

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería Mecánica



ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO DE LA
SUBESTACIÓN CHICLAYO NUEVA 500 kV/ 220 kV

Tesis para optar el Título Profesional de:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

DANIEL EDUARDO ROJAS CAMA

PROMOCIÓN 2008-I

LIMA-PERÚ

2012

INDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	5
1.1. Antecedentes.....	5
1.2. Objetivos.....	5
1.3. Planteamiento del trabajo.....	6
1.4. Alcances del trabajo.....	7
1.5. Limitaciones del trabajo.....	7
CAPÍTULO II: DISEÑO DE SUBESTACIONES DE POTENCIA	8
2.1. Generalidades.....	8
2.2. Información de diseño.....	12
2.3. Proceso de diseño.....	14
CAPÍTULO III: CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES	24
3.1. Generalidades.....	24
3.2. Sobretensiones temporales.....	25
3.3. Sobretensiones de frente lento.....	28
3.4. Sobretensiones de frente rápido.....	35
3.5. Sobretensiones de frente muy rápido.....	37
CAPÍTULO IV: LIMITACIÓN DE SOBRETENSIONES	40
4.1. Limitaciones de sobretensiones temporales.....	40
4.2. Limitaciones de sobretensiones de frente lento.....	40
4.3. Limitaciones de sobretensiones de frente rápido.....	44

CAPÍTULO V: SOFTWARE ATP	48
5.1. Generalidades.....	48
5.2. Aplicaciones del ATP.....	51
5.3. Modelo para la Subestación Chiclayo Nuevo 500/220 kV.....	52
5.4. Sobretensiones en las Subestaciones Chiclayo Nueva 500/220 kV y Trujillo Nueva 500 kV.....	64
CAPÍTULO VI: PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	66
6.1. Generalidades.....	66
6.2. Métodos para la coordinación de aislamiento.....	67
6.3. Procedimiento de la Coordinación de Aislamiento.....	69
CAPÍTULO VII: COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN DE 500, 220 Y 33 kV	84
7.1. Nivel de tensión de 500 kV.....	85
7.2. Nivel de tensión de 220 kV.....	90
7.3. Nivel de tensión de 33 kV.....	95
CONCLUSIONES	100
RECOMENDACIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	102
APÉNDICE	103

PRÓLOGO

El Perú actualmente se encuentra en proceso de crecimiento, impulsado por el desarrollo de las industrias, la minería y el aumento de la población a nivel nacional. La creciente demanda eléctrica del país se encuentra alrededor del 6% anual. Figura N° 1.

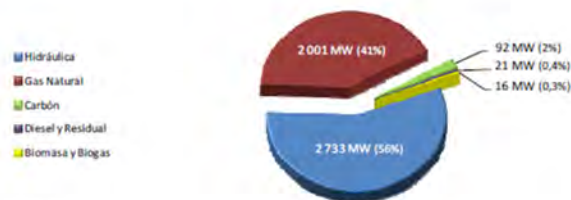
Nuestros recursos naturales como son: el agua, el gas natural, el carbón y el petróleo nos ha permitido generar energía eléctrica a través de Centrales Térmicas e Hidroeléctricas. La energía generada y distribuida a través de las líneas de transmisión y subestaciones de potencia están agrupadas en “El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”, “SEIN”. Figura N° 3.

La creciente demanda, las fallas de los equipos, las maniobras y las descargas atmosféricas son factores importantes en el diseño de las subestaciones. Las sobretensiones debido a estos factores exigen una adecuada selección del nivel de aislamiento.

Avance estadístico del subsector eléctrico Cifras de Enero 2012

El 24 de enero del 2012, a las 19:45 horas se registró la máxima demanda¹ de la potencia eléctrica que alcanzó los 4 863 MW, 6,0% mayor respecto al mismo mes del año anterior. Como se muestra en el gráfico N° 1 la hidroenergía participó con 56%; el gas natural con 41%; y en menor proporción el carbón participó con 2% mientras diesel y residual con 0,4%. En cuanto a las centrales con biomasa (Aipsa) y biogas (Petramás), participaron solo con 0,3%.

GRÁFICO N° 1: ESTRUCTURA DEL DESPACHO DE POTENCIA POR FUENTE EN EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA *
MD = 4 863 MW
24/01/2012 a las 19:45 horas



(*) Información COES-SINAC.

Figura N° 1: Máxima Demanda Enero 2012

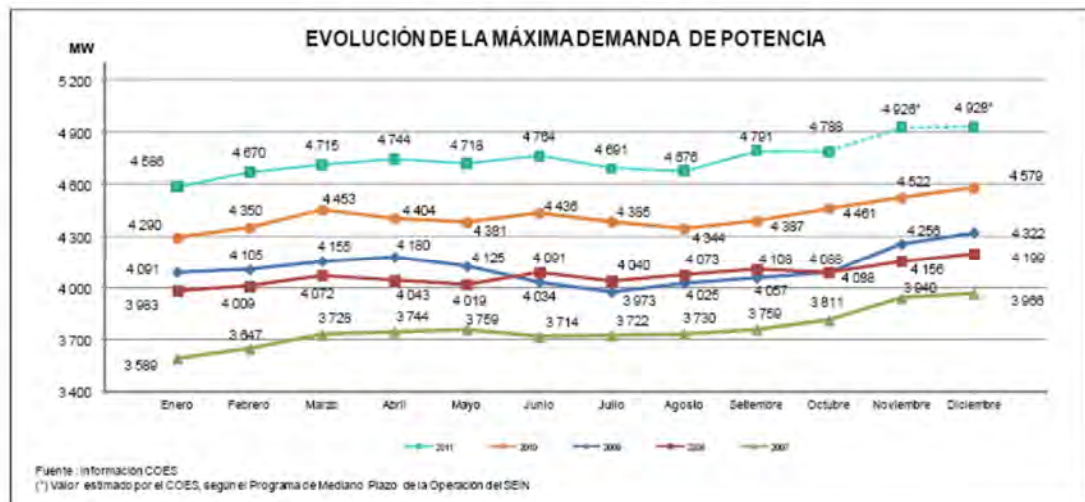


Figura N° 2: Evolución de la Máxima Demanda

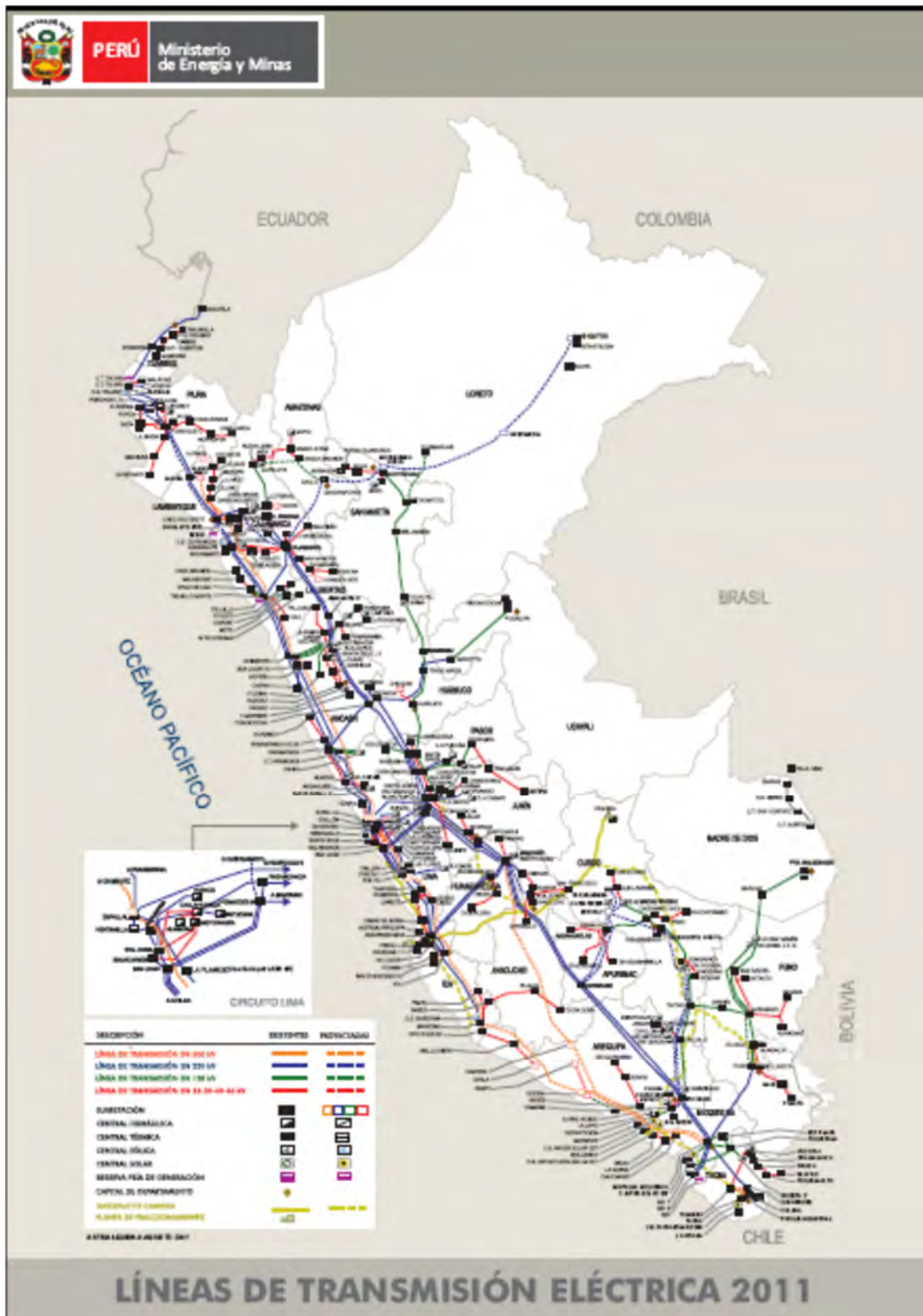


Figura Nº 3: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional 2011

El presente trabajo contiene siete capítulos distribuidos de la siguiente manera:

El primer capítulo es una breve introducción a las sobretensiones. Definimos de manera general la coordinación de aislamiento y la subestación en estudio.

En el segundo capítulo se enumeran todas las etapas del diseño de subestaciones de potencia, tomando importancia los temas de configuración para las subestaciones de potencia.

En el tercer capítulo definimos todos los tipos de sobretensiones, como son: las sobretensiones temporales, sobretensiones de frente lento, sobretensiones de frente rápido y sobretensiones de frente muy rápido, sus causas y características de las mismas.

En el cuarto capítulo mostramos todos los medios de limitación de las sobretensiones temporales, de frente lento, de frente rápido y otras técnicas comúnmente utilizadas en subestaciones de potencia.

En el quinto capítulo damos a conocer el software ATP, definiendo los tres pasos principales y las aplicaciones para el estudio de transitorios. Luego se planteará el modelo construido para la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV.

En el sexto capítulo explicamos el procedimiento de la Coordinación de Aislamiento así como las definiciones para todos los tipos de sobretensiones descritos en la norma IEC-60071. Empezamos con las sobretensiones representativas, luego con las tensiones soportadas de coordinación, seguidamente por las tensiones especificadas y terminamos con las tensiones normalizadas. Después seleccionamos las distancias de seguridad.

En el séptimo capítulo presentamos los resultados de la Coordinación de Aislamiento para los niveles de tensión de 500, 220 y 33 kV de la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV.

Para finalizar se presentan las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Los sistemas eléctricos están sometidos a sobretensiones de origen interno (maniobras, fallas monofásicas) y externo (descargas atmosféricas) que pueden dañar el aislamiento de los equipos, provocar la interrupción del servicio y ocasionar grandes pérdidas económicas. Predecir el origen de las sobretensiones, estimar con precisión su valor y características más importantes son tareas fundamentales para una selección adecuada del aislamiento, de los medios para proteger estos aislamientos y de las técnicas para mitigar o reducir el valor de las sobretensiones. La Coordinación de Aislamiento trata de estos temas y de cómo proceder a la selección del aislamiento, tomando en cuenta las distintas condiciones atmosféricas o el carácter aleatorio de los valores que pueden alcanzar las sobretensiones.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General: cálculo de las sobretensiones transitorias y aplicación del procedimiento de Coordinación de Aislamiento descrito en las normas IEC-60071-1, IEC-60071-2 para la selección del nivel de aislamiento de los equipos en los niveles de tensión de 500, 220 y 33 kV de la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV.

1.2.2. Objetivos Específicos: son los siguientes.

- Cálculo de las sobretensiones a través del software ATP.
- Cálculo de las Tensiones Normalizadas.
- Niveles de aislamiento de equipos de Extra Alta, Alta y Media Tensión.
- Distancias de seguridad.

1.3. Planteamiento del trabajo

El presente trabajo desarrolla el tema de Coordinación de Aislamiento que consiste en la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema. La Subestación en estudio es la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV el cual se encuentra en proceso de diseño. Figura N° 4.

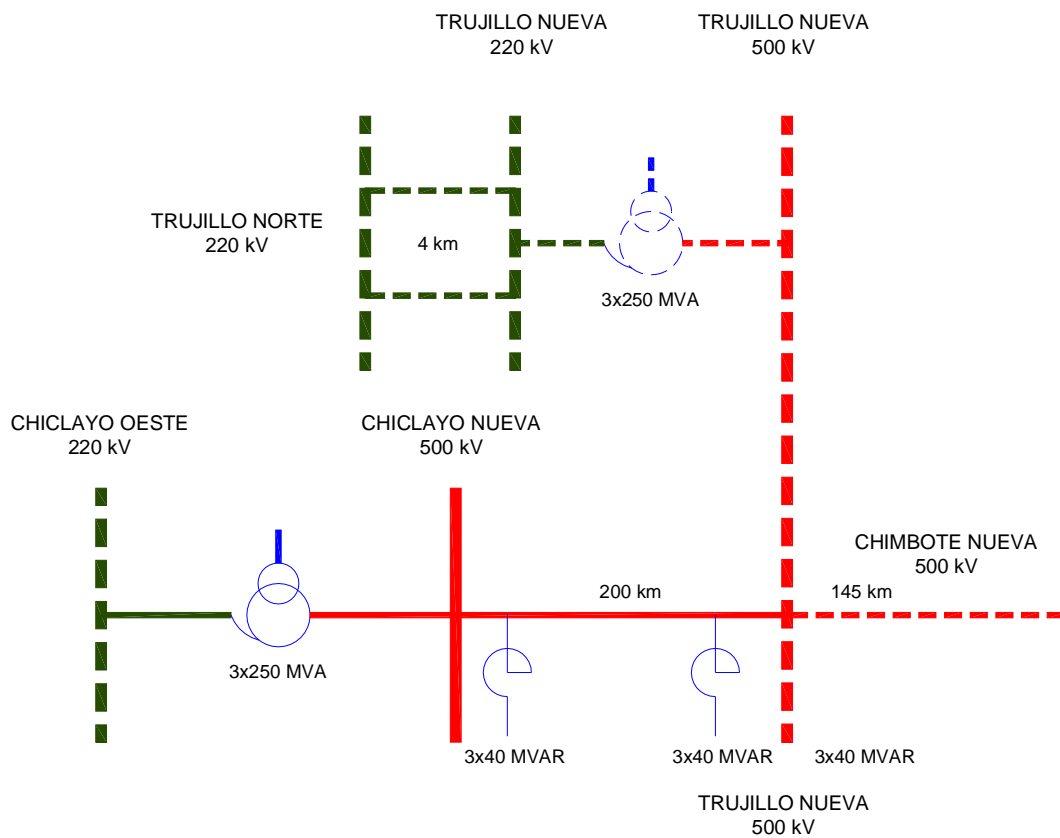


Figura N° 1.1: Diagrama Unifilar General

1.4. Alcances del trabajo

Del diagrama unifilar general anterior, el Estudio de Coordinación de Aislamiento aplica para los equipos de la Ampliación de la Subestación Trujillo 500 kV, la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV y la Ampliación de la Subestación Chiclayo Oeste 220 kV. El uso del software ATP es de manera general para el cálculo de las sobretensiones transitorias.

1.5. Limitaciones del trabajo

- El presente trabajo no desarrolla el Diseño de Subestaciones de Potencia.
- El estudio de los equipos para la limitación de sobretensiones no es parte de este trabajo.
- Los costos para un determinado nivel de aislamiento no son considerados en este trabajo por ubicarse dentro de los rangos normales de aislamiento de los equipos, para proyectos en la costa del Perú.

CAPÍTULO II

DISEÑO DE SUBESTACIONES DE POTENCIA

A continuación se describe el procedimiento general para el diseño de una subestación.

2.1. Generalidades

La aplicación de tecnologías modernas permite incrementar la confiabilidad y disponibilidad de las subestaciones existentes como subestaciones nuevas, basándose en la utilización de modernos sistemas de control, monitoreo y protección, así como en el empleo de soluciones innovadoras relativas a los equipos de patio de una subestación.

La capacidad de soportar esfuerzos impuestos por las condiciones ambientales y de servicio forma la base general del diseño.

El diseño mecánico y eléctrico integral de las subestaciones presentan un gran reto al Ingeniero de Diseño, quien debe tener en cuenta lo siguiente:

- Selección de la configuración de barrajes, son muchos los tipos de configuraciones que brindan los diferentes grados de confiabilidad, flexibilidad y seguridad requeridos por las diferentes subestaciones del sistema.
- Presencia de conductores pesados, necesarios para transportar las elevadas corrientes, que exigen estructuras metálicas con mayores sollicitaciones mecánicas.
- Requisitos de diseño especiales para equipos en ambientes hostiles; aislamiento para las instalaciones de acuerdo con su nivel de tensión y ubicación; intensidad

de campo eléctrico, presencia de efecto corona; conexión a tierra para la seguridad del personal; etc.

En los equipos de alta tensión la innovación ha estado relativamente limitada en las últimas décadas. Algunos elementos como los interruptores (aire, aceite hacia SF6), pararrayos (SiC hacia ZnO), transformadores de corriente y tensión (aceite hacia SF6) han experimentado algunos cambios tecnológicos sin cambios sustanciales en sus dimensiones externas. Consecuentemente, no ha sido posible realizar grandes modificaciones en las disposiciones de las subestaciones, con excepción de las modificaciones introducidas en la década del sesenta del siglo anterior con la tecnología GIS (Gas Insulation Substation), la cual permitió un gran avance en las condiciones de operación y en los requerimientos de espacio para la subestación en zonas altamente pobladas o en regiones de intensa contaminación.

Hoy en día es común disponer de interruptores de una cámara de interrupción hasta niveles de tensión de 300 kV, dos cámaras para el nivel de tensión de 550 kV y cuatro cámaras para el nivel de tensión de 800 kV. Figura N° 2.1.

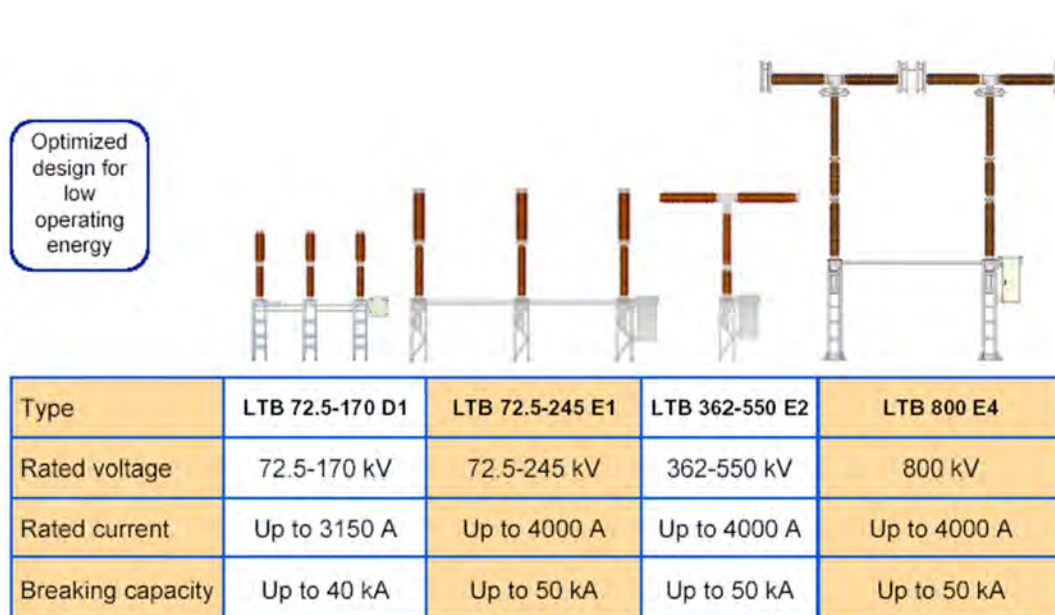


Figura N° 2.1: Interruptores por nivel de tensión

Los aisladores de porcelana son sustituidos por aisladores poliméricos, como son los equipos simples y de bajo peso. Figura N° 2.2.



Figura N° 2.2: Pararrayos con material de porcelana y polimérico

Ya que los interruptores están siendo más simples y pequeños, la función del seccionador puede ser integrada con el interruptor, tomando varias funciones de desconexión y de puesta a tierra. Figura N° 2.3.

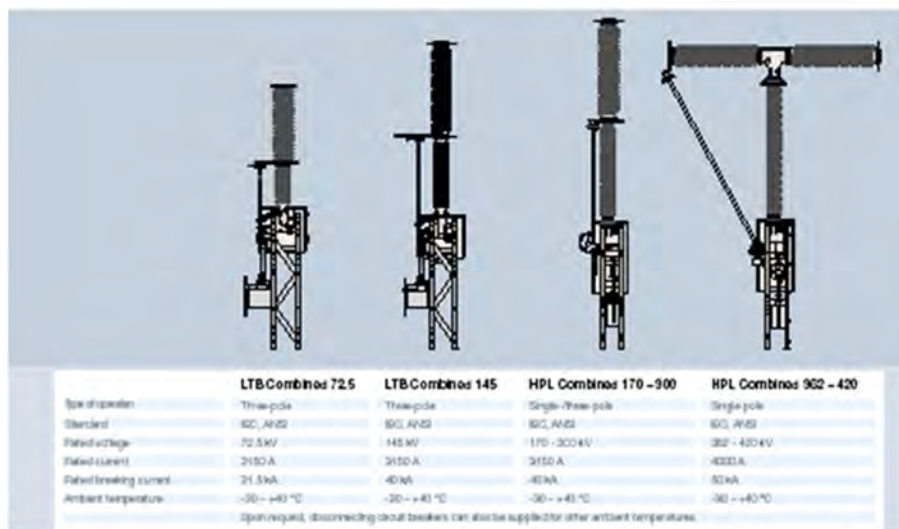


Figura N° 2.3: Configuración Interruptor-Seccionador-Cuchilla Puesta a Tierra



Figura Nº 2.4: Aplicación Interruptor 220 kV con cuchilla de puesta a tierra



Lithuania
Kruonis

420 kV, 2000 A, 40 kA
4 units

Figura Nº 2.5: Aplicación Interruptor 420 kV-Seccionador

2.2. Información de diseño

La necesidad de una nueva subestación o de la ampliación de una subestación existente en el sistema, requiere de la siguiente información para el proceso de diseño.

2.2.1. Datos de entrada

Localización general.

Tensión de diseño.

Número de circuitos iniciales.

Equipos de transformación y/o compensación requeridos.

Ampliaciones futuras (tamaño final de la subestación).

2.2.2. Datos generales

Se debe proceder a recolectar o complementar la siguiente información:

2.2.2.1. Datos del sitio seleccionado

Altura sobre el nivel del mar.

Temperaturas mínima, media, máxima anual y mensual.

Humedad relativa.

Viento máximo.

Grado de contaminación ambiental.

Exposición solar.

Precipitación pluvial.

Nivel de descargas atmosféricas.

Amenaza sísmica.

Características topográficas.

Planos generales del área, con indicación de vías de acceso y líneas de transmisión.

Condiciones de suelos del terreno.

Resistividad del terreno.

2.2.2.2. Datos del sistema

Tensión y frecuencia asignadas de la instalación.

Estudios de flujos de cargas para diferentes años.

Corriente de corto circuito.

Requerimientos de estabilidad del sistema.

Capacidad máxima de transporte y longitud de las líneas de transmisión.

Sobretensiones transitorias y de régimen permanente del sistema, especialmente para sistemas EAT y UAT.

Requerimientos de compensación reactiva del sistema en el punto de la subestación.

