor automático con recibidos: 3 p.u

- Maniobra de seccionador: 3 p.u

c. Sobretensión representativa en presencia de pararrayos

La protección que ofrecen los pararrayos contra las sobretensiones de frente rápido depende de la amplitud y forma de la sobretensión, la característica de protección del pararrayos, la amplitud y forma de la corriente a través del pararrayos, la impedancia y/o capacitancia característica del equipo protegido, la distancia entre el pararrayos (ver figura 2.4) y el equipo protegido, incluyendo las conexiones a tierra y el número de líneas conectadas y la impedancia característica.

Se debe verificar si los pararrayos tienen las tensiones residuales (U_{pl} y U_{ps}) necesarias para la corriente nominal especificada ya que esto nos brindara un margen de protección adecuado para los equipos adyacentes.

Para la protección contra sobretensiones de rayo, los pararrayos que generalmente se aplican tienen las siguientes corrientes nominales de descarga:

- Para sistemas con U_m en rango I: 5 o 10 kA.
- Para sistemas con U_m en rango II: 10 o 20 kA

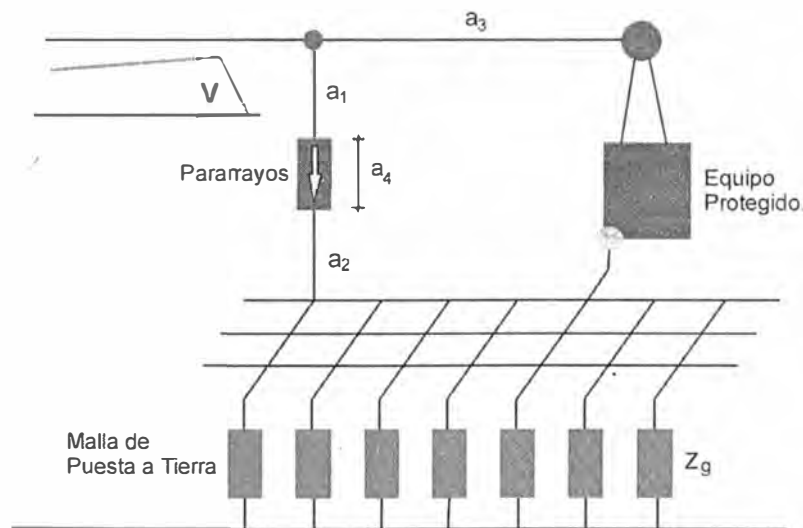


Fig. 2.4 Diagrama de la conexión del pararrayos al objeto protegido. Fuente [2].

Las características de protección de un pararrayos son válidas únicamente en su ubicación. Cuanto mayor sea esta distancia, menor es la protección para este equipo.

Para la estimación simplificada de la sobretensión representativa en el objeto a proteger se puede emplear:

$$U_{rp} = U_{pl} + 2 ST, \quad \text{para } U_{pl} \geq 2ST. \quad (2.14)$$

$$U_{rp} = 2 U_{pl} \quad \text{para } U_{pl} < 2ST. \quad (2.15)$$

$T = L/c$; Donde:

Upl : nivel de protección a impulso tipo rayo del pararrayos (kV).

S: pendiente del frente de onda incidente (kV/us).

T : tiempo de propagación del frente de onda de sobretensión

C: velocidad de la luz (300 m/us).

L= a1+a2+a3+a4 (ver Figura 2.4)

La pendiente de la onda incidente a la subestación se amortigua en la línea fundamentalmente debida al efecto corona, de manera que solamente los rayos que caigan en las líneas dentro de la distancia limite provocaran fallo en los aislamientos de los equipos dentro de la subestación.

La pendiente de la onda incidente se puede determinar aproximadamente por la ecuación de características conservadoras:

$$S=1 / (n Kco X) \quad (2.16)$$

Dónde:

n: número mínimo de líneas conectadas a la subestación que pueden quedar en servicio considerando las eventuales aperturas originadas por tormentas; en el caso de que los apoyos tengan varias ternas de conductores y si se tienen en cuenta los flameos inversos que afecten a dos líneas, es recomendable dividir por dos el citado número.

Kco constante de amortiguamiento por efecto corona de la tabla 2.1 (us/kV.m)

X: distancia entre el punto en que impacta el rayo y la subestación.

La distancia limite Xp se calcula mediante:

$$Xp= 2 T / [(n Kco (U-Upl))] \quad (2.17)$$

Dónde:

U: amplitud de la más débil de las sobretensiones consideradas.

T: mayor tiempo de propagación entre cualquier punto a proteger de la subestación y el pararrayos más cercano (us).

Upl nivel de protección del pararrayos para las ondas tipo rayo.

Tabla N° 2.1 constante de amortiguamiento por efecto corona Kco. Fuente [2]

Configuración del conductor	Kco (us/kV m)
Conductor simple	1,5 x 10 ⁻⁶
Haz de dos conductores	1,0 x 10 ⁻⁶
Haz de tres o cuatro conductores	0,6 x 10 ⁻⁶
Haz de seis u ocho conductores	0,4 x 10 ⁻⁶

Para distancias superiores a X_p la pendiente de onda se reducirá de modo que la sobretensión sobre el equipo será en términos generales inferior al valor estimado U . Considerando como hipótesis que todas las descargas de rayos que se producen dentro de una cierta distancia a partir de la subestación producen sobre los equipos protegidos sobretensiones superiores al nivel esperado y las descargas más lejanas producen valores inferiores, la referencia [2] establece una formulación simplificada que muestra la pendiente de onda incidente representativa. Por tanto, la tensión representativa en la subestación y la pendiente de la onda incidente representativa están dadas por las siguientes ecuaciones :

$$S_{rp} = \frac{1}{n[K_{co}(L_{sp}+L_t)]} \quad (2.18)$$

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \cdot L}{n(L_{sp}+L_t)} \quad (2.19)$$

Dónde:

U_{rp}: amplitud de la sobretensión representativa tipo rayo (kV).

A: factor dado en la tabla 2.2 que representa el comportamiento frente al rayo de la línea aérea conectada a la subestación.

n : número mínimo de líneas conectadas a la subestación (n=1 o n=2)

L_{sp}: longitud del vano (m).

L_t: porción de línea aérea que tiene una tasa de defectos igual a la tasa de retorno establecida (m).

R_t : tasa de retorno de la sobretensión establecida (1/año)

R_{km}: tasa de defectos anuales de la línea aérea para un diseño que corresponda al primer kilómetro a partir de la subestación 1/(m.año).

Tabla N° 2.2 Factor A para diferentes tipos de líneas aéreas. Fuente [2].

Tipo de línea	A (kV)
Líneas de distribución (cebados entre fases)	
– Con las crucetas puestas a tierra (cebado a tierra con una tensión pequeña).	900
– Líneas con apoyos de madera (cebado a tierra con una tensión alta)	2700
Líneas de transmisión (cebado fase tierra)	
– Un solo conductor	4500
– Haz doble	7000
– Haz cuádruple	11000
– Haz de seis u ocho conductores	17000

2.4.5. Sobretensiones de frente muy rápido

Las sobretensiones de frente muy rápido se originan en maniobras de seccionadores o en defectos internos de la subestación GIS debido al rápido cebado de los electrodos en gas y la escasa atenuación a la propagación de frentes dentro del GIS. Sus amplitudes se atenúan rápidamente al salir del GIS.

2.5. Tensión soportada de coordinación

a. Criterio de comportamiento

Para la coordinación de aislamiento, el criterio de comportamiento que se requiere para el aislamiento en servicio es la tasa de falla aceptable (R_a). El comportamiento del aislamiento en una red se evalúa respecto del número de fallas de los aislamientos durante el servicio. Tasas de fallas aceptables se pueden obtener de estadísticas de fallas de redes existentes y de proyectos de diseño donde se tengan en cuenta tales estadísticas.

b. Tensión soportada de coordinación permanente

La tensión soportada de coordinación para la tensión permanente a frecuencia industrial coincide con la representativa, es igual a la tensión más elevada de la red para el aislamiento fase fase.

En caso de que el aislamiento opere en condiciones de contaminación, su comportamiento para la tensión permanente debe considerar criterios para evitar contorneos. La tabla 3.3 extraída de la referencia [1] nos muestra los niveles de contaminación típicos.

c. Tensión soportada de coordinación temporal

Considerando el método determinista, la tensión soportada de coordinación de corta duración es igual a la sobretensión temporal representativa.

Considerando el método estadístico, teniendo en cuenta un procedimiento estadístico y la sobretensión temporal representativa viene dada por una frecuencia de distribución característica amplitud/duración se determinara el aislamiento que cumple el criterio de comportamiento.

d. Tensión soportada de coordinación de frente lento (maniobra)

Método determinista, involucra la determinación de las tensiones máximas que afectan el equipo y la elección de la rigidez dieléctrica mínima, con un margen que deberá cubrir incertidumbres. La tensión soportada de coordinación se obtiene multiplicando el valor máximo previsto de la sobretensión representativa por el factor de coordinación determinista K_{cd} .

Para equipos protegidos por pararrayos, la sobretensión máxima prevista (representativa) es igual al nivel de protección a impulso tipo maniobra Ups del pararrayos. En tales casos pueden presentarse asimetrías de la distribución estadística de las sobretensiones. Esta asimetría es más pronunciada cuanto menor es el nivel de protección comparado con las amplitudes de las sobretensiones de frente lento previstas. Para cubrir variaciones de soportabilidad de aislamiento o en el valor del nivel de protección del pararrayos que pueden influir en el riesgo de falla, se evalúa el factor de coordinación determinista Kcd, en la figura 2.5 se aprecia el modo de su determinación.

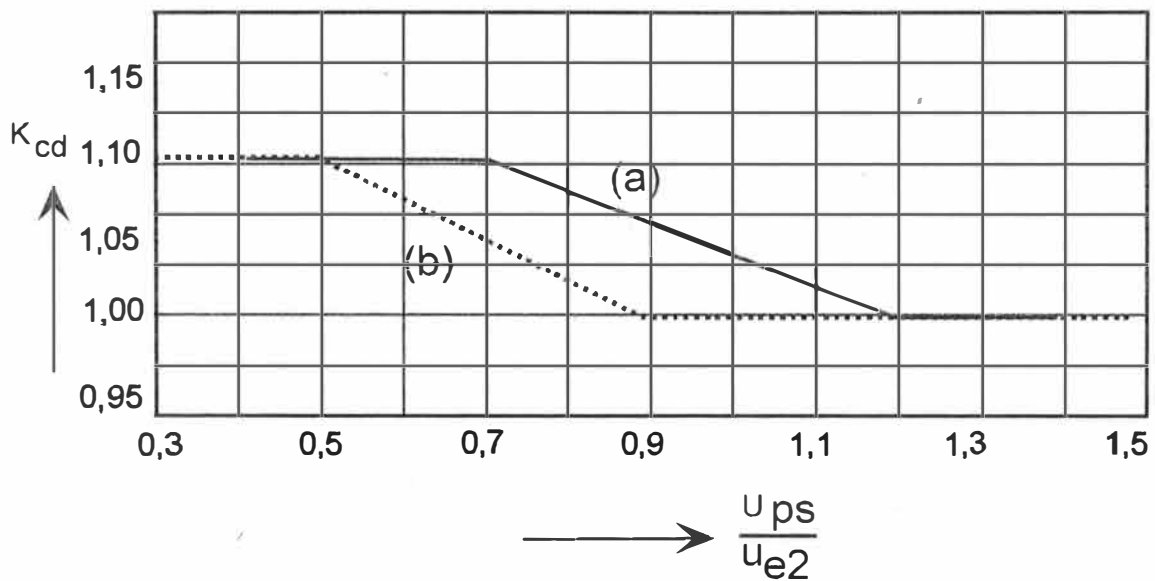


Fig. 2.5 Evaluación del factor de coordinación determinista Kcd, (a) fase- tierra, (b) fase-fase. Fuente [2].

Para equipos no protegidos por pararrayos, la sobretensión máxima prevista es igual al valor de truncamiento (U_{et} o U_{pt}) de la función probabilística de sobretensiones y el factor de coordinación determinista $K_{cd}=1$.

- Método estadístico, al aplicar este método es necesario establecer un riesgo de falla aceptable como criterio de comportamiento, basado en un análisis técnico, económico y en la experiencia del servicio.

- El riesgo de falla es la probabilidad de falla del aislamiento.

e. Sobretensiones de frente rápido

- Método determinista, la tensión soportada de coordinación U_{cw} para impulsos tipo rayo se obtiene:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \cdot L}{n(L_{sp} + L_a)} \quad (2.20)$$

Donde:

La: Porción de línea aérea que tiene una tasa de defectos igual a la tasa de fallas establecida aceptable.

$$La = Ra / Rkm \quad (2.21)$$

Ra: Tasa de fallas aceptable del equipo.

Esto equivale a aplicar un factor determinista $Kcd=1$ a los valores máximos previstos de sobretensiones, ya que para sobretensiones tipo rayo la sobretensión representativa ya incluye efectos probabilísticos.

Para las sobretensiones de maniobra de frente rápido, se aplican las mismas relaciones que para las sobretensiones de frente lento.

- Método estadístico, para aplicar este método es necesario determinar la función de distribución de probabilidad de sobretensiones. Para ello se puede aplicar el método propuesto en la referencia [2], anexo F. Mediante este método se obtiene el riesgo de falla del aislamiento y la tasa de falla será igual al riesgo multiplicado por el número total de sobretensiones de rayo.

2.6. Tensión soportada requerida (U_{rw})

Esta tensión es la que se verifica en condiciones de ensayo de tipo normalizado y en una atmosfera de referencia normalizada, se determina teniendo en cuenta todos los factores que pueden reducir el aislamiento en servicio de forma que se mantenga la tensión soportada de coordinación durante la vida del material en el lugar donde esté instalado, para esto se consideran dos factores de corrección que representan los aspectos más influyentes:

2.6.1. Corrección atmosférica

- Para el aislamiento interno se asume que las condiciones atmosféricas no afectan las propiedades del aislamiento.
- Corrección por altitud, el factor Ka se basa en la presión atmosférica en función de la altitud. Este factor puede calcularse con:

$$Ka = e^{\frac{m \times H}{8150}} \quad (2.22)$$

Donde:

H: Altura sobre el nivel del mar, m

m: 1.0 para tensiones soportables de coordinación tipo atmosférico.

m: 1.0 para tensiones soportables de coordinación a frecuencia industrial

m: De acuerdo a la figura 2.6, para tensiones soportables de coordinación tipo maniobra.

Para los ensayos de larga duracion y para los de tension soportada a frecuencia industrial de corta duracion de aisladores contaminados, m puede variar desde 0,5 para los aisladores normales hasta 0,8 para los de tipo antiniebla. Tambien debemos tener en consideración factores de seguridad que toman en cuenta el montaje de equipos, la calidad de los equipos, calidad de la instalacion, el envejecimiento del aislamiento durante su tiempo de servicio y otros por efectos ambientales, térmicos, mecánicos.

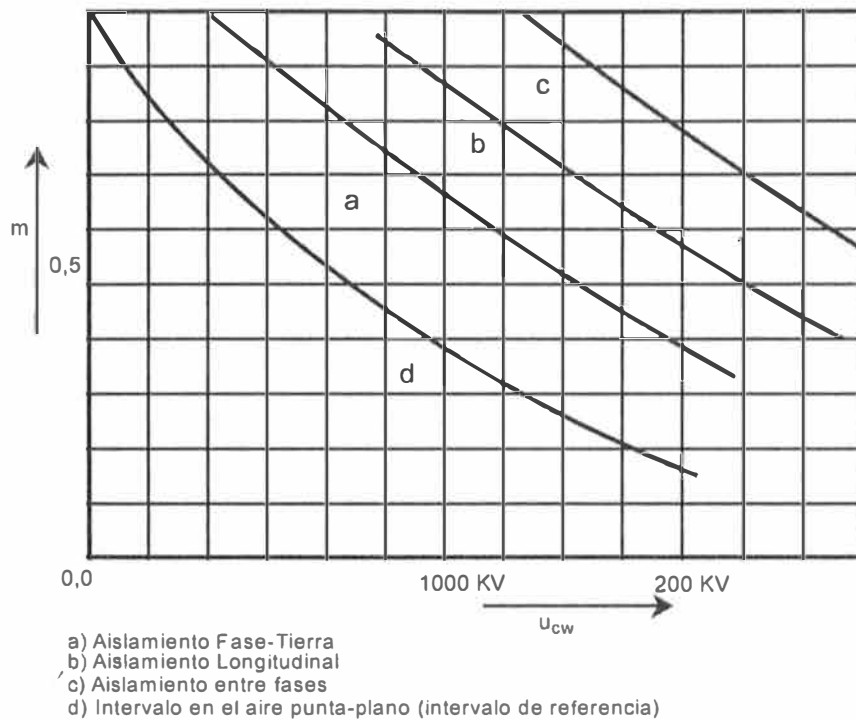


Fig. 2.6 Relación entre el exponente m y la tensión soportada de coordinación a impulsos tipo maniobra. Fuente [2].

El envejecimiento de los aislamientos electricos es debido a esfuerzos termicos, electricos, quimicos, mecanicos o combinacion de estos durante su tiempo de servicio, para efectos de coordinacion de aislamiento se considera que el islamiento externo no envejece .

Existe una dispersion de la calidad del aislamiento que se verifican por medio de pruebas a un conjunto representativo del sistema de aislamiento. Debido a que el material en servicio puede diferenciarse del que ha sido sometido a pruebas, la tension soportada en servicio del equipo puede ser menor que el valor asignado consiguiendo con esto garantizar el aislamiento requerido.

Para efectos de coordinaci3n de aislamiento, esta diferencia es despreciable para los equipos montados en fabrica. Para equipos montados en campo, la tension soportada puede ser menor que la tension soportada especificada , lo que se debe considerar mediante factores de seguridad.

2.6.2. Factores de seguridad recomendados (Ks)

Este factor toma en cuenta las diferencias en el montaje de los equipos, la dispersión de la calidad, la instalación, el envejecimiento del aislamiento durante la duración prevista, etc. Si no hay ninguna indicación relevante, la referencia [2] recomienda aplicar los siguientes factores de seguridad:

- Para el aislamiento interno $K_s=1,15$.
- Para el aislamiento externo $K_s=1,05$.

Las tensiones de soportabilidad requeridas se determinan con las siguientes ecuaciones:

$$\text{Aislamiento externo} \quad U_{rw} = U_{cwx} K_s K_a \quad (2.23)$$

$$\text{Aislamiento interno} \quad U_{rw} = U_{cwx} K_s \quad (2.24)$$

2.7. Nivel de aislamiento de los equipos

• Factores de conversión de ensayo para rango I

La tabla 2.3 indica los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra especificada. Estos factores se aplican a las tensiones soportadas especificadas entre fase y tierra como a la suma de los componentes de las tensiones soportadas fase fase y longitudinales. La conversión toma en cuenta a las pruebas de laboratorio que se pueden realizar para probar el aislamiento de los equipos, teniendo en cuenta los tipos de tensiones que se describen en el rango I.

Tabla N° 2.3 Factores de conversión de ensayo para la gama I, para convertir las tensiones soportadas especificadas a impulso tipo maniobra en tensiones soportadas a impulso tipo rayo y a frecuencia industrial de corta duración. Fuente [2].

Aislamiento	Tension de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial	Tension de soportabilidad al impulso atmosferico
Aislamiento externo Distancias en aire y aisladores limpios, seco: <ul style="list-style-type: none"> • Fase tierra • Fase fase Aisladores limpios, humedos	$0,6 + U_{rw}/8500$ $0,6 + U_{rw}/12700$ 0,6	$1,05 + U_{rw}/6000$ $1,05 + U_{rw}/9000$ 1,3
Aislamiento interno <ul style="list-style-type: none"> • GIS • Aislamiento inmerso en liquido • Aislamiento solido 	0,7 0,5 0,5	1,25 1,10 1,00

- **Factores de conversión de ensayo para rango II**

En la tabla 2.4 se muestran los factores de conversión aplicables a la tensión soportada a frecuencia industrial de corta duración especificada para obtener la tensión soportada a impulso tipo maniobra. Estos factores también son aplicables para el aislamiento longitudinal. Consideramos el uso de esta tabla para tensiones U_m mayores de 245 kV que implican tensiones de rango II.

Tabla N° 2.4 Factores de conversión de ensayo para la gama II, para convertir las tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración especificadas en tensiones a impulso tipo maniobra. Fuente [2].

Aislamiento	Tensión de soportabilidad al impulso de maniobra
Aislamiento externo	
• Distancias en aire y aisladores limpios, seco	1,4
• Aisladores limpios, humedo	1,7
Aislamiento interno	
• GIS	1,6
• Aislamiento inmerso en liquido	2,3
• Aislamiento solido	2,0

Tabla N° 2.5 Lista de tensiones soportadas normalizadas de corta duración a frecuencia industrial (kV eficaces). Fuente [1].

10	20	28	38	50	70	95	115
140	185	230	275	325	360	395	460
510	570	630	680				

Nota: los valores de la última fila corresponden a tensiones soportadas recomendadas.

Tabla N° 2.6 Lista de tensiones soportadas a los impulsos normalizados (kV cresta). Fuente [1].

20	40	60	75	95	125	145	170
200	250	325	380	450	550	650	750
850	950	1050	1175	1300	1425	1550	1675
1800	1950	2100	2250	2400			

CAPÍTULO III

CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE PARARRAYOS

3.1. Introducción

Los pararrayos son dispositivos cuya misión es limitar las sobretensiones en los sistemas en los que están instalados. En la operación normal del sistema, a través del pararrayos circulan pequeñas corrientes de fuga del orden de los mA. Cuando sucede una sobretensión en el sistema, a través del pararrayos se derivan a tierra la sobrecorriente asociada. La referencia [3] trata acerca de los descargadores de sobretensión.

Los pararrayos se ubican en zonas estratégicas del sistema. Es habitual instalarlos:

- Próximos a transformadores.
- En la llegada de líneas de subestaciones, para proteger los equipos de maniobra.
- En derivaciones de línea aérea a subterránea, para proteger los cables aislados de posibles pérdidas de aislamiento.
- En algunos puntos críticos de la red en los que las descargas provocan cebado de aisladores.

Actualmente los pararrayos de óxido de zinc (ZnO) son los de uso común, respecto de los pararrayos de carburo de silicio (SiC). El ZnO presenta mayor no linealidad que el SiC, en la figura 3.1 se aprecia la curva característica (tensión-corriente) de estos materiales.

La característica tensión corriente de la zona no lineal para un pararrayo de resistencia variable viene expresada por la ecuación, tomada de la referencia [8]:

$$I = \beta x U^\alpha \quad (3.1)$$

Donde:

β factor que depende del material y de su forma geométrica.

α coeficiente de no linealidad, depende de las características del material.

De la figura 3.1 se distinguen tres regiones de operación de los pararrayos (según las diferentes regiones dependientes de la temperatura, sobretensiones y sobrecorrientes) que difieren según el material del cual son fabricados, etc.