2.2.3. Normas de diseño

Para la elaboración de diseños y metodología de selección de equipos se considera la utilización de las normas establecidas por la IEC, las siguientes son las más importantes en el área de subestaciones:

IEC 60038 Tensiones asignadas

IEC 60071 Coordinación de aislamiento

IEC 60076 Transformadores de potencia

IEC 60099 Pararrayos
IEC 60114 Barrajes de aluminio
IEC 60120 Aisladores de suspensión
IEC 60168 Aisladores de poste
IEC 60289 Reactores
IEC 60815 Selección de aisladores con respecto a condiciones contaminadas
IEC 60865 Cálculo de corrientes de cortocircuito
IEC 61089 Conductores
IEC 62271-100 Interruptores
IEC 62271-102 Seccionadores
IEC 60044 Transformadores de medida

Para el diseño de la malla de tierra, la norma más utilizada es la IEEE Std 80.

Una vez se tengan disponibles estos datos iniciales, se determinan la importancia y las necesidades de la subestación en el sistema, luego se identifica el tipo de la subestación y se le asigna una configuración. Con la configuración asignada se procede a efectuar una selección preliminar de la forma constructiva o disposición física, que puede ser modificada una vez se tenga conocimiento detallado del predio disponible para la subestación o se tengan en cuenta aspectos normativos o de preferencias de la propietaria de la instalación.

2.3. Proceso de diseño

A continuación se presentan las diferentes actividades relacionadas con los diseños electromecánicos, civiles y ambientales de una subestación. Muchas de las actividades de diseño pueden realizarse simultáneamente.

2.3.1. Estudios del sistema

Bajo esta actividad se llevan a cabo los estudios eléctricos que permiten definir parámetros útiles en el diseño de la subestación. Estos estudios se realizan a partir de las condiciones estacionarias y transitorias del sistema de potencia en el cual será implantada la subestación y permiten definir los parámetros fundamentales exigidos para su conexión al sistema y para su correcta operación. Se presenta un resumen de lo estudios del sistema en la siguiente Figura N° 2.6.

Estudios	Información obtenida	Utilización de la información
Estudios fundamentales		
a) Flujo de cargas	<ul style="list-style-type: none"> Flujos máximos de potencia Corrientes máximas Tensiones máximas y mínimas 	<ul style="list-style-type: none"> Ajustes de protecciones Establecer necesidades de compensación Relaciones de TC's y TT's
b) Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> Corrientes de cortocircuito Distribución de corrientes y aportes Relación X/R Sobretensiones fallas asimétricas % de corriente cd aperiódica 	<ul style="list-style-type: none"> Equivalentes Thevenin Coordinación de protecciones Selección pararrayos
c) Estabilidad	<ul style="list-style-type: none"> Tiempos máximos para despeje de fallas Sobretensiones por rechazo de carga 	<ul style="list-style-type: none"> Selección tiempos de recierre Selección pararrayos
d) Sobretensiones temporales <ul style="list-style-type: none"> Efecto Ferranti Rechazo de carga Por falla monofásica 	<ul style="list-style-type: none"> Corriente capacitiva de líneas Máxima tensión extremo abierto Sobretensiones fases sanas 	<ul style="list-style-type: none"> Selección pararrayos Selección interruptores Selección compensaciones Ajustes de relés de sobretensión
e) Estudio Z (ω)-armónicos	<ul style="list-style-type: none"> Frecuencias de resonancia (polos y ceros) 	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de la necesidad de filtros (para el caso de sistemas de compensación)
Estudios transitorios		
a) Sobretensiones de maniobra <ul style="list-style-type: none"> Energizaciones Aperturas Recierres Recierre monopolar Descarga capacitores Despeje de fallas 	<ul style="list-style-type: none"> Sobretensiones máximas Corrientes de energización TTR en interruptores de alta tensión. Corrientes máximas Bobinas limitadoras Energía pararrayos 	<ul style="list-style-type: none"> Dimensionamiento reactancias limitadoras Selección pararrayos Sintonización reactores de neutro (verificación de tomas) Selección interruptores Selección dispositivos de protección bobinas de bloqueo
b) Sobretensiones atmosféricas <ul style="list-style-type: none"> Descargas directas e indirectas Efecto distancia 	<ul style="list-style-type: none"> Máximas sobretensiones Energía pararrayos Distancias de pararrayos a equipos 	<ul style="list-style-type: none"> Selección pararrayos Coordinación de aislamiento

Figura N° 2.6: Estudios Eléctricos

2.3.2. Selección del sitio

Bajo esta actividad se lleva a cabo el proceso de selección del sitio para una nueva subestación, para lo cual se parte de unos requerimientos técnicos o restricciones especiales tales como niveles de tensión, tamaño de la

subestación, número de circuitos, ampliaciones futuras, etc, hasta llegar a la definición o propuesta final del sitio recomendado.

2.3.3. Características generales del sitio

Para obtener en detalle las características y la información relacionada con el sitio donde será localizada la subestación, es necesario realizar una visita de reconocimiento y las actividades de recopilación de información relacionada con el sitio. Establecimiento de los parámetros ambientales y meteorológicos, determinación de la contaminación ambiental presente en el área donde será instalada la subestación y medida de la resistividad del terreno.

Las siguientes actividades se pueden realizarse simultáneamente.

Estudios topográficos, estudios geotécnicos, estudios sísmicos, aspectos ambientales, urbanización y disposición física, equipos de alta tensión, equipos de transformación y compensación, equipos de media tensión, malla de tierra, sistemas de protección y análisis de fallas, sistemas de telecomunicaciones, servicios auxiliares, cables de media y baja tensión, sistema de automatización de la subestación, estructuras metálicas, adecuación del predio, diseño de obras civiles y edificaciones.

2.3.4. Elaboración del estudio de coordinación de aislamiento

Los equipos e instalaciones eléctricas son sometidos a sobretensiones que pueden afectar su aislamiento y provocar un fallo o una avería. Una sobretensión es una sollicitación variable en el tiempo cuyo valor máximo es superior al valor de cresta de la tensión nominal del sistema en el que se origina. Las sobretensiones en una red eléctrica se originan como consecuencia de una falla, una maniobra o una descarga atmosférica. Su estudio es fundamental para determinar tanto el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los distintos componentes de un sistema como los medios o dispositivos de protección que es necesario instalar. La selección y ubicación de los distintos

medios de protección solo se podrá realizar de forma adecuada si se conoce su comportamiento frente a las distintas sobretensiones.

El estudio de sobretensiones y la selección de aislamientos y dispositivos de protección es el objetivo de lo que se conoce como Coordinación de Aislamiento.

La Coordinación de Aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalados, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles. El procedimiento de Coordinación de Aislamiento será explicado en detalle en el sexto capítulo.

2.3.5. Configuración

La definición de cada tipo de subestación se describe a continuación.

Subestación de generación: Es aquella que sirve como punto de conexión al sistema de una central generadora. La necesidad primordial de una subestación de generación es la confiabilidad; la seguridad y la flexibilidad, dadas por la importancia de la subestación y por su ubicación en el sistema.

Subestación de maniobra: Es aquella que sirve para interconectar sistemas. Es la que distribuye la energía a subestaciones de transformación. En este caso la necesidad primordial es la flexibilidad; las necesidades adicionales de confiabilidad y seguridad estarán dadas por el papel que desempeña en el sistema. Como su definición lo dice, es el punto de unión entre sistemas o entre generación y carga.

Subestación de transformación: Son aquellas cuyo objetivo primordial es el de suministrar energía a un sistema con un nivel de tensión diferente. La necesidad de la subestación reductora es primordialmente de confiabilidad, aunque puede llegar a ser importante también la seguridad dependiendo de las necesidades del sistema secundario y de la disponibilidad de transformación.

Cuando son subestaciones elevadoras, la necesidad primordial es la seguridad, la cual debe estar de acuerdo con la seguridad propia del sistema de más alto nivel de tensión y luego del sistema de menor nivel de tensión.

A continuación los requerimientos de los tipos de subestaciones antes mencionados.

Flexibilidad: Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

Los cambios operativos que pueden darse en un sistema se realizan buscando:

Control de potencia activa y reactiva para optimizar la carga de los generadores.

Limitar niveles de cortocircuito. Cualquier arreglo o configuración que incorpore medios para dividir la subestación en dos o más secciones independientes puede reducir los niveles de cortocircuito.

Incrementar la estabilidad del sistema. La reducción de cortocircuito no solo trae como consecuencia el tener equipos de menor capacidad, sino que también incrementa la estabilidad del sistema.

Confiabilidad: se define como la probabilidad de que una subestación puede suministrar energía durante un periodo de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación esté fuera de servicio. Es decir, que cuando ocurra una falla en un elemento de la subestación (interruptor, barraje, etc.) se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna, mientras se efectúa la reparación de dicho elemento. Esto es aplicable también en el caso de mantenimiento.

Seguridad: propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio (suministro de energía) sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de

potencia, especialmente interruptores y barrajes. La seguridad implica confiabilidad.

Idealmente, un sistema seguro y confiable es aquel en donde todos sus elementos están duplicados y la pérdida de uno de ellos no afecta ninguno de los otros. Por razones económicas ningún sistema o subestación se hace 100% seguro y con base en esto se debe efectuar el diseño.

Definición de la configuración: Las diferentes configuraciones que pueden tener las subestaciones son las siguientes.

- Las subestaciones con barra de transferencia brindan confiabilidad por falla o mantenimiento en interruptores.
- Las subestaciones con doble barra brindan flexibilidad para la operación del sistema y confiabilidad por falla o mantenimiento en barras.
- El seccionamiento de barras brinda flexibilidad y parcialmente confiabilidad por falla o mantenimiento en barras.
- La configuración en anillo siempre se debe diseñar en forma modular, tal que se pueda convertir en interruptor y medio.
- Las configuraciones más utilizadas para subestaciones convencionales o encapsuladas en SF6 en alta tensión son doble barra, anillo e interruptor y medio; para extra alta tensión adicionalmente doble interruptor.
- La barra sencilla es una configuración sin confiabilidad, seguridad o flexibilidad, que se debe utilizar solo para subestaciones pequeñas y/o de media y baja tensión o de menor importancia en el sistema.

- La doble barra más seccionador de by-pass o paso directo es una configuración que brinda, pero no simultáneamente, flexibilidad y confiabilidad, complicada en su operación y control, que puede ser utilizada en subestaciones de maniobra como generación o transformación.

Un resumen de las anteriores configuraciones se presenta en la Figura N° 2.7.

Configuración	Efecto de mantenimiento en interruptor			Efecto de mantenimiento en barras		
	Normal	Falla en circuito	Falla en barra	Normal	Falla en circuito	Falla en barra
BARRA SENCILLA	Pérdida de circuito	-----	Pérdida de todos los circuitos	Pérdida de todos los circuitos	-----	-----
BARRA SENCILLA SECCIONADA	Pérdida de circuito		Pérdida de la mitad de los circuitos	Pérdida de la mitad de los circuitos	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
BARRA PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA	Nada si el interruptor de transferencia está disponible	Pérdida de circuito. La barra de transferencia si la falla es en el circuito en transferencia	En la transferencia, pérdida de circuito. En la principal, si no está seccionada se pierden todos los circuitos	Se pierden todos los circuitos si la barra principal no está seccionada	Pérdida de circuito y barra de transferencia si la barra principal está seccionada	Pérdida de todos los circuitos
DOBLE BARRA	Pérdida de circuito	-----	Se pierden todos los circuitos conectados a la barra con falla mientras se conmutan a la barra sana	Nada, siempre y cuando no se sobrepase el nivel máximo de cortocircuito	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
DOBLE BARRA MÁS BARRA DE TRANSFERENCIA	Nada si el interruptor de transferencia está disponible	Pérdida de circuito y barra de transferencia	En la transferencia, pérdida de circuito. En una principal, se pierden todos los circuitos conectados a ésta mientras se conmutan a la barra sana	Nada, siempre y cuando no se sobrepase el nivel máximo de cortocircuito	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
DOBLE BARRA MÁS BY-PASS	Nada si, el interruptor de acople está disponible	Pérdida de circuito. Si la falla es en el circuito con el interruptor en mantenimiento se pierde ese circuito con el acople y una de las barras	Si no es la barra que está siendo utilizada como transferencia se pierden todos los circuitos mientras se conmutan a la barra sana la cual no puede ser utilizada más como barra de transferencia	Nada, siempre y cuando no se sobrepase el nivel máximo de cortocircuito	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos
ANILO	Ningún circuito se pierde pero se rompe el anillo	Pérdida de circuito. Segundo circuito pueda quedar aislado dependiendo del lugar de la falla	-----	-----	-----	-----
INTERRUPTOR Y MEDIO	Nada	Pérdida de circuito	Se aísla un circuito si el interruptor central está en mantenimiento. Si la falla es en la barra opuesta al interruptor en mantenimiento, quedan aislados dos circuitos	Nada	Pérdida de uno o dos circuitos	La subestación queda dividida en grupos de dos circuitos
DOBLE INTERRUPTOR	Nada	Pérdida de circuito	Pérdida de un circuito si el interruptor en mantenimiento está adyacente a la barra con la falla	Nada	Pérdida de circuito	Pérdida de todos los circuitos

Figura Nº 2.7: Configuración de Barras

Diagrama Unifilar: Consiste en realizar esquemas detallados de los equipos a utilizar en cada subestación del proyecto. La simbología utilizada son mayormente del Código Nacional Eléctrico. Los diagramas unifilares son de utilidad para crear la disposición física de cada subestación como también los diagramas de protección para cada equipo.

Disposición física: Es el ordenamiento de los diferentes equipos constitutivos de un patio de conexiones de una subestación para cada uno de los tipos de configuraciones. El patio de conexiones es el conjunto de equipos y barrajes que tienen el mismo nivel de tensión y están localizados en el mismo sector o área de la subestación.

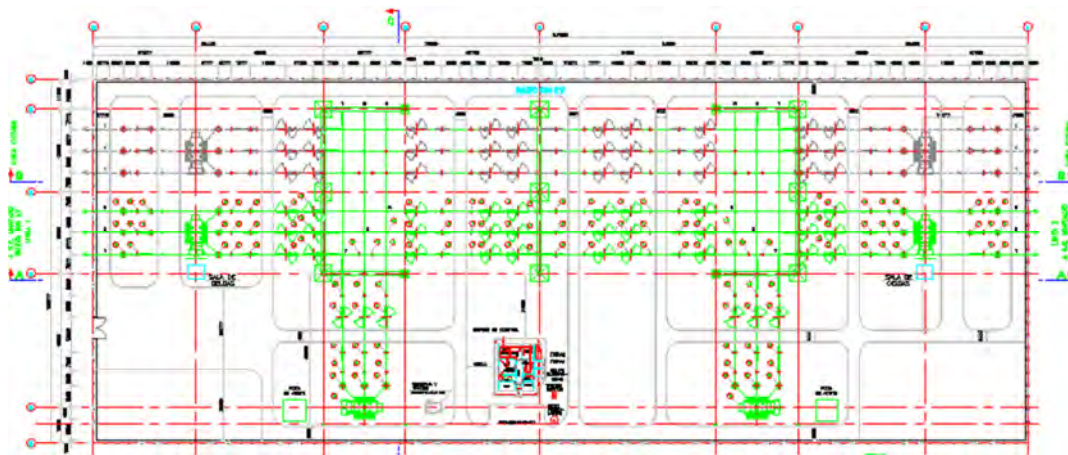


Figura Nº 2.8: Subestación Caravelí 500 kV

La selección de la disposición física de una subestación requiere el conocimiento y evaluación de los siguientes aspectos:

Equipos de alta tensión.- Los equipos y en especial los seccionadores, determinan la disposición física de una subestación. Los de apertura central que quedan energizadas en la posición abierta, requieren grandes anchos de campo y consecuentemente mayores áreas para adecuar la subestación. Los tipo

pantógrafo los cuales ejecutan la conexión o desconexión verticalmente entre dos niveles diferentes. Estos son los que determinan una menor área de subestación e implican subestaciones con estructuras metálicas más reducidas.

Corrientes nominales y de corto circuito.- para seleccionar el tipo de barraje más apropiado (rígido o flexible) y el tipo de conductor.

Distancias mínimas y de seguridad.- son las que determinan el dimensionamiento de las diferentes disposiciones físicas para cada una de las configuraciones. Se definen de acuerdo con el nivel de tensión y el nivel de aislamiento, así como también según las condiciones atmosféricas del sitio de la subestación.

Área disponible, accesos y posibles orientaciones de las líneas.- Es importante conocer si hay restricciones en el área del predio de la subestación para efectuar las modificaciones a la disposición física de la misma. En algunos casos las limitaciones del área del predio obligan a utilizar subestaciones encapsuladas GIS, las cuales requieren menor área. También pueden utilizarse subestaciones compactas.

Facilidades para el mantenimiento y para las futuras extensiones.- En las disposiciones físicas que utilizan seccionadores pantógrafo se facilita el mantenimiento de los equipos y barrajes de la subestación ya que en su posición abierta quedan completamente desenergizados, lo que no ocurre con los de apertura central pues parte de estos puede quedar energizada aún en su posición abierta. Los pasos de vía entre equipos permiten el mantenimiento del interruptor y otros equipos. Las carrileras y barrajes de transferencia permiten el mantenimiento y reparación de los transformadores, reactores, compensadores, etc.

CAPÍTULO III

CLASIFICACIÓN DE LAS SOBRETENSIONES

3.1. Generalidades

Las sobretensiones y subtensiones se presentan en un proceso transitorio, el cual se define como el lapso de tiempo que requiere un sistema de potencia para llegar a un estado estable. Otra definición es el tiempo que transcurre entre dos estados estacionarios, en la cual las variables eléctricas (voltaje, corriente y frecuencia) se ven modificadas temporalmente. Ver Figura N° 13.

Class	Low frequency		Transient		
	Continuous	Temporary	Slow-front	Fast-front	Very-fast-front
Voltage or over-voltage shapes					
Range of voltage or over-voltage shapes	$f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} \leq T_1 \leq 3.600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} \leq T_r \leq 5.000 \mu\text{s}$ $T_f \leq 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} \leq T_r \leq 20 \mu\text{s}$ $T_f \leq 300 \mu\text{s}$	$T_r \leq 100 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} \leq f_2 \leq 300 \text{ kHz}$
Standard voltage shapes	 $f = 50 \text{ Hz or } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	 $48 \text{ Hz} \leq f \leq 82 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	 $T_r = 250 \mu\text{s}$ $T_f = 2.500 \mu\text{s}$	 $T_r = 1,2 \mu\text{s}$ $T_f = 50 \mu\text{s}$	*
Standard withstand voltage test	*	Short-duration power frequency test	Switching impulse test	Lightning impulse test	*

* To be specified by the relevant apparatus committees.

Figura N° 3.1: Tipos de Sobretensiones

Los procesos transitorios pueden ocurrir dentro de las subestaciones en el momento de maniobras (cierre o apertura de interruptores, energización o desenergización de

capacitores, reactores o líneas de transmisión), rechazo de carga, fallas a tierra y caídas de rayo en las líneas de transmisión o en la propia subestación. Este capítulo presenta los principales tipos de sobretensiones, las causas y características de las mismas.

3.2. Sobretensiones temporales: Se trata de sobretensiones de larga duración (desde 20 ms hasta varios segundos), poco amortiguadas y de frecuencia igual o similar a la de operación. Las sobretensiones temporales son las siguientes:

3.2.1. Fallas a tierra: Cuando se produce una falla con contacto de una o dos fases a tierra, se origina inicialmente un transitorio que da como resultado una sobretensión a una frecuencia distinta a la de operación del sistema. Cuando desaparece el proceso transitorio inicial queda una elevación de tensión en la fase o fases sanas. Uno de los factores que más influencia tiene en el valor de estos parámetros es la forma de puesta a tierra escogida para los generadores y transformadores desde los que se alimenta la tensión en el punto de defecto.

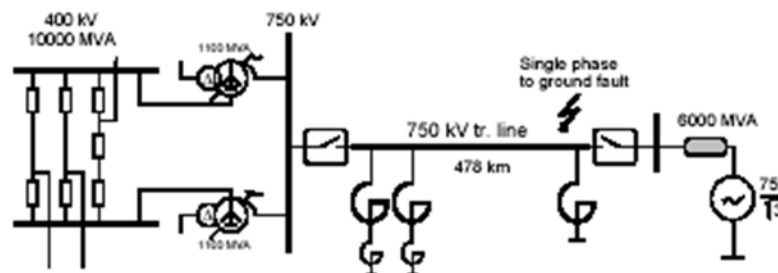


Figura Nº 3.2: Unifilar – Falla monofásica a tierra

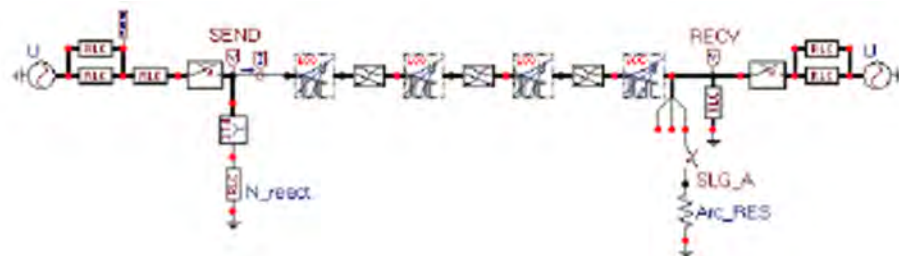


Figura Nº 3.3: Modelo de Unifilar – Falla monofásica a tierra

3.2.2. Pérdida de carga: La desconexión brusca de cargas importantes puede ser producida por una operación de disparo de interruptores, por errores humanos, o motivada por condiciones de sobrecarga. La consecuencia de una pérdida de carga es un aumento en las tensiones de la red debido a una menor caída de tensión en las impedancias de los equipos involucrados, sobre todo en los instantes posteriores a la desconexión, cuando aun no ha tenido lugar el efecto de los reguladores de tensión.

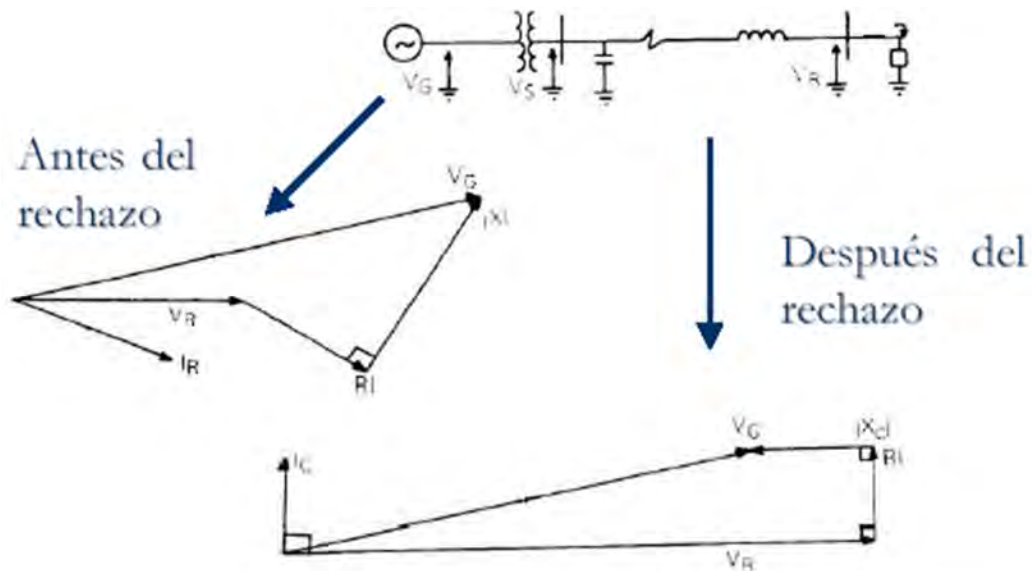


Figura N° 3.4: Unifilar – Rechazo de carga

El efecto Ferranti en las líneas de transmisión se presenta con la tensión en el extremo abierto (receptor) de una línea mayor a la tensión del extremo de generación (emisor). La sobretensión es influenciada por:

- Longitud de la línea.
- Generación de reactivos de la línea.

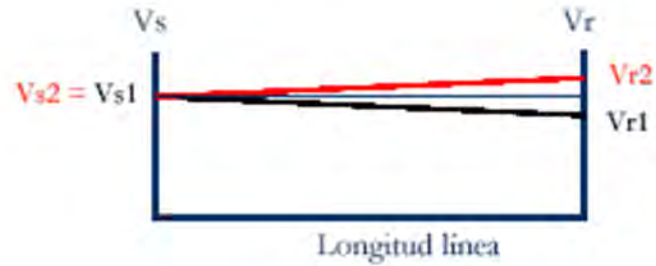


Figura Nº 3.5: Efecto Ferranti – Línea en Vacío

3.2.3. Resonancia: Se puede producir sobretensiones temporales cuando se conectan o desconectan cargas en circuitos que incorporan elementos capacitivos (líneas, cables, capacitores) o inductivos (transformadores, bobinas de reactancia paralelo) que tienen características de magnetización no lineales.