1. Región 1: Región de predescarga, pre ruptura o lineal

Esta zona de trabajo corresponde a la operación continua de la red eléctrica (en ausencia de sobretensiones). En esta zona de operación se presenta una corriente de descarga a tierra del orden de los mA, denominada corriente de fuga la cual es proporcional a la tensión de la red. La resistividad del material en esta región está en función de la temperatura (a mayor temperatura menor resistencia y mayor corriente de fuga). Trabajar a temperaturas y tensiones altas implica disipar mayor energía. En esta zona se define la tensión de funcionamiento continuo de los pararrayos que implica el nivel de soportabilidad a la máxima tensión de la red.

2. Región 2: Descarga, ruptura o no lineal

En esta región no hay dependencia respecto de la temperatura y se presentan altas corrientes de descarga que producen pequeñas variaciones en la tensión residual. Esta es la zona del pararrayos cuando se presentan sobretensiones mayores que la tensión residual del equipo.

3. Región 3: Alta descarga o alta corriente

En esta zona la corriente crece muy rápidamente. La curva característica tensión corriente es de nuevamente lineal, de manera similar que en la región 1.

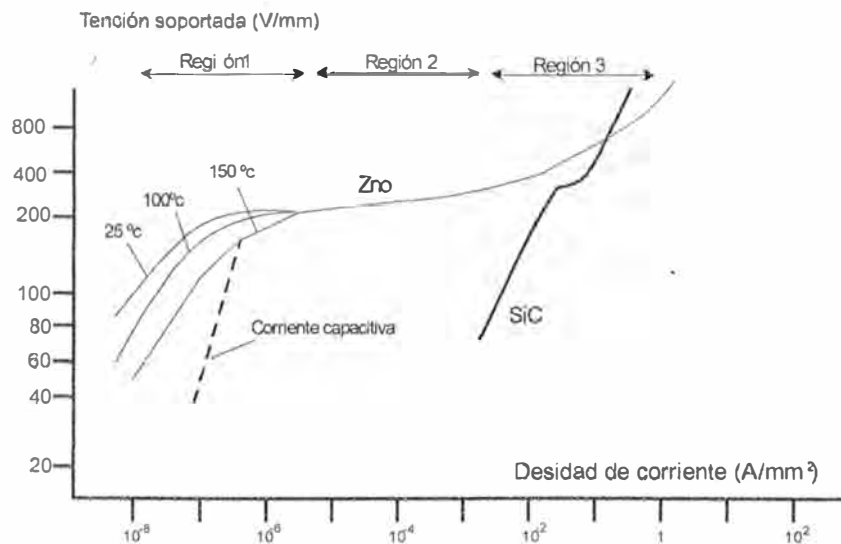


Fig. 3.1. Característica tensión corriente de los pararrayos de ZnO. Fuente [8]

3.2. Características de los pararrayos de oxido de Zinc

3.2.1. Tensión nominal (U_r)

Es el valor eficaz máximo de tensión a frecuencia industrial permisible entre terminales del pararrayos para operación en condición de sobretensiones temporales según ensayos definidos en la norma IEC 60099-4. La tensión nominal corresponde al valor

eficaz máximo de tensión a frecuencia industrial que es capaz de soportar durante 10 segundos luego de aplicar al pararrayos impulsos de corriente de gran amplitud o de larga duración. Las tensiones asignadas se ven en la tabla 3.1.

Tabla N° 3.1 Tensión asignada de pararrayos.

Rango de tensiones nominales (kV rms)	Pasos de tensiones nominales (kV rms)
< 3	Bajo consideración
3 - 30	1
30 - 54	3
54 - 96	6
96 - 288	12
288 - 396	18
396 - 756	24

Nota: otros valores de tensiones nominales pueden ser aceptados, estos serán provistos como múltiplos de 6.

3.2.2. Tensión de operación continua (Uc)

Representa la máxima tensión eficaz a frecuencia industrial que puede aplicarse de manera continua a los terminales de los pararrayos cuando este se encuentra en la zona de pre descarga.

3.2.3. Capacidad de sobretensión temporal (TOVc)

Es el valor eficaz de la máxima sobretensión temporal a frecuencia industrial que es capaz de soportar el pararrayos entre sus terminales por un tiempo usual entre 1 y 10 segundos.

El TOVc representa la capacidad del pararrayo para soportar sobretensiones temporales que pueden aparecer en la red eléctrica desde el punto de vista energético, este valor no está asociado a la pérdida de aislamiento del pararrayos, sino a la destrucción del equipo por grandes esfuerzos energéticos.

El TOVc para 10 segundos es usualmente mayor que la tensión nominal del pararrayos (Ur).

Por tanto la tensión nominal del pararrayos será como máximo el valor del TOVc para 10 segundos.

$$U_r \leq \text{TOVc}(10 \text{ seg}) \quad (3.2)$$

3.2.4. Corriente nominal de descarga de un pararrayos

Se denomina así a la onda de corriente que circula por el pararrayos cuando se encuentra en la zona de descarga o alta descarga. La corriente nominal de descarga (In) es

el valor pico del impulso de corriente tipo rayo (8/20 us) que es usado para definir el pararrayos.

Los valores normalizados son: 1.5 kA, 2.5 kA, 5kA, 10 kA y 20 kA. En la práctica se emplean las magnitudes mostradas en la tabla 3.2.

Tabla N° 3.2 Valores de corriente nominal de descarga en función de la tensión asignada del pararrayos. Fuente [8].

Rango de tensión asignada (Ur)	Corriente nominal de descarga (kA)				
	1.5	2.5	5	10	20
Ur < 3 kV	*	*	*		
3 ≤ Ur ≤ 29 kV		*	*	*	
30 ≤ Ur ≤ 132 kV		*	*	*	*
144 < Ur ≤ 756 kV				*	*

3.2.5. Clase de descarga de línea

En pararrayos de 10 kA y 20 kA se define la clase de descarga de línea como la capacidad para disipar energía correspondiente a la descarga de una línea precargada.

Para los pararrayos de 10 kA existen tres clases de descarga normalizadas clases 1, 2 y 3.

Para 20 kA se definen las clases 4 y 5. Para cada una de estas clases se define una amplitud y duración del impulso de corriente de larga duración que debe soportar el pararrayos, esta soportabilidad aumenta con la magnitud de la clase.

En la referencia [3] no está definida explícitamente la capacidad energética de un pararrayos como un valor expresado en kJ o kJ/kV. Están definidos los parámetros de ensayos que determinan la clase de descarga de línea del pararrayos (tensión nominal del pararrayos, impedancia de onda de la línea, duración de la cresta).

Para determinar la energía aplicada en el ensayo, se define la tensión residual (U_{res}). De los parámetros indicados anteriormente y de la tensión residual del pararrayos, para el ensayo de impulso tipo maniobra, se obtiene la energía inyectada (W), de la siguiente ecuación:

$$W = \frac{(U_L - U_{res}) \times U_{res}}{Z \times T} \quad (3.3)$$

Dónde:

U_{res}: tensión residual en corrientes de impulsos tipo maniobra.

U_L: tensión de carga del generador.

W: energía específica inyectada en el ensayo tipo maniobra.

Z: impedancia de onda de la línea.

T: duración del pico de la onda de tensión de prueba.

3.2.6. Tensión residual (U_{res})

Es el valor pico de la tensión que aparece entre terminales del pararrayos durante el paso de la corriente de descarga. Su magnitud depende de la forma de onda y magnitud de la corriente de descarga. Las tensiones residuales se obtienen para impulsos de corriente tipo maniobra (30/60 us para pararrayos de 10 y 20 kA) y tipo rayo (8/20 us para todos los pararrayos independiente de su corriente nominal). Los valores pico de las corrientes para los ensayos de tensión residual están definidos en la referencia [3] y representan valores mínimos que los fabricantes deben presentar en función de la corriente nominal de descarga y la clase de descarga de línea del pararrayos. Usualmente los fabricantes de pararrayos proporcionan los valores de tensiones residuales para varias corrientes de descarga tipo maniobra y tipo rayo. En función de las tensiones residuales de cada tipo de ensayo se definen los niveles de protección de los pararrayos:

- El nivel de protección a impulsos tipo maniobra de un pararrayos (SIPL, switching impulse protection level) representa el valor máximo de la tensión residual del pararrayos a las corrientes de impulso tipo maniobra especificadas.
- El nivel de protección a impulsos tipo rayo de un pararrayos (LIPL, lightning impulse protection level) es la máxima tensión residual del pararrayos para la corriente nominal de descarga.

3.2.7. Línea de fuga

Es la distancia medida a lo largo del aislamiento exterior del equipo, y es una medida de la capacidad del equipo respecto al contorno exterior en ambientes contaminados.

Se definen cuatro niveles de contaminación con una línea de fuga específica mínima para cada uno de ellos (en mm/kV de la tensión máxima del sistema U_s). En la tabla 3.3 se muestran los distintos niveles de contaminación. Estos intervalos de contaminación están en función de la polución ambiental, etc.

3.3. Procedimiento de selección de pararrayos

La selección de un pararrayo para una aplicación, implica relacionar entre el nivel de protección, la capacidad del TOV y la capacidad de energía. Incrementar la capacidad del

TOV implica aumentar la probabilidad de resistir esfuerzos por sobretensiones, pero reduce el margen de protección provisto por el pararrayo para un nivel de aislamiento dado.

Un pararrayos con mayor capacidad de energía reduce el riesgo de falla y soporta mayor capacidad de descarga.

Tabla N° 3.3 Línea de fuga en función del nivel de contaminación. Fuente [8].

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima (mm/kV)
I Ligero (L)	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción. • Zonas de baja densidad de industrias o viviendas sometidas a viento o lluvias fuertes. • Zonas agrícolas. • Zonas montañosas. 	16
II Medio (M)	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción. • Zonas de elevada densidad de industrias y/o viviendas sometidas a viento y lluvias fuertes. • Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km) 	20
III Fuerte (H)	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de plantas calefactoras generando contaminación. • Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos provenientes del mar. 	25
IV Muy fuerte (V)	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas de extensión moderada sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores espesos. • Zonas de extensión moderada muy próximas a la costa y expuestas a la pulverización salina o a vientos muy fuertes y a contaminación desde el mar. • Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvias durante largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal sometidas a condensación natural. 	31

3.3.1. Criterio de elección de la tensión de funcionamiento continuo (Uc)

El pararrayos debe soportar la tensión máxima del sistema en condiciones de operación. Si el pararrayos está instalado entre fase y tierra, se debe cumplir:

$$U_c = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (3.4)$$

3.3.2. Criterio de elección de las sobretensiones temporales (TOVc)

En caso aparezcan sobretensiones temporales en el sistema, las protecciones convencionales deben ser capaces de despejarlas en un tiempo menor a 1 segundo. Las sobretensiones temporales exigen una disipación energética mayor que las sobretensiones de corta duración. Para propósitos de comparación de diferente magnitud y duración de distintas sobretensiones temporales con la capacidad de los pararrayos para soportarla, es usual convertir cada una de ellas en una tensión equivalente para una duración de 10 segundos:

$$U_{eq} = U_t x \left(\frac{T}{10}\right)^m \quad (3.5)$$

Donde:

U_t amplitud de la sobretensión temporal representativa.

T: duración de la sobretensión temporal representativa.

U_{eq} : amplitud de sobretensión temporal representativa equivalente para 10 seg.

m: exponente que describe a la tensión a frecuencia industrial frente al tiempo del pararrayos.

El exponente varía m entre 0,018 y 0,022. La capacidad del pararrayos para soportar sobretensiones temporales TOVc durante 10 segundos debe ser superior a la sobretensión temporal representativa equivalente para 10 segundos:

$$TOV_c(10 \text{ seg}) \geq U_{eq} \quad (3.6)$$

En redes con tensión nominal hasta 220 kV es habitual considerar que las sobretensiones temporales son originadas por fallas a tierra.

El valor de la sobretensión máxima que puede aparecer en un sistema por falla a tierra es:

$$U_t = \frac{k x U_m}{\sqrt{3}} \quad (3.7)$$

Donde:

U_m: Tensión máxima del sistema.

K: factor de falla a tierra.

Tabla N° 3.4 Valores del factor de falla a tierra en función del tipo de conexión a neutro del sistema (redes de hasta 220 kV). Fuente [8].

Conexión del neutro	k
Rígido a tierra	$k \leq 1,4$
No rígido a tierra	$1,4 \leq k \leq 1,73$
Neutro aislado	$1,73 \leq k \leq 1,9$

3.3.3. Margen de protección a impulsos tipo rayo

Se define como la relación entre la tensión soportada a impulsos tipo rayo del equipo a proteger (LIW, lightning impulse withstand level) y el nivel de protección a impulsos tipo rayo del pararrayos (U_{pl}).

$$\text{Margen de protección} = \frac{LIW}{U_{pl}} \quad (3.8)$$

Si el nivel de protección a impulsos tipo rayo (U_{pl}) es bajo, más alejada estará la tensión residual de la tensión soportada a impulso tipo rayo del equipo (LIW) y mayor será el margen de protección.

Por ello nos interesa seleccionar pararrayos con niveles de protección bajos, obteniendo así márgenes de protección altos.

3.3.4. Margen de protección a impulsos tipo maniobra

Se define como la relación entre la tensión soportada a impulsos tipo maniobra del equipo a proteger (SIW, switching impulse withstand level) y el nivel de protección a impulsos tipo maniobra del pararrayos (U_{ps}).

$$\text{Margen de protección} = \frac{SIW}{U_{ps}} \quad (3.9)$$

Tabla N° 3.5 Valores de cresta de la corriente de descarga para cuya tensión residual se considera el nivel de protección del pararrayos a impulsos tipo maniobra (U_{ps}) en función de la tensión máxima del sistema. Fuente [8].

Tensión máxima del sistema U_s	Corriente de cresta para obtener $U_{ps}(kA)$
$U_s < 145 \text{ kV}$	0,5
$145 \text{ kV} \leq U_s \leq 362 \text{ kV}$	1
$420 \text{ kV} \leq U_s \leq 800 \text{ kV}$	2

CAPÍTULO IV

COORDINACION DE AISLAMIENTO PARA LA SUBESTACION OGOPAMPA 220 kV

4.1. Introducción

La compañía minera Milpo, como parte del suministro eléctrico para su nuevo proyecto minero “Magistral”, ubicado en el distrito de Conchucos, provincia de Pallasca, parte norte del departamento de Ancash, está desarrollando la ingeniería para el suministro de energía hacia la nueva unidad minera.

Para la conexión al sistema interconectado nacional SEIN, se ha considerado realizar una derivación en 220 kV de la línea de transmisión existente Kiman Ayllu – Cajamarca Norte, esta línea fue puesta en servicio a fines del año 2010 y es administrada por la empresa concesionaria Abengoa Transmisión Norte S.A (ATN). Para realizar la citada derivación se prevé construir una subestación en 220 kV que se denominara Subestación Ogopampa. Desde esta nueva subestación se construirá una línea de transmisión en 220 kV hasta la zona del proyecto Magistral, donde se construirá una subestación en 220/22,9 kV para atender la demanda del proyecto minero.

Por estas razones en este informe se abordan los temas relacionados con la determinación de los niveles de aislamiento, las características de los equipos de protección contra sobretensiones y las distancias de seguridad requeridas para la subestación de derivación en 220 kV denominada “Ogopampa”.

La nueva subestación Ogopampa tendrá la configuración de doble barra en “U”, y será diseñada para operar en una tensión nominal de 220kV, y su aislamiento externo será convencional en aire (AIS). Estará conformada por las siguientes bahías:

- Dos (02) bahías de línea en 220 kV hacia la subestación Kiman ayllu.
- Dos (02) bahías de línea en 220 kV hacia la subestacion Cajamarca Norte.
- Una (01) bahía de salida de línea en 220 kV hacia la subestación Magistral.
- Una (01) bahía de acoplamiento de barras.

4.2. Objetivo

El objetivo del presente estudio es definir los niveles de aislamiento interno y externo de los equipos e instalaciones a ser requeridos, así como las distancias de seguridad para la subestación Ogopampa.

4.3. Características del sistema

Las principales características del sistema eléctrico proyectado son mostradas en la tabla 4.1.

Tabla N° 4.1 Características de la subestación Ogopampa

DESCRIPCION	S.E OGOPAMPA
Tensión nominal (kV)	220
Tensión máxima del sistema (kV)	245
Frecuencia nominal (Hz)	60
Conexión del neutro	Efectivamente a tierra
Nivel de contaminación ambiental (25 mm/kV)	Pesado
Corriente de cortocircuito máxima, soportada durante 1 seg. (kA)	40
Altitud sobre el nivel del mar (msnm)	3700

4.4. Procedimiento de coordinación de aislamiento

4.4.1. Datos del sistema

Tensión nominal de operación 220 kV

Altitud de la instalación 3700 msnm

4.4.2. Determinación de las tensiones representativas (U_{rp})

a. Sobretensión a frecuencia industrial, a esta frecuencia se tienen los siguientes valores:

- De la tabla 1.2 seleccionamos la tensión máxima de los equipos (U_m): 245 kV.
- De la ecuación (2.1), el valor pico de la tensión fase tierra (1 p.u): 200 kV.

b. Sobretensión temporal, se determinan las sobretensiones siguientes:

Conforme a las ecuaciones indicadas tenemos:

- Sobretensión por falla fase tierra, con $k=1.4$, U_{rp} (f-t)=212 kV.
- Sobretensión por rechazo de carga, fase fase, con $k=1.5$, U_{rp} (f-f)=343 kV.

c. Sobretensiones de frente lento

Determinamos U_{e2} de la figura 2.2, y U_{p2} de la figura 2.3, para impulsos que afectan a todos los equipos excepto para equipos en la entrada de línea.

Impulsos que afectan a todos los equipos:

Sobretensión fase-tierra, con 2% de probabilidad de ser excedida $U_{e2}=1.9$ p.u

Sobretensión fase-fase, con 2% de probabilidad de ser excedida $U_{p2}=2.9$ p.u

De la ecuación 2.9 determinamos la sobretensión entre fases:

Sobretensión fase-fase $U_{pt}=639.13$ kV

De la ecuación 2.3 determinamos la sobretensión entre fase tierra:

Sobretensión fase-tierra $U_{et}=425.09$ kV

Impulsos que afectan a los equipos de entrada de línea:

Sobretensión fase-tierra, con 2% de probabilidad de ser excedida $U_{e2}=3$ p.u

Sobretensión fase-fase, con 2% de probabilidad de ser excedida $U_{p2}=4.5$ p.u

De la ecuación 2.9 determinamos la sobretensión entre fases:

Sobretensión fase-fase $U_{pt}=1039.22$ kV

De la ecuación 2.3 determinamos la sobretensión entre fase tierra:

Sobretensión fase-tierra $U_{et}=700.15$ kV

Características del pararrayos de óxido metálico seleccionado:

El rango de tensiones residuales, según [3], con $U_r=192$ kV, $I_n=20$ kA:

$U_{pl}(\max)=633.6$ kVp $U_{pl}(\min)=441.6$ kVp

$U_{ps}(\max)=499.2$ kVp $U_{ps}(\min)=384$ kVp

Se pueden seleccionar pararrayos de diferentes marcas y modelos que cumplan los criterios de selección.

De los datos técnicos de fabricantes de pararrayos para corriente de descarga de 20 kA, aisladores tipo cerámico, tensión nominal de 192 kV, línea de fuga de 3600 mm, seleccionamos:

Nivel de protección al impulso de maniobra $U_{ps}=388$ kVp

Nivel de protección al impulso atmosférico $U_{pl}=479$ kVp

Con el uso de pararrayos, las sobretensiones máximas representativas de frente lento podemos asumirlas como:

Fase tierra: U_{ps} para cualquier equipo $U_{rp}(f-t)=388$ kVp

Fase-fase: $2 \times U_{ps}$ para equipo de entrada $U_{rp}(f-f)=776$ kV

Fase-fase: U_{pt} para el resto de equipos $U_{rp}(f-f)=639$ kV

4.4.3. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})

Tenemos las siguientes consideraciones:

a. Sobretensión temporal

De acuerdo al ítem 2.5 c, la máxima sobretensión temporal es igual a la sobretensión temporal representativa, es decir $K_c=1$.

Donde $U_{cw}=K_c \times U_{rp}$

Fase - tierra $K_c=1$

Fase – fase $K_c=1$

Por tanto se obtiene para las sobretensiones:

Fase tierra $U_{cw}=212 \text{ kV}$

Fase fase $U_{cw}=343 \text{ kV}$

b. Sobretensión de frente lento (maniobra)

Conforme al método determinístico, se tomarán en cuenta factores de coordinación K_{cd} para el nivel de protección del pararrayos seleccionado, ver tabla 4.2.

Tabla N° 4.2 Resumen de factores K_{cd} .

Descripción		Relación	K_{cd}
Equipo de entrada			
fase-tierra	U_{ps}/U_{e2}	0.65	1.10
fase-fase	$2U_{ps}/U_{p2}$	0.86	1.013
Para todos los equipos			
fase-tierra	U_{ps}/U_{e2}	1.02	1.03
fase-fase	$2U_{ps}/U_{p2}$	1.34	1.00

Usando los factores calculados, las sobretensiones tenemos:

- Equipos de entrada de línea
 - $U_{cw} = 427 \text{ kV}$ fase tierra
 - $U_{cw} = 786 \text{ kV}$ fase fase
- Equipos excepto en la entrada de línea
 - $U_{cw} = 401 \text{ kV}$ fase tierra
 - $U_{cw} = 639 \text{ kV}$ fase fase

c. Sobretensión de frente rápido

Se considera un enfoque estadístico simplificado, debido a que el empleo de pararrayos distorsiona la distribución estadística de dichos impulsos, como se indica en el ítem 2.5 (e):

Se toman en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión residual máxima del pararrayos $U_{pl} = 479 \text{ kV}$
- Factor $A = 7000$

- Cantidad de líneas conectadas a la subestación $n = 1$
- Distancia del pararrayos a último equipo
 $L = 38 \text{ m}$ externo
 $L = 30 \text{ m}$ interno
- Vano de líneas típico: $L_{sp} = 400 \text{ m}$
- Índice de fallas del apantallamiento de la línea: $R_{km} = 0.0000065 \text{ fallas / m.año}$
- Tasa de fallas aceptable para equipos: $R_t = 0.005 \text{ Fallas / año}$
- Longitud equivalente de línea que produce un número de salidas igual a la tasa de fallas aceptable, de la ecuación 2.21 obtenemos: $L_a = 769 \text{ m}$.
- Se determinan las tensiones soportadas de coordinación, de la ecuación (2.20):
 $U_{cw} = 707 \text{ kV}$ aislamiento externo.
 $U_{cw} = 659 \text{ kV}$ aislamiento interno.

4.4.4. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw})

a. Factores de seguridad recomendados

$$K_s = 1.15 \quad \text{aislamiento interno}$$

$$K_s = 1.05 \quad \text{aislamiento externo}$$

b. Factores de corrección por altura

- Teniendo en cuenta la ecuación 2.20 y la figura 2.5, considerando además una altitud de 3700 msnm para la ubicación de las instalaciones, podemos determinar las tensiones de soportabilidad requeridas:
- Soportabilidad al impulso atmosférico:
 $m=1, K_a=1.57$ fase fase / fase tierra.
- Soportabilidad al impulso de maniobra:
 $m=0.94, K_a=1.53$ fase tierra.
 $m=1, K_a=1.57$ fase fase.
- Soportabilidad a frecuencia industrial:
 $m=1, K_a=1.57$ fase fase / fase tierra.

c. Tensiones de soportabilidad requeridas

De las ecuaciones 2.22 y 2.23 determinamos las tensiones de soportabilidad requeridas para el aislamiento externo e interno respectivamente, lo cual se muestra en la tabla 4.3. Con ello determinamos tensiones de soportabilidad para aislamiento interno y externo para sobretensiones de frente rápido, temporales y de frente rápido. Estas sobretensiones deben convertirse a tensiones de soportabilidad normalizadas.

d. Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas

De la tabla 2.3, obtenemos las tensiones requeridas para gama I, que se muestran en la tabla 4.4.

e. Selección del aislamiento normalizado

Presentamos un cuadro resumen de los cálculos anteriores, y las tensiones normalizadas seleccionadas en la tabla 4.5, donde se distinguen los tres tipos de sobretensiones analizados (tipo impulso, por maniobra, a frecuencia industrial).

Tabla N° 4.3 Resumen de tensiones de soportabilidad requeridas

Aislamiento		Equipo	Ucw (kV)		Urw (kV)	
			Ext.	Int.	Ext	Int
Sobretensiones temporales	Fase-tierra		212	212	351'	244
	Fase-fase		343	343	567	394
Sobretensiones de frente lento (maniobra)	Fase-tierra	Entrada	427	-	687	-
	Fase-fase		786	-	1299	-
	Fase-tierra	Otros	401	401	645	461
	Fase-fase		639	639	1057	735
Sobretensiones de frente rápido	Fase-tierra		707	659	1168	757
	Fase-fase		707	659	1168	757

Tabla N° 4.4 Resumen de tensiones de soportabilidad convertidas requeridas

Aislamiento	Tensión	Equipo	Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial SDW (kV)		Soportabilidad al impulso tipo rayo LIW (kV)	
			Aislante líquido	Aislante GIS	Aislante líquido	Aislante GIS
Interno	Fase-tierra	Otros	230	323	507	576
	Fase-fase	Otros	368	515	809	919
Externo	Fase-tierra	Entrada	468		800	
		Otros	436		746	
	Fase-fase	Entrada	912		1551	
		Otros	722		1234	

De lo que podemos extraer los siguientes resultados resumidos que se muestran la tabla 4.5, de la cual evaluaremos las distintas sobretensiones.

Tabla N° 4.5 Resumen de tensiones de soportabilidad normalizadas

Valores de Urw en: -kV rms para frecuencia industrial. -kV pico para impulso de maniobra y de tipo atmosférico.		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Entrada de línea		Otros equipos			Aceite
		Urw(kV) No convertido	Urw(kV) Convertido	Urw(kV) No convertido	Urw(kV) Convertido	Urw(kV) No convertido	Urw(kV) Convertido
Frecuencia industrial	Fase tierra	351	468	351	436	244	230
	Fase fase	567	912	567	722	394	368
Impulso de maniobra	Fase tierra	687	--	645	--	461	--
	Fase fase	1299	--	1057	--	735	--
Impulso atmosférico	Fase tierra	1168	800	1168	746	757	507
	Fase fase	1168	1551	1168	1234	757	809

Para seleccionar los niveles de aislamiento normalizado de los equipos de la subestación Ogopampa emplearemos la tabla 1.2, que indica tensiones asignadas para el rango I. Las sobretensiones asignadas normalizadas para este rango se especifican mediante sobretensiones tipo impulso y tipo frecuencia industrial. Las sobretensiones normalizadas del rango II no aplican para nuestro caso, por ser nuestro sistema en estudio de 220 kV. Por tanto, observando la tabla 4.5 y las consideraciones mencionadas, podemos definir lo siguiente:

AISLAMIENTO INTERNO

Mayor valor encontrado para las sobretensiones de impulso atmosférico 809 kV

Mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial 368 kV

Tensión normalizada de soportabilidad al impulso atmosférico (BIL) 950 kV

Tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial normalizado 395 kV

AISLAMIENTO EXTERNO

Máxima sobretensión tipo atmosférico encontrado 1168 kV

Máxima sobretensión a frecuencia industrial encontrada 567 kV

Máxima sobretensión tipo atmosférico normalizado 1175 kV

Máxima sobretensión a frecuencia industrial normalizada 570 kV

Para cumplir con un aislamiento externo convencional tipo impulso normalizado de 1175 kVp. Además observamos que hay una sobretensión de maniobra de carácter externo que convertida a impulso tipo rayo alcanza a 1551 kV. Por tanto debemos definir distancias mínimas requeridas, las cuales obtendremos de la tabla 1.4, considerando un 10% adicional, por consideraciones de montaje y construcción electromecánico:

Distancia mínima normalizada fase tierra (mm) 3685

Distancia mínima normalizada fase fase (mm) 3410

f. Distancias de seguridad

Las distancias mínimas entre fase fase y fase tierra las tomamos de la tabla 1.4. Para determinar las distancias de seguridad dentro de las instalaciones de la subestación consideramos:

- La distancia de seguridad es la suma de un valor básico determinado por una zona de guarda mas zona de movimiento de personal.
- Distancias entre fases.
- Distancias entre fase y tierra.
- Distancias para circulación de personal.
- Distancias a vehículos.

Tabla N° 4.6 Resumen de distancias de seguridad

Distancia mínima entre fase y tierra (mm)	1	3410
Distancia mínima entre fases	2	3685
Distancia a la parte bajo tensión más cercana (mm) (1)+(6)	3	5660
Distancia de trabajo horizontal (mm) 1750 + (1)	4	5160
Distancia de trabajo vertical (mm) 1250 + (1)	5	4660
Zona de seguridad del personal (mm)	6	2250
Distancia de vehículos a las partes con tensión (mm)	7	4660
Circulación de vehículos (mm)	8	11660

CAPÍTULO V

METODOLOGÍA PARA SIMULACION DE ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTRICOS

5.1. Introducción

En el presente trabajo nos enfocaremos en presentar los criterios a tener presente para el cálculo de sobretensiones de frente rápido, por ser las que más exigen a los aislamientos en subestaciones ubicadas en altitudes cercanas y superiores a los 4000 msnm.

5.2. Modelamiento transitorio de sistemas de potencia

Un modelo es la representación de un circuito, en función de parámetros R, L y C que son magnitudes distribuidas, lo cual indica que una parte del circuito posee estos parámetros. El desarrollo de modelos matemáticos es complicado debido a que el comportamiento de un componente puede variar significativamente según el tipo de sobretensión. La representación de un componente se realiza mediante el empleo de modelos matemáticos que son suficientemente precisos para una gama de frecuencias. Cada gama corresponde usualmente a un tipo particular de fenómenos.

Para la definición de un modelo para el cálculo numérico de procesos transitorios se tienen en cuenta tres pasos fundamentales:

- Seleccionar la zona del sistema que ha de ser representado.
- El tamaño de la zona es inversamente proporcional al rango de frecuencias del proceso transitorio.
- Escoger la representación más adecuada para cada componente, incluido en el modelo de la zona en estudio. Esta representación será más detallada conforme el rango de frecuencias a ser analizado sea elevado.

Para el análisis de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas se toman en cuenta tres posibilidades:

- Falla del apantallamiento provocando descarga en alguna posición de un vano aledaño a una estructura.
- Sobretensiones inducidas por descarga atmosférica adyacente a la estructura.

- Backflashover que ocurre cuando la descarga atmosférica golpea directamente la estructura o el cable de guarda.

En este trabajo solo analizaremos el flameo de los aisladores por efecto de una descarga directa sobre la estructura soporte de una línea aérea que se dirige hacia una subestación. La subestación Ogo pampa se proyecta entre las barras Kiman Ayllu y Cajamarca Norte 220kV del sistema interconectado nacional (SEIN) y representa una derivación en configuración pi y una topología en doble barra.

Esta subestación es de derivación únicamente y no posee equipos de transformación. Con la finalidad de verificar el nivel básico de aislamiento para sobretensiones impulsionales tipo rayo se ha modelado el circuito de conexión con detalle en unas decenas de metros alrededor de la subestación indicada. En la figura 5.1 se muestra el caso de análisis modelado en Atpdraw.

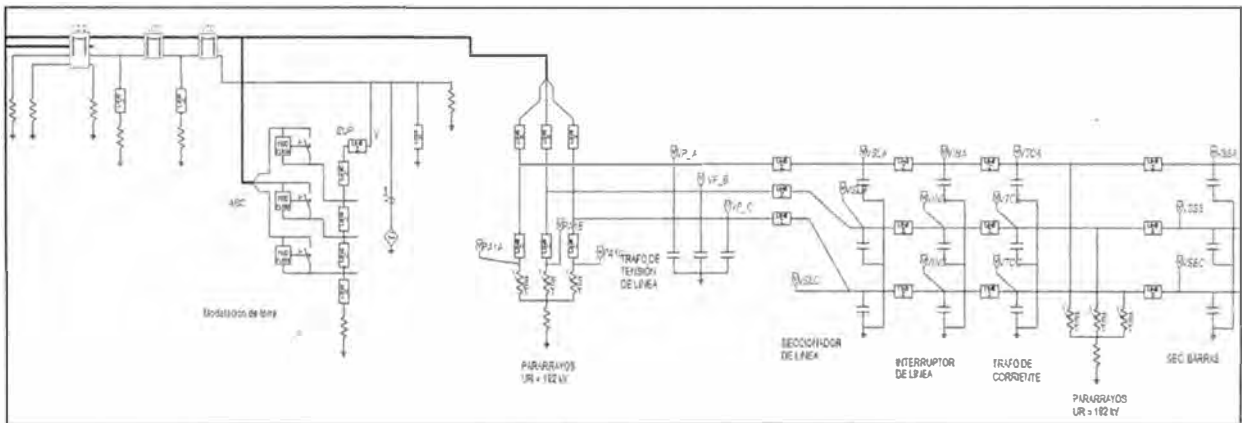


Fig. 5.1. Modelamiento de bahía de línea en Atpdraw.

5.3. Criterios para seleccionar los componentes de una red

La gran parte de sobretensiones originadas en sistemas eléctricos resultan de operaciones de maniobra, fallas y descargas atmosféricas. Cada uno de estos procesos transitorios cubre una amplia gama de frecuencias que abarcan desde unos cuantos Hz hasta varios MHz.

La simulación de estos procesos requiere de una representación matemática de cada componente, ya que el comportamiento de cada uno de los elementos puede variar significativamente con la frecuencia. Las sobretensiones de frente rápido (tipo rayo) directas en subestaciones podrían suceder por fallas en el apantallamiento o por descargas inversas en torres de las líneas de transmisión adyacentes. Las descargas directas en subestaciones son usualmente ignoradas debido a que generalmente las subestaciones se encuentran apantalladas mediante cables de guarda.

5.3.1. Modelamiento de sobretensiones de frente rápido

El modelamiento general de la subestación se deriva del diagrama de disposición de planta de la subestación y están basados en la referencia [12]. El área de interés lo representa el modelamiento de las líneas de transmisión y los componentes relacionados son las torres, conductores y equipamiento de la subestación. Para el análisis de sobretensiones se empleara el software ATPDRAW, el cual es una versión en sistema gráfico del software EMTP.

a. Líneas aéreas

En el software ATPDRAW Las líneas aéreas se modelan a través de parámetros concentrados o distribuidos. Para nuestro caso emplearemos el modelo Bergeron que nos permite modelar la línea de transmisión en sistemas trifásicos con o sin transposición. En este tipo de modelamiento se considera que los parámetros de línea (R, L, C) son distribuidos y son constantes en la frecuencia elegida. Los conductores de fase y el cable de guarda serán simulados a través de la geometría de las torres y unos pocos vanos cercanos a la torre impactada por el rayo, tal como se muestra en la figura 5.1. El número de vanos a simular dependerá del tiempo de viaje de la onda de sobretensión entre la torre impactada y la última torre considerada, ya que esta deberá ser mayor que la mitad del tiempo de frente de onda de la descarga tipo rayo. Los aisladores se representaran por interruptores dependientes de la tensión de contorno, en paralelo con capacitores conectados entre la fase y torre respectivos. Los capacitores simularan efectos de acoplamiento entre la estructura de las torres y los conductores de fase. Si hay un flameo, este es simulado por el cierre de interruptores.

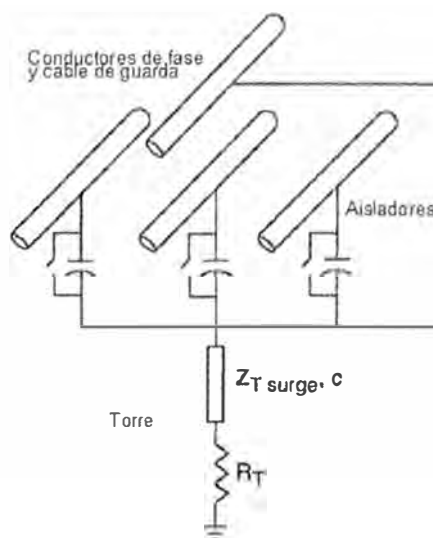


Fig. 5.2. Representación de línea aérea, torre y aisladores. Fuente [12].

Para nuestro caso la línea ha sido modelada con doble conductor por fase y la unión entre equipos y barras también es en doble conductor por fase.

Para modelar el flameo de aisladores se consideró la siguiente ecuación tomada de la referencia [12]:

$$V_{v-t} = K_1 + \frac{K_2}{t^{0.75}} \quad (5.1)$$

Dónde:

V_{v-t}: Tensión de flameo de aisladores (kV).

K1: 400xL.

K2: 710xL.

L: longitud de la cadena de aisladores (m).

T: Tiempo transcurrido después de la caída de rayo (us)

Para la simulación se consideró una cadena de 3.5m y una altitud de 3700 msnm.

Tabla N° 5.1 Parámetros de línea de transmisión Ogopampa – Cajamarca Norte

LINEA	CONDUCTOR DE FASE		CABLE DE GUARDA		TENSION	CONDUCTOR POR FASE
	SECCION (mm2)	TIPO	SECCION (mm2)	TIPO	KV	
Enlace de conexión S.E Ogopampa	500	ACAR	120	OPGW	220	2
			50	EHS		

b. Modelamiento de torre

Las torres son modeladas como conductores monofásicos de parámetros distribuidos, con una impedancia característica que representa las pérdidas por unidad de longitud. Este modelo es construido a semejanza de la forma geométrica de la torre física. La torre se termina en una resistencia que representa la resistencia de puesta a tierra al pie de torre.

La longitud total de una torre es de 41m, la longitud de la cadena de aisladores es de 3.5 m.

c. Resistencia a pie de torre

Las corrientes de rayo que fluyen a través de la resistencia de tierra, reducen esta resistencia significativamente.

Cuando los gradientes de potencial exceden un potencial de ruptura crítico se evapora la humedad del suelo y se producen arcos en el suelo, esto implica que la resistividad del terreno se reduce, finalmente comportándose como un conductor ideal.

Para nuestras simulaciones solo se están considerando la resistencia de puesta a tierra a baja frecuencia, las cuales fueron obtenidas de mediciones de terreno en el proceso de

diseño de la línea de transmisión, teniéndose como resultado promedio una resistencia a pie de torre de 25 ohms en las estructuras cercanas a la subestación Ogopampa.

d. Equipos de la subestación

Los equipos que conforman la subestación (seccionadores, interruptores y transformadores de medida) se representan por medio de capacitancias características a tierra, los cuales son indicados en la tabla 5.2 la cual es extraída de la referencia [12]. Los pararrayos son modelados considerando una resistencia no lineal para conseguir las características de tensión corriente y una inductancia para incluir la dependencia de la frecuencia, ver la referencia [11].

Tabla N° 5.2 Valores típicos de capacitancia de equipos en la subestación. Fuente [12].

Equipo	Capacitancia a tierra		
	115 kV	400 kV	765 kV
Seccionador	100 pF	200 pF	160 pF
Interruptor (tanque muerto)	100 pF	150 pF	600 pF
Transformador de tensión capacitivo	8000 pF	5000 pF	4000 pF
Transformador de tensión inductivo	500 pF	550 pF	600 pF
Transformador de corriente	250 pF	680 pF	800 pF

e. Modelado del descargador de sobretensión

Para el modelado de los descargadores de sobretensión se emplearan los datos de la referencia [5]. El equipo seleccionado tiene las siguientes características: $U_r=192$ kV, $I_n=20$ kA, $U_{res}(1kA)=388$ kV. Los parámetros considerados para graficar la curva tensión corriente se muestra en la tabla 5.3.

Tabla N° 5.3 Relación tensión corriente de pararrayos. Fuente [5].

Corriente (A)	Tensión (V)
500	375000
1000	388000
2000	398000
5000	415000
10000	437000
20000	479000
40000	541000

La capacidad de disipación de energía de los descargadores de sobretensiones elegidos es 10.8 kJ/kV (U_r) para sobretensiones tipo maniobra, según la referencia [5], la cual cumple las condiciones indicadas en el ítem 8.5.5 de la norma IEC 60099-4, referencia [3]. Se debe tener en cuenta que las sobretensiones del tipo atmosférico son de mayor magnitud que las sobretensiones del tipo maniobra, pero de duración mucho menor. Las sobretensiones del tipo maniobra debido a su mayor exposición son las que con mayor frecuencia ocasionan perjuicios a los aislamientos del equipamiento de subestaciones.

Según la referencia [3], para una relación U_s/U_r de 2,02 ($U_s= 388$ kV, $U_r=192$) se obtiene una capacidad de disipación de energía para sobretensiones de maniobra de 4,2 kJ/kV en un descargador de sobretensiones Clase 4, tal como se muestra en la figura 5.3.

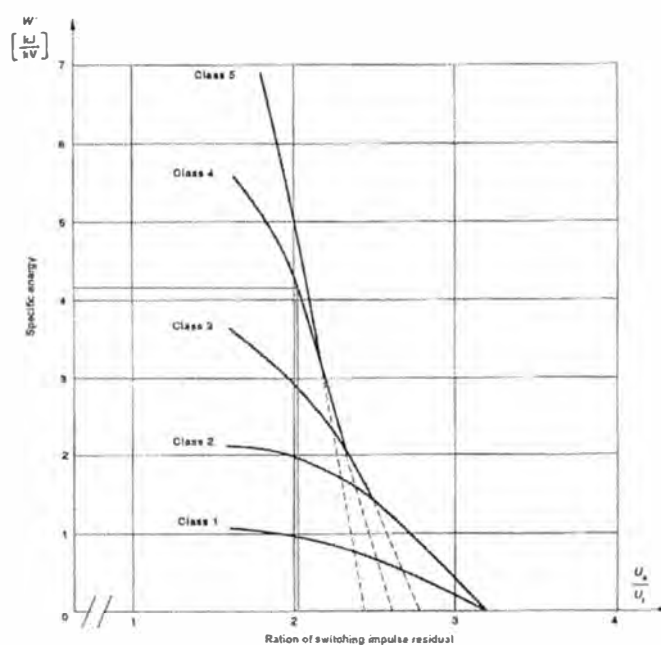


Fig. 5.3. Selección de la clase por disipación de energía en pararrayos. Fuente [5].

De las simulaciones realizadas con el ATP se obtienen valores menores a 0,5 kJ/kV. Estos valores son menores comparados con la capacidad de disipación de energía para sobretensiones tipo maniobra. Otro elemento a considerar es que el tiempo de duración de una descarga tipo rayo es menor comparado con una sobretensión de maniobra.

Se concluye que los pararrayos con clase 4 y capacidad de disipación de energía mayor a 10 kJ/kV son adecuados para el proyecto.

f. Modelo de rayo

De acuerdo con la referencia [12], el pico de corriente de rayo se ubica en su mayoría por debajo de 80kA y con una baja probabilidad de superar dicho valor. Para el caso de análisis se han considerado las siguientes magnitudes:

- Amplitud pico de la corriente de rayo: 125 kA
- Tiempo medio en alcanzar el valor pico: 1.2 μs
- Tiempo medio en alcanzar el valor medio: 50 μs

Su grafica se muestra en la figura 5.4.

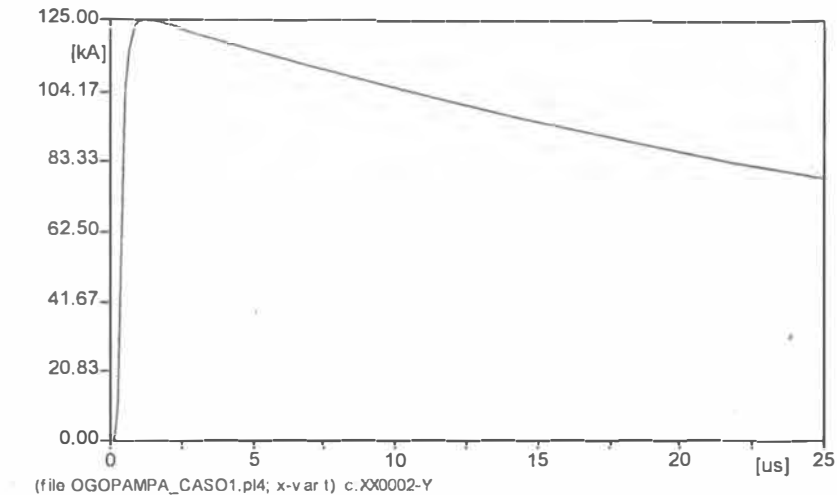


Fig. 5.4. Magnitud de corriente tipo rayo

g. Caso de aplicación

El análisis de las sobretensiones en una subestación en 220 kV, originado por descargas atmosféricas sobre el sistema de transmisión depende de la magnitud de la descarga y de la resistencia de puesta a tierra. En nuestro caso de aplicación, la resistencia de puesta a tierra al pie de torre se considera en 25 ohms y la resistencia de malla de la subestación es de 2.87 ohms, magnitud que resulta de realizar los cálculos mediante la norma IEEE 80-2000. Estas magnitudes se consideran a una baja frecuencia.

Se analiza el flameo inverso ocasionado por una descarga que cae sobre la torre o sobre el cable de guarda. En el Anexo D se muestran los casos analizados y los resultados gráficos de las simulaciones considerados para el análisis por descarga atmosférica sobre una estructura o cable de guarda de una línea de transmisión que se dirige hacia la subestación Ogopampa 220 kV.