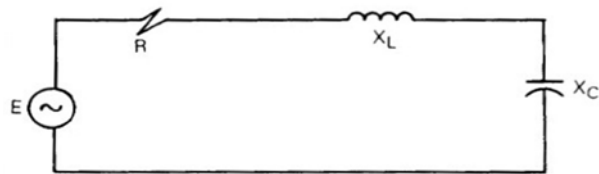


Figura Nº 3.6: Circuito simple en resonancia

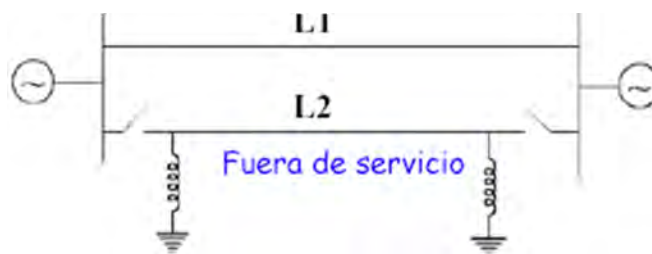


Figura Nº 3.7: Línea de Transmisión en resonancia

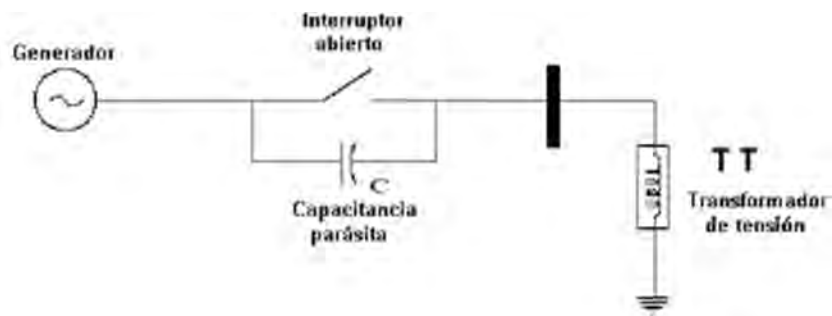


Figura Nº 3.8: Interruptor de Potencia (capacitancia en paralelo) – Transformador de tensión (inductancia)

Las sobretensiones temporales debido al fenómeno de resonancia pueden alcanzar valores extremadamente altos.

3.3. Sobretensiones de frente lento: Son sobretensiones de naturaleza oscilatoria, de corta duración y fuertemente amortiguadas, con frentes de onda y tiempos de cola que van desde varios cientos de microsegundos hasta varios milisegundos, y cuya frecuencia varía entre 2 y 20 kHz. La forma de onda de tensión representativa es el impulso tipo maniobra normalizada (tiempo a la cresta 250 us y tiempo al valor mitad, medido en la cola, 2.500 us). Las operaciones de maniobra pueden dividirse en dos categorías; según la maniobra origine la energización de líneas de transmisión, transformadores, reactores, capacitores, o bien la desenergización de los mismos tipos de componentes, incluyendo el despeje de fallas y la pérdida de carga. La maniobra de un interruptor cambia el estado y la configuración de un sistema, generando fenómenos transitorios. El valor máximo de una sobretensión de frente lento causado por una maniobra de energización depende del instante en el que se realiza esta maniobra. La influencia de las sobretensiones de frente lento aumenta con el nivel de tensión de la red, siendo especialmente determinantes en la coordinación de aislamiento de los sistemas eléctricos de potencia mayores de 300 kV.

3.3.1. Maniobra de líneas de transmisión: La tensión que aparece en ambos extremos de la línea se puede analizar mediante el diagrama reticular, que va registrando la evolución de las tensiones en ambos extremos de la línea como

consecuencia de la onda viajera que se origina con la conexión de la línea y las sucesivas reflexiones que tienen lugar en origen y final de línea.

En sistemas normales el reenganche monofásico no genera sobretensiones más altas que las debidas a la conexión. Sin embargo, para líneas en las cuales pueden ser importantes los efectos de resonancia o Ferranti, el reengancho monofásico puede dar como resultado sobretensiones más altas que las debidas a la conexión trifásica.

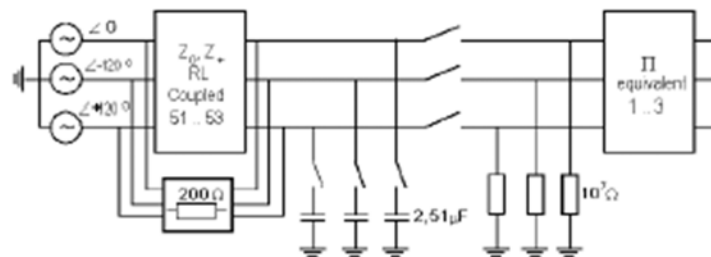


Figura N° 3.9: Unifilar – Energización Línea de Transmisión 500 kV

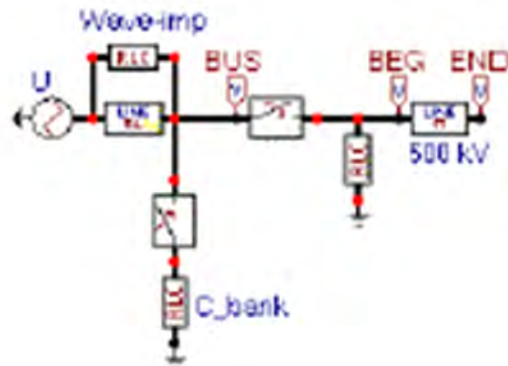


Figura N° 3.10: Modelo de Unifilar - Energización Línea de Transmisión 500 kV

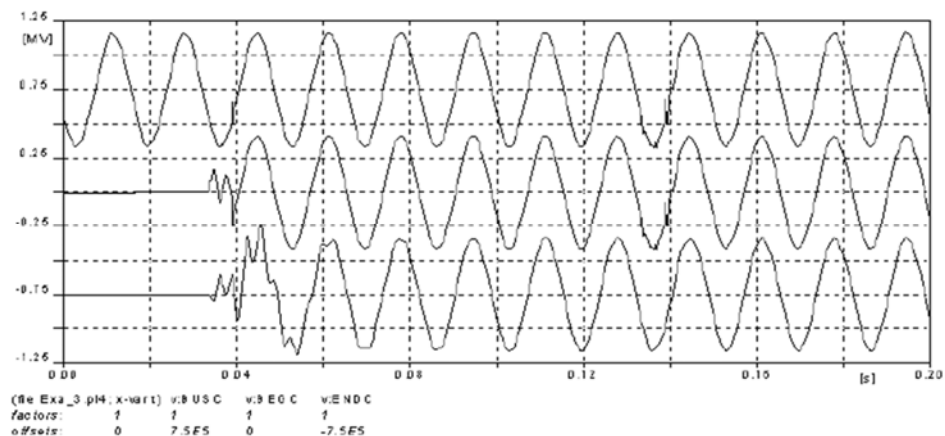


Figura N° 3.11: Tensiones en BUS-ENG-END

3.3.2. Despeje de fallas: Tanto la aparición de una falla como su despeje pueden generar sobretensiones de frente lento. Con la aparición de una falla se produce un cambio en las condiciones de operación al pasar de la tensión de servicio a la sobretensión temporal en las fases sanas, mientras que con la eliminación o despeje de la falla se provoca el retorno desde un valor próximo a cero a la tensión de servicio de la fase con defecto.

3.3.3. Maniobra de cargas inductivas y capacitivas: A continuación se presenta un estudio resumido de alguna de las maniobras más comunes.

3.3.3.1. Maniobras con banco de capacitores: Las maniobras de conexión con banco de capacitores pueden originar importantes sobretensiones tanto en el punto donde se realiza la maniobra como en otros puntos más alejados de la red. Por ejemplo, la presencia de cargas inductivas en el momento en que se realiza la maniobra puede provocar algún efecto de resonancia que es necesario prever. Una maniobra de conexión puede dar lugar a oscilaciones cuyo valor de cresta sea varias veces el valor de cresta de la tensión de operación en la red. Por tanto, el interés por analizar este tipo de maniobras no está solo relacionado con la coordinación de aislamiento sino también con la

calidad de servicio. Una maniobra de desconexión también puede ser peligrosa si la selección del interruptor no ha sido realizada de forma adecuada, ya que la tensión transitoria de restablecimiento entre terminales del interruptor puede originar uno o varios cebados del arco y terminar provocando sobretensiones, que en algunos casos alcanzarán valores muy elevados, del orden de varias veces la tensión de operación. Las maniobras en detalle son:

Conexión de un banco de capacitores: La conexión de un banco de capacitores en una red fundamentalmente inductiva origina un proceso transitorio, en la que L es la inductancia equivalente vista desde el punto de conexión y C es la capacidad del banco de capacitores. Con la conexión de un banco trifásico, la sobretensión en cada fase será diferente si el cierre es simultáneo en las tres fases. Con una situación más realista que la mostrada en la Figura N° 24, tanto la magnitud como la duración del proceso transitorio dependerán de las pérdidas y del nivel de demanda en la red. Existen varias opciones para limitar el valor máximo y la duración de las sobretensiones que se pueden originar con este tipo de maniobra, por ejemplo el uso de interruptores con cierre sincronizado, o la preinserción de resistencias o de reactancias.

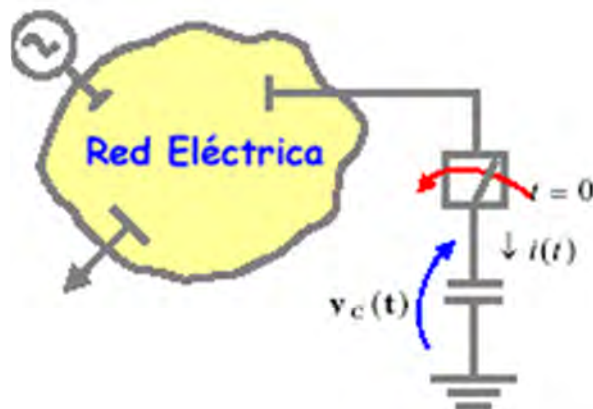


Figura N° 3.12: Conexión del Banco

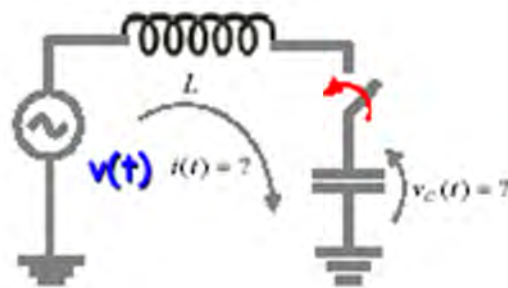


Figura N° 3.13: Circuito Equivalente de Conexión del Banco

Conexión de un segundo banco de capacitores: La conexión de un banco de capacitores en un punto donde ya se encuentra instalada otro banco de capacitores (back-to-back switching), Figura N° 26, originará un proceso transitorio que es necesario analizar tanto por las posibles sobretensiones como por la corriente que absorberá el banco que se conecta. Por otra parte, se observa que la corriente de conexión que se consigue al conectar el segundo banco puede alcanzar valores muy elevados si no se instala una reactancia limitadora, y que el efecto de esta reactancia es muy importante en las corrientes pero no en las tensiones.

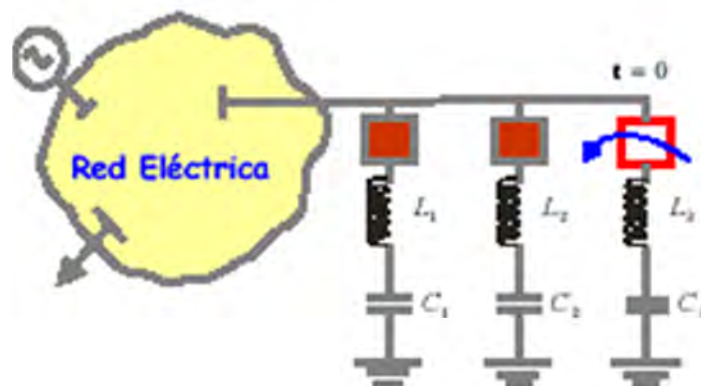


Figura N° 3.14: Conexión de un Segundo Banco

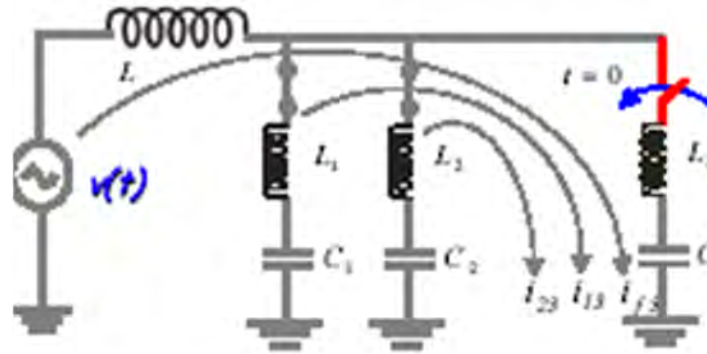


Figura N° 3.15: Circuito Equivalente de Conexión de un Segundo Banco

Desconexión de un banco de capacitores con cebado de arco:

La Figura N° 28, muestra el esquema del circuito que servirá para ilustrar el origen de sobretensiones cuando la tensión transitoria de restablecimiento supera la rigidez dieléctrica del interruptor y se origina el cebado del arco. Se supone que cuando la tensión entre contactos del interruptor llega a su valor máximo, después de haberse anulado la corriente, se puede originar el cebado de arco. La Figura N° 29 muestra el proceso de desconexión. La apertura del interruptor se origina en el momento en que la tensión en el banco de capacitores pasa por su valor máximo; a partir de este momento la tensión de restablecimiento entre contactos comienza a elevarse hasta alcanzar un valor doble, originando cebado. En el caso de bancos trifásicos, con conexión estrella, es necesario tener en cuenta la puesta a tierra del neutro, ya que la tensión transitoria de restablecimiento es más elevada cuando el neutro está aislado.

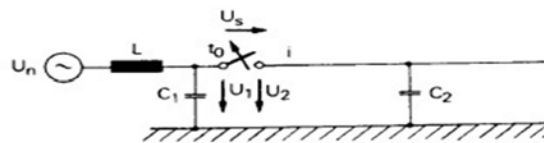


Figura N° 16: Circuito de Desconexión del Banco

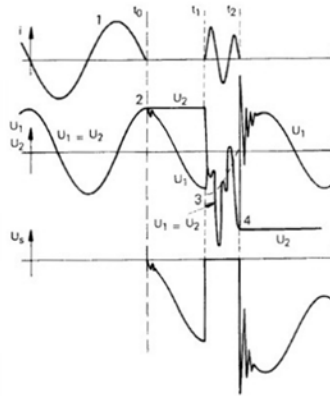


Figura N° 3.17: Corriente – Tensiones de Desconexión

3.3.3.2. Maniobra de corrientes inductivas: El origen de sobretensiones en el corte de corrientes inductivas se debe fundamentalmente al corte de las corrientes antes de su paso natural por cero. Incluso cuando el corte se realiza con el paso por cero de la corriente inductiva, la tensión transitoria de restablecimiento será del orden de dos veces la tensión nominal de cresta.

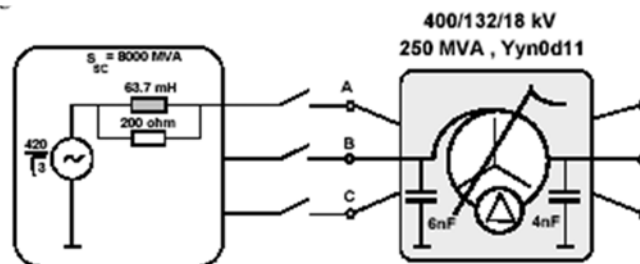


Figura N° 3.18: Unifilar – Energización Autotransformador 400/132/18 kV

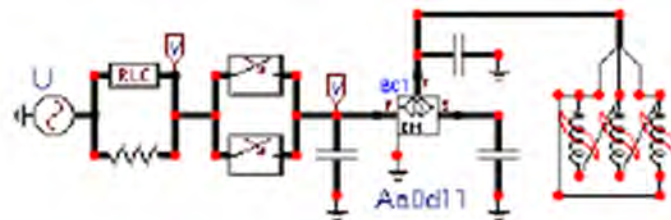


Figura N° 3.19: Modelo de Unifilar – Energización Autotransformador 400/132/18 kV

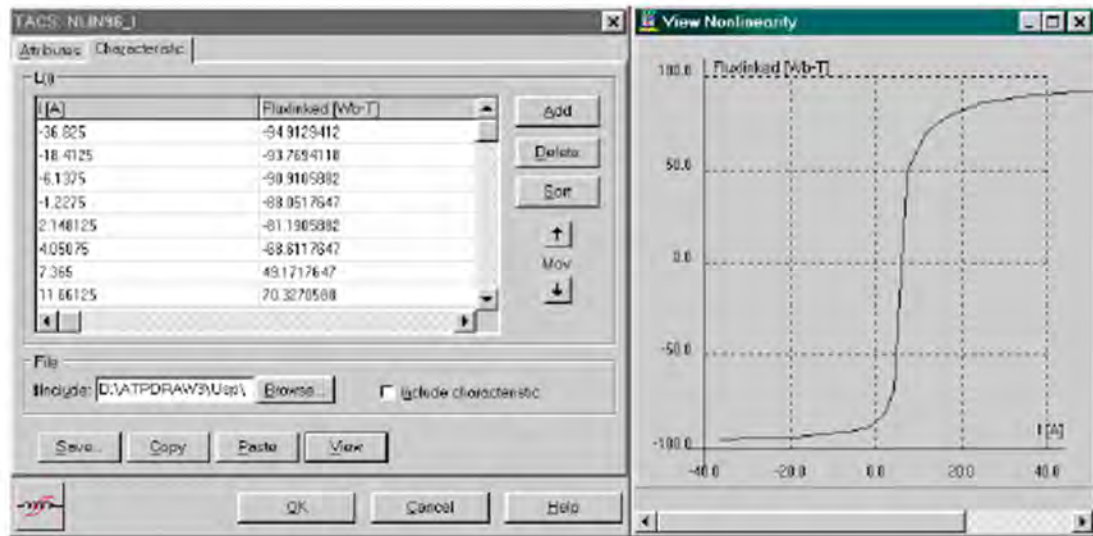


Figura N° 3.20: Curva de Magnetización del Autotransformador

Figura N° 3.18 Este circuito puede corresponder a un sistema eléctrico formado por un transformador en vacío.

- 3.4. Sobretensiones de frente rápido:** Son sobretensiones de duración muy corta, varios microsegundos y que normalmente llevan asociados picos de tensión varias veces superior al valor máximo de la tensión de operación de la red. El impulso de tensión normalizado es un impulso de tensión tipo rayo 1.2/50 μ s. La causa principal y más frecuente de sobretensiones de frente rápido en redes de potencia es el rayo, aunque también se pueden originar como consecuencia de maniobras en situaciones en las que las distancias entre los equipos y el interruptor son muy cortas. Las sobretensiones de origen atmosférico puede ser originadas por el impacto directo de rayos en líneas eléctricas y subestaciones, o inducidas por rayos que impactan en las proximidades de una línea o una subestación.

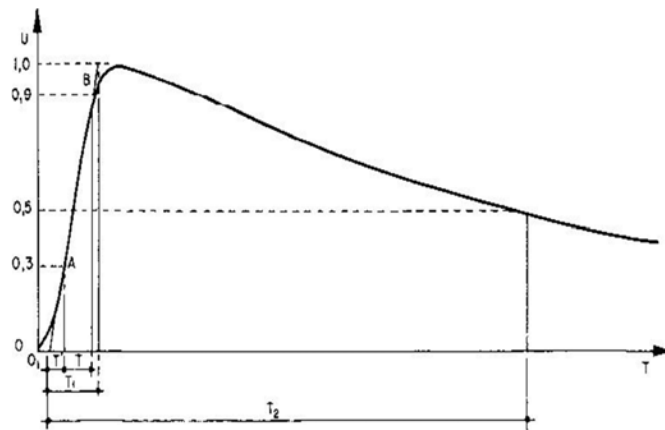


Figura Nº 3.19: Tensión Normalizado de Impulso Tipo Rayo

3.4.1. Sobretensiones en líneas aéreas: Los impactos directos de rayos sobre líneas aéreas producen pérdida de aislamiento del material (reversibles o no), contorneando los aisladores y produciendo fallas a tierra. La propagación de una sobretensión atmosférica por una línea tiene lugar a una velocidad próxima a la de la luz; durante esta propagación tanto el valor de cresta como el tiempo de subida se ven fuertemente amortiguados debido al efecto skin y al efecto corona. Para evitar los efectos de las descargas atmosféricas en los conductores de fase de una línea aérea, se procede al apantallamiento de los mismos mediante cables de guarda o de tierra, y a la reducción de la resistencia de puesta a tierra de las torres para disminuir el riesgo de cebado inverso. Las sobretensiones debido al rayo pueden ser, por tanto causadas por descargas directas a los conductores de fase o a los cables de tierra, o bien inducidas por descargas que impactan en tierra a distancias cercanas a la línea.

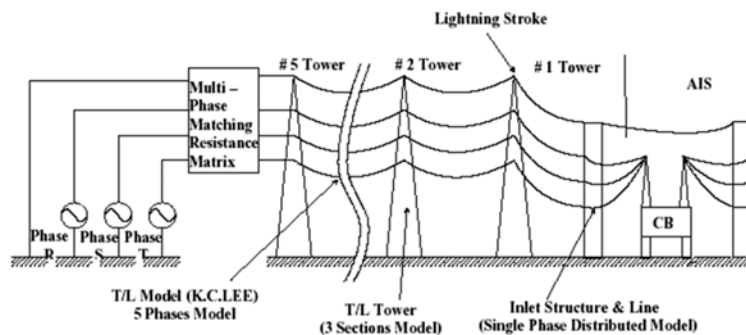


Figura Nº 3.20: Impacto de Rayo en Cable de Guarda

3.4.2. Sobretensiones en subestaciones: Las descargas atmosféricas directas a una subestación o en los tramos de línea próximos a la misma son las que tienen efectos más destructivos sobre los equipos de la subestación. Para evitar la caída directa de rayos en las subestaciones se lleva a cabo un apantallamiento total, mediante instalación de mástiles y/o cables de tierra que unen los diferentes pórticos, de forma que solo podrán incidir sobre los conductores de fase aquellos rayos cuyas intensidades de descarga no provoquen daños en los equipos ni contorno en los aisladores. En caso de que alguna línea llegue con cables de tierra, estos suelen prolongar con los de la subestación.



Figura Nº 3.21: Impacto de Rayo en Cable de Guarda y en Patio de Subestación

3.5. Sobretensiones de frente muy rápido: Las sobretensiones se originan con maniobras de seccionadores o por defectos internos en subestaciones blindadas de SF₆ (GIS, gas insulated substations) debido a la rápida interrupción de los electrodos en gas y al bajo amortiguamiento de las ondas durante su propagación por la subestación. La amplitud de estas ondas se atenúa rápidamente al atravesar los aisladores que conectan una estación con el sistema exterior. La forma de onda de la sobretensión se caracteriza por un incremento inicial muy rápido, resultando tiempos de frente del orden de nanosegundos. En las maniobras con seccionadores, a este frente sigue una oscilación con frecuencias que puedan superar los 20 MHz. Un elevado número de cebados y recibados puede ocurrir durante la operación de un seccionador debido a la relativa baja

velocidad de movimiento de los terminales del seccionador y a la relativa baja rigidez dieléctrica del SF6. Durante una maniobra de apertura se originará cebado tan pronto como la tensión entre los terminales del seccionador supere la rigidez dieléctrica del medio aislante. Los procesos transitorios de frente muy rápido puede ser divididos de la siguiente manera.



Figura Nº 3.22: Maniobra de Seccionador

3.5.1. Transitorios internos: La ruptura dieléctrica entre los contactos de un seccionador durante una maniobra o una falla a tierra genera ondas de frente muy rápido que se propagan en ambas direcciones desde el punto de maniobra. Las ondas generadas se reflejan y refractan en todos los puntos de transición, donde se encuentran un cambio en la impedancia característica del medio de propagación. Como consecuencia de las múltiples reflexiones y refracciones, las tensiones pueden superar el valor original y presentar oscilaciones de muy alta frecuencia. Las sobretensiones causadas por maniobras alcanzan su valor más elevado en los terminales abiertos en el lado de la carga.