CONCLUSIONES

1. Desarrollando el procedimiento de coordinación de aislamiento para el proyecto mencionado en el Capítulo IV, obtenemos las tensiones de soportabilidad normalizadas, las que se muestran en la tabla 4.5, diferenciando entre aislamiento interno y externo.
2. La tensión residual de los pararrayos influye en el margen de protección de los equipos a proteger por este.
3. En una instalación existente, ante una ampliación se puede considerar reubicar o aumentar la cantidad de pararrayos, para reducir el nivel de sobretensiones que podrían afectar a los equipos a proteger.
4. Debido a la altitud sobre el nivel del mar, se deben elegir niveles de soportabilidad contra sobretensiones más altos y por tanto encarecen a los equipos. Frente a esto, podemos aumentar la separación entre equipos lo que conlleva a requerir mayor área para la instalación.
5. Todos los casos simulados en el anexo D, muestran sobretensiones menores a 1300 kV pico.
6. Las dos torres, hasta los 110m desde los límites de la subestación deberán ser conectados a la tierra de la subestación, es decir, se deben obtener resistencias de puesta a tierra lo menor posible, para disminuir las sobretensiones sobre los equipos en la subestación.
7. Las mayores sobretensiones ocurren sobre el transformador de corriente, aunque no superan el BIL propuesto.
8. Después de la segunda torre desde la subestación, las sobretensiones de rayo sobre los equipos disminuyen aun cuando su valor de puesta a tierra es del orden de 25 ohm.
9. La simulación de la disipación de energía de los pararrayos seleccionados ante una descarga tipo rayo están por debajo de la capacidad del descargador tomado de referencia, la cual es definida para pruebas de impulso tipo maniobra para un tiempo menor a 100 ms.

ANEXO A
Diagrama unifilar del sistema eléctrico proyectado

ANEXO B

Diagramas de distancias de seguridad de la subestación
Ogopampa 220 kV

ANEXO C

Determinacion de los descargadores de sobretension.

SUBESTACION OGOPAMPA
SELECCIÓN DEL PARARRAYO 220 kV

1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	MAGNITUD
Tensión nominal (V)	kV	220
Tensión máxima del sistema (Um)	kV	245
Tensión base	KV	200
Frecuencia nominal	Hz	60
Conexión del neutro del sistema		Solidamente a tierra
Numero de fases		3

2. SELECCIÓN DE LA TENSION DEL PARARRAYO

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
Tensión de Operación Continua (Uc)		
-Tensión Máxima del Sistema (Um)	kV	245
TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA(Uc)	kV	148.52
Capacidad de SobretenSIón Temporal (TOVc)		
-Tensión Máxima del Sistema (Um)	kV	245
-Constante K _e :		
Factor de falla en sistemas con neutro rígido a tierra (k)		1.4
Factor de falla en sistemas con neutro aislado (k)		1.73
SOBRETENSIÓN TEMPORAL (TOVc) - 10 seg	kV	198.03
Tensión Nominal del Pararrayo (Ur)		
-Tensión de Operación Continua (Uc)	kV	148.52
-Capacidad de sobretenSIón temporal TOVc (10 seg)	kV	198.03
SELECCIÓN DE TENSIÓN NOMINAL (Ur_{TOVc})	kV	192.0

3. ENERGÍA EN EL PARARRAYO

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
CAPACIDAD DE ABSORCIÓN DE ENERGÍA		
Energización y reenganche de líneas		
-Nivel de protección a impulso tipo maniobra del pararrayo (Ups)	kVp	388
-Amplitud de la sobretenSIón evaluada (Ue)	kVp	520.11
-Impedancia característica de la línea (Z)	Ω	400.00
-Tiempo de propagación a lo largo de la línea (Tw)	μ seg	45.00
Longitud de la línea (L)	km	13.50
Velocidad de propagación de la onda en la línea	m/μs	300.00
Capacidad de Energía Requerida	kJ	11.63
Descargas Atmosféricas		
-Nivel de protección a impulso tipo rayo del pararrayo (Up1)	kVp	479
-Tensión de cobado en polaridad negativa del aislamiento de la línea (Uf)	kVp	1430.00
-Impedancia característica de la línea (Z)	Ω	400.00
-Número de líneas conectadas al pararrayos (N)		1
-Duración equivalente de la corriente de un arco de rayo que comprende al primer arco y los arcos sub-siguientes (TI)	s	3.0E-04
W =	kJ	547.89
Capacidad de Energía Requerida (MAYOR VALOR CALCULADO)	kJ	547.89
Capacidad de Energía Especifica	kJ/kV Ur	2.9
Relación Tensión residual Impulso de maniobra Ups/tensión eficaz asignada (Ur)		1.4

4. CARACTERÍSTICAS DEL PARARRAYO SELECCIONADO

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR
Tensión Nominal Normalizada (Ur)	kV	192
Tensión Máxima de Operación (Uc)	kV	156
Capacidad de sobretenSIón temporal (TOV) 1seg.	kV	198
Máxima tensión residual al impulso tipo atmosférico (Ures)	kVp	479
Clase de descarga		3
Nivel Básico de Aislamiento (BIL)	kVp	1175

ANEXO D

Estudio de sobretensiones por descarga atmosférica.

SUBESTACION OGOPAMPA 220 KV ANALISIS DE SOBRETENSIONES DEL TIPO ATMOSFERICO

Se considera lo siguiente:

- Los equipos de la subestación fueron modelados por su capacitancia.
- Se ha modelado un solo circuito que alimenta la subestación Ogopampa (caso más crítico).
- Se han registrado las tensiones en los bornes de los equipos.

1.0 Resultados de la Simulación

Para evaluar las sobretensiones en los equipos modelados de la subestación Ogopampa, se han considerado medidores que se ubican en los equipos modelados. Los equipos se han codificado de la siguiente manera:

- PA1 : Pararrayos en la entrada de la subestación.
- PA2 : Pararrayos cerca del seccionador de barras
- VP : Transformador de tensión de medida.
- VSL: Seccionador de Línea.
- VIN: Interruptor de Potencia.
- VTC: Transformador de Corriente.
- VSB: Seccionador de barras.

Las salidas graficas se muestran en los anexos para los diferentes casos evaluados. Las fases se han designado como A, B y C.

2.0 Casos de análisis

- Caso 1: Descarga atmosférica sobre la primera estructura fuera de la subestación, con puesta a tierra de 25 Ohm.
- Caso 2: Descarga sobre la primera estructura fuera de la subestación, con puesta a tierra de la torre unida con malla de la subestación.
- Caso 3: Descarga sobre una estructura alejada 100m de la subestación, con resistencia de puesta a tierra de 25 Ohm.
- Caso 4: Descarga sobre una estructura alejada 100m de la subestación, con resistencia de puesta a tierra de la torre unida con malla de la subestación.
- Caso 5: Descarga atmosférica sobre una estructura, con resistencia de puesta a tierra de 25 Ohm, alejada a 260 m de la subestación.

CASO 1

**Descarga atmosférica sobre la primera estructura fuera de la subestación,
con puesta a tierra de 25 Ohm**

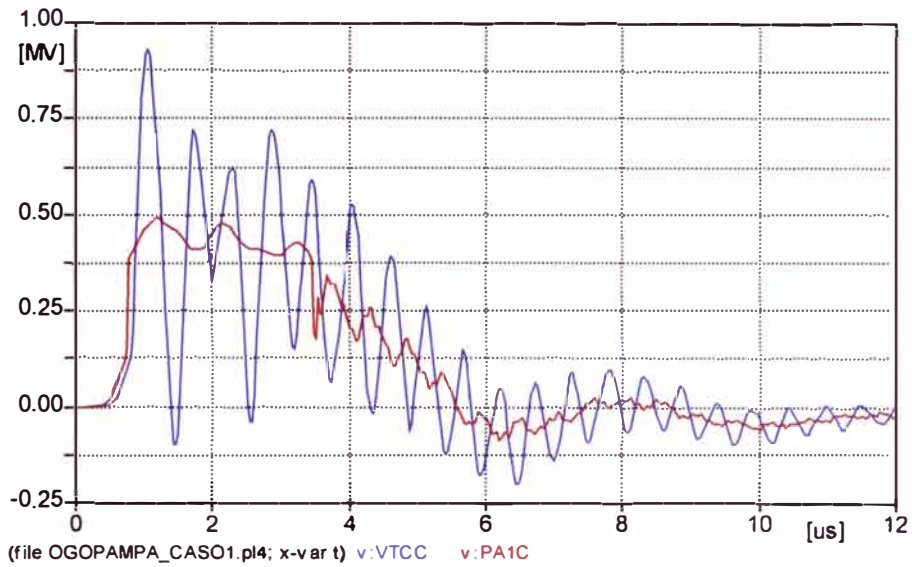


Fig. D.1. Sobretensión sobre el transformador de corriente, alcanzando un valor pico menor de 1000kV.

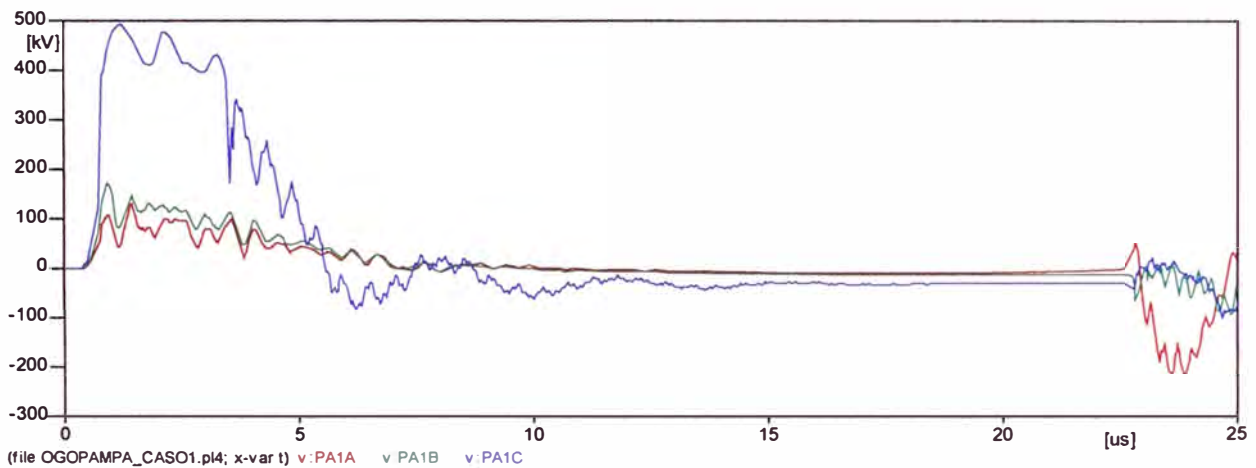


Fig. D.2. Sobretensiones en pararrayos en la entrada de la subestación.

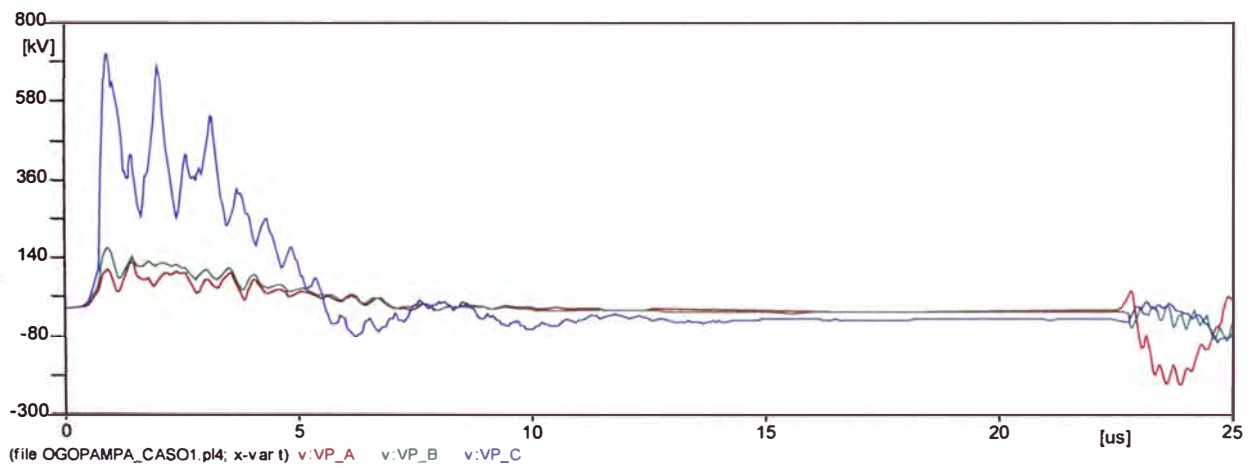


Fig. D.3. Sobretensiones en los transformadores de tensión.

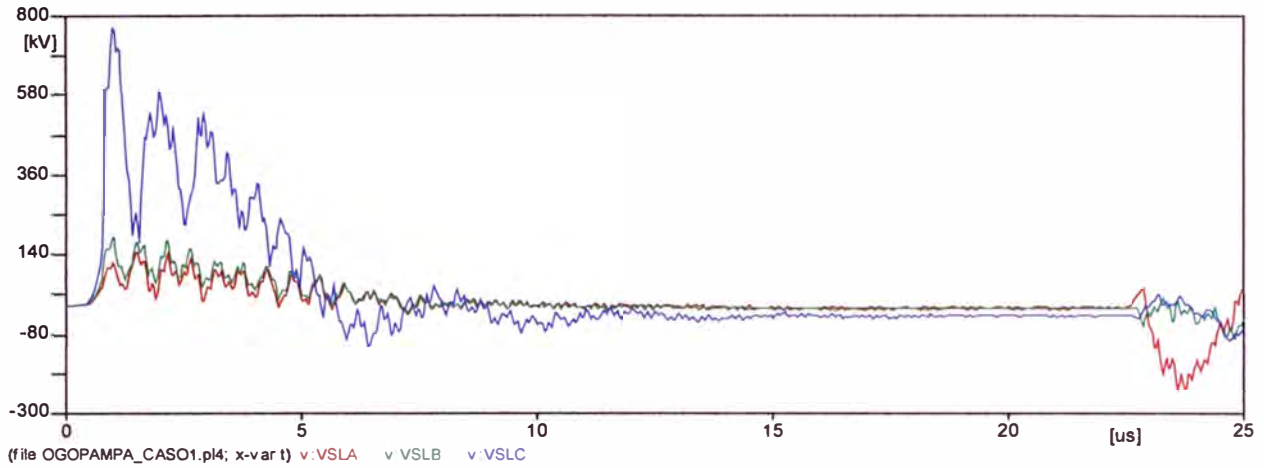


Fig. D.4. Sobretensiones en los seccionadores de línea.

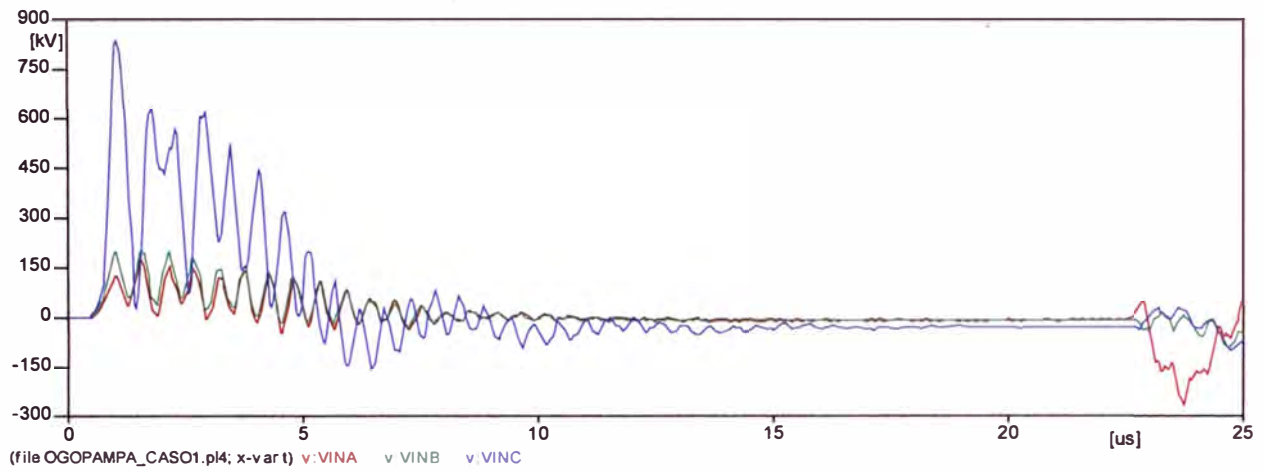


Fig. D.5. Sobretensiones en los interruptores de potencia.

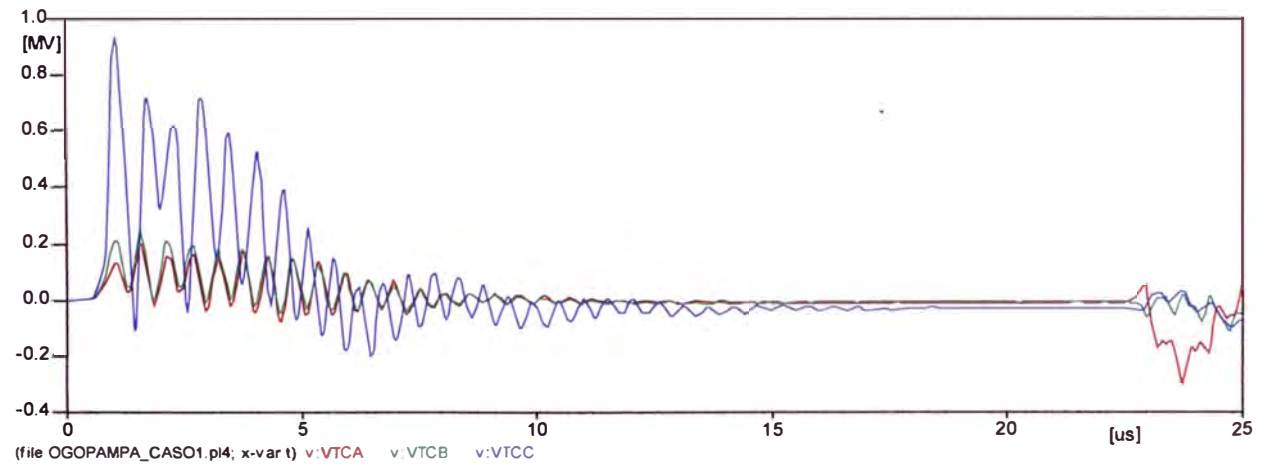


Fig. D.6. Sobretensiones en los transformadores de corriente.

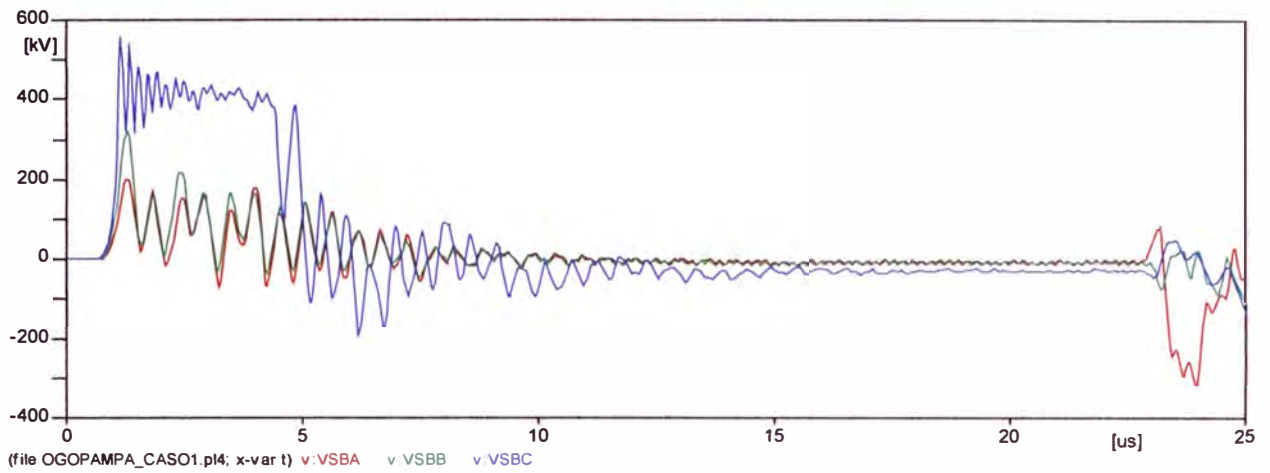


Fig. D.7. Sobretensiones en los seccionadores de barra.

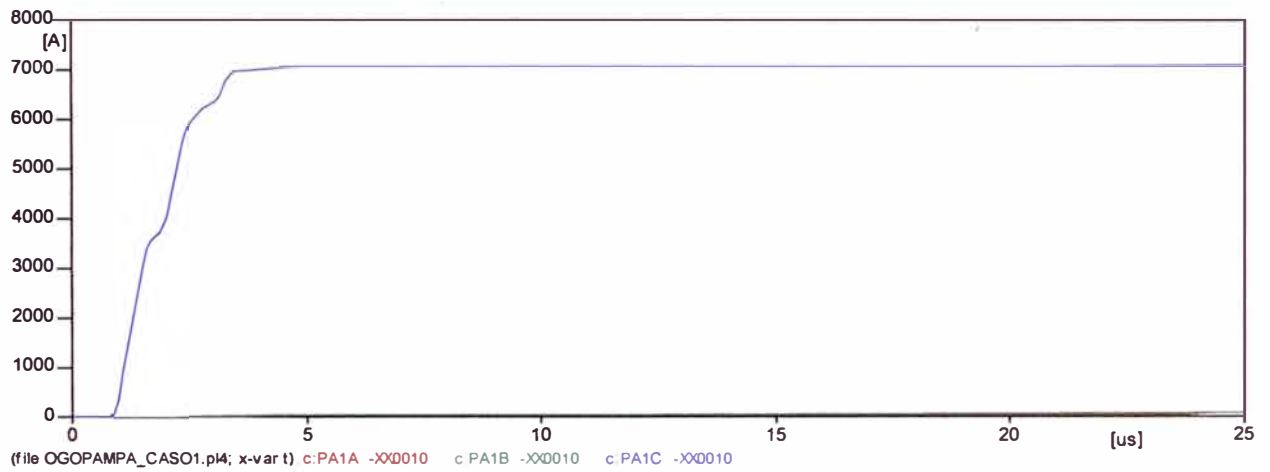


Fig. D.8. Disipación de energía en kJ en pararrayos ubicados en la llegada a la subestación

CASO 2

Descarga sobre la primera estructura fuera de la subestación, con puesta a tierra de la torre unida con malla de la subestación

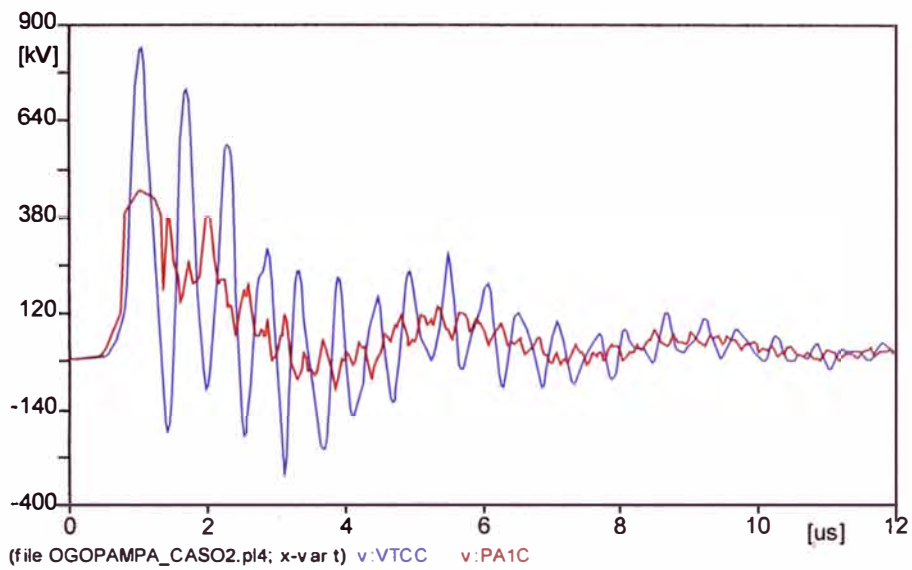


Fig. D.9. Sobretensiones en los transformadores de corriente.

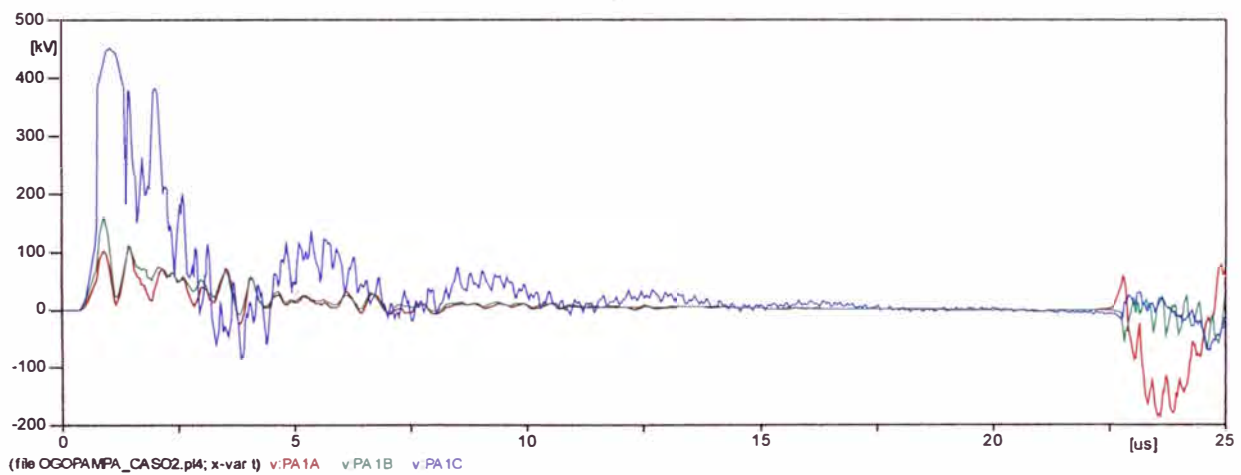


Fig. D.10. Sobretensiones en los pararrayos.

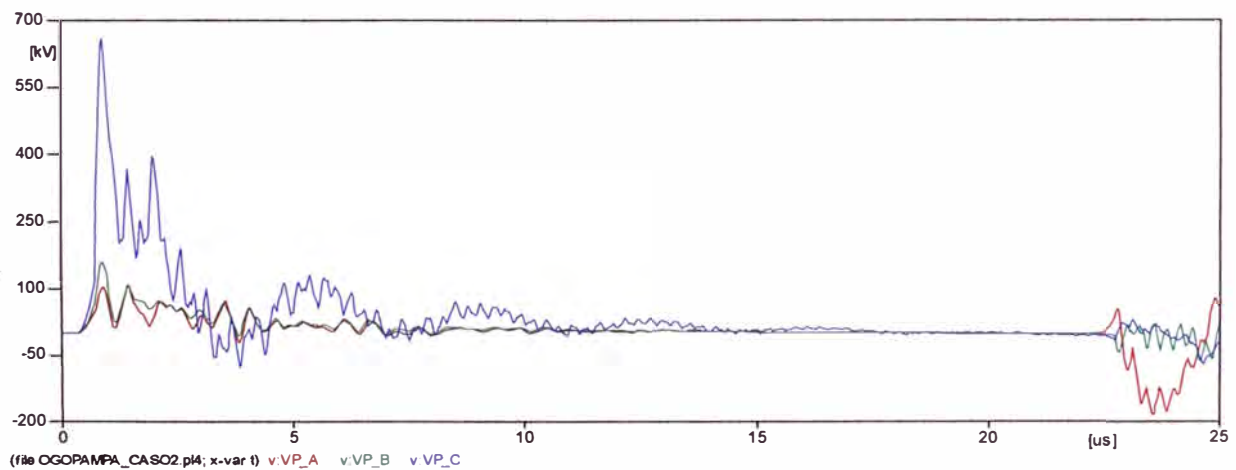


Fig. D.11. Sobretensiones en los transformadores de tensión.

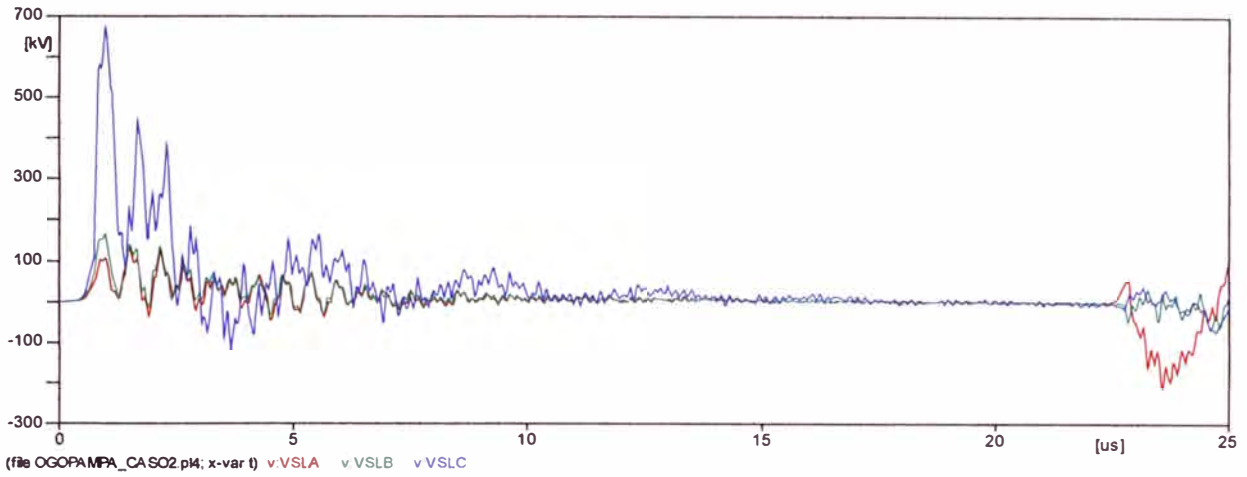


Fig. D.12. Sobretensiones en los seccionadores de línea.

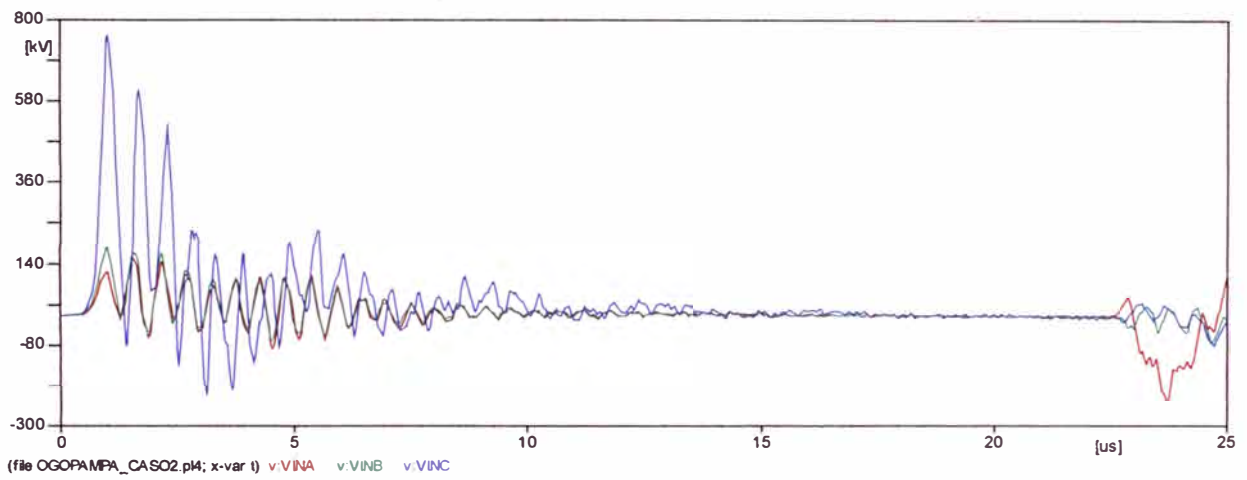


Fig. D.13. Sobretensiones en los interruptores de potencia.

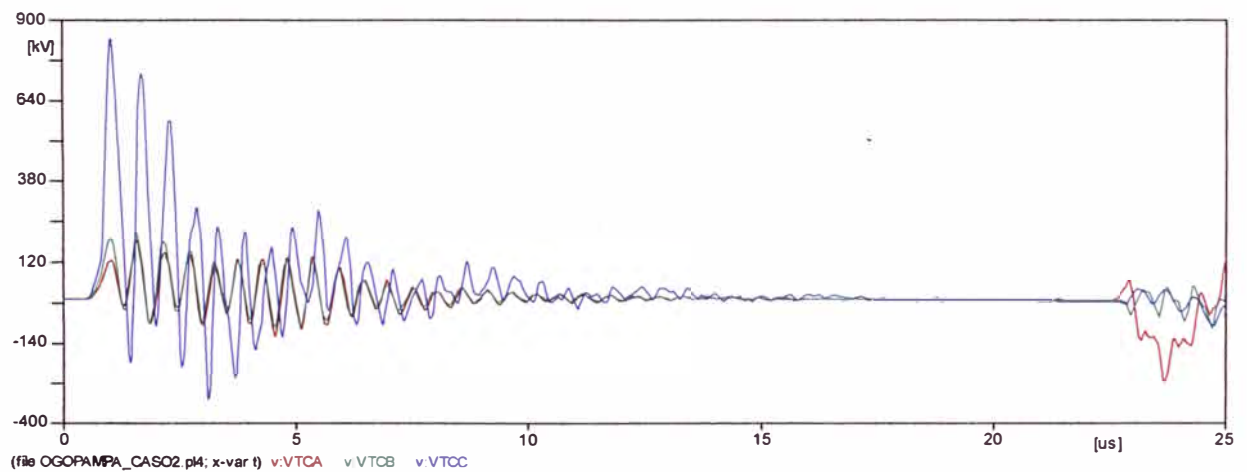


Fig. D.14. Sobretensiones en los transformadores de corriente.

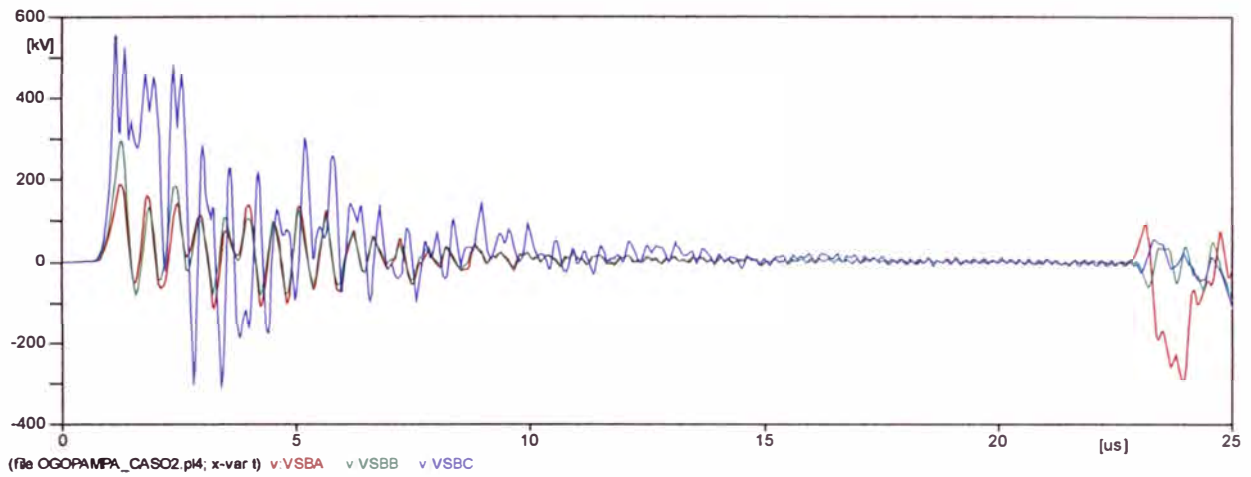


Fig. D.15. Sobretensiones en los seccionadores de barra.

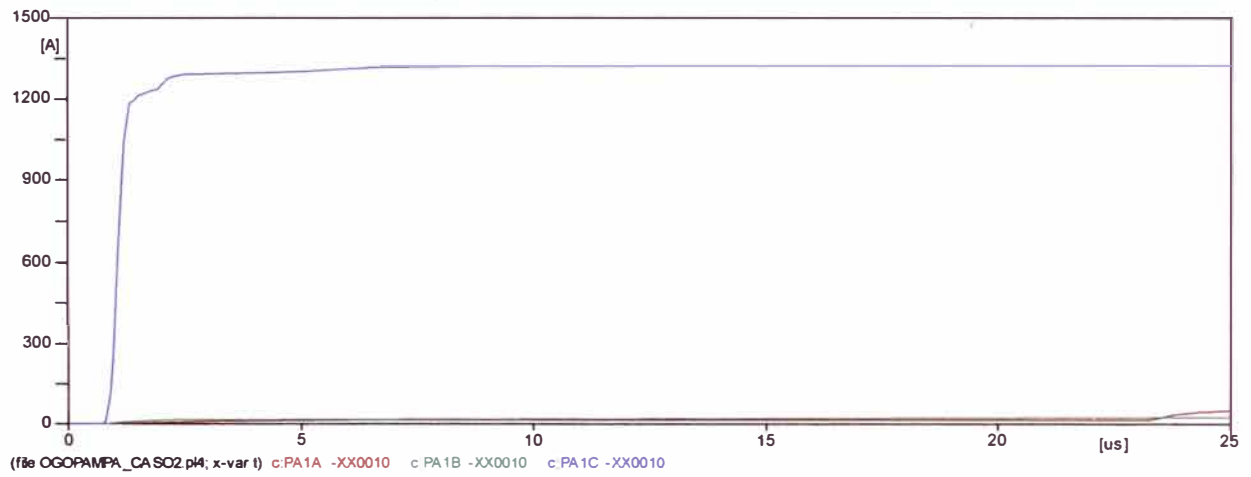


Fig. D.16. Disipación de energía en kJ en pararrayos en la entrada de la subestación.

CASO 3

Descarga sobre una estructura alejada 100m de la subestación, con resistencia de puesta a tierra de 25 Ohm

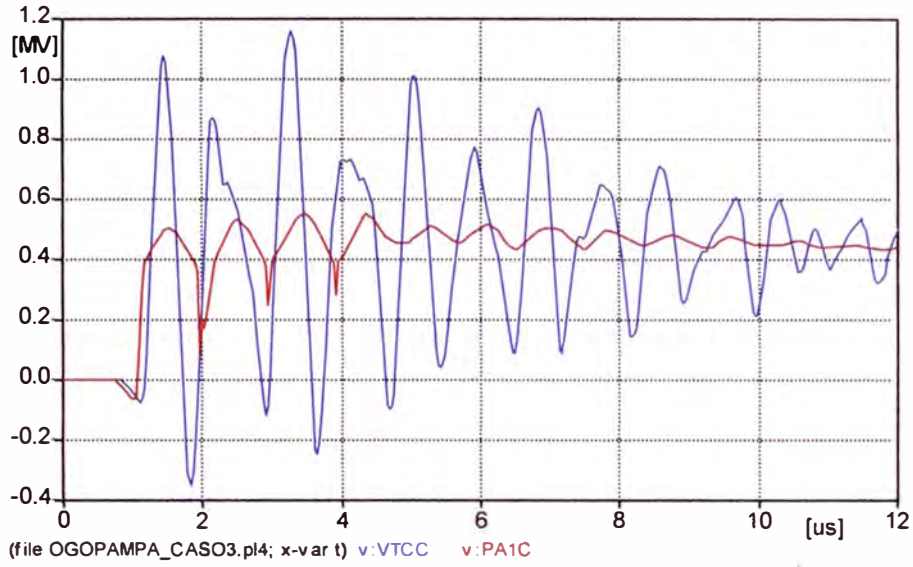


Fig. D.17. Sobretensiones en los transformadores de corriente y parayos en la entrada de la subestación.

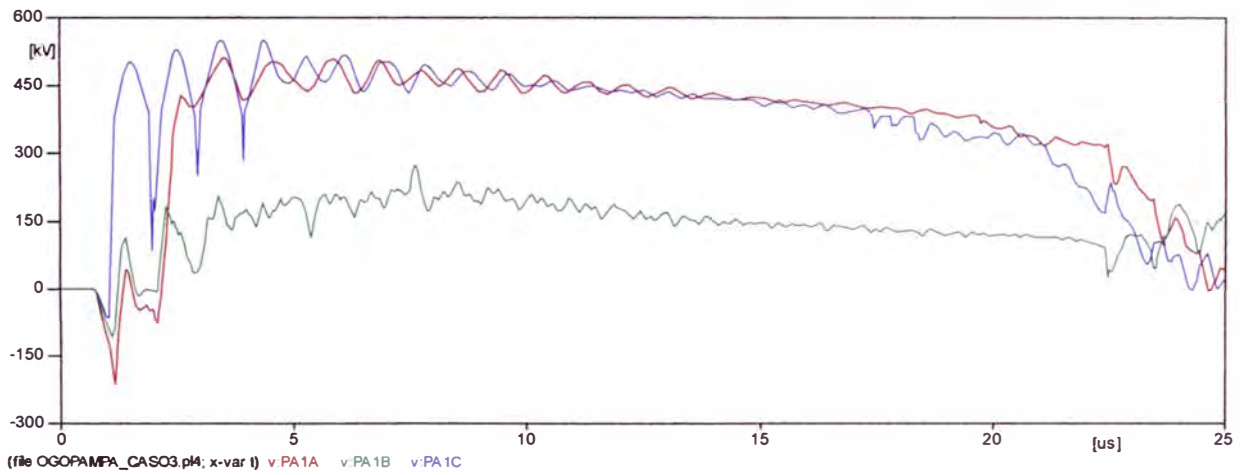


Fig. D.18. Sobretensiones en los pararrayos en la entrada de línea.

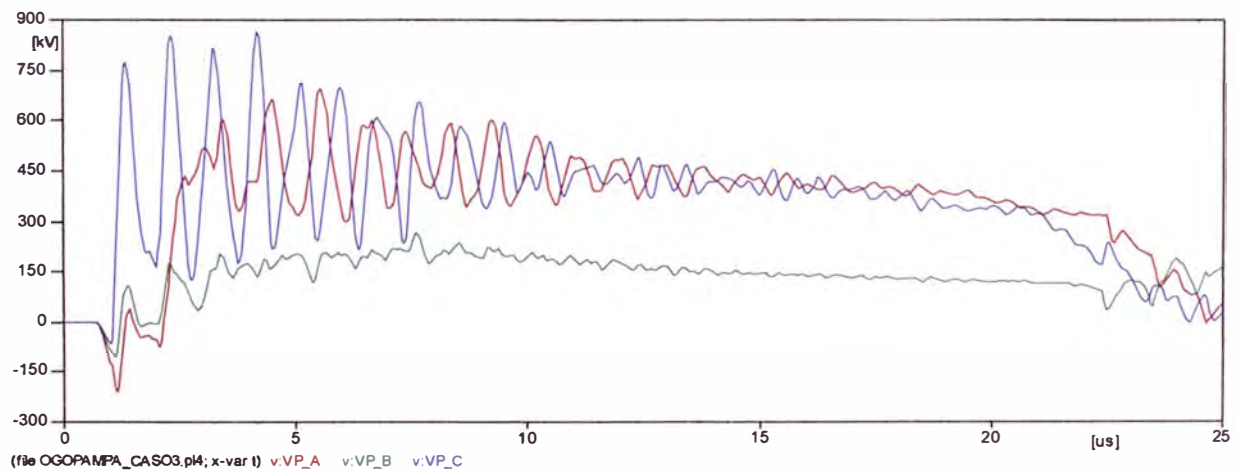


Fig. D.19. Sobretensiones en los transformadores de tensión.

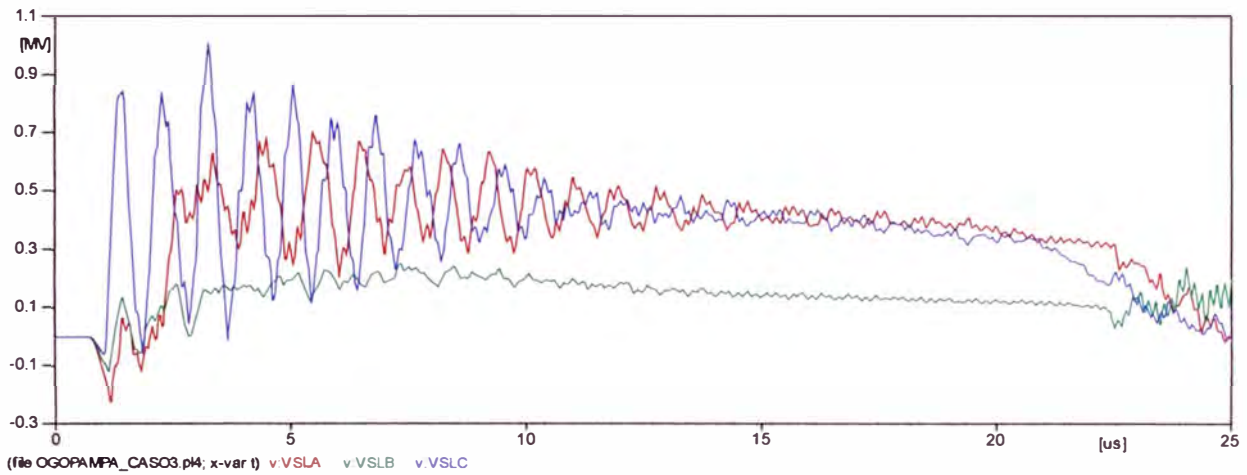


Fig. D.20. Sobretensiones en los seccionadores de línea.