3.5.2. Transitorios externos: Los transitorios generados internamente se propagan por la subestación donde originan tensiones transitorias y ondas de tensión que se propagan por la línea aérea. Su propagación es muy amortiguada y puede reducir sensiblemente la pendiente del frente de onda. La magnitud es generalmente inferior a la del transitorio interno y es reducida en los puntos de discontinuidad

durante su propagación aérea. La pendiente del frente de onda es del orden de 10 a 30 kV/us. Las sobretensiones de frente muy rápido no suelen tener una influencia decisiva en la selección de los niveles de aislamiento de los equipos afectados.



Figura Nº 3.23: Subestación GIS – Doble Barra

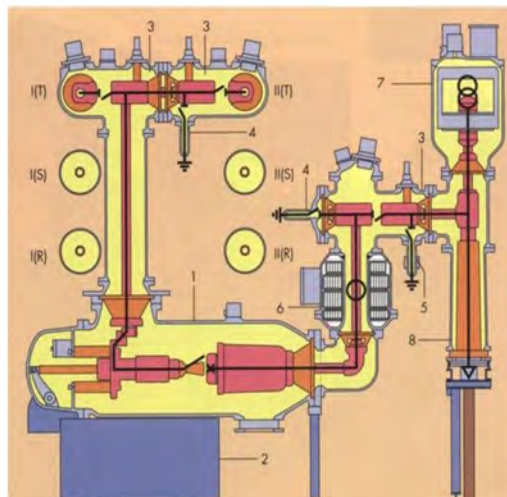


Figura Nº 3.24: Circuito Equivalente - Subestación GIS – Doble Barra

CAPÍTULO IV

LIMITACIÓN DE SOBRETENSIONES

4.1. Limitaciones de sobretensiones temporales

Para aquellos casos en que pueden quedar aisladas del resto de la red, zonas que tienen el neutro aislado, se pueden emplear dispositivos que conecten a tierra los neutros de los transformadores de manera muy rápido, lo que favorece la detección de este tipo de fallas y reduce la duración de las sobretensiones.

Las sobretensiones originadas por desconexión de carga se pueden mitigar mediante la conexión de elementos de compensación de líneas, como reactancias paralelo, condensadores serie o compensadores estáticos.

Se debe evitar que el círculo resultante durante o después de una maniobra llegue a encontrarse en condiciones de resonancia o de ferorresonancia. Estas sobretensiones se pueden mitigar aumentando el amortiguamiento, por ejemplo, mediante resistencias en los arrollamientos terciarios de los transformadores de medida y protección.

4.2. Limitaciones de sobretensiones de frente lento

Las técnicas más utilizadas son el cierre con resistencia de preinserción, cierre sincronizado, recierre monopolar, uso de reactor de neutro y pararrayos.

4.2.1. Cierre con resistencia de preinserción: una forma de reducir las sobretensiones que se presenta por la energización de líneas en vacío, es proveer a los interruptores de resistencia de preinserción, esta resistencia se conecta en paralelo a los contactos principales del interruptor. Las resistencias de apertura permiten una carga baja en la línea y por consiguiente, que la sobretensión en el recierre y cierre sea reducida. Con esta técnica actualmente se han podido disminuir de una forma considerable las sobretensiones provocadas por cierre y recierre, de tal forma que la energización ahora tiene dos secuencias para el cierre:

En la primera las resistencias se ponen en serie con la línea obteniéndose de esta forma una división de voltaje, lo que reduce el voltaje inyectado en la línea. En la segunda etapa las resistencias se ponen en cortocircuito lo que da lugar a otra onda en la línea pero de amplitud limitada.

Físicamente la resistencia de preinserción se encuentra conectada paralelamente a la cámara de extinción, en ocasiones se instalan anillos equipotenciales y capacitores al otro costado de la cámara de extinción, los capacitores al igual que la resistencia ayudan a disminuir la tasa de crecimiento del TRV (voltaje transitorio de restablecimiento) y además evita que el interruptor se sobre esfuerce, especialmente durante el periodo de recuperación térmica, que ocurre durante los primeros 2 us después de la interrupción de la corriente. Estos capacitores se conectan en paralelo a los contactos del interruptor o bien de línea a tierra en las terminales del interruptor. Los anillos equipotenciales son instalados para controlar la concentración de campo eléctrico. La diferencia física entre una resistencia y un capacitor, se puede decir que el capacitor tiene un diámetro mucho más grande que el de la resistencia.

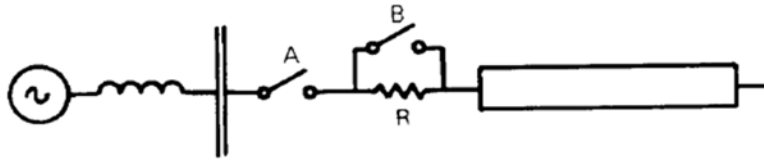


Figura N° 4.1: Conexión con resistencia de preinserción tipo 1

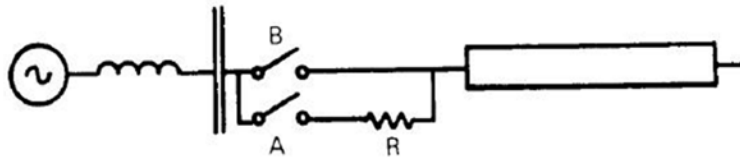


Figura N° 4.2: Conexión con resistencia de preinserción tipo 2

4.2.2. Cierre o apertura sincronizado: los transitorios producidos por la energización de líneas en vacío o cargas capacitivas, pueden disminuir a gran medida con un cierre controlado. Este método consiste precisamente en que el cierre de interruptor, que energizará a esta carga capacitiva (línea en vacío), se realice en el instante en que la diferencia de potencial sea cero, para los contactos del interruptor. Es decir que el cierre se realiza cuando la tensión de la fuente y la carga atrapada de la fase a cerrar primero, tienen la misma polaridad.

Para recalcar la operación de cierre sincronizado, el cierre de los contactos del interruptor deberá ocurrir al cruce por cero de la tensión y para el caso de apertura de los contactos, el interruptor debe abrir exactamente al cruce por cero de la corriente de cortocircuito.

4.2.3. Los pararrayos: constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas, sobretensiones temporales y de maniobra. Aunque cabe destacar que para un pararrayo en sistemas de extra alta tensión las maniobras son las que le producen mayor esfuerzo. Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobrecorriente y llevarla a tierra.

4.2.4. Recierre monopolar: una técnica utilizada actualmente para disminuir el factor de sobretensión cuando ocurre una falla monofásica, es el recierre automático de las líneas de transmisión. El objetivo de esta técnica es regresar al sistema de transmisión a su configuración original con una salida mínima en la línea de transmisión y el menor gasto en mano de obra cuando ocurra una falla. En líneas de tensiones mayores a 220 KV, por estadísticas, se puede observar que del 85 al 95% de las fallas ocurridas, se involucra solo una fase. Si las condiciones de la red lo permite, la continuidad y la transmisión de potencia pueden mantenerse desconectando solo la fase fallada, durante un tiempo determinado. Siendo así una de las ventajas del recierre, en sistemas de extra alta tensión para mejorar la estabilidad transitoria y/o aumentar la capacidad de transmisión es el empleo de esquemas de disparo y recierre monopolar. Si subsiste la falla o se reinicia, deben dispararse los tres polos de los interruptores.

4.2.5. Cierre monopolar con reactor de neutro: en líneas largas de longitudes mayores a 80 km, equipadas con reactores de compensación, la corriente y el voltaje de arco secundario, pueden no extinguirse solo con un recierre monopolar, ya que el acoplamiento capacitivo de las líneas llega a ser lo suficientemente fuerte para sostener el arco. Una técnica para limitar estas sobretensiones y corrientes es la compensación capacitiva por medio del uso de reactor en el neutro, a veces se le denomina técnica de los cuatro reactores.

Existen aún otras técnicas pero aplicadas para otra forma de topología de redes o líneas, por ejemplo se puede mencionar el aterrizamiento temporal de la fase fallada para el recierre, este método principalmente se aplica a sistemas con líneas cortas, es decir que no tienen compensación reactiva (banco de reactores). Se colocan nuevos interruptores en los dos extremos de los interruptores de las dos subestaciones, estos entran en acción aproximadamente un ciclo después de que se libera la fase con falla, aterrizando primero el interruptor de lado de menor generación y luego el otro. Estos aterrizan la línea con falla por un tiempo diminuto después con el objetivo de anular el

efecto capacitivo de la línea (descargar el voltaje por efecto capacitivo) luego de un tiempo se abren, un ciclo antes de que se de el orden de recierre.

Otra técnica para disminuir las sobretensiones por recierre o cierre monopolar, es la utilización de un compensador estáticos de Vars (SVS, static var systems) ya que estos tiene la capacidad de proporcionar la compensación inductiva necesaria para el recierre monopolar, aunque su respuesta depende de los dispositivos electrónicos que lo componen, se dice que el modelo de un SVS, es complejo porque primero habría que definir la función principal de este dispositivo en el SEP bajo estudio, ya que este tiene varias funciones, entre las más relevantes están:

- Mejorar la cargabilidad del sistema
- Mejorar la estabilidad transitoria
- Mejorar la estabilidad dinámica

Es decir, el SVS puede ayudar a limitar las sobretensiones por recierre monopolar pero no así las otras sobretensiones por maniobra, limita de una mejor manera las sobretensiones temporales, tales como, pérdida de carga u oscilaciones subsíncronas.

4.3. Limitaciones de sobretensiones de frente rápido

Las técnicas utilizadas son por protección de pararrayos y el apantallamiento de las subestaciones.

4.3.1. Apantallamiento: se conoce como apantallamiento de una subestación al conjunto de elementos instalados con el objetivo principal de proteger los equipos y elementos de la subestación, contra descargas atmosféricas directas (rayos). Normalmente se emplean los cables de guarda por encima del equipo a proteger y conectados a la tierra a través de los pórticos de la subestación. Las corrientes del rayo viajarán siempre en las dos direcciones del cable, con lo cual la corriente que debe disipar cada estructura se reduce.

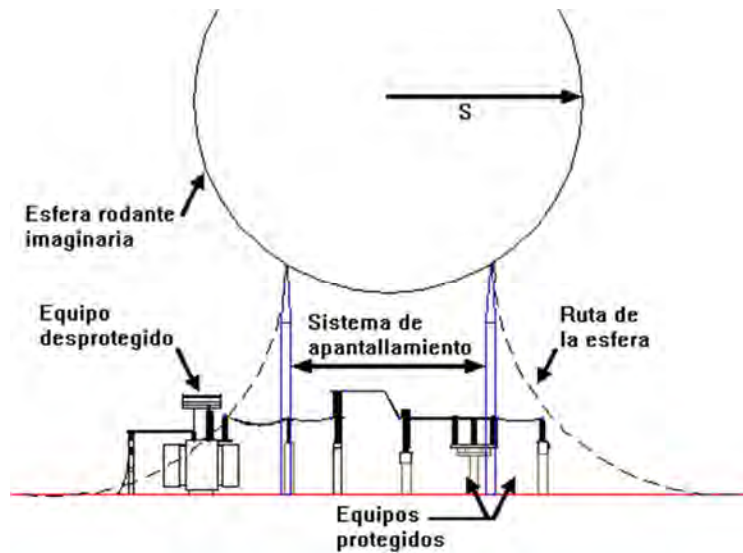


Figura N° 4.3: Sistema de Apantallamiento – Equipos

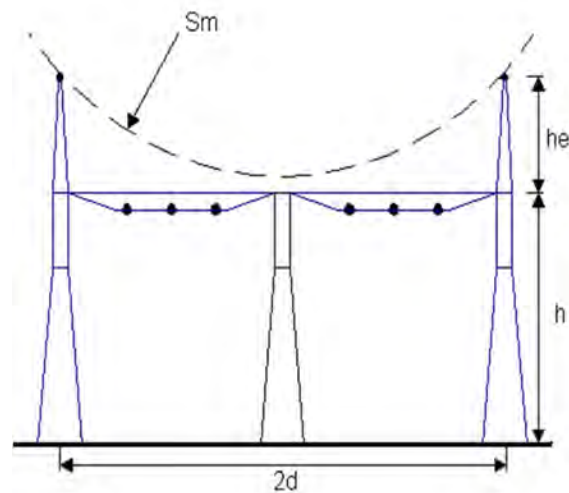


Figura N° 4.4: Sistema de Apantallamiento – Barras

4.3.2. Los pararrayos: son los elementos de protección de los equipos de las subestaciones contra sobretensiones. El pararrayo tiene una característica tensión-corriente no lineal. A corrientes altas, actúa como una baja resistencia, limitando de esa manera la tensión a través del pararrayos, y como una alta

resistencia a los corrientes normales que corresponden a la tensión de frecuencia industrial del sistema.

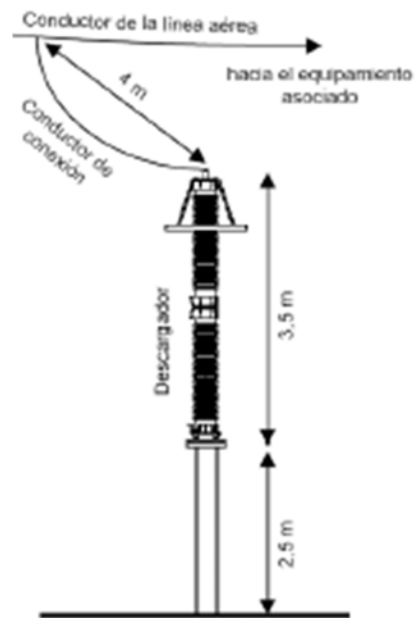


Figura N° 4.5: Conexión de Pararrayo

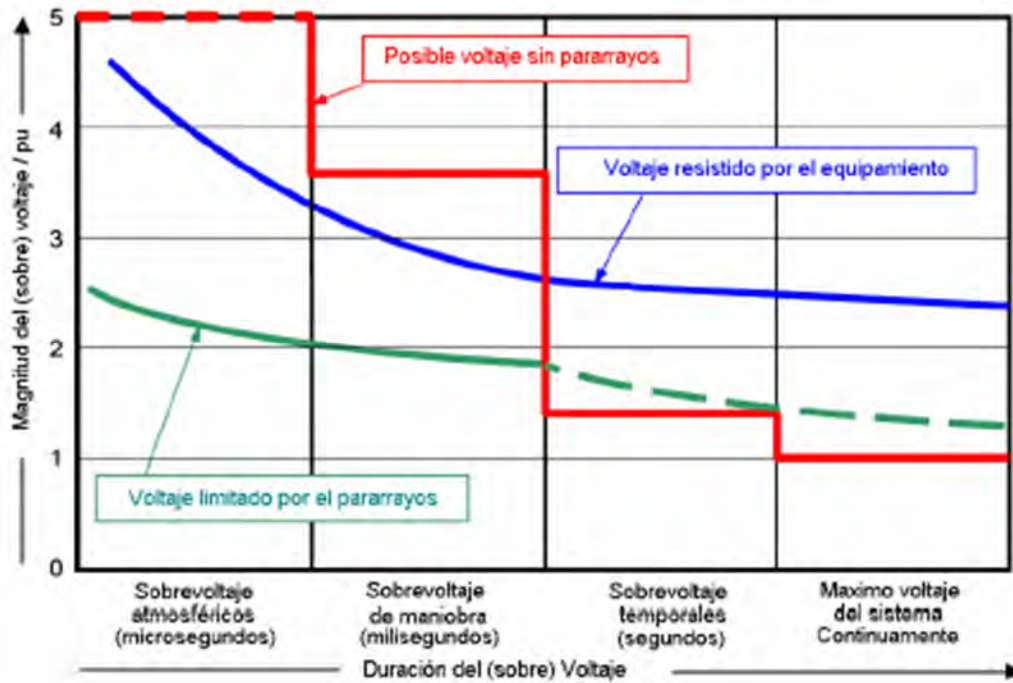


Figura Nº 4.6: Tensiones con o sin pararrayo

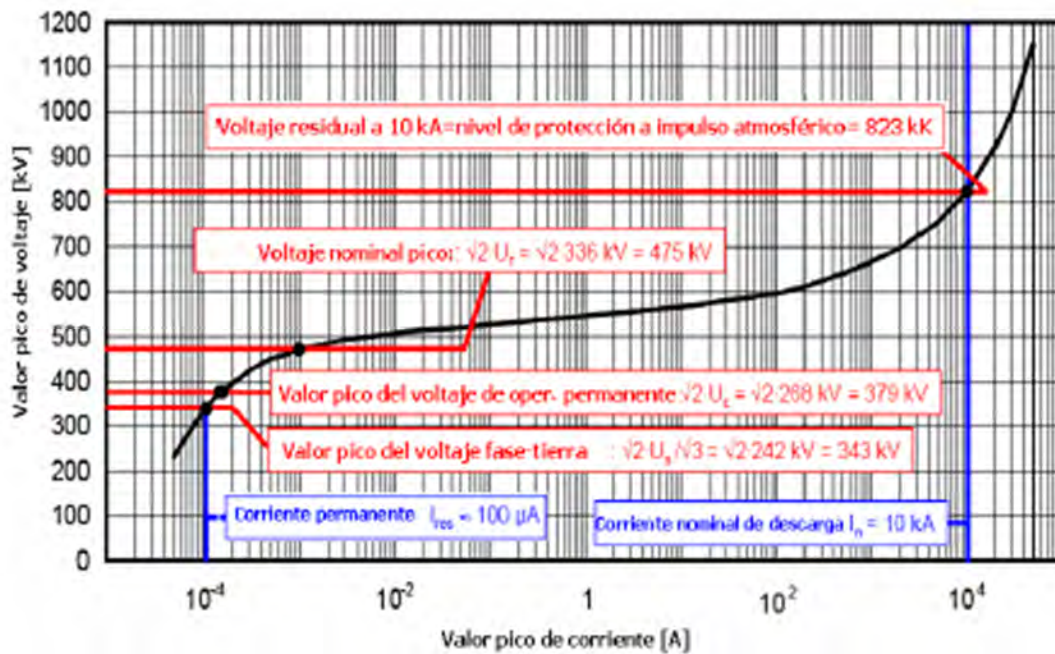


Figura Nº 4.7: Curva Tensión – Corriente no lineal

CAPÍTULO V

SOFTWARE ATP

5.1. Generalidades

El ATP (alternative transients program) fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Una simulación con el ATP se realiza generalmente en tres pasos.

- ATPDraw para crear y editar archivos de entrada.
- TPBIG para simular redes eléctricas en el dominio del tiempo y de la frecuencia.
- TOP un postprocesador gráfico para visualizar los resultados de una simulación.

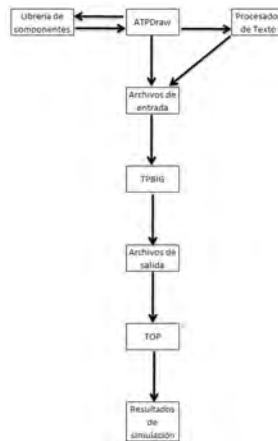


Figura N° 5.1: Proceso para el cálculo de Transitorios en

ATP Los pasos principales del paquete ATP son:

5.1.1. ATPDraw: ATPDraw es un editor gráfico que funciona en entorno Windows y dispone de una lista muy completa de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. El procedimiento completo, desde la creación del diagrama de la red hasta la visualización de los resultados de una simulación se puede resumir de la siguiente forma:

El primer paso será la creación del diagrama de la red. La selección de un componente se realizará empleando un menú desplegable que contiene la lista de componentes (ramas, interruptores, fuentes, etc.).

Una vez se ha editado el diagrama de la red que se desea analizar, se han de introducir los parámetros propios de la simulación (paso de integración, tiempo final de simulación, unidades de los parámetros de entrada).

A continuación se debe solicitar la creación del archivo de entrada. El archivo generado tiene el mismo nombre que el archivo de la red pero con la extensión .atp y puede ser leído mediante cualquier procesador de texto, ya que se trata de un fichero de texto.

Una vez creado el archivo de entrada, se puede ejecutar la simulación con la opción escogida por el usuario y que se encontrará en la lista de archivos por lotes (Batch Jobs) dentro del menú ATP.

Si la ejecución se ha realizado correctamente, se pueden visualizar los resultados mediante el programa seleccionado por el usuario, y que también se encuentra en la lista de archivos por lotes que hay en el menú ATP.

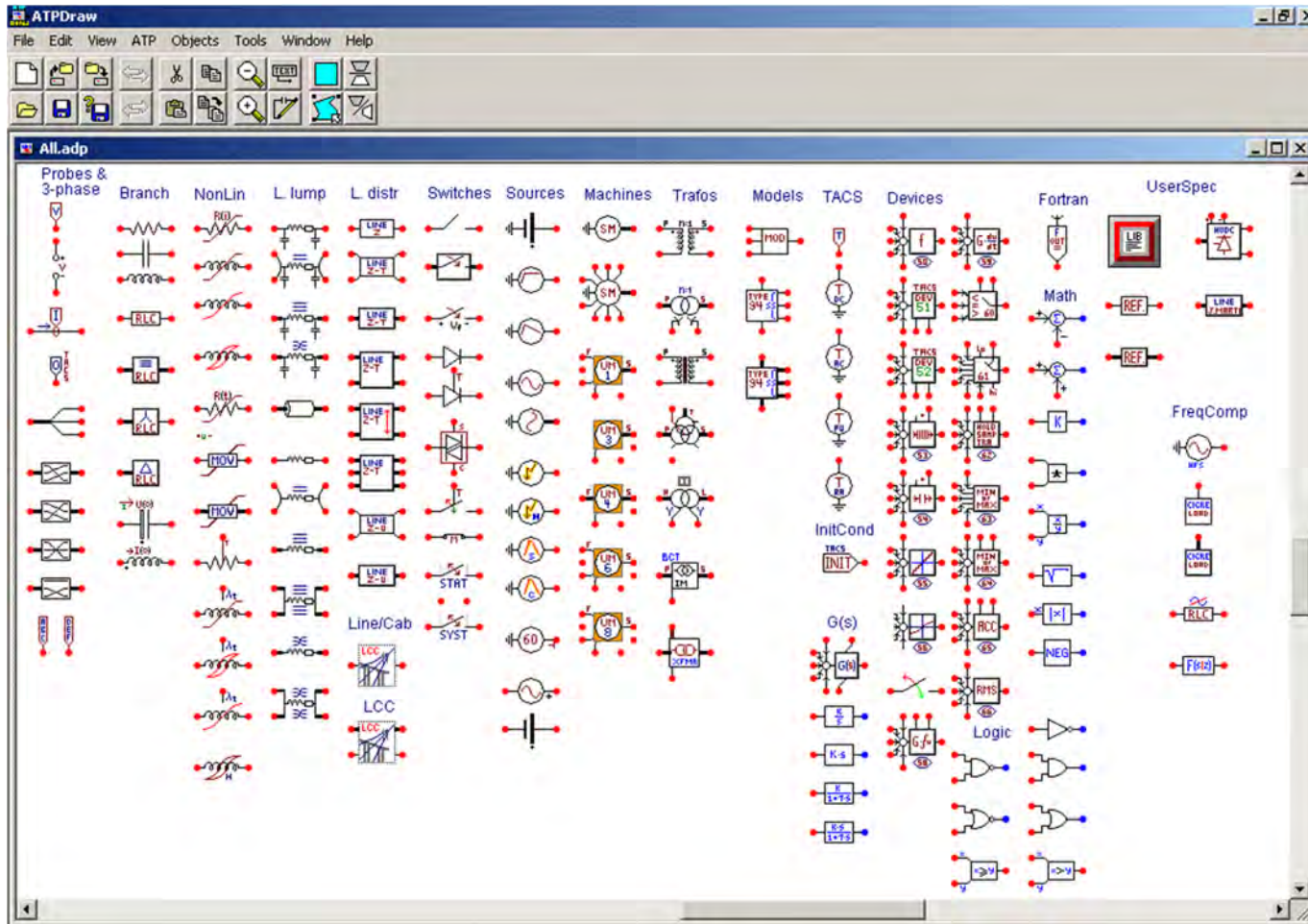


Figura Nº 5.2: Modelos para Sistemas Eléctricos de Potencia

- 5.1.2. TPBIG:** La simulación de un proceso transitorio con TPBIG se basa en el método de Dommel, que combina la regla trapezoidal y el método de Bergeron y se realiza con un paso de integración constante que debe ser escogido por el usuario. Aunque el programa ha sido desarrollado para simulaciones de procesos transitorios, también puede ser empleado para obtener el régimen permanente sinusoidal de una red lineal, determinar la impedancia de una red en función de la frecuencia y obtener flujos de potencia a cualquier armónico presente en la red. El programa dispone además de varias rutinas auxiliares cuyo objetivo es crear un archivo en código ATP para representar distintos componentes, como líneas aéreas, cables aislados o transformadores, a partir de la información disponible de estos componentes.
- 5.1.3. TOP:** (The output processor) es un programa desarrollado en entorno Windows que lee datos en una gran variedad de formatos y los transforma en gráficos de alta calidad. Este programa puede ser empleado como postprocesador gráfico y para realizar otras tareas muy útiles como el análisis armónico de Fourier o el cálculo de ciertos índices de calidad de servicio, por ejemplo la distorsión armónica total (THD).
- 5.2. Aplicaciones del ATP:** Alguna de las opciones en ATP permite que los usuarios pueden realizar nuevos tipos de estudios con lo que se amplía de forma significativa el campo de aplicaciones del programa. Los estudios se dividen en cuatro categorías.
- 5.2.1. Análisis transitorio:** una simulación transitoria es generalmente empleada para obtener la respuesta de un sistema a una maniobra o a una excitación externa, como un rayo. La desventaja fundamental está en el tiempo de cálculo, que puede ser muy largo si la red tiene elementos con poco amortiguamiento.
- 5.2.2. Análisis frecuencial:** es básicamente empleado en el cálculo del régimen inicial en redes lineales, o para analizar problemas relacionados con la propagación de

armónicos. La opción Frequency Scan es empleada para obtener la impedancia de una red vista desde un nudo determinado, detectar problemas de resonancia y diseñar filtros pasivos.

- 5.2.3. Análisis de sensibilidad:** este concepto es empleado para designar un estudio cuya finalidad es determinar la dependencia de una o varias variables de la red en estudio respecto a un parámetro de la misma red. Este tipo de estudio puede ser empleado para determinar en qué rango de valores un determinado parámetro puede ser fuente de problemas, lo que será especialmente útil cuando no se disponga de un conocimiento muy preciso de ese parámetro.
- 5.2.4. Análisis estadístico:** un análisis de Monte Carlo es un procedimiento numérico generalmente aplicado en problemas que involucran variables de naturaleza aleatoria. El cálculo de la densidad de probabilidad que puedan tener ciertas tensiones de maniobra es un problema bien conocido en el que se puede aplicar fácilmente el ATP.
- 5.3. Modelo para la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV:** La configuración para la Subestación Chiclayo Nueva es la del Interruptor y medio que es un sistema seguro y confiable. A una falla en barra, se aísla esta barra abriendo los interruptores correspondientes a esta barra. Ante la falla de un equipo en esta subestación las protecciones aislarán al equipo abriendo los interruptores más cercanos. Por lo que el diseño de control y protección se complica para este tipo de subestación. La Subestación Chiclayo Nueva está implementada con un banco de autotransformadores monofásicos de 250 MVA cada uno, con tensión primaria en 500 kV, con tensión secundaria en 220 kV y con tensión terciaria de 33 kV. Incluyen banco de reactores monofásicos para el control de potencia reactiva. Para la alimentación de los servicios auxiliares se utiliza un transformador 33 kV/0.38 kV en el nivel de tensión terciario de 33 kV.
- La línea de transmisión de llegada a esta subestación es la siguiente:

- **Fuente de tensión 220 kV:** El modelo a emplear es el AC 3-ph. type 14 como se muestra a continuación.

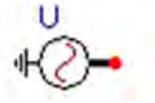


Figura N° 5.4: Modelo - Fuente de Tensión

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Component: Ac3ph.sup

Attributes

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Amp.	179629	AC3	ABC	
f	60			
pha	0			
A1	0			
Tstart	-1			
Tstop	1000			

Order: 0 Label: U

Comment:

Type of source

Current Hide

Voltage Lock

OK Cancel Help

Figura N° 5.5 Datos a solicitar por el Modelo

- **Equivalente Thevenin para la Subestación Chiclayo Oeste 220 kV:** El modelo a emplear es el LINESY_3.SUP como se muestra a continuación.



Figura N° 5.6: Modelo – Equivalente Thevenin

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Component: Linesy_3.sup

Attributes

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Ro	5.315289	IN1	ABC	
Lo	40.11362	OUT1	ABC	
R+	40.46424			
L+	82.45194			

Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length: 1 [m]

Hide
 Lock
 \$Vintage,1

OK Cancel Help

Figura Nº 5.7: Datos a solicitar por el Modelo

- **Equivalente Thevenin para la Subestación Trujillo Norte 220 kV:** El modelo a emplear es el LINESY_3.SUP como se muestra a continuación.



Figura Nº 5.8: Modelo – Equivalente Thevenin

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Component: Linesy_3.sup

Attributes

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
R ₀	3.586398	IN1	ABC	
L ₀	30.18638	OUT1	ABC	14
R ₊	30.39868			
L ₊	83.22454			

Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length 1 [m] Hide Lock \$Vintage,1

OK Cancel Help

Figura Nº 5.9: Datos a solicitar por el Modelo

- **Línea de transmisión Trujillo Nueva – Trujillo Norte en 220 kV:** El modelo a emplear es el LCC, JMarti para líneas aéreas como se muestra a continuación.

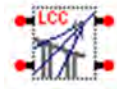


Figura Nº 5.10: Modelo – Línea de Transmisión

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Figura Nº 5.11: Datos a solicitar por el Modelo

	Ph.no	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	1.885	2.168	0.111	-5	16.05	15	45.7	45	4
2	2	1.885	2.168	0.111	-5	22.55	21.5	45.7	45	4
3	3	1.885	2.168	0.111	-5	23.05	28	45.7	45	4
4	4	1.885	2.168	0.111	5	16.05	15	45.7	45	4
5	5	1.885	2.168	0.111	5	22.55	21.5	45.7	45	4
6	6	1.885	2.168	0.111	5	23.05	28	45.7	45	4

Figura Nº 5.12: Datos a solicitar por el Modelo

- **Fuente de tensión y corriente en 500 kV:** El modelo a emplear es el AC 3-ph. type 14 como se muestra a continuación.

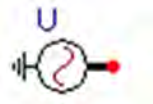


Figura N° 5.13: Modelo - Fuente de Tensión

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Component: Ac3ph.sup

Attributes

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Amp.	408248	AC3	ABC	
f	60			
pha	0			
A1	0			
Tstart	-1			
Tstop	1000			

Order: 0 Label: U

Comment:

Type of source
 Current
 Voltage

Hide
 Lock

OK Cancel Help

Figura N° 5.14: Datos a solicitar por el Modelo

- **Equivalente Thevenin para la Subestación Chimbote Nueva 500 kV:** El modelo a emplear es el LINESY_3.SUP como se muestra a continuación.



Figura N° 5.15: Modelo – Equivalente Thevenin

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Component: Linesy_3.sup

Attributes

DATA	VALUE	NODE	PHASE	NAME
Ro	7.332499	IN1	ABC	
Lo	99.64871	OUT1	ABC	15
R+	99.91812			
L+	85.79156			

Order: 0 Label:

Comment:

Lines
Length 1 [m]

Hide
 Lock
 \$Vintage,1

LINE RL OK Cancel Help

Figura Nº 5.16: Datos a solicitar por el Modelo

- **Línea de transmisión Chiclayo Nueva – Trujillo Nueva en 500 kV:** El modelo a emplear es el LCC, JMarti para líneas aéreas como se muestra a continuación.

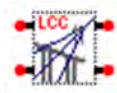


Figura Nº 5.17: Modelo – Línea de Transmisión

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

Line/Cable Data: C:\atpdraw4\LCC\LCC_18.alc

Model Data

System type
 Overhead Line #Ph: 3

Standard data
 Rho [ohm*m] 20
 Freq. init [Hz] 0.006
 Length [km] 200

Model
 Type
 Bergeron
 Pl
 Martí
 Semlyen
 Noda

Data
 Decades 8 Points/Dec 5
 Freq. matrix [Hz] 5000 Freq. SS [Hz] 60
 Use default fitting

Comment: Order: 0 Label: Hide

OK Cancel Import Save As Run ATP View Verify Edit icon Help

Figura Nº 5.18: Datos a solicitar por el Modelo

Line/Cable Data: C:\atpdraw4\LCC\LCC_18.alc

Model Data

	Ph.no	Rin	Rout	Rss	Horiz	Vtower	Vmid	Separ	Alpha	NB
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]	[cm]	[deg]	
1	1	1.885	2.168	0.111	-8	24.61	23.5	45.7	45	4
2	2	1.885	2.168	0.111	0	26.6	25.5	45.7	45	4
3	3	1.885	2.168	0.111	8	24.61	23.5	45.7	45	4

Add row Delete last row Insert row copy Move

OK Cancel Import Save As Run ATP View Verify Edit icon Help

Figura Nº 5.19: Datos a solicitar por el Modelo

- **Transformador de Potencia 250/250/1 MVA:** El modelo a emplear es el BCTTRAN como se muestra a continuación.

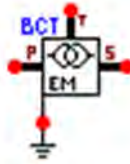


Figura N° 5.20: Modelo – Transformador

Los datos a solicitar para este modelo son los siguientes:

BCTTRAN: C:\atpdraw4\Bct\BCTRANS.bct

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 3

Type of core: Shell core

Test frequency [Hz]: 60

AR Output

Ratings

	HV	LV	TV
L-L voltage [kV]	500	220	33
Power [MVA]	250	250	83.33
Connections	A	A	D
Phase shift [deg]		0	30

Ext. neutral connections

Factory tests

Open circuit Short circuit

Zero sequence data available

positive sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
HV-LV	17	250	237
HV-TV	38	250	100
LV-TV	20	250	100

Order: 0 Label: Factory test data Hide

Comment:

OK Cancel Import Save As Run ATP View + Copy + Help

Figura N° 5.21: Datos a solicitar por el Modelo. Prueba de Corto Circuito.

BCTRAN: C:\atpdraw4\Bct\BCTRAN5.bct

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 3

Type of core: Shell core

Test frequency [Hz]: 60

AR Output

Ratings

	HV	LV	TV
L-L voltage [kV]	500	220	33
Power [MVA]	250	250	83.33
Connections	A	A	D
Phase shift [deg]		0	30

Ext. neutral connections

Factory tests

Open circuit | Short circuit

Performed at: LV | Connect at: TV | Zero sequence data available

positive sequence

Volt (%)	Curr (%)	Loss (kW)
100	0.3	170

Positive core magnetization

Linear internal External Lm External Lm || Rm

View/Copy

Rm Lm-rms Lm-flux

Order: 0 Label: Factory test data: Hide

Comment:

OK Cancel Import Save As Run ATP View + Copy + Help

Figura N° 5.22: Datos a solicitar por el Modelo. Prueba de Circuito Abierto.

El modelo total de la subestación es la siguiente.

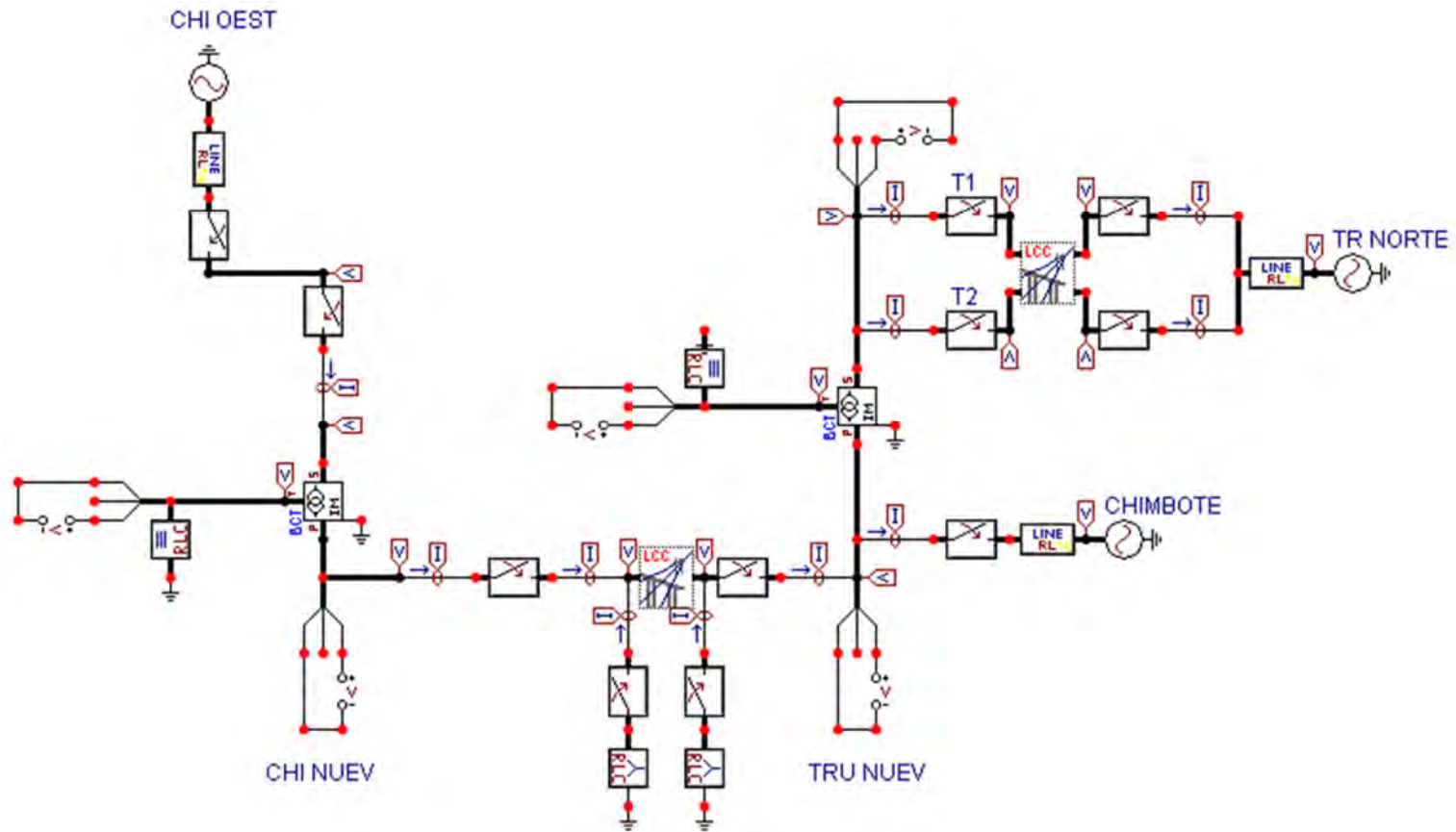


Figura Nº 5.23: Modelo - Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV

5.4. Sobretensiones en las Subestaciones Chiclayo Nueva 500/220 kV y Trujillo Nueva

500 kV: Los factores de sobretensión calculados para los diferentes niveles de tensión son los siguientes.

5.4.1. Nivel de tensión de 500 kV

- Sobretensiones temporales:
 - o Fallas a tierra: 1.45
 - o Rechazo de carga: 1.01

- Sobretensiones de frente lento:
 - o Sobretensiones en la Subestación 2: $U_{e2}=1.49$, $U_{p2}=1.57$
 - o Maniobra de Transformador: $U_{e2}=1.39$, $U_{p2}=1.36$
 - o Sobretensiones en la Subestación 1: $U_{e2}=1.54$, $U_{p2}=1.49$

5.4.2. Nivel de tensión de 220 kV

- Sobretensiones temporales:
 - o Fallas a tierra: 2.31
 - o Rechazo de carga: 1.01

- Sobretensiones de frente lento:
 - o Sobretensiones en la Subestación 2: $U_{e2}=1.00$, $U_{p2}=1.41$
 - o Maniobra de Transformador: $U_{e2}=1.39$, $U_{p2}=1.92$
 - o Sobretensiones en la Subestación 1: $U_{e2}=1.37$, $U_{p2}=1.90$

5.4.3. Nivel de tensión de 33 kV

- Sobretensiones temporales:
 - o Fallas a tierra: 2.49
 - o Rechazo de carga: 1.00

- Sobretensiones de frente lento:
 - o Sobretensiones en la Subestación 2: $U_{e2}=1.00$, $U_{p2}=1.41$
 - o Maniobra de Transformador: $U_{e2}=1.62$, $U_{p2}=2.34$
 - o Sobretensiones en la Subestación 1: $U_{e2}=1.34$, $U_{p2}=1.92$

CAPÍTULO VI

PROCEDIMIENTO DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

6.1. Generalidades

En todos los materiales, la conductividad se debe a la migración de partículas cargadas. Los conductores tienen un gran número de electrones libres los cuales se mueven cuando se aplica un campo eléctrico y los materiales aislantes tienen muy pocos electrones libres. Cuando se incrementan los esfuerzos eléctricos en un aislamiento a un nivel suficientemente alto, la resistividad en el aislamiento cambia de un valor alto a un valor comparable con el de un conductor. Este cambio se llama disrupción o falla del aislamiento.

La falla del aislamiento se desarrolla en tres pasos principales:

- La ionización inicial en uno o varios puntos.
- El crecimiento de un canal ionizado a través de la distancia de aislamiento.
- Aparición del arco y la transición a una descarga auto mantenida.

Para aislamiento externo, los efectos de humedad, lluvia y contaminación llegar a ser particularmente importantes. Para subestaciones aisladas en gas, el efecto de la presión interna y temperatura así como la presencia de impurezas tienen un papel significativo.

En aislamiento líquido, las impurezas, burbujas causadas por efectos físicos y químicos o por descargas locales, pueden reducir drásticamente la rigidez del

aislamiento. Es importante notar que la degradación química del aislamiento puede tender a aumentar con el tiempo. Lo mismo aplica en el caso de aislamiento sólido. En estos casos, la rigidez dieléctrica podría ser afectada también por los esfuerzos mecánicos.

El proceso de falla del aislamiento es también de naturaleza estadística y esto debe ser tomado en cuenta. Debido a la característica de regeneración del aislamiento, su respuesta estadística a los esfuerzos puede ser determinada por ensayos adecuados. Por lo anterior, el aislamiento auto regenerable es caracterizado por la tensión de soportabilidad estadística correspondiente a la probabilidad de soportabilidad del 90%. Para aislamiento no regenerativos no es generalmente posible caracterizar estadísticamente la rigidez dieléctrica; por lo tanto, la tensión de soportabilidad asumida corresponde a la probabilidad de soporte del 100%.

La Coordinación de Aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo operará tomando en cuenta las condiciones de servicio y las características de los equipos de protección contra sobretensiones disponibles.

6.2. Métodos para la coordinación de aislamiento

Existen dos métodos para coordinación de aislamiento de sobretensiones transitorias: un método estadístico y uno determinístico. Mucho de los procedimientos aplicados, sin embargo, son una mezcla de ambos métodos. Por ejemplo, algunos factores usados en el método determinístico han sido establecidos a partir de consideraciones estadísticas y ciertas variaciones estadísticas han sido despreciadas en métodos estadísticos.

6.2.1. Método determinístico.- es aplicado normalmente cuando no se tiene información estadística proveniente de pruebas relacionada con la posible tasa de fallas del equipo que se pondrá en servicio.

Cuando el aislamiento se caracteriza por su tensión de soportabilidad asumida convencional ($P_w=100\%$), el valor de soportabilidad se selecciona igual a la

tensión soportada de coordinación obtenida de multiplicar la sobretensión representativa por el factor de coordinación K_c , que tiene en cuenta el efecto de las incertidumbres en las consideraciones hechas para los dos valores (la tensión de soportabilidad asumida y la tensión representativa).

Cuando, como en el aislamiento externo, el aislamiento es caracterizado por la tensión de soportabilidad estadística ($P_w=90\%$), K_c deberá tener en cuenta también las diferencias entre esta tensión y la tensión asumida de soportabilidad.

6.2.2. Método estadístico.- está basado en la frecuencia de ocurrencia de un origen específico, como la distribución de probabilidades de sobretensiones y la probabilidad de descarga de aislamiento. El riesgo de falla también puede ser determinado combinando cálculos de sobretensión y de probabilidad de descarga simultáneamente, tomando en cuenta la naturaleza estadística de las sobretensiones y descargas. Esto puede hacerse por procedimientos adecuados como los métodos de Monte Carlo. Repitiendo los cálculos para diferentes tipos de aislamiento y para diferentes estados de la red, se puede hallar el riesgo total de salida del sistema debido a las fallas de aislamiento. En consecuencia, la aplicación de la coordinación de aislamiento estadística da la posibilidad de estimar la frecuencia de falla directamente como una función de los factores de diseño del sistema seleccionado. En principio, aún la optimización del aislamiento podría ser posible si los costos de salida pudieran ser relacionados con los diferentes tipos de fallas. En la práctica, es mejor sobredimensionar ligeramente el sistema de aislamiento en lugar de optimizarlo. El diseño del aislamiento está basado entonces en la comparación de los riesgos correspondientes a las diferentes alternativas.

Antes de iniciar el procedimiento de coordinación de aislamiento definimos las siguientes condiciones:

Condiciones ambientales de la zona:

- Altitud promedio
- Contaminación ambiental
- Condiciones del sistema eléctrico:
- Tensión nominal de la red
- Tensión máxima del equipo
- Frecuencia nominal
- Sistema de aterramiento

6.3. Procedimiento de la Coordinación de Aislamiento

Los pasos a seguir para la coordinación de aislamiento son los descritos por la norma IEC-60071.

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

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.

Sobretensiones a frecuencia industrial: Con propósitos de diseño y coordinación de aislamiento, la tensión permanente representativa a frecuencia industrial será, sin embargo, considerada como constante e igual a la tensión más alta del equipo (U_s).

$$U_m = \frac{\sqrt{2} \times U_s}{\sqrt{3}} \times F, \text{ kV}$$

Donde:

U_m : Tensión máxima (fase-tierra), kV

F : Factor de sobretensión

U_s : Tensión máxima del equipo (fase-fase) o (phase-phase, PP), kV

El factor de sobretensión es 1 a frecuencia industrial

Sobretensiones temporales: Se deben considerar las sobretensiones que tienen como origen las siguientes causas, fallas a tierra, rechazo de carga, resonancia y ferorrresonancia. Los factores de sobretensiones temporales se determinan del estudio de transitorios.

$$U_{rp}(f - t) = \frac{U_s \times F}{\sqrt{3}}, \text{ kV}$$

$$U_{rp}(f - f) = U_{rp}(f - t) \times \sqrt{3}, \text{ kV}$$

Donde:

U_n : Tensión nominal (fase-fase), kV

F : Factor de sobretensión

$U_{rp}(f-t)$: Sobretensión fase-tierra, o phase-earth (PE), kV

$U_{rp}(f-f)$: Sobretensión fase-fase, o phase-phase (PP), kV

El factor de sobretensión es calculado con el programa ATP para fallas a tierra y rechazo de carga.

Sobretensiones de frente lento: Generalmente se producen por maniobra de interruptores y descargas de rayos distantes a los conductores de líneas aéreas. Las sobretensiones de este tipo se dividen en tres, las sobretensiones de subestaciones locales, de subestaciones alejadas y energización de transformadores, reactores y capacitores.

La sobretensión fase-tierra U_{e2} y fase-fase U_{p2} se determinan de los cálculos con el programa ATP o de las siguientes gráficas propuestas por la IEC-60071.

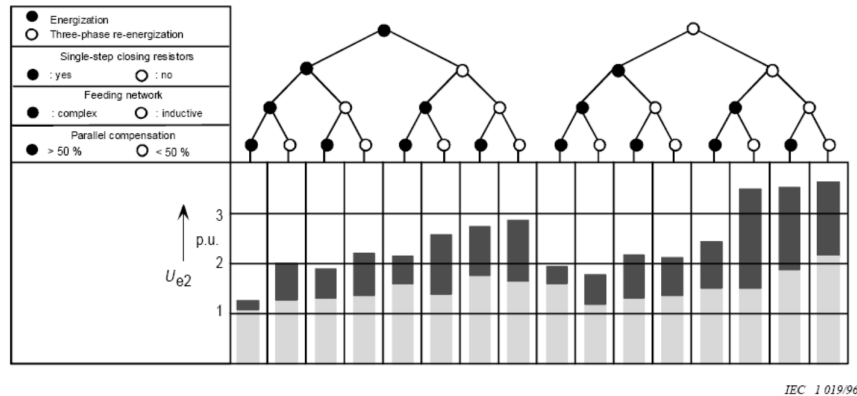


Figura Nº 6.1: Valores del 2% de Sobretensiones Altos esperados

Los datos de la figura están basados en un número de resultados obtenidos sobre el terreno y en estudios, e incluye los efectos de muchos de los factores determinantes de las sobretensiones. La figura debe ser utilizada como una indicación para determinar si sobre una configuración dada, las sobretensiones son suficientemente elevadas para causar problemas.