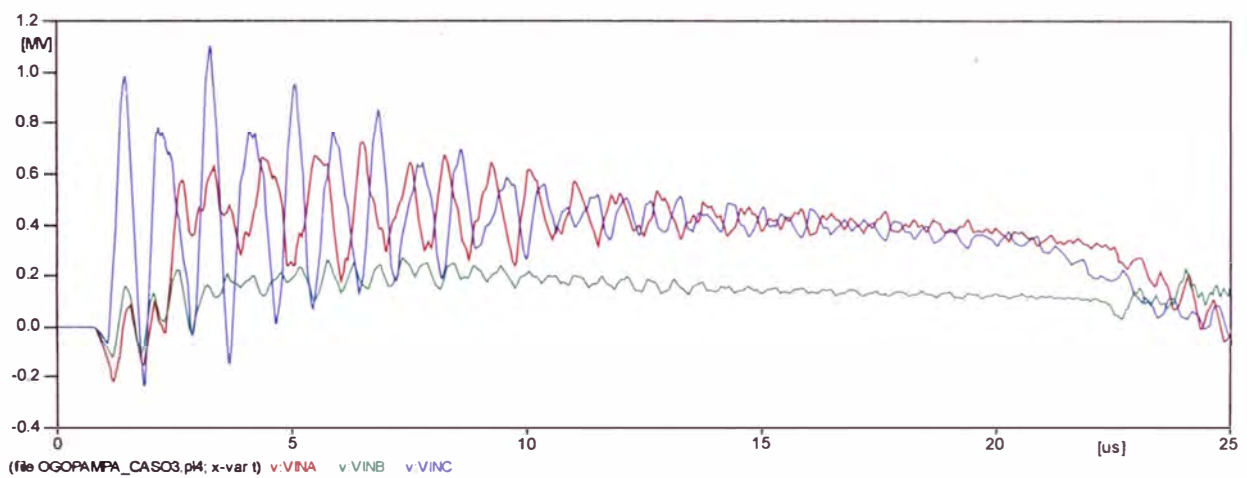


Fig. D.21. Sobretensiones en los interruptores de potencia.

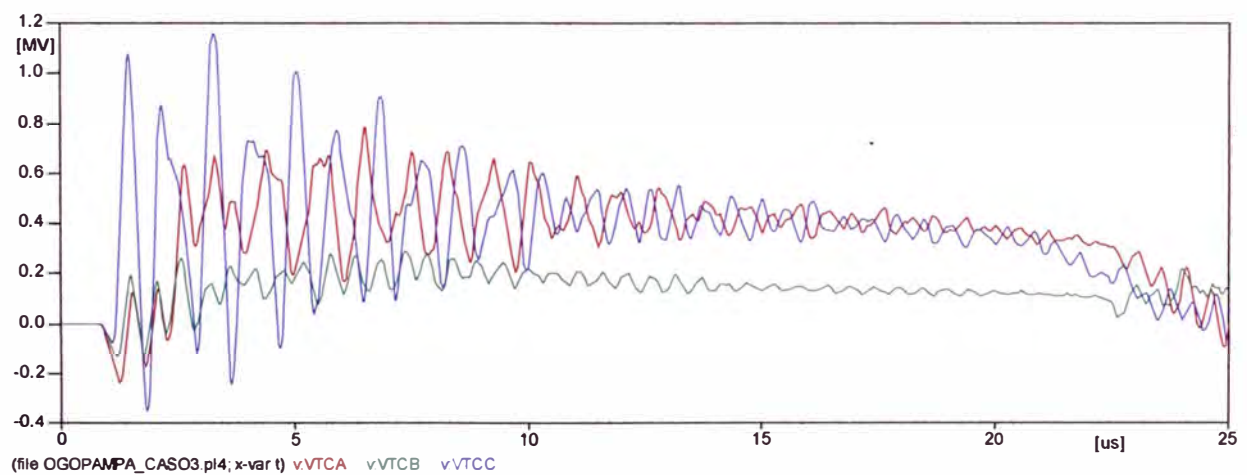


Fig. D.22. Sobretensiones en los transformadores de corriente.

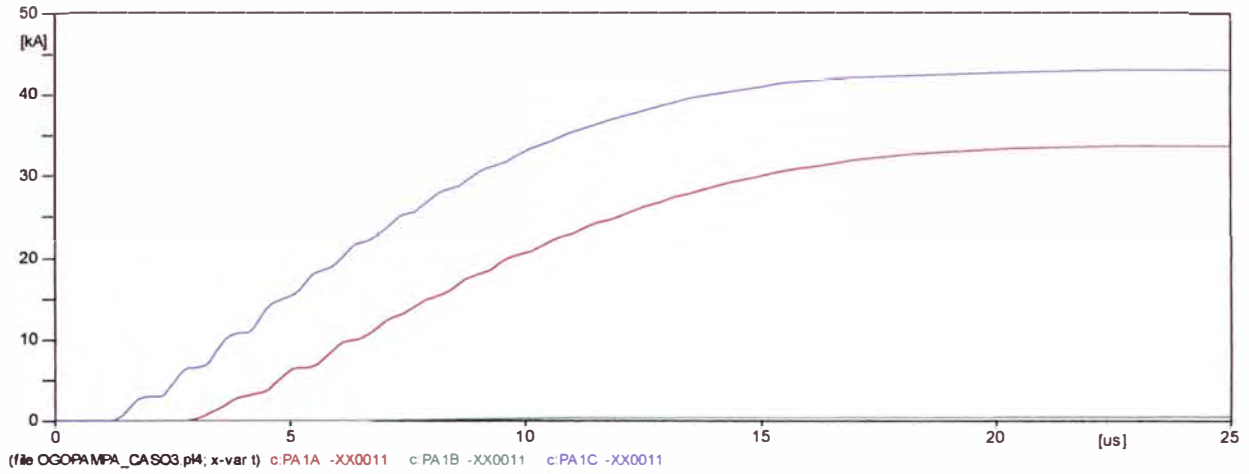


Fig. D.23. Disipación de energía en kJ en los pararrayos en la entrada de línea.

CASO 4

Descarga sobre una estructura alejada 100m de la subestación, con resistencia de puesta a tierra de la torre unida con malla de la subestación

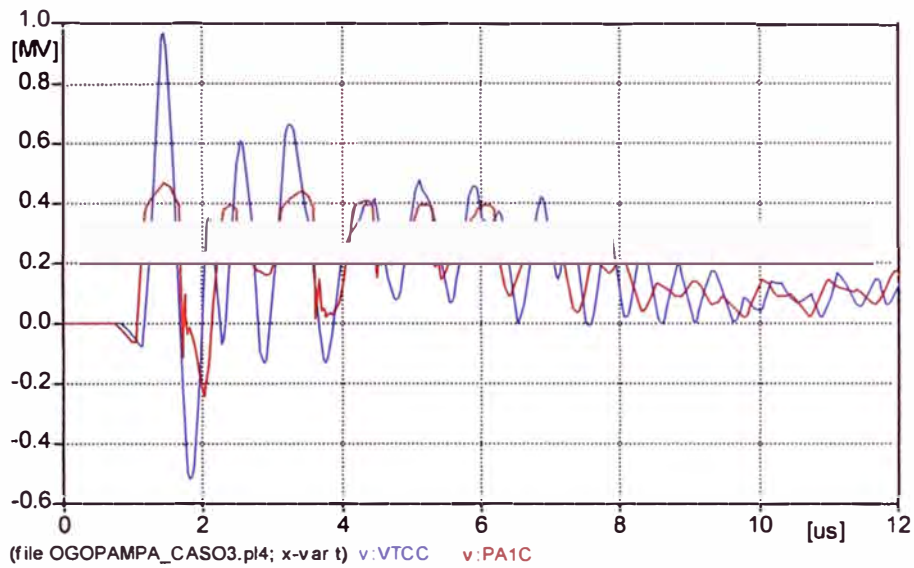


Fig. D.24. Sobretensiones en transformador de corriente y pararrayos en la entrada de la subestación.

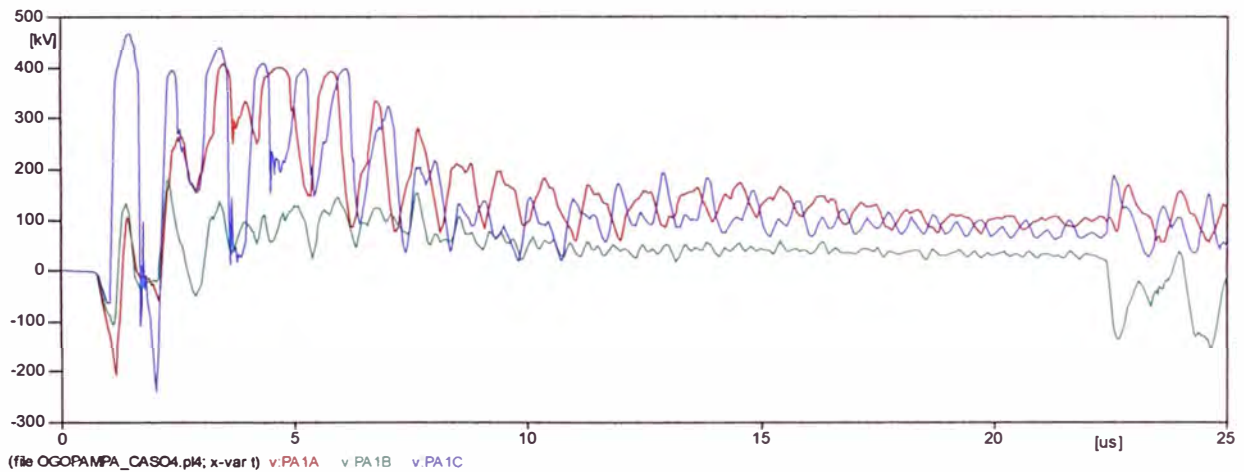


Fig. D.25. Sobretensiones en pararrayos en la entrada de la subestación.

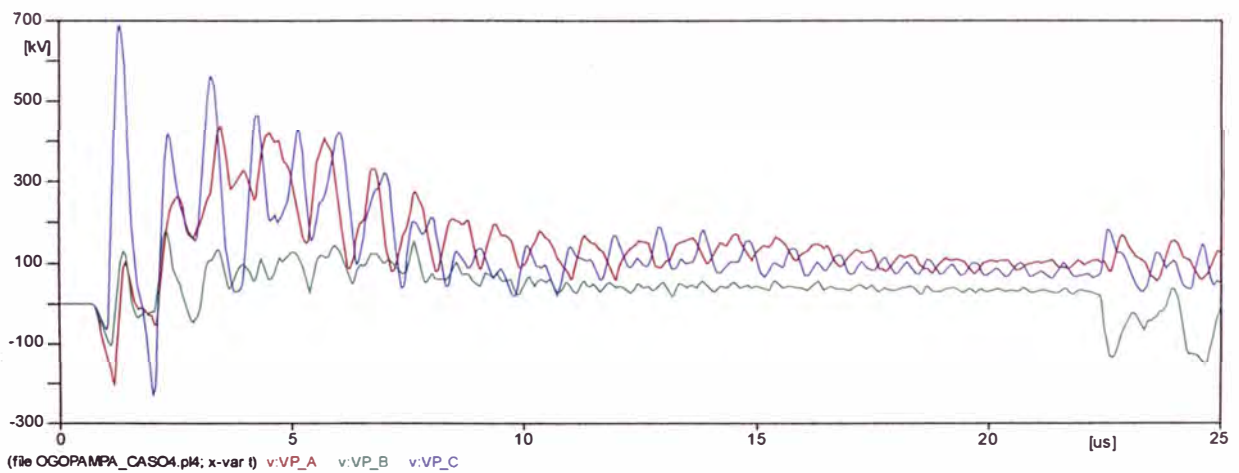


Fig. D.26. Sobretensiones en transformadores de tensión.

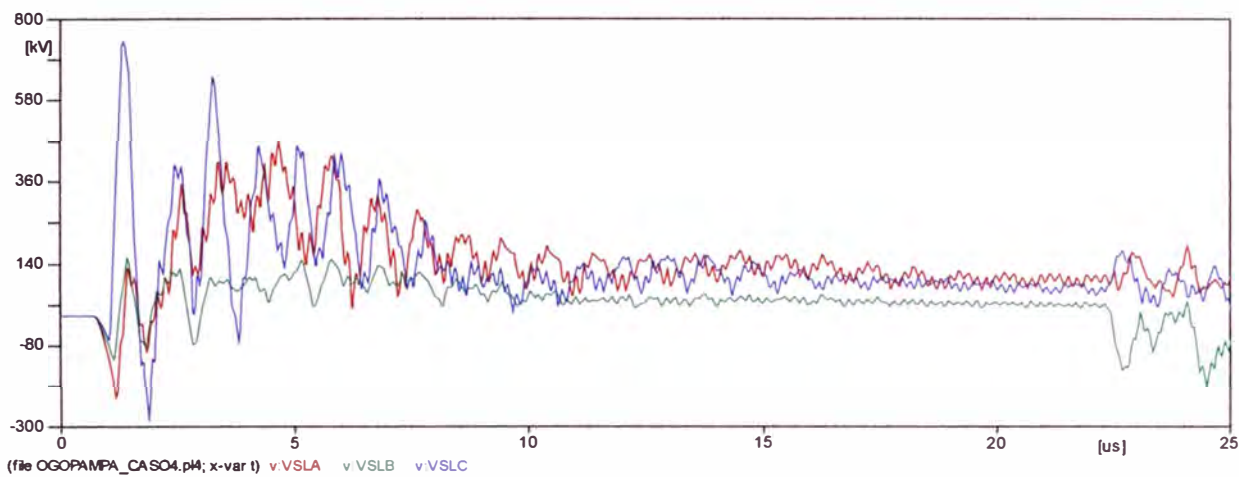


Fig. D.27. Sobretensiones en seccionadores de linea.

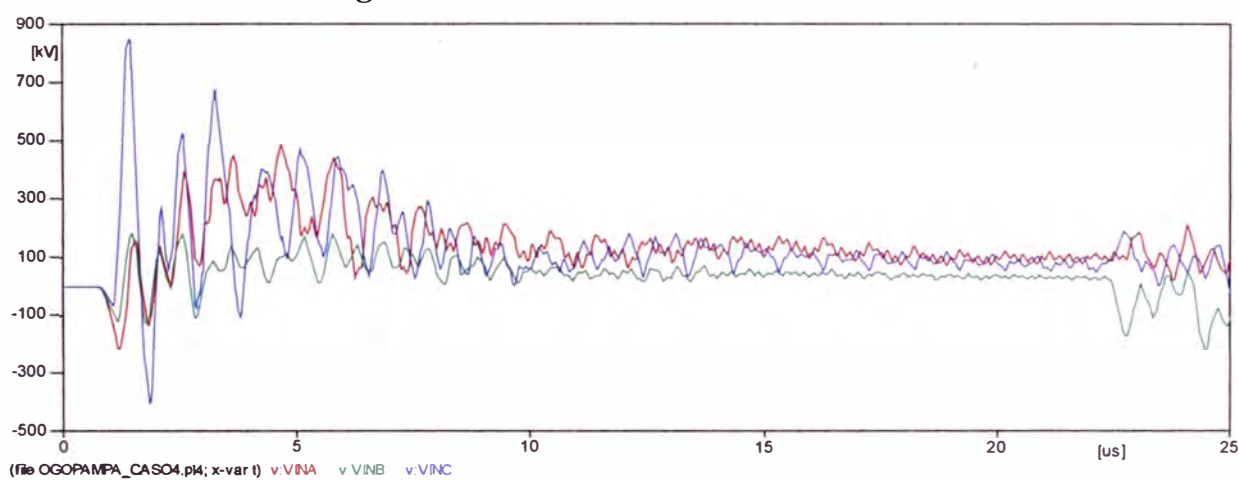


Fig. D.28. Sobretensiones en interruptores de potencia.

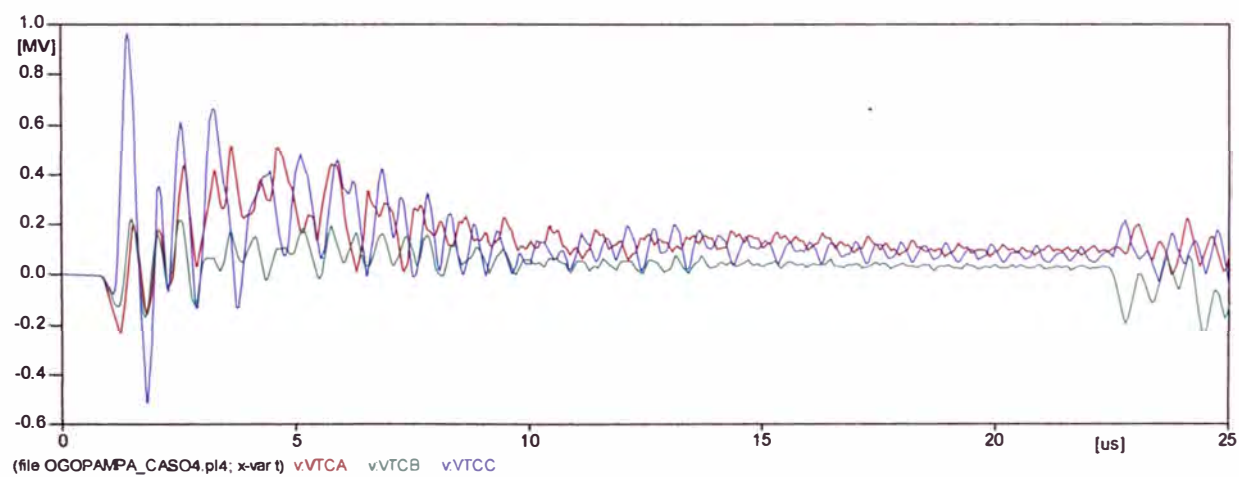


Fig. D.29. Sobretensiones en transformadores de corriente.

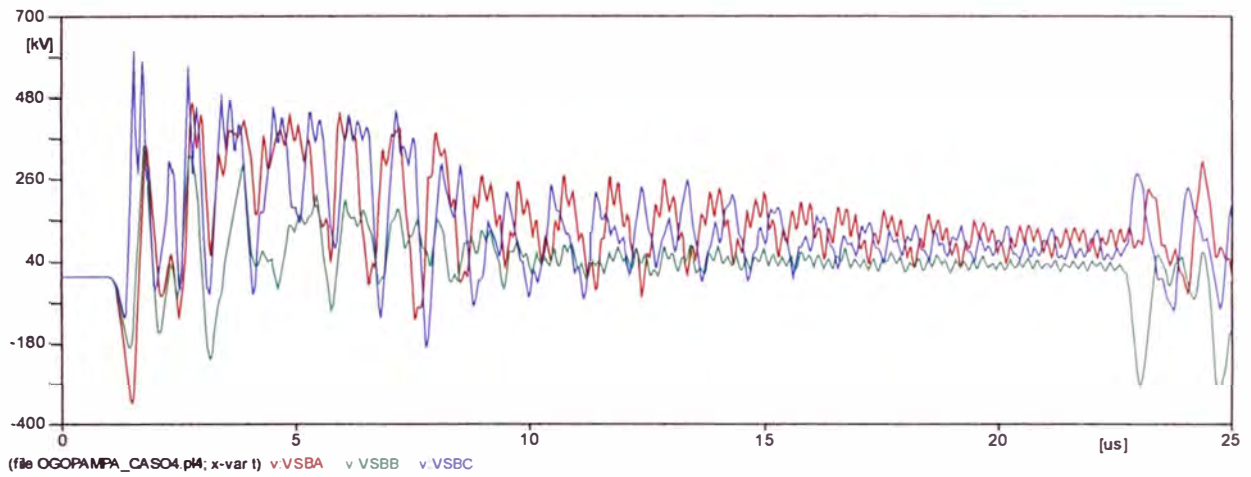


Fig. D.30. Sobretensiones en seccionadores de barra.

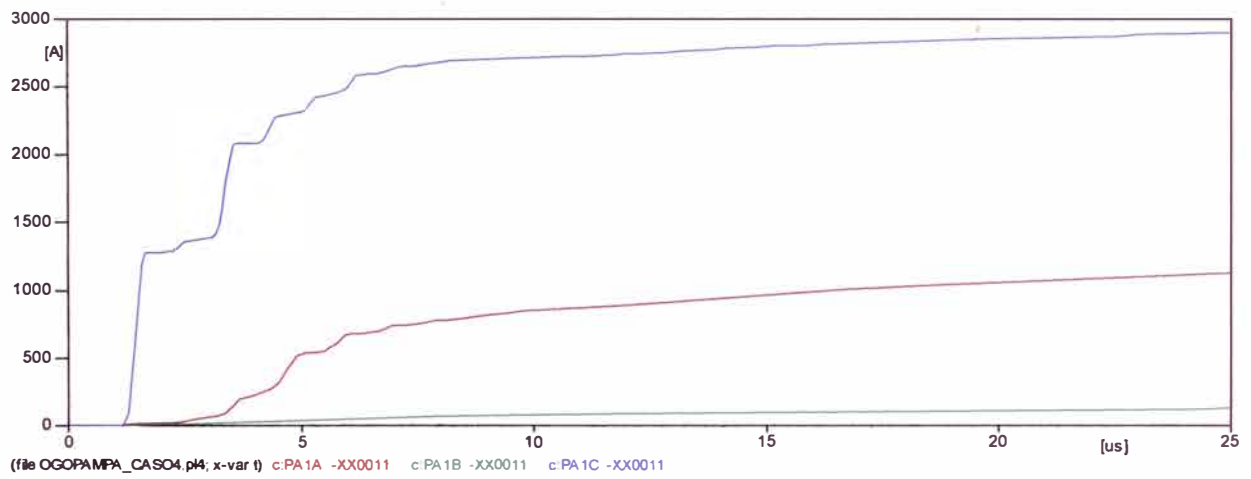


Fig. D.31. Disipación de energía en pararrayos.

CASO 5

Descarga atmosférica sobre una estructura, con resistencia de puesta a tierra de 25 Ohm,
alejada a 260 m de la subestación

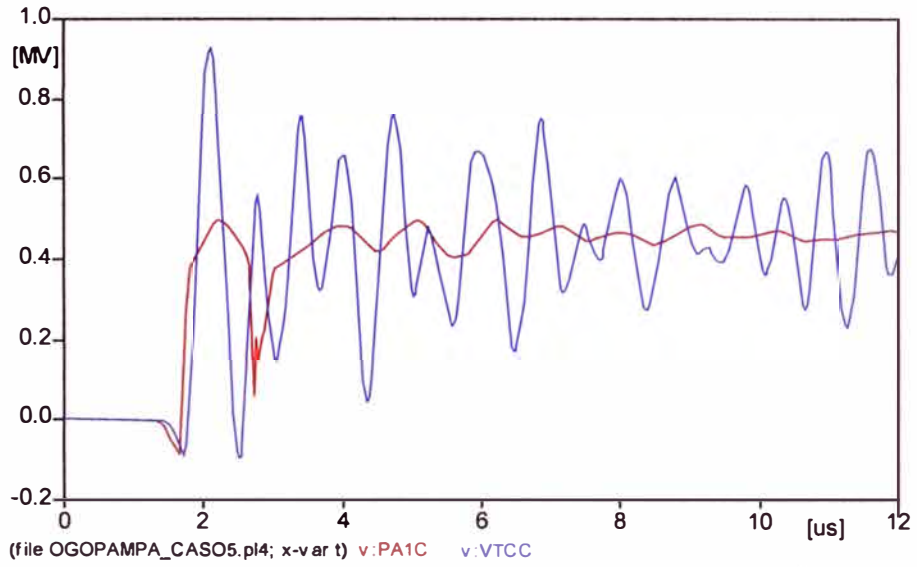


Fig. D.32. Sobretensión en pararrayos y transformador de corriente.