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 del 2%, como se indica a continuación:

- Método fase-pico $U_{et}=1.25xU_{e2}-0.25$, kV
- Método caso-pico $U_{et}=1.13xU_{e2}-0.13$, kV

La figura siguiente muestra el rango de relaciones posibles entre los valores del 2% de sobretensiones entre fases y fase-tierra.

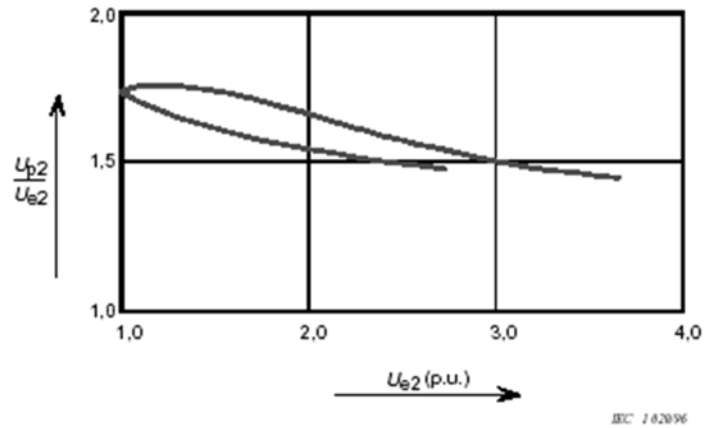


Figura Nº 6.2: Relación entre Sobretensiones Fase–Fase y Fase–Tierra

Los parámetros de la distribución de probabilidad de sobretensión fase-fase puede ser estimados como sigue:

Método fase-pico $U_{pt}=1.25 \times U_{p2}-0.43$, kV

Método caso-pico $U_{pt}=1.14 \times U_{p2}-0.24$, kV

Si el nivel de protección tipo maniobra del pararrayo es menor que la U_{et} , la sobretensión representativa es igual al nivel de protección del pararrayo.

Donde:

U_{ps} : Nivel de protección del pararrayo a impulso tipo maniobra, kV

Si dos veces el nivel de protección tipo maniobra del pararrayo es menor que la U_{pt} , la sobretensión representativa es igual a dos veces el nivel de protección del pararrayo.

Donde:

U_{ps} : Nivel de protección del pararrayo a impulso tipo maniobra, kV

6.3.2. Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (Ucw)

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. Los criterios de comportamiento son las bases sobre las que se selecciona el aislamiento para reducir a un nivel aceptable, tanto económica como operacionalmente, la probabilidad de que los esfuerzos producidos por las sobretensiones causen daños en los aislamientos o afecten a la continuidad del servicio. La determinación de las tensiones soportadas de coordinación consiste en fijar los valores mínimos de las tensiones soportadas del aislamiento que satisfacen el criterio de comportamiento cuando el aislamiento se somete a las sobretensiones representativas en las condiciones de funcionamiento. Las tensiones soportadas de coordinación de aislamiento tienen la forma de sobretensiones representativas de la categoría considerada y sus valores se obtienen multiplicando los valores de las sobretensiones representativas por un factor de coordinación (Kcd).

Sobretensiones temporales: Para este tipo de sobretensiones las tensiones soportadas de coordinación son iguales a las sobretensiones representativas.

Sobretensiones de frente lento: Para este tipo de sobretensiones las tensiones soportadas de coordinación son iguales a multiplicar el máximo valor de las sobretensiones representativas por el factor de coordinación Kcd. La siguiente figura nos muestra los valores de Kcd respecto a U_{ps}/U_{e2}

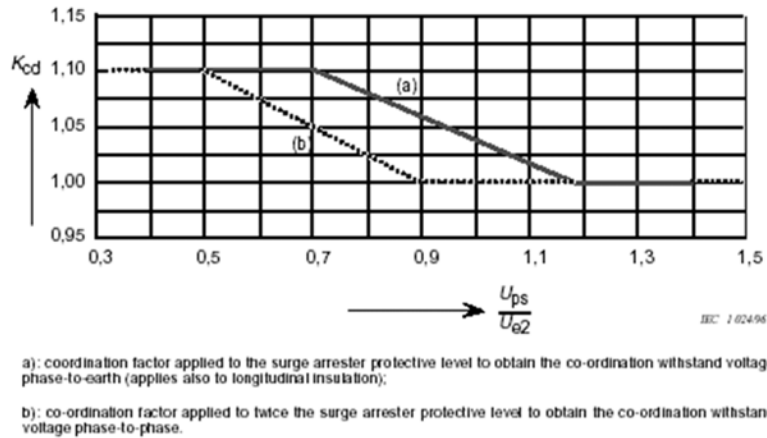


Figura Nº 6.3: Evaluación del Factor de Coordinación “Kcd”

Sobretensiones de frente rápido: La protección aportada por los pararrayos contra las sobretensiones de frente rápido depende de la amplitud y forma de la sobretensión, la corriente, la característica de protección del pararrayos, la impedancia y/o capacitancia característica del equipo protegido, la distancia entre el pararrayo y el equipo protegido, incluyendo las conexiones a tierra y el número de líneas conectadas así como su impedancia característica.

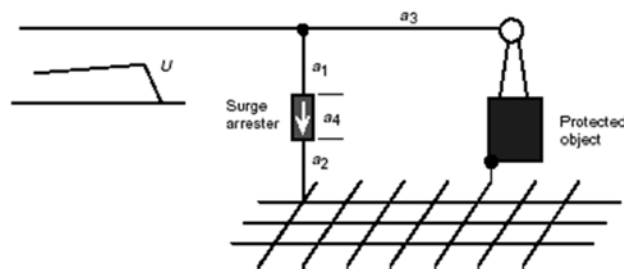


Figura Nº 6.4: Conexión del Pararrayo a Equipo

Protegido Donde:

- a1 : longitud desde final de línea a inicio de pararrayo
- a2 : longitud desde final de pararrayo a tierra
- a3 : longitud desde inicio de pararrayo a equipo protegido
- a4 : longitud del pararrayo
- U : sobretensión del rayo

Por tanto, la correspondiente limitación de sobretensión en la ubicación de los equipos debe tomar en consideración la separación entre el pararrayos y el equipo protegido. Cuanto mayor es esta distancia, menor es la eficacia protectora para este equipo; de hecho, la sobretensión aplicada al equipo excede el nivel de protección del pararrayos conforme aumenta la distancia de separación. A continuación la fórmula propuesta de la IEC es la siguiente:

$$U_{CW} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

$$L_a = R_a / R_{km}$$

Donde:

- U_{pl} : Nivel de protección del pararrayo a impulso tipo rayo, kV
- A : Factor tomado de la Figura N° 73, kV
- L : Distancia de separación, (L externo, equipo más alejado),
(L interno, equipo más cercano),m
- L_{sp} : Longitud de vano de la línea de transmisión, m
- R_a : Tasa de falla aceptable para un equipo
- R_{km} : Tasa de falla de la línea por año a un kilómetro desde la
Subestación
- L_a : Tasa de falla de una longitud de línea de transmisión igual a
una tasa de falla aceptable, m
- n : número mínimo de líneas conectadas a la subestación

Para el tipo de línea de transmisión de llegada a la subestación se halla el valor A de la siguiente tabla:

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
- with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
- wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
- single conductor	4500
- double conductor bundle	7000
- four conductor bundle	11000
- six and eight conductor bundle	17000

Figura N° 6.5: Factor A para Líneas de Transmisión

6.3.3. Determinación de las tensiones soportadas requeridas o especificadas (U_{rw})

Se define como la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar que éste 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. Esto se calcula multiplicando las tensiones soportadas de coordinación por factores que compensen las diferencias entre las condiciones reales de servicio de aislamiento y las de los ensayos de tensiones soportadas normalizadas. En la práctica, estos valores no pueden evaluarse individualmente y se adopta los siguientes factores de seguridad:

Factor de seguridad "Ks".- estos factores tienen en cuenta las diferencias en el montaje de los equipos, la dispersión de la calidad del producto, la calidad de la instalación, el envejecimiento del aislamiento durante la duración de vida prevista y otros factores de influencia desconocidos, consecuencia de los esfuerzos térmicos, eléctricos ambientales y mecánicos que han de soportar los equipos en los modos de funcionamiento durante el servicio. Son los siguientes:

- Para el aislamiento externo Ks: 1.05
- Para el aislamiento interno Ks: 1.15

Corrección de altitud “Ka”.- El factor de corrección “Ka” se basa en la variación de la presión atmosférica en función de la altitud. Se puede calcular de la siguiente forma:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)}$$

Donde:

- H : Altura sobre el nivel del mar, m
 m : valor de 1 para sobretensiones temporales
 m : valor de 1 para sobretensiones de frente rápido
 m : valor de la Figura N° 74 para sobretensiones de frente lento

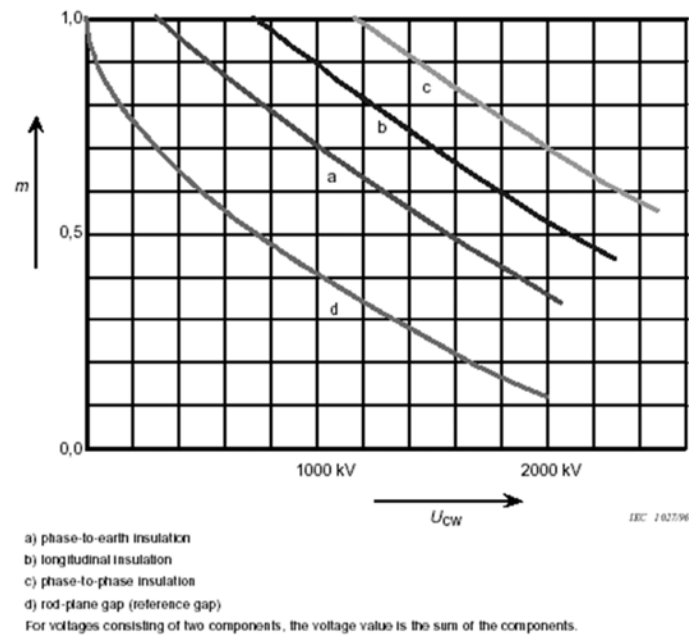


Figura N° 74: Factor m para la Tensión de Soportabilidad a Impulso Tipo Maniobra

Donde:

- a : aislamiento fase - tierra
 b : aislamiento longitudinal
 c : aislamiento fase – fase

6.3.4. Determinación de las tensiones soportadas normalizadas (U_w)

Se define como el valor de la tensión aplicada en un ensayo de tensión soportada normalizada. Es un valor asignado al aislamiento que justifica que éste satisface una o varias de las tensiones soportadas especificadas. 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. Antes de elegir las tensiones, primero aplicamos los factores de conversión por nivel de tensión.

Factores de conversión de ensayo

Gama I: Por encima de 1 kV hasta 245 kV. La siguiente tabla indica los factores de conversión de ensayo a aplicar a las tensiones soportadas a impulso tipo maniobra especificadas.

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage ¹⁾	Lightning impulse withstand voltage
External insulation		
- air clearances and clean insulators, dry:		
- phase-to-earth	$0,6 + U_{sw} / 8500$	$1,05 + U_{sw} / 6000$
- phase-to-phase	$0,6 + U_{sw} / 12700$	$1,05 + U_{sw} / 9000$
- clean insulators, wet	0,6	1,3
Internal insulation		
- GIS	0,7	1,25
- liquid-immersed insulation	0,5	1,10
- solid insulation	0,5	1,00
NOTE - U_{sw} is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
¹⁾ The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

Figura Nº 6.7: Factores de Conversión para la Gama I, para convertir Tensiones de Soportabilidad Tipo Maniobra a Tensiones de Soportabilidad Tipo Frecuencia Industrial y Tipo Rayo

Gama II: Por encima de 245 kV. La siguiente tabla indica 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.

Insulation	Switching impulse withstand voltage
External insulation	
– air clearances and clean insulators, dry	1,4
– clean insulators, wet	1,7
Internal insulation	
– GIS	1,6
– liquid-immersed insulation	2,3
– solid insulation	2,0
NOTE – The test conversion factors include a factor of $\sqrt{2}$ to convert from r.m.s to peak value.	

Figura N° 6.8: Factores de Conversión para la Gama II, para convertir Tensiones de Soportabilidad Tipo Frecuencia Industrial a Tensiones de Soportabilidad Tipo Maniobra

Después de la conversión, las tensiones normalizadas más elevadas para el material se dividen en dos gamas:

- **Gama I:** Por encima de 1 kV hasta 245 kV. Esta gama cubre a la vez redes de transporte y redes de distribución.

Highest voltage for equipment (U_n) kV (r.m.s. value)	Standard rated short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard rated lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
17,5 *	38	75
		95
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52 *	95	250
72,5	140	325
		450
100 †	(150)	(380)
	185	450
123	(185)	(450)
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
170 †	275	650
	(230)	(550)
245	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
245	460	1050
		1050

Figura N° 6.9: Niveles de Aislamiento Normalizados para la Gama I

- **Gama II:** Por encima de 245 kV. Esta gama cubre principalmente las redes de transporte.

Highest voltage for equipment (U_m) kV (r.m.s. value)	Standard rated switching impulse withstand voltage			Standard rated lightning impulse withstand voltage ¹ kV (peak value)
	Longitudinal insulation ² kV (peak value)	Phase-to-earth kV (peak value)	Phase-to-phase (ratio to the phase-to-earth peak value)	
300 ²	750	750	1,50	850
	750	850	1,50	950
362	850	850	1,50	950
	850	950	1,50	1050
420	850	850	1,60	1050
	950	950	1,50	1175
	950	1050	1,50	1300
	950	1050	1,50	1425
550	950	950	1,70	1175
	950	1050	1,60	1300
	950	1175	1,50	1425
	1050	1175	1,50	1550
800	1175	1300	1,70	1675
	1175	1425	1,70	1800
	1175	1550	1,60	1950
	1300	1550	1,60	2100

Figura Nº 6.10: Niveles de Aislamiento Normalizados para la Gama II

El nivel de aislamiento normalizado se define como el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a la tensión más elevada para el material (U_m), como se indica en las tablas de Niveles de Aislamiento Normalizados.

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 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.

Distancias en el aire

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.

Distancias para el impulso tipo rayo

Standard rated lightning impulse withstand voltage kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
380	750	
450	900	
550	1 100	
650	1 300	
750	1 500	
850	1 700	1 600
950	1 900	1 700
1 050	2 100	1 900
1 175	2 350	2 200
1 300	2 600	2 400
1 425	2 850	2 600
1 550	3 100	2 900
1 675	3 350	3 100
1 800	3 600	3 300
1 950	3 900	3 600
2 100	4 200	3 900

NOTE: The standard rated lightning impulse withstand voltages are applicable phase-to-phase and phase-to-earth.
For phase-to-earth, the minimum clearance for conductor-structure and rod-structure is applicable.
For phase-to-phase, the minimum clearance for rod-structure is applicable.

Figura Nº 6.11: Analogía entre Tensiones de Soportabilidad Tipo Rayo y Distancias en el Aire

Distancias para el impulso tipo maniobra

Standard rated switching impulse withstand voltage kV	Minimum phase-to-earth mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
750	1 900	1 600
850	2 400	1 800
950	2 900	2 200
1 050	3 400	2 600
1 175	4 100	3 100
1 300	4 800	3 600
1 425	5 600	4 200
1 550	6 400	4 900

Figura N° 6.12. Analogía entre Tensiones de Soportabilidad Tipo Maniobra y Distancias en el Aire, Fase-Tierra

Standard rated switching impulse withstand voltage			Minimum phase-to-phase clearance mm	
Phase-to- earth kV	Phase-to-phase value	Phase-to- phase kV	Conductor-conductor parallel	Rod- conductor
	Phase-to-earth value			
750	1,5	1 125	2 300	2 600
850	1,5	1 275	2 600	3 100
850	1,6	1 360	2 900	3 400
950	1,5	1 425	3 100	3 600
950	1,7	1 615	3 700	4 300
1 050	1,5	1 575	3 600	4 200
1 050	1,6	1 680	3 900	4 600
1 175	1,5	1 763	4 200	5 000
1 300	1,7	2 210	6 100	7 400
1 425	1,7	2 423	7 200	9 000
1 550	1,6	2 480	7 600	9 400

Figura N° 6.13: Analogía entre Tensiones de Soportabilidad Tipo Maniobra y Distancias en el Aire, Fase-Fase

Nivel de contaminación

El nivel de contaminación se define con la siguiente tabla.

Pollution level	Examples of typical environments	Minimum nominal specific creepage distance mm/kV ³⁾
I Light	<ul style="list-style-type: none"> - Areas without industries and with low density of houses equipped with heating plants - Areas with low density of industries or houses but subjected to frequent winds and/or rainfall - Agriculture areas²⁾ - Mountainous areas - All these areas shall be situated at least 10 km to 20 km from the sea and shall not be exposed to winds directly from the sea³⁾ 	16,0
II Medium	<ul style="list-style-type: none"> - Areas with industries not producing particularly polluting smoke and/or with average density of houses equipped with heating plants - Areas with high density of houses and/or industries but subjected to frequent winds and/or rainfall - Areas exposed to wind from the sea but not too close to coasts (at least several kilometres distant)³⁾ 	20,0
III Heavy	<ul style="list-style-type: none"> - Areas with high density of industries and suburbs of large cities with high density of heating plants producing pollution - Areas close to the sea or in any case exposed to relatively strong winds from the sea³⁾ 	25,0
IV Very heavy	<ul style="list-style-type: none"> - Areas generally of moderate extent, subjected to conductive dusts and to industrial smoke producing particularly thick conductive deposits - Areas generally of moderate extent, very close to the coast and exposed to sea-spray or to very strong and polluting winds from the sea - Desert areas, characterized by no rain for long periods, exposed to strong winds carrying sand and salt, and subjected to regular condensation 	31,0

Figura Nº 6.14: Distancia de Fuga Mínima por Nivel de Contaminación

CAPÍTULO VII

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

PARA LOS NIVELES DE TENSIÓN DE 500, 220 Y 33 kV

La coordinación de aislamiento para los diferentes niveles de tensión de la Subestación Chiclayo Nueva 500/220 kV fueron realizados en base al procedimiento de la coordinación de aislamiento de la norma IEC-60071.

El nivel de contaminación elegido es el del muy pesado que son áreas extensas con poca lluvia, que corresponde al nivel IV y con una mínima distancia de fuga de 31 mm/kV.

En el Capítulo V se calculó los factores de sobretensión en los diferentes niveles de tensión debido a fallas y maniobras.

7.1. Nivel de tensión de 500 kV

Los factores a emplear en la determinación de las sobretensiones representativas son los siguientes:

- Sobretensiones temporales:
 - o Fallas a tierra: 1.45
 - o Rechazo de carga: 1.01

- Sobretensiones de frente lento:
 - o Sobretensiones en la Subestación 2: $U_{e2}=1.49$, $U_{p2}=1.57$
 - o Maniobra de Transformador: $U_{e2}=1.39$, $U_{p2}=1.36$
 - o Sobretensiones en la Subestación 1: $U_{e2}=1.54$, $U_{p2}=1.49$

Los pasos descritos en el Capítulo VI se resumen en hojas Excel de la siguiente forma:

COORDINACION DE AISLAMIENTO EN 500 kV

1) SUBESTACIÓN ASOCIADA:

a.- Subestación Chiclayo Nueva 500 kV y Ampliación Subestación Trujillo 500 kV

2) CONDICIONES AMBIENTALES DE LA ZONA:

a.- Altitud Promedio 1000 msnm
b.- Contaminación ambiental Heavy

3) CONDICIONES DEL SISTEMA ELECTRICO:

a.- Tensión Nominal Fase-Fase de la Red (U) 500 kV
b.- Tensión Nominal Fase-Tierra de la Red (Ut) 408.25 kV
c.- Tensión Máxima del Equipo (Us) 550 kV
d.- Frecuencia Nominal 60 Hz
e.- Sistema de Aterramiento a tierra

4) METODOLOGIA:

Los pasos a seguir para la coordinación de aislamiento son los descritos por la norma IEC-60071.

- A.- Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp}).
B.- Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw}).
C.- Determinación de las tensiones soportadas requeridas o especificadas (U_{rw}).
D.- Determinación de las tensiones soportadas normalizadas (U_w).

A continuación se desarrollará las items anteriores.

A.- DETERMINACION DE LAS SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS (U_{rp})

Las sobretensiones representativas son las siguientes:

SOBRETENSIONES			Tensiones (kV)	
			Um	Us (Phase-Phase)
A Frecuencia Industrial	-	1.00	449.07	550.00
	-			
Temporal	Fallas a Tierra	1.45	460.31	797.28
	Rechazo de Carga	1.01	319.86	554.02
			U _{rp} (Phase-Earth)	U _{rp} (Phase-Phase)

$$U_m = U_s \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times F$$

$$U_{rp}(PE) = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \times F$$

$$U_{rp}(PP) = U_{rp}(PE) \times \sqrt{3}$$

Pararrayo a la entrada de la línea:

Nivel de Protección a Impulso Tipo Maniobra: U_{ps}: 909 kV
Nivel de Protección a Impulso Tipo Rayo: U_{pt}: 1057 kV

Frento Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	U _{e2}	U _{p2}	U _{et} (PE)	U _{pt} (PP)
		1.49	1.57		
U _{et}	U _{pt}				
Transformador	Sobretensión desde la Subestación 1	U _{e2}	U _{p2}	U _{et} (PE)	U _{pt} (PP)
		1.39	1.36		
		U _{et}	U _{pt}	665.81	567.91
		1.48	1.26		
U _{e2}	U _{p2}	U _{et} (PE)	U _{pt} (PP)		
1.54	1.49				
U _{et}	U _{pt}	752.59	642.57		
1.68	1.43				

$$U_{et} = 1.25 \times U_{e2} - 0.25$$

$$U_{pt} = 1.25 \times U_{p2} - 0.43$$

$$U_{pt}(PP) = U_{pt} \times U_m$$

$$U_{et}(PE) = U_{et} \times U_m$$

Las sobretensiones representativas de frente lento son:

Frente Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	Si $U_{et} > U_{ps}$. $U_{rp} = U_{ps}$ Si $U_{pt} > 2U_{ps}$, $U_{rp} = 2U_{ps}$	Urp (PE)	Urp (PP)
			660,80	625,54
	Transformador	Si $U_{et} > U_{ps}$. $U_{rp} = U_{ps}$ Si $U_{pt} > 2U_{ps}$, $U_{rp} = 2U_{ps}$	Urp (PE)	Urp (PP)
			605,28	516,28
	Sobretensión desde la Subestación 1	Si $U_{et} > U_{ps}$. $U_{rp} = U_{ps}$ Si $U_{pt} > 2U_{ps}$, $U_{rp} = 2U_{ps}$	Urp (PE)	Urp (PP)
			684,17	584,15

B.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACION (Ucw)

Las tensiones soportadas de coordinacion son las siguientes:

SOBRETENSIONES		Factor	Tensiones in kV	
			Ucw (PE)	Ucw (PP)
Temporales	Fallas a Tierra	1,00	460,31	797,28
	Rechazo de Carga	1,00	319,86	554,02

$U_{cw}(PE) = U_{rp}(PE) \times F$
 $U_{cw}(PP) = U_{rp}(PP) \times F$

Frente Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	$\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$	$\frac{2 \times U_{ps}}{U_{p2}}$	Ucw (PE)	Ucw (PP)
		1,49	2,84		
		Kcd	Kcd	660,80	625,54
		1,00	1,00		
	Transformador	$\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$	$\frac{2 \times U_{ps}}{U_{p2}}$	Ucw (PE)	Ucw (PP)
			1,61		
		Kcd	Kcd	605,28	516,28
		1,00	1,00		
	Sobretensión desde la Subestación 1	$\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$	$\frac{2 \times U_{ps}}{U_{p2}}$	Ucw (PE)	Ucw (PP)
			1,45		
		Kcd	Kcd	684,17	584,15
		1,00	1,00		

$U_{cw}(PE) = U_{rp}(PE) \times K_{cd}$
 $U_{cw}(PP) = U_{rp}(PP) \times K_{cd}$

Las sobretensiones soportadas de coordinacion de frente rapido son:

$U_{pl} =$	1057 kV	$L_{sp} =$	400 m	$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A \times L}{n \times (L_{sp} + L_a)}$
$A =$	11000 kV	$R_a =$	0,025	
$n =$	1	$R_{km} =$	0,001 1/km	
		$L_a =$	25000 m	

		Tensiones in kV	
		L (externo)	L (interno)
Frente Rápido o Rayo	Impulso Rayo	504,00	30,00
		Ucw (externo)	Ucw (interno)
		1275,27	1069,99

$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$
 $L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$

C.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (Urw)

Los factores a aplicar son los siguientes:

1.- Factor de Seguridad "Ks":

Es aplicado para cualquier tipo de sobretensión Fase-Fase o Fase-Tierra.

Para Aislamiento Interno

$$K_s = 1,15$$

Para Aislamiento Externo

$$K_s = 1,05$$

2.- Factor de Corrección Atmosférico "Ka":

Sobretensiones	Tipo de Sobretensión	Factor "m"		Ka (PE)	Ka (PP)
		(PE)	(PP)		
Temporales	-	1,00	1,00	1,13	1,13
Frente Lento	-	0,87	1,00	1,11	1,13
Frente Rápido	-	1,00	1,00	1,13	1,13

$$K_a = e^{m \times \left(\frac{H}{8150} \right)}$$

Las tensiones soportadas requeridas son las siguientes:

SOBRETENSIONES	Tipo de Sobretensión	Urw (kV)	
		Externo	Interno
Temporales	p-e	546,42	367,84
	p-p	946,43	637,12
Frente Lento	p-e	Subestación 2	772,01
		Transformador	707,14
		Subestación 1	799,31
	p-p	Subestación 2	742,56
		Transformador	612,86
		Subestación 1	693,43
Frente Rápido	p-e	1513,83	
	p-p	1513,83	

$$U_{rw} = K_a \times K_s \times U_{cw}$$

D.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS (Uw)

Las sobretensiones temporales serán convertidas a impulso tipo maniobra (Frente Lento):

Los factores a aplicar son las siguientes:

Tipo de Aislamiento	Tipo de Sobretensión	Factores de Conversión Frente Lento
Externo	p-e	Subestación 2
		Transformador
		Subestación 1
	p-p	Subestación 2
		Transformador
		Subestación 1
Interno	p-e	Subestación 2
		Transformador
		Subestación 1
	p-p	Subestación 2
		Transformador
		Subestación 1

Las sobretensiones soportadas normalizadas son las siguientes:

SOBRETENSIÓN	Tipo	AISLAMIENTO EXTERNO					
		Subestación 2		Transformador		Subestación 1	
		Urw	Urw(c)	Urw	Urw(c)	Urw	Urw(c)
Temporales	p-e	546,42	-	546,42	-	546,42	-
	p-p	946,43	-	946,43	-	946,43	-
Frente Lento	p-e	772,01	928,92	707,14	928,92	799,31	928,92
	p-p	742,56	1608,93	612,86	1608,93	693,43	1608,93
Frente Rápido	p-e	1513,83	-	1513,83	-	1513,83	-
	p-p	1513,83	-	1513,83	-	1513,83	-

$$U_{rw}(c) = F_c \times U_{rw}$$

		AISLAMIENTO INTERNO						
SOBRETENSIÓN	Tipo	Subestación 2		Transformador		Subestación 1		U _{rw(c)} = F _c × U _{rw}
		U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}	
Temporales	p-e	367,84	-	367,84	-	367,84	-	
	p-p	637,12	-	637,12	-	637,12	-	
Frente Lento	p-e	759,92	846,03	696,07	846,03	786,80	846,03	
	p-p	719,37	1465,37	593,72	1465,37	671,78	1465,37	
Frente Rápido	p-e	1230,49	-	1230,49	-	1230,49	-	
	p-p	1230,49	-	1230,49	-	1230,49	-	
Se escogieron los siguientes niveles de aislamiento:								
- Aislamiento externo con Um=550 kV para el equipo								
				U _{w pe} (kV)	U _{w pp} (kV)			
Aislamiento por impulso tipo maniobra				:	1175	1762,5		
					U _{w peak} (kV)			
Aislamiento por impulso tipo rayo				:	-	1550		
- Aislamiento Interno con Um=550 kV para el equipo								
				U _{w pe} (kV)	U _{w pp} (kV)			
Aislamiento por impulso tipo maniobra				:	1175	1762,5		
					U _{w peak} (kV)			
Aislamiento por impulso tipo rayo				:	-	1550		
Para el caso de la sobretensión fase-fase tipo maniobra se considera una distancia mínima entre conductores de 4,2 m que corresponde a una soportabilidad de 1763 kV de impulso tipo maniobra.								
Para el caso de la sobretensión fase-tierra tipo maniobra se considera una distancia mínima conductor - tierra de 3,1 m que corresponde a una soportabilidad de 1175 kV de impulso tipo maniobra.								
- Se elige el pararrayo con las siguientes características:								
				Um:	550	kV		
Nivel de Protección a Impulso Tipo Maniobra:				Ups:	909	kV		
Nivel de Protección a Impulso Tipo Rayo:				Upl:	1057	kV		

7.2. Nivel de tensión de 220 kV

Los factores a emplear en la determinación de las sobretensiones representativas son los siguientes:

- Sobretensiones temporales:
 - o Fallas a tierra: 2.31
 - o Rechazo de carga: 1.01

- Sobretensiones de frente lento:
 - o Sobretensiones en la Subestación 2: $U_{e2}=1.00$, $U_{p2}=1.41$
 - o Maniobra de Transformador: $U_{e2}=1.39$, $U_{p2}=1.92$
 - o Sobretensiones en la Subestación 1: $U_{e2}=1.37$, $U_{p2}=1.90$

Los pasos descritos en el Capítulo VI se resumen en hojas Excel de la siguiente forma:

COORDINACION DE AISLAMIENTO EN 220 kV					
1) SUBESTACIÓN ASOCIADA:					
a.-	Subestación Chiclayo Nueva 220 kV				
2) CONDICIONES AMBIENTALES DE LA ZONA:					
a.-	Altitud Promedio	1000 msnm			
b.-	Contaminación ambiental	Heavy			
3) CONDICIONES DEL SISTEMA ELECTRICO:					
a.-	Tensión Nominal Fase-Fase de la Red (U)	220 kV			
b.-	Tensión Nominal Fase-Tierra de la Red (Ut)	179.63 kV			
c.-	Tensión Máxima del Equipo (Us)	245 kV			
d.-	Frecuencia Nominal	60 Hz			
e.-	Sistema de Aterramiento	a tierra			
4) METODOLOGIA:					
Los pasos a seguir para la coordinación de aislamiento son los descritos por la norma IEC-60071.					
A.-	Determinación de las sobretensiones representativas (U _{rp}).				
B.-	Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U _{cw}).				
C.-	Determinación de las tensiones soportadas requeridas o especificadas (U _{rw}).				
D.-	Determinación de las tensiones soportadas normalizadas (U _w).				
A continuación se desarrollará las items anteriores.					
A.- DETERMINACION DE LAS SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS (U_{rp})					
Las sobretensiones representativas son las siguientes:					
		Tensiones (kV)			
SOBRETENSIONES		Factor	Um	Us (Phase-Phase)	
A Frecuencia Industrial	-	1.00	200.04	245.00	
	-				
			U_{rp} (Phase-Earth)	U_{rp} (Phase-Phase)	
Temporal	Fallas a Tierra	2.31	326.40	565.34	
	Rechazo de Carga	1.01	142.99	247.67	
Pararrayo a la entrada de la línea:					
Nivel de Protección a Impulso Tipo Maniobra:		Ups:	413	kV	
Nivel de Protección a Impulso Tipo Rayo:		Upl:	513	kV	
Frento Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	U_{e2}	U_{p2}	U_{et} (PE)	U_{pt} (PP)
		1.00	1.41	200.39	267.13
		U_{et}	U_{pt}		
	1.00	1.34			
	Transformador	U_{e2}	U_{p2}	U_{et} (PE)	U_{pt} (PP)
		1.39	1.92	297.94	395.23
		U_{et}	U_{pt}		
		1.49	1.98		
	U_{e2}	U_{p2}	U_{et} (PE)		
	Sobretensión desde la Subestación 1	1.37	1.90	291.41	388.03
		U_{et}	U_{pt}		
		1.46	1.94		

$$U_m = U_s \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times F$$

$$U_{rp}(PE) = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \times F$$

$$U_{rp}(PP) = U_{rp}(PE) \times \sqrt{3}$$

$$U_{et} = 1.25 \times U_{e2} - 0.25$$

$$U_{pt} = 1.25 \times U_{p2} - 0.43$$

$$U_{pt}(PP) = U_{pt} \times U_m$$

$$U_{et}(PE) = U_{et} \times U_m$$

Las sobretensiones representativas de frente lento son:

Frento Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	Si Uet>Ups. Urp=Ups Si Upt>2Ups, Urp=2Ups	Urp (PE)	Urp (PP)
			179,94	239,87
	Transformador	Si Uet>Ups. Urp=Ups Si Upt>2Ups, Urp=2Ups	Urp (PE)	Urp (PP)
			267,54	354,90
	Sobretensión desde la Subestación 1	Si Uet>Ups. Urp=Ups Si Upt>2Ups, Urp=2Ups	Urp (PE)	Urp (PP)
			261,67	348,44

B.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACION (Ucw)

Las tensiones soportadas de coordinacion son las siguientes:

SOBRETENSIONES			Tensiones in kV		
			Factor	Ucw (PE)	Ucw (PP)
Temporales	Fallas a Tierra	1,00	326,40	565,34	
	Rechazo de Carga	1,00	142,99	247,67	

$$Ucw(PE) = Urp(PE) \times F$$

$$Ucw(PP) = Urp(PP) \times F$$

Frento Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	Ups/Ue2	2xUps/Up2	Ucw (PE)	Ucw (PP)		
		2,30	3,26				
		Kcd	Kcd				
		1,00	1,00				
		179,94	239,87				
		239,87	179,94				
	Transformador	Ups/Ue2	2xUps/Up2	Ucw (PE)	Ucw (PP)		
						1,65	2,39
						Kcd	Kcd
						1,00	1,00
						267,54	354,90
						354,90	267,54
Sobretensión desde la Subestación 1	Ups/Ue2	2xUps/Up2	Ucw (PE)	Ucw (PP)			
					1,68	2,43	
					Kcd	Kcd	
					1,00	1,00	
					261,67	348,44	
					348,44	261,67	

$$Ucw(PE) = Urp(PE) \times Kcd$$

$$Ucw(PP) = Urp(PP) \times Kcd$$

Las sobretensiones soportadas de coordinacion de frente rapido son:

Upl= 513 kV	Lsp= 300 m	Tensiones in kV			
A= 11000 kV	Ra= 0,025				
n= 1	Rkm= 0,003 1/km				
	La= 8333,33 m				
Frente Rápido o Rayo	Impulso Rayo	L (externo)	L (interno)	Ucw (externo)	Ucw (interno)
		215,00	30,00	786,93	551,22

$$Urp = Upl + \frac{A \times L}{n \times (Lsp + La)}$$

$$La = \frac{Ra}{Rkm}$$

$$L = a1 + a2 + a3 + a4$$

C.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (Urw)

Los factores a aplicar son los siguientes:

1.- Factor de Seguridad "Ks":

Es aplicado para cualquier tipo de sobretensión Fase-Fase o Fase-Tierra.

Para Aislamiento Interno

$$Ks = 1,15$$

Para Aislamiento Externo

$$Ks = 1,05$$

2.- Factor de Corrección Atmosférico "Ka":

Sobretensiones	Tipo de Sobretensión	Factor "m"		Ka (PE)	Ka (PP)
		(PE)	(PP)		
Temporales	-	1,00	1,00	1,13	1,13
Frente Lento	-	1,00	1,00	1,13	1,13
Frente Rápido	-	1,00	1,00	1,13	1,13

$$K_a = e^{m \times \left(\frac{H}{8150}\right)}$$

Las tensiones soportadas requeridas son las siguientes:

SOBRETENSIONES	Tipo de Sobretensión	U _{rw} (kV)	
		Externo	Interno
Temporales	p-e	387,46	164,44
	p-p	671,10	284,82
Frente Lento	p-e	Subestación 2	213,61
		Transformador	317,58
		Subestación 1	310,63
	p-p	Subestación 2	284,75
		Transformador	421,29
		Subestación 1	413,62
Frente Rápido	p-e	934,15	
	p-p	934,15	

$$U_{rw} = K_a \times K_s \times U_{cw}$$

D.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS (U_w)

Las sobretensiones temporales serán convertidas a impulso tipo maniobra (Frente Lento):

Los factores a aplicar son las siguientes:

Tipo de Aislamiento	Tipo de Sobretensión	Factores de Conversión		Factores de Conversión
		Temporales	Frente Rápido	Frente Lento
Externo	p-e	Subestación 2	0,63	1,09
		Transformador	0,64	1,10
		Subestación 1	0,64	1,10
	p-p	Subestación 2	0,62	1,08
		Transformador	0,63	1,10
		Subestación 1	0,63	1,10
Interno	p-e	Subestación 2	0,50	1,10
		Transformador	0,50	1,10
		Subestación 1	0,50	1,10
	p-p	Subestación 2	0,50	1,10
		Transformador	0,50	1,10
		Subestación 1	0,50	1,10

Las sobretensiones soportadas normalizadas son las siguientes:

SOBRETENSIÓN	Tipo	AISLAMIENTO EXTERNO					
		Subestación 2		Transformador		Subestación 1	
		U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}
Temporales	p-e	387,46	133,53	387,46	202,42	387,46	197,73
	p-p	671,10	177,23	671,10	266,75	671,10	261,64
Frente Lento	p-e	213,61	658,68	317,58	658,68	310,63	658,68
	p-p	284,75	1140,86	421,29	1140,86	413,62	1140,86
Frente Rápido	p-e	934,15	231,89	934,15	350,27	934,15	342,24
	p-p	934,15	307,99	934,15	462,08	934,15	453,31

$$U_{rw(c)} = F_c \times U_{rw}$$

SOBRETENSIÓN		AISLAMIENTO INTERNO						
		Tipo	Subestación 2		Transformador		Subestación 1	
			U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}
Temporales	p-e	164,44	103,47	164,44	153,83	164,44	150,46	
	p-p	284,82	137,93	284,82	204,07	284,82	200,35	
Frente Lento	p-e	206,94	378,22	307,67	378,22	300,93	378,22	
	p-p	275,85	655,09	408,14	655,09	400,70	655,09	
Frente Rápido	p-e	633,91	227,63	633,91	338,43	633,91	331,02	
	p-p	633,91	303,44	633,91	448,95	633,91	440,77	

U_{rw(c)} = F_c × U_{rw}

Se escogieron los siguientes niveles de aislamiento:

- **Aislamiento externo con Um=300 kV para el equipo**

	U _{w pe} (kV)	U _{w pp} (kV)
Aislamiento por impulso tipo maniobra	: 750	1125
Aislamiento por impulso tipo rayo	: -	U_{w peak} (kV) 950

- **Aislamiento Interno con Um=300 kV para el equipo**

	U _{w pe} (kV)	U _{w pp} (kV)
Aislamiento por impulso tipo maniobra	: 750	1125
Aislamiento por impulso tipo rayo	: -	U_{w peak} (kV) 950

Para el caso de la sobretensión fase-fase tipo maniobra se considera una distancia mínima entre conductores de 2,6 m que corresponde a una soportabilidad de 1275 kV de impulso tipo maniobra.

Para el caso de la sobretensión fase-tierra tipo maniobra se considera una distancia mínima conductor - tierra de 1,6 m que corresponde a una soportabilidad de 750kV de impulso tipo maniobra.

- **Se elige el pararrayo con las siguientes características:**

	Um:	300	kV
Nivel de Protección a Impulso Tipo Maniobra:	Ups:	413	kV
Nivel de Protección a Impulso Tipo Rayo:	Upl:	513	kV

7.3. Nivel de tensión de 33 kV

Los factores a emplear en la determinación de las sobretensiones representativas son los siguientes:

- Sobretensiones temporales:
 - o Fallas a tierra: 2.49
 - o Rechazo de carga: 1.00

- Sobretensiones de frente lento:
 - o Sobretensiones en la Subestación 2: $U_{e2}=1.00$, $U_{p2}=1.41$
 - o Maniobra de Transformador: $U_{e2}=1.62$, $U_{p2}=2.34$
 - o Sobretensiones en la Subestación 1: $U_{e2}=1.34$, $U_{p2}=1.92$

Los pasos descritos en el Capítulo VI se resumen en hojas Excel de la siguiente forma:

Las sobretensiones representativas de frente lento son:

Frente Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	Si $U_{et} > U_{ps}$, $U_{rp} = U_{ps}$ Si $U_{pt} > 2U_{ps}$, $U_{rp} = 2U_{ps}$	Urp (PE)	Urp (PP)
			26,95	35,95
	Transformador	Si $U_{et} > U_{ps}$, $U_{rp} = U_{ps}$ Si $U_{pt} > 2U_{ps}$, $U_{rp} = 2U_{ps}$	Urp (PE)	Urp (PP)
			47,76	67,09
	Sobretensión desde la Subestación 1	Si $U_{et} > U_{ps}$, $U_{rp} = U_{ps}$ Si $U_{pt} > 2U_{ps}$, $U_{rp} = 2U_{ps}$	Urp (PE)	Urp (PP)
			38,28	53,22

B.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS DE COORDINACION (Ucw)

Las tensiones soportadas de coordinacion son las siguientes:

SOBRETENSIONES		Factor	Tensiones in kV	
			Ucw (PE)	Ucw (PP)
Temporales	Fallas a Tierra	1,00	51,68	89,52
	Rechazo de Carga	1,00	20,78	36,00

$$U_{cw}(PE) = U_{rp}(PE) \times F$$

$$U_{cw}(PP) = U_{rp}(PP) \times F$$

Frente Lento o Maniobra	Sobretensión desde la Subestación 2	U_{ps}/U_{e2}	$2 \times U_{ps}/U_{p2}$	Ucw (PE)	Ucw (PP)	
		3,63	5,15			
		Kcd	Kcd	26,95	35,95	
		1,00	1,00			
		Transformador	U_{ps}/U_{e2}	$2 \times U_{ps}/U_{p2}$	Ucw (PE)	Ucw (PP)
				2,25		
	Kcd		Kcd	47,76	67,09	
	1,00		1,00			
	Sobretensión desde la Subestación 1	U_{ps}/U_{e2}	$2 \times U_{ps}/U_{p2}$	Ucw (PE)	Ucw (PP)	
			2,72			3,78
		Kcd	Kcd	38,28	53,22	
		1,00	1,00			

$$U_{cw}(PE) = U_{rp}(PE) \times K_{cd}$$

$$U_{cw}(PP) = U_{rp}(PP) \times K_{cd}$$

Las sobretensiones soportadas de coordinacion de frente rapido son:

U_{pl} =	115,2 kV	L_{sp} =	100 m	$U_{rp} = U_{pl} + \frac{A \times L}{n \times (L_{sp} + L_a)}$	
A =	7000 kV	R_a =	0,025		
n =	1	R_{km} =	0,001 1/km		
		L_a =	25000 m		
				Tensiones in kV	
Frente Rápido o Rayo	Impulso Rayo	L (externo)	L (interno)	Ucw (externo)	Ucw (interno)
		70,00	30,00	134,72	123,57

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$$

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$$

C.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS REQUERIDAS (U_{rw})

Los factores a aplicar son los siguientes:

1.- Factor de Seguridad "K_s":

Es aplicado para cualquier tipo de sobretensión Fase-Fase o Fase-Tierra.

Para Aislamiento Interno

$$K_s = 1,15$$

Para Aislamiento Externo

$$K_s = 1,05$$

2.- Factor de Corrección Atmosférico "Ka":

Sobretensiones	Tipo de Sobretensión	Factor "m"		Ka (PE)	Ka (PP)
		(PE)	(PP)		
Temporales	-	1,00	1,00	1,13	1,13
Frente Lento	-	1,00	1,00	1,13	1,13
Frente Rápido	-	1,00	1,00	1,13	1,13

$$K_a = e^{m \times \left(\frac{H}{8150} \right)}$$

Las tensiones soportadas requeridas son las siguientes:

OVERVOLTAGES	Tipo de Sobretensión	Urw (kV)	
		Externo	Interno
Temporales	p-e	61,35	23,90
	p-p	106,26	41,40
Frente Lento	p-e	Subestación 2	31,99
		Transformador	56,70
	p-p	Subestación 1	45,44
		Subestación 2	42,68
		Transformador	79,65
		Subestación 1	63,18
Frente Rápido	p-e	159,92	
	p-p	159,92	

$$U_{rw} = K_a \times K_s \times U_{cw}$$

D.- DETERMINACION DE LAS TENSIONES SOPORTADAS NORMALIZADAS (Uw)

Las sobretensiones temporales serán convertidas a impulso tipo maniobra (Frente Lento):

Los factores a aplicar son las siguientes:

Tipo de Aislamiento	Tipo de Sobretensión	Factores de Conversión	
		Temporales	Frente Rápido
Externo	p-e	Subestación 2	0,60
		Transformador	0,61
		Subestación 1	0,61
	p-p	Subestación 2	0,60
		Transformador	0,61
		Subestación 1	0,60
Interno	p-e	Subestación 2	0,50
		Transformador	0,50
		Subestación 1	0,50
	p-p	Subestación 2	0,50
		Transformador	0,50
		Subestación 1	0,50

Las sobretensiones soportadas normalizadas son las siguientes:

SOBRETENSIÓN	Tipo	AISLAMIENTO EXTERNO					
		Subestación 2		Transformador		Subestación 1	
		Urw	Urw(c)	Urw	Urw(c)	Urw	Urw(c)
Temporales	p-e	61,35	19,32	61,35	34,40	61,35	27,51
	p-p	106,26	25,75	106,26	48,29	106,26	38,22
Frente Lento	p-e	31,99	-	56,70	-	45,44	-
	p-p	42,68	-	79,65	-	63,18	-
Frente Rápido	p-e	159,92	33,76	159,92	60,07	159,92	48,05
	p-p	159,92	45,02	159,92	84,33	159,92	66,78

$$U_{rw(c)} = F_c \times U_{rw}$$

SOBRETENSIÓN	Tipo	AISLAMIENTO INTERNO					
		Subestación 2		Transformador		Subestación 1	
		U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}	U _{rw}	U _{rw(c)}
Temporales	p-e	23,90	15,50	23,90	27,46	23,90	22,01
	p-p	41,40	20,67	41,40	38,58	41,40	30,60
Frente Lento	p-e	30,99	-	54,93	-	44,02	-
	p-p	41,35	-	77,16	-	61,21	-
Frente Rápido	p-e	142,10	34,09	142,10	60,42	142,10	48,42
	p-p	142,10	45,48	142,10	84,88	142,10	67,33

$U_{rw(c)} = F_c \times U_{rw}$

Se escogieron los siguientes niveles de aislamiento:

- **Aislamiento externo con Um=72,5 kV para el equipo**

Aslamiento por impulso tipo temporal	:	-	Uw r.m.s (kV)
			140
Aslamiento por impulso tipo rayo	:	-	Uw peak (kV)
			325

- **Aislamiento Interno con Um=72,5 kV para el equipo**

Aslamiento por impulso tipo temporal	:	-	Uw r.m.s (kV)
			140
Aslamiento por impulso tipo rayo	:	-	Uw peak (kV)
			325

Para el caso de la sobretensión fase-fase tipo rayo se considera una distancia mínima entre conductores de 0,63 m que corresponde a una soportabilidad de 325 kV de impulso tipo rayo.

Para el caso de la sobretensión fase-tierra tipo rayo se considera una distancia mínima conductor - tierra de 0,63 m que corresponde a una soportabilidad de 325 kV de impulso tipo rayo.

- **Se elige el pararrayo con las siguientes características:**

	Um:	72,5	kV
Nivel de Protección a Impulso Tipo Maniobra:	Ups:	97,9	kV
Nivel de Protección a Impulso Tipo Rayo:	Upl:	115,2	kV

CONCLUSIONES

1. El caso más crítico de sobretensión en 500 kV se presenta en la maniobra de interruptor desde la Subestación Trujillo 500 kV. De la misma manera el caso más crítico de sobretensión en 220 kV se presenta con una falla a tierra en la barra de 220 kV y los casos más críticos de sobretensiones en 33 kV se presenta con una falla a tierra y la caída de un rayo en la barra de 33 kV.

2. El cálculo de las tensiones normalizadas a través de la Coordinación de Aislamiento descrito en la norma IEC-60071 es una condición para la selección del nivel de aislamiento de los equipos.