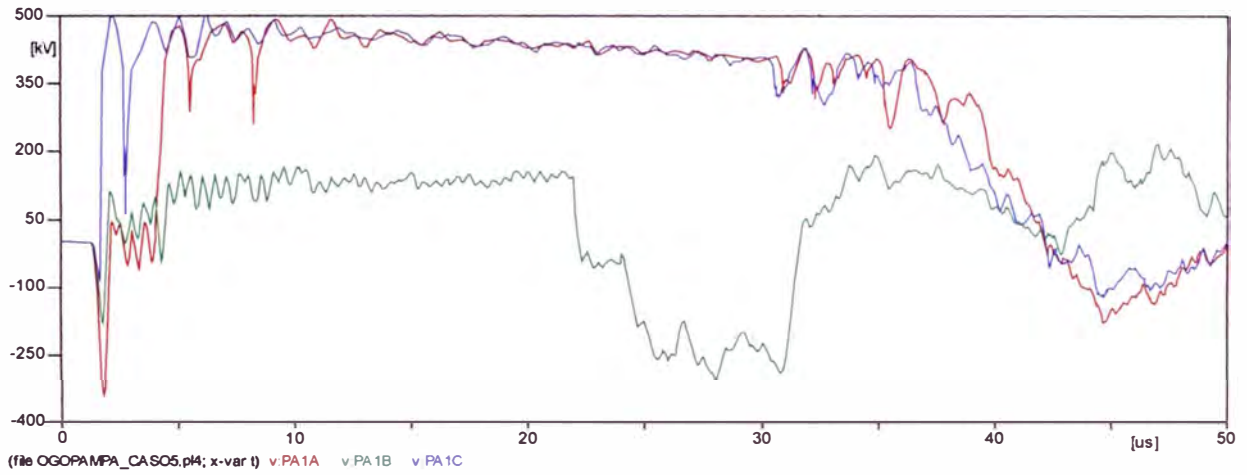


Fig. D.33. Sobretensión en pararrayos y transformador de corriente.

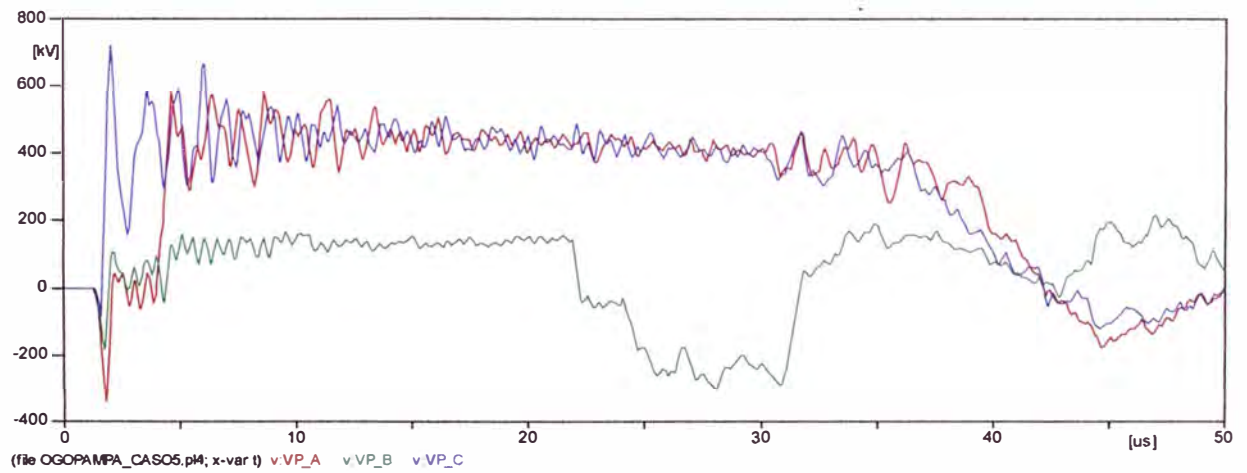


Fig. D.34. Sobretensión en transformadores de tensión.

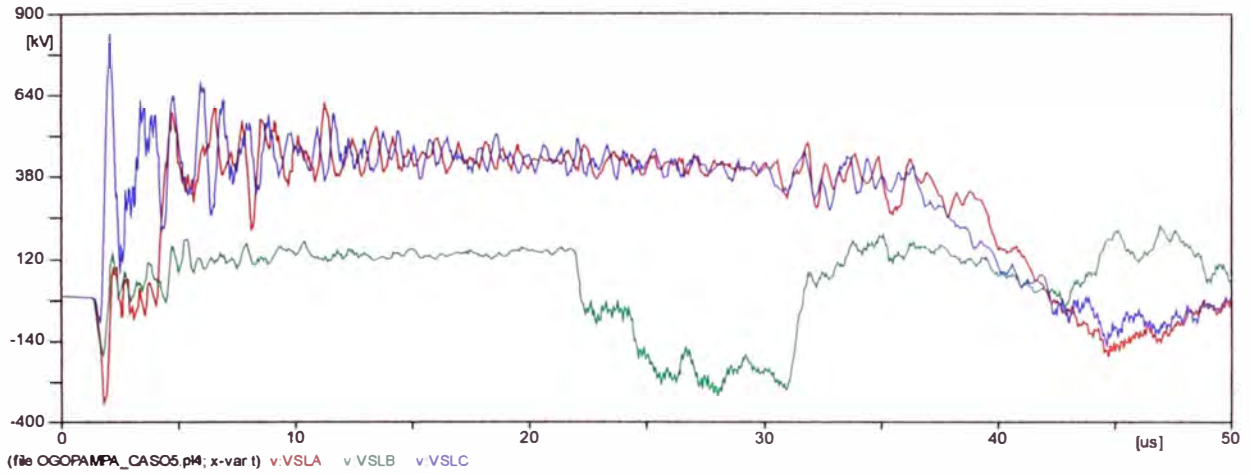


Fig. D.35. Sobretensión en seccionadores de línea.

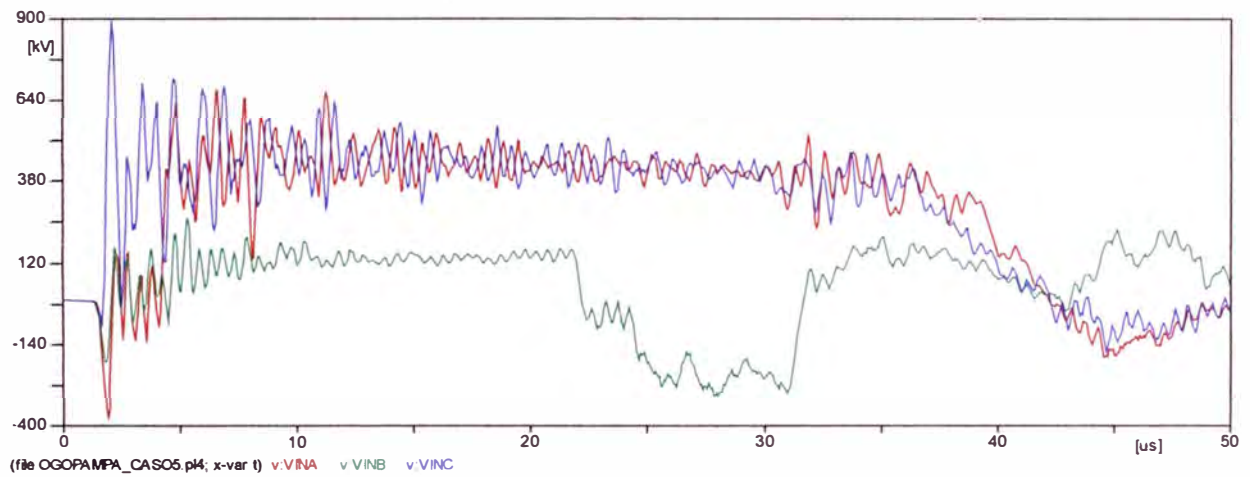


Fig. D.36. Sobretensión en interruptores de potencia.

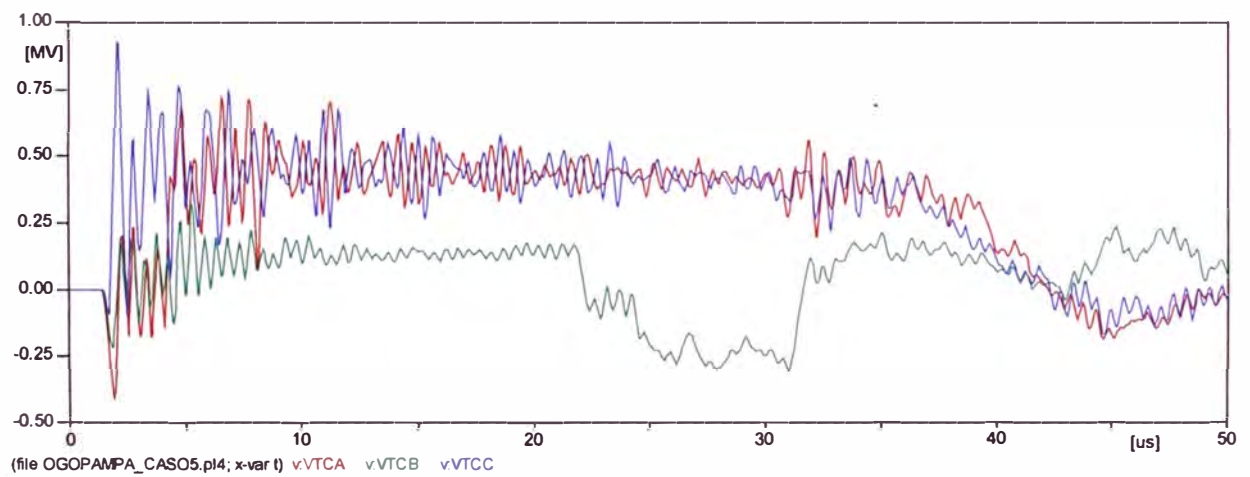


Fig. D.37. Sobretensiones en transformadores de corriente.

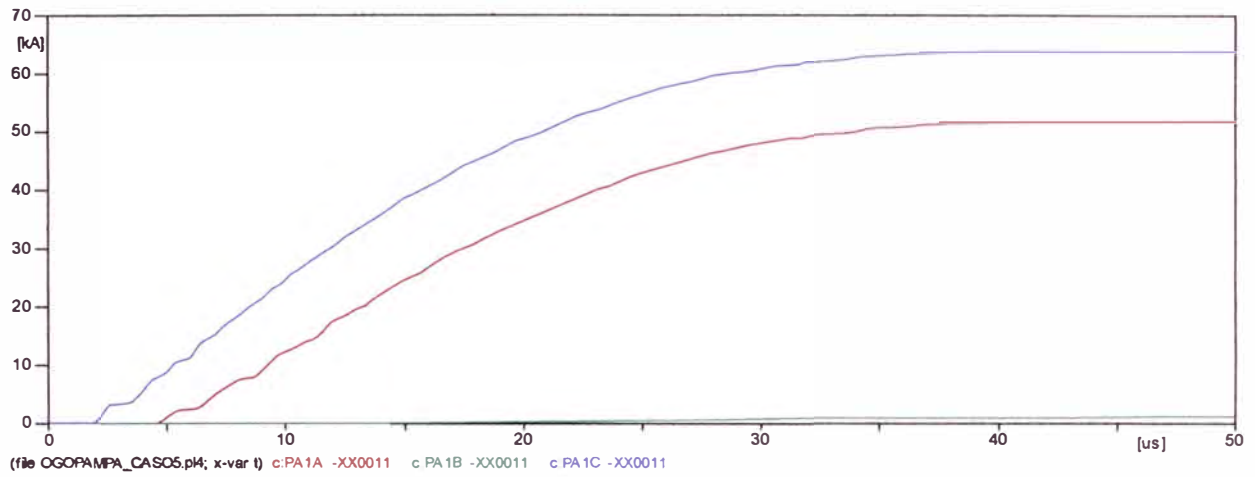


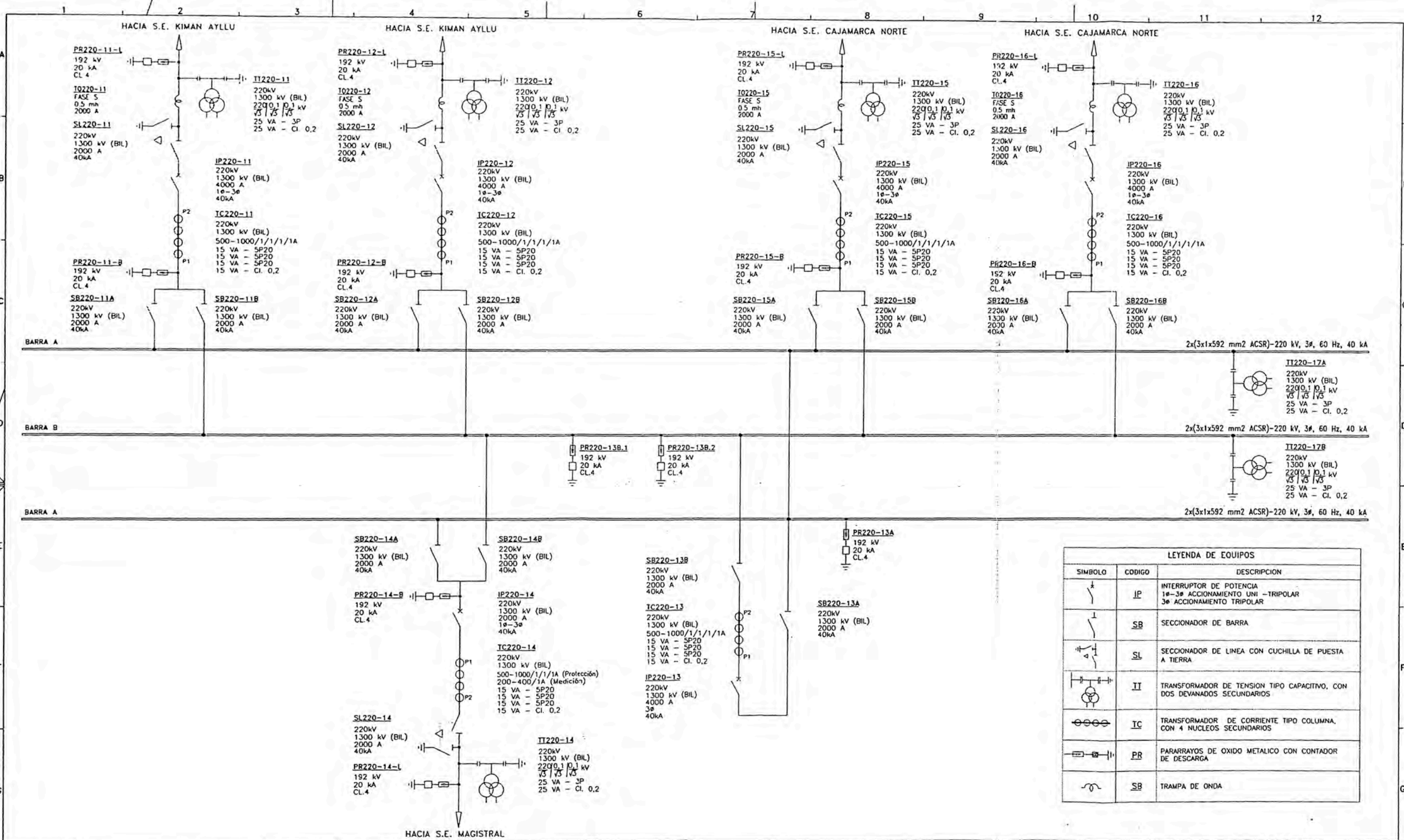
Fig. D.38. Disipación de energía en pararrayos en la entrada de la subestación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Standard IEC 60071-1, “Coordination Insulation, definitions, principles, and rules”, edition 8.0, 2006.
- [2] International Standard IEC 60071-2, “Coordination Insulation, Application Guide”, edition 3.0, 1996.
- [3] International Standard IEC 60099-4, “Metal Oxide Surge Arresters without Gaps for A.C Systems”, edition 2.0, 2004.
- [4] International Standard IEC 60071-4, “Coordination Insulation, Computational guide to insulation coordination and modelling of electrical networks”, edition 1.0,2004.
- [5] Buyer’s Guide - Zinc oxide surge arrester EXLIM P – ABB.
- [6] Justo Yanque Montufar, “Apuntes del Curso de Alta Tensión”, 2004.
- [7] COES, “Criterios y propuestas para la coordinación de aislamientos”, edición 1.0, 2012.
- [8] Juan Martínez Velazco, “Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión”, primera edición, 2008.
- [9] Carlos Felipe Ramírez,”Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, segunda edición, 2003.
- [10] Allan Greenwood , “Electrical Transients in Power Systems”, second edition,1991.
- [11] Juan Martinez Velazco, “Power Systems Transients Parameter Determination”,2010.
- [12] IEEE Analysis of System Transients Working Group, “Modeling Guidelines for Fast Front Transients”.
- [13] Luis Siegert, “Alta tensión y sistemas de transmisión”, Primera edición 2002.
- [14] CIGRE working group 23.10, “User guide for the application of gas insulated switchgear (GIS) for rated voltages of 72.5 kV and above”, 1998.
- [16] Leonardo Cardona Correa, “Modelamiento de redes de transmisión”, Universidad Nacional de Colombia, 2012.

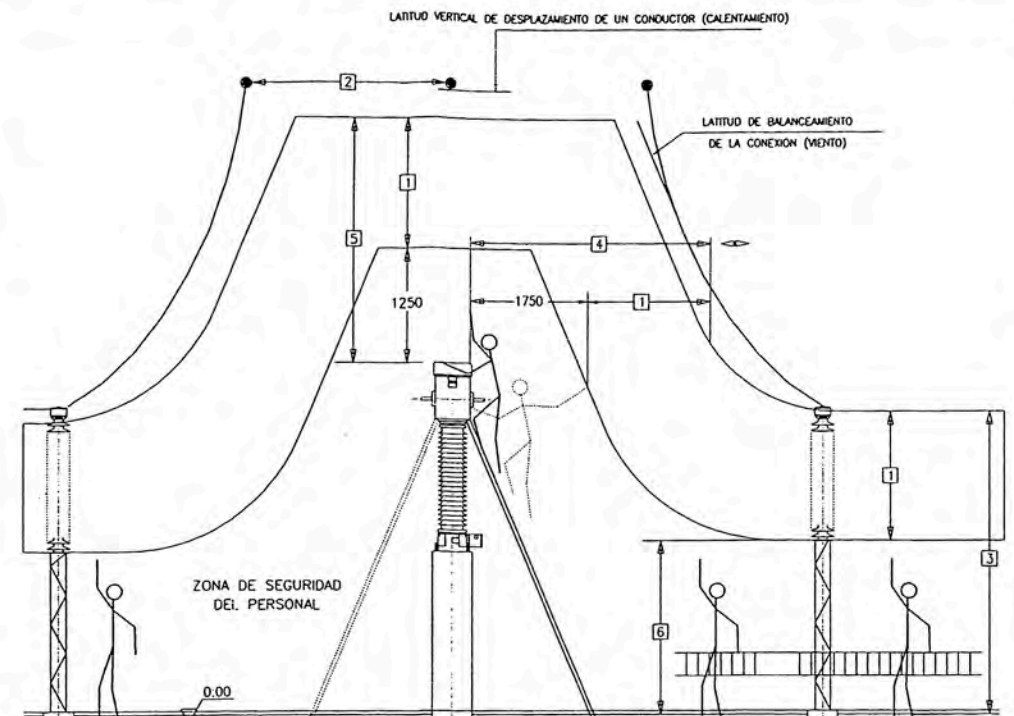
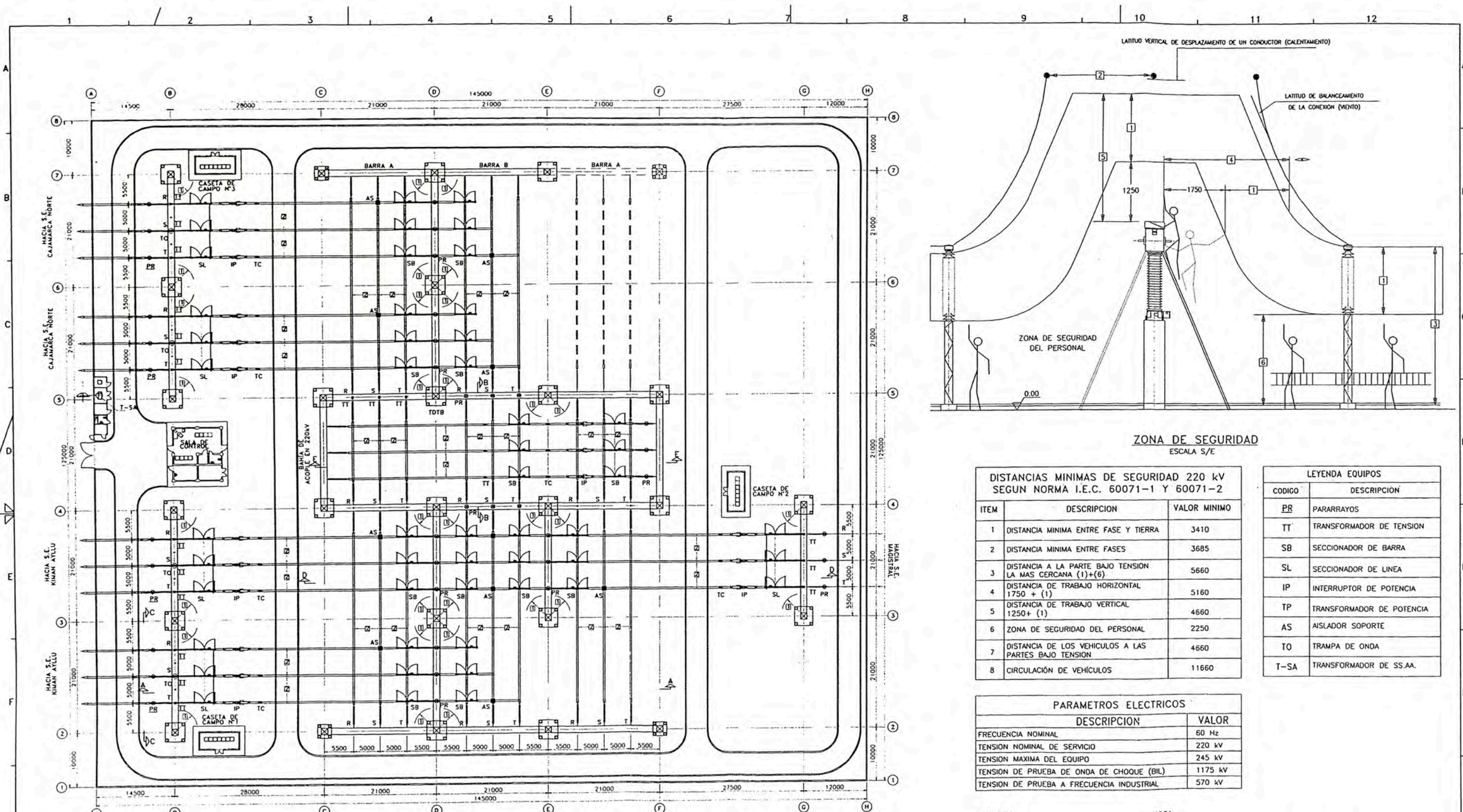
[17] International standard IEC 60060-1, “High voltage test techniques”, edition 30, 2010.