Nivel de Tensión del Sistema (kV)	Nivel de Tensión Máxima del Equipo (kV)	TIPO DE AISLAMIENTO NORMALIZADO (kV)		
		Impulso Temporal (r.m.s)	Impulso Maniobra (pp)	Impulso Rayo (peak)
500	550	-	1762.5	1550
220	300	-	1125	950
33	72.5	140	-	325

3. La ayuda de herramientas computaciones como el ATP u otro software son importantes para el estudio de transitorios en los niveles de tensión de 500 kV y 220 kV.

4. El ATP nos permite modelar los diferentes equipos de la subestación con el objeto de calcular con mayor exactitud las sobretensiones transitorias.

5. El cálculo y limitación de sobretensiones transitorias en los niveles de tensión de 220 kV y 500 kV, son importantes en los estudios de estabilidad de los sistemas de potencia.

RECOMENDACIONES

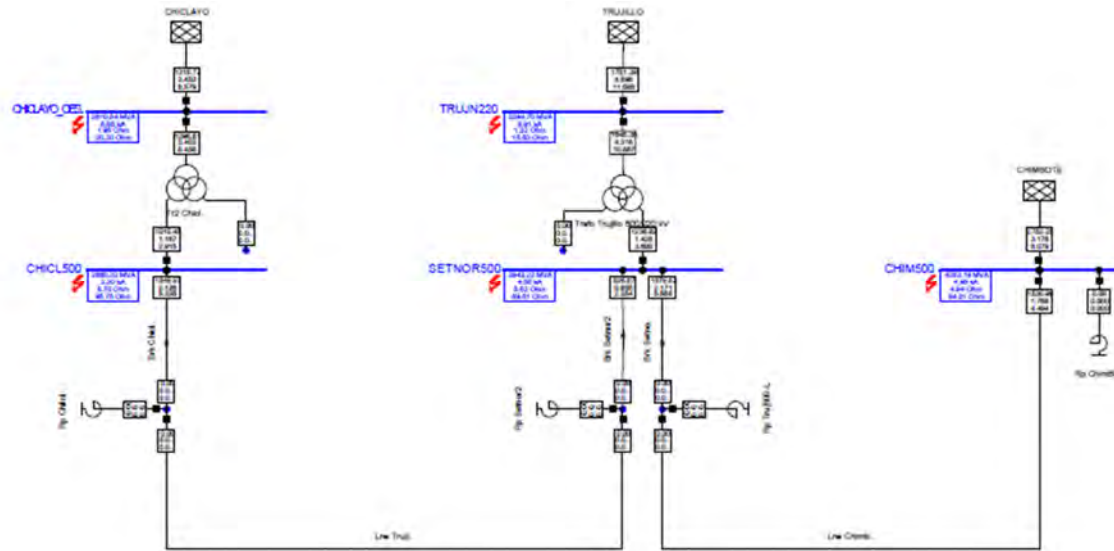
1. Para realizar un correcto estudio de coordinación de aislamiento se debe conocer todos los términos descritos en la parte 1 de la norma IEC-60071.
2. La norma IEC 60071 es una guía para el cálculo de las tensiones normalizadas. Los factores de sobretensión considerados en la norma pueden ser calculados con el método estadístico o el método determinístico por falta de datos.
3. Es importante verificar las distancias de seguridad fase-tierra y fase-fase, por motivo de posibles fallas a tierra o cebado de arco entre las fases de las disposiciones físicas de las subestaciones de potencia.

BIBLIOGRAFÍA

1. IEC-60071-1: Insulation Coordination. Part 1: Definitions, principles and rules. Edición 8.0. Año 2006.
2. IEC-60071-2: Insulation Coordination. Part 2: Application guide. Edición 3.0. Año 1996.
3. Electrical Transmission and Distribution Reference Book: Central Station Engineers. Edición 4.0. Año 1964.
4. Limitation of Switching Overvoltages by Use of Transmission Line Surge Arresters: Lennart Stenstrom and Minoo Mobedjina.
5. Protección frente a Sobretensiones de origen Atmosférico en Subestaciones 45/15 kV: A. Elices, L. Rouco.
6. Electric Power Engineering Handbook: Leonard L. Gribsby.
7. Suppression of Ground-Fault Arcs on Single-Pole-Switched EHV Lines by Shunt Reactors: E. W. Kimbark. March 1964.
8. Estudio de Arco Secundario en Líneas de Extra Alta Tensión de gran longitud: J. H. di Salvo, R. R. Villar.
9. Electrical Transients in Power Systems: Allan Greenwood. Edición 2.0. Año 1991.
10. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión: HVM Ingenieros Ltda.
11. Atpdraw Users' Manual: Version 3.5. Año 2002.
12. Atp Rule Book: Alternative Transient Program. January 2002.
13. Emtp Theory Book: Electromagnetic Transients Program. July 1996.
14. The Lightning Arrester Modeling Using ATP-EMTP: Trin S., Wicket T. Año 2008
15. Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión: Juan A. Martínez Velasco.
16. Equipamiento Eléctrico – Especificación y Aplicación en Subestaciones de Corriente Alterna: Furnas / UFF, 1985.
17. Transitorios Eléctricos y Coordinación de Aislamiento – Aplicación en Sistemas Eléctricos de Alta Tensión: Furnas / UFF, 1987.
18. Disyuntores - Aplicación en Sistemas de Potencia – CE 13 CIGRÉ - Brasil: Furnas / UFF, 1996.

APÉNDICE

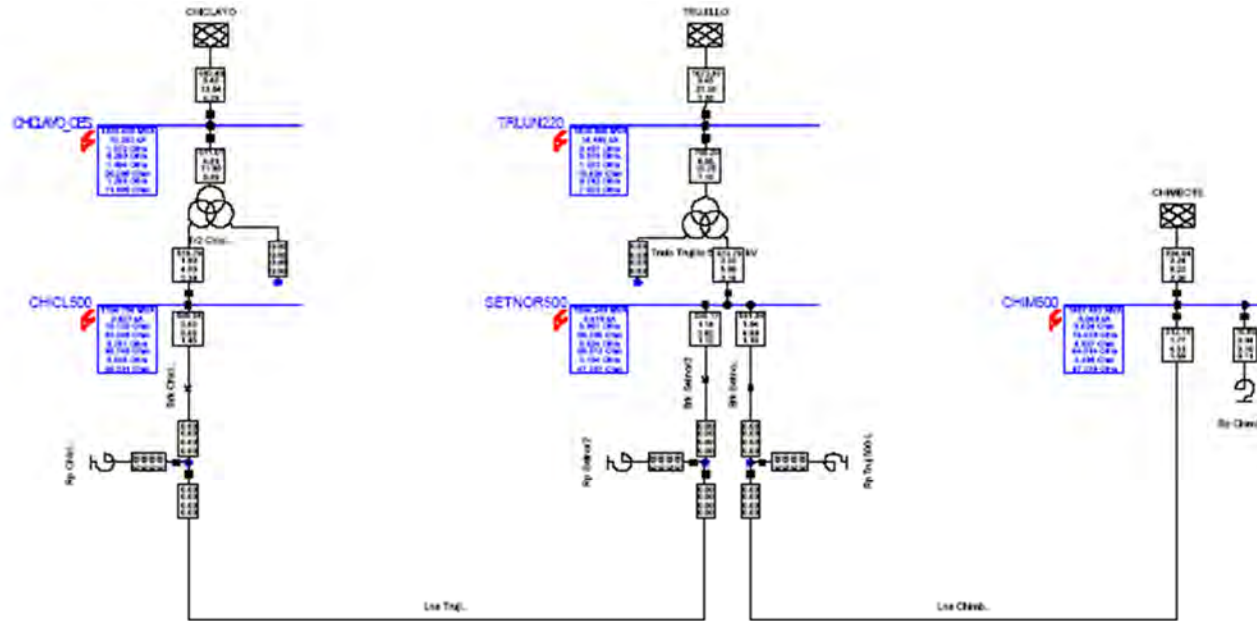
A1: CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO EN SUBESTACIONES DE POTENCIA



Max. 3-Phase Short-Circuit acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circuit Power [MVA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circuit Current [kA]
Short-Circuit Impedance, Real Part [Ohm]	Peak Short-Circuit Current [kA]
Short-Circuit Impedance, Imaginary Part [Ohm]	

PowerFactory 14.0.520	REDUCCION DE RED PARA ESTUDIO	Project:
	CORTOCIRCUITO TRIFASICO	Graphic: RED
		Date: 1/25/2012
		Annex:

A2: CORTO CIRCUITO MONOFÁSICO EN SUBESTACIONES DE POTENCIA



Max. Single Phase to Ground acc. to IEC60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Initial Short-Circuit Power A [MVA]
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current A [kA]
Zero-Sequence Impedance, Real Part [Ohm]	Peak Short-Circuit Current A [kA]
Zero-Sequence Impedance, Imaginary Part [Ohm]	3 ^{1/2} [kA]
Positive-Sequence Impedance, Real Part [Ohm]	
Positive-Sequence Impedance, Imaginary Part [Ohm]	
Negative-Sequence Impedance, Real Part [Ohm]	
Negative-Sequence Impedance, Imaginary Part [Ohm]	

PowerFactory 14.0.520	REDUCCION DE RED PARA ESTUDIO	Project:
	CORTOCIRCUITO MONOFASICO	Graphic: RED
		Date: 1/25/2012
		Annex:

A3: IMPEDANCIAS EQUIVALENTES

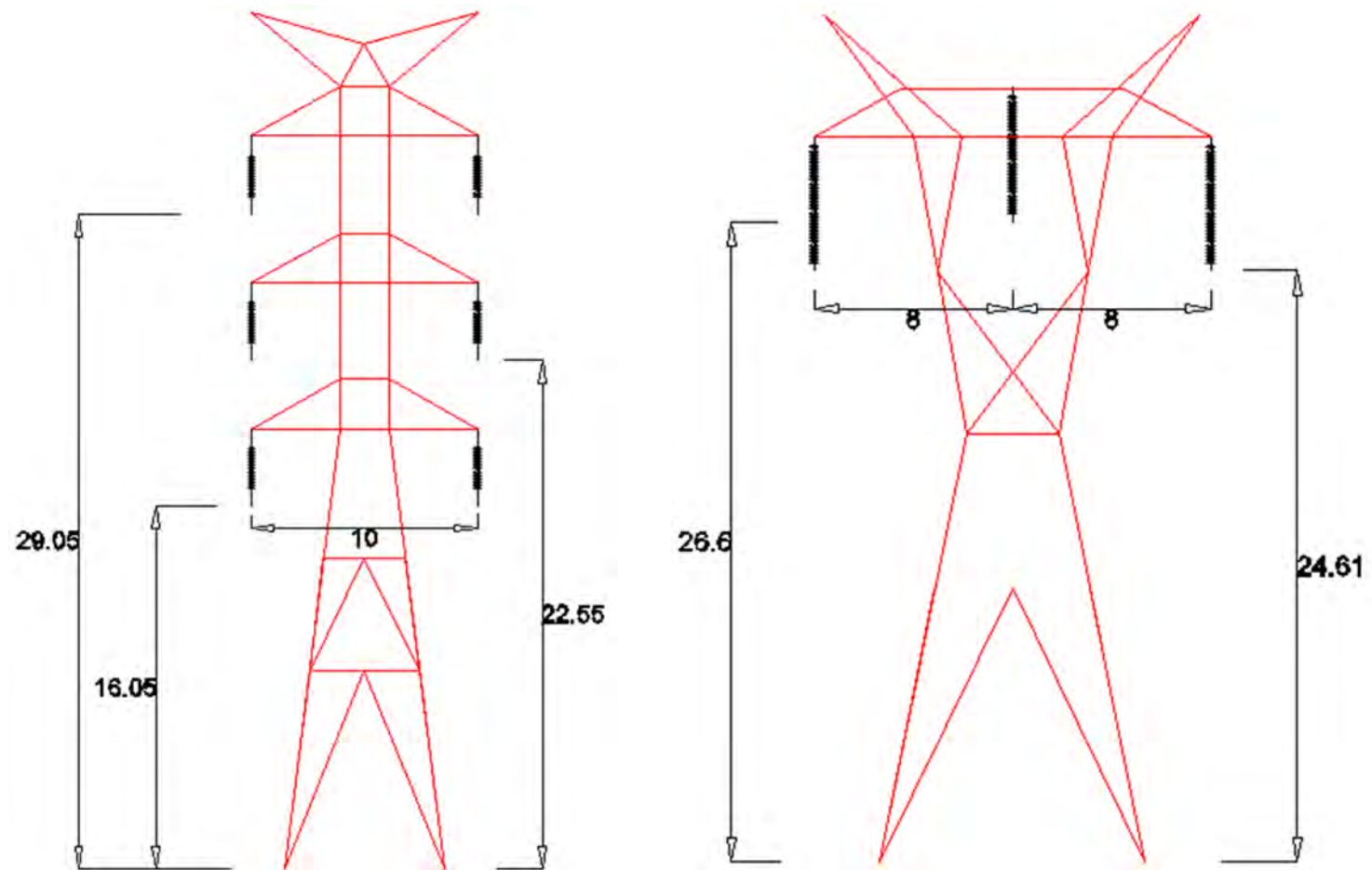
SUBESTACIÓN	IMPEDANCIA EQUIVALENTE			
	R _o	R ₊	Lo	L ₊
CHICLAYO OESTE 220 KV	5,315289	40,464240	40,113620	82,451940
CHIMBOTE 500 KV	7,332499	99,918120	99,648710	85,791560
TRUJILLO NORTE 220 KV	3,586398	30,398680	30,186380	83,224540

A4: DATOS DEL AUTOTRANSFORMADOR



⊕ TRANSFORMER ⊕
TO IEC 60076

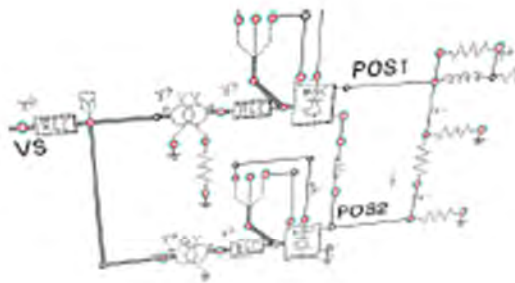
CAPACIDAD (HV & IV)	150/200/250	MVA	Nº DE SÉRIE	ET09785/1-8	AÑO DE FABRIC.	****		
CAPACIDAD (TV)	1	MVA	REFRIGERACIÓN	ONAN/ONAF1/ONAF2	TIPO DE ACEITE	MINERAL (IEC60296)		
FASES	1	FRECUENCIA	60	Hz				
LÍMITE DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA MEDIA DE LOS DEVANADOS SOBRE AMBIENTE, CON PLENA POTENCIA NOMINAL A 1.000 m.s.n.m.						64	°C	
LÍMITE DE ELEVACIÓN DE TEMPERATURA DEL ACEITE SUPERIOR SOBRE AMBIENTE, CON PLENA POTENCIA NOMINAL A 1.000 m.s.n.m.						59	°C	
IMPEDANCIA DEL CORTOCIRCUITO A 75°C, BASE DE	250000	kVA	CON	500000/√3 / 242000/√3	V	15	%	
TENSION NOMINAL EN VACÍO DE LOS DEVANADOS:			CON	500000/√3 / 220000/√3	V	17	%	
PRIMARIO	500000/√3	V	CON	500000/√3 / 198000/√3	V	19.5	%	
SECUNDARIO	220000/√3 ± 10x1%	V	CON	500000/√3 / 33000	V	38	%	
TERCIARIO	33000	V	CON	220000/√3 / 33000	V	20	%	
NIVEL DE RUIDO MÁXIMO DE LOS TRANSFORMADORES:						ONAN	84	dB(A)
						ONAF1	86	dB(A)

A5: DATOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, 220 kV y 500 kV RESPECTIVAMENTE

ATPDRAW

version 3.5
for Windows 9x/NT/2000/XP

Users' Manual

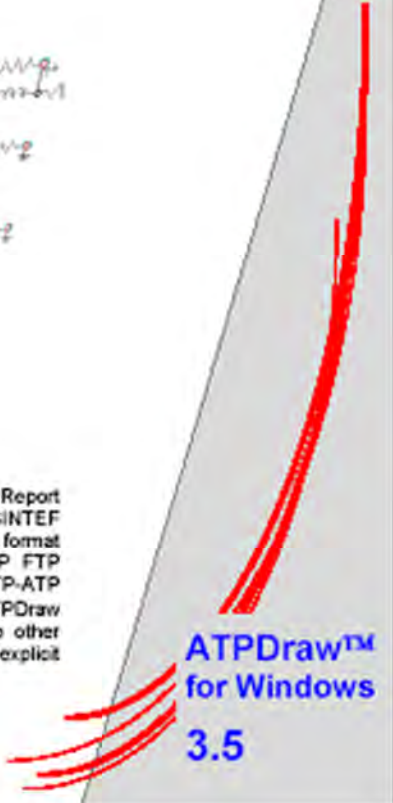


László Prikler,

Hans Kristian Høidalen

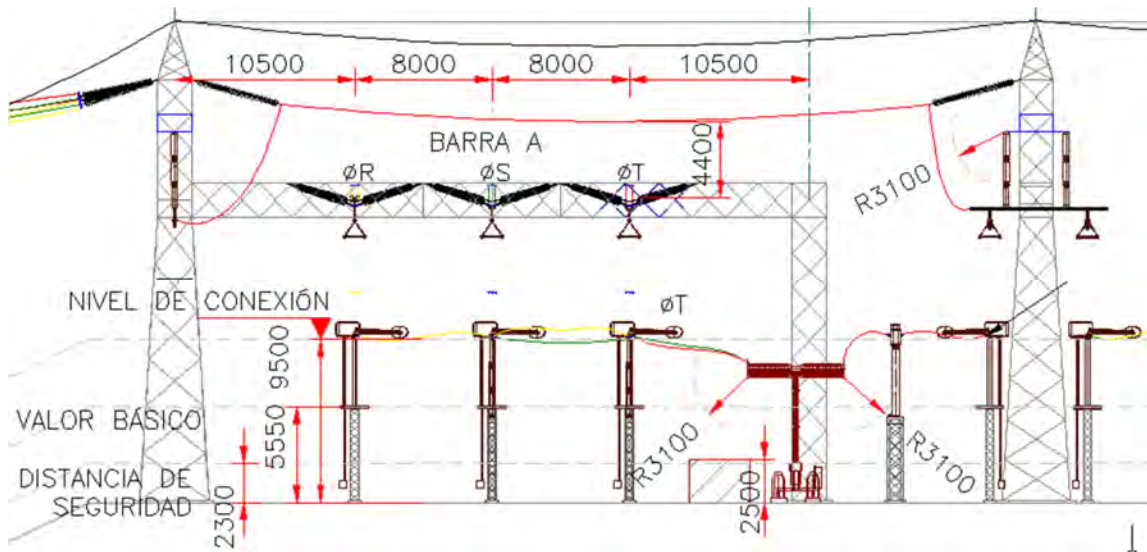
The content of this document is identical to the SINTEF Report No. TR F5660, but is not an official document of the SINTEF Energy Research, Norway. It has been converted to PDF format and made available for distribution via the secure ATP FTP servers and Web sites, as well as via the regional EMTF-ATP Users Groups. ATP license is required to obtain the ATPDraw program and this manual. Conversion of this manual to other formats and distribution on any kind of media requires explicit permission from the authors.

**Preliminary Release No. 1.1
October 2002**

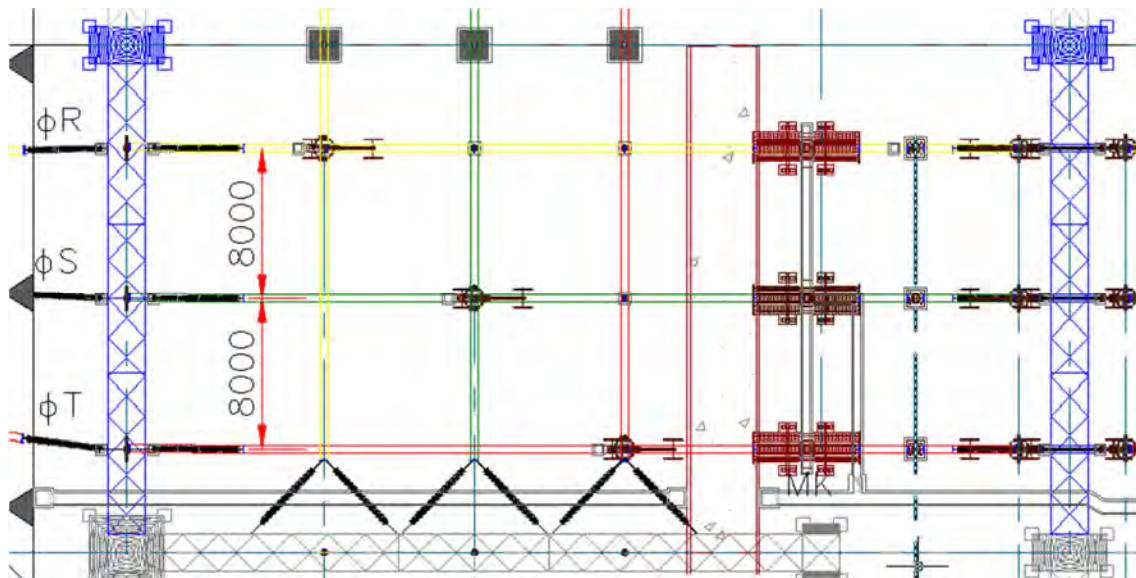


**ATPDraw™
for Windows
3.5**

A7: DISTANCIA DE SEGURIDAD, NIVEL DE CONEXIÓN, DISTANCIA MÍNIMA FASE-TIERRA, DISTANCIA MÍNIMA FASE-FASE ENTRE CONDUCTORES



A8: DISTANCIA FASE-FASE ENTRE EQUIPOS



A9: FOTOS DE SUBESTACIONES DE POTENCIA

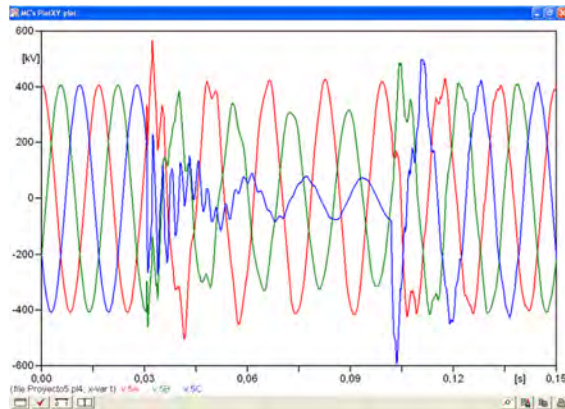


Banco de Autotransformadores – Subestación Carabaylo

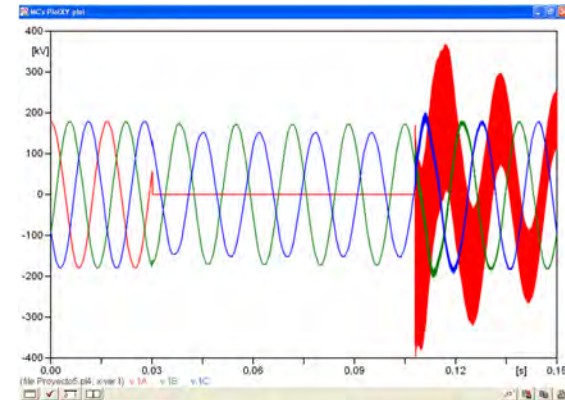


Subestación Carabayllo

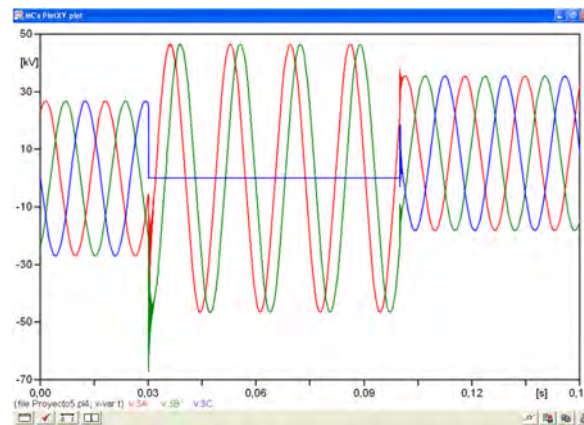
A10: SOBRETENSIONES DE LA SUBESTACIÓN EN ESTUDIO



Sobretensión Pico Fase-Tierra, en 500 kV



Sobretensión Pico Fase-Tierra, en 220 kV



Sobretensión Pico Fase-Tierra, en 33 kV