[18] Laszlo Prikler Hans hoidalen, “Atpdraw version 5.6, user’s manual”, edition 2009.



LEYENDA DE EQUIPOS		
SIMBOLO	CODIGO	DESCRIPCION
	IP	INTERRUPTOR DE POTENCIA 1ø-3ø ACCIONAMIENTO UNI-TRIPOLAR 3ø ACCIONAMIENTO TRIPOLAR
	SB	SECCIONADOR DE BARRA
	SL	SECCIONADOR DE LINEA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
	II	TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO, CON DOS DEVANADOS SECUNDARIOS
	IC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO COLUMNA, CON 4 NUCLEOS SECUNDARIOS
	PR	PARARRAYOS DE OXIDO METALICO CON CONTADOR DE DESCARGA
	SB	TRAMPA DE ONDA

CONSULTOR: 				PROPIETARIO: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				PROYECTO: SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA AL PROYECTO MAGISTRAL				DIS.: M.G.S.		PROY. N°:	
REVISION:				TITULO: SUBSTACION OGOPAMPA 220 kV DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL				REV.:				ARCHIVO:			
DESCRIPCION:				FECHA:				APR.:				DIBUJO: M.G.S.			
REVISADO:				ESCALA:				FECHA:				OCTUBRE - 2013			
FECHA:				PLANO N°:				HOJA:				REVISION:			
1				2				3				1 DE 1		0	



ZONA DE SEGURIDAD
ESCALA S/E

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD 220 kV
SEGUN NORMA I.E.C. 60071-1 Y 60071-2

ITEM	DESCRIPCION	VALOR MINIMO
1	DISTANCIA MINIMA ENTRE FASE Y TIERRA	3410
2	DISTANCIA MINIMA ENTRE FASES	3685
3	DISTANCIA A LA PARTE BAJO TENSION LA MAS CERCANA (1)+(6)	5660
4	DISTANCIA DE TRABAJO HORIZONTAL 1750 + (1)	5160
5	DISTANCIA DE TRABAJO VERTICAL 1250 + (1)	4660
6	ZONA DE SEGURIDAD DEL PERSONAL	2250
7	DISTANCIA DE LOS VEHICULOS A LAS PARTES BAJO TENSION	4660
8	CIRCULACION DE VEHICULOS	11660

LEYENDA EQUIPOS

CODIGO	DESCRIPCION
PR	PARARRAYOS
TT	TRANSFORMADOR DE TENSION
SB	SECCIONADOR DE BARRA
SL	SECCIONADOR DE LINEA
IP	INTERRUPTOR DE POTENCIA
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
AS	AISLADOR SOPORTE
TO	TRAMPA DE ONDA
T-SA	TRANSFORMADOR DE SS.AA.

PARAMETROS ELECTRICOS

DESCRIPCION	VALOR
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
TENSION NOMINAL DE SERVICIO	220 kV
TENSION MAXIMA DEL EQUIPO	245 kV
TENSION DE PRUEBA DE ONDA DE CHOQUE (BIL)	1175 kV
TENSION DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUSTRIAL	570 kV

LEYENDA:
 ——— INSTALACIONES PROYECTADAS
 - - - INSTALACIONES FUTURAS

NOTA:
 1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS SALVO LAS EXPRESAMENTE INDICADAS.

Revisión	Descripción	Revisado	Fecha
1			
2			
3			
4			

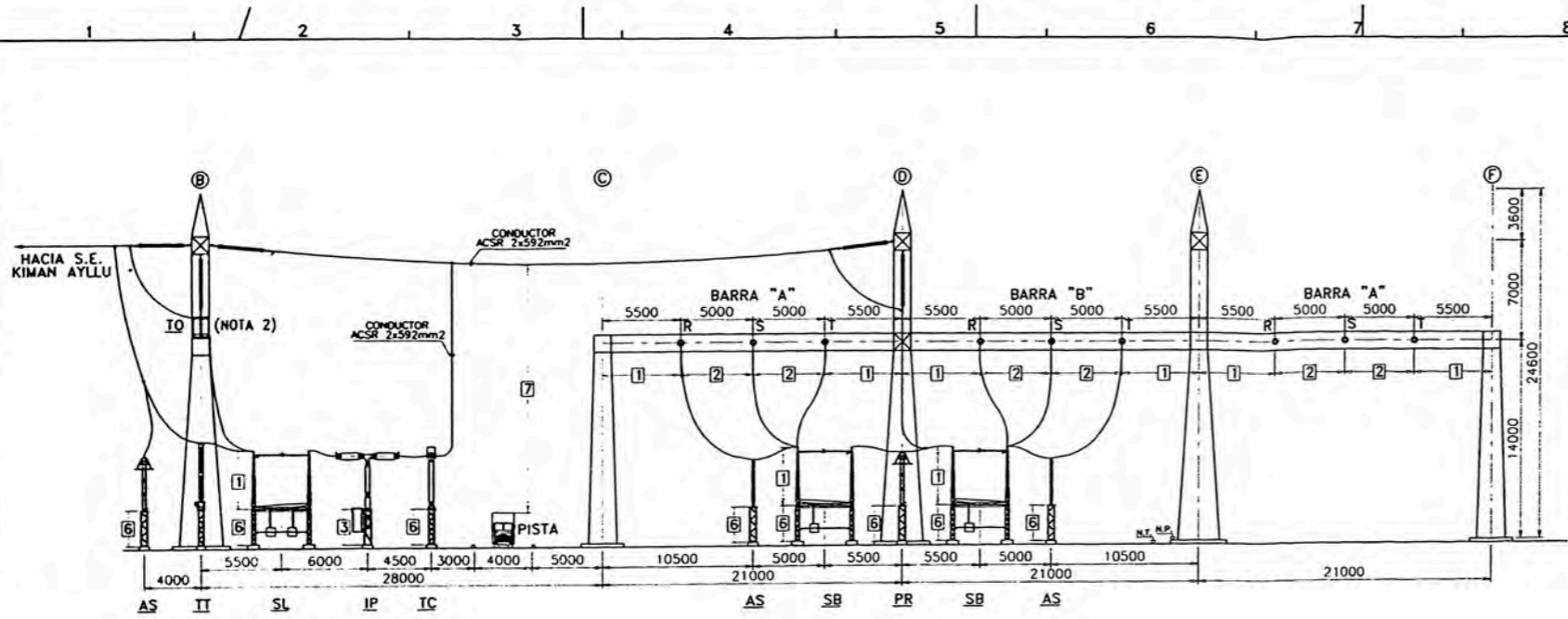
CONSULTOR:
 PROPIETARIO:
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA



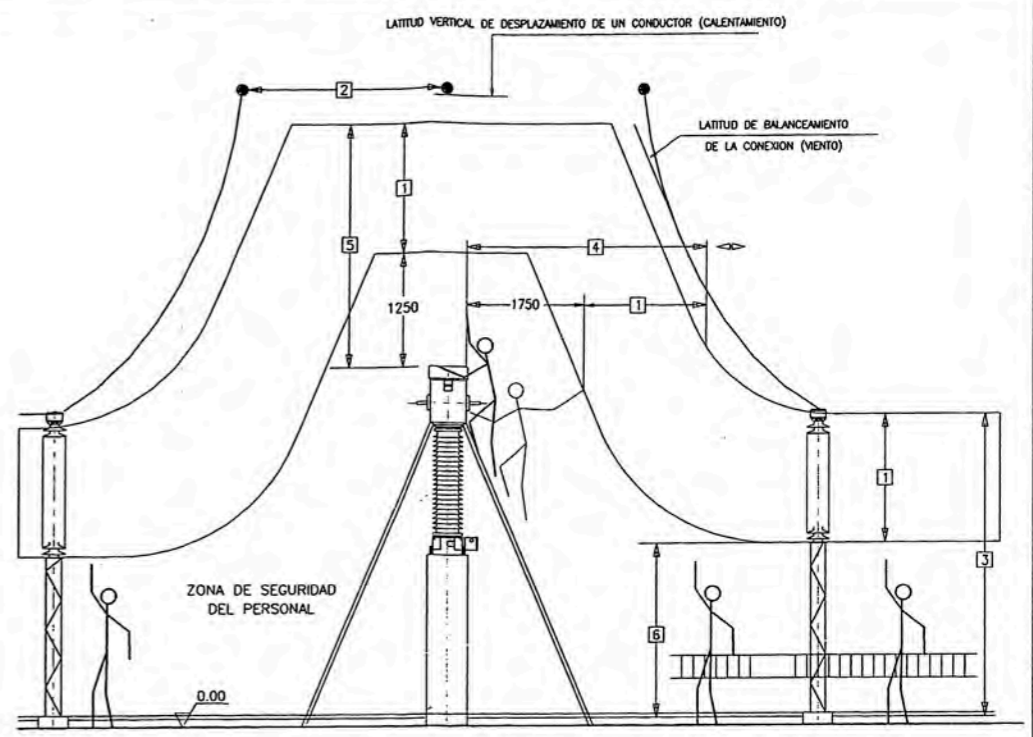
PROYECTO:
SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA AL PROYECTO MAGISTRAL

TITULO:
SUBESTACION OGOPAMPA 220 kV DISTANCIA DE SEGURIDAD - PLANTA

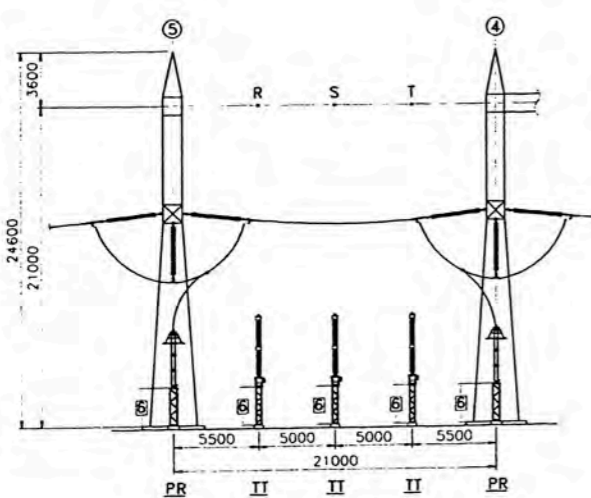
DIS. : M.G.S.	PROY. N°:
REV. : -	ARCHIVO:
APR. : -	DIBUJO : M.G.S.
FECHA: OCTUBRE - 2013	ESCALA: 1:750
PLANO N°:	HOJA: 1 DE 3
	REVISION: 0



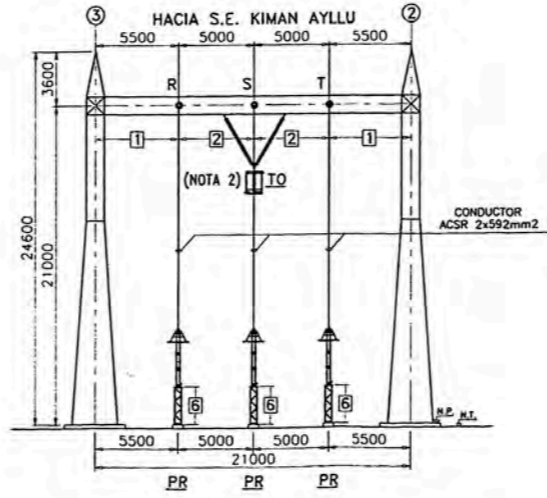
SECCION A-A
ESCALA 1:500



ZONA DE SEGURIDAD
ESCALA S/E



SECCION B-B
ESCALA 1:500



SECCION C-C
ESCALA 1:500

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD 220 kV
SEGUN NORMA I.E.C. 60071-1 Y 60071-2

ITEM	DESCRIPCION	VALOR MINIMO
1	DISTANCIA MINIMA ENTRE FASE Y TIERRA	3410
2	DISTANCIA MINIMA ENTRE FASES	3685
3	DISTANCIA A LA PARTE BAJO TENSION LA MAS CERCANA (1)+(6)	5660
4	DISTANCIA DE TRABAJO HORIZONTAL 1750 + (1)	5160
5	DISTANCIA DE TRABAJO VERTICAL 1250 + (1)	4660
6	ZONA DE SEGURIDAD DEL PERSONAL	2250
7	DISTANCIA DE LOS VEHICULOS A LAS PARTES BAJO TENSION	4660
8	CIRCULACION DE VEHICULOS	11660

LEYENDA EQUIPOS

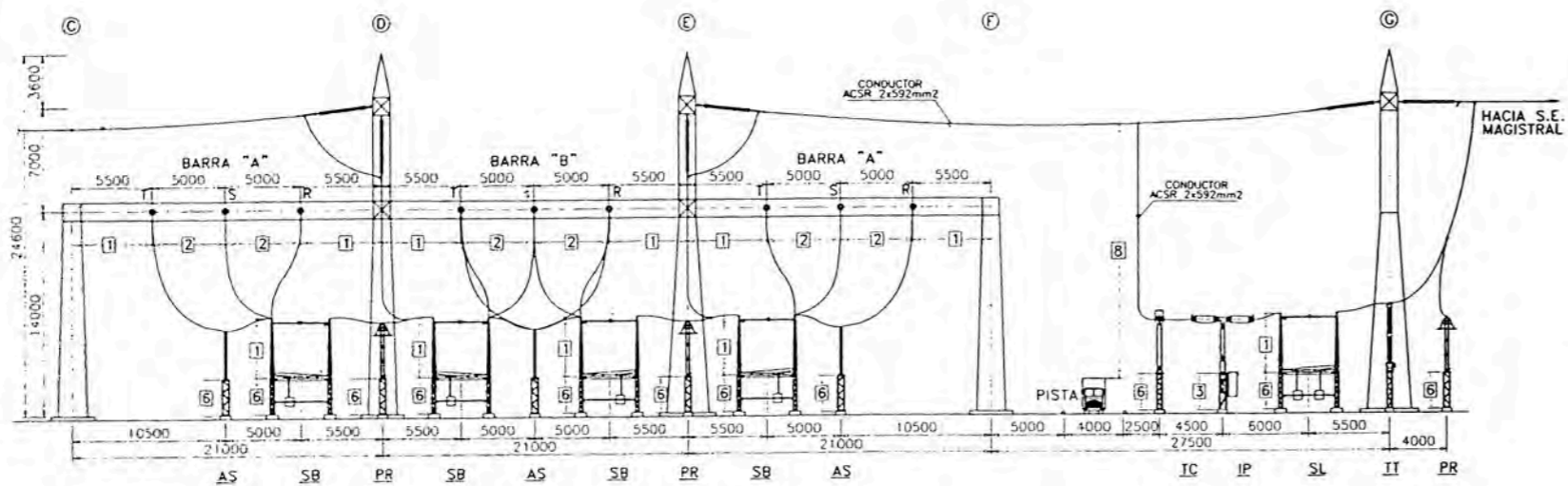
CODIGO	DESCRIPCION
PR	PARARRAYOS
TT	TRANSFORMADOR DE TENSION
SB	SECCIONADOR DE BARRA
SL	SECCIONADOR DE LINEA
IP	INTERRUPTOR DE POTENCIA
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
AS	AISLADOR SOPORTE
TO	TRAMPA DE ONDA
T-SA	TRANSFORMADOR DE SS.AA.

PARAMETROS ELECTRICOS

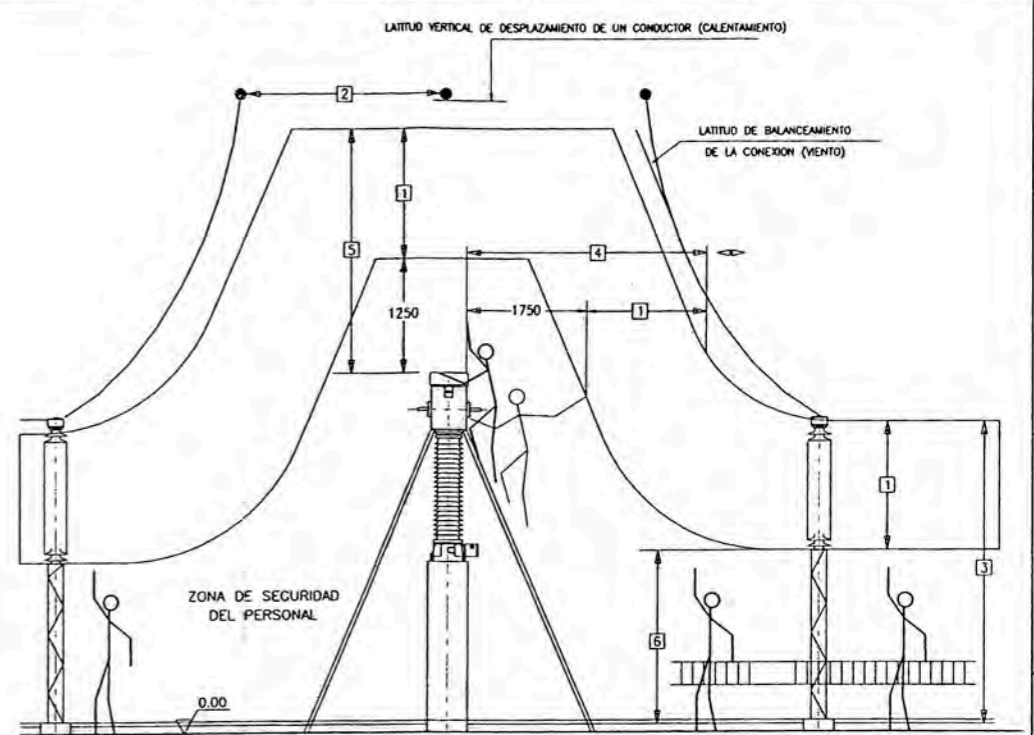
DESCRIPCION	VALOR
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
TENSION NOMINAL DE SERVICIO	220 kV
TENSION MAXIMA DEL EQUIPO	245 kV
TENSION DE PRUEBA DE ONDA DE CHOQUE (BIL)	1175 kV
TENSION DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUSTRIAL	570 kV

NOTA:
1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS SALVO LAS EXPRESAMENTE INDICADAS.

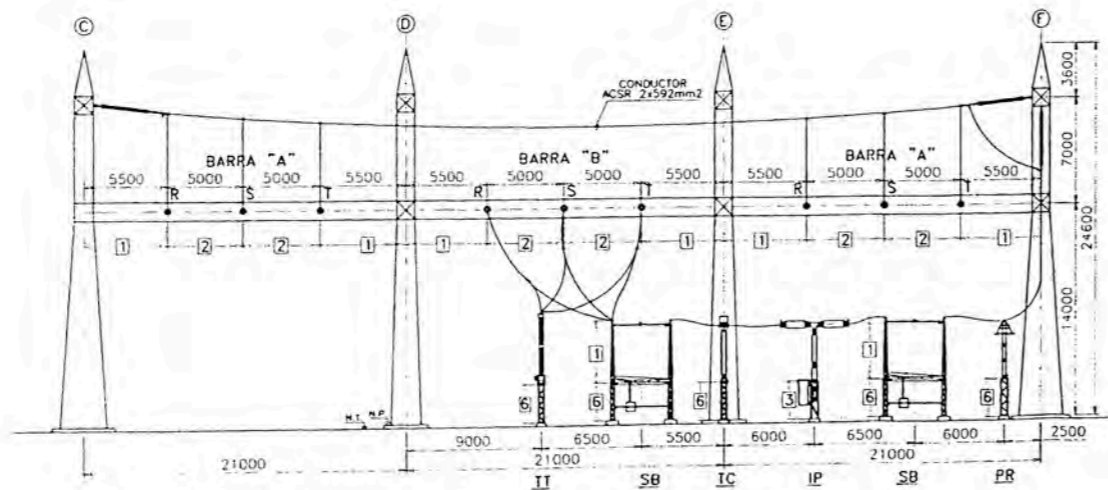
CONSULTOR: PROPIETARIO: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA 				PROYECTO: SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA AL PROYECTO MAGISTRAL TITULO: SUBSTACION OGOPAMPA 220 kV DISTANCIA DE SEGURIDAD - SECCIONES				DIS. : M.G.S. REV. : APR. : FECHA: OCTUBRE - 2013 PLANO N°:		PROY. N°: ARCHIVO: DIBUJO : M.G.S. ESCALA: 1:500 HOJA: 2 DE 3 REVISION: 0		
Revisión	Descripción	Revisado	Fecha	4	5	6	7	8	9	10	11	12



SECCION D-D
ESCALA 1:500



ZONA DE SEGURIDAD
ESCALA 5/E



SECCION E-E
ESCALA 1:500

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD 220 kV
SEGUN NORMA I.E.C. 60071-1 Y 60071-2

ITEM	DESCRIPCION	VALOR MINIMO
1	DISTANCIA MINIMA ENTRE FASE Y TIERRA	3410
2	DISTANCIA MINIMA ENTRE FASES	3685
3	DISTANCIA A LA PARTE BAJO TENSION LA MAS CERCANA (1)+(6)	5660
4	DISTANCIA DE TRABAJO HORIZONTAL 1750 + (1)	5160
5	DISTANCIA DE TRABAJO VERTICAL 1250+ (1)	4660
6	ZONA DE SEGURIDAD DEL PERSONAL	2250
7	DISTANCIA DE LOS VEHICULOS A LAS PARTES BAJO TENSION	4660
8	CIRCULACION DE VEHICULOS	11660

LEYENDA EQUIPOS

CODIGO	DESCRIPCION
PR	PARARRAYOS
TT	TRANSFORMADOR DE TENSION
SB	SECCIONADOR DE BARRA
SL	SECCIONADOR DE LINEA
IP	INTERRUPTOR DE POTENCIA
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
AS	AISLADOR SOPORTE
TO	TRAMPA DE ONDA
T-SA	TRANSFORMADOR DE SS.AA.

PARAMETROS ELECTRICOS

DESCRIPCION	VALOR
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
TENSION NOMINAL DE SERVICIO	220 kV
TENSION MAXIMA DEL EQUIPO	245 kV
TENSION DE PRUEBA DE ONDA DE CHOQUE (BIL)	1175 kV
TENSION DE PRUEBA A FRECUENCIA INDUSTRIAL	570 kV

NOTA:
1.- TODAS LAS DIMENSIONES ESTAN EN MILIMETROS SALVO LAS EXPRESAMENTE INDICADAS.

CONSULTOR:				PROPIETARIO: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA				PROYECTO: SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA AL PROYECTO MAGISTRAL				DIS. : M.G.S.		PROY. N°:	
								TITULO: SUBESTACION OGOFAMPA 220 kV DISTANCIA DE SEGURIDAD - SECCIONES				REV. : -		ARCHIVO:	
												APR. : -		DIBUJO : M.G.S.	
												FECHA: OCTUBRE - 2013		ESCALA: 1:500	
												PLANO N°:		HOJA: 3 DE 3	
														REVISION: 0	
Revision	Descripcion	Revisado	Fecha